

## **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.**

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

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



**Comisión Reguladora  
de Energía Eléctrica**  
**CREE**

**REGLAMENTO DE COMPRAS DE CAPACIDAD  
FIRME Y ENERGÍA**

**TÍTULO I  
DISPOSICIONES GENERALES**

**CAPÍTULO I  
DEFINICIONES**

**Artículo 1. Definiciones.** Para los efectos de este Reglamento, además de las definiciones contenidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y sus Reglamentos, se aplicarán las siguientes:

- A. **Bases de Licitación:** Son los lineamientos, disposiciones generales y especificaciones técnicas contenidas en el documento elaborado por la Junta de Licitación y aprobados por la CREE, de conformidad con los Términos de Referencia emitidos por la CREE, que deben cumplir los Interesados para la presentación de sus Ofertas.
- B. **Consorcio:** Es el Interesado integrado por un grupo o asociación de personas individuales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que presenta una Oferta para participar en la Licitación, sin constituirse en una persona jurídica diferente a sus integrantes.
- C. **Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía:** Es el documento contenido en escritura pública que celebrará cada una de las Distribuidoras con el o los Licitantes Adjudicados, en donde se establecen los términos bajo los cuales se prestará el suministro de capacidad firme y energía eléctrica, tales como el precio, forma de pago, garantías y demás condiciones técnicas, económicas y jurídicas relacionadas con dicho suministro, siendo cada una de las Distribuidoras responsable de manera individual de los contratos que suscribe, mismo que incluirá sus Anexos, así como las adiciones, aclaraciones, modificaciones, que en su caso acuerden las partes.
- D. **Enmienda:** Las modificaciones o ampliaciones a los documentos estándar de la licitación, que son emitidos

por la Junta de Licitación de las Empresas Distribuidoras que licitan, previa aprobación de la CREE.

- E. **Garantía de Cumplimiento de Adjudicación:** El mecanismo aprobado por la CREE que deberá cumplir cada Licitante Adjudicado, al momento de suscribir el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones derivadas de dicho contrato.
- F. **Garantía Firme de Oferta:** El mecanismo aprobado por la CREE que deberá cumplir cada Licitante y presentarlo junto con su Propuesta Técnica, para garantizar el sostenimiento de los precios y condiciones ofertadas.
- G. **Interesado:** Cualquier persona individual, jurídica o Consorcio que al comprar los Documentos Estándar de la Licitación y cumplir los requisitos establecidos, adquiere el derecho de presentar una Oferta.
- H. **Junta de Licitación:** El conjunto de personas, designadas por las Empresas Distribuidoras y la CREE conforme a lo dispuesto en el artículo 25, numeral romano VIII, del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica, encargadas de organizar la Licitación de los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía, recibir las Ofertas, evaluarlas, y en su caso, determinar a los Licitantes Adjudicados.
- I. **Licitación:** El procedimiento público, internacional y competitivo mediante el cual la Junta de Licitación selecciona a los Licitantes Adjudicados.
- J. **Licitante Adjudicado:** Aquel que fue adjudicado con un Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, en un proceso de Licitación.
- K. **Licitante:** El Interesado que presenta una Oferta de conformidad con lo establecido en este Reglamento y los Documentos Estándar de la Licitación aprobados por la CREE.
- L. **Oferta:** La Propuesta Técnica y Económica que presenta un Licitante, de conformidad con lo dispuesto en este Reglamento y las Bases de Licitación.
- M. **Ofertas Seleccionadas:** Son aquellas Ofertas que resultaron seleccionadas en el proceso de evaluación de Propuestas Económicas.

N. **Representante Designado:** Es la persona designada por un Interesado para recibir notificaciones en su nombre y para efectuar preguntas o solicitudes de aclaración o enmiendas a los Documentos Estándar de la Licitación.

O. **Términos de Referencia:** Los lineamientos técnicos y económicos, emitidos mediante resolución de la CREE, con base en los cuales las Empresas Distribuidoras elaboran los Documentos Estándar de la Licitación.

## CAPÍTULO II OBJETO DEL REGLAMENTO

**Artículo 2. Objeto del Reglamento.** El presente Reglamento define el proceso para desarrollar las licitaciones públicas internacionales competitivas, que las Empresas Distribuidoras deberán seguir, para la contratación de capacidad firme y energía.

## CAPÍTULO III REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD FIRME Y ENERGÍA

**Artículo 3. Determinación de los requerimientos de capacidad firme y energía.** Antes de finalizar el mes de noviembre de cada año, cada Empresa Distribuidora deberá presentar a la CREE, el estudio que define sus requerimientos de capacidad firme y energía para los próximos diez años, incluyendo las reservas que sea necesario tener cubiertas mediante Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía. Los estudios deberán contar con todos los documentos y cálculos que respaldan y justifican la proyección de demanda.

**Artículo 4. Aprobación de la CREE.** En el plazo de 30 días calendario, contados a partir de la recepción del estudio, la CREE verificará las proyecciones de demanda de las Empresas Distribuidoras, pudiendo aprobarlas o no. En el caso que la CREE improbara las proyecciones de demanda, las Empresas Distribuidoras deberán corregirlas en un plazo de 15 días calendario contados a partir de la notificación respectiva y presentarlas nuevamente a la CREE. Si las proyecciones de demanda todavía no cumplen con los requerimientos de la CREE, el estudio se dará por improbadado y se utilizarán las proyecciones de demanda que la CREE determine.

**Artículo 5. Convocatoria a licitación pública internacional.** Aprobada la proyección de demanda de energía y capacidad firme de las Empresas Distribuidoras, la CREE procederá a revisar si los contratos suscritos por los Distribuidores, cubren la

proyección. En caso la capacidad firme y energía contratada no satisfaga dichos requerimientos, las Empresas Distribuidoras, bajo la supervisión de la CREE, deberán convocar a una licitación pública internacional de acuerdo con los principios de la Ley General de la Industria Eléctrica para la compra de capacidad firme y energía, y de conformidad con los plazos descritos en el artículo 25, numeral romano IV, literales b., c., e. y f. del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica.

**Artículo 6. Promoción del proceso de Licitación.** Cada evento de licitación, deberá ser promovido a nivel internacional, de tal forma que se incentive la competencia y la inversión en generación de energía eléctrica. La CREE, en conjunto con las Empresas Distribuidoras, podrán extender invitaciones a empresas internacionales, siempre que las mismas, o a través de sus filiales o empresas subsidiarias, no tengan ningún vínculo con alguna Empresa Distribuidora que participe en el proceso de licitación.

**Artículo 7. Términos de Referencia.** Con base en los requerimientos de capacidad firme y energía, y el plan indicativo de expansión de generación, la CREE emitirá los Términos de Referencia que servirán de base a las Empresas Distribuidoras, para el desarrollo de los Documentos Estándar de la Licitación. Como mínimo los Términos de Referencia deberán contener:

- A) Justificación de la licitación pública internacional que se realizará.
- B) Forma de integrar la Junta de Licitación, donde se definirá el número de representantes de cada empresa Distribuidora que participarán en el proceso, considerando lo dispuesto en el artículo 25, numeral romano VIII del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica.
- C) Descripción de la licitación pública internacional.
- D) Cronograma de los eventos relacionados con la licitación pública internacional.
- E) Tecnologías de generación a las que se orientará la licitación pública internacional.
- F) Duración de los contratos, definiendo la fecha de inicio y finalización de los mismos.
- G) Forma de evaluar las Propuestas Técnicas y Económicas.

- H) Condiciones que regirán los contratos de las Ofertas que se adjudiquen.
- D) Estructura básica de los Documentos Estándar de la Licitación, incluyendo el modelo de contrato.

**Artículo 8. Monto de capacidad firme y energía a contratar.**  
El monto de capacidad firme y energía a contratar por las Empresas Distribuidoras, será como mínimo el necesario para cubrir la demanda del sexto al décimo año de la proyección, a la que se refiere el artículo 3 del presente Reglamento.

## TÍTULO II LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL

### CAPÍTULO I PRINCIPIOS

**Artículo 9. Principios que regirán las licitaciones públicas internacionales.** Las licitaciones públicas internacionales para la contratación de capacidad firme y energía, se regirán por los siguientes principios:

- A) Permitir la libre competencia: Debe permitirse la competencia, sin restricciones entre todas las tecnologías de generación técnicamente factibles en su momento y que estén de acuerdo con lo dispuesto en el plan indicativo de expansión de la generación y la política energética. No se considerará que existe una restricción, cuando se establezcan cuotas de tecnologías con la finalidad de diversificar la matriz energética.
- B) Cumplir con la Ley General de la Industria Eléctrica, sus Reglamentos, Normas Técnicas y Normas de Coordinación Económica y Operativa, los Términos de Referencia y los Documentos Estándar de la Licitación, incluyendo el modelo de Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, no deben contravenir ninguna disposición de la legislación vigente.
- C) Cada tecnología de generación deberá evaluarse de conformidad con sus características técnicas y económicas propias.
- D) Transparencia. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 6 de la Ley de Contratación del Estado, las Licitaciones deberán ser transparentes.

### CAPÍTULO II OBJETIVOS

**Artículo 10. Objetivos de la licitación pública internacional.** Tanto los Términos de Referencia, cuanto los Documentos Estándar de la Licitación, incluyendo el modelo de Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, deberán cumplir con los siguientes objetivos:

- A) Que los precios de los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía minimicen el costo de compra de las Empresas Distribuidoras, establecido en el plan indicativo de expansión de generación, considerando para esto:
  - I. Para contratos que provengan de recursos renovables:
    - a. Estacionalidad de los recursos.
    - b. Disponibilidad horaria.
    - c. Continuidad del recurso para generar energía eléctrica.
    - d. Antigüedad de los equipos de generación.
    - e. Ubicación de las Centrales Generadoras.
    - f. Ubicación del punto más cercano o idóneo para la conexión con el SIN.
  - II. Para contratos que provengan de recursos no renovables:
    - a. Costos estimados a futuro de los combustibles, considerando los costos de internación y su traslado hasta la central generadora.
    - b. Mecanismo de actualización de los costos de los combustibles, su internación y traslado hasta la central generadora.
    - c. Disponibilidad del combustible.
    - d. Verificar que se cuenta con la infraestructura necesaria para su descarga y transporte hasta la central generadora.
    - e. Antigüedad de los equipos de generación.
    - f. Ubicación del punto más cercano o idóneo para la conexión al SIN.



- B) Que la capacidad firme y la energía cubran los requerimientos de las Empresas Distribuidoras. La contratación de energía y capacidad firme, deberá mantenerse dentro de un rango de +/- 15% de los requerimientos de cada Empresa Distribuidora.
- C) Que la energía contratada cubra la curva de carga horaria típica de cada Empresa Distribuidora.
- D) Que la capacidad firme contratada cubra la Demanda Firme futura de cada Empresa Distribuidora.
- E) Que la calidad de energía que se suministra a los usuarios cumpla con las normas que para el efecto se emitan.
- F) Que las tecnologías de generación contratadas sean congruentes con el plan de expansión de la generación y contribuyan a diversificar la matriz energética.
- G) Que los precios ofertados para la energía y capacidad firme sean congruentes con las tecnologías y combustibles ofertados.

**Artículo 11. Tecnologías de generación a contratar.** De conformidad con lo dispuesto en el plan de expansión de la generación, los requerimientos de capacidad firme y energía de las Empresas Distribuidoras y las características propias de cada tecnología de generación disponible, la CREE, en conjunto con las Empresas Distribuidoras, determinará la cantidad de potencia de tecnologías renovables y no renovables que se licitarán, teniendo siempre en cuenta los objetivos descritos en el artículo 10 del presente reglamento. En las Licitaciones podrán participar, en igualdad de condiciones, tanto generadores establecidos en la República de Honduras como en otros países de la región centroamericana, representados por una persona individual o jurídica, o por medio de un Consorcio.

### CAPÍTULO III PROCEDIMIENTO

**Artículo 12. Documentos Estándar de la Licitación.** El contenido mínimo de los Documentos Estándar de la Licitación, será conforme a lo dispuesto en el artículo 25, numerales romanos V, VI y VII del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica.

**Artículo 13. Publicación de los Documentos Estándar de la Licitación.** Para cada Licitación que se lleve a cabo, las Empresas

Distribuidoras deberán habilitar un portal en la red, específicamente desarrollado para cada evento.

Observando el plazo descrito en artículo 25, numeral romano IV, literal c. del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica, las Empresas Distribuidoras publicarán en el portal de la red que se desarrolle para la Licitación, los Documentos Estándar de la Licitación, y las promoverán con al menos dos publicaciones en dos diarios de mayor circulación nacional y en por lo menos dos medios internacionales. En función del número de interesados que adquieran los Documentos Estándar de la Licitación, podrán realizarse más publicaciones, con el objetivo de promover la competencia en el proceso.

Cada publicación de prensa deberá incluir el objeto de la Licitación, una descripción del proceso, el costo de adquirir los Documentos Estándar de la Licitación, el lugar dónde se pueden adquirir, y cualquier otro aspecto que permita favorecer la participación y la competencia en la Licitación.

El portal de la red de cada Licitación, tendrá un área pública y una privada. El área privada estará destinada únicamente a los Interesados, quienes tendrán acceso a la información de esta área mediante una cuenta propia en el portal de la red. La única información que estará reservada para los Interesados, es la relacionada con el planteamiento de preguntas o solicitud de aclaraciones o enmiendas a las Bases de Licitación y el modelo de contrato. Para acceder a su cuenta, cada Interesado obtendrá un usuario y una clave de ingreso.

En el portal de la red deberá estar disponible como mínimo la siguiente información:

A) Área Pública del portal de la red:

- I. Descripción detallada del objeto de la Licitación, el proceso de Licitación, indicando la cantidad de capacidad firme y energía que se pretende contratar y el período de duración de los contratos.
- II. Los Términos de Referencia, los Documentos Estándar de la Licitación y sus enmiendas.
- III. El cronograma de la Licitación.
- IV. Listado de interesados que hayan adquirido los Documentos Estándar de la Licitación.

- V. Publicaciones de prensa y presentaciones hechas en las reuniones informativas.
- VI. Cualquier otra información que promueva y permita conocer a fondo el proceso y el funcionamiento del sector eléctrico.

B) Área privada del portal de la red:

- I. Formato para consultas y solicitud de aclaraciones o enmiendas.
- II. Respuestas a las consultas y solicitudes de aclaraciones o enmiendas.

**Artículo 14. Reuniones informativas.** Después de la segunda publicación de promoción de las Bases de Licitación, las Empresas Distribuidoras deberán convocar como mínimo a dos reuniones informativas, en las que se dará a conocer a los Interesados el procedimiento que se utilizará para desarrollar la Licitación. Las reuniones informativas deberán efectuarse en fechas distintas, en función de la cantidad de Interesados que adquieran los Documentos Estándar de la Licitación. Las reuniones informativas no serán vinculantes a la Licitación.

**Artículo 15. Costo de adquisición de los Documentos Estándar de la Licitación.** Únicamente los Interesados que hayan adquirido los Documentos Estándar de la Licitación, tendrán el derecho de presentar Ofertas. El costo de adquisición de los Documentos Estándar de la Licitación, deberá ser aprobado por la CREE y será calculado exclusivamente en función de los costos de reproducción de dichos documentos. Será requisito para poder presentar una Oferta, que cada Licitante, incluya dentro de la misma, una copia del documento que acredite la compra de los Documentos Estándar de la Licitación. Un interesado que tenga la intención de presentar varias Ofertas bajo una misma denominación social, podrá hacerlo presentando un único documento que acredite la compra de los Documentos Estándar de la Licitación.

**Artículo 16. Preguntas, aclaraciones y enmiendas a los Documentos Estándar de la Licitación.** El procedimiento para plantear preguntas o solicitar aclaraciones y enmiendas a los Documentos Estándar de la Licitación será el siguiente:

- A) Como mínimo se tendrán tres rondas de preguntas y respuestas en cada Licitación. En el cronograma se establecerán las fechas límites para que los interesados

presenten sus consultas, así como las fechas en que se dará respuesta a las mismas.

- B) La Junta de Licitación deberán diseñar un formato para que los interesados planteen sus dudas o solicitud de aclaraciones o enmiendas a los Documentos Estándar de la Licitación. Este formato deberá estar disponible en el portal de la red de la respectiva Licitación, pudiendo ser utilizado únicamente por los Interesados.
- C) La Junta de Licitación evaluará las consultas de los Interesados en cuanto a la interpretación de los Documentos Estándar de la Licitación y propondrán una respuesta a la CREE. Si la solicitud estuviera relacionada con una enmienda a los Documentos Estándar de la Licitación, la Junta de Licitación, después de evaluarla y si a su juicio considera que la misma es procedente, someterá a aprobación de la CREE la enmienda respectiva.
- D) Una vez aprobadas por la CREE las respuestas a las consultas de los Interesados, se publicarán en el área privada del portal de la red. A cada Interesado se le enviará por correo electrónico las respuestas de cada ronda de preguntas que hayan hecho todos los Interesados, debiéndose entender que cada Interesado podrá conocer todas las preguntas y respuestas de cada ronda.
- E) Si previa aprobación de la CREE, fuera necesario publicar una Enmienda, ésta se informará en el sitio público del portal de la red, y además, por escrito y correo electrónico a todos los Interesados.

**Artículo 17. Cronograma de la Licitación.** El cronograma de la Licitación, deberá contener las fechas de los acontecimientos que componen el proceso, desde la convocatoria hasta la firma de los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía con los Licitantes Adjudicados. En este sentido, el contenido mínimo del cronograma será:

- A) Período en el que pueden comprarse los Documentos Estándar de la Licitación.
- B) Fechas en que se realizarán las reuniones informativas.
- C) Fechas límites de las rondas para plantear preguntas y solicitar aclaraciones o enmiendas.

- D) Fechas en que se publicarán las respuestas a las consultas hechas en cada ronda.
- E) Fecha límite para la publicación de Enmiendas a los Documentos Estándar de la Licitación.
- F) Fecha de presentación de las Ofertas a la Junta de Licitación.
- G) Periodo de evaluación de Propuestas Técnicas.
- H) Fecha de apertura y evaluación de las Propuestas Económicas.
- I) Fecha en que se anunciarán oficialmente las Ofertas adjudicadas y aprobadas por la CREE.
- J) Fecha máxima para suscribir los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía.

Con autorización de la CREE, estas fechas podrán ser modificadas cuando el desarrollo del proceso lo requiera.

**Artículo 18. Información a proporcionar por los interesados.** Solamente el Representante Designado podrá adquirir los Documentos Estándar de la Licitación en representación del Interesado. Al momento de comprar los Documentos Estándar de la Licitación, deberá acreditar la calidad con la que actúa y llenar un formulario con los siguientes datos:

- A) Nombre de la entidad que adquiere los Documentos Estándar de la Licitación.
- B) Dirección física dentro del perímetro del departamento de Francisco Morazán, en la República de Honduras.
- C) Número de teléfono y dirección de correo electrónico.

**Artículo 19. Responsabilidad de los Licitantes.** Al adquirir los Documentos Estándar de la Licitación, los Licitantes deben tener en consideración los siguientes aspectos:

- A) El Licitante es el único responsable por la preparación de la Oferta que presente. También será el único responsable de su contenido, documentos que la conforman, ordenamiento de la información, fechas de entrega, y en general, de cumplir con todos los requisitos que se establezcan en los Documentos Estándar de la Licitación para la presentación de las Ofertas.

- B) El Licitante deberá consultar periódicamente el portal de la Licitación, para mantenerse informado del desarrollo de la misma. No se admitirá ningún argumento de desconocimiento de cualquier información que haya sido publicada en el portal de la Licitación.
- C) Los costos asociados a la preparación y presentación de la Oferta, serán responsabilidad del Licitante, quien no podrá entablar en ningún caso un proceso de reclamo o solicitud de indemnización en contra de las Empresas Distribuidoras ni de la CREE, por los costos incurridos.
- D) Cada Licitante, será el único responsable de llevar a cabo los estudios de factibilidad técnicos y económicos de los proyectos de generación que ofrece. El hecho de participar en el proceso de Licitación, no implica ninguna garantía para el Licitante que su Oferta será adjudicada.
- E) Cada Licitante deberá conocer la legislación aplicable antes de presentar una Oferta. En ningún caso podrá argumentarse desconocimiento de la normativa aplicable.
- F) Todos los precios de energía y potencia ofrecidos por un Licitante, no serán objeto de negociación y no podrán modificarse después de presentada la Oferta ni durante la vigencia del contrato en caso de resultar adjudicado, a excepción de los ajustes de precios que estén establecidos en los Documentos Estándar de la Licitación.
- G) El Licitante adjudicado será responsable de la obtención de permisos y licencias necesarias para el desarrollo del proyecto de generación. Ni las Empresas Distribuidoras ni la CREE compartirán ninguna responsabilidad en el trámite de licencias o permisos.
- H) Será responsabilidad de los Licitantes Adjudicados, cumplir con la fecha prevista de entrada en operación comercial de la central generadora adjudicada. En caso de incumplimiento, se ejecutarán las garantías establecidas en los Documentos Estándar de la Licitación.

**Artículo 20. Forma de presentación de las Ofertas.** Las Ofertas que presenten los interesados, estarán compuestas por la Propuesta Técnica y la Propuesta Económica. Ambas propuestas deberán presentarse en sobres cerrados separados, en original y dos copias de cada una. Cada sobre deberá estar identificado



como Propuesta Técnica o Económica e indicando si es original o copia. Para que una Oferta sea aceptada por la Junta de Licitación, deberá cumplir con el contenido, formato y requisitos que se especifiquen en los Documentos Estándar de la Licitación. El no presentar las Ofertas de conformidad con lo establecido en las Bases de Licitación, facultará a la Junta de Licitación a descalificarlas.

**Artículo 21. Garantías.** Al entregar su Oferta, los Licitantes deberán presentar la Garantía Firme de Oferta que las Bases de Licitación especifiquen, la cual asegura que las condiciones ofertadas se mantengan hasta la adjudicación si así fuera el caso. En caso de resultar adjudicado, el Licitante deberá sustituir la Garantía Firme de Oferta con la Garantía de Cumplimiento de Adjudicación, mediante la cual se garantiza el cumplimiento de las condiciones contractuales contraídas con la firma del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía.

**Artículo 22. Recepción de Ofertas.** Cinco días hábiles antes de la fecha establecida en el cronograma para la presentación de Ofertas, las Empresas Distribuidoras publicarán en dos de los diarios de mayor circulación, el lugar y hora para recibir las Ofertas. Además, a los Interesados se les comunicará dicha información por escrito y correo electrónico. No se aceptarán Ofertas fuera del horario o en fecha o lugar distinto al establecido por las Empresas Distribuidoras.

Finalizado el horario de recepción de Ofertas, la Junta de Licitación procederá a registrar a aquellos Interesados que hayan presentado Ofertas. Las Propuestas Técnicas y Económicas, serán rubricadas por el Representante Legal de cada Licitante y los miembros de la Junta de Licitación. Las Propuestas Económicas serán entregadas a una entidad que garantice la seguridad de las mismas, y que estará encargada de su custodia hasta el día de su apertura y evaluación final. Las Propuestas Técnicas quedarán bajo el resguardo de la Junta de Licitación para su revisión.

**Artículo 23. Evaluación de Propuestas Técnicas.** Después de la entrega de las Ofertas, dentro del periodo establecido en el Cronograma, la Junta de Licitación evaluará el cumplimiento de todos los requisitos dispuestos en las Bases de Licitación para las Propuestas Técnicas. Si la Propuesta Técnica de un Licitante cumple con todos los requisitos, entonces pasará a la ronda de evaluación de Propuestas Económicas.

**Artículo 24. Evaluación de las Propuestas Económicas.** La apertura de las Propuestas Económicas se llevará a cabo en la

fecha establecida en el cronograma de la Licitación. El aviso del lugar y hora para el evento, será publicado en el portal de la Licitación y mediante carta y por correo electrónico a los Licitantes. Solamente aquellos Licitantes cuyas Propuestas Técnicas hayan cumplido todos los requisitos establecidos en las Bases de Licitación, pasarán a la fase de apertura y evaluación de Propuestas Económicas. La metodología de evaluación de Propuestas Económicas será determinada por la CREE, en función de la modalidad que se establezca de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25, numeral romano II del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica. La metodología deberá cumplir con los objetivos definidos en el Artículo 10 del presente Reglamento y utilizar un algoritmo de optimización para seleccionar las Ofertas posibles de adjudicar. El algoritmo podrá ser desarrollado por una empresa independiente y deberá ser auditado por la CREE. La metodología conceptual de evaluación se publicará tanto en el área pública del portal de la Licitación, como en el portal de la red de la CREE.

**Artículo 25. Adjudicación de Ofertas.** Podrán ser adjudicadas aquellas Ofertas que hayan sido seleccionadas por el algoritmo de optimización en la etapa de evaluación de Propuestas Económicas y que permiten cumplir con los objetivos de la Licitación. El día de evaluación de las Propuestas Económicas, las Ofertas que hayan sido seleccionadas para cubrir los requerimientos de energía y capacidad firme de las Empresas Distribuidoras, serán anunciadas como Ofertas Seleccionadas.

Posteriormente, la CREE procederá a revisar las Propuestas Económicas y verificará que las Ofertas Seleccionadas cumplan con los requisitos establecidos en los Documentos Estándar de la Licitación. De ser positivos los resultados, la CREE procederá, en conjunto con las Empresas Distribuidoras, a anunciar oficialmente, las Ofertas adjudicadas. Este anuncio será publicado en dos diarios de mayor circulación, en los portales de la Licitación y la CREE, y a los Licitantes cuyas Ofertas hayan sido seleccionadas.

**Artículo 26. Suscripción de contratos.** Las Empresas Distribuidoras, elaborarán los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía conforme al formato aprobado en este reglamento a suscribir con cada Licitante Adjudicado, mismos que deberá someter a la aprobación de la CREE antes de ser firmados. Los contratos deberán ser suscritos como máximo tres meses después de la fecha del anuncio oficial de adjudicación, de conformidad

con lo dispuesto en el artículo 25, numeral romano IV, literal f del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica.

**Artículo 27. Ofertas no seleccionadas o no adjudicadas.** Aquellas Ofertas que no hayan sido seleccionadas para la evaluación de Propuestas Económicas serán devueltas a los Licitantes después de finalizada la evaluación de las Propuestas Técnicas, en los mismos sobres cerrados en los que fueron entregadas. Las Ofertas que hayan participado en la evaluación de Propuestas Económicas y no hayan sido adjudicadas, serán devueltas a los Licitantes al finalizar el proceso de evaluación de Propuestas Económicas. En ambos casos, junto con las Ofertas, serán devueltas las garantías que se hubieran incluido.

