

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica **CREE**

REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES CAPÍTULO I

Objeto, Ámbito de Aplicación, Acrónimos y Definiciones

Artículo 1. Objeto del Reglamento y ámbito de aplicación.

El presente Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley; reglamentar las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras; la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en tratados internacionales sobre la materia, celebrados por el Gobierno de la República, y la operación del Sistema Interconectado Nacional, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos; así como, con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano.

Artículo 2.

Acrónimos.

CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.
CENS	Costo de la Energía No Suministrada, (L/kWh).
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
kV	Kilovoltio.
L	Lempiras, moneda de curso legal en Honduras.
MEN	Mercado Eléctrico Nacional.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
NT-AUCT	Norma Técnica de Acceso y Uso de la Capacidad de Transmisión.
NT-CD	Norma Técnica de Calidad de la Distribución.
NT-CT	Norma Técnica de Calidad de la Transmisión.
NT-DOD	Norma Técnica de Diseño y Operación de la Distribución.
NT-DOT	Norma Técnica de Diseño y Operación de la Transmisión.
NT-ET	Norma Técnica para la Expansión de la Transmisión.

NT-EG	Norma Técnica para el Plan Indicativo de Expansión de la Generación.
ODS	Operador del Sistema.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.
RTR	Red de Transmisión Regional
SER	Sistema Eléctrico Regional.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central.
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
VAD	Valor Agregado de Distribución.
VEI	Valor Esperado por Indisponibilidad.
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo.

Artículo 3. Definiciones. Para los efectos de este reglamento los siguientes vocablos, frases, oraciones, ya sea en singular o en plural, en género masculino o femenino, tienen el significado abajo expresado, a menos que dentro del contexto donde se utilicen expresen otro significado.

Acometida: Es el conjunto de elementos, materiales y equipos, que forman parte de la infraestructura eléctrica que la Empresa Distribuidora instala en el punto de entrega al usuario para la prestación del servicio eléctrico de distribución. La Acometida comienza en el poste y llega hasta el punto donde comienzas las instalaciones internas del usuario.

Agentes Compradores: Agentes del mercado que compran electricidad para su consumo propio o el de sus clientes minoristas. Serán agentes compradores, siempre que cumplan con los requisitos fijados en este reglamento y en el Reglamento de Operación y Mercado, las Empresas Distribuidoras y comercializadoras, así como los Consumidores Calificados.

Agentes: Son todas las Empresas Generadoras, Distribuidoras, Transmisoras, Comercializadoras, Operador del Sistema, Comité de Agentes y Consumidores Calificados que estén autorizados por las Leyes para operar en el territorio nacional.

Agentes del Mercado: Las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y Clientes Calificados que cumplan con los requisitos fijados en este reglamento y en el ROM.

Agente Transmisor: forma genérica que la regulación regional emplea para referirse a los propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR.

Calidad del Producto: Característica del servicio de suministro eléctrico que mide el grado de cumplimiento de los requisitos

técnicos de la tensión (nivel de tensión, desbalance entre fases, frecuencia, distorsión armónica y flicker).

Calidad del Servicio: Característica del servicio de suministro eléctrico que engloba la Calidad del Producto y la Calidad del Servicio Técnico.

Calidad del Servicio Técnico: Característica del servicio de suministro eléctrico que mide la confiabilidad o continuidad con que se proporciona el mismo.

Cargos del MER: Cargos que los Agentes responsables de su pago tienen el derecho de su reconocimiento como costos, dentro de los cuales se incluyen el cargo por el servicio de operación del Sistema Eléctrico Regional, Cargo por Servicio de Regulación del MER y el Cargo por Uso de la RTR, que se definen en el Libro 1 del RMER.

Cargos por la Operación del Sistema: Cargos a percibir por el ODS para recuperar los costos de la operación del SIN y el MEN, reconocidos por la CREE.

Cargos por Uso del Sistema Secundario de Transmisión: Cargos a recibir por el propietario de activos del sistema secundario de transmisión en caso de que dichos activos sean utilizados por otros Agentes. La metodología para establecer este cargo será establecida por la CREE.

Comercializadora: Empresa que realiza la actividad de comercialización y que se encuentra desvinculada patrimonialmente de otros agentes que realizan las actividades de generación, transmisión y distribución.

Condiciones de Emergencia: Son aquellas condiciones, derivadas de una situación extraordinaria en el sistema eléctrico, que requiere acciones inmediatas, tales como: catástrofes naturales, desabastecimiento súbito de la oferta de electricidad, u otras que sean designadas como tales por la CREE, tomando en consideración el riesgo de desabastecimiento eléctrico nacional.

Consumidor Calificado: Aquel cuya demanda exceda el valor fijado por la CREE, y que está facultado y ejerce su derecho a comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores y/o comercializadoras, a precios libremente pactados con ellos; o bien en el mercado de oportunidad nacional o en el MER.

Contrato de Suministro: Acuerdo de voluntades que crea y transmite derechos y obligaciones recíprocas entre la Empresa Distribuidora y el Solicitante de Servicio Eléctrico.

Costo Base de Generación: La proyección de costos totales de compra de potencia, energía y servicios complementarios, hasta la entrada a la red de distribución, calculado por el Operador del Sistema, que serán trasladados a las tarifas.

Costo de la Energía No Suministrada: La metodología para establecer este costo será responsabilidad de la CREE. Inicialmente, será el equivalente a diez veces el valor por kilovatio hora de la tarifa de baja tensión, monofásica, sin cargo por demanda, del primer día y primer mes del período de evaluación.

Costo de Mercado: Costo en el que todo Agente incurre por participar en el MEN. El Costo de Mercado está compuesto por los costos de las reservas del sistema y cualquier otro costo relacionado con mantener la seguridad, confiabilidad y calidad del suministro del sistema eléctrico. También puede incluirse el costo derivado de la participación en el Mercado Eléctrico Regional.

Costo Estándar: Los costos derivados de los contratos suscritos previa a la entrada en vigencia del presente reglamento, que serán proyectados y ajustados por la CREE para su traslado a tarifas.

Costo Medio de Capital, Operación y Mantenimiento: Anualidad constante del costo de capital por unidad de potencia, correspondiente al valor nuevo de reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente, con costos de operación y mantenimiento eficientes.

Demanda Firme: Potencia firme que deben contratar los agentes compradores.

Demanda Firme Efectiva: Potencia firme demandada por los agentes compradores determinada cada año por el Operador del Sistema, o en su defecto por la CREE, a partir de la demanda de potencia máxima registrada en el período crítico.

Desvíos de Potencia: Diferencia entre el requerimiento efectivo de potencia firme de un agente comprador y la potencia firme que este agente haya tenido cubierta con contratos.

Día: Se refiere a día calendario.

Empresa Transmisora: Agente que gestiona y presta servicio en el Sistema de Principal Transmisión.

Energía No Suministrada: La Energía No Suministrada a los usuarios, por interrupciones en el sistema de generación, transmisión y/o distribución, que se calcula con base en la metodología que establezca la CREE.

Extensión de Línea: Se considera que es una extensión de línea cuando la Empresa Distribuidora, para satisfacer un nuevo servicio o una demanda adicional, requiere no sólo de una Acometida, sino de ampliar la red de distribución.

Indisponibilidad: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o unidad generadora que está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Indisponibilidad Programada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o unidad generadora que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme a los procedimientos establecidos para este efecto por el ODS.

Indisponibilidad Forzada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o unidad generadora que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el ODS debido a una condición de Indisponibilidad Programada.

Ingreso Autorizado Regional: Es la remuneración anual determinada por la CRIE que está autorizado a percibir un Agente Transmisor propietario de activos de la RTR. De acuerdo con el RMER únicamente tienen derecho a percibir estos ingresos, con la excepción del valor esperado por indisponibilidad que reciben todas las instalaciones de la RTR, las instalaciones pertenecientes al primer sistema de transmisión regional (SIEPAC), las ampliaciones realizadas de acuerdo a los planes de expansión regionales así como las ampliaciones a riesgo con beneficio regional.

Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión: Ingresos adicionales obtenidos como resultado de las transacciones en el Mercado de Oportunidad con precios nodales en cada hora. Su monto es la diferencia de la suma del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía retirada en ese nodo y la suma del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía inyectada en ese nodo, aplicado a todos los nodos del Sistema Principal Transmisión. Estos ingresos variables reflejan el incremento de costos del despacho debido a las pérdidas y a las congestiones en el Sistema Principal Transmisión.

Intervalo de Operación: Intervalo mínimo de tiempo para el cual se calculan los precios en cada nodo del sistema principal de transmisión en el mercado de oportunidad. Este período será horario.

Ley: Ley General de la Industria Eléctrica de la República de Honduras publicada en La Gaceta el 20 de mayo del 2014 (Nº. 33431).

Mercado de Contratos: Conjunto de transacciones de compra-venta pactadas entre agentes del mercado.

Mercado de oportunidad: Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo entre los agentes del mercado con base en los resultados del despacho económico realizado por el Operador del Sistema.

Mercado Eléctrico Nacional: Es el conjunto de transacciones que realizan los Agentes dentro del Mercado de Contratos y el Mercado de Oportunidad.

Mercado Eléctrico Regional: Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes habilitados.

Normas de Coordinación: Disposiciones y procedimientos aprobados por la CREE que tienen por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley y sus Reglamentos en lo relativo a las actividades comerciales y operativas con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico bajo criterios de eficiencia económica, y que servirán para completar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del subsector eléctrico.

Normas Técnicas: Son las disposiciones técnicas emitidas por la CREE de conformidad con la Ley y este Reglamento, que establecen las condiciones, especificaciones, características de diseño, construcción, operación, calidad, sanciones y/o multas, e indemnizaciones para la generación, transmisión, operación, comercialización y distribución de energía eléctrica, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para completar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del subsector eléctrico.

Norma Técnica de Acceso y Uso de la Capacidad de Transmisión: Norma emitida por la CREE, que establece el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia, que el Operador del Sistema debe realizar para evaluar la capacidad disponible ante cada solicitud de conexión al sistema

de transmisión, y definirá el procedimiento a seguir en la evaluación de solicitudes de acceso a la capacidad de transmisión.

Norma Técnica de Alumbrado Público: Norma emitida por la CREE, que establece las características técnicas, densidad lumínica, eficiencia, ubicación, determinación del consumo, operación y mantenimiento de las instalaciones de alumbrado público, techo del cobro por alumbrado público para cada tipo de usuario o consumidor, procedimiento para el traslado a tarifas del consumo por alumbrado público, y otros aspectos que la CREE considere convenientes.

Norma Técnica de Calidad de la Transmisión: Norma emitida por la CREE, que establece los índices de referencia, tolerancias permisibles, métodos de seguimiento, indemnizaciones, para calificar la calidad con que se proveen los servicios de transmisión, en el punto de entrega a las distribuidoras y Consumidores Calificados. También establece las sanciones y/o multas por incumplimiento de esta norma, así como las indemnizaciones por deficiencia en la calidad del servicio.

Norma Técnica de Calidad de la Distribución: Norma emitida por la CREE, que establece los derechos y obligaciones de las distribuidoras y los usuarios del servicio eléctrico de distribución; establece índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se provee el servicio, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización. También establece las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones, sanciones y/o multas por no cumplir con lo establecido en esta norma.