**Artículo 28. Proceso de Licitación desierto o fracasado.** Para declarar desierto o fracasado el proceso de Licitación, la Junta de Licitación deberá tomar en cuenta los criterios establecidos en el Artículo 25, numeral romano XI del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica.

### TÍTULO III DOCUMENTOS ESTÁNDAR DE LA LICITACIÓN

#### CAPÍTULO ÚNICO BASES DE LICITACIÓN Y MODELO DE CONTRATO

**Artículo 29. Bases de Licitación y modelo del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía.** De conformidad con lo dispuesto en el artículo 15, literal A. de la Ley General de la Industria Eléctrica, en el Anexo A del presente Reglamento, se desarrolla el modelo de los Documentos Estándar de la Licitación, el cual incluye las Bases de Licitación y el modelo del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía.

Tanto las Bases de Licitación como el modelo del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, podrán ser modificados por la CREE según los requerimientos de cada Licitación y los mismos no serán vinculantes en cualquier otro procedimiento de Licitación.

#### ANEXO A

#### MODELO DE LOS DOCUMENTOS ESTÁNDAR DE LA LICITACIÓN LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL (número o nombre de la Licitación)

#### BASES DE LICITACIÓN

#### LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL PARA CONTRATAR LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD FIRME DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (nombre de las Empresas Distribuidoras que licitan)

##### 1. Introducción.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 15 de la Ley General de la Industria Eléctrica, las Empresas Distribuidoras (nombre de las empresas distribuidoras que licitan), en adelante las Distribuidoras, convocan a la licitación pública internacional (nombre de la Licitación), para la contratación de hasta \_\_\_\_ MW de capacidad firme y su energía asociada, para el período comprendido del \_\_\_\_ de \_\_\_\_ de 20\_\_ al \_\_\_\_ de \_\_\_\_ de 20\_\_.

En seguimiento del plan de expansión de la generación (nombre del plan), la presente convocatoria para presentar Ofertas de generación, se hace para las siguientes tecnologías:

(Describir las tecnologías a las que se dirige la Licitación)

##### 2. Propósito de la Licitación.

En congruencia con el Artículo 10, del Reglamento de Compras de Capacidad Firme y Energía, el objetivo propósito de la Licitación es el siguiente:

Contratar hasta \_\_\_\_ MW de capacidad firme y su energía asociada, del conjunto de Ofertas que se presenten y que minimicen el costo de abastecimiento de las Empresas Distribuidoras, de tal forma que las tarifas a los consumidores reflejen la eficiencia económica de la contratación.

##### 3. Tipos de Tecnologías a Licitar

De conformidad con lo dispuesto en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y los Términos de Referencia emitidos por la CREE, se contratarán las siguientes tecnologías de generación:

Tipo de tecnología renovable	Capacidad firme a contratar (MW)	Tipo de tecnología no renovable	Capacidad firme a contratar (MW)
Solar		Búnker	
Eólica		Carbón	
Biomasa		Gas natural	
Hidráulica		Generación Mixta (renovable – no renovable)	
Geotérmica			
Generación Mixta (renovable – no renovable)			

#### 4. Definiciones.

Sin perjuicio de los términos definidos en el Reglamento de Compras de Capacidad Firme y Energía, son aplicables a la Licitación las siguientes definiciones:

**Autoridad Gubernamental:** Significa cualquier entidad de gobierno, Poder Ejecutivo, Poder Legislativo, Poder Judicial, ya sea estatal o municipal, o cualquier secretaría, departamento, tribunal, comisión, consejo, dependencia, órgano o autoridad similar, de cualquiera de dichas entidades de gobierno de la República de Honduras.

**Dólares o US\$:** Es la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.

**Filial:** Significa cualquier persona individual o jurídica que sea representada directa o indirectamente por cualquier otra persona, que tenga una participación económica mínima de \_\_\_\_\_ ciento (\_\_\_%) en la misma y que intervenga mediante sus representantes en la dirección de la administración o de las políticas de dicha persona jurídica, ya sea por medio de la propiedad de acciones, participaciones u otros valores con derecho a voto o mediante cualquier otro medio.

**Leyes Aplicables:** Son todas las leyes, reglamentos, normas, resoluciones, sentencias vigentes en la República de Honduras, aplicables a los Contratos, Licitantes, Adjudicados, Distribuidoras y Activos.

**Planta de Generación Nueva:** Es la Central o Centrales, con las que un Licitante ofrece suministrar la capacidad firme y la energía eléctrica a las Distribuidoras, que iniciarán operación comercial después de la fecha de presentación de las Ofertas.

**Potencia Máxima Disponible (PMD):** Es la potencia máxima que una central generadora puede inyectar al sistema, descontando los consumos internos y en las condiciones del sitio donde está instalada.

**Propuestas Calificadas:** Aquellas Propuestas Técnicas que han cumplido con todos los requisitos de las Bases de Licitación y que a juicio de la Junta de Licitación presentaron información veraz, y por lo tanto, pasarán a la etapa de Evaluación de Propuestas Económicas.

**Punto de Entrega:** Es el nodo del Sistema Interconectado Nacional en donde se conecta una Central y donde se ofrece suministrar la capacidad firme y energía eléctrica a las Distribuidoras, conforme lo establecido en las Bases de Licitación. Dicho nodo es también donde se encuentra o se encontrará habilitada la medición comercial.

**Rendimiento Garantizado (RG):** Es la cantidad de combustible requerido para generar un Megavatio-hora (MWH) de energía eléctrica, garantizado en la Oferta, debiendo considerar las pérdidas desde la entrada de combustible hasta la entrega de energía eléctrica en las terminales del Punto de Entrega, teniendo en cuenta la degradación para el tiempo de vigencia del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, todas las condiciones ambientales del sitio de instalación.

**Socio Principal:** Es uno de los miembros de un Consorcio que tiene una Participación Económica mínima del \_\_\_\_\_ por ciento (\_\_\_%) en el Consorcio y en la sociedad hondureña a constituirse, que deberá cumplir con los requisitos de experiencia técnica y capacidad económica establecidos en las Bases de Licitación.



**Transacción Internacional:** Es la transacción de compra o venta de potencia y energía con entidades de otros países.

#### **5. Descripción del proceso de licitación pública internacional.**

La presente Licitación, convoca a las empresas nacionales y extranjeras que cumplan los requisitos, a participar en el suministro de capacidad firme y energía de hasta \_\_\_\_ MW por un período de \_\_\_\_ años, empezando el \_\_\_\_ de \_\_\_\_ de 20\_\_ y finalizando el \_\_\_\_ de \_\_\_\_ de 20\_\_.

El proceso se regirá por lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica, El Reglamento General, El Reglamento de Compra de Capacidad Firme y Energía y cualquier otra Ley Aplicable, las resoluciones que para el efecto emita la CREE, los Términos de Referencia y los Documentos Estándar de la Licitación aprobados por la CREE.

Todos los interesados que acepten participar en el proceso de Licitación, deberán conocer la legislación aplicable al sector eléctrico y al Mercado de Electricidad, ningún interesado podrá alegar desconocimiento de la ley.

Mediante la Resolución \_\_\_\_\_ de la CREE, se conformó la Junta de Licitación que tendrá las facultades descritas en el artículo 25, numeral romano VIII del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica.

El proceso se regirá por el cronograma contenido en el numeral 8 de las presentes Bases de Licitación. Las fechas establecidas podrán modificarse por la Junta de Licitación y con aprobación de la CREE en función de los requerimientos necesarios para el cumplimiento del objetivo del proceso.

Aquellos Licitantes cuya Propuesta Técnica cumpla con todos los requisitos establecidos en los Documentos Estándar de la Licitación, pasarán a la etapa de evaluación de Propuestas Económicas. En esta etapa del proceso, mediante un algoritmo de optimización, se evaluarán las Propuestas Económicas que minimicen el costo de compra de las Distribuidoras. Aquellas Ofertas que sean seleccionadas, podrán ser adjudicadas siempre y cuando la Junta de Licitación y la CREE determinen que cumplen con los requisitos establecidos en las Bases de Licitación.

Cuando las Ofertas Seleccionadas hayan sido aprobadas por la CREE, podrán ser adjudicadas y se procederá a la firma de los contratos respectivos.

#### **6. Responsabilidad de los Licitantes.**

Todo Licitante será el responsable de verificar que su Oferta cumpla con los requisitos de los Documentos Estándar de la Licitación. El incumplimiento de cualquier requisito u omisión de presentar información requerida en el proceso de Licitación, serán causa para que dicha Oferta sea rechazada por la Junta de Licitación, sin responsabilidad alguna de su parte.

Los costos asociados con la preparación y entrega de Ofertas, incluyendo la evaluación de la factibilidad técnica y económica de las Plantas de Generación Nuevas o de la habilitación comercial de las Transacciones Internacionales ofrecidas en dicha Oferta, serán responsabilidad del Licitante. En ningún caso, aun cuando el proceso de Licitación sea declarado desierto, inválido o cancelado, podrá atribuirse responsabilidades a las Distribuidoras o la CREE por dichos costos, ni de los costos asociados a la suscripción del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía y cualquier otro documento que debe ser suscrito ante Notario.

Cada Licitante, presentará su Oferta con base en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, estudios de factibilidad técnica y económica de los proyectos, entrevistas y otros.

Todo Licitante deberá tener presente que el contenido de los documentos de licitación estándar no constituyen una garantía de alcanzar las proyecciones Económicas u operativas que hubieran servido de base para la presentación de la Oferta. Por lo tanto, cualquier

información que se publique o que forme parte de la Licitación, no debe considerarse como una guía de inversión o de comercialización de capacidad firme y energía.

Cada Licitante será el único responsable de la planificación fiscal en sus proyecciones financieras, y del cumplimiento de las Leyes Aplicables en materia de impuestos en relación con su participación en la Licitación y la presentación de su Oferta. Asimismo, cada Licitante, de resultar adjudicado en la Licitación, será responsable del cumplimiento de sus obligaciones derivadas de las Leyes Aplicables como consecuencia de la celebración y cumplimiento del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, en el entendido que los pagos mensuales no serán ajustados en ningún caso por errores o deficiencias en la planeación fiscal subyacente a la Oferta.

Las Distribuidoras y toda persona que tenga relación laboral, contractual o accionaria, no aseguran que los Documentos Estándar de la Licitación constituyan la única información necesaria para presentar una Oferta y su posterior adjudicación. En este sentido, cada Licitante será responsable de allegarse la asesoría especializada necesaria, analizar la factibilidad de su Oferta y de cumplir con todos los requisitos para la presentación de la misma.

De esta forma, cuando un Licitante presente una o más Ofertas, se entenderá que tiene pleno conocimiento de las Leyes Aplicables que rigen el sector eléctrico hondureño y de los Documentos Estándar de la Licitación. Por lo tanto, el Licitante asume todos los riesgos asociados con la preparación de su Oferta y no podrá realizar modificaciones o ajustes a la misma, después de haberla presentado en la fecha establecida en el cronograma. En este sentido, el Licitante será responsable por la veracidad e integridad del contenido de la Oferta que presente.

El Licitante podrá solicitar las aclaraciones que requiera a los Documentos Estándar de la Licitación, de conformidad con lo establecido en el Artículo 16 del Reglamento de Compras de Capacidad Firme y Energía; por lo tanto, será el único responsable de la interpretación del contenido de los Documentos Estándar de la Licitación, y no podrá entablar ningún reclamo, demanda o requerir indemnización alguna en contra de las Distribuidoras y toda persona que tenga relación laboral, contractual o accionaria, derivado del contenido de los Documentos Estándar de la Licitación o sus aclaraciones y Enmiendas. Además, el Licitante libra expresa y totalmente de cualquier responsabilidad a las Distribuidoras y toda persona que tenga relación laboral, contractual o accionaria, por cualquier error o deficiencia en la Oferta que presente, o por cualquier otra causa atribuible al Licitante.

De conformidad con el literal B. del Artículo 15 del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica, en cuanto a que toda la información relativa a la Licitación y adjudicación de los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía será de acceso público, las Distribuidoras y toda persona que tenga relación laboral, contractual o accionaria, no asumen ninguna responsabilidad por el uso que pueda darse a la información contenida en la Oferta. De esta forma, la información contenida en las Ofertas presentadas por un Licitante, será propiedad de las Distribuidoras, por lo tanto, las Distribuidoras y toda persona que tenga relación laboral, contractual o accionaria, no tendrán ninguna responsabilidad en cuanto a la confidencialidad de la información recibida, incluyendo la que pudiera considerarse secreto comercial u otros datos que puedan considerarse propiedad del Licitante, que hayan sido presentados en la Oferta.

## 7. Prohibiciones

Cualquier entidad podrá participar en el proceso de Licitación, a excepción de aquellas que tengan alguna de las siguientes condiciones:

- a. Que hubieran proporcionado información que resulte falsa, que hayan actuado con dolo o mala fe en algún proceso de licitación para la adjudicación de un contrato por parte de las Distribuidoras, en su celebración, durante su vigencia o bien en la presentación o desahogo de una inconformidad;
- b. Que se les declare en estado de quiebra, que se encuentren en estado de insolvencia, cesación de pagos o se encuentren sujetas a concurso de acreedores.
- c. Los Comercializadores.
- d. Las Empresas Distribuidoras.
- e. Todo aquel que esté inhabilitado a participar según la legislación hondureña.

**8. Cronograma del evento de Licitación.**

Actividad	Fecha
Período en el que pueden comprarse los Documentos Estándar de la Licitación.	
Fechas en que se realizarán las reuniones informativas.	
Fechas límites de las rondas para plantear preguntas y solicitar aclaraciones o enmiendas.	
Fechas en que se publicarán las respuestas a las consultas hechas en cada ronda.	
Fecha límite para la publicación de enmiendas a los Documentos Estándar de la Licitación.	
Fecha de presentación de las Ofertas a la Junta de Licitación.	
Periodo de evaluación de Propuestas Técnicas.	
Fecha de apertura y evaluación de las Propuestas Económicas.	

**9. Correspondencia y Representante Designado**

Toda correspondencia escrita entre los Interesados y la Junta de Licitación, a excepción de las preguntas y solicitudes de aclaraciones o enmiendas a los documentos de licitación estándar, deberá dirigirse a:

*Junta de Licitación*

*Nombres de las Empresas Distribuidoras que licitan.*

*Dirección de las Empresas Distribuidoras.*

*Correo electrónico de la Junta de Licitación.*

El Representante Designado será el único intermediario entre el Interesado y la Junta de Licitación. En este sentido, el Representante Designado debe estar plenamente facultado para actuar en representación del Interesado para:

- Recibir notificaciones y comunicaciones derivadas del proceso de Licitación.
- Efectuar preguntas, y solicitudes de aclaración o Enmiendas a los Documentos Estándar de la Licitación.

**10. Compra de las Bases de Licitación.**

La copia impresa o electrónica de los Documentos Estándar de la Licitación podrá ser adquirida, previo pago de las mismas, en (dirección dónde pueden adquirirse), en días hábiles de lunes a viernes de las \_\_:\_\_ a las \_\_:\_\_ horas.

La compra de los Documentos Estándar de la Licitación da al Interesado el derecho de presentar su Oferta, acceso al área privada del portal de la red de la Licitación, plantear preguntas, solicitudes de aclaración y Enmiendas, recibir las respuestas de cada ronda de preguntas y respuestas, Enmiendas, así como recibir cualquier información relacionada a la licitación pública internacional \_\_\_\_\_.

Solamente el Representante Designado podrá adquirir los Documentos Estándar de la Licitación en representación del Interesado. Al momento de comprar los Documentos Estándar de la Licitación, el Representante Designado deberá acreditar su calidad y llenar el formulario con los siguientes datos:

- Nombre de la entidad que adquiere los Documentos Estándar de la Licitación.
- Dirección física dentro del perímetro del departamento de Francisco Morazán.
- Número de teléfono y dirección de correo electrónico.



El costo de adquisición de los Documentos Estándar de la Licitación, es de \_\_\_\_\_ Dólares de los Estados Unidos de América (US\$ \_\_\_\_\_). El monto pagado no será reembolsable a ningún Interesado, haya sido o no adjudicado, o bien, si no hubiera participado en el proceso, después de comprar los Documentos Estándar de la Licitación. El pago podrá hacerse mediante cualquier de las siguientes opciones:

- a. Mediante cheque de caja a nombre de la Empresa Distribuidora en la que se compren los Documentos Estándar de la Licitación.
- b. Mediante transferencia bancaria a las cuentas:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

- c. Si la transferencia bancaria procede del extranjero, se deberá contactar telefónicamente o por correo electrónico a las Distribuidoras para recibir instrucciones sobre la transferencia.

#### 11. Idioma.

Todo el proceso de Licitación se llevará a cabo en idioma español. Las consultas, solicitudes de aclaración y enmiendas a los Documentos Estándar de la Licitación, las Ofertas y en general toda comunicación entre los Interesados y la Junta de Licitación, serán en idioma español. Cualquier documento que se presente en otro idioma, deberá ir acompañado de la traducción jurada al idioma español conforme las Leyes Aplicables. Si la Junta de Licitación detecta alguna discrepancia entre los textos en diferentes idiomas de cualquier documento, prevalecerá el texto en idioma español.

#### 12. Instrucciones generales.

Cualquier Interesado que quiera presentar una Oferta, deberá haber adquirido los Documentos Estándar de la Licitación mediante el pago de la cantidad referida en el numeral 10 anterior. Una copia simple del comprobante de pago deberá adjuntarse en la Oferta. Todo Interesado que presente una o más Ofertas, será denominado Licitante.

El Interesado que desee presentar una Oferta, podrá hacerlo mediante una persona jurídica o por medio de un Consorcio.

Un grupo o asociación de personas individuales o jurídicas podrán constituir un Consorcio con el propósito de participar en la Licitación, presentando una sola Oferta como un mismo Licitante, siempre y cuando cumplan con lo siguiente:

- a. Deberá estar integrado por al menos un Interesado.
- b. Los miembros de un Consorcio se obligan ante las Distribuidoras, en forma solidaria y mancomunada, a cumplir todos y cada uno de los compromisos adquiridos mediante la presentación de la Oferta, lo cual deberá acreditarse mediante acta notarial de declaración jurada.
- c. Designar entre sus miembros un único Representante Legal o Común con facultades suficientes para tratar y resolver cualesquiera cuestiones de índole técnica, comercial, Económica, jurídica u otras que se deriven de la Licitación. Sin embargo, en caso de que dicha designación no fuera posible por limitaciones societarias o legales impuestas sobre los miembros del Consorcio, éstos podrán hacerse representar por más de un Representante Legal. Lo anterior deberá acreditarse mediante mandato especial con representación que pueda surtir sus efectos en la República de Honduras.
- d. Cada uno de los integrantes del Consorcio firmará la Declaración Jurada de Compromiso en declaración jurada ante notario. Las Distribuidoras podrán hacer efectivo el monto total de la Garantía Firme de Oferta, en el caso que el Consorcio o cualquiera de sus miembros no cumpla con las obligaciones establecidas en la Declaración Jurada de Compromiso, extremo que debe quedar establecido en la garantía.

Ninguna persona, incluyendo cualquier Filial de la misma, podrá integrar o formar parte de más de un Licitante.

Si un Interesado ofrece más de una central generadora, sólo necesita adquirir un ejemplar de los Documentos Estándar de la Licitación.

### 13. Representante Legal del Licitante

Una vez presentadas las Ofertas, la comunicación entre la Junta de Licitación y los Licitantes se efectuará a través de los representantes legales de éstos.

Cada Licitante indicará quién es su Representante Legal. Los Licitantes que sean sociedades extranjeras sin sucursal establecida en Honduras, deberán designar para la presentación de la Oferta un mandatario con representación con domicilio en Honduras, con amplias facultades para realizar todos los actos y negocios jurídicos de su giro ordinario, así como para representar legalmente la sociedad y presentar junto con la Oferta, el correspondiente mandato debidamente inscrito en \_\_\_\_\_.

El Representante Legal del Licitante deberá estar plenamente facultado para:

- a. Presentar la Oferta, comprometiendo al Licitante al sostenimiento de la misma.
- b. Tratar con la Junta de Licitación todos los asuntos que pudieran presentarse en relación con los documentos presentados en la Propuestas Técnica, Propuesta Económica y en general, en todos los documentos y trámites relacionados con la Licitación.
- c. Responder, en nombre del Licitante y con efecto vinculante para sus mandatarios, todas las preguntas o aclaraciones que la Junta de Licitación le formule.
- d. Recibir comunicaciones en nombre y representación del Licitante.
- e. Suscribir el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, en caso de resultar adjudicado.

En el caso que el Representante Legal del Licitante no cuente de manera amplia con las facultades antes indicadas, o que tales facultades no se desprendan con claridad del documento de existencia y representación de la sociedad; deberá presentar junto con la Oferta, la correspondiente autorización otorgada por el órgano social competente. En caso que el Licitante actúe a través de mandatario, éste deberá estar debidamente facultado para realizar las acciones antes indicadas.

El mandato otorgado fuera de la República de Honduras a los efectos de designar el Representante Legal del Consorcio o el mandatario del Licitante extranjero deberá cumplir con los pases de ley, es decir:

- a. Debidamente extendido o legalizado ante el consulado de Honduras que resulte competente.
- b. Refrendado ante el Ministerio de Relaciones Exteriores de Honduras.
- c. En idioma español, si éste es el idioma del país otorgante o traducción jurada al idioma español, conforme las Leyes Aplicables.
- d. Protocolizado y razonado por el Registro respectivo.

En todos los casos cuando se trate de documentos requeridos y que sean expedidos u otorgados en el extranjero, los mismos deberán estar debidamente legalizados o apostillados conforme a la Convención de la Haya para surtir efectos en el país.

La información que deberá proporcionarse con relación al Representante Legal o el mandatario del Licitante extranjero será la siguiente: nombre, documento de identificación, domicilio, números de teléfono, fax y dirección de correo electrónico.

Todas las comunicaciones dirigidas al Licitante se harán a través del Representante Legal o del mandatario del Licitante extranjero, mediante notificaciones por escrito, en cuyo caso se entenderá por recibida la notificación en la fecha de entrega, entendiéndose por bien efectuada y eficaz cualquier notificación en el domicilio del Representante Legal o del mandatario del Licitante extranjero.

#### 14. Contenido de la Oferta

Las Ofertas estarán compuestas por la Propuesta Técnica y la Propuesta Económica.

##### 14.1 Contenido de la Propuesta Técnica.

Los Licitantes deberán presentar su Propuesta Técnica con la documentación requerida en este apartado, firmada y rubricada por el Representante Legal y en el siguiente orden:

##### 14.1.1 Carta de presentación de la Propuesta Técnica de conformidad con el siguiente formato:

*Honduras, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 20\_\_.*

*Señores*

*Nombres y direcciones de las Distribuidoras que Licitan.*

*Junta de Licitación*

*Ref.: Licitación Pública Internacional \_\_\_\_\_.*

*Estimados \_\_\_\_\_:*

*Yo, \_\_\_\_\_, de \_\_\_\_\_ años de edad, [indicar estado civil, nacionalidad, profesión y domicilio], me identifico con \_\_\_\_\_ o [pasaporte si fuere extranjero no domiciliado], señalo como lugar para recibir notificaciones la siguiente dirección: \_\_\_\_\_; comparezco en mi calidad de Representante Legal de \_\_\_\_\_, calidad que acredito mediante \_\_\_\_\_, y por este medio presento la Propuesta Técnica para la Licitación Pública Internacional \_\_\_\_\_, la cual consta de \_\_\_\_\_ folios.*

*Declaro que estamos enterados del contenido de los documentos de licitación estándar y sus enmiendas si las hubiera, aprobados por la CREE; que los hemos examinado y analizado detenidamente y en consecuencia, con la sola presentación de esta Oferta, los aceptamos; y, en caso de resultar adjudicados, ofrecemos cumplir con todas las condiciones y requisitos allí establecidos. Asimismo, declaro que nos sujetamos a las disposiciones contenidas en las leyes de la República de Honduras.*

##### 14.1.2 Tablas resumen de la Propuesta Técnica:

La Propuesta Técnica incluirá las tablas 1, 2 y 3, las cuales deberán estar firmadas por el Representante Legal.

Mediante la Tabla 1, el Licitante informará las características generales de las centrales generadoras que Oferta, y también, ofertará un valor de capacidad firme máxima, tendiendo la opción de ofertar un valor de capacidad firme mínima, entendiéndose por este hecho, que la Junta de Licitación podrá adjudicar cualquier valor entre la capacidad firme máxima y la capacidad firme mínima. Ambos valores deberán ser ofertados con dos (2) decimales. En caso de no ofertar un valor de capacidad firme mínima, se entenderá que este valor será igual al valor de capacidad firme máxima. Así mismo, deberá indicarse cuál es el período de suministro para el que se Oferta (en caso que existan dos o más periodos de contrato).

A cada central generadora que se ofrezca, se le asignará un número, el cual representará a la central generadora en cada tabla.



<b>Tabla 1. Información general</b>	Planta de generación No. 1	Planta de generación No. 2	...	Planta de generación No. <i>n</i>
Nombre de la central generadora			...	
Central nueva / en operación			...	
Ubicación	Honduras / Importación	Honduras / Importación	...	Honduras / Importación
Tipo de Tecnología de generación	Renovable / No renovable	Renovable / No renovable	...	Renovable / No renovable
Tipo de combustible / recurso renovable	Búnker, carbón, gas natural / Tipo de recurso renovable	Búnker, carbón, gas natural / Tipo de recurso renovable	...	Búnker, carbón, gas natural / Tipo de recurso renovable
Ubicación geográfica, coordenadas UTM			...	
Punto de entrega			...	
Potencia neta disponible para entrega a la red			...	
Capacidad firme máxima ofrecida (MW)			...	
Capacidad firme mínima ofrecida (MW)			...	
Fecha de operación comercial			...	
Periodo de suministro ofertado	En caso que haya más de un periodo, el Licitante deberá escoger el que le corresponda			

Mediante la Tabla 2, el Licitante deberá indicar la energía eléctrica mensual garantizada, para todos los Años Estacionales en los cuales se ofrece capacidad firme, con dos (2) decimales. Los valores ofrecidos mediante la Tabla 2 serán, en caso de ser adjudicados, las energías mensuales que el Licitante garantiza y debe tener disponible durante la vigencia del Contrato. La Junta de Licitación verificará que: la suma de los valores mensuales ofrecidos mediante la Tabla 2, que corresponden a un Año Estacional, deberá ser como mínimo el cuarenta por ciento (40%) de la energía eléctrica asociada a la capacidad firme máxima para dicho Año Estacional y que cada valor de energía eléctrica mensual garantizada ofrecido sea como mínimo dieciséis por ciento (16%) de la energía eléctrica asociada a la capacidad firme máxima ofertada para el mes correspondiente. El Licitante deberá tener presente que no se aceptarán valores de energía eléctrica mensual garantizada iguales a cero.