Norma para la Atención de Reclamos y Quejas de los usuarios del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica: Esta Norma tiene por objeto establecer el procedimiento por medio del cual la Empresa Distribuidora recibirá, tramitará, resolverá y dará a conocer el resultado a los usuarios que interpongan reclamos o quejas por el servicio prestado.

Norma Técnica de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución: Norma emitida por la CREE, que incluye los estándares y requerimientos necesarios para el diseño y la operación de instalaciones de distribución, que permitan la protección de las personas y los bienes. Incluye el régimen de inhabilitación, sanciones y/o multas, cuando no se cumpla lo establecido en esta norma.

Norma Técnica de Diseño y Operación de la Transmisión: Norma emitida por la CREE, que tiene por objeto establecer las

disposiciones, estándares, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las instalaciones, sus mejoras y expansiones de las instalaciones del servicio de transmisión de energía eléctrica se operen y diseñen garantizando la seguridad de las personas, sus bienes y la calidad del servicio. Incluirá el régimen de inhabilitación, sanciones y multas cuando no se cumpla lo establecido en esta norma.

Norma Técnica para la Expansión de la Transmisión: Norma emitida por la CREE, que establece los contenidos, criterios, procedimientos y metodología para la elaboración del plan de expansión del sistema principal de transmisión así como los procedimientos que se deben seguir para licitar y desarrollar las obras del plan de expansión finalmente aprobado por la CREE, incluyendo los requisitos y procedimientos necesarios para obtener las autorizaciones necesarias para el desarrollo de las obras.

Norma Técnica para el Plan Indicativo de Expansión de la Generación: Norma emitida por la CREE, que establece los contenidos, criterios, procedimientos y metodología para la elaboración del plan indicativo óptimo para suplir la demanda para un horizonte de diez años futuros, tomando en cuenta las necesidades de desarrollo regional, el las Empresas Distribuidoras y de los Consumidores Calificados para ese período, así como los datos de cada tecnología de generación en operación y las que se espera que entrarán en operación en ese período por los nuevos requerimientos de la demanda o para sustituir la generación que se retirará de operación en el mismo período.

Operador del Sistema: Entidad de capital público, privado o mixto, sin fines de lucro, encargada de la operación del Sistema Interconectado Nacional y su integración en el Sistema Eléctrico Regional, y de la operación del Mercado Eléctrico Nacional y su integración en el Mercado Eléctrico Regional.

Peaje de Transmisión: cargos por acceso y uso del sistema de transmisión que sirven para recuperar los costos del mismo.

Planificación de Largo Plazo: Es la programación indicativa de la operación del SIN que el Operador del Sistema efectúa con un horizonte plurianual.

Potencia Firme Contratada: Potencia comprometida en contratos suscritos por agentes compradores con generadores para cubrir los requerimientos de potencia firme, o por generadores con otros generadores para atender sus compromisos contractuales de potencia firme.

Precio de Referencia de la Potencia: Costo marginal de la inversión requerida para instalar y conectar a la red una unidad de generación cuya tecnología permita cubrir los picos de demanda al menor costo, junto con los costos fijos de operación y mantenimiento de la misma. Este precio, ajustado con un factor que mide el riesgo de faltantes de potencia en el sistema, se utiliza para las transacciones de desvíos de potencia y será calculado anualmente por la CREE.

Precio Nodal: Calculado para cada nodo del sistema principal de transmisión e intervalo de operación. Es el costo de atender un incremento marginal de energía demandado en ese nodo.

Red de Transmisión Regional: Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

Requerimiento de Potencia Firme: Demanda firme determinada por el Operador del Sistema que un agente tiene la obligación de cubrir mediante contratos de potencia firme, incluyendo las pérdidas y el margen de reserva correspondientes.

Servicios Complementarios: Servicios requeridos para el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad y menor costo económico, que serán gestionados por el Operador del Sistema de acuerdo a lo establecido en el ROM.

Sistemas Aislados: Aquellos sistemas que no operan conectados al SIN.

Sistema Eléctrico Regional: Sistema eléctrico de América Central, compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros del MER.

Sistema Principal de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de transmisión cedidas en cumplimiento de la disposición transitoria del Artículo 29 de la Ley, y por las ampliaciones futuras a realizar de acuerdo con los planes de expansión de la transmisión, incluidas las necesarias para conectar las instalaciones de distribución, catalogadas como tales por el Operador del Sistema.

Sistema Secundario de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de conexión al Sistema Principal de Transmisión tanto de las Generadoras como de los Consumidores Calificados. Las conexiones futuras al sistema principal promovidas por las

Generadoras y Consumidores Calificados deben ser realizadas conforme a lo dispuesto en el Artículo 13 de la Ley referido a las obras de interés particular.

Solicitante de Servicio Eléctrico: La persona propietaria o poseedora de un bien inmueble que solicita a una Empresa Distribuidora el suministro de energía eléctrica.

Usuario o Consumidor: Persona natural o jurídica titular de un contrato de suministro de energía eléctrica.

Usuario Autoproducer: Aquel usuario que instala dentro de su domicilio un equipo de generación de energía renovable para su propio consumo y puede hacer inyecciones a la red de la Empresa Distribuidora. Los límites de inyección, la conexión a la red de distribución, tarifa, facturación, liquidación, medición, monitoreo y demás aspectos, serán regulados por la CREE mediante una norma técnica y a través de las disposiciones establecidas en otros reglamentos.

Valor Agregado de Distribución: Es el costo medio de capital, operación y mantenimiento de una red de distribución, referenciado a una empresa eficiente, operando en un área con una determinada densidad de carga y usuarios.

Valor Esperado de las Indemnizaciones (por Indisponibilidad): Es el valor correspondiente al monto que las Empresas Transmisoras debería pagar a las distribuidoras de acuerdo al literal K del Artículo 15 de la Ley, así como las compensaciones que debería pagar a los Consumidores Calificados como resultado de aplicación de la NT-CT, en caso de que el nivel de calidad del servicio en el sistema principal de transmisión correspondiera exactamente al fijado reglamentariamente por la CREE.

Valor Esperado por Indisponibilidad: Es el monto de las compensaciones que las Empresas Transmisoras debería pagar como resultado de indisponibilidades en instalaciones pertenecientes a la RTR en caso de que el nivel de calidad correspondiera exactamente a los objetivos de calidad del servicio de transmisión fijados en el RMER.

Valor Nuevo de Reemplazo de Instalaciones de Transmisión: Es el costo eficiente de renovar las obras e instalaciones físicas de transmisión para prestar el mismo servicio con la tecnología y precios actuales. El valor nuevo de reemplazo se determinará a partir de los costos unitarios estándares definidos por la CREE.

Zona de Operación: Es la zona geográfica en donde la Empresa Distribuidora goza de exclusividad, salvo por los Consumidores Calificados y bajo las condiciones establecidas en la Ley, sus reglamentos y demás Normas Técnicas específicas, se obliga a prestar el servicio.

TÍTULO II INSTITUCIONES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO CAPÍTULO I

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Artículo 4. Normas Técnicas a elaborar por la CREE. La CREE elaborará en un plazo máximo de doce (12) meses contados a partir de la vigencia de este Reglamento todas las normas que aquí se describen. Asimismo, las mantendrá actualizadas y elaborará otras normas complementarias que considere necesarias para la debida aplicación de la LGIE y sus Reglamentos.

Artículo 5. Período de aplicación de las Normas. A efecto de posibilitar una adecuación gradual de las empresas de transmisión y de las Empresas Distribuidoras a los requerimientos y sanciones indicadas en las Normas, se establecen cuatro etapas de aplicación consecutivas, con niveles crecientes de sanciones por incumplimiento:

Primera Etapa. Esta etapa regirá a partir de la vigencia de la Norma y tendrá una duración de doce meses. En esta etapa, las Empresas Distribuidoras y las Empresas Transmisoras implementarán, probarán y pondrán en vigencia la Norma. Durante esta etapa no se aplicarán las sanciones y/o multas previstas, pero las empresas informarán a la CREE del resultado de su aplicación.

Segunda Etapa. Esta etapa regirá a partir de la terminación de la primera etapa y tendrá una duración de seis meses. Durante esta etapa, si se exceden las tolerancias establecidas en la Normas, se aplicará una sanción correspondiente a un tercio del valor aplicable en la cuarta etapa.

Tercera Etapa. Esta etapa regirá a partir de la terminación de la segunda etapa y tendrá una duración de seis meses. Durante esta etapa, si se exceden las tolerancias establecidas en la normativa específica, se aplicará una sanción correspondiente a dos tercios del valor aplicable en la cuarta etapa.

Cuarta Etapa. Esta etapa regirá a partir de la terminación de la tercera etapa y tendrá una duración indefinida. Durante esta etapa,

si se exceden las tolerancias establecidas en la Norma respectiva, se aplicará el valor total de las sanciones previstas en la Norma respectiva.

El régimen de sanciones para las instalaciones que se construyan después de la entrada en vigencia de las normas a que se refiere el presente Reglamento, corresponderá a lo especificado para la Cuarta Etapa.

Para ampliaciones de las instalaciones existentes, tales como: líneas de transmisión, subestaciones de transformación, equipos de compensación de potencia reactiva y otros elementos similares, cuando se incrementen en más del cincuenta por ciento (50%) la instalación actual correspondiente y si se superan las tolerancias establecidas en la Norma respectiva se aplicará lo especificado para la Cuarta Etapa.

Artículo 6. Panel de Expertos. La CREE debe conformar un Panel de Expertos Internacional de alto nivel que periódicamente la asesoren en las acciones de mejoramiento o cambios en la estructura de mercado.

TÍTULO III ESTRUCTURA, ORGANIZACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CAPÍTULO I

Supervisión e Intervención del Estado

Artículo 7. Objeto de la supervisión. El procedimiento de supervisión iniciado por la CREE tiene por objeto conocer y confirmar la veracidad de la información suministrada por los Agentes y los usuarios del subsector eléctrico. El no entregar la información en tiempo y forma o en caso que la misma se compruebe que es falsa, se considera como falta muy grave.

Artículo 8. Principios aplicables a las visitas de supervisión de la CREE.

- A. Legalidad. La orden de inspección debe constar en documento escrito, emitido por el funcionario competente de la CREE, en la que se señale la fecha, hora, domicilio, lugar, o área en el que se ha de practicar la diligencia respectiva, el nombre de la persona a la que se dirige, su objeto, motivos y fundamentos en que se sustenta. Asimismo, el número esperado de funcionarios encargados de la supervisión.
- B. Seguridad Jurídica. Debe realizarse en el domicilio y con las personas señaladas en la orden emitida para tal efecto, en

los horarios y días que la CREE habilite a esos efectos, y limitarse a su objeto, por lo que la diligencia respectiva debe concluir una vez que se ha satisfecho ese objetivo.

- C. Objetividad. La supervisión se basa en evidencias concretas que surgen del análisis de hechos o de la documentación existente y provista por cada empresa, usuario, o por terceros.
- D. Confidencialidad. La información otorgada bajo confidencialidad tendrá carácter confidencial y no puede ser revelada a terceros, salvo requerimiento de la autoridad competente.

Artículo 9. Facultades de la CREE referentes al procedimiento de supervisión. La CREE puede practicar visitas de supervisión a los Agentes y usuarios, a fin de verificar el origen y veracidad de la información reportada, realizando entrevistas, revisando archivos, equipos de cómputo (hardware y software), informes, manuales de operación, registros, dictámenes, instalaciones y demás información necesaria para dar certeza de la veracidad de la información suministrada.