Las Plantas de Generación que por sus características ofrezcan dos tecnologías de generación (recursos renovables y no renovables), deberán indicar adicionalmente en la Tabla 2 los meses para los cuales se ofrece la tecnología de generación con recursos renovables, la cual deberá ser como mínimo seis (6) meses, debiéndose entender también, que la energía eléctrica garantizada ofrecida será la asociada a la capacidad firme máxima.

<b>Tabla 2. Energía eléctrica mensual garantizada. Planta de generación No. _____</b>		
<b>Mes</b>	<b>Energía eléctrica mensual garantizada para cada año del contrato en MWH</b>	<b>Tipo de generación</b>
Mayo		Recurso renovable / no renovable
Junio		Recurso renovable / no renovable
Julio		Recurso renovable / no renovable
Agosto		Recurso renovable / no renovable
Septiembre		Recurso renovable / no renovable
Octubre		Recurso renovable / no renovable
Noviembre		Recurso renovable / no renovable

Diciembre		Recurso renovable / no renovable
Enero		Recurso renovable / no renovable
Febrero		Recurso renovable / no renovable
Marzo		Recurso renovable / no renovable
Abril		Recurso renovable / no renovable

Mediante la Tabla 3, el Licitante deberá indicar la distribución de la energía mensual garantizada en las horas de un día típico. La energía eléctrica horaria podrá ser diferente para cada uno de los meses del Año Estacional, para tener en cuenta la disponibilidad de los recursos de generación y las características particulares de las plantas de generación ofrecidas. Cada Licitante en la Tabla 3 deberá ofrecer para la Banda de Punta la totalidad de la energía eléctrica asociada a la capacidad firme máxima y el resto de la energía garantizada distribuida de la siguiente manera: (i) Para la Banda Media, un mínimo del \_\_\_\_\_ por ciento (xx%); y (ii) Para la Banda Mínima, un valor máximo del \_\_\_\_\_ por ciento (xx%). Los valores ofrecidos para la energía horaria garantizada deberán tener dos (2) decimales.

La energía eléctrica horaria garantizada en MWh, en ningún momento podrá superar en cada hora la capacidad firme máxima y la suma de las energías horarias multiplicada por el número de días del mes, debe corresponder a la energía mensual garantizada en ese mes.

Tabla 3. Energía eléctrica horaria garantizada para cada mes de la duración del contrato (en MWh) Planta de generación No. _____												
Hora	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril
0:00 a 0:59												
1:00 a 1:59												

2:00 a 2:59												
3:00 a 3:59												
4:00 a 4:59												
5:00 a 5:59												
6:00 a 6:59												
7:00 a 7:59												
8:00 a 8:59												
9:00 a 9:59												
10:00 a 10:59												
11:00 a 11:59												
12:00 a 12:59												
13:00 a 13:59												
14:00 a 14:59												
15:00 a 15:59												
16:00 a 16:59												
17:00 a 17:59												
18:00 a 18:59												
19:00 a 19:59												
20:00 a 20:59												



21:00 a 21:59												
22:00 a 22:59												
23:00 a 23:59												

La Junta de Licitación deberá solicitar por escrito a los Licitantes las aclaraciones pertinentes respecto de las Tablas 1, 2 y 3, en caso se detecten incongruencias en los valores consignados.

**14.1.3** Documentos que acrediten la personalidad jurídica del Licitante y la personería de quien(es) comparece(n) firmando la Oferta y la Declaración Jurada de Compromiso, según los casos que se exponen a continuación:

- a. Si el Licitante fuere una persona individual, deberá presentar fotocopias legalizadas por notario de:
  - i. La Patente de Comercio de Empresa (o su equivalente si fuere extranjero).
  - ii. Documento de identificación del propietario (o de su pasaporte si fuere extranjero no domiciliado en la República de Honduras).
- b. Si el Licitante fuere una persona jurídica, deberá presentar fotocopias legalizadas por notario de:
  - i. Su escritura constitutiva y sus modificaciones (o sus equivalentes si fuere extranjero);
  - ii. Las Patentes de Comercio de Empresa y de Sociedad (o su equivalente si fuere extranjero);
  - iii. El documento en donde conste el nombramiento del Representante Legal o mandatario que firma la Oferta; y,
  - iv. Documento de identificación del Representante Legal o mandatario (o de su pasaporte si fuere extranjero no domiciliado en la República de Honduras).
- c. Si la Oferta fuera presentada por un Consorcio, se deberá adjuntar la documentación de los literales a. y b. anteriores, que corresponde a cada uno de sus integrantes, y además, fotocopias legalizadas por notario de la escritura pública en la que conste:
  - i. El convenio de agrupación, en el que se establezcan los pactos para cumplir con las obligaciones establecidas en el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía; y,
  - ii. Declaración de los miembros del Consorcio que, en caso les fuera adjudicada un Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, todos serán mancomunada y solidariamente responsables por el cumplimiento del contrato que se suscriba.

**14.1.4** Nombre y dirección en el departamento de Francisco Morazán, así como número de teléfono, y correo electrónico, para recibir notificaciones, comunicaciones o correspondencia.

**14.1.5** Acta notarial de Declaración Jurada de Compromiso, de conformidad con el modelo siguiente. En caso que la Oferta fuera presentada por un Consorcio, cada uno de sus miembros deberá presentar esta declaración jurada.

*... declaro ante la Junta de Licitación que en referencia a: (i) las Bases de Licitación, incluyendo enmiendas, que han sido emitidas por las Empresas Distribuidoras y aprobadas por la CREE, en el Proceso de Licitación Pública Internacional, identificado como \_\_\_\_\_, (ii) a la convocatoria publicada a ofertar por las Empresas Distribuidoras el día \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de dos mil \_\_\_\_\_, y (iii) el formato del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía, manifestamos nuestro conocimiento y aceptación íntegro de los mismos.*

*Con base en lo anterior, por medio de la presente, los abajo firmantes declaramos que:*

- 1. Tenemos pleno conocimiento de la Ley y demás regulación que resulte aplicable.*
- 2. Conocemos los términos de referencia, aprobados por la CREE, las Bases de Licitación y sus enmiendas, el modelo del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía y sus enmiendas, los cuales aceptamos y nos sometemos a lo estipulado en los mismos.*

3. *Aceptamos que la presente Declaración Jurada de Compromiso se considerará como una Oferta incondicional para los efectos legales que correspondan, hasta que el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía sea suscrito.*
4. *Aceptamos que las Empresas Distribuidoras hagan efectivo el monto total de la Garantía Firme de Oferta, en caso de no cumplir con las obligaciones establecidas en esta Declaración Jurada de Compromiso o en las Bases de Licitación.*
5. *Aceptamos que la presente Declaración Jurada de Compromiso se registrará e interpretará de acuerdo con las leyes en la República de Honduras. Cualquier controversia o reclamación derivada o relacionada con la presente Declaración Jurada de Compromiso quedará sujeta a arbitraje bajo los términos de la Ley de Conciliación y Arbitraje.*
6. *Que todos los datos consignados en nuestra Oferta son veraces y pueden ser verificados por la Junta de Licitación a su discreción.*
7. *Aceptamos la aplicación del derecho hondureño y la sumisión a la Ley de Conciliación y Arbitraje para dirimir cualquier controversia que se suscite, renunciando expresamente a la aplicación de cualquier fuero extranjero regulado por normas o tratados de cualquier tipo.*
8. *Que la información puesta a disposición por las Empresas Distribuidoras, la utilizaremos única y exclusivamente para la preparación de la Oferta, quedándonos prohibida su reproducción total o parcial, y no invocaremos derechos registrales o propiedad de la información y documentación proporcionada.*
9. *La validez de la Oferta se mantendrá por un período de cuatro (4) meses contados a partir de la fecha de su presentación.*
10. *Aceptamos que las Empresas Distribuidoras determinen quién o quiénes son los Licitantes Adjudicados, conforme a lo establecido en las Bases de Licitación.*
11. *Somos los únicos responsables por la obtención de los Permisos que correspondan para la o las Plantas de Generación con las que se ofrece la Capacidad Firme y la energía eléctrica, por lo que hemos considerado en nuestra Oferta el costo de estos rubros.*
12. *Hemos leído y comprendemos la metodología de evaluación de Propuestas Económicas, por lo que nos comprometemos a cumplir con las reglas, procesos y procedimientos de participación, así como las normas de conducta establecidas por la Junta de Licitación.*

*Y de resultar Adjudicado, en la Licitación, ante las Empresas Distribuidoras nos comprometemos a lo siguiente:*

13. *A desarrollar cada Planta de Generación Nueva ofrecida, de resultar adjudicada total o parcialmente su capacidad firme y energía eléctrica de acuerdo con las especificaciones señaladas en la presente Licitación y a la normativa técnica vigente.*
14. *A obtener a nuestra sola costa la autorización de los permisos ambientales para cada Planta de Generación Nueva ofrecida, cuya capacidad firme resulte total o parcialmente adjudicada.*
15. *Aceptar la repartición y asignación que haga la Junta de Licitación de los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía adjudicados.*
16. *A celebrar el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía en los términos y condiciones estipulados en los Documentos Estándar de la Licitación, en el entendido que la información técnica y económica requerida en las Bases de Licitación, quedará adjunta a nuestra Oferta.*
17. *Si por causas imputables a nosotros, el Contrato Compra de Capacidad Firme y Energía no se celebra en la fecha establecida en el Cronograma de Eventos de la Licitación, las Empresas Distribuidoras tendrán el derecho a hacer efectivo el monto total de la Garantía Firme de Oferta.*
18. *Si por causas imputables a nosotros, no otorgamos la Garantía de Cumplimiento de Adjudicación, en la fecha establecida en el cronograma de las Bases de Licitación, las Empresas Distribuidoras tendrán el derecho a hacer efectivo el monto total de la Garantía Firme de Oferta.*
19. *Cumplir con los requisitos para Participar en el Mercado de Electricidad vigentes.*

**14.1.6** Declaración jurada que el Licitante no tiene impedimento legal, por cualquier motivo, para presentar una Oferta o celebrar el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía en caso de ser adjudicado, y que las prohibiciones establecidas en el numeral 7 de las Bases, no le son aplicables al Licitante o a cualquiera de sus accionistas o socios.

**14.1.7** Declaración jurada en la que el Licitante se compromete a tener capacidad firme propia o contratada con terceros, para cubrir los compromisos contractuales adquiridos en caso de resultar Licitante Adjudicado.

**14.1.8 Garantía Firme de Oferta.** Con el objetivo de garantizar el mantenimiento de las condiciones ofertadas a las Empresas Distribuidoras, cada Licitante deberá otorgar y adjuntar a la Propuesta Técnica, una Garantía Firme de Oferta mediante carta de crédito o garantía bancaria, por un monto equivalente a multiplicar el valor de la Potencia Máxima Disponible –PMD- (MW) de la central generadora ofrecida por \_\_\_\_\_ dólares de los Estados Unidos de América (US\$. \_\_\_\_). La vigencia de la de la Garantía Firme de Oferta deberá ser de cuatro (4) meses, contados a partir de fecha de la presentación de Ofertas de conformidad con el cronograma establecido.

La Garantía Firme de Oferta deberá presentarse en Dólares de los Estados Unidos de América o su equivalente en Lempiras usando el tipo de cambio publicado por \_\_\_\_\_ del día de la emisión y deberá constituirse mediante carta de crédito incondicional, irrevocable emitida a favor de las Distribuidoras por una entidad financiera aceptada por las Empresas Distribuidoras. Los Licitantes, previa autorización de las Empresas Distribuidoras podrán presentar cartas de crédito incondicional, emitidas por entidades financieras que no operen legalmente en la República de Honduras, siempre que las Empresas Distribuidoras puedan hacer efectiva la Garantía Firme de Oferta en Honduras. Las Cartas de Crédito emitidas por una entidad extranjera, sin importar si está domiciliada en Honduras, deberán contar con una confirmación de una entidad financiera hondureña. La Garantía Firme de Oferta deberá presentarse en papel membretado de la entidad emisora. La Junta de Licitación, rechazará cualquier Oferta que no presente esta garantía.

Las cartas de crédito que respalden la Garantía Firme de Oferta, deberán seguir cualquiera de los dos siguientes modelos en papel membretado de la entidad emisora:

#### ***Garantía Firme de Oferta***

Modelo 1: Carta de crédito emitida por una entidad hondureña.

*Fecha:* \_\_\_\_\_

*Carta de Crédito Irrevocable Stand by No.* \_\_\_\_\_

*Nombre de cada Empresa Distribuidora y dirección*

*Estimados Señores:*

*Por solicitud de nuestro(s) cliente(s), \_\_\_\_\_ y acatando las instrucciones de éste (éstos), la suscrita entidad emisora (la “Entidad emisora”) establece por medio de la presente esta carta de crédito irrevocable stand by (la “Carta de Crédito”) por la cantidad de \_\_\_\_\_ dólares de los Estados Unidos de América (US\$\_\_\_\_) (la “Suma Garantizada”) a favor de [Nombres de las Empresas Distribuidoras], en garantía de las obligaciones de [nombre de la(s) persona(s) que presentará(n) la Oferta y tratándose de Consorcios, el nombre de todos los miembros del mismo] (el “Licitante”), para el sostenimiento de su Oferta, así como el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones a su cargo derivadas de: (a) las Bases de Licitación expedidas de acuerdo con la Convocatoria \_\_\_\_\_, publicada el \_\_\_\_\_ (las “Bases de Licitación”) para la celebración del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía (el “Contrato”) y (b) la Declaración Jurada de Compromiso requerida por las Bases de Licitación y firmada por el Licitante (la “Declaración Jurada de Compromiso”).*

*Sujeto a las demás estipulaciones contenidas en esta Carta de Crédito, en conjunto [las Empresas Distribuidoras] podrán requerir de la Entidad Emisora pagos parciales o el pago total de la Suma Garantizada, mediante la presentación de un requerimiento escrito especificando el monto del pago requerido e indicando la existencia de alguno de los supuestos establecidos en las Bases de Licitación.*

*La Entidad Emisora honrará los Requerimientos de Pago que le hagan [Las Empresas Distribuidoras] de conformidad con los términos de esta Carta de Crédito, y se obliga a pagar totalmente la Suma Garantizada a la vista del Requerimiento de Pago.*

*El Requerimiento de Pago ha de presentarse en días y horas en que la Entidad Emisora esté abierta al público. La Entidad Emisora se obliga a pagar a las [Empresas Distribuidoras] las cantidades solicitadas en el correspondiente Requerimiento de Pago en fondos inmediatamente disponibles, dentro de los tres días hábiles siguientes a la fecha en que [las Empresas Distribuidoras] hayan presentado a la Entidad emisora el respectivo Requerimiento de Pago. Si el Requerimiento de Pago no cumpliera con alguno de los requisitos estipulados en esta Carta de Crédito, la Entidad Emisora lo notificará inmediatamente a [las Empresas Distribuidoras] mediante aviso escrito entregado en el domicilio y al área establecida en el encabezado de esta Carta de Crédito o en el domicilio que [las Empresas Distribuidoras] determinen previamente por escrito para tal fin. Este aviso contendrá la razón por la cual la Entidad Emisora rechazó el Requerimiento de Pago y pondrá a disposición de [las Empresas Distribuidoras] dicho Requerimiento de Pago. [Las Empresas Distribuidoras] podrán volver a presentar cualquier Requerimiento de Pago (ya sea después del rechazo inicial o de cualquier rechazo subsecuente). Todos los pagos que la Entidad Emisora haga a [las Empresas Distribuidoras] bajo esta Carta de Crédito se harán mediante transferencia electrónica de fondos inmediatamente disponibles, a la cuenta bancaria que [las Empresas Distribuidoras] mencionen en el Requerimiento de Pago correspondiente.*

*Esta Carta de Crédito expirará en la primera fecha (la “Fecha de Vencimiento”) entre las siguientes: (a) la fecha en que el Licitante entregue a la Entidad emisora esta Carta de Crédito original, (b) en la fecha en que se efectúe el pago total de la Suma Garantizada de conformidad con los términos de la presente Carta de Crédito, (c) en la fecha que en conjunto [las Empresas Distribuidoras] notifiquen a la entidad emisora la cancelación de esta Carta de Crédito, (d) la fecha en que el Licitante sea informado que su Propuesta Técnica no fue seleccionada para la evaluación de la Propuesta Económica, (e) la fecha en que el Licitante sea informado de que no resultó adjudicado o (f) la fecha [insertar fecha que corresponda a 4 meses después de la presentación de las Ofertas]. [Las Empresas Distribuidoras] no podrán presentar a la entidad emisora ningún Requerimiento de Pago, una vez que la misma haya expirado, ni la Entidad Emisora estará obligada a realizar ningún pago bajo esta Carta de Crédito en relación con cualquier Requerimiento de Pago presentado después de la Fecha de Vencimiento.*

*Todos los cargos de la Entidad Emisora relacionados con la emisión o cumplimiento de esta Carta de Crédito (incluyendo sin limitación a la negociación, pago, extensión del vencimiento o transferencia) serán por cuenta del Licitante, y en ningún caso serán cargados por la Entidad Emisora a [las Empresas Distribuidoras].*

*En todo lo no previsto por la misma, esta Carta de Crédito se regirá e interpretará de conformidad con las leyes de Honduras. Cualquier controversia que surja de la misma deberá resolverse exclusivamente ante los tribunales competentes de Honduras con sede en la ciudad de Tegucigalpa. Cualquier comunicación efectuada por [las Empresas Distribuidoras] con respecto a esta Carta de Crédito ha de hacerse por escrito, y deberá entregarse en mano con acuse de recibo en el domicilio correspondiente.*

*Atentamente,*

*Entidad emisora*

*Apoderado de la Entidad Emisora  
Domicilio de la Entidad Emisora Hondureña*



**Garantía firme de Oferta**

Modelo 2: Carta de crédito emitida por una entidad extranjera.

Fecha: \_\_\_\_\_

Carta de Crédito Irrevocable Stand by No. \_\_\_\_\_

Nombre de cada Empresa Distribuidora y dirección

Estimados Señores:

Por solicitud de nuestro(s) cliente(s), y acatando las instrucciones de éste (éstos), la suscrita entidad emisora (la "Entidad emisora") establece por medio de la presente esta carta de crédito irrevocable standby (la "Carta de Crédito") por la cantidad de \_\_\_\_\_ dólares de los Estados Unidos de América (US\$\_\_\_\_\_) (la "Suma Garantizada") a favor de [las Empresas Distribuidoras], en garantía de las obligaciones del [insertar el nombre de la(s) persona(s) que presentará(n) la Oferta y tratándose de Consorcios, el nombre de todos los miembros del mismo] (el "Licitante"), para el sostenimiento de su Oferta, así como el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones a su cargo derivadas de: (a) las Bases de Licitación expedidas de acuerdo con la Convocatoria \_\_\_\_\_, publicada el \_\_\_\_\_ (las "Bases de Licitación") para la celebración de un Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía (el "Contrato") y (b) la Declaración Jurada de Compromiso requerida por las Bases de Licitación y firmada por el Licitante (la "Declaración Jurada de Compromiso").

Sujeto a las demás estipulaciones contenidas en esta Carta de Crédito, en conjunto [las Empresas Distribuidoras] podrán requerir de la Entidad Emisora pagos parciales o el pago total de la Suma Garantizada, mediante la presentación de un requerimiento escrito especificando el monto del pago requerido e indicando la existencia de alguno de los supuestos establecidos en las Bases de Licitación.

La Entidad Emisora honrará los Requerimientos de Pago que le hagan en conjunto [las Empresas Distribuidoras] de conformidad con los términos de esta Carta de Crédito, y se obliga a pagar totalmente la Suma Garantizada a la vista del Requerimiento de Pago.

El Requerimiento de Pago ha de presentarse en días y horas en que la Entidad Emisora esté abierta al público en la Ciudad de Nueva York, Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, en el domicilio de la Entidad Emisora indicado más adelante. La Entidad Emisora se obliga a pagar a [las Empresas Distribuidoras] las cantidades solicitadas en el correspondiente Requerimiento de Pago en fondos inmediatamente disponibles, dentro de los tres días hábiles siguientes a la fecha en que [las Empresas Distribuidoras] en conjunto hayan presentado a la entidad emisora el Requerimiento de Pago, sin contar a efectos de este plazo las horas correspondientes a aquellos días en que la Entidad Emisora no esté abierta al público en la Ciudad de Nueva York, Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, siempre y cuando la documentación presentada satisfaga los requisitos antes indicados. Si el Requerimiento de Pago no cumpliera con alguno de los requisitos estipulados en esta Carta de Crédito, la Entidad Emisora lo notificará inmediatamente a [las Empresas Distribuidoras] mediante aviso escrito entregado en el domicilio y el área establecidos en el encabezado de esta Carta de Crédito o en el domicilio que [las Empresas Distribuidoras] determine previamente por escrito para tal fin. Este aviso contendrá la razón por la cual la Entidad Emisora rechazó el Requerimiento de Pago y pondrá a disposición de [las Empresas Distribuidoras] dicho Requerimiento de Pago. [Las Empresas Distribuidoras] en conjunto podrán volver a presentar cualquier Requerimiento de Pago (ya sea después del rechazo inicial o de cualquier rechazo subsecuente). Todos los pagos que la Entidad Emisora haga a [las Empresas Distribuidoras] bajo esta Carta de Crédito se harán mediante transferencia electrónica de fondos inmediatamente disponibles, a la o las cuentas bancarias que [las Empresas Distribuidoras] mencione en el Requerimiento de Pago correspondiente.

*Esta Carta de Crédito expirará en la primera fecha (la “Fecha de Vencimiento”) entre las siguientes: (a) la fecha en que el Licitante entregue a la entidad emisora esta Carta de Crédito original, (b) en la fecha en que se efectúe el pago total de la Suma Garantizada de conformidad con los términos de la presente Carta de Crédito, (c) en la fecha que [las Empresas Distribuidoras] notifique a la entidad emisora la cancelación de esta Carta de Crédito, (d) la fecha en que el Licitante sea informado que su Propuesta Técnica no fue seleccionada para la evaluación de la Propuesta Económica, (e) la fecha en que el Licitante sea informado de que no resultó adjudicado o (f) la fecha [insertar fecha 4 meses después de la presentación de las Ofertas]. [Las Empresas Distribuidoras] no podrá presentar a la entidad emisora ningún Requerimiento de Pago, una vez que la misma haya expirado, ni la Entidad Emisora estará obligada a realizar ningún pago bajo esta Carta de Crédito en relación con cualquier Requerimiento de Pago presentado después de la Fecha de Vencimiento.*

*Todos los cargos de la Entidad Emisora relacionados con la emisión o cumplimiento de esta Carta de Crédito (incluyendo sin limitación a la negociación, pago, extensión del vencimiento o transferencia) serán por cuenta del Licitante y en ningún caso serán cargados por la Entidad Emisora a [las Empresas Distribuidoras].*

*En todo lo no previsto por la misma, esta Carta de Crédito se registrará e interpretará de conformidad con las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América. Cualquier controversia que surja de la misma deberá resolverse, aunque no exclusivamente, ante los tribunales competentes de los Estados Unidos de América con sede en Manhattan, Ciudad de Nueva York. Cualquier comunicación efectuada por [las Empresas Distribuidoras] con respecto a esta Carta de Crédito ha de hacerse por escrito, y deberá entregarse en mano con acuse de recibo en el domicilio correspondiente.*

*Atentamente,*

*Entidad emisora*

*Apoderado de la Entidad Emisora*

*Domicilio de la Entidad Emisora Extranjera*

Las Garantías Firmes de Ofertas de aquellas Ofertas que en la evaluación de las Propuestas Técnicas no hayan sido seleccionadas para continuar en la Licitación, serán devueltas a los Licitantes posteriormente a la fecha de la evaluación de las Propuestas Técnicas.

La Garantía Firme de Oferta se hará efectiva cuando el Licitante Adjudicado:

- a. Retire la Oferta presentada, durante el período que debe mantener su vigencia de conformidad con las Bases de Licitación.
- b. No suscriba el o los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía correspondientes en la fecha señalada para tal efecto de conformidad con el cronograma de las Bases de Licitación.
- c. No constituya y entregue la Garantía de Cumplimiento de Adjudicación, conforme lo establecido en las Bases de Licitación y el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía.

**14.1.9** Fotocopia del modelo de Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía y sus anexos, contenido en el numeral 21 de los documentos de licitación estándar, rubricado en todas sus páginas, en señal de conocimiento y aceptación. No se aceptará transcripción del mismo.

**14.1.10 Experiencia técnica y capacidad económica del Licitante.** Todo Licitante deberá demostrar que tiene la experiencia técnica necesaria para construir, operar y dar mantenimiento a una central similar a la que ofrece de conformidad con lo siguiente:

**14.1.10.1** Si el Licitante ofrece plantas de generación nuevas mayores de cinco (5) MW, deberá demostrar que ha sido responsable de llevar a cabo el diseño y la ingeniería o de la contratación del diseño y la ingeniería de por lo menos un proyecto de generación de características similares a las tecnología de generación ofrecidas. Para esto, deberá documentar lo siguiente:

- a. Descripción del Proyecto de Generación
- b. Tecnología de Generación.
- c. Ubicación (País, región, departamento, etc.).
- d. Descripción de las funciones y participación del Licitante, miembro del Consorcio, Filial o contratista propuesto, en relación con el diseño y la ingeniería del proyecto evaluado.
- e. Fecha de operación comercial.

**14.1.10.2** Si el Licitante ofrece plantas de generación nuevas mayores de cinco (5) MW, deberá demostrar que ha sido el responsable de la construcción y la puesta en operación comercial o de la contratación de la construcción y la puesta en operación comercial de por lo menos un proyecto de generación de características similares a las tecnologías de generación ofrecidas. Para esto, deberá documentar lo siguiente:

- a. Descripción del Proyecto de Generación.
- b. Tecnología de Generación.
- c. Ubicación (País, región, departamento, etc.).
- d. Descripción de las funciones y participación del Licitante, miembro del Consorcio, Filial o contratista propuesto, en relación a la puesta en operación comercial o de la contratación de la construcción y la puesta en operación comercial.
- e. Fecha de operación comercial.
- f. Contacto de la entidad que acredita la experiencia.