Artículo 10. Procedimiento para la supervisión. La CREE debe emitir una orden de inspección domiciliaria que satisfaga los siguientes requisitos:

- A. Constar en mandamiento escrito; con la antelación que se establezca en la normativa respectiva.
- B. Ser emitida por autoridad competente;
- C. Expresar el nombre del Agente o usuario respecto de la cual se ordena la inspección y el lugar que debe inspeccionarse;
- D. Se indicará el período durante el cual se llevará a cabo la inspección;
- E. El objetivo que se persiga con ella;
- F. El número de personas responsables de la supervisión y su debida acreditación;
- G. Cuando así lo considere conveniente, la CREE puede nombrar a personas individuales o empresas especializadas para que por su cuenta y en su nombre efectúen la supervisión;
- H. Al finalizar la inspección se levantará un acta en donde se hará constar el nombre de la persona de la empresa o usuario que atendió la inspección, donde se hará constar en términos generales el trabajo realizado. Copia de dicha acta se entregará a la parte inspeccionada.

Artículo 11. Oposición y resistencia a la realización de la supervisión. La negación del Agente o usuario al ingreso del personal nombrado por la CREE para realizar la inspección, se considerará una infracción muy grave a la Ley y el presente Reglamento y se procederá de acuerdo al Artículo 26 de la Ley.

CAPÍTULO II

Organización del Mercado Eléctrico

Artículo 12. Organización del mercado mayorista. El mercado eléctrico en el sistema nacional está administrado por el Operador del Sistema y se compone de: un mercado de contratos y un mercado de oportunidad.

- A. Mercado de Contratos.** En el mercado de contratos, los Agentes compradores firmarán contratos de potencia firme, energía y servicios complementarios con Generadoras y Comercializadoras ubicados en los países integrantes del MER, cuya duración puede ir desde meses hasta varios años. En este mercado, los Agentes pueden realizar contratos a precios libremente acordados, sin perjuicio de las condiciones impuestas en los pliegos de licitación de las Empresas Distribuidoras. Las generadoras también pueden celebrar contratos con otras generadoras para respaldar sus obligaciones contractuales con los agentes compradores.

Los contratos firmados a partir de la vigencia de la Ley no podrán incorporar en ningún caso condiciones que impongan restricciones al despacho económico de las unidades generadoras, por lo que el despacho de las unidades de generación será independiente de los contratos que se suscriban. En este sentido, los contratos en energía serán únicamente de tipo financiero, siendo liquidados por diferencias contra los correspondientes precios nodales del mercado de oportunidad.

- B. Mercado de Oportunidad.** El mercado de oportunidad estará basado en el despacho de mínimo costo de las unidades de generación. En este mercado se determinarán los precios de la energía en el corto plazo, hora a hora, en cada nodo del sistema principal de transmisión. Los precios nodales reflejarán los costos asociados con las pérdidas de energía y las restricciones técnicas al despacho impuestas por los elementos del sistema principal de transmisión.

El despacho económico se realizará con base en los costos variables de las unidades de generación determinados por el Operador del Sistema bajo la metodología definida en el ROM. Dichos costos se calcularán atendiendo a las diferentes

tecnologías: costos variables auditados para las unidades térmicas, valor del agua para las centrales hidráulicas con embalse, y generación fluyente para las tecnologías renovables no controlables como hidráulica a filo de agua, eólica o solar.

El Operador del Sistema será responsable de coordinar el Mercado de Oportunidad nacional con el despacho regional realizado por el EOR en las fases de programación semanal, predespacho, y posdespacho.

El Operador del Sistema efectuará la liquidación de las transacciones económicas entre los agentes del mercado con base en los resultados del mercado de oportunidad y los contratos que tuvieran suscritos los Agentes. El ROM definirá las reglas de liquidación y su periodicidad.

Artículo 13. Servicios Complementarios. Con el objeto de asegurar el correcto funcionamiento técnico del sistema eléctrico, los Agentes deben proveer una serie de servicios complementarios bajo las instrucciones del Operador del Sistema y sujetos a las condiciones que establezca el ROM. Estos servicios complementarios permitirán al menos: el control de frecuencia, control de tensión y el arranque en negro.

Artículo 14. Agentes de Mercado. Las generadoras, las distribuidoras, las comercializadoras y los Consumidores Calificados, serán considerados como agentes del mercado a todos los efectos de derechos y obligaciones.

CAPÍTULO III El Operador del Sistema

Artículo 15. Operador del Sistema. El Operador del Sistema debe cumplir con todas las funciones descritas en la Ley a fin de garantizar la seguridad del sistema eléctrico y administrar el mercado mayorista de electricidad al mínimo costo. Además, debe cumplir con lo dispuesto en el ROM y la evaluación de sus funciones se hace de manera primaria a través del Comité de Agentes. Dicho Reglamento se aprobará a más tardar tres (3) meses tras la aprobación del presente Reglamento.

Tanto la sociedad encargada de la operación del sistema y administración del mercado como su Junta Directiva deben constituirse en un plazo máximo de noventa (90) días, contados a partir de la publicación del presente Reglamento.

El modelo de gobernanza del Operador del Sistema se regirá por las siguientes disposiciones:

- A. Naturaleza jurídica: el Operador del Sistema será una sociedad privada sin fin de lucro con personalidad jurídica propia y cuyo objeto social será el cumplimiento de las obligaciones encomendadas por la Ley y sus reglamentos.
- B. Junta Directiva: el máximo órgano de decisión del Operador del Sistema será la Junta Directiva cuya misión es la de asegurar que las funciones asignadas al Operador del Sistema se realicen de manera eficiente y transparente. La Junta estará compuesta al menos por tres (3) miembros y un máximo de cinco (5) miembros propietarios y sus respectivos suplentes, que deben ser profesionales de reconocido prestigio.

Los socios del Operador del Sistema deben ser agentes registrados en la CREE y deben tener una representación equilibrada en la Junta Directiva del Operador del Sistema, a tal efecto, uno de estos miembros será nombrado por las empresas generadoras, un miembro será nombrado por las Empresas Distribuidoras, un miembro por las empresas comercializadoras (en caso de que exista al menos una), un miembro por los Consumidores Calificados (en caso de que exista al menos uno) y un miembro nombrado por las Empresas Transmisoras.

Será potestad de la CREE validar los mecanismos utilizados por las empresas enumeradas en el párrafo anterior para lograr la representatividad equilibrada requerida.

La Junta Directiva estará integrada por un Presidente, un Vicepresidente, el Secretario y en su caso por dos Vocales. Los cargos de la Junta Directiva serán rotados anualmente entre sus integrantes propietarios. Los suplentes pueden participar de las sesiones con derecho a voz, salvo ausencia del propietario, en cuyo caso el suplente asumirá automáticamente la posición de propietario.

Los miembros de la Junta Directiva permanecerán cuatro (4) años en el ejercicio de sus funciones, pudiendo ser renovados en el cargo una sola vez, en caso de no ser reelecto, se mantendrá como miembro de la Junta Directiva hasta que sea nombrado su sustituto. En el primer período de la Junta Directiva, dos (2) de sus miembros serán nombrados únicamente por dos (2) años.

Tanto los Estatutos de la sociedad encargada para la operación del sistema, como su reglamento interno deben elaborados dentro de los siguientes treinta (30) días a partir de la constitución de la Junta Directiva, los cuales deben ser aprobados por la CREE para verificar criterios de

independencia, representatividad, transferencia y eficiencia. La CREE dispondrá de un plazo no mayor de treinta (30) días para aprobar tanto los Estatutos como el reglamento interno.

- C. Recursos y medios: el Operador del Sistema debe dotarse de los recursos técnicos y humanos adecuados para el correcto desempeño de sus funciones. Para tal efecto, la CREE aprobará el presupuesto anual del Operador del Sistema, el cual debe ser recuperado a través de un cargo que se haga a la demanda final. El Reglamento de Tarifas establecerá los procedimientos detalladas de su aplicación.
- D. Comité de agentes: el Operador del Sistema contará con un comité de agentes. Este comité debe constituirse dentro de los siguientes sesenta (60) días contados a partir de la constitución del Operador del Sistema. La función del Comité de agentes es la de proporcionar al Operador del Sistema evaluaciones periódicas del desempeño, así como evaluar y elaborar propuestas de medidas de mejora. El Comité estará compuesto por los siguientes representantes: dos de las empresas generadoras, dos de las Empresas Distribuidoras, uno de las comercializadoras (en caso de que exista al menos uno), un representante de los Consumidores Calificados (en caso de que exista al menos uno) y con base a lo establecido en el Tratado del Mercado Eléctrico Regional, uno de las Empresas Transmisoras.

El Comité de Agentes debe dentro de los siguientes sesenta (60) días contados a partir de su constitución, elaborar una propuesta de reglamento interno, el cual debe ser aprobado por la CREE dentro de los treinta (30) días de recibida la propuesta.

Artículo 16. Esquema de Funcionamiento. La Junta Directiva dentro de los sesenta (60) días contados a partir de su constitución, elaborará la propuesta de funcionamiento, para lo cual tiene la libertad de realizar cualquier tipo de contratación de personal o empresas especializadas para que la asistan en el desarrollo de las funciones otorgadas al Operador del Sistema. Esta propuesta será aprobada por la CREE de manera previa a su implementación. En caso que la Junta Directiva opte por la opción de contratar una empresa para llevar a cabo las funciones de operación del sistema y administración del mercado, los oferentes deben ser empresas que demuestren separación de propiedad de cualquiera de los agentes que operan en el ámbito regional, eximiendo de esta condición a entidades que realizan exclusivamente funciones de operación del sistema y/o administración del mercado.

El ROM definirá las responsabilidades y funciones de supervisión de la Junta Directiva y las funciones a desempeñar por la empresa adjudicataria del contrato.

Los pliegos de la licitación deben ser aprobados por la CREE y contendrán especificaciones respecto a la organización funcional de la empresa, toma de decisión, medios humanos y técnicos mínimos, y límites a la oferta económica.

CAPÍTULO IV Agentes Compradores

Artículo 17. Obligaciones de los agentes compradores. Los agentes compradores deben tener cubierta, mediante contratos vigentes con al menos un año de antelación, una potencia firme no inferior al requerimiento de potencia firme definido por el Operador del Sistema de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación y Mercado. Estos contratos deben presentarse ante la CREE para verificar el cumplimiento de dicha obligación.

Para satisfacer su obligación de suministro en potencia firme y energía asociada, las Empresas Distribuidoras pueden suscribir contratos únicamente bajo la modalidad de licitación pública extendida a oferentes existentes o nuevos instalados en el ámbito del MER.

Artículo 18. Condiciones para que un usuario de una Empresa Distribuidora pase a ser Consumidor Calificado. Cuando un usuario de una Empresa Distribuidora, por convenir a sus intereses, desee convertirse en Consumidor Calificado, debe cumplir las siguientes condiciones:

- A. Notificar por escrito al Operador del Sistema y a la CREE de su decisión de dejar de ser usuario de la Empresa Distribuidora y convertirse en Consumidor Calificado. En esta notificación, debe indicar la fecha en la que se propone cambiar de régimen. Esta fecha no puede ser menor de treinta (30) días contados a partir de la entrega de la notificación.
- B. La notificación debe incluir una certificación de solvencia emitida por la Empresa Distribuidora que le ha suministrado el servicio.
- C. El Operador del Sistema notificará a la Empresa Distribuidora respectiva, del cambio de régimen del usuario y la fecha en la cual dicho cambio se hace efectivo.