**14.1.10.3** Todo Licitante que ofrezca plantas de generación mayores de cinco (5) MW deberá demostrar que ha sido el responsable de la operación y mantenimiento o de la contratación de la operación y mantenimiento de por lo menos un proyecto de generación de características similares a las tecnologías de generación ofrecidas. Para esto, deberá documentar lo siguiente:

- a. Descripción del Proyecto de Generación.
- b. Tecnología de Generación.
- c. Ubicación (País, región, departamento, etc.).
- d. Descripción de las funciones y participación del Licitante, miembro del Consorcio, Filial o contratista propuesto, en relación la operación y mantenimiento o de la contratación de la operación y mantenimiento.
- e. Fecha de operación comercial.
- f. Años de operación y mantenimiento del proyecto.
- g. Contacto de la entidad que acredita la experiencia.

Cuando la experiencia hubiese sido adquirida mediante contratos realizados en consorcio o unión temporal, deberá acreditar su participación directa en el aspecto de la experiencia que se propone sea evaluada.

Además, será necesario que se acredite la existencia de los correspondientes contratos, con los cuales se pretende probar la respectiva experiencia, adjuntando copia simple del o los referidos contratos. Cuando no se pueda obtener copias de los contratos mencionados, se aceptarán constancias extendidas por las empresas o entidades contratantes en las cuales deberá indicarse la información que corresponda a la solicitada. Aquellas constancias que no guarden relación con los proyectos indicados por el Licitante, no se tomarán en cuenta en la evaluación de la Propuestas Técnica.

La Junta de Licitación podrá solicitar aclaraciones a los documentos presentados por el Licitante para demostrar la experiencia técnica y tendrá la potestad de comprobar la autenticidad de la información expuesta por los Licitantes, y en caso de comprobarse que alguna parte de la información no es verdadera, se rechazará la Oferta.

**14.1.11 Estados financieros.** Cada Licitante deberá presentar sus Estados Financieros auditados por un Contador Público y Auditor, de los tres últimos ejercicios fiscales disponibles, mismos que deberán estar expresados en Lempiras, dólares de los Estados Unidos de

América o en la moneda en que se encuentren elaborados, especificando en este caso, la tasa de cambio respecto al dólar de los Estados Unidos de América. Para las Ofertas presentadas por un Consorcio, cada uno de los integrantes deberá cumplir con la presentación de los estados financieros en forma individual. Los estados financieros correspondientes al Socio Principal, según corresponda, deberán estar plenamente identificados.

Si el Licitante fuera una persona individual, deberá presentar un documento que describa su estructura de capital al momento de presentación de la Oferta y la información Económica correspondiente a los tres últimos ejercicios fiscales.

**14.1.12 Consorcios.** Cuando un Consorcio presente una Oferta, deberá adjuntar un informe que explique el papel de cada uno de sus integrantes, en especial del Socio Principal, así como la estructura de capital de cada uno. En el informe, deberá incluirse una descripción de la función y las responsabilidades de cada uno de los miembros, que incluya la identificación del miembro que mantendrá el liderazgo del Consorcio, que coordinará las actividades con los demás miembros y que deberá actuar como único intermediario entre el Consorcio y las Empresas Distribuidoras. También deberá explicarse cuáles de los miembros serán los responsables de diseño, construcción, operación y mantenimiento de cada planta de generación nueva.

En el caso de un consorcio integrado únicamente por personas jurídicas, deberá adjuntarse un informe que describa al Socio Principal, en caso de ser necesario, y la correspondiente estructura de capital.

**14.1.13 Licitantes que ofrecen centrales con gas natural como combustible.** Cuando un Licitante ofrezca una tecnología de generación con gas natural como combustible, será necesario adjuntar a la Propuesta Técnica un memorándum -MOU- de entendimiento de un suministrador de combustible de reconocido prestigio internacional, donde conste que ha realizado las gestiones para adquirir el combustible (Gas Natural) al precio máximo que informará en su Propuesta Económica, para los primeros tres años de contratación.

El contenido mínimo de este documento es el siguiente:

- a. Nombre del comprador (el Licitante comprador del gas natural).
- b. Nombre del Vendedor (el vendedor del gas natural).
- c. Plazo de vigencia del MOU.
- d. Tipo de contrato.
- e. Selección de alternativa de combustible de referencia con fines de indexación.
- f. Volúmenes de gas a contratar.
- g. Disposiciones sobre Take or Pay (ToP)/Deliver or Pay (DoP).
- h. Fuente del gas y puerto de carga.
- i. Especificaciones sobre la calidad esperada del gas.
- j. Otras especificaciones técnicas: tasa de evaporación por almacenaje (boil-off rate); tasa de gas retenido (heel rate) y otras requeridas para la compatibilidad de la descarga en las instalaciones del comprador.
- k. Puerto de descarga.
- l. Programación de las entregas (Annual Delivery Programme, ADP).
- m. Moneda y otras condiciones de pago.
- n. Impuestos.
- o. Condiciones crediticias.
- p. Fuerza Mayor.
- q. Ley aplicable.
- r. Otros (a considerar por las Partes).

**14.1.14 Programa de ejecución del Proyecto.** Cuando un Licitante ofrezca una planta de generación nueva, o si resultara adjudicado, necesite realizar adecuaciones, ampliaciones o modificaciones a una central existente, deberá adjuntar un cronograma de ejecución del proyecto. En el caso de una central generadora nueva, el cronograma deberá incluir todo el proceso de desarrollo del proyecto, desde la obtención de permisos, órdenes de compra, etc., hasta el inicio de operación comercial del proyecto.



**14.1.15 Informe de evaluación social.** Un Licitante que ofrezca una central generadora que no ha entrado en operación, deberá incluir un informe de evaluación social y evaluación de riesgos de conflicto con comunidades que se encuentren próximas al proyecto, o en el área de influencia del mismo. Si el Licitante ha desarrollado planes para mitigar el impacto del proyecto en las comunidades aledañas, o tiene proyectado llevar a cabo planes de beneficio social, deberá informarlos.

**14.1.16 Constancia de adquisición de los Documentos Estándar de la Licitación.** Todo Licitante deberá adjuntar a la Propuesta Técnica, una fotocopia simple del recibo de pago por la adquisición de la copia de los Documentos Estándar de la Licitación.

#### 14.2 Contenido de la Propuesta Económica

Los Licitantes deberán presentar su Propuesta Económica con la documentación requerida en este apartado, firmada y rubricada por el Representante Legal y en el siguiente orden:

**14.2.1** Carta de presentación de la Propuesta Económica de conformidad con el siguiente formato:

*Honduras, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 20\_\_.*

*Señores  
Nombres y direcciones de las Distribuidoras que Licitan.  
Junta de Licitación*

*Ref.: Licitación Pública Internacional \_\_\_\_\_.*

*Estimados \_\_\_\_\_:*

*Yo, \_\_\_\_\_, de \_\_\_\_\_ años de edad, [indicar estado civil, nacionalidad, profesión y domicilio], me identifico con \_\_\_\_\_ o [pasaporte si fuere extranjero no domiciliado], señalo como lugar para recibir notificaciones la siguiente dirección: \_\_\_\_\_, de la ciudad de Tegucigalpa; comparezco en mi calidad de Representante Legal de \_\_\_\_\_, calidad que acredito mediante \_\_\_\_\_, y por este medio presento la Propuesta Económica de acuerdo a lo que se establece en las Bases de Licitación, la cual no incluye [consignar los impuestos aplicables que no deben incluirse en la propuesta].*

*Se acompaña a la presente, el Formato de la Propuesta Económica.*

*Atentamente,  
[Nombre, Firma y sello del Representante Legal]*

#### 14.2.2 Formato de la Propuesta Económica

A cada central generadora que se ofrezca, se le asignará un número, el cual representará a la central generadora en cada tabla.

Por cada central generadora que el Licitante ofrezca, deberá llenar el Formato de la Propuesta Económica. Cada central generadora deberá ser identificada con el mismo número que se le asignó en las tablas del numeral 14.1.2.

**14.2.2.1** Plantas de generación o Transacciones Internacionales con recursos renovables. Por cada planta de generación o Transacción Internacional ofrecida cuyo tipo de tecnología de generación sea con recursos renovables el Licitante deberá, mediante el formato de la tabla 4, indicar por cada planta de generación un precio de la capacidad firme y un precio de la energía eléctrica. El precio de la capacidad firme debe incluir los peajes correspondientes a los Sistemas de Transmisión aplicables, que utilizaría el Licitante Adjudicado para conectar la planta de generación ofrecida al Sistema Principal, y en caso de Transacciones Internacionales mediante Contratos Firmes, deberá incluir también los derechos de transmisión y cualquier otro costo asociado hasta el punto de entrega. El precio de la capacidad firme y el precio de la energía deberán tener dos (2) decimales.

Tabla 4. Propuesta Económica		Planta de generación No. ___
Precio capacidad firme (PCF) US\$/KW-mes	Precio de la Energía (PEO) US\$/MWH	Costo unitario de operación y mantenimiento (O&M) US\$/MWH

**14.2.2.2** Plantas de generación o Transacciones Internacionales con recursos no renovables. Por cada planta de generación ofrecida o Transacción Internacional cuyo tipo de tecnología de generación sea con recursos no renovables, el Licitante deberá llenar la tabla 5.

Tabla 5. Propuesta Económica			Planta de Generación No. ____		
Precio capacidad firme (PCF) US\$/KW-mes	Rendimiento Garantizado (RG)	Factor de Ajuste para el gas natural (FAJ <sub>GN</sub> )	Costos totales de Internación del combustible US\$/MWH (CTI)	Alternativa de combustible de para el gas natural	Costo unitario de operación y mantenimiento (O&M) US\$/MWH

El precio de la capacidad firme debe incluir los peajes correspondientes a los Sistemas de Transmisión aplicables, que utilizaría el Licitante Adjudicado para conectar la planta de generación ofrecida al Sistema Principal, y en caso de Transacciones Internacionales mediante Contratos Firmes, deberá incluir también los derechos de transmisión y cualquier otro costo asociado hasta el punto de entrega. El precio de la capacidad firme deberá tener dos (2) decimales.

El Rendimiento Garantizado (RG) será expresado con tres decimales, en las siguientes dimensionales según el combustible utilizado por la central generadora que se ofrece:

- Búnker: BBL/MWh
- Carbón: BTU/kWh
- Gas natural: BTU/kWh

El Rendimiento Garantizado ofrecido, debe considerar las pérdidas desde la entrada de combustible hasta la entrega de energía eléctrica en las terminales del Punto de Entrega, teniendo en cuenta la degradación para el tiempo de vigencia del Contrato, en todas las condiciones ambientales del sitio de instalación.

Los Costos Totales de Internación (CTI) deben incluir la integración de los costos totales de internación a Honduras del combustible hasta la central. Estos costos incluyen el transporte marítimo y terrestre, las gestiones, aranceles, tasas portuarias, impuestos y costos de inspección. Para expresar este valor se usarán tres decimales.

Para fines de evaluación, las Ofertas que utilicen gas natural como combustible, el Licitante podrá escoger indexar el Precio de la Energía (PE) a los siguientes combustibles:

- Brent Dated
- Henry Hub

El Factor de Ajuste para el gas natural (FAJ<sub>GN</sub>), se consignará con tres decimales, y corresponde a los costos adicionales de adquisición de los combustibles respecto al indicador del combustible de referencia, incluyendo en dicho factor los costos de licuefacción y transporte. Para la alternativa Henry Hub del gas natural, la dimensional será la del precio del combustible y para la alternativa de Brent Dated será BBL/MMBTU.

**14.2.2.3** Centrales de generación mixtas. Los Licitantes que ofrezcan plantas de generación con dos combustibles (un combustible con recurso renovable y otro con recurso no renovable), llenarán la tabla 4 para el período renovable y la tabla 5 para el período no renovable. El Licitante podrá ofrecer un valor distinto de costo unitario de operación y mantenimiento por planta de generación para cada combustible, sujeto a las restricciones establecidas para cada tecnología de generación.

**14.2.2.4** Precio de la capacidad firme (PCF). El precio de la capacidad firme se expresará en Dólares de los Estados Unidos de América por kilovatio-mes (US\$/kW-mes). De resultar adjudicada la Oferta, el precio de la capacidad firme se indexará anualmente a partir del uno (1) de mayo del siguiente año del inicio del suministro, de acuerdo al índice anual de Precios al Productor -PPI- para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels -WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", cuyo valor inicial será el que corresponda al treinta (30) de abril del año de inicio del suministro. Dicha indexación tendrá una variación interanual máxima del \_\_\_\_\_ por ciento (\_\_\_\_%). El precio ofertado no debe incluir el (los) Impuesto(s)\_\_\_\_\_.

**14.2.2.5** Indexación del costo unitario de operación y mantenimiento. El costo de operación y mantenimiento, tanto para Ofertas de combustibles renovables como no renovables, se indexará anualmente a partir del uno (1) de mayo del siguiente año del inicio del suministro, de acuerdo al índice anual de Precios al Productor -PPI- para bienes Industriales sin combustibles (Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels -WPU03T15M05) de Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", cuyo valor inicial será el que corresponda al treinta (30) de abril del año de inicio del suministro. Dicha indexación tendrá una variación interanual máxima del \_\_\_\_\_ por ciento (\_\_\_\_%). El precio ofertado no debe incluir el (los) Impuesto(s)\_\_\_\_\_.

## 15. Entrega de Ofertas.

Al presentar una Oferta, el Licitante deberá tener en cuenta que la validez de la misma, será hasta el término de la vigencia de la Garantía de Firme de Oferta.

Las ofertas sólo podrán ser presentadas en forma personal por el Representante Legal, el Representante Designado u otra persona nombrada por el Licitante, plenamente facultada para representarlo. La Junta de Licitación no aceptará, ni recibirá documentos que le sean remitidos por la vía postal, fax, correo electrónico o cualquier otro medio de comunicación.

Las Ofertas estarán compuestas por la Propuesta Técnica y la Propuesta Económica. Ambas propuestas deberán presentarse en sobres cerrados separados, en original y dos copias de cada una. Adicionalmente, deberá presentarse una copia en medio digital. Cada sobre deberá estar identificado con el nombre del Licitante, indicando si se trata de la Propuesta Técnica o Económica y si es original o copia. Para que una Oferta sea aceptada por la Junta de Licitación, deberá cumplir con el contenido, formato y requisitos que se especifiquen en las Bases de Licitación. El no presentar las Ofertas de conformidad con lo establecido en las Bases de Licitación, facultará a la Junta de Licitación a descalificarlas. En caso de cualquier discrepancia:

- a. Entre el original y las copias, prevalecerá el original.
- b. Entre las cantidades escritas en letras y las cantidades consignadas en números, las cantidades escritas en letras prevalecerán.
- c. Entre dos números que se refieran al mismo concepto, el número más bajo prevalecerá.

La documentación presentada en la Oferta original y cada una de las copias deberá ser legible y deberá estar foliada en forma clara y consecutiva empezando con el folio 0001, incluyendo, si los hubiere, folletos, catálogos, separadores o páginas en blanco.

La Oferta original y cada una de las copias deberán contener un índice donde se indique la ubicación de la documentación a ser evaluada para el cumplimiento de los requisitos establecidos en las Bases de Licitación.

Todas las páginas del original de cada Oferta (incluyendo una copia del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía) deberán estar rubricadas por las personas que firmen la Declaración Jurada de Compromiso, en el entendido que en caso de tener varios

representantes legales, será suficiente que solamente uno de ellos rubrique todas las páginas del original de cada Oferta, sin perjuicio del requisito de que todos y cada uno de los representantes firmen y rubriquen la Declaración Jurada de Compromiso. Para constancia de la rúbrica del o de los representantes legales, éstos deberán hacer constar su rúbrica junto a la o las firmas que aparezcan en la Declaración Jurada de Compromiso y en la copia del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía.

Las Ofertas no deberán contener tachaduras u omisiones, ni enmendaduras. No se aceptarán Ofertas condicionadas.

En caso que el Licitante requiera incluir en su Oferta una tecnología o combustible distinto a los definidos en la Licitación, antes de veinte (20) días hábiles de la Fecha de presentación de las Ofertas, el Licitante tiene la obligación de informar a la Junta de Licitación la tecnología o combustible que pretende ofrecer para que la misma Junta pueda definir los índices a considerar en la evaluación económica de las Ofertas y en el Contrato.

La sala en donde se lleve a cabo el acto de recepción estará abierta desde una hora antes de la hora informada a los Interesados y una vez iniciado el acto no se permitirá el ingreso de ningún documento a la sala donde se realice el evento. La Junta de Licitación recibirá las Ofertas durante los primeros sesenta minutos del acto de recepción y apertura de las Ofertas. Ninguna Oferta podrá ser modificada después de haber sido entregada a la Junta de Licitación.

Los Licitantes y la Junta de Licitación deberán firmar los sobres que contengan las Propuestas Económicas, los cuales quedarán en custodia de una entidad del sistema bancario hondureño que la Junta de Licitación designe para el efecto hasta la fecha de su apertura, en su caso.

Luego de recibidas las Ofertas, se procederá a la apertura y revisión de las Propuestas Técnicas por parte de la Junta de Licitación, en presencia los representantes de los Licitantes que entregaron Ofertas, y de autoridades de la CREE.

La Junta de Licitación hará una revisión preliminar y verificará que las Propuestas Técnicas contengan los documentos requeridos en las Bases de Licitación para la presentación de una Oferta.

Ante la presencia de un fedatario público, la Junta de Licitación levantará un acta al final del acto en la que se resumirá lo acontecido en el mismo. Dicha acta contendrá: (i) los nombres de los asistentes y (ii) la lista de las Ofertas recibidas. El acta deberá estar firmada por los miembros de la Junta referida y por los representantes de los Licitantes que estén presentes en este acto. La falta de firma de quien no quiera hacerlo no invalidará el acta.

#### **16. Evaluación de las Propuestas Técnicas.**

Posterior al acto de recepción de Ofertas, la Junta de Licitación procederá a la evaluación detallada de las Propuestas Técnicas. La duración de este periodo de evaluación será como máximo la contemplada en el cronograma de la Licitación; sin embargo, podrá ampliarse por causa justificada y previa aprobación de la CREE.

La Junta de Licitación deberá prestar especial atención a la información relacionada con la capacidad del Licitante para cumplir con su Oferta en caso de ser adjudicado. Para esto deberá corroborar los Estados Financieros y los documentos que acreditan su experiencia en diseñar, construir y operar centrales de generación. Para esta verificación, la Junta de Licitación podrá contratar consultores especializados.

Además, la Junta de Licitación podrá solicitar aclaraciones o información complementaria, en caso de considerar que la información proporcionada por el Licitante sea incompleta o inconsistente con lo establecido en las Bases de Licitación, señalándole para el efecto el plazo para subsanar o completar la información. Si el Licitante no presenta dentro del plazo requerido la documentación relacionada, la Junta de Licitación, sin responsabilidad de su parte, rechazará su Oferta. Debe entenderse que el hecho de solicitar aclaraciones no faculta al Licitante a modificar su Oferta.



Aquellas Propuestas Técnicas que hayan cumplido con todos los requisitos de las Bases de Licitación y que a juicio de la Junta de Licitación hayan presentado información veraz, serán consideradas como Propuestas Calificadas y pasarán a la etapa de Evaluación de Propuestas Económicas.

Si una Propuesta Técnica no resulta calificada, no entrará al proceso de evaluación de Propuestas Económicas. Antes de la evaluación de las Propuestas Económicas, aquellas Ofertas cuya Propuesta Técnica no haya calificado, serán devueltas al Licitante, indicándole en lo individual y por escrito, los motivos del rechazo.

Desde el momento de la conformación de la Junta de Licitación, ningún interesado podrá comunicarse de manera individual con los miembros de la Junta de Licitación, ya que al ser un ente colegiado y regido por un reglamento interno, toda comunicación deberá dirigirse a la Junta de Licitación de forma escrita. El hecho que se viole esta disposición, dará derecho a la Junta de Licitación a rechazar de forma inmediata y sin responsabilidad de su parte la Oferta del Licitante que hubiere incumplido esta disposición. Para el caso que un miembro de la Junta de Licitación incumpliere esta disposición y tuviere comunicaciones individuales con algún Licitante, ello será motivo para que el miembro de la Junta sea sustituido de forma inmediata por la Distribuidora que le nombró.

### 17. Evaluación de Propuestas Económicas

En la fecha establecida en el cronograma, la Junta de Licitación llevará a cabo el acto de apertura de las Propuestas Económicas, para proceder después a la evaluación de las mismas. La sala en donde se lleve a cabo dicho acto estará abierta una hora antes de la indicada en el cronograma y no se permitirá el ingreso de ninguna persona una vez iniciado el acto. Durante el desarrollo del mismo, cada representante del Licitante verificará la integridad de su Propuesta Económica. Ninguno de los representantes de los Licitantes presentes podrá salir de la sala durante la realización de acto. Además, ningún documento podrá ser introducido o retirado de la sala donde se realice el evento.

Ante la presencia de un fedatario público, la Junta de Licitación levantará el acta de apertura de las Propuestas Económicas, en la que se resumirá lo acontecido en el acto. Dicha acta contendrá: (i) los nombres de los asistentes, (ii) el señalamiento de la representación que ostenten, (iii) la lista de las Ofertas recibidas, y en su caso, rechazadas junto con el señalamiento de las causas que motivaron su rechazo. El acta deberá estar firmada por los miembros de la Junta de Licitación y por todos los representantes de los Licitantes, cuya Propuesta Técnica haya sido declarada como Propuesta Calificada que estén presentes en el acto. La falta de firma de quien no quiera hacerlo no invalidará el acta.

La metodología de evaluación de las Propuestas Económicas será determinada por la CREE, en función de la modalidad que se establezca de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25, numeral romano II del Reglamento General de la Ley General de la Industria Eléctrica. La metodología deberá cumplir con los objetivos definidos en el Artículo 10 del Reglamento de Compras de Capacidad Firme y Energía, y utilizar un algoritmo de optimización para seleccionar las Ofertas posibles de adjudicar.

En todo caso, el objetivo principal de la evaluación será verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en las Bases de Licitación, conforme a los cuales se obtenga el menor costo de suministro para los usuarios de cada una de las Empresas Distribuidoras, de acuerdo con el siguiente planteamiento:

$$\text{Minimizar } \{ \Sigma [ (CF_{ij} \times PCF_{ij}) + (EG_{kj} \times PE_{kj}) ] \}$$

Donde:

$CF_{ij}$  = Capacidad firme (MW) para el Año Estacional "i" de la central generadora "j".

$PCF_{ij}$  = Precio de la capacidad firme ofertado en US\$/kW-mes para la central generadora "j", en el Año Estacional "i".

$EG_{kj}$  = Energía eléctrica mensual garantizada o estimada (MWh) del mes "k", de la central generadora "j".

$PE_{kj}$  = Precio de la energía en US\$/MWh del mes "k", de la central generadora "j".

Y considerando las siguientes restricciones:

- Cubrir los requerimientos de capacidad firme de las Distribuidoras de hasta \_\_\_\_\_ megavatios (\_\_\_\_ MW)
- Cubrir la demanda de energía mensual y horaria proyectada de las Distribuidoras.
- Asignar los Contratos de Compra de Capacidad Firme y Energía dentro del valor de la capacidad firme mínima y máxima ofertada por cada Licitante.
- Otras que deriven de la metodología particular de evaluación que la CREE determine.

### 17.1 Precio de la energía para centrales con recursos renovables.

El precio de la energía para cada central generadora ofrecida, que utilice recursos renovables será calculado de la siguiente forma:

$$PE_j = PEO_j + O\&M_j \times \frac{PPI_i}{PPI_o}$$

Donde:

$PE_j$  = Precio total de la energía para la central generadora “j” en US\$/MWH.

$PEO_j$  = Precio de la energía ofertada por el Licitante en US\$/MWH para la central generadora “j”

$O\&M_j$  = Precio unitario de operación y mantenimiento en US\$/MWH para la central generadora “j” ofertada por el Licitante.

$PPI_i/PPI_o$  = Es el valor correspondiente de la tendencia del Índice anual de Precios al Productor, para efectos de la evaluación de las Ofertas, se determina que el crecimiento anual del PPI será del \_\_\_\_\_ por ciento (\_\_\_\_\_%).

### 17.2 Precio de la energía para centrales con recursos no renovables.

El precio de la energía para cada central generadora ofrecida, que utilice recursos no renovables será calculado de la siguiente forma:

Para el carbón y búnker:  $PE_j = RG_j \times CC_i + CTI_{ij} + O\&M_j \times \frac{PPI_i}{PPI_o}$

Para el gas natural con alternativa Brent Dated:

$$PE_j = (RG_j \times CC_i \times FAJ_{GN}) + CTI_{ij} + O\&M_j \times \frac{PPI_i}{PPI_o}$$

Para el gas natural con alternativa Henry Hub:

$$PE_j = [(RG_j \times CC_i) + FAJ_{GN}] + CTI_{ij} + O\&M_j \times \frac{PPI_i}{PPI_o}$$

Donde:

$PE_j$  = Precio total de la energía para la central generadora “j” en US\$/MWH.

$RG_j$  = Es el rendimiento garantizado de la central generadora “j” y cuyas dimensionales dependerán del combustible que se oferte de conformidad con lo dispuesto en el numeral 14.2.2.2.

$CC_i$  = Es el costo proyectado del combustible en el año “i”.

$FAJ_{GN}$  = es el valor de ajuste para el gas natural, que corresponde a la indexación de adquisición del combustible respecto al indicador de referencia. Para la alternativa Henry Hub del gas natural, la dimensional será la del precio del combustible y para la alternativa de Brent Dated será BBL/MMBTU.

$CTI_{ij}$  = Son los costos de internación del combustible hasta colocarlo en la central generadora "j" para el año "i" en US\$/MWh.

$O\&M_j$  = Precio unitario de operación y mantenimiento en US\$/MWh para la central generadora "j" ofertada por el Licitante.

$PPI_i/PPI_o$  = Es el valor correspondiente de la tendencia del Índice anual de Precios al Productor, para efectos de la evaluación de las Ofertas, se determina que el crecimiento anual del PPI será del \_\_\_\_\_ por ciento (\_\_\_\_\_ %).