Artículo 19. Condiciones para volver a régimen de usuario de una Empresa Distribuidora. Cuando un Consumidor Calificado, que tiene contratada su potencia y energía con un generador, o un comercializador, por convenir a sus intereses, quiere regresar a ser usuario regulado de una Empresa Distribuidora, debe cumplir las siguientes condiciones:

- A. Notificar por escrito al Operador del Sistema y a la CREE de su decisión de dejar de ser Consumidor Calificado y convertirse en usuario regulado de la Empresa Distribuidora. En esta notificación debe indicar la fecha en la que se propone cambiar de régimen. Esta fecha no puede ser menor de treinta (30) días contados a partir de la entrega de la notificación.
- B. El Operador del Sistema debe establecer que el Consumidor Calificado solicitante no tenga deudas pendientes por consumo de energía y potencia. En caso de que hubiera deuda, el solicitante la debe cancelar previo a seguir el trámite.
- C. El Operador del Sistema, habiéndose cumplido lo contenido en el literal anterior, notificará a la Empresa Distribuidora, con copia a la CREE, de su autorización para que el Consumidor Calificado cambie de régimen y pueda ser cliente de la Empresa Distribuidora.
- D. Habiéndose cumplido lo establecido en el presente artículo, la Empresa Distribuidora está obligada a abastecer al usuario.
- E. El Consumidor Calificado que haya cambiado de régimen y regresado como usuario de la Empresa Distribuidora, no puede regresar al régimen de Consumidor Calificado antes de dos (2) años.

Artículo 20. Condiciones para ser Considerado como Consumidor Calificación. La CREE dentro de los doce (12) meses contados a partir de la vigencia de este Reglamento, establecerá los requisitos que se deben cumplir para ser considerado como Consumidor Calificado.

TÍTULO IV GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CAPÍTULO I

Empresas Generadoras

Artículo 21. Cálculo del Precio de Referencia de la Potencia. El Precio de Referencia de la Potencia es el costo marginal de la inversión requerida para instalar, conectar a la red y operar una unidad de generación cuya tecnología permita cubrir los picos de demanda al menor costo. Este precio debe incluir un factor de ajuste que mide el riesgo de faltantes de potencia en el sistema. La CREE anualmente debe establecer este Precio de Referencia de la Potencia, para lo cual debe emitir la normativa técnica específica que contenga el procedimiento para su cálculo.

CAPÍTULO II Plan Indicativo de Expansión de la Generación

Artículo 22. Plan indicativo de expansión de la generación. El Operador del Sistema debe elaborar cada dos años un plan

indicativo de expansión de la generación. El objetivo de dicho plan será la minimización del costo de suministrar la demanda eléctrica nacional en el largo plazo, sujeta a las restricciones propias de las diferentes tecnologías de generación y asegurando un margen de reserva apropiado de cobertura de la demanda. El plan indicativo incluirá además una evaluación de la situación y evolución prevista del margen de reserva de generación.

El Operador del Sistema debe coordinar con la Secretaría la elaboración del plan indicativo de expansión de la generación con el fin de que el mismo refleje los objetivos de la política energética nacional.

Este plan debe contemplar diferentes horizontes de planificación de corto (5 años), medio (10 años) y largo plazo (20 años). Para la elaboración del plan se tendrán en cuenta previsiones de crecimiento de la demanda, la generación existente, los nuevos proyectos de generación comprometidos mediante contratos de potencia firme y energía, otros proyectos de generación previstos, así como los resultantes de la aplicación de medidas de política energética establecida por el Estado. El Operador del Sistema debe considerar, así mismo, las previsiones de la evolución de los precios de los combustibles y el potencial existente para la generación renovable. El Operador del Sistema elaborará diferentes escenarios futuros para tener en cuenta las incertidumbres en la materialización de los anteriores parámetros mencionados anteriormente.

El plan indicativo de expansión de la generación debe ser considerado por el Operador del Sistema para la elaboración del plan de expansión del sistema principal de transmisión.

La CREE puede requerir la modificación de la propuesta del Plan Indicativo de Expansión de Generación si a su juicio el mismo no contempla todos los elementos establecidos en este reglamento.

TÍTULO V TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO I Empresas de Transmisión

Artículo 23. Empresas Transmisoras. El servicio de transmisión para el sistema principal será prestado por una o más empresas, incluyendo a la Empresa Propietaria de la Red (EPR). El operador que sea seleccionado de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 163-2013, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 18 de septiembre de 2013, tendrá a su cargo la gestión

de los activos de transmisión propiedad de la ENEE, de acuerdo con el Artículo 29 de la Ley. Este operador y cualquier otra Empresa Transmisora puede financiar, licitar y construir de las futuras ampliaciones del sistema principal de transmisión recogidas en los planes de expansión elaborados por el Operador del Sistema y aprobados por la CREE, reteniendo la propiedad de las mismas.

Las Empresas Transmisoras deben contar con una Licencia de Operación en vigor otorgada por la CREE.

Artículo 24. Propietario de activos del sistema secundario de transmisión. Las Generadoras o Consumidores Calificados pueden ser propietarios de activos pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión.

La construcción de obras de interés particular requerirá la aprobación previa de la CREE así como de estudios por parte del Operador del Sistema y las Empresas Transmisoras, a fin de establecer que éstas no afectan negativamente a la operación del sistema eléctrico.

El propietario de un activo perteneciente al Sistema Secundario de Transmisión no requerirá una licencia de operación de transmisión.

Artículo 25. Empresas de Transmisión Regional. Las Empresas de Transmisión Regional pueden ser propietarias de activos de transmisión nacional bajo las modalidades definidas en la regulación del MER; SIEPAC o primer sistema de transmisión regional, expansiones derivadas de la ejecución del plan de expansión regional e inversiones a riesgo.

CAPÍTULO II Red de Transmisión

Artículo 26. Red de Transmisión. La red de transmisión está conformada por los activos de red de alta tensión, que es aquella cuyo nivel de tensión de operación es igual o superior a 60 kV, y que interconecta a centrales generadoras, a las redes de distribución y a los Consumidores Calificados.

Los activos de la red de transmisión formarán parte, necesariamente, de alguno de los tres siguientes grupos: 1) instalaciones del sistema principal, 2) instalaciones del sistema secundario y 3) instalaciones de la RTR.

Artículo 27. Registro de Instalaciones de Transmisión. Las Empresas Transmisoras deben establecer y mantener un registro

de instalaciones de transmisión con toda la información relativa a los activos de transmisión que sea necesaria para la correcta operación del sistema. Este registro incluirá, al menos, información sobre la disponibilidad de los activos, los datos necesarios para calcular la capacidad de transmisión y los puntos de conexión de los usuarios del sistema principal de transmisión. Esta información debe estar disponible para el Operador del Sistema según lo estipulado en el ROM.

Artículo 28. Norma Técnica de Diseño y Operación de la Transmisión. Los propietarios de activos de transmisión serán responsables de cumplir con lo establecido en la NT-DOT. Esta norma técnica definirá criterios de diseño de líneas y subestaciones eléctricas, así como requisitos en materia de inspección, control, medición, comunicación, protección y mantenimiento de los mismos.

CAPÍTULO III Expansión de la Red de Transmisión

Artículo 29. Plan de expansión de la red de transmisión. El Operador del Sistema realizará cada dos años un plan de expansión del sistema de transmisión para un horizonte de 10 años. Este plan se someterá a los comentarios de los agentes del mercado. El plan de expansión definitivo debe ser aprobado por la CREE.

El plan de expansión tendrá en cuenta los proyectos de generación en construcción, los futuros proyectos de generación comprometidos mediante contratos con agentes compradores, aquellos resultantes del plan indicativo de expansión de la generación cuya fecha de inicio de operación esté dentro del horizonte de planificación, la evolución esperada de la demanda eléctrica y las características del sistema de transmisión existente, incluyendo las interconexiones internacionales y sus limitaciones. El objetivo del plan de expansión será la minimización de los costos de suministrar la demanda nacional reduciendo el impacto de las restricciones técnicas impuestas por el sistema de transmisión al despacho económico, considerando criterios de seguridad de suministro y confiabilidad, así como los criterios de impacto ambiental fijados por la normativa vigente. Los costos a minimizar incluirán los correspondientes a la inversión, la operación del sistema de transmisión, los costos del despacho económico de la generación y la demanda no suministrada. A este respecto, el Operador del Sistema debe considerar particularmente la expansión o refuerzo de aquellos corredores o líneas que generen mayores ingresos variables de transmisión. En la elaboración de dicho plan, deben considerarse distintos escenarios para

representar las incertidumbres en el desarrollo de las inversiones en generación y la evolución de la demanda.

El plan de expansión debe incluir todas las instalaciones necesarias para alimentar las instalaciones de las Empresas Distribuidoras con un nivel de seguridad de suministro adecuado, así como posibles planes específicos de mejora de la calidad solicitados por la CREE.

Cuando el plan de expansión prevea que instalaciones del sistema secundario de transmisión formen parte del sistema principal de transmisión, los propietarios de las citadas instalaciones deben constituirse en una Empresa de Transmisión o vender las instalaciones a cualquier Empresa Transmisora. Para fines tarifarios, se reconocerá el valor nuevo de reemplazo de tales instalaciones. Una vez aprobado el plan de expansión, el Operador del Sistema debe comunicar por escrito a la CRIE las ampliaciones resultantes de dicho plan de cara a la coordinación con las ampliaciones del sistema regional, en los plazos y condiciones que estipula el RMER.

Artículo 30. Licitación de la Construcción. El plan de expansión que sea aprobado por la CREE será de obligatorio cumplimiento para la Empresa Transmisora encargada del Sistema Principal de Transmisión, la cual debe llevar a cabo la construcción de las instalaciones recogidas en dicho plan mediante licitación pública competitiva dentro de los plazos recogidos en la planificación. La CREE debe otorgar su visto bueno a los pliegos de licitación así como a la adjudicación de las obras.

La Empresa Transmisora retendrá la propiedad de estos activos que pasarán a ser considerados para el cálculo de los costos de transmisión a trasladar a los peajes de transmisión.

Artículo 31. Norma Técnica para la Expansión de la Transmisión. Se refiere a la norma definida en el Artículo 3 de este Reglamento.

Artículo 32. Obras de Interés Particular que Formen Parte del Sistema Secundario de Transmisión. El interesado en construir nuevas líneas o subestaciones de transmisión por iniciativa propia, con el fin de conectarse al sistema principal de transmisión, debe solicitar la autorización a la CREE, acompañando la siguiente información:

- A. Identificación de los solicitantes,
- B. Descripción de las instalaciones que se desea incorporar,
- C. Estudios técnicos que permitan verificar que las instalaciones a incorporar se adecúan a las normas técnicas para el sistema de transporte,
- D. Otra información que requiera la CREE.

CAPÍTULO IV Calidad del Servicio de Transmisión

Artículo 33. Obligaciones de la Empresa Transmisora. Cada Empresa Transmisora será responsable de prestar el servicio de transmisión con el nivel de calidad exigido por la NT-CT y el RMER y hacerse cargo de las indemnizaciones y sanciones que se deriven de la aplicación de dicha normativa.

- A. **Indicadores de calidad.** La NT-CT establecerá los niveles exigibles en lo relativo tanto a la calidad del producto (rango de tensiones admisible, flicker y distorsión armónica) como a la calidad del servicio técnico (frecuencia y duración de las indisponibilidades).

El régimen de calidad del servicio técnico diferenciará las indisponibilidades programadas, derivadas de la ejecución de los mantenimientos programados, de las indisponibilidades no programadas, ocasionadas por fallas en el sistema de transmisión, de cara a determinar las penalizaciones por indisponibilidades. La realización de mantenimientos programados debe ser aprobada previamente por el Operador del Sistema quién puede revocar dicha autorización en caso de que así sea necesario para preservar la seguridad de suministro.

- B. **Sanciones por indisponibilidades.** En caso de que el origen de una indisponibilidad que afecte a usuarios y Consumidores Calificados conectados a la red de una Empresa Distribuidora, se encuentre en el sistema de transmisión, la Empresa Transmisora debe compensar a la Empresa Distribuidora por un monto igual a la indemnización que la Empresa Distribuidora ha de pagar a sus usuarios y aquellos Consumidores Calificados conectados a su red de distribución. La Empresa Transmisora también debe compensar a los Consumidores Calificados conectados al sistema de transmisión que sean afectados por indisponibilidades en la red de transmisión de acuerdo a lo establecido en la NT-CT.

Las Empresas Transmisoras tendrán un incentivo o penalización derivado del cumplimiento de los niveles de calidad establecidos en la NT-CT en lo relativo a las indisponibilidades de elementos del sistema de transmisión. Este incentivo/penalización no será de aplicación a los elementos que formen parte de la RTR y por los que la Empresa Transmisora percibe el VEI como un Ingreso Autorizado Regional.

- C. **Registro y notificaciones.** Cada Empresa Transmisora debe informar al Operador del Sistema, dentro de los plazos fijados en la NT-CT, cualquier indisponibilidad forzada u otra incidencia que afecte a la capacidad de transmisión.

Tanto el ODS y las Empresas Transmisoras deben tener un registro actualizado de las indisponibilidades del sistema de transmisión así como de su origen y las estadísticas sobre la calidad resultante.

- D. **Planes específicos para la mejora de la calidad.** La CREE puede requerir a las Empresas Transmisoras la elaboración de planes específicos para la mejora de la calidad para determinadas zonas cuando se observen problemas sistemáticos de calidad del servicio durante más de un año y éstos sean imputables a deficiencias en el sistema de transmisión. Dichos planes de mejora deben incluirse en el plan de expansión del sistema elaborado por el Operador del Sistema.

Artículo 34. Responsabilidades de los Usuarios de Transmisión. Los usuarios de la red de transmisión están obligados a mantener su incidencia sobre la calidad del producto dentro de los límites fijados por la normativa en lo relativo al desbalance entre fases, distorsión armónica, flicker y tensión en el punto de conexión. El incumplimiento de los niveles de calidad exigidos dará lugar a las sanciones a los usuarios de la red de transmisión, definidas en la NT-CT.

Artículo 35. Norma Técnica de Calidad de la Transmisión. Se refiere a la norma definida en el Artículo 3 de este Reglamento.

TÍTULO VI DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO I Empresas Distribuidoras

Artículo 36. Solicitud de servicio y requisitos que deben cumplir los solicitantes del servicio eléctrico.

- A. **Solicitud del Servicio.** El servicio solicitado a la Empresa Distribuidora debe estar dentro de la zona de operación de la Empresa Distribuidora. Todo solicitante del servicio de distribución debe presentar a la Empresa Distribuidora, una solicitud por escrito o por otro medio que la Empresa

Distribuidora facilite, el cual contendrá, entre otros, y en función del servicio solicitado:

- i. Nombre de la persona individual o jurídica, que solicita el servicio.
- ii. Identificación del solicitante o representante legal.
- iii. Lugar donde se solicita el servicio.
- iv. Tensión de conexión solicitada.
- v. Demanda máxima solicitada y su evolución prevista para los próximos años.
- vi. Tipo de conexión.
- vii. Constancia de propiedad o posesión del inmueble.
- viii. Documento que acredite su existencia, tratándose de personas jurídicas.

B. **Requisitos que deben cumplir los solicitantes:**

- i. La estructura del usuario, donde la Empresa Distribuidora instalará de acuerdo a las normas de diseño y construcción los equipo de medición y/o acometida debe estar colocada en un lugar accesible a su lectura durante las 24 horas del día, sin necesidad de ingresar al inmueble.
- ii. La Empresa Distribuidora rechazará la solicitud de nuevo servicio si la instalación del solicitante no cumple con lo requerido en el Numeral inmediato anterior.
- iii. Firmar el contrato de suministro respectivo que debe estipular al menos la siguiente información: 1) Nombre o razón social del usuario y su domicilio, 2) Tipo de tarifa contratada y período de vigencia de tal tarifa, 3) Documento que acredita la personalidad del representante, 4) Aceptación expresa de los derechos, obligaciones y sanciones que establecen los reglamentos y sus normas. La Empresa Distribuidora debe entregar una copia del contrato firmado al usuario.
- iv. El Solicitante de Servicio Eléctrico debe cumplir con la garantía previa al suministro, contenida en el Artículo 15, literal H de la Ley.
- v. Si la estructura existente de la Empresa Distribuidora más cercana al lugar donde se requiere el suministro está a una distancia mayor a los 40 metros, la Empresa Distribuidora puede demandar, de conformidad con la norma correspondiente, una contribución al usuario que

sea atribuible a la construcción de la Extensión de Línea correspondiente.

Artículo 37. Límites de la zona de operación de cada Empresa Distribuidora. Los límites geográficos de la zona de operación de cada Empresa Distribuidora serán los señalados en la licencia de operación otorgada por la CREE, que serán difundidos en el portal de la página de la Empresa Distribuidora y la CREE.

Artículo 38. Modalidades para la Ampliación de la Zona de Operación. La ampliación de la zona de operación de una Empresa Distribuidora, otorgada mediante licencia de operación, debe ser aprobada por la CREE. Las modalidades pueden ser:

- A. Por acuerdo mutuo entre dos distribuidoras vecinas.
- B. La CREE puede otorgar, a otra Empresa Distribuidora interesada, parte del área geográfica de operación de una Empresa Distribuidora por incumplimiento de esta última en su obligación de atender a nuevos usuarios. La Empresa Distribuidora interesada en esta área geográfica debe demostrar a la CREE, mediante planes concretos de inversión y de cobertura, que puede atender a los nuevos usuarios.
- C. Si existiera una zona geográfica no otorgada, ésta puede ser solicitada a la CREE por la Empresa Distribuidora interesada.
- D. Cuando, para una zona geográfica no otorgada en concesión, hubiese más de una Empresa Distribuidora interesada, la CREE hará un concurso público para elegir a cual Empresa Distribuidora le otorgará tal zona. Para este concurso, las Empresas Distribuidoras interesadas presentarán sus planes concretos de inversión y cobertura, así como los plazos para la electrificación de la zona. La CREE evaluará los planes presentados y elegirá la mejor opción, tomando en consideración la inversión, cobertura y el tiempo más corto de electrificación.

CAPÍTULO II

Operación de las Empresas Distribuidoras

Artículo 39. Licitaciones internacionales. Toda compra de potencia firme, energía y Servicios Complementarios que requiera cada Empresa Distribuidora se realizará mediante un proceso de licitación pública internacional. No se puede contratar directamente con ningún proveedor. El procedimiento para la licitación se detalla a continuación:

- A. **Obligación de licitar.** Para cubrir sus requerimientos de electricidad, las Empresas Distribuidoras deben realizar licitaciones públicas internacionales competitivas, de las cuales resultarán uno o más contratos de potencia firme, energía y Servicios Complementarios que cubrirán los requerimientos para el suministro a sus usuarios. Cuando la necesidad de contratación de varias Empresas Distribuidoras sea común, las licitaciones pueden realizarse en conjunto. Los lineamientos que rijan las licitaciones deben ser congruentes con el plan indicativo de expansión de la generación. Los procesos de licitación pública y adjudicación de contratos serán supervisados por la CREE.
- B. **Modalidad de la licitación.** Con el fin de lograr el menor precio posible, la CREE establecerá la modalidad de la licitación que podrá ser por sobre cerrado, por subasta o por otro procedimiento que se establezca, siempre que garantice la competencia y la transparencia.
- C. **Generalidades de los procesos de licitación.** Las licitaciones de las Empresas Distribuidoras deben cumplir con los siguientes lineamientos:
 - i. La duración de los contratos adjudicados no puede ser superior a quince (15) años, ni inferior a diez (10) años en el caso de licitaciones para nuevas inversiones en generación.
 - ii. Las Empresas Distribuidoras determinarán la potencia firme, energía y Servicios Complementarios a contratar, con base en la proyección de los requerimientos de su demanda. Los valores contratados serán auditados y aprobados por la CREE. Los valores contratados en exceso por las distribuidoras no puede trasladarse a los usuarios en las tarifas.
 - iii. En cada proceso de licitación pueden participar, en igualdad de condiciones, generadores establecidos en otros países, bajo estas normas y las del Mercado Eléctrico Regional.
- D. **Procedimiento para efectuar las licitaciones públicas internacionales.** El procedimiento para las licitaciones públicas internacionales será el siguiente:
 - i. Con base en el plan indicativo de expansión de generación, la CREE elaborará los términos de referencia donde establecerá los criterios que las Empresas Distribuidoras deben seguir para elaborar las bases de licitación.
 - ii. Las bases de licitación, que las Empresas Distribuidoras elaboren, deben ser remitidas a la CREE para su aprobación. Dentro de los siguientes treinta (30) días de

recibidas las bases de licitación, la CREE las aprobará o improbará. En caso que la CREE no se pronuncie dentro del plazo referido en el presente literal, se entenderán que las mismas han sido aprobadas tal como fueron propuestas por la Empresa Distribuidora.