### 17.3 Consideraciones de Evaluación

- El RG calculado para Ofertas cuyo tipo de combustible sea Bunker será igual al RG ofrecido en BBL/MWh.
- El RG calculado para Ofertas cuyo tipo de combustible sea Carbón, será igual al RG ofrecido en BTU/kWh multiplicado por 1,000 kWh/MWh y el resultado se multiplica por el poder calorífico del Carbón para evaluación que es  $4.209 \times 10^{-8}$  TM/BTU (este dato proviene de 23.76 MMBTU/TM utilizando factores de conversión).
- El RG calculado para Ofertas cuyo tipo de combustible sea gas natural será igual al RG ofrecido en BTU/kWh multiplicado por 1,000 kWh/MWh y el resultado se divide entre el factor de conversión 1,000,000 BTU/MMBTU.
- Las obras, instalaciones, equipos o cualquier otro medio que sea necesario para la recepción, almacenamiento, medición, disposición, procesamiento, tratamiento, manejo y preparación del combustible a la forma en que se utilizará en la central generadora, en forma proporcional al requerimiento de combustibles de la misma, para cumplimiento de las normas del mercado nacional, por ejemplo, sin ser limitativo, depósitos, gasoductos, oleoductos, bandas transportadoras, regasificadoras, pulverizadoras, secadoras, recalentadoras, centrifugadoras, etc., se supondrán incluidos en los valores presentados en la Propuesta Económica, y tampoco formarán parte de los costos de combustibles o transporte, ni podrán incluirse de ningún modo como parte o condición en las licitaciones para el suministro de combustible o transporte.

### 18. Criterios para declarar desierto o fracasado el proceso de Licitación

Para declarar desierto o fracasado el proceso de Licitación, deberá darse por lo menos alguna de las condiciones a las que se refiere el artículo 25, numeral romano IX del Reglamento General de la Ley de la Industria Eléctrica.

### 19. Constitución de domicilio en Honduras y suscripción del Contrato

Cada Licitante Adjudicado que celebre un Contrato Compra de Capacidad Firme y Energía, deberá tener domicilio en la República de Honduras.

En el caso de Consorcios y personas jurídicas no domiciliadas en Honduras, deberán constituir una sucursal o una sociedad mercantil en la República de Honduras, que deberá estar inscrita, por lo menos provisionalmente, antes de la fecha establecida para la suscripción del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía. La constitución de la sucursal o de la sociedad mercantil se deberá acreditar ante las Distribuidoras previo a la suscripción del Contrato, mediante copia legalizada del pacto social de la sociedad o de la sucursal, nombramiento del representante legal y certificación del registro mercantil donde conste la inscripción provisional.

El Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía será celebrado en la fecha establecida en el cronograma, o en la fecha que acuerden las partes, siempre y cuando se encuentre vigente la Garantía Firme de Oferta y se cumpla la normativa vigente.

### 20. Garantía de Cumplimiento de Adjudicación

La Garantía de Cumplimiento de Adjudicación deberá estar denominada en Dólares y deberá constituirse mediante una carta de crédito incondicional, irrevocable y que esté confirmada a favor de la Distribuidora correspondiente, emitida por una entidad del Sistema Financiero de Honduras aceptable para esa Distribuidora. Esta garantía deberá presentarse el día de la firma del contrato.

Los Licitantes podrán presentar carta de crédito incondicional, emitida por una entidad Económica que no opere legalmente en la República de Honduras, siempre que la Distribuidora pueda hacer efectiva dicha garantía en Honduras, debiendo ser avisadas y notificadas por una entidad financiera que opere legalmente en Honduras.

La Garantía de Cumplimiento de Adjudicación deberá presentarse en papel con membretado de la entidad financiera emisora.

Los modelos de carta de crédito que deberán utilizarse son los siguientes:

Modelo 1: Carta de crédito emitida por una entidad Hondureña.

Fecha: \_\_\_\_\_

Carta de Crédito Irrevocable Stand by No. \_\_\_\_\_

Nombre de cada Empresa Distribuidora y dirección

Estimados Señores:

Por solicitud de nuestro(s) cliente(s), \_\_\_\_\_ y acatando las instrucciones de éste (éstos), la suscrita entidad emisora (la "Entidad Emisora") establece por medio de la presente esta carta de crédito irrevocable standby (la "Carta de Crédito") por la cantidad de \_\_\_\_\_ dólares de los Estados Unidos de América (US\$\_\_\_\_) (la "Suma Garantizada") a favor de [Distribuidora], en garantía de las obligaciones del [insertar el nombre de la(s) persona(s) que presentó (presentaron) la Oferta y tratándose de Consorcios, el nombre de todos los miembros del mismo] (el "Adjudicado"), para el cumplimiento de todas y cada una de sus obligaciones derivadas del Contrato hasta la Fecha de Inicio de Suministro, así como el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones a su cargo derivadas de las Bases de Licitación expedidas de acuerdo con la Convocatoria \_\_\_\_\_, publicada el \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 20\_\_ (las "Bases de Licitación").

Sujeto a las demás estipulaciones contenidas en esta Carta de Crédito, [la Distribuidora] podrá requerir de la Entidad Emisora pagos parciales o el pago total de la Suma Garantizada, mediante la presentación de un requerimiento escrito especificando el monto del pago requerido e indicando la existencia de alguno de los supuestos establecidos en el contrato.

La Entidad Emisora honrará los Requerimientos de Pago que le haga [la Distribuidora] de conformidad con los términos de esta Carta de Crédito, y se obliga a pagar totalmente la Suma Garantizada a la vista del Requerimiento de Pago.

El Requerimiento de Pago ha de presentarse en días y horas en que la Entidad Emisora esté abierta al público. La Entidad Emisora se obliga a pagar a la [la Distribuidora] las cantidades solicitadas en el correspondiente Requerimiento de Pago en fondos inmediatamente disponibles, dentro de los tres días hábiles siguientes a la fecha en que [la Distribuidora] haya presentado a la Entidad Emisora el respectivo Requerimiento de Pago, sin contar a efectos de este plazo las horas correspondientes a aquellos días en que la Entidad Emisora no esté abierto al público. La Entidad Emisora hará todos los pagos bajo esta Carta de Crédito con fondos propios. Si el Requerimiento de Pago no cumpliera con alguno de los requisitos estipulados en esta Carta de Crédito, la Entidad Emisora lo notificará inmediatamente a [la Distribuidora] mediante aviso escrito entregado en el domicilio y al área establecida en el encabezado de esta Carta de Crédito o en el domicilio que [la Distribuidora] determine previamente por escrito para tal fin. Este aviso contendrá la razón por la cual la Entidad Emisora rechazó el Requerimiento de Pago y pondrá a disposición de [la Distribuidora] dicho Requerimiento de Pago. [La Distribuidora] podrá volver a presentar cualquier Requerimiento de Pago (ya sea después del rechazo inicial o de cualquier rechazo subsecuente). Todos los pagos que la Entidad Emisora haga a [la Distribuidora] bajo esta



*Carta de Crédito se harán mediante transferencia electrónica de fondos inmediatamente disponibles, a la cuenta bancaria que [la Distribuidora] mencione en el Requerimiento de Pago correspondiente.*

*Esta Carta de Crédito expirará en la primera fecha (la “Fecha de Vencimiento”) de entre las siguientes: (a) la fecha en que el Licitante Adjudicado entregue a la Entidad Emisora esta Carta de Crédito original, (b) en la fecha en que se efectúe el pago total de la Suma Garantizada de conformidad con los términos de la presente Carta de Crédito, (c) en la fecha que [la Distribuidora] notifique a la Entidad Emisora la cancelación de esta Carta de Crédito. [La Distribuidora] no podrá presentar a la Entidad Emisora ningún Requerimiento de Pago, una vez que la misma haya expirado, ni la Entidad Emisora estará obligada a realizar ningún pago bajo esta Carta de Crédito en relación con cualquier Requerimiento de Pago presentado después de la Fecha de Vencimiento.*

*Todos los cargos de la Entidad Emisora relacionados con la emisión o cumplimiento de esta Carta de Crédito (incluyendo sin limitación a la negociación, pago, extensión del vencimiento o transferencia) serán por cuenta del Licitante Adjudicado, y en ningún caso serán cargados por la Entidad Emisora a [la Distribuidora].*

*En todo lo no previsto por la misma, esta Carta de Crédito se regirá e interpretará de conformidad con las leyes de Honduras. Cualquier controversia que surja de la misma deberá resolverse exclusivamente ante los tribunales competentes de Honduras con sede en la Ciudad de Tegucigalpa. Cualquier comunicación efectuada por [la Distribuidora] con respecto a esta Carta de Crédito ha de hacerse por escrito, y deberá entregarse en mano con acuse de recibo en el domicilio correspondiente.*

*Atentamente,*

*Entidad emisora*

*Apoderado de la Entidad Emisora*

*Domicilio de la Entidad Emisora*

*Modelo 2: Carta de crédito emitida por una entidad extranjera.*

*Fecha: \_\_\_\_\_*

*Carta de Crédito Irrevocable Stand by No. \_\_\_\_\_*

*Nombre de cada Empresa Distribuidora y dirección*

*Estimados Señores:*

*Por solicitud de nuestro(s) cliente(s), \_\_\_\_\_ y acatando las instrucciones de éste (éstos), la suscrita entidad emisora (la “Entidad Emisora”) establece por medio de la presente, esta carta de crédito irrevocable standby (la “Carta de Crédito”) por la cantidad de \_\_\_\_\_ dólares de los Estados Unidos de América (US\$ \_\_\_\_\_) (la “Suma Garantizada”) a favor de [la Distribuidora], en garantía de las obligaciones del [insertar el nombre de la(s) persona(s) que presentó (presentaron) la Oferta y tratándose de Consorcios, el nombre de todos los miembros del mismo] (el “Licitante Adjudicado”), para el cumplimiento de todas y cada una de sus obligaciones derivadas del Contrato hasta la Fecha de Inicio de Suministro, así como el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones a su cargo derivadas de las Bases de Licitación expedidas de acuerdo con la Convocatoria \_\_\_\_\_, publicada el \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 20\_\_ (las “Bases de Licitación”).*

*Sujeto a las demás estipulaciones contenidas en esta Carta de Crédito, [la Distribuidora] podrá requerir de la Entidad Emisora pagos parciales o el pago total de la Suma Garantizada, mediante la presentación de un requerimiento escrito especificando el monto del pago requerido e indicando la existencia de alguno de los supuestos establecidos en el contrato.*

*La Entidad Emisora honrará los Requerimientos de Pago que le haga [la Distribuidora] de conformidad con los términos de esta Carta de Crédito, y se obliga a pagar totalmente la Suma Garantizada a la vista del Requerimiento de Pago. El Requerimiento de Pago ha de presentarse en días y horas en que la Entidad Emisora esté abierta al público en la Ciudad de Nueva York, Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, en el domicilio de la Entidad Emisora indicado más adelante. La Entidad Emisora se obliga a pagar a [la Distribuidora] las cantidades solicitadas en el correspondiente Requerimiento de Pago en fondos inmediatamente disponibles, dentro de los tres días hábiles a la fecha en que [la Distribuidora] haya presentado a la Entidad Emisora el Requerimiento de Pago, sin contar a efectos de este plazo las horas correspondientes a aquellos días en que la Entidad Emisora no esté abierto al público en la Ciudad de Nueva York, Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, y siempre y cuando la documentación presentada satisfaga los requisitos antes indicados. La Entidad Emisora hará todos los pagos bajo esta Carta de Crédito con fondos propios. Si el Requerimiento de Pago no cumpliera con alguno de los requisitos estipulados en esta Carta de Crédito, la Entidad Emisora lo notificará inmediatamente a [la Distribuidora] mediante aviso escrito entregado en el domicilio y el área establecidos en el encabezado de esta Carta de Crédito o en el domicilio que [la Distribuidora] determine previamente por escrito para tal fin. Este aviso contendrá la razón por la cual la Entidad Emisora rechazó el Requerimiento de Pago y pondrá a disposición de [la Distribuidora] dicho Requerimiento de Pago. [La Distribuidora] podrá volver a presentar cualquier Requerimiento de Pago (ya sea después del rechazo inicial o de cualquier rechazo subsecuente). Todos los pagos que la Entidad Emisora haga a [la Distribuidora] bajo esta Carta de Crédito se harán mediante transferencia electrónica de fondos inmediatamente disponibles, a la cuenta bancaria que [la Distribuidora] mencione en el Requerimiento de Pago correspondiente.*

*Esta Carta de Crédito expirará en la primera fecha (la “Fecha de Vencimiento”) de entre las siguientes: (a) la fecha en que el Licitante Adjudicado entregue a la entidad emisora esta Carta de Crédito original, (b) en la fecha en que se efectúe el pago total de la Suma Garantizada de conformidad con los términos de la presente Carta de Crédito, (c) en la fecha que [la Distribuidora] notifique a la Entidad Emisora la cancelación de esta Carta de Crédito. [La Distribuidora] no podrá presentar a la Entidad Emisora ningún Requerimiento de Pago, una vez que la misma haya expirado, ni la Entidad Emisora estará obligada a realizar ningún pago bajo esta Carta de Crédito en relación con cualquier Requerimiento de Pago presentado después de la Fecha de Vencimiento.*

*Todos los cargos de la Entidad Emisora relacionados con la emisión o cumplimiento de esta Carta de Crédito (incluyendo sin limitación a la negociación, pago, extensión del vencimiento o transferencia) serán por cuenta del Licitante Adjudicado y en ningún caso serán cargados por la Entidad Emisora a [la Distribuidora].*

*En todo lo no previsto por la misma, esta Carta de Crédito se registrará e interpretará de conformidad con las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América. Cualquier controversia que surja de la misma deberá resolverse, aunque no exclusivamente, ante los tribunales competentes de los Estados Unidos de América con sede en Manhattan, Ciudad de Nueva York. Cualquier comunicación efectuada por [la Distribuidora] con respecto a esta Carta de Crédito ha de hacerse por escrito, y deberá entregarse en mano con acuse de recibo en el domicilio correspondiente.*

*Atentamente,*

*Entidad emisora*

*Apoderado de la Entidad Emisora  
Domicilio de la Entidad Emisora Extranjera*

**20.1 Monto de la Garantía de Cumplimiento de Adjudicación**

A cada Licitante Adjudicado, se le calculará el monto de la Garantía de Cumplimiento de Adjudicación, de conformidad con la siguiente tabla:

Rango de Potencia Máxima Disponible (PMD) de la central generadora adjudicada (MW)	Monto de la Garantía de Cumplimiento de Adjudicación
$PMD \leq 5$	_____ \$/MW
$5 < PMD \leq 50$	_____ \$/MW
$50 < PMD \leq 100$	_____ \$/MW
$100 \leq PMD$	_____ \$/MW

La Garantía de Cumplimiento de Adjudicación será utilizada para cubrir el incumplimiento de las obligaciones que adquiere el Licitante, según lo establecido en las Bases de Licitación y el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía.

**20.2 Vigencia de la Garantía de Cumplimiento de Adjudicación**

Cada Garantía de Cumplimiento de Adjudicación deberá permanecer vigente desde la fecha de presentación de la misma, conforme las Bases de Licitación, hasta la Fecha de Inicio de Suministro de cada central generadora que resultó adjudicada. La Garantía de Cumplimiento de Adjudicación será administrada conforme lo establece el Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía.

**21. Modelo del Contrato de Compra de Capacidad Firme y Energía**

El modelo o modelos de Contrato será desarrollado por la CREE en función de las diferentes tecnologías.

## **Comisión Reguladora de Energía Eléctrica** **CREE**

### REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

#### TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

##### CAPÍTULO I

##### Objeto, Ámbito de Aplicación, Acrónimos y Definiciones

**Artículo 1. Objeto y Ámbito de Aplicación.** El objeto del presente Reglamento es establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y para la administración del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos; así como, con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano.

Asimismo, este Reglamento desarrolla la Ley y su Reglamento en lo relativo a las funciones y responsabilidades del Operador del Sistema así como las obligaciones y derechos de los agentes del mercado eléctrico nacional.

**Artículo 2. Normas Técnicas.** Los contenidos del presente Reglamento, en aquellos aspectos que así lo ameriten, serán objeto de desarrollo complementario en las Normas Técnicas, cuyo proceso de elaboración y aprobación se rige por lo establecido en este Reglamento.

##### **Artículo 3. Acrónimos.**

<b>AGC</b>	Control Automático de la Generación (siglas en inglés)
<b>CNFFF</b>	Contrato No Firme Físico Flexible
<b>CREE</b>	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
<b>CVM</b>	Comité de Vigilancia del Mercado
<b>CVT</b>	Cargo Variable de Transmisión
<b>EOR</b>	Ente Operador Regional
<b>MC</b>	Mercado de Contratos
<b>MEN</b>	Mercado Eléctrico Nacional
<b>MER</b>	Mercado Eléctrico Regional
<b>MO</b>	Mercado de Oportunidad
<b>NT</b>	Norma Técnica
<b>NT-CT</b>	Norma Técnica de Calidad de la Transmisión

<b>ODS</b>	Operador del Sistema y Administrador del Mercado Mayorista
<b>RMER</b>	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
<b>RTR</b>	Red de Transmisión Regional
<b>SER</b>	Sistema Eléctrico Regional
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional

##### **Artículo 4. Definiciones.**

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

**Empresas Generadoras:** Agentes del mercado que generan electricidad para su venta en el MEN. Serán agentes productores, siempre que cumplan con los requisitos fijados en el Reglamento General de la Ley y el presente Reglamento, las empresas generadoras.

**Arranque en Negro:** Unidades de generación con capacidad de arranque en negro son aquellas que pueden arrancar sin necesidad de una fuente externa y que pueden permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares. Estas unidades son necesarias a fin de iniciar el proceso de restablecimiento del servicio tras la formación de islas o el colapso total del sistema consecuencia de una perturbación en el SIN o en el SER.

**Usuario Autoprodutor:** 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.

**Empresa 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 SIN, que requieren



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

**Consumo Específico de Combustible:** Cantidad de combustible requerido por una unidad de generación térmica para producir un kWh de electricidad funcionando a un determinado grado de carga.

**Consumo Propio de Generación:** Consumo de electricidad que una central generadora requiere exclusivamente para la operación de sus equipos auxiliares, necesarios para la producción de energía eléctrica.

**Contratos No Firmes Físicos Flexibles:** Compromisos físicos entre dos agentes del MER que son flexibilizados mediante ofertas de flexibilidad al mercado de oportunidad regional efectuadas tanto por la parte compradora del contrato en el nodo de retiro como por la parte vendedora en el nodo de inyección, según se define en la regulación regional.

**Control Automático de Generación (AGC, siglas en inglés):** Control centralizado y automático de las unidades de generación para mantener dentro de rangos específicos la frecuencia del sistema y los intercambios de energía entre áreas de control.

**Costo de Arranque:** Costo del combustible consumido para lograr la sincronización de una unidad de generación térmica partiendo de una situación de parada fría, más el aumento de los costos de mantenimiento causados por cada arranque de la unidad cuando éstos no estén incluidos en los costos variables de operación y mantenimiento.

**Costo Variable de Centrales Térmicas:** Costo de operar una central térmica de generación que se compone de los costos de combustible y los costos variables de operación y mantenimiento. Este costo es dependiente del grado de carga de las unidades.

**Costo Variable de Centrales Hidráulicas de Embalse:** Costo considerado para el cálculo del despacho de generación y que se obtiene como el valor del agua según los resultados del modelo de coordinación hidrotérmica empleado en la planificación de largo plazo por el Operador del Sistema.

**Costo Variable de Centrales Renovables No Controlables:** Costo variable de una central de generación basada en un recurso renovable no controlable, que estará formado por el costo variable de operación y mantenimiento.

**Costo variable de Autoprodutores:** Costo variable de autoprodutores que venden sus excedentes, que estará formado por el costo variable de operación y mantenimiento.

**Costo Variable de Operación y Mantenimiento:** Costo necesario para operar y mantener una unidad generadora y que depende del grado de carga de la unidad.

**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.

**Despacho Económico:** Programación optimizada de las unidades generadoras que resulta de minimizar los costos de suministrar la demanda eléctrica.

**Desviaciones en Tiempo Real:** Desviaciones de las inyecciones y retiros durante la operación en tiempo real con respecto a aquellas programadas en el predespacho nacional y regional, de acuerdo con la regulación regional.

**Desvío 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.

**Disponibilidad de una Unidad de Generación:** Condición de una unidad de generación que está a disposición del Operador del Sistema para su toma en consideración en el cálculo del despacho económico de generación y la provisión de servicios complementarios.

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

**Generación Forzada:** Energía producida por aquellas unidades generadoras obligadas a operar fuera del despacho económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.

**Generador Marginal:** Unidad de generación a la que le corresponde aumentar su producción para abastecer un incremento marginal de la demanda según los resultados del despacho económico.

**Indisponibilidad:** Condición de un equipamiento del sistema de transmisión 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.

**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).

**Mantenimiento Forzado:** Trabajo de mantenimiento a realizar en un equipo que no ha sido previamente autorizado y programado por el Operador del Sistema debido a no cumplir con los requisitos definidos en este Reglamento.

**Mantenimiento de Emergencia:** Trabajos no programados de mantenimiento en un equipo que es necesario realizar ya que, sin

el, dicho equipo podría sufrir un daño mayor o poner en peligro la seguridad de bienes o personas.

**Mantenimiento Programado:** Trabajo de mantenimiento a realizar en un equipo o instalación cuyo comienzo y duración se han previsto con anterioridad y ha sido considerado como tal por el Operador del Sistema en base a las condiciones definidas en este Reglamento.

**Mantenimiento Mayor:** Trabajo de mantenimiento programado cuya duración esperada es igual o mayor que el número de días estipulado en la Norma Técnica de Mantenimientos.

**Mantenimiento Menor:** Trabajo de mantenimiento programado cuya duración esperada es menor que el número de días estipulado en la Norma Técnica de Mantenimiento.

**Margen de Reserva Rodante:** Diferencia entre la capacidad conectada al SIN en un determinado instante y la demanda total del SIN.

**Mercado de Contratos:** Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactadas entre agentes del MEN.

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

**Mercado de Oportunidad Regional:** Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.

**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 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 Contratos:** Norma que define los procedimientos y plazos para la notificación de los contratos por los agentes al ODS y su correspondiente validación. Esta norma definirá también los tipos de contratos que los agentes tendrán permitido suscribir en lo relativo a la definición de la energía contratada, duración y otras condiciones.

**Norma Técnica de Inspección y Verificación:** Norma que fija los derechos y las obligaciones de los agentes, Empresa Transmisora y el ODS en lo relativo a las condiciones, procedimiento y plazos para llevar a cabo inspecciones y auditorías de las instalaciones, equipos y sistemas de las centrales generadoras e instalaciones de transmisión.

**Norma Técnica de Liquidaciones:** Norma que establece los procedimientos para la liquidación por el ODS de las transacciones comerciales y asignación a los agentes de cobros y pagos resultantes de la misma, así como los contenidos de los consiguientes informes. Asimismo, establece el procedimiento de reclamos, incluyendo los plazos para presentar reclamaciones a los documentos de liquidación y el proceso de resolución. Esta norma fija los tipos de garantías de pago de ejecución inmediata que podrá aceptar el ODS.

**Norma Técnica de Medición Comercial:** Norma que define los equipos de medición y sistemas de comunicación con el ODS que han de instalar los agentes del mercado y agentes transmisores, las características técnicas de los mismos, pruebas a realizar para su certificación y verificación, y plazos y acciones en casos de falta de medidas.

**Norma Técnica de Mantenimientos:** Norma que establece la información y los plazos para suministrar al ODS la información requerida y los procedimientos a seguir por el ODS para desarrollar el plan anual de mantenimientos, así como para solicitar y autorizar mantenimientos menores.

**Norma Técnica de Potencia Firme:** Norma que establece los procedimientos de cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras en función de su tecnología y su disponibilidad efectiva, así como el método para la determinación del período crítico del sistema. Esta norma fija el método de cálculo de la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, así como las

pruebas a realizar por el ODS para verificar la capacidad y disponibilidad de las mismas. Esta norma también determina el margen de reserva y criterios de asignación de pérdidas para el cálculo del requerimiento de potencia firme de los agentes compradores.

**Norma Técnica de Programación de la Operación:** Norma que establece las metodologías, datos, criterios, plazos y procedimientos de notificación en todo lo relativo a la planificación de la operación del sistema, el despacho de las unidades generadoras y la operación del sistema en tiempo real.

**Norma Técnica de Servicios Complementarios:** Norma que define los requisitos técnicos y proceso de habilitación para la prestación de cada servicio complementario definido en este Reglamento, así como los criterios de cálculo de márgenes de reserva y asignación de los mismos y seguimiento y supervisión por el ODS de la prestación de los servicios.

**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.

**Período Crítico del Sistema:** Corresponde con aquellos períodos del año no necesariamente consecutivos en los que se produce la máxima demanda del sistema y el máximo requerimiento de generación térmica.

**Planificación de Largo Plazo:** Programación indicativa de la operación del SIN que el Operador del Sistema efectúa con un horizonte plurianual con la periodicidad fijada en este Reglamento.

**Potencia Efectiva de una Unidad de Generación:** Potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora, en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios.

**Potencia Firme de un Generador:** Potencia eléctrica que una central o unidad generadora puede garantizar durante el período crítico del sistema y que se determina de acuerdo con la metodología definida en este Reglamento.

**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.

**Potencia Máxima Neta de una Unidad de Generación:** Es la máxima potencia que, estando conectada, la unidad podría entregar de manera sostenida en un plazo de al menos 15 minutos, de requerirse máxima generación, teniendo en cuenta las restricciones operativas que pueden limitar dicha entrega.

**Precio Nodal:** Costo de atender un incremento marginal de energía demandada en ese nodo, que es calculado para cada nodo del sistema principal de transmisión e intervalo de operación del mercado.

**Precio de Referencia de la Potencia:** Costo marginal de la inversión requerido 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 por la CREE.

**Precios ex-ante:** Precios nodales calculados antes de la operación en tiempo real.

**Precios ex-post:** Precios nodales calculados después de la operación en tiempo real.

**Pre despacho:** Despacho económico calculado antes de la operación en tiempo real con el objetivo de programar las transacciones de energía y la operación del sistema para cada intervalo de operación del día siguiente.

**Pos despacho:** Despacho económico calculado después de la operación en tiempo real con el objetivo de calcular los precios ex-post, considerando las mediciones reales en los equipos de medición de los agentes y nodos del sistema principal de transmisión.

**Programación Hidrotérmica:** Programación de la operación de la generación con el objetivo de minimizar los costos de suministrar la demanda en un plazo determinado considerando las restricciones de operación de las unidades térmicas e hidráulicas y que permite calcular el valor del agua almacenada en los embalses.

**Redes despacho:** Modificación del predespacho debido a desviaciones ocurridas en las condiciones de operación del sistema para las cuáles se calculó el mismo.

**Regulación Primaria de Frecuencia:** Regulación automática de la frecuencia realizada por los gobernadores de las unidades generadoras cuyo objetivo es mantener el equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda.

**Regulación Secundaria de Frecuencia:** Regulación automática de la frecuencia realizada por el sistema AGC cuyo objetivo es recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria a su generación programada así como mantener los intercambios entre áreas de control a los valores programados.

**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.

**Requerimiento Efectivo de Potencia Firme:** Demanda firme efectiva calculada por el Operador del Sistema para cada agente comprador a partir de su demanda máxima registrada en el período crítico del sistema adicionando las pérdidas y el margen de reserva correspondientes.

**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.

**Reserva Fría:** Reserva provista por unidades generadoras que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de 15 minutos, y cuyo objetivo es reponer la reserva secundaria.

**Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia:** Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia.

**Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia:** Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

**Servicio Auxiliar Regional:** Servicios complementarios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SER. Los servicios auxiliares regionales son: reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión



automática de carga y arranque en negro, según se define en la regulación regional.

**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.

**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 que sean cedidas en cumplimiento de la disposición transitoria del Art. 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, y 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.

**Valor del Agua:** Costo de oportunidad del agua almacenada en un embalse con relación a las otras alternativas de generación existentes para suministrar la demanda, considerando las probabilidades de ocurrencia de diferentes escenarios futuros de hidraulicidad.

## TÍTULO II

### AGENTES DEL MERCADO, DERECHOS Y OBLIGACIONES

#### CAPÍTULO I

##### Agentes del Mercado, Registro y Autorización

**Artículo 5. Agentes del mercado.** Podrán ser agentes del MEN las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras así como aquellos consumidores calificados que efectúan sus compras en el mercado sin la intermediación de una comercializadora o distribuidora, ubicados en territorio nacional, siempre que se hayan

inscrito en el registro de agentes del mercado siguiendo el procedimiento descrito en este Reglamento.

Los agentes del mercado que produzcan electricidad para su venta en el MEN se denominan agentes productores. Los agentes del mercado que compran electricidad en el MEN para consumo propio o el de sus clientes o usuarios serán agentes compradores.

#### Artículo 6. 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 7. Registro y autorización de los agentes del mercado.** Toda persona natural o jurídica, para registrarse como agente de mercado, debe presentar una solicitud a la CREE conteniendo al menos la siguiente información:

- a) Copia del documento de identificación de la persona natural o el documento de constitución de la persona jurídica, que realizará o realiza transacciones en el MEN.
- b) Copia del documento que acredita la representación legal y administrativa de la entidad.
- c) Copia del documento que identifica al representante legal de la entidad.
- d) Dirección física o identificación del lugar para ser notificada la entidad o persona natural.
- e) Número de teléfono y dirección electrónica de la entidad o persona autorizada para recibir notificaciones.

La CREE establecerá, mantendrá, actualizará y publicará un registro de agentes del MEN.

Una vez registrado, cualquier agente que desee realizar transacciones en el MEN deberá presentar al ODS los siguientes documentos:

- a) Solicitud de autorización para realizar transacciones en el MEN, en el formato que establezca el ODS.
- b) Documentación que acredite que el agente dispone del sistema de medición comercial de acuerdo con lo dispuesto en el Título X del presente Reglamento y la correspondiente NT.
- c) Garantías mínimas de pago exigibles conforme a lo establecido en el Título X de este Reglamento y la correspondiente NT.

El ODS, en un plazo máximo de treinta (30) días, autorizará al agente a realizar transacciones en el MEN mediante una comunicación por escrito, siempre y cuando el agente haya acreditado el cumplimiento de los requisitos anteriores. En caso contrario, el ODS denegará la solicitud mediante una comunicación justificando los motivos del rechazo. El ODS remitirá a la CREE esta información.

Los agentes deberán notificar inmediatamente al ODS acerca de cualquier modificación sustancial en las condiciones recogidas en su solicitud de autorización para realizar transacciones en el MEN. El ODS, en un plazo máximo de treinta (30) días, autorizará al agente a continuar realizando transacciones en el MEN mediante una comunicación por escrito, siempre y cuando el agente haya acreditado el cumplimiento de los requisitos anteriores. En caso contrario, el ODS denegará la solicitud mediante una comunicación justificando los motivos del rechazo. El ODS remitirá a la CREE esta información.

El registro como agente del mercado eléctrico nacional supondrá la habilitación para realizar transacciones en el MER, siendo el ODS responsable de remitir la información correspondiente al EOR. Todo agente que desee realizar transacciones en el MER deberá solicitar la autorización al EOR a través del ODS cumpliendo con los requisitos establecidos por la regulación regional.

## CAPÍTULO II

### Derechos y Obligaciones de los Agentes del Mercado

**Artículo 8. Derechos de los agentes del mercado.** Los agentes del mercado adquirirán los siguientes derechos:

- A. Participar en la compra-venta de energía y/o potencia a precios libremente pactados con otros agentes en condiciones no discriminatorias en el MEN y el MER.

- B. Los agentes productores tendrán derecho a recibir una retribución por la energía producida como resultado del despacho de generación realizado por el ODS y los contratos suscritos conforme a las normas de mercado establecidas.
- C. Impugnar las decisiones del ODS ante la CREE.
- D. Libre acceso a las redes de transmisión y distribución en condiciones no discriminatorias y transparentes, siempre que exista capacidad suficiente en la red para ello y se cumplan con las obligaciones impuestas por la Ley y sus Reglamentos.
- E. Recibir una retribución por la provisión de determinados servicios complementarios en aquellos casos y condiciones fijadas en el presente Reglamento para adquirir dicho derecho.
- F. Que la información suministrada al ODS o la CREE calificada como confidencial por razones de competencia sea tratada como tal.
- G. Estar representados en el Comité de Agentes y la Junta Directiva del ODS de acuerdo a las condiciones definidas en la Ley y los Reglamentos.
- H. Adquirir los derechos contenidos en la regulación regional dada su condición de agentes del MER.

**Artículo 9. Obligaciones de los agentes del mercado.** Los agentes del mercado adquirirán las siguientes obligaciones:

- A. Cumplir las normas y procedimientos contenidos en la legislación vigente así como en el presente Reglamento.
- B. Registrarse ante la CREE como agentes del mercado y ser autorizados por el ODS a realizar transacciones en el MEN.
- C. Cumplir las instrucciones que dicte el ODS, salvo causas de fuerza mayor que impliquen un riesgo para la seguridad de las instalaciones o las personas que podrán ser verificadas por el ODS.
- D. Suministrar la información que el Operador del Sistema les solicite para el ejercicio de sus funciones dentro de los plazos y por los medios que requiera el ODS.
- E. Comunicar al ODS la información necesaria para la gestión de los mantenimientos, así como información a la mayor brevedad después de la ocurrencia de indisponibilidades forzadas.
- F. Los agentes compradores deberán enviar al ODS proyecciones de crecimiento de la demanda y los planes de expansión para su consideración en la planificación de la expansión del sistema principal de transmisión.
- G. Los agentes productores estarán obligados a poner a las órdenes del ODS toda la capacidad disponible de sus centrales. Esta obligación incluye la potestad del ODS de presentar ofertas de oportunidad en el MER con el fin de minimizar el costo de abastecer la demanda eléctrica nacional.

- H. Presentar ante el ODS una garantía de pago suficiente para respaldar sus operaciones de compra de energía en el mercado de oportunidad.
- I. Los agentes compradores deberán satisfacer sus obligaciones de contratación de potencia firme para asegurar la seguridad del suministro eléctrico nacional.
- J. Cumplir con las distintas formas de contratación establecidas en la Ley y los Reglamentos así como con los compromisos de pago de las transacciones resultantes del mercado tanto nacional como regional.
- K. Disponer de los sistemas de medición y comunicación con el ODS necesarios para liquidar las transacciones comerciales y realizar la operación del sistema.
- L. Suministrar los servicios complementarios requeridos por el ODS de acuerdo a los mecanismos definidos en este Reglamento y cumplir con los requisitos técnicos fijados para ello.
- M. Mantener sistemas de contabilidad actualizados, de acuerdo a reglas contables prudentes y con la separación de actividades requerida en la Ley y su Reglamento.
- N. Hacer frente a las eventuales sanciones impuestas como resultado de infracciones cometidas, tal y como se describe en la Ley y su Reglamento.
- O. Tener suscritos contratos de acceso y conexión a la red de transmisión de acuerdo con la Ley y su Reglamento para poder participar en el mercado.
- P. Permitir el acceso a sus instalaciones al personal del ODS con el fin de realizar las inspecciones y auditorías necesarias según lo establecido en la Ley, sus Reglamentos y la Norma Técnica de Inspección y Verificación.
- Q. Cumplir las obligaciones contenidas en la regulación regional en su condición de agentes del MER.

### TÍTULO III EL OPERADOR DEL SISTEMA

#### CAPÍTULO I Organización y Funciones del Operador del Sistema

**Artículo 10. Funciones del Operador del Sistema.** La principal función del ODS es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico nacional así como la operación eficiente de las instalaciones de generación y transmisión a través de las transacciones en el MEN y en el MER, todo ello asegurando el cumplimiento de las obligaciones fijadas en la Ley, sus Reglamentos y el RMER.

Para el cumplimiento de sus funciones, el ODS tendrá plena autoridad sobre los titulares de instalaciones que formen parte del

SIN, quienes deberán operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones emitidas por el ODS.

Igualmente, serán funciones específicas del ODS las siguientes:

- A. Supervisar y controlar las operaciones del SIN en coordinación con los agentes del mercado, operadores de sistema y agentes transmisores de la región, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.
- B. Autorizar a los agentes del mercado que cumplan con los requisitos exigidos para realizar transacciones en el MEN.
- C. Dotarse de las herramientas y modelos informáticos necesarios para la correcta operación del sistema y administración del mercado así como encargarse de su adecuado mantenimiento y actualización.
- D. Definir el período crítico del sistema y determinar la potencia firme de las centrales generadoras así como el requerimiento de potencia firme de los agentes compradores mediante los procedimientos establecidos en este Reglamento.
- E. Impartir instrucciones de operación a las unidades de generación e instalaciones de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, de cara a asegurar la continuidad del suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER.
- F. Administrar diariamente el mercado de oportunidad para cada intervalo de operación determinando el despacho económico de la generación al mínimo costo, incorporando la posibilidad de efectuar transacciones en el MER, y calculando los precios nodales resultantes.
- G. Presentar ofertas de retiro e inyección regionales en los nodos de la red de transmisión regional con el fin de reducir los costos de abastecer la demanda eléctrica nacional y hacer posible la exportación e importación de energía bajo criterios de eficiencia económica.
- H. Verificar los costos variables de las unidades generadoras de acuerdo a la metodología definida en este Reglamento e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos variables no cumplan con lo establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el costo real de generación.
- I. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.
- J. Determinar la existencia o no de capacidad de transmisión necesaria para otorgar derechos de acceso y conexión al



sistema principal de transmisión en caso de recibirse una solicitud.

- K.** Determinar la capacidad de los elementos del sistema de transmisión a considerar en el despacho de generación.
- L.** Elaborar una guía para el restablecimiento del servicio eléctrico y dirigir los procedimientos para el restablecimiento del mismo en caso de producirse la formación de islas o el colapso del sistema.
- M.** Administrar y supervisar la provisión de servicios complementarios por parte de los agentes del mercado de acuerdo a los procedimientos y requisitos definidos en el presente Reglamento.
- N.** Calcular anualmente el costo base de generación a trasladar a las tarifas de los usuarios finales y proponerlo a la CREE para su aprobación.
- O.** Elaborar y remitir mensualmente a la CREE y a los agentes del mercado informes de funcionamiento de la operación del sistema y del mercado de electricidad, así como realizar los informes solicitados por la Secretaría. Los contenidos de estos informes serán definidos por la CREE.
- P.** Elaborar cada dos años un plan indicativo de expansión de la generación con los contenidos y horizontes definidos en el Reglamento General de la Ley.
- Q.** Elaborar cada dos años el plan de expansión del sistema de transmisión, de acuerdo con los plazos y contenidos estipulados en la Ley y su Reglamento General.
- R.** Asegurar la adecuada coordinación con el EOR y, en su caso, con los otros operadores de países integrantes del MER, con el objetivo de asegurar la seguridad de suministro regional y las transacciones comerciales regionales.
- S.** Realizar la programación de la operación con diferentes horizontes temporales de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento asegurando una adecuada coordinación hidrotérmica que minimice los costos de suministro nacional y la seguridad de suministro.
- T.** Verificar, a petición de la CREE, que nuevas instalaciones del sistema secundario de transmisión no afecten negativamente a la operación del sistema.
- U.** Calcular la remuneración requerida para desempeñar sus funciones y someterla a la aprobación de la CREE.
- V.** Liquidar las transacciones comerciales derivadas de la administración del MEN de acuerdo a lo establecido en este Reglamento y la correspondiente NT.
- W.** Implantar y mantener un sistema de gestión de la medición comercial que le permita cumplir con sus obligaciones de realizar las liquidaciones de las transacciones económicas y

elaborar los informes de funcionamiento del mercado y operación del sistema.

- X.** Desarrollar lo dispuesto en el presente Reglamento en forma de propuestas de Normas Técnicas, que deberán ser sometidas a informe del Comité de Agentes y a la aprobación de la CREE.
- Y.** Estudiar las evaluaciones periódicas y posibles propuestas de mejora elaboradas por el Comité de Agentes y, en su caso, proponer a la CREE modificaciones o desarrollos al presente Reglamento.
- Z.** Llevar a cabo las inspecciones y auditorías a los agentes del mercado, Empresa Transmisora y agentes transmisores que sean necesarias para cumplir con sus obligaciones de supervisión y administración del mercado mayorista. En caso de detectar anomalías o infracciones, el ODS deberá remitir un informe a la CREE, prestando especial atención a la posible existencia de prácticas anticompetitivas, para que ésta determine si procede sancionar al agente involucrado.

La CREE podrá conferir nuevas funciones al ODS cuando así lo requiera para cumplir con los objetivos que le marca la Ley y su Reglamento.

**Artículo 11. Junta Directiva.** La Junta Directiva es el máximo órgano de decisión del ODS y en quien recae la responsabilidad última de que se desarrollen de manera eficiente las funciones y obligaciones anteriormente enumeradas, así como aquellas recogidas en la Ley y su Reglamento.

Serán funciones indelegables de la Junta Directiva las siguientes:

- A.** Cumplir con las obligaciones jurídicas, contables y fiscales impuestas por la legislación vigente.
- B.** Asegurar la independencia de las decisiones y actuaciones del ODS.
- C.** Elaborar e informar sobre las propuestas de modificación a este Reglamento o a las Normas Técnicas, para su aprobación por la CREE.
- D.** Elaborar la propuesta de funcionamiento y organización de la sección operativa del ODS, en base a lo establecido por el Reglamento General de la Ley.
- E.** Vigilar que la Sección Operativa del ODS, disponga de medios técnicos y económicos adecuados para el desarrollo de sus funciones.
- F.** Supervisar y coordinar las tareas desempeñadas por el operador designado según lo estipulado en el contrato de servicios.



**Artículo 12. Comité de Agentes.** La función del Comité de Agentes, cuya composición y financiación se definen en la Ley y el Reglamento General, será la de proveer al Operador del Sistema evaluaciones periódicas de su desempeño y propuestas de medidas susceptibles de mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico y del mercado. El ODS proporcionará al Comité de Agentes la información necesaria para el desarrollo de esta función.

Este comité podrá proponer modificaciones al Reglamento así como proponer nuevas Normas Técnicas, o modificación de las existentes, y elaborará informes respecto a las propuestas presentadas por otros en las condiciones establecidas en este Reglamento. Para ello, podrá solicitar la asistencia de personal del ODS a sus reuniones, quien en ningún caso tendrá derecho a voto sobre las decisiones del Comité de Agentes.

Los miembros del Comité de Agentes no percibirán por parte del ODS salarios, honorarios, dietas, ni ningún tipo de retribución de sus gastos. No obstante, el ODS pondrá a su disposición espacio de oficina y servicios secretariales.

En su primera reunión tras la constitución del Comité de Agentes, sus miembros deberán aprobar unas normas de funcionamiento interno que detallen las formas y periodicidad de sus reuniones así como el proceso de toma de decisiones.

#### TÍTULO IV POTENCIA FIRME, MERCADO DE CONTRATOS, Y GARANTÍA DE SUMINISTRO

##### CAPÍTULO I Potencia Firme

**Artículo 13. Determinación del período crítico del sistema.** El Operador del Sistema determinará el período crítico del sistema, que servirá para establecer los requerimientos de potencia firme para los agentes compradores y la potencia firme de las unidades generadoras. Este período estará formado por un número determinado de horas al año, no necesariamente consecutivas, en las que se produce la máxima demanda del sistema y el máximo requerimiento de generación térmica y donde la confiabilidad del sistema se puede encontrar comprometida. La metodología para la determinación del período crítico del sistema se establecerá en la Norma Técnica de Potencia Firme.

**Artículo 14. Potencia firme de unidades generadoras.** La potencia firme determinada por el ODS para cada unidad de

generación será la máxima que el agente productor podrá vender mediante contratos respaldados con su capacidad de generación, ya sea en el mercado nacional o regional. En caso de ser necesario, los agentes productores deberán suscribir contratos de potencia firme con otros generadores para respaldar sus obligaciones contractuales. El ODS controlará que los agentes productores cumplen las condiciones anteriores. En caso de que el ODS detecte incumplimientos, notificará dicha situación a la CREE para su posible sanción.

**Artículo 15. Informe de potencia firme de las unidades generadoras.** El Operador del Sistema antes del 30 de septiembre de cada año elaborará el informe de potencia firme de las unidades generadoras. Los agentes generadores tendrán un plazo de quince (15) días naturales para presentar alegaciones. El ODS tendrá un plazo de quince (15) días para contestar las alegaciones presentadas por los agentes. Los agentes dispondrán de otros quince (15) para someter a la CREE los conflictos todavía en disputa con el ODS. La CREE resolverá los mismos notificando al agente en cuestión y al ODS su resolución en otro plazo no superior a quince (15) días. El ODS finalmente antes del 30 de noviembre emitirá el informe definitivo sobre las potencias firmes de las unidades generadoras que, como máximo, éstas podrán vender en contratos de potencia firme durante el siguiente año a partir del primero de enero.

**Artículo 16. Metodología de cálculo de la potencia firme de unidades generadoras.** El ODS realizará el cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras en función de su tecnología siguiendo los criterios definidos en este Reglamento. El método de cálculo se detallará en la Norma Técnica de Potencia Firme.

A. Determinación de la potencia firme de las centrales hidráulicas de embalse.

La potencia firme para una central hidráulica de embalse se corresponde con la potencia media horaria producida durante el período crítico del sistema que presenta una probabilidad del 95% de ser superada en la serie histórica en que la planta ha estado operativa.

Para nuevas centrales que entren en servicio, la potencia firme en los diez (10) primeros años de operación será calculada por el Operador del Sistema siguiendo el criterio del 95% y con base en las estimaciones de producción esperada presentadas por el promotor considerando la hidráulicidad de la cuenca. Una vez transcurridos diez (10) años de funcionamiento, la potencia firme se calculará con la serie histórica de funcionamiento de la planta.

## B. Determinación de la potencia firme de las unidades térmicas.

La potencia firme de cada unidad térmica se calculará como el producto de la potencia efectiva de la unidad por la disponibilidad media medida durante el periodo crítico anual en los dos últimos años de funcionamiento. En el cálculo de la disponibilidad se tendrán en cuenta las indisponibilidades totales o parciales tanto las programadas como las forzadas.

Para nuevas unidades que entren en servicio, la potencia firme en el primer año de funcionamiento será calculada por el Operador del Sistema con base en la disponibilidad media estándar que presenten unidades nuevas similares de la misma tecnología. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, la potencia firme para el segundo año se calculará según la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento se aplicará el método general.

## C. Determinación de la potencia firme de las centrales generadoras que utilizan un recurso renovable variable.

La potencia firme de centrales generadoras cuya fuente de energía primaria presenta un comportamiento aleatorio y no controlable, como las centrales hidráulicas de filo de agua, las centrales eólicas y las centrales solares, se corresponde con la potencia media horaria producida durante el período crítico del sistema que presenta una probabilidad del 95% de ser superada en la serie histórica en que la planta ha estado operativa.

Para nuevas centrales que entren en servicio, la potencia firme en los tres (3) primeros años de operación será calculada por el Operador del Sistema siguiendo el criterio del 95% y con base en las estimaciones de disponibilidad del recurso primario presentadas por el promotor mediante un estudio técnico que considere la ubicación de la central. Una vez transcurridos tres (3) años de funcionamiento, la potencia firme se calculará con la serie histórica de funcionamiento de la planta.

En el cálculo de la potencia firme de centrales generadoras basadas en energías renovables no controlables únicamente se permitirá la agregación de varias centrales cuando éstas compartan el mismo punto de conexión a la red y el mismo equipo de medición comercial.

**Artículo 17. Requerimiento de potencia firme para agentes compradores.** El Operador del Sistema antes del treinta y uno (31) de agosto de cada año recibirá de los agentes compradores una estimación de su demanda máxima prevista durante el período

crítico del sistema del año siguiente. El ODS antes del treinta (30) de septiembre de cada año elaborará el informe indicativo de demanda donde se establecen los requerimientos de potencia firme que cada uno de los agentes compradores deberá tener contratado a partir del primero de enero para el siguiente año.

El ODS calculará este requerimiento como la demanda máxima prevista en el período crítico del sistema más las pérdidas de potencia proyectadas más el margen de reserva fijado anualmente por la CREE. La demanda máxima prevista será aquella que, de acuerdo con las proyecciones presentadas por los agentes compradores y la proyección de la demanda nacional realizada por el ODS, determine el ODS como la máxima potencia neta instantánea demandada dentro del período crítico del sistema para cada agente comprador. Las pérdidas de transmisión y distribución correspondientes a cada agente comprador se asignarán con base en los criterios definidos en la Norma Técnica de Potencia Firme. Los criterios y el método de cálculo del margen de reserva se fijarán en la Norma Técnica de Potencia Firme.

Los agentes compradores tendrán un plazo de quince (15) días naturales para presentar alegaciones al ODS sobre el informe indicativo de demanda. El ODS tendrá un plazo de quince (15) días para contestar las alegaciones presentadas por los agentes. Los agentes dispondrán de otros quince (15) para someter a la CREE los conflictos todavía en disputa con el ODS. La CREE resolverá los mismos notificando al agente en cuestión y al ODS su resolución en otro plazo no superior a quince (15) días. El ODS finalmente antes del treinta (30) de noviembre emitirá el informe definitivo de demanda con los requerimientos de potencia firme que los agentes compradores deberán tener contratados durante todos los meses del siguiente año a partir del uno (1) de enero.

## CAPÍTULO II

### Desvíos de Potencia Firme

**Artículo 18. Cálculo de los desvíos de potencia firme.** El ODS antes del 15 de enero de cada año calculará los desvíos de potencia firme en todos y cada uno de los meses desde enero a diciembre del año anterior.

El ODS calculará los desvíos de potencia firme para cada agente comprador en cada mes como la diferencia entre el requerimiento efectivo de potencia firme anual y el valor mínimo de la potencia firme contratada por el agente en dicho mes. El requerimiento efectivo de potencia firme anual del agente comprador se calculará por el ODS a partir de la demanda máxima registrada del agente

durante el período crítico del sistema del año concluido adicionando las pérdidas de potencia y el margen de reserva correspondientes. Los desvíos resultantes del cálculo anterior que tomen un valor positivo serán considerados como faltantes de potencia firme de los agentes compradores, mientras que aquellos que tomen un valor negativo serán considerados como sobrantes de potencia firme de los agentes compradores.

El ODS calculará los desvíos de potencia firme de cada agente productor en cada mes como la diferencia entre la potencia firme efectiva anual y el valor máximo de la potencia firme vendida en contratos por el agente en dicho mes. La potencia firme efectiva anual del agente productor se calculará por el ODS como la potencia firme de las centrales y unidades de generación del agente incorporando a la serie histórica el funcionamiento registrado de dichas unidades durante el período crítico del sistema del año concluido, siguiendo los criterios establecidos en el artículo 16 de este Reglamento. Los desvíos resultantes del cálculo anterior que tomen un valor positivo serán considerados como sobrantes de potencia firme de los agentes productores mientras que aquellos que tomen un valor negativo serán considerados como faltantes de potencia firme de los agentes productores.

**Artículo 19. Liquidación de los desvíos de potencia firme.** El ODS antes del quince (15) de enero de cada año elaborará un informe de liquidación de los desvíos de potencia firme y lo remitirá a los agentes. Los faltantes de potencia firme de los agentes compradores y productores en cada mes serán cargados a los mismos al precio de referencia de la potencia, y el monto resultante será repartido a prorrata entre los agentes productores de forma proporcional a sus sobrantes de potencia en dicho mes.

Los agentes tendrán un plazo de quince (15) días naturales para presentar alegaciones al ODS sobre el informe de liquidación de desvíos de potencia. El ODS tendrá un plazo de quince (15) días para contestar las alegaciones presentadas por los agentes. Los agentes dispondrán de otros quince (15) para someter a la CREE los conflictos todavía en disputa con el ODS. La CREE resolverá los mismos notificando al agente en cuestión y al ODS su resolución en otro plazo no superior a quince (15) días. El ODS finalmente antes del treinta y uno (31) de marzo emitirá el informe definitivo de liquidación de desvíos de potencia del año anterior.

La liquidación de los desvíos de potencia a los agentes se realizará en partes iguales en los tres meses siguientes a la publicación del informe definitivo.

### CAPÍTULO III

#### Contratos de Potencia Firme y Seguridad de Suministro

**Artículo 20. Derechos y obligaciones de contratación de potencia firme.** En el caso de problemas de suministro o racionamiento debido a la falta de capacidad de generación en el SIN, los agentes compradores con contratos de potencia firme tienen el derecho a ser suministrados por los agentes productores a los que han comprado dicha potencia firme, o en su defecto por los generadores de respaldo a los que el agente productor haya traspasado esta obligación mediante la firma del correspondiente contrato de potencia firme entre ambos generadores. El ODS racionará, en primer lugar, aquella demanda de agentes compradores que no esté cubierta por contratos de potencia firme. En último término, el ODS racionará la demanda que tenga contratada potencia firme, cuando el generador que respalda el contrato no esté disponible.