- iii. Cuando las bases de licitación hayan sido aprobadas por la CREE, las Empresas Distribuidoras convocarán a la licitación pública internacional, mediante la publicación de las bases de licitación. Dicha convocatoria se realizará en un periodo máximo de treinta (30) días, contados a partir de la conclusión del plazo de treinta (30) días referido en la literal "b" inmediato anterior.
- iv. Una vez publicadas las bases de licitación, se llevarán a cabo juntas de aclaración de las bases, con el objeto de esclarecer dudas y proporcionar información adicional que hubiesen solicitado los licitantes. Las dudas o aclaraciones podrán ser con respecto a cualquiera de los aspectos previstos o no previstos en la convocatoria y en las bases de licitación pública correspondiente.
- v. Las licitaciones públicas deben efectuarse con un mínimo de cinco (5) años de anticipación, con relación al inicio del abastecimiento de energía y potencia que se quiere contratar. La CREE podrá variar este plazo en función de la tecnología a la que se oriente la licitación, o bajo Condiciones de Emergencia.
- vi. El plazo para la entrega de ofertas no debe ser menor a seis (6) meses ni mayor a doce (12) meses, contados a partir de la fecha de publicación de la convocatoria respectiva. En Condiciones de Emergencia, la CREE podrá reducir el plazo mínimo. La suscripción de los contratos debe hacerse dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de adjudicación.
- vii. Cuando las bases de licitación hayan sido improbadas, la CREE debe notificarlo a la o las Empresas Distribuidoras, indicando claramente las razones o motivos de la no aprobación. Estas razones o motivos, sólo podrán ser porque las bases sometidas a su consideración no cumplen con los términos de referencia, violan o no cumplen con la Ley, sus Reglamentos, Normas o resoluciones emitidas. Las Empresas Distribuidoras deben realizar los cambios que se requieran para que las bases cumplan con los términos de referencia y con el marco legal vigente; deben ser devueltas a la CREE en un plazo máximo de treinta (30) días para su aprobación.

viii. La adjudicación de la licitación internacional se hará a la oferta, o conjunto de ofertas, que cumpliendo con los requisitos, ofrezcan el menor costo para la o las Empresas Distribuidoras.

ix. Toda la información del proceso de licitación, adjudicación y los contratos adjudicados, serán de acceso público de conformidad con la ley. La CREE asegurará el libre acceso de la misma de conformidad con la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

E. **Documentos estándar de la licitación.** Estos documentos estarán compuestos por las bases de licitación y el modelo de contrato correspondiente.

F. **Contenido mínimo de las bases de licitación.** Las bases de licitación pública internacional, deben contener como mínimo:

- i. Objetivo de la licitación. Requerimientos de potencia firme, energía y Servicios Complementarios.
- ii. Definiciones.
- iii. Descripción del proceso de licitación.
- iv. Tipo de tecnología a licitar.
- v. Zona en la que se requiere el suministro.
- vi. Cronograma del proceso.
- vii. Instrucciones para los participantes.
- viii. Contenido y forma de presentar las ofertas de los participantes.
- ix. Fórmula de formación del precio de la energía ofertada.
- x. Fórmula de formación del precio de la capacidad ofertada.
- xi. Fórmula de formación del precio de los Servicios Complementarios.
- xii. Montos y vigencia de las garantías.
- xiii. Método de evaluación y adjudicación de las ofertas.
- xiv. Formatos para la presentación de los documentos.
- xv. Requisitos técnicos y económicos que deben cumplir los oferentes.
- xvi. Cuadros para proporcionar la información relacionada a la ubicación y características del proyecto de generación.

- xvii. Disposición de las instalaciones de generación.
- xviii. Si aplica, condiciones para el suministro del combustible.
- xix. Modelo del contrato de suministro.
- xx. Otras condiciones que la CREE considere convenientes.

G **Contenido mínimo del modelo de contrato.** El modelo de contrato a suscribirse con los adjudicados, en un proceso de licitación pública internacional, debe regular y contener como mínimo lo siguiente:

- i. Generales de los firmantes.
- ii. Antecedentes.
- iii. Definiciones, encabezados y referencias.
- iv. Objeto del contrato.
- v. Declaraciones y garantías.
- vi. Término del contrato.
- vii. Obligaciones del adjudicado con anterioridad a la fecha de inicio del suministro.
- viii. Compromiso de potencia firme, energía y/o Servicios Complementarios.
- ix. Obligaciones del adjudicado durante el periodo de suministro.
- x. Obligaciones de la Empresa Distribuidora durante el periodo de suministro.
- xi. Medición.
- xii. Incumplimiento del adjudicado y la Empresa Distribuidora.
- xiii. Fuerza mayor y Caso fortuito.
- xiv. Cambios en la Ley y cambios regulatorios.
- xv. Procedimiento y fórmulas de ajuste de precios.
- xvi. Plazo para el pago de suministro y recargo por atraso en el pago.
- xvii. Causas y efectos de la terminación anticipada del contrato.

- xviii. Impuestos.
- xix. Cesión del Contrato.
- xx. Disposiciones varias.
- xxi. Resolución de controversias.
- xxii. Protocolización.
- xxiii. Aceptación.
- xxiv. Otras condiciones que la CREE considere convenientes.

H. **Junta de licitación.** Las Empresas Distribuidoras que efectúen una licitación pública internacional, deben previamente conformar una junta de licitación compuesta por cuatro integrantes como mínimo. Si la licitación es realizada por más de una Empresa Distribuidora, cada empresa tendrá al menos dos (2) representantes. Las juntas de licitación se registrarán por un reglamento interno que será elaborado por la CREE.

La junta de licitación tendrá las siguientes facultades:

- i. Preparar las bases de licitación conforme a los términos de referencia aprobados por la CREE.
- ii. Convocar a la licitación pública internacional.
- iii. Solicitar a la CREE modificaciones a los términos de referencia, que serán aplicados para elaborar las bases de licitación.
- iv. Previa aprobación de la CREE, adjudicar la licitación, cumpliendo siempre con el objetivo de minimizar el costo del suministro.
- v. No adjudicar aquellas ofertas cuyos precios u otras condiciones resultan lesivos a los intereses de los usuarios, o que no cumplan con alguno de los requisitos de las bases, sin responsabilidad de su parte.
- vi. Recaudar los ingresos resultantes de la compra de las bases de licitación por parte de los interesados, los que servirán para financiar las actividades derivadas de la licitación pública.
- vii. Interpretar, aclarar el contenido de las bases de licitación y resolver temas no previstos en las mismas, previa aprobación de la CREE.

- viii. Solicitar aclaraciones o información adicional a las ofertas presentadas por los interesados.
 - ix. Dar respuesta a las interrogantes planteadas a los participantes del proceso de licitación.
- I. **Criterios para declarar desierto o fracasado el proceso de licitación.** Cuando así lo considere conveniente, la Junta de licitación podrá, previa aprobación de la CREE, declarar desierto o fracasado un proceso de licitación, sin responsabilidad de su parte. Los criterios para esta declaración podrán ser, entre otros:
- i. Que los documentos de licitación emitidos contengan condiciones para declarar desierto o fracasado el proceso de licitación y que estas condiciones se presenten.
 - ii. Si la suma total de la potencia en MW ofertada, no excede al 25% de la potencia en MW requerida en la licitación.
 - iii. Si para la licitación se hubiera establecido un precio máximo de compra, y el precio medio de las ofertas seleccionadas para llenar el monto de la licitación, excede a dicho precio máximo.
 - iv. Si la mezcla de tipos de energía entre renovables y no renovables, establecidos en las bases de licitación, no se alcanza.
 - v. No se presenten ofertas.
 - vi. Ningún generador cumple con los requisitos previstos por las bases de licitación.
 - vii. Ningún generador adquiera las bases de licitación.
- J. **Calificación de las ofertas.** El conjunto de ofertas presentadas por los generadores que participen en el proceso de licitación será verificado para comprobar que cumplan con los requisitos especificados en las bases de licitación. La junta de licitación, calificará las ofertas técnica y económicamente. La evaluación técnica consistirá en la verificación del cumplimiento de las bases de licitación. Para la evaluación económica utilizará un modelo de optimización que minimice el costo de abastecimiento a los usuarios. El costo objetivo del abastecimiento, para la calificación de ofertas, debe ser congruente con el plan indicativo de

expansión de la generación y los costos de la energía y potencia proyectados en el mismo.

- K. **Adjudicación de contratos.** La junta de licitación adjudicará los contratos a aquellas ofertas que sean calificadas técnica y económicamente aceptables. El plazo de los contratos, derivados de licitaciones públicas internacionales realizadas por Empresas Distribuidoras, no podrá prorrogarse por ninguna causa.
- L. **Excedentes de los contratos.** Cuando, durante la operación del contrato suscrito como resultado de las licitaciones, existan excedentes de potencia y energía, estos podrán ser comercializados por las Empresas Distribuidoras contratantes, cumpliendo con las Normas Técnicas específicas que emita la CREE.

Artículo 40. Usuarios con excedentes de energía renovable.

- A. **Obligación de compra.** Las distribuidoras, dentro de los límites de inyección que la norma respectiva establece, están obligadas a comprar la energía inyectada por los usuarios autoprodutores.
- B. **Conexión a la Red.** Para poder inyectar energía eléctrica a la red de la Empresa Distribuidora, el usuario autoprodutor, con base en la norma técnica respectiva, debe instalar, entre otros, los equipos que permitan la medición, protección, registro, comunicación, control y desconexión automática.
- C. **Pago por la energía inyectada a la red.** El reglamento de tarifas establecerá la metodología para establecer el pago que la Empresa Distribuidora debe realizar al Usuario Autoprodutor por la energía que se inyecte a su red. La tarifa que la Empresa Distribuidora pagará al Usuario Autoprodutor estará basada en los cargos evitados a la Empresa Distribuidora debido a la inyección que haga el usuario autoprodutor.

Artículo 41. Modalidades de reembolso de las contribuciones para nuevas obras. En caso de conexiones nuevas que requieran extensión de línea o incremento de capacidad, la Empresa Distribuidora puede demandar de los beneficiarios una contribución, que será reembolsable, de acuerdo con las siguientes modalidades:

- A. **Adquisición de bonos emitidos por la Empresa Distribuidora.**
- B. **Títulos de reconocimiento de deuda.**
La devolución del aporte reembolsable no debe exceder de cinco (5) años y se devolverá en porciones mensuales. La Empresa Distribuidora, al momento de la entrega de este

aporte por parte del usuario, debe indicar el sistema de devolución del aporte, su valoración, y las fechas de pago. Los instrumentos de reembolso deben entregarse al usuario en un plazo máximo de dos (2) meses contados desde la fecha del pago del aporte.

Cuando la devolución sea por medio de bonos o títulos de reconocimiento de deuda, se debe indicar que los pagos incluirán reajuste por inflación más un interés real del 3% anual. Los aportes reembolsables serán establecidos por nivel de tensión, no pudiendo superar el valor máximo que para estos fije la CREE. El interesado debe entregar el aporte a la Empresa Distribuidora al momento de la firma del contrato respectivo.

La negativa de los beneficiarios de las conexiones nuevas que requieran extensión de línea o incremento de capacidad, a efectuar los aportes requeridos, puede ser causa suficiente para denegar el servicio. En caso de discrepancia en el monto del aporte, la CREE resolverá lo conducente.

Artículo 42. Equipo de Medición.

- A. **Empresa Distribuidora.** El equipo de medición y la Acometida respectiva serán propiedad de la Empresa Distribuidora y no supondrán un costo de conexión para el usuario. La Empresa Distribuidora tendrá siempre acceso al equipo de medición para poder efectuar la facturación y llevar a cabo las revisiones del equipo que sean necesarias. El equipo de medición y la Acometida, deben cumplir con lo establecido en la NT-DOD que emitirá la CREE. Previa aprobación de la CREE la Empresa Distribuidora puede utilizar medidores de prepago para todos, o parte de sus clientes; la CREE no podrá negar su aprobación, salvo por causa justificada.
- B. **Consumidor Calificado.** Los Consumidores Calificados serán responsables de la instalación, operación y mantenimiento de su sistema de medición comercial. El Operador del Sistema puede solicitar la instalación de un equipo de medición de respaldo. En caso de Consumidores Calificados con intermediación, el comercializador involucrado puede instalar un equipo de medición de respaldo. Los sistemas de medición deben cumplir con los requisitos fijados en el ROM.