En el caso de que el agente productor no cumpla con la obligación de estar disponible, el agente comprador tendrá derecho a que el agente productor le indemnice por la energía racionada no suministrada de acuerdo a su curva de carga, con un precio de la energía no suministrada que determinará la CREE.

### TÍTULO V

#### PLANIFICACIÓN OPERATIVA, DESPACHO ECONÓMICO Y MERCADO DE OPORTUNIDAD

### CAPÍTULO I

#### Planificación Operativa

**Artículo 21. Planificación Operativa.** La planificación operativa estará basada en tres tipos de programación con distintos horizontes temporales: largo plazo, semanal y planificación diaria o predespacho.

Para realizar la planificación operativa y el cálculo de los precios nodales en el sistema principal de transmisión, el ODS utilizará modelos de coordinación hidrotérmica que permitan determinar la planificación de mínimo costo de las unidades de generación, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad.

**Artículo 22. Planificación de largo plazo.** La programación de largo plazo se realizará con un horizonte temporal de tres años y detalle semanal y se deberá actualizar al menos con una periodicidad mensual.

Los objetivos principales de la programación de largo plazo son:



- A. Realizar una programación indicativa de la operación del sistema a mínimo costo garantizando la continuidad y seguridad del suministro.
- B. Calcular el valor del agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, que se utilizará en la programación semanal y en el predespacho.
- C. Calcular los costos base de generación previstos para el siguiente año, para su traslado a tarifa de acuerdo al Reglamento General. Para este fin, se usará la última planificación de largo plazo disponible a finales del mes de diciembre de cada año.

**Artículo 23. Herramienta de modelado para la planificación de largo plazo.** La herramienta utilizada para la programación de largo plazo será un modelo de optimización que calcule la explotación hidrotérmica óptima de mínimo costo, con detalle semanal y considerando el mínimo número de bloques horarios de carga que serán definidos por la CREE por medio de la Norma Técnica de Planificación Operativa.

Los datos que se deben utilizar como entrada al modelo de optimización serán, al menos, los siguientes:

- a) Parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas.
- b) Características técnicas y económicas (costos variables) de las unidades generadoras (plantas térmicas, renovables y renovables no controlables).
- c) Proyección de los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica.
- d) Un modelo estocástico de caudales que represente las características hidrológicas del sistema.
- e) Características técnicas del sistema de transmisión (capacidad de cada una de los elementos del sistema de transmisión).
- f) Proyección de la demanda semanal por bloque de carga y por nodo del sistema principal de transmisión.
- g) Los planes de expansión de la generación y de expansión de la transmisión elaborados por el ODS.
- h) El plan anual de mantenimientos programados elaborado por el ODS en coordinación con los agentes.

El Operador del Sistema deberá poner a disposición de los agentes un informe con los resultados obtenidos de la programación de largo plazo.

**Artículo 24. Información a remitir al ODS y auditoría técnica de las centrales generadoras.** Los agentes con plantas de generación térmica deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de las unidades generadoras, que podrá ser

auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los costos de arranque y parada. Asimismo, El ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de las centrales hidráulicas.

**Artículo 25. Programación semanal.** La programación semanal se realizará para la siguiente semana de calendario, con un detalle horario. El objetivo de la misma es realizar una programación y despacho indicativos de las unidades de generación, así como una estimación de los precios nodales en el sistema de transmisión.

La herramienta utilizada para la programación semanal será un modelo de optimización que calcule la explotación óptima de mínimo costo, con periodos horarios, tomando los siguientes parámetros como datos de partida:

- a. Parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas y su correspondiente valor del agua. Este valor del agua provendrá de la última actualización de la planificación de largo plazo.
- b. Características técnicas y económicas detalladas de las plantas térmicas.
- c. Producción horaria esperada de las unidades generadoras que utilizan un recurso renovable variable.
- d. Características técnicas detalladas del sistema de transmisión.
- e. Proyección horaria de la demanda por nodo del sistema de transmisión.
- f. Disponibilidad de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, con detalle horario.

El Operador del Sistema deberá poner a disposición de los agentes un informe con los resultados obtenidos en la programación semanal.

**Artículo 26. Organización del mercado de oportunidad.** El mercado de oportunidad estará organizado de manera secuencial de acuerdo a los pasos enumerados a continuación.

- a) Predespacho nacional
- b) Ofertas de oportunidad al MER
- c) Incorporación de resultados del despacho regional
- d) Redespachos
- e) Operación en tiempo real
- f) Posdespacho.



**Artículo 27. Descripción del predespacho nacional.** El predespacho nacional se realiza con detalle horario el día anterior al despacho físico de las unidades, utilizando como base la demanda horaria prevista en cada nodo, la unidades de generación e instalaciones de transmisión declaradas como disponibles teniendo en cuenta los límites operativos asociados a las restricciones de seguridad, y los niveles de reservas y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema.

El Operador del Sistema realizará un despacho de mínimo costo considerando las pérdidas y las restricciones de la red de transmisión mediante un modelado DC de la misma que incluirá los criterios de seguridad establecidos en la Norma Técnica de Programación de la Operación.

Los resultados del predespacho nacional incluirán los precios nodales en el sistema de transmisión, las producciones horarias de cada central generadora en cada nodo y los servicios complementarios requeridos.

**Artículo 28. Entrega de información por parte de los agentes productores.** Antes de las 9:00 A.M., de cada día los agentes productores deberán remitir al Operador del Sistema la información necesaria para elaborar el predespacho nacional para cada hora del día siguiente.

La información que deben presentar los agentes productores, en los formatos y medios establecidos por el Operador del Sistema, debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Disponibilidad y condiciones técnicas de las unidades de generación.
- b) El valor estimado que represente los costos variables de producción de los recursos de generación, para las 24 horas del día siguiente.
- c) Producción horaria esperada de las centrales que utilizan un recurso renovable variable.

**Artículo 29. Entrega de información por parte de la Empresa Transmisora.** Antes de las 9:00 A.M., de cada día la Empresa Transmisora deberá remitir al Operador del Sistema la información necesaria para elaborar el predespacho nacional para cada hora del día siguiente.

La información que debe presentar la Empresa Transmisora en los formatos y medios establecidos por el Operador del Sistema, debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Las indisponibilidades del sistema principal de transmisión.
- b) Los mantenimientos programados y no programados.
- c) Las reducciones en las capacidades operativas del sistema de transmisión nacional para cada instalación.
- d) Los cambios topológicos del sistema principal de transmisión.
- e) Las justificaciones correspondientes a los literales anteriores.

**Artículo 30. Horario y pronóstico del perfil de demanda nodal.** Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema deberá determinar el perfil de demanda por nodo del sistema principal de transmisión para cada hora del día siguiente, asegurando una estimación cercana a la realidad (con una tolerancia de más menos 5% de la demanda).

**Artículo 31. Horario y consideraciones mínimas en la determinación del predespacho nacional.** Antes de las 12:00 P.M., de cada día el Operador del Sistema deberá determinar el predespacho nacional, a partir del perfil de demanda por nodo y deberá considerar como mínimo lo siguiente:

- a) La disponibilidad de las unidades de generación y la producción esperada de las centrales que utilizan un recurso renovable variable y los excedentes de autoprodutores.
- b) Los costos variables de las unidades de generación.
- c) Las restricciones técnicas de las unidades de generación.
- d) La demanda de energía por nodo pronosticada.
- e) La red de transmisión nacional con sus parámetros por cada elemento de transmisión.
- f) Las indisponibilidades y los mantenimientos de transmisión programados y no programados.
- g) Las pérdidas del sistema de transmisión.
- h) El cumplimiento del balance de energía, de manera que la generación total sea igual a la demanda total más las pérdidas del sistema de transmisión.

El predespacho se calculará utilizando una herramienta de optimización que calcule el despacho económico modelando la red de transmisión mediante un flujo de cargas en corriente continua (DC). Este modelo debe ser compatible con el modelo de predespacho regional utilizado por el EOR.

El ODS verificará que los resultados obtenidos con el modelo anterior cumplen con las restricciones técnicas de control de voltaje

y potencia reactiva siguiendo lo establecido en el Título VI del presente Reglamento.

**Artículo 32. Resultados mínimos del predespacho nacional.**

El predespacho nacional, sin considerar exportaciones o importaciones de energía, es un insumo para el predespacho regional y deberá permitir identificar para cada hora lo siguiente:

- a) Generación de energía programada para cada recurso de generación.
- b) Generadores con asignación de reserva para regulación primaria y secundaria.
- c) La demanda de energía programada por nodo.
- d) Disponibilidad de la red de transmisión nacional.
- e) Disponibilidad de aumentar la producción de los generadores por nodo eléctrico.
- f) Previsión de demanda no atendida por déficit por nodo eléctrico.
- g) Precios nodales obtenidos en el predespacho nacional previos al predespacho regional.

Antes de las 12:30 A.M., de cada día, el Operador del Sistema publicará en su sitio web los resultados del predespacho nacional, de manera que sean accesibles a los agentes del mercado.

**Artículo 33. Remisión del predespacho nacional al EOR.**

Antes de las 1:00 P.M., de cada día, el Operador del Sistema deberá remitir al Ente Operador Regional, el predespacho nacional para el día siguiente, en el formato y medios establecidos por el EOR.

## CAPÍTULO II

### Declaración de Contratos Regionales

**Artículo 34. Horario e información requerida para la declaración de contratos regionales.** Antes de las 9:00 A.M., de cada día, los agentes autorizados a realizar transacciones regionales, que requieran declarar los contratos regionales para el día siguiente, deberán remitir al Operador del Sistema la información requerida por el numeral 5.6 del libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el Operador del Sistema, incluyendo las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de CVT asociados a los CNFFF.

Si se trata de una inyección hacia el MER de un contrato, el agente deberá identificar la unidad o unidades de generación con que pretende cumplir su compromiso contractual y el nodo de la RTR, donde se propone realizar la inyección de energía.

Si se trata de un retiro de un contrato abastecido desde el MER, deberá identificar el nodo de la RTR donde se propone realizar el retiro de energía.

**Artículo 35. Validación de las inyecciones hacia el MER de los contratos.**

Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema validará las declaraciones de inyección hacia el MER de los CNFFF regionales con base en la información proporcionada por los agentes, tomando en cuenta los resultados del predespacho nacional, la capacidad técnica de inyectar la energía correspondiente en los nodos de la RTR y lo establecido en el numeral 1.3.7 del Libro II del RMER.

En caso de que los recursos de generación asociados al compromiso contractual han sido requeridos total o parcialmente en el predespacho nacional o cuando se identifique algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el Operador del Sistema aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al agente correspondiente.

**Artículo 36. Validación de los retiros abastecidos desde el MER de los contratos.**

Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema validará las declaraciones de retiro abastecidos desde el MER de los CNFFF con base en la información provista por los agentes, debiendo para el efecto, el Operador del Sistema, tomar en cuenta los resultados del predespacho nacional, la capacidad técnica de retirar la energía correspondiente en los nodos de la RTR y lo establecido en el numeral 1.3.7 del Libro II del RMER.

De identificarse algún incumplimiento de las normas nacionales y regionales, el Operador del Sistema aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al agente correspondiente.

**Artículo 37. Validación de contratos firmes regionales por el Operador del Sistema.**

Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema validará las declaraciones de contratos firmes regionales sobre los cuales los agentes hayan informado, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.3.4 del Libro II del RMER, y las características de cada contrato firme declaradas en el registro respectivo en el EOR.

En caso de identificar algún incumplimiento o discrepancias con el registro del contrato que no sean resueltas por el agente a tiempo, el Operador del Sistema aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al agente correspondiente.

**Artículo 38. Validación de contratos no firmes financieros regionales por el Operador del Sistema.** Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema validará las declaraciones de contratos regionales no firmes financieros sobre los que hayan informado los agentes, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.3.6 del Libro II del RMER. De identificarse discrepancias que no sean resueltas por el agente a tiempo, el Operador del Sistema aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las mismas al agente correspondiente.

**Artículo 39. Remisión de información de contratos regionales por el Operador del Sistema al EOR.** Antes de las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema remitirá al EOR la información de los contratos regionales y las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de CVT, sobre las que hayan informado los agentes para el día siguiente, considerando lo establecido en el numeral 5.6.1 del Libro II del RMER, en el formato y medios establecidos por el EOR.

**Artículo 40. Ajustes y aclaraciones de inconsistencias de contratos regionales.** Antes de las 11:30 A.M., de cada día, el Operador del Sistema deberá coordinar con los agentes y el EOR, los ajustes y aclaraciones necesarias para resolver las inconsistencias señaladas por el EOR, de contratos regionales que se propone despachar al día siguiente. El Operador del Sistema informará a los agentes de los contratos regionales que hayan sido invalidados por el EOR.

### CAPÍTULO III

#### Ofertas de Oportunidad Regionales

**Artículo 41. Ofertas en el mercado de oportunidad regional.** A partir de los resultados del predespacho nacional, el Operador del Sistema presentará al predespacho regional del MER ofertas de oportunidad de inyección y retiro en cada nodo de la RTR.

Para ello, el ODS calculará la escalera de cantidad-precio para importar o exportar energía del MER o hacia el MER en cada nodo de la RTR y para cada hora del día siguiente:

- a) Ofertas de oportunidad de retiro: para importar energía al sistema nacional en nodos de la RTR, sustituyendo energía más cara que hubiera sido despachada en el predespacho nacional en nodos de la red nacional.
- b) Ofertas de oportunidad de inyección: para exportar hacia el MER energía disponible y no despachada en el predespacho nacional.

Las ofertas de oportunidad se calcularán a partir de la escalera de inyecciones y retiros resultantes del predespacho nacional en cada nodo de la RTR, una vez retiradas las ofertas de cantidad-costo correspondientes a aquellas unidades de generación que, para el mismo intervalo de operación, hayan informado de un compromiso contractual físico de carácter regional.

**Artículo 42. Remisión de ofertas de oportunidad de inyección y retiro por el Operador del Sistema al EOR.** Antes de las 1:00 P.M., de cada día, el Operador del Sistema remitirá al EOR la información de las ofertas de oportunidad de inyección y de retiro para el día siguiente, en el formato y medios establecidos por el EOR.

### CAPÍTULO IV

#### Predespacho Regional

**Artículo 43. Incorporación de resultados del predespacho regional al predespacho nacional.** Las transacciones de oportunidad resultantes del predespacho regional darán lugar a modificaciones del predespacho nacional, considerándose como inyecciones o retiros firmes en los nodos de la RTR correspondientes.

En los nodos de la RTR en los que existen líneas de interconexión con otro país y que resulten con un saldo exportador en el predespacho regional, se deberá considerar una demanda inflexible igual al valor programado por el EOR.

En los nodos de la RTR donde se conectan líneas de interconexión con otro país y que resulten con un saldo importador en el predespacho regional, se deberá considerar un generador inflexible igual al valor programado por el EOR.

En caso de que se presente una imposibilidad de cumplir con las restricciones técnicas y operativas, el ODS realizará, en coordinación con el EOR, los ajustes necesarios al predespacho nacional y/o regional para que el resultado del predespacho sea factible.

**Artículo 44. Determinación y coordinación del predespacho regional.** Entre las 2:30 P.M. y las 4:15 P.M., de cada día, el Operador del Sistema determinará y coordinará con el EOR, los ajustes necesarios para que el resultado del predespacho regional del día siguiente sea operativamente factible y de esa forma obtener el predespacho total.

**Artículo 45. Verificación y ajuste del predespacho regional.** Antes de las 4:15 P.M., de cada día, el Operador del Sistema



verificará los resultados del predespacho regional remitido por el EOR y considerará las últimas condiciones del sistema eléctrico nacional para identificar si existen motivos para solicitar al EOR ajustes al predespacho regional. El Operador del Sistema deberá considerar:

- a) Cambios topológicos de la RTR, debidamente justificados.
- b) Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados.
- c) Solicitudes de los ODS por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados.
- d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- e) Cambios requeridos al predespacho regional como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR, conforme se define en el numeral 5.14 del Libro II del RMER.
- f) Falta o insuficiencia de garantías financieras conforme a los numerales 2.10.3 y 5.15 del Libro II del RMER.
- g) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se le haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas.

De identificarse alguna de las causas anteriores, el Operador del Sistema deberá solicitar al EOR el ajuste del predespacho regional, mediante los medios y formatos requeridos por el EOR.

**Artículo 46. Coordinación de solicitudes de ajustes al predespacho regional de otros ODS de la región.** Entre las 2:30 P.M. y las 4:15 P.M., de cada día, el Operador del Sistema determinará, en coordinación con el EOR, las solicitudes de ajuste al predespacho regional realizadas por otros ODS y desarrollará las validaciones indicadas en el artículo anterior.

**Artículo 47. Predespacho total.** Una vez que el Operador del Sistema haya validado el predespacho regional y sus ajustes, sumará las transacciones regionales a las nacionales para obtener el predespacho nacional total.

**Artículo 48. Información del resultado del predespacho regional.** Antes de las 6:00 P.M., de cada día, el ODS informará a los agentes de las transacciones regionales de contratos y oportunidad resultantes del predespacho regional para el siguiente día.

## CAPÍTULO V Redespachos

**Artículo 49. Redespachos.** El Operador del Sistema podrá realizar redespachos mediante modificaciones al predespacho nacional antes del tiempo real como respuesta a cambios significativos en las condiciones de la demanda, la generación o indisponibilidades. El ODS deberá determinar los redespachos e informar al EOR de las nuevas condiciones de operación con una antelación mínima de tres (3) horas respecto a su entrada en vigencia, de acuerdo con la regulación regional.

El origen de los redespachos podrá estar en el sistema nacional o en otro país del sistema regional, en cuyo caso el Operador del Sistema será informado por el EOR.

Cuando sea necesario efectuar redespachos, el ODS informará con posterioridad a los agentes que se vean afectados.

El resultado del último redespacho constituye el predespacho nacional definitivo respecto al que se medirán las desviaciones resultado de la operación en tiempo real.

**Artículo 50. La Operación del Sistema y la operación comercial regional como actividad permanente.** Como una actividad permanente las 24 horas del día y los 365 días del año, el Operador del Sistema podrá solicitar al EOR, mediante los medios y formatos requeridos por éste, el o los redespachos regionales en cualquier momento que se presente o se prevea alguna de las siguientes situaciones, con una duración mayor de tres (3) horas:

- a) Cambios topológicos de la RTR, debidamente justificados por el ODS respectivo.
- b) Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados por el ODS respectivo.
- c) Solicitudes de los ODS por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados por el ODS respectivo.
- d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- e) Cambios requeridos al predespacho como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del RMER.
- f) Falta o insuficiencia de garantías financieras conforme los numerales 2.10.3 y 5.15 del libro II del RMER.
- g) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado



transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el ODS respectivo.

**Artículo 51. Verificación del redespacho regional comunicado por el EOR.** Una vez el EOR informe oficialmente de los resultados de cada solicitud de redespacho, el Operador del Sistema verificará:

- a) En el caso de que el redespacho regional fuese solicitado por el Operador del Sistema: que el EOR haya solventado las causas del redespacho solicitado. De identificarse inconsistencias el Operador del Sistema solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.
- b) Si el redespacho regional fuese solicitado por otro ODS o el EOR: que se confirme la validación de posibles nuevas transacciones regionales de Honduras o la reducción de las ya existentes, así como confirmar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y restricciones técnicas del sistema eléctrico nacional. De identificarse inconsistencias el ODS solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.

Para cumplir con lo anterior, el Operador del Sistema debe mantener una actividad permanente de monitoreo de la actividad técnica y comercial del MER, las 24 horas del día y los 365 días del año.

**Artículo 52. Actualización del predespacho total.** Una vez el Operador del Sistema haya validado el o los redespachos regionales y sus posibles ajustes, los sumará al predespacho nacional para obtener el predespacho total e informará a los agentes sobre las nuevas condiciones operativas y comerciales que se deriven.

#### **CAPÍTULO VI Operación en Tiempo Real**

**Artículo 53. Operación en tiempo real.** El Operador del Sistema podrá realizar modificaciones en el despacho de las unidades generadoras en tiempo real por razones de seguridad del sistema.

Estas modificaciones podrán estar causadas por restricciones físicas de transmisión, indisponibilidades programadas de instalaciones o el incumplimiento de otros criterios de seguridad y calidad.

Asimismo, el Operador del Sistema podrá requerir la provisión de servicios complementarios según lo establecido en el Título VI de este Reglamento.

**Artículo 54. Responsabilidad del Operador del Sistema.** El Operador del Sistema cumplirá los criterios, responsabilidades, procedimientos y requisitos necesarios para la coordinación, supervisión y control de la operación interconectada del sistema eléctrico de Honduras, cumpliendo con los estándares de calidad, seguridad y desempeño regionales establecidos en el capítulo 3 del Libro II del RMER y las resoluciones de la CRIE emitidas al respecto.

**Artículo 55. Metodología de actuación del Operador del Sistema como ODS de la región.** El Operador del Sistema coordinará con el EOR y los otros ODS de la región, la operación del sistema interconectado, mediante la ejecución del esquema jerárquico establecido en el RMER y los protocolos de operación vigentes aprobados por la CRIE.

El Operador del Sistema será el responsable de las telecomunicaciones, intercambios de información y supervisión operativa, que se debe de mantener con el EOR y con los otros ODS. Para este fin dará cumplimiento al numeral 3.4 del Libro II del RMER.

#### **CAPÍTULO VII Posdespacho Nacional y Regional**

**Artículo 56. Posdespacho nacional.** El Operador del Sistema calculará el posdespacho nacional el día siguiente a aquel en que se efectuó el suministro físico de electricidad basándose en la medición comercial, las unidades de generación y activos de transmisión que estuvieron efectivamente disponibles y las transacciones regionales realizadas.

El Operador del Sistema incluirá en el posdespacho la energía inyectada en cada intervalo de operación por aquellas unidades despachadas como generación forzada a costo variable nulo, no interviniendo los costos de esta generación en la formación de precios del mercado de oportunidad.

Para realizar el posdespacho, el Operador del Sistema empleará las mismas herramientas de optimización empleadas para el cálculo del predespacho.

El objeto del posdespacho es calcular los precios nodales de oportunidad que el ODS utilizará para efectuar las liquidaciones

de las transacciones comerciales en cada hora. Adicionalmente, el ODS calculará las desviaciones en tiempo real de cada uno de los agentes del mercado respecto al predespacho nacional definitivo.

Se habilita al Operador del Sistema a proponer a la CREE un mecanismo para trasladar el sobre costo de las desviaciones en tiempo real a los agentes cuyas inyecciones o retiros en un intervalo de operación se hayan desviado respecto de la energía programada para dicho período de acuerdo con el último redespacho elaborado por el Operador del Sistema. Este mecanismo deberá ser coherente con el mecanismo regional de gestión de desviaciones en tiempo real administrado por el EOR y establecido en el Título IX del presente Reglamento.

Asimismo, el ODS informará a los agentes del mercado del resultado del posdespacho diario, publicando en su sitio web los resultados del mismo. Los agentes dispondrán de un plazo de dos (2) días hábiles a partir de la notificación por parte del ODS para presentar reclamos. El reclamo debe incluir el motivo que lo fundamenta que deberá estar basado en incumplimientos a los criterios o procedimientos que se establecen en este Reglamento y sus Normas Técnica. Transcurrido el plazo indicado sin reclamos por parte de un agente, se considera que éste acepta toda la información recibida. El ODS deberá contestar los reclamos dentro de un plazo no mayor a cuatro (4) días hábiles.

**Artículo 57. Remisión de la información de medición comercial de flujo en los enlaces al EOR.** A más tardar pasadas 48 horas tras el día de operación, el Operador del Sistema deberá remitir al EOR los datos de medición comercial correspondientes al día anterior, registrados en los equipos de medición de flujo ubicados en los enlaces que interconectan el área de control de Honduras y las áreas de control de Guatemala, El Salvador y Nicaragua, en los medios y formatos definidos por el EOR.

**Artículo 58. Reporte de contingencias.** A más tardar a las 10:00 A.M., de cada día, el Operador del Sistema deberá enviar al EOR el reporte de contingencias del día anterior, así como la disposición real de la red de transmisión del día anterior. Dicha información deberá ser remitida por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

## TÍTULO VI SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

### CAPÍTULO I Servicios Complementarios: Definición y Obligaciones

**Artículo 59. Definición de los servicios complementarios.** Los servicios complementarios a los efectos de este Reglamento son los siguientes:

- a) Control de frecuencia que incluye las reservas para la regulación primaria y secundaria de frecuencia junto con la reserva fría, la desconexión automática de cargas y la demanda interrumpible.
- b) Control de voltaje y potencia reactiva.
- c) Arranque en negro.

**Artículo 60. Obligación de proveer servicios complementarios.** Todos los agentes del mercado tienen la obligación de contribuir a la prestación de los servicios complementarios definidos en este Reglamento, y dentro de los márgenes establecidos en la Norma Técnica de Servicios Complementarios. Los requerimientos impuestos como mínimos en este Reglamento para la provisión de determinados servicios complementarios se consideran una obligación para los agentes la cual no estará sujeta a remuneración adicional.

**Artículo 61. Verificaciones e incumplimientos.** El ODS verificará la prestación de estos servicios por parte de los agentes y notificará a la CREE los incumplimientos a efecto de que adopte las sanciones correspondientes.

El ODS verificará en su área de control la prestación de los servicios auxiliares regionales por parte de los agentes, según lo establecido en el Reglamento del MER, e informará al EOR las causas o justificaciones del no cumplimiento.

El incumplimiento por parte de un agente en la prestación de los servicios complementarios definidos en este Reglamento, sin causas justificadas y aceptadas por la CREE como válidas, poniendo en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la operación del SIN o del SER, será considerado como infracción muy grave, acarreando las sanciones correspondientes contempladas en la Ley.

En cualquiera de los casos, el agente al que se le impute un incumplimiento podrá aportar al ODS las pruebas pertinentes del desempeño de sus equipos.

**Artículo 62. Generación forzada.** Los sobre costos originados por el despacho de generación forzada como causa del incumplimiento por parte de uno o varios agentes con sus obligaciones de proveer los servicios complementarios serán cargados a dichos agentes. La generación forzada no podrá fijar precio en el despacho que determine los precios nodales en el sistema principal de transmisión.

**Artículo 63. Norma Técnica de Servicios Complementarios.** La Norma Técnica de Servicios Complementarios especificará

los requisitos técnicos que deben cumplir los agentes, el proceso de habilitación para la prestación de los servicios, los criterios para el cálculo y asignación de los márgenes de reserva, y los mecanismos para el seguimiento y supervisión por el ODS.

## CAPÍTULO II Control de Frecuencia

**Artículo 64. Obligación de proveer el servicio.** Todas las unidades generadoras que cumplan los requisitos técnicos fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios deberán prestar el servicio de control de frecuencia, aportando la reserva asignada y contando con los equipos de control adecuados para mantener la frecuencia del SIN dentro de los límites establecidos, tanto en condiciones normales como de emergencia.

**Artículo 65. Regulación primaria de frecuencia.** Al efecto de proveer la reserva para la regulación primaria de frecuencia los reguladores de velocidad de las unidades generadoras deberán permanecer desbloqueados, salvo autorización del ODS.

**Artículo 66. Regulación secundaria de frecuencia.** Al efecto de proveer la reserva para la regulación secundaria de frecuencia las unidades generadoras con capacidad nominal igual o superior a 8 MW deberán estar habilitadas para integrarse en el AGC.

El margen de reserva rodante que debe ser provisto por las unidades acopladas se calculará diariamente para el día siguiente por el ODS en el predespacho en coordinación con el EOR. Este margen debe ser calculado por el ODS y ser asignado a las unidades despachadas siguiendo los criterios fijados en la Norma Técnica.

**Artículo 67. Reserva fría.** La reserva fría será provista por unidades generadoras que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de quince (15) minutos. El objetivo de la reserva fría es reponer la reserva secundaria.

El margen de reserva fría, más el provisto por la demanda interrumpible en caso de existir, se fijará por el ODS en el predespacho como un porcentaje adicional al margen de reserva rodante según los criterios definidos en la Norma Técnica.

Cuando una unidad generadora programada para proveer reserva fría sea llamada a producir por el ODS dicha unidad será compensada por los costos incurridos de acuerdo a su declaración de costos variables y de arranque y parada. Estos costos se liquidarán por el ODS a los agentes compradores a través del cargo por servicios complementarios.

**Artículo 68. Desconexión automática de cargas.** El ODS en coordinación con el EOR determinará según los estudios de seguridad operativa de mediano plazo los requerimientos y etapas de desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje, tanto en porcentaje de la demanda como en temporización de las etapas. Su implementación será de carácter obligatorio por parte de los agentes y se detallará en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

**Artículo 69. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos.** Cuando un agente no cumpla con la prestación de servicio de control de frecuencia asignada por el ODS forzando a otros agentes a proveer medidas para solucionar dicho incumplimiento más allá de las obligaciones asignadas por el ODS, el agente con incumplimiento deberá hacerse cargo de los sobrecostos resultantes, sin perjuicio de las posibles sanciones.

**Artículo 70. Demanda interrumpible.** Se habilita al ODS para elaborar una propuesta de procedimiento para la provisión de un servicio de demanda interrumpible con previo aviso, como medida adicional para el control de la frecuencia ante situaciones de emergencia y en forma preventiva para evitar la desconexión automática de carga. La CREE deberá tramitar este procedimiento como una propuesta de modificación de la Norma Técnica de Servicios Complementarios de acuerdo con lo establecido en este Reglamento. La provisión de demanda interrumpible no supondrá en ningún caso una disminución del requerimiento de potencia firme de los agentes compradores. Los agentes que provean este servicio podrán ser objeto de remuneración adicional.

## CAPÍTULO III Control de Voltaje y Potencia Reactiva

**Artículo 71. Obligación de proveer el servicio.** El ODS deberá enviar consignas de operación a los agentes con recursos de potencia reactiva para asegurar que los niveles de voltaje en los nodos del sistema principal de transmisión se mantengan dentro de los límites establecidos en la NT-CT, tanto bajo condiciones normales de operación como ante contingencias.

Los agentes con unidades de generación están obligados a participar en el control de voltaje y deberán seguir las consignas dadas por el ODS mediante el regulador automático de voltaje inyectando o absorbiendo potencia reactiva dentro de los límites impuestos por la curva de funcionamiento de cada unidad generadora. La Norma Técnica podrá fijar unos niveles mínimos de inyección y absorción de potencia reactiva para las unidades generadoras.



La Empresa Transmisora deberá mantener disponibles la totalidad de los equipos con capacidad para la regulación de voltaje en su red, tales como transformadores reguladores con cambiadores de tomas, y equipos de compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva, de manera que puedan ser conectados, desconectados, o regulados siguiendo las instrucciones del ODS dependiendo de las necesidades en el SIN.

Los distribuidores y grandes consumidores deberán mantener su factor de potencia dentro de los límites establecidos en las distintas bandas horarias fijados en la NT-CT.

**Artículo 72. Control de voltaje y potencia reactiva.** El ODS debe programar y coordinar todos los recursos disponibles para el control de voltaje con un día de antelación en el predespacho. Cuando el ODS detecte que en algún nodo no se puede mantener el voltaje dentro de los límites especificados una vez adoptados todos los medios previstos para el control de potencia reactiva, podrá despachar o redespachar unidades de generación con el criterio de mínimo costo.

**Artículo 73. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos.** Cuando un agente no cumpla con la prestación de servicio de control de voltaje asignada por el ODS forzando a otros agentes a proveer medidas para solucionar dicho incumplimiento más allá de las obligaciones asignadas por el ODS, el agente con incumplimiento deberá hacerse cargo de los sobrecostos resultantes, sin perjuicio de las posibles sanciones.

#### CAPÍTULO IV Arranque en Negro

**Artículo 74. Guía de restablecimiento del servicio.** En el caso de darse una condición de voltaje cero en parte del sistema o en su totalidad, el ODS deberá conducir las operaciones para el restablecimiento del servicio en el SIN. Para ello el ODS elaborará la Guía de Restablecimiento del Servicio donde se especificarán las unidades generadores con capacidad de arranque en negro, el proceso de formación en islas de carga e interconexión progresiva de las mismas, y las obligaciones de los agentes para la prestación del servicio.

El ODS coordinará con el EOR y reportará al mismo los recursos disponibles a ser considerados en la Guía Regional de Restablecimiento del Servicio según establece la regulación regional.

**Artículo 75. Obligaciones y retribución por el servicio.** Todos los agentes tienen la obligación de contribuir en este servicio de

acuerdo con sus recursos, para ello deberán seguir las disposiciones contenidas en la Guía así como las instrucciones que reciban del ODS.

Los agentes serán remunerados por los costos adicionales de inversión y mantenimiento de equipos asociados a la prestación de este servicio según costos auditados y una tasa de rentabilidad similar a la reconocida para remunerar los activos de transmisión.

**Artículo 76. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos.** El ODS para efectuar el seguimiento de desempeño en la prestación del servicio podrá ordenar la ejecución de pruebas de disponibilidad, tiempos de arranque, sincronización y toma de carga a las correspondientes unidades según se establezca en la Norma Técnica de Servicios Complementarios. Aquellos agentes que incumplan con los requisitos establecidos para la provisión del servicio podrán ser sancionados.

### TÍTULO VII COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

#### CAPÍTULO I Plan Anual de Mantenimientos de Instalaciones de Generación y Transmisión

**Artículo 77. Propuesta de mantenimientos de instalaciones de generación.** Los agentes productores presentarán anualmente al ODS una propuesta de mantenimientos programados antes del quince (15) de septiembre. Esta propuesta detallará, para cada instalación, la fecha programada de comienzo de cada trabajo de mantenimiento, la duración del mismo, así como una justificación de su necesidad y duración.

**Artículo 78. Propuesta de mantenimientos de instalaciones de transmisión.** Las Empresas Transmisoras presentarán anualmente al ODS una propuesta de mantenimientos programados antes del quince (15) de septiembre. Esta propuesta detallará, para cada instalación, la fecha programada de comienzo de cada trabajo de mantenimiento, la duración del mismo, así como una justificación de su necesidad y duración.

**Artículo 79. Plan anual de mantenimientos.** El ODS es responsable de la coordinación de los mantenimientos que soliciten los agentes productores y las Empresas Transmisoras.

El ODS elaborará el plan anual de mantenimientos para el siguiente año a partir de las propuestas recibidas de acuerdo a lo estipulado en los artículos 77 y 78 de este Reglamento.



Este plan se elaborará siguiendo criterios de minimización de costos y mantenimiento de la seguridad de suministro, evaluando escenarios futuros de inyecciones y retiros en base a las proyecciones de demanda, y el despacho económico de las unidades de generación existentes y previstas considerando los costos variables auditados e hidráulica. El plan anual de mantenimientos deberá justificar que, de acuerdo con los escenarios evaluados, se lograrían alcanzar los niveles mínimos de seguridad de suministro determinados por la energía no suministrada esperada y márgenes de reservas. El modelo a utilizar será el mismo que el empleado para la planificación operativa de largo plazo.

El ODS tendrá de plazo hasta el quince (15) de octubre para notificar dicho plan a los agentes productores, la Empresa Transmisora y otros agentes transmisores, pudiendo requerir a los mismos la reubicación temporal de sus trabajos de mantenimiento con el fin de perseguir los objetivos anteriormente mencionados. Los agentes productores y Empresas Transmisoras podrán presentar comentarios y alegaciones a dicho plan hasta el treinta y uno (31) de octubre.

El ODS publicará el plan anual de mantenimientos, tomando en consideración los comentarios recibidos, antes del quince (15) de noviembre, informando a los agentes del mercado y las Empresas Transmisoras.

El ODS según lo requerido en la regulación regional enviará al EOR el plan anual de mantenimientos de las instalaciones de transmisión a más tardar el quince (15) de noviembre de cada año.

El ODS publicará el plan definitivo de mantenimientos una vez recibido el plan anual de mantenimientos de instalaciones regional elaborado por el EOR, quien de acuerdo con el numeral 5.7.3 del Libro III del RMER deberá enviarlo al ODS a más tardar el quince (15) de diciembre de cada año.

## CAPÍTULO II Coordinación de Mantenimientos

**Artículo 80. Mantenimientos en el período crítico del sistema.** Los agentes y transmisores deberán evitar la programación de mantenimientos dentro del período crítico del sistema. Asimismo, cuando se prevean condiciones de racionamiento de energía de acuerdo a su planificación operativa o eventos de interés general donde sea esencial asegurar el suministro eléctrico, el ODS podrá suspender la ejecución de cualquier mantenimiento programado. El ODS comunicará a los

agentes la duración estimada de dichas condiciones. Una vez concluido dicho período, el ODS se deberá coordinar con los agentes con el fin de reprogramar todos los mantenimientos previstos.

**Artículo 81. Seguimiento de las indisponibilidades de generación.** De acuerdo al artículo 28 del presente Reglamento, los generadores están obligados a comunicar al ODS su estado de disponibilidad para realizar la programación semanal y diaria. El ODS realizará un seguimiento de la disponibilidad registrada de cada unidad generadora. En caso de indisponibilidades no programadas de larga duración y/o reiteradas por encima de los valores medios históricos de la unidad, el ODS podrá abrir un expediente para determinar posibles responsabilidades y, en su caso, realizar propuesta de sanción a la CREE.

**Artículo 82. Mantenimientos menores.** Los mantenimientos menores deberán ser notificados y autorizados por el ODS con al menos una semana de antelación.

**Artículo 83. Mantenimientos de emergencia.** En condiciones debidamente justificadas, donde la no realización de un mantenimiento pueda suponer un mal mayor posterior, los agentes y transmisores podrán solicitar al ODS la realización de un mantenimiento de emergencia. Dicha solicitud deberá especificar los datos del equipo o instalación afectado, la duración prevista de los trabajos así como una justificación de por qué se ha de calificar dicho mantenimiento como de emergencia. En caso de ser aprobado por el ODS, éste deberá comunicárselo al solicitante por un medio acorde a la urgencia de la realización de los trabajos. Esta autorización tendrá el carácter de provisional.

El agente que haya realizado un mantenimiento de emergencia, con autorización provisional del ODS, deberá elaborar un informe justificativo a más tardar cinco (5) días después de ocurrido el evento. El ODS estudiará dicho informe y determinará si concede la autorización definitiva al mantenimiento de emergencia. En caso contrario podrá requerir al agente la puesta en servicio inmediata de los equipos o instalaciones, quien en caso de no cumplir dichas indicaciones podrá ser sancionado.

Cualquier trabajo de mantenimiento que no haya sido coordinado y autorizado previamente por el ODS, sin poder ser calificado como de emergencia, será considerado a todos los efectos como una indisponibilidad forzada, independientemente de su duración o naturaleza.

**Artículo 84. Ejecución de los mantenimientos.** Para la ejecución de los mantenimientos, el ODS deberá confirmar con

al menos un día de antelación el permiso para la realización de los trabajos. El agente deberá comunicar al ODS el comienzo del mantenimiento. El ODS autorizará a dicho agente a poner fuera de servicio las instalaciones correspondientes. Una vez finalizados los trabajos, el agente se lo comunicará al ODS para volver a poner en servicio los equipos afectados. El ODS comunicará esta nueva situación a los agentes.

**Artículo 85. Inspección y verificación.** El ODS podrá realizar inspecciones durante la realización de los mantenimientos para verificar el cumplimiento de cualesquiera condiciones.

**Artículo 86. Modificación de las condiciones de los mantenimientos.** En caso de que un agente desee modificar las fechas o la duración de los trabajos, deberá solicitar previamente el permiso al ODS, quien deberá verificar que los cambios no afecten negativamente a los niveles mínimos de calidad y seguridad de suministro establecidos. En el caso de que se solicite una extensión a la duración del mantenimiento, el ODS también deberá conceder el permiso, o en caso contrario determinar que dicho período adicional sea computado como una indisponibilidad forzada.

**Artículo 87. Coordinación regional.** El ODS, será responsable de la coordinación de todos los mantenimientos con el EOR en las condiciones definidas en la regulación regional y de acuerdo a los plazos, procedimientos y formas allí recogidos.

**Artículo 88. Norma Técnica de Mantenimiento.** La Norma Técnica de Mantenimiento establecerá la información que los agentes y transmisores deben suministrar al ODS para elaborar el plan anual de mantenimientos, así como para solicitar y autorizar mantenimientos menores.

## TÍTULO VIII PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

### CAPÍTULO I Pago de las Pérdidas de Transmisión

**Artículo 89. Pago de las pérdidas marginales de transmisión.** Los ingresos variables del sistema principal de transmisión constituyen el mecanismo en el mercado nacional de precios nodales, mediante el cual todos los agentes del mercado, contribuyen al pago de las pérdidas marginales y las rentas de congestión del sistema de transmisión.

La liquidación de los ingresos variables del sistema de transmisión se hace por el Operador del Sistema como parte del proceso de

liquidación de las transacciones resultantes en el mercado de oportunidad y los contratos vigentes de energía entre agentes, tal y como se establece en el Título X de este Reglamento.

## TÍTULO IX TRANSACCIONES REGIONALES

### CAPÍTULO I Transacciones Regionales en el MER

**Artículo 90. Responsabilidades en las transacciones regionales.** El ODS es responsable de la gestión técnica y comercial de las transacciones regionales realizadas por los agentes del mercado en coordinación con el EOR y los otros Operadores de Sistemas del MER, según se establece en la regulación regional. De acuerdo con el Título II del presente Reglamento, los agentes del MEN que deseen realizar transacciones en el MER deberán ser autorizados para ello y cumplir con las obligaciones establecidas en la regulación regional.

En caso de que el ODS detecte contradicciones entre la reglamentación nacional y la regional, éste deberá proponer a la CREE las modificaciones necesarias a este Reglamento y Normas Técnicas para su armonización.

**Artículo 91. Mercado de contratos regional.** Los agentes productores podrán contratar con agentes del MER situados en otros países la venta de potencia firme y energía. La potencia firme del agente productor vendida en el contrato regional no podrá volver a venderse en otro contrato, ya sea en el mercado nacional o en el mercado regional.

Los agentes compradores podrán contratar con agentes del MER situados en otros países la compra de potencia firme y energía. La potencia firme contratada por un agente comprador en el MER será considerada por el ODS en la verificación de cobertura de su requerimiento de potencia firme en el mercado nacional.

Los contratos de potencia firme en el MER deben tener asociados derechos firmes de transmisión entre los nodos de inyección y retiro, de acuerdo con la regulación regional.

Los contratos no firmes físicos flexibles (CNFFF) serán despachados por el EOR en el mercado de oportunidad regional a través de las ofertas de flexibilidad y ofertas de pago máximo por CVT presentadas por los agentes a través del ODS según la regulación regional, tal y como se establece en el Título V del presente Reglamento.

Los contratos no firmes financieros en el MER se liquidarán para el agente nacional por el ODS como contratos por diferencias con respecto al precio nodal resultante en el mercado de oportunidad en su nodo de inyección o retiro.

Los CNFFF y los contratos no firmes financieros no afectan a las transacciones de potencia firme de los agentes involucrados.

Ningún tipo de contrato regional podrá imponer restricciones físicas al despacho de unidades de generación resultante del despacho económico nacional o regional, salvo las derivadas de la contratación de potencia firme en caso de racionamiento por falta de capacidad de generación

Los contratos regionales deben permitir determinar de manera inequívoca la cantidad de energía contratada hora a hora entre los agentes involucrados, especificando el punto o puntos de inyección y el punto o puntos de retiro de la misma.

**Artículo 92. Mercado de oportunidad regional.** Las ofertas de inyección o retiro resultantes del predespacho nacional en cada nodo de la RTR, junto con las ofertas de flexibilidad y ofertas de pago máximo por CVT de los contratos CNFFF serán presentadas por el ODS al mercado de oportunidad regional, tal y como se fija en el Título V del presente Reglamento.

**Artículo 93. Conciliación de las transacciones regionales en el MER.** El EOR liquidará a los agentes del mercado, a través del ODS, las transacciones comerciales derivadas de contratos e intercambios de oportunidad habidas en el mercado regional, de acuerdo con la regulación regional.

Las desviaciones en tiempo real en el MER se liquidarán al precio de estas desviaciones calculado por el EOR de acuerdo con la regulación regional. El ODS habilitará un procedimiento, que será aprobado por la CREE, para repercutir los montos correspondientes a los agentes del mercado según su responsabilidad en dichas desviaciones.

**Artículo 94. Obligaciones impuestas por los contratos de potencia firme regionales en caso de racionamiento.** En concordancia con lo dispuesto en el Artículo 11 de la Ley en relación con la exportación e importación de electricidad, ante racionamiento en alguno o algunos de los sistemas nacionales del MER, los contratos vigentes de potencia firme sean de importación o exportación suscritos en el mercado nacional tendrán prioridad de despacho.

Si el problema fuese de falta de capacidad de generación en el SIN, el ODS racionará, en primer lugar, aquella demanda de agentes compradores que no esté cubierta por contratos de potencia firme. En último término, se racionará la demanda que tenga contratada potencia firme, cuando el generador que respalda el contrato no esté disponible. En el caso de contratos de importación de potencia firme, el ODS, en coordinación con el EOR, comprobará la suficiencia de la capacidad de transmisión necesaria para respaldar el contrato.

Si el problema fuese de falta de capacidad de generación en el SIN y existiesen contratos de exportación de potencia firme de agentes productores en el mercado nacional, el ODS no impedirá que el agente productor cumpla con su obligación de respaldar la potencia firme contratada con el agente comprador ubicado en otro país del MER.

## TÍTULO X SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL Y LIQUIDACIONES

### CAPÍTULO I Sistema de Medición Comercial

**Artículo 95. Obligaciones de los agentes del mercado.** Los agentes del mercado tienen obligación de instalar el sistema de medición en su punto de conexión según los requisitos establecidos en la Norma Técnica de Medición Comercial. Estos requisitos deberán cumplir lo establecido en el RMER, incluyendo los requisitos técnicos de los equipos y el registro de los mismos, garantizar el acceso del ODS a los equipos y datos de medición, disponer de procedimientos para la transferencia de datos directamente o por medios alternos, reportar daños y problemas, realizar las pruebas y suministrar la información requerida por el ODS.

En todos los casos, el sistema de medición incluirá, al menos, las funciones de medida de potencia y energía con integración horaria de activa y reactiva.

Los costos del sistema de medición y las comunicaciones asociadas correrán a cargo del agente.

**Artículo 96. Obligaciones del ODS.** El ODS debe disponer del sistema de recogida y almacenamiento de las medidas. El ODS será responsable de recolectar la información de los equipos de medición, procesarla y enviarla al EOR según lo dispuesto en el RMER. El ODS llevará a cabo la supervisión de los sistemas y



equipos bajo su responsabilidad, efectuará las verificaciones y pruebas requeridas y atenderá los reportes de daños y problemas. La Norma Técnica de Medición Comercial establecerá la periodicidad y procedimientos para verificar en cada punto de medición el cumplimiento de los requisitos técnicos y error máximo admisible, fijando sanciones en caso de incumplimientos.

**Artículo 97. Agentes conectados al sistema secundario.** En caso de instalaciones del sistema secundario de transmisión, las Empresas Transmisoras instalarán un sistema de medición comercial en el punto de conexión de dichas instalaciones al sistema principal de transmisión.

En este caso la asignación de la energía inyectada o retirada en cada nodo del sistema principal se hará con base en la energía medida de cada agente en su punto de conexión considerando unos factores de ajuste calculados por el ODS para el reparto de las pérdidas. La Norma Técnica de Medición Comercial establecerá los criterios y metodologías para calcular dichos factores de ajuste.

**Artículo 98. Agentes conectados al sistema de distribución.** En caso de agentes conectados al sistema de distribución, la asignación de la energía inyectada o retirada por cada agente en cada punto del sistema principal se hará con base en la energía medida de cada agente en su nodo de conexión considerando los factores de pérdidas que la correspondiente distribuidora utiliza en el cálculo de las tarifas para sus usuarios.

**Artículo 99. Factores de ajuste para transacciones regionales.** Cuando en un nodo de la RTR uno o varios agentes realicen transacciones en el MER, la asignación de la energía inyectada o retirada en ese nodo de la RTR se hará con base en la energía medida de cada agente en su punto de conexión considerando unos factores de ajuste calculados por el ODS para el reparto de las pérdidas. Las Empresas Transmisoras instalarán un sistema de medición comercial en cada nodo de la RTR que pertenezca al sistema principal de transmisión. La Norma Técnica de Medición Comercial establecerá los criterios y metodologías para calcular dichos factores de ajuste.

**Artículo 100. Errores de medición y datos faltantes.** Cuando el ODS no cuente con la información comercial correspondiente a alguno de los puntos de medición comercial, se completará esta información de acuerdo con el procedimiento descrito en la Norma Técnica de Medición Comercial.

Cuando el ODS requiera estimar datos para puntos de medición situados en nodos de la RTR, el ODS debe aplicar lo dispuesto en el RMER.

Los agentes del mercado podrán presentar reclamaciones al ODS acerca de los valores supuestos por el mismo ante errores o datos de medición faltantes, justificando los motivos por los que consideran que el valor supuesto por el ODS es incorrecto. El procedimiento de presentación de estas reclamaciones y plazos para su resolución se define en la Norma Técnica de Medición Comercial.

## CAPÍTULO II

### Liquidaciones en el Mercado Eléctrico Nacional

**Artículo 101. Comunicación de contratos al ODS.** Todos los agentes del mercado deberán informar al ODS de todos los contratos que tengan suscritos en el tiempo y la forma que se determine en la Norma Técnica de Contratos.

Respecto de sus contratos de potencia firme, los agentes del mercado deben enviar al ODS la información relativa a la potencia firme contratada, la unidad o unidades generadoras que respaldan dicho contrato, el agente productor y comprador que suscriben dicho contrato y las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato.

Respecto de sus contratos de energía, los agentes del mercado deben enviar al ODS la información que permita determinar de manera inequívoca la cantidad de energía contratada hora a hora, especificando el punto o puntos de inyección y el punto o puntos de retiro de la misma, el agente productor y comprador que suscriben dicho contrato, la forma en que las partes pagarán los ingresos variables de la transmisión, así como las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato.

**Artículo 102. Liquidación de los contratos de energía y transacciones en el mercado de oportunidad.** El ODS liquidará mensualmente las transacciones de energía en cada hora considerando los precios nodales de oportunidad resultado del posdespacho, los contratos de energía vigentes entre agentes y las energías medidas en los nodos del sistema principal de transmisión y puntos de conexión de los agentes.

El ODS calculará para cada agente productor y nodo del sistema principal de transmisión la diferencia entre su energía inyectada y su energía contratada. Cuando esta diferencia sea positiva, el agente productor tendrá un sobrante de energía y cuando sea



negativa, el agente productor tendrá un faltante de energía. En el mercado de oportunidad, los agentes productores venderán o comprarán los sobrantes o faltantes de energía de sus contratos al precio de oportunidad en el nodo del sistema principal al que estén asociados dichos contratos.

El ODS calculará para cada agente comprador y nodo del sistema principal de transmisión la diferencia entre su energía retirada y su energía contratada. Cuando esta diferencia sea positiva, el agente comprador tendrá un faltante de energía y cuando sea negativa, el agente comprador tendrá un sobrante de energía. En el mercado de oportunidad, los agentes compradores comprarán o venderán los faltantes o sobrantes de energía de sus contratos al promedio ponderado de los precios de oportunidad nodales en los nodos de demanda del sistema principal.

Los agentes con contratos de energía deberán contribuir al pago de los ingresos variables de transmisión. Cada contrato deberá establecer la forma en que las partes pagarán al ODS el ingreso variable correspondiente. Dicho ingreso variable se calcula en cada hora como el producto de la cantidad contratada por la diferencia del precio nodal en el nodo de retiro menos el precio nodal en el nodo de inyección.

El resultado neto de este proceso de liquidación de contratos y diferencias en el mercado de oportunidad son los ingresos variables del sistema principal de transmisión recolectados por el ODS. Adicionalmente, el ODS liquidará las desviaciones en tiempo real de cada uno de los agentes del mercado respecto al predespacho nacional definitivo.

**Artículo 103. Liquidación de los peajes y cargos de actividades reguladas.** El ODS liquidará mensualmente a los agentes compradores el peaje de transmisión, los cargos de operación del sistema y los cargos por servicios complementarios. El ODS liquidará mensualmente los sobrecostos de generación forzada conforme a lo establecido en el artículo 62 de este Reglamento.

**Artículo