Artículo 43. Facturación. La Empresa Distribuidora realizará la medición de todos los parámetros requeridos para la facturación de todos sus usuarios y aplicará las estructuras tarifarias que correspondan para obtener el monto de facturación por servicios

de electricidad. A dicho monto se adicionarán las tasas e impuestos de Ley no considerados en el cálculo de tarifas y relacionados directamente con el suministro, para obtener el monto total a incluir en cada factura.

Las facturas se emitirán mensualmente. La CREE emitirá las normas de carácter general, bajo las cuales, en casos especiales y con su autorización específica, podrán emitirse con otro período. Las facturas incluirán toda la información necesaria que determine la CREE para su verificación y pago. La Empresa Distribuidora con el propósito de dar facilidad al usuario y estar acorde al avance tecnológico, puede realizar la medición y cobro por consumo con nuevos sistemas y tecnologías previamente autorizados por la CREE.

Artículo 44. Depósito de garantía. Salvo que cuente con un medidor de prepago, todo usuario debe entregar al distribuidor una garantía de pago. Esta garantía puede aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza y se calculará para cada categoría de usuario, por el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría. La Empresa Distribuidora o el usuario pueden exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía cuando el consumo del usuario aumente o disminuya más de un 20%, dentro de un período de tres (3) meses.

La garantía monetaria, entregada por el usuario, le pertenece al usuario y devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, una tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario. La Distribuidora emitirá anualmente al Usuario que corresponda un estado de cuenta sobre los intereses devengados, monto capitalizado y el saldo a la fecha del año calendario. El Usuario tiene el derecho de solicitar en el mes de enero de cada año un crédito en su factura de electricidad por la cantidad que exceda el monto de la garantía monetaria exigida conforme a Ley.

La garantía emitida bajo fianza, será renovada por el Usuario, para mantenerla siempre vigente ante la Empresa Distribuidora. Al concluir el contrato, la Empresa Distribuidora debe hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía monetaria más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes que el usuario tuviere. El monto resultante debe ser devuelto a más tardar siete (7) días después de terminado el contrato.

Cuando se termine el contrato de suministro de un usuario, que haya constituido la garantía de pago por medio de una fianza, la

Empresa Distribuidora debe, a más tardar siete (7) días después de ocurrido el hecho, notificar al usuario los montos de deuda pendientes, y costos que hubiere ocasionado. El usuario tiene quince (15) días contados a partir de la fecha en que le fue efectuada la notificación para cancelar los montos requeridos; de hacerlo, la Empresa Distribuidora debe devolver la fianza dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha en que el usuario haya cancelado los montos requeridos, en caso contrario, la Empresa Distribuidora puede hacer efectiva la fianza y cobrar de ella el valor adeudado por el Usuario, debiendo devolver el remanente dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha en la cual la fianza se hizo efectiva.

Será responsabilidad de la Empresa Distribuidora requerir el depósito de garantía. Si al momento de terminar el contrato, la Empresa Distribuidora no puede localizar los documentos que demuestren el pago del depósito, se supondrá que el usuario lo pagó y se acreditará el consumo promedio de los últimos dos (2) meses, como el monto del depósito de garantía.

Artículo 45. Cobro. La Empresa Distribuidora debe poner a disposición del usuario instalaciones y/o mecanismos para el pago de la factura. También puede hacerlo a través del sistema bancario u otras formas de pago.

Artículo 46. Mora en el pago. La Empresa Distribuidora puede cobrarle al usuario una mora cuando éste no pague su factura dentro de los treinta (30) días siguientes a su fecha de pago. El cobro por concepto de mora no puede exceder de la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario nacional, más quinientos (500) puntos base.

Artículo 47. Cortes y reconexiones.

Cortes: El usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución de dos o más facturaciones puede ser objeto del corte inmediato del servicio por parte de la Empresa Distribuidora. La Empresa Distribuidora hará un cargo por el corte.

Cuando se consuma electricidad, sin previa autorización de la Empresa Distribuidora o cuando las condiciones del suministro sean alteradas por el usuario, el corte del servicio puede efectuarse sin necesidad de aviso previo al usuario; lo anterior sin perjuicio de las sanciones a las que se haga acreedor el usuario de conformidad con esta Ley, su Reglamento, Normas y otras leyes. Cuando el corte de energía haya sido realizado por alteración de la medición o cuando la conexión hubiera sido hecha sin aprobación de la Empresa Distribuidora, previo a la reconexión, ésta última puede estimar el monto de la energía consumida y no

medida y el usuario debe pagar este monto a la Empresa Distribuidora. Sin el cumplimiento de éste requisito, no procederá la reconexión. El pago de este monto no exime al usuario de las sanciones previstas en este Reglamento, las Normas y otras leyes.

Reconexiones: El usuario que tenga el servicio cortado por falta de pago, tiene el derecho a reconexión cuando haya pagado lo adeudado. La Empresa Distribuidora cobrará por cada reconexión. La CREE emitirá las reglas de carácter general en donde fijará los importes de corte y reconexión, así como los plazos para la reconexión, manteniendo actualizados dichos valores.

Artículo 48. Errores de medición y facturación. Cuando la Empresa Distribuidora cometa un error en la lectura del medidor o en la emisión de la factura que muestre un consumo de energía mayor que el real consumido, el usuario lo hará del conocimiento de la Empresa Distribuidora, la cual debe corregir el error en la siguiente facturación. La Empresa Distribuidora indemnizará al usuario de conformidad con la norma respectiva.

Artículo 49. Hurto de energía. Se considera hurto de energía eléctrica propiedad de la Empresa Distribuidora, cuando una persona que puede ser usuario o no de la Empresa Distribuidora, consume energía eléctrica de las redes de la Empresa Distribuidora mediante medios o conexiones ilícitas de tal manera que la Empresa Distribuidora no tiene conocimiento o medición de la energía eléctrica sustraída.

El hurto de energía eléctrica, será sancionado de acuerdo a lo contenido en la Ley, sus Reglamentos, sus Normas y otras leyes relacionadas.

Artículo 50. Método para determinar el monto de indemnización por una deficiente calidad en el servicio.

Cuando se produzcan fallas de larga duración ocasionadas por la generación, la transmisión, la red de distribución, y que a juicio de la CREE no se deban a caso fortuito o fuerza mayor, la Empresa Distribuidora indemnizará a los usuarios y a los Consumidores Calificados conectados a la red de distribución afectados por tales fallas. Los Consumidores Calificados no conectados a la red de distribución recibirán su indemnización del agente con el cual hayan contratado su suministro. El plazo para el pago de las indemnizaciones será establecido por la CREE de acuerdo con la metodología que se establezca en la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión y de la Norma Técnica de Calidad de la Distribución. El Agente o Agentes responsables de la falla que ha causado la aplicación de la indemnización resarcirán al resto de

los agentes los costos de indemnización en que estos hayan incurrido, dicho pago debe ser realizado dentro de los siguientes treinta (30) días de ocurrida la falla. El procedimiento a seguir para la determinación del Agente o Agentes responsables de la mala calidad del servicio será establecido en las normas mencionadas.

El usuario tiene derecho a presentar una queja a la CREE en donde haga de su conocimiento dichas interrupciones y la deficiente calidad en el servicio. Para tal efecto la CREE implementará los mecanismos que faciliten a los usuarios la presentación de sus quejas o inconformidades.

Se aplicarán indemnizaciones a los usuarios cuando se superen las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución.

CAPÍTULO III Alumbrado Público

Artículo 51. Pago por alumbrado público. Será responsabilidad de las Empresas Generadoras que provean energía directamente a Consumidores Calificados, de las Empresas Distribuidoras y de las Comercializadoras, el cobro por la prestación del Servicio de Alumbrado Público y enterarlo mensualmente ya sea a las empresas constituidas para la prestación de dicho servicio, o en su defecto, a las Empresas Distribuidoras que lo presten.

El Reglamento de Tarifas establecerá las tasas y el techo máximo permitido para determinar el pago por servicio de alumbrado público. La CREE aprobará el volumen de energía a facturar mensualmente por concepto de Alumbrado Público. La periodicidad de la revisión de estas tasas y techo máximo también estarán establecidos en el Reglamento de Tarifas.

CAPÍTULO IV La Comercialización

Artículo 52. Obligaciones de las Empresas Comercializadoras. Las empresas que realicen actividades de comercialización deben estar registradas ante la CREE y demostrar solvencia económica y financiera.

Las ventas que realicen a Consumidores Calificados deben estar respaldadas por contratos suscritos con generadoras compras de energía en el mercado de oportunidad.

Las empresas comercializadoras deben pagar a las Empresas Transmisoras y Distribuidoras los peajes correspondientes por el

suministro que hacen a los Consumidores Calificados. Estos peajes serán liquidados por el ODS.

TÍTULO VII USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

CAPÍTULO I Libre Acceso a la Capacidad de Transmisión Disponible

Artículo 53. Acceso y uso del sistema de transmisión. Cada Empresa Transmisora debe permitir la conexión y el acceso no discriminado al sistema de transmisión a cualquier usuario que lo solicite, siempre que exista capacidad de transmisión disponible. La Empresa Transmisora cobrará por el uso de la red los peajes de transmisión aprobados por la CREE.

- A. **Acceso a la capacidad de transmisión.** Todo usuario que desee acceder a la capacidad existente de la red de transmisión, ya sea Empresa Generadora, Consumidor Calificado o Empresa Distribuidora, debe presentar una solicitud de acceso a la Empresa Transmisora.
- i. Contenidos de la solicitud. Esta solicitud debe incluir al menos: características técnicas de las instalaciones del usuario, potencia a intercambiar en el punto de acceso y fecha de puesta en servicio de las instalaciones.
 - ii. Evaluación de la capacidad disponible. El Operador del Sistema conforme a lo establecido en la norma NT-AUCT comprobará para cada solicitud que existe capacidad de transmisión disponible para permitir la conexión.
 - iii. Contratos de acceso y conexión. Una vez aprobada la solicitud, el solicitante firmará un contrato de acceso y conexión con la Empresa Transmisora, donde se recojan las condiciones técnicas del punto de conexión, así como los derechos y obligaciones del solicitante. La CREE aprobará, a propuesta de la Empresa Transmisora, el formato y los contenidos del contrato tipo de acceso y conexión.
- B. **Solicitudes de interconexión.** Las Empresas de Transmisión Regional deben realizar una solicitud de interconexión ante la Empresa de Transmisión respectiva con al menos la misma información requerida para las solicitudes de acceso. La Empresa de Transmisión únicamente podrá rechazar la solicitud cuando no exista capacidad disponible de acuerdo a lo determinado por el Operador del Sistema.
- C. **Plazos.** La Empresa Transmisora dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días para resolver las solicitudes de acceso o de interconexión. En caso de discrepancia entre el

solicitante y la Empresa Transmisora, el solicitante puede recurrir ante la CREE.

- D. **Nodos de la RTR.** En caso de que el acceso se requiera en un nodo de la RTR, el procedimiento debe cumplir con lo establecido en el RMER.

Artículo 54. Acceso y uso de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión. Los propietarios de activos de transmisión del sistema secundario deben conceder acceso a los usuarios que soliciten conectarse al sistema principal a través de dichos activos. La solicitud sólo podrá denegarse cuando no exista capacidad disponible suficiente y tras su notificación al Operador del Sistema a efectos de que éste lo verifique.

El propietario de estos activos tiene el derecho a percibir los cargos que por su uso que determine la CREE, mismos que deben ser liquidados por el ODS.

Artículo 55. Norma Técnica de Acceso y Uso de la Capacidad de Transmisión. Se refiere a la norma definida en el Artículo 3 de este Reglamento.

CAPÍTULO II

Peaje de Transmisión por uso del Sistema Principal y Cargos por la Operación del Sistema

Artículo 56. Peajes de transmisión. La Empresa Transmisora percibirá los peajes de transmisión para recuperar los costos de transmisión aprobados por la CREE según la metodología descrita en la Ley y en este Reglamento. Para el cálculo de los peajes, la Empresa Distribuidora debe restar de los costos de transmisión aprobados, los ingresos variables de transmisión resultantes de las liquidaciones del Mercado de Oportunidad efectuadas por el Operador del Sistema.

Los peajes no podrán reflejar la parte de los costos de los activos de la RTR en virtud que sus propietarios perciben el Ingreso Autorizado Regional correspondiente, ni los costos de los activos del sistema secundario de transmisión desarrollados como obras de interés particular, excepto en el caso en que estas obras de interés particular incrementen la capacidad de la red del sistema principal, peaje que debe ser recibido por la empresa propietaria de estos activos.

Deben pagar peajes de transmisión todos los agentes del mercado en función de la metodología establecida. Las partes contratantes tienen libertad de acordar el responsable del pago. El ODS será el responsable de aplicar y liquidar los cargos por peaje. Los

costos asociados a las desviaciones que ocurran con relación al costo de peaje previsto originalmente serán determinados por el ODS, así como el o los Agentes responsables. La metodología para el cálculo anual del peaje corresponde a la CREE, así como la aprobación del valor a aplicar que resulte.

Artículo 57. Cargos por la operación del sistema. El Operador del Sistema percibirá los cargos por la operación del sistema para recuperar los costos de operación del sistema aprobados por la CREE según la metodología descrita en la Ley y en este Reglamento.

Deben pagar estos cargos todos los agentes compradores mediante un cargo por MW-mes, calculado de manera proporcional a los requerimientos de potencia firme determinados por el Operador del Sistema para cada uno de ellos. El cargo por operación del sistema será calculado por la CREE anualmente teniendo como base el monto de los costos de operación que hubiere aprobado.

CAPÍTULO III

Cargos por Uso de las Instalaciones del Sistema Secundario

Artículo 58. Cargos por uso del sistema secundario. Los propietarios de activos del sistema secundario de transmisión tienen derecho a ser compensados económicamente por el uso que terceros hagan de dichos activos.

El monto a recuperar se determinará como el porcentaje de uso que los usuarios distintos al propietario hagan de las instalaciones, multiplicado por los costos correspondientes a la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento. Estos costos serán calculados por la CREE empleando la misma metodología utilizada para el cálculo de los costos del sistema principal. El porcentaje de uso de cada usuario será proporcional a la capacidad instalada en caso de generadores o a la potencia firme requerida no coincidente en caso de Consumidores Calificados.

CAPÍTULO IV

Libre Acceso a las Redes de Distribución y Uso Remunerado de las Mismas

Artículo 59. Libre acceso y peaje por el uso de las redes de distribución. Es libre el acceso a la red de distribución. Los Consumidores Calificados conectados a la red de distribución deben pagar a la empresa de distribución el VAD que la CREE

haya determinado como un peaje por el uso de dicha red de igual manera que los usuarios de la Empresa Distribuidora.

Los Consumidores Calificados que deseen acceder y conectarse a la red de distribución deben solicitar dicho servicio a la Empresa Distribuidora siguiendo el mismo procedimiento descrito en el Artículo 35, salvo lo relativo al equipo de medición y suscripción del contrato de suministro. La Empresa Distribuidora debe tramitar dicha solicitud sin trato discriminatorio.

TÍTULO VIII RÉGIMEN TARIFARIO, FISCAL E IMPOSITIVO

CAPÍTULO I Disposiciones Generales

Artículo 60. Reglamento de Tarifas. El Reglamento de Tarifas desarrollará los todos los elementos necesarios para el cálculo de las tarifas a los usuarios finales regulados. Este reglamento debe entrar en vigencia dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la entrada en vigencia de este Reglamento.

Artículo 61. Base de Costos. Las tarifas se deben basar en los costos de generación, transmisión, operación, distribución y regulación, tanto nacional como regional. Todos los costos se establecerán en base a empresas eficientes. El horizonte para llevar a cabo los estudios será de cinco (5) años. Las empresas están facultadas a incluir los impuestos dentro de sus costos a fin de que estos puedan ser recuperados vía tarifas.

Artículo 62. Composición. Las tarifas se componen de una tarifa base y los ajustes periódicos, pudiendo establecerse cargos por la demanda de potencia que hagan los usuarios.

Artículo 63. Etapas de Estudio y Aplicación. El Reglamento de Tarifas debe prever los períodos en los cuales se deben hacer cada uno de los estudios así como los plazos para su aprobación y puesta en vigencia.

Artículo 64. Sistema de Regulación Tarifaria. La CREE debe aprobar un sistema de información regulatorio que le permita establecer todos elementos que se requieren para la elaboración del pliego tarifario de cada Empresa Distribuidora.

Artículo 65. Sistemas Aislados. El Reglamento de Tarifas debe prever disposiciones especiales para el establecimiento de tarifas en sistemas aislados.

Artículo 66. Audiencias Públicas. Previo a la implementación de un nuevo esquema tarifario la CREE realizará audiencias públicas que serán reguladas por lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

Artículo 67. Metodologías. El Reglamento de Tarifas debe desarrollar las metodologías que permitan calcular cada de los costos incluidos así como las de aquellos parámetros que complementan su cálculo, tales como el de la Energía No Suministrada, Bloques Horarios y la Tasa de Actualización.

Artículo 68. Contratos Preexistentes. Los costos de los contratos existentes antes de la vigencia de la Ley formarán parte las tarifas, así como de los costos que deben incorporar los demás agentes. El Reglamento de Tarifas contendrá la metodología para el cálculo de los costos que se trasladarán.

TÍTULO IX INFRACCIONES Y SANCIONES

CAPÍTULO I Disposiciones Generales

Artículo 69. Categorías de infracción, Multas a los usuarios por infracciones y acciones ilícitas. Los usuarios que incurran en las siguientes infracciones serán sancionados con las multas que a continuación se establecen:

- A. **Infracciones muy graves:** serán catalogadas como infracciones muy graves las siguientes: a) alteración de los instrumentos de medición del consumo, b) efectuar consumos en forma fraudulenta; y, c) cualquier actividad que atente contra la libre competencia entre Agentes.
La multa será, para la primera infracción, de tres veces el salario mínimo más alto vigente o el 50% del costo estimado de la energía consumida, lo que sea mayor. Cuando se trate de reincidentes, la multa será hasta un 500% de dicho costo estimado.
- B. **Infracción grave:** Será catalogada como infracción grave a) el no permitir el acceso, al inmueble del usuario, del personal autorizado para efectuar inspecciones en el equipo de medición; y, b) el retraso en la entrega de información que permita el monitoreo del servicio.
La multa para esta infracción será de dos veces el salario mínimo más alto vigente para la primera infracción y hasta un 500% de dicho valor cuando se trate de reincidentes.

C. **Infracción leve:** Será catalogada como infracción leve el producir perturbaciones que excedan los límites fijados por la Norma Técnica de Calidad correspondiente.

La multa para esta infracción será equivalente al monto del salario mínimo más alto vigente y hasta un 500% de dicho valor cuando se trate de reincidentes.

En todo caso, estas sanciones no eximen al usuario de cancelar el consumo fraudulento que hubiese efectuado, más los intereses respectivos y las reparaciones que la empresa deba efectuar por el deterioro ocasionado, sin perjuicio de la responsabilidad penal que pudiera deducirse de los hechos.

Artículo 70. Procedimiento para la aplicación de sanciones.

La CREE emitirá la Norma o procedimientos de aplicación expedita de sanciones a que se harán acreedor los Agentes y los Usuarios finales del servicio de electricidad.

El Agente notificado puede acudir a la CREE si se opone a la sanción derivada de tal notificación o se opone al procedimiento de sanción que se le ha iniciado, para lo cual presentará sus pruebas de descargo, el Agente dispondrá de un plazo máximo de quince (15) días hábiles para este proceso de oposición.

Cuando un Agente tenga conocimiento que se ha cometido una infracción a la Ley o a este Reglamento, debe reportarlo a la CREE, aportando las pruebas que haya recabado.

Artículo 71. Atraso en el Pago a la CREE de la Tasa a las Ventas Mensuales de Electricidad. El retraso en el pago o el pago incompleto de la tasa a las ventas mensuales de electricidad por parte de las distribuidoras, establecida en el Artículo 3, literal G de la Ley, constituirá una infracción muy grave a la Ley y al Reglamento. El pago de la multa no exonera a la Empresa Distribuidora de responsabilidad penal que pudiera deducirse de los hechos.

**TÍTULO X
DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

CAPITULO UNICO

Artículo 72. Términos de referencia para el primer estudio del VAD. Al entrar en vigencia el presente Reglamento, la CREE trasladará a las Empresas Distribuidoras, dentro de los ciento veinte (120) días siguientes, los términos de referencia para el

desarrollo del estudio tarifario correspondiente y la determinación del VAD.

Artículo 73. Determinación de los Parámetros para el Cálculo de los Costos de Transmisión para el Primer Período Tarifario. Dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la publicación del presente Reglamento, la CREE publicará los parámetros e hipótesis necesarias para el cálculo de los costos de transmisión que serán de aplicación durante el primer período tarifario.

Artículo 74. Funcionamiento del Mercado. Las disposiciones contenidas en este Reglamento relativas al funcionamiento del mercado de contratos, el mercado de oportunidad y las liquidaciones de las transacciones entrarán en vigor a los nueve (9) meses de constituirse el Operador del Sistema.

Artículo 75. Plazo Inicial para la constitución de la Junta Directiva del ODS: en caso que transcurrido el plazo previsto para la constitución de la Junta Directiva del Operador del Sistema establecido en el Artículo 15, y no habiéndose conformado tal junta, la CREE designará los representantes a ésta, seleccionándolos de los Agentes de Mercado.

Artículo 76. Pliego Tarifario Transitorio. Las Empresas Distribuidoras están facultadas para proponer a la CREE dentro de los sesenta (60) días de aprobado el presente reglamento un pliego tarifario transitorio que les permita actualizar sus tarifas antes de la finalización de todos los estudios y análisis que establece el Reglamento de Tarifas. Este pliego tarifario tendrá una aplicación máxima de dos (2) años. La CREE tendrá un plazo máximo de treinta (30) días para hacer la aprobación de tal propuesta.

Artículo 77. Coordinación con el Fideicomiso. La Junta Directiva del Operador del Sistema para dar cumplimiento a lo especificado en el Artículo 16 de este reglamento debe coordinar sus acciones con las encomendadas al Fiduciario establecido en el Decreto Legislativo 163-2013, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 18 de septiembre de 2013.

Artículo 78. Contratos Preexistentes. La administración de los Contratos de Suministro de Energía vigentes firmados por la ENEE, deben ser administrados por la Sociedad creada por ésta para las actividades de distribución.

Artículo 79. Vigencia. El presente Reglamento entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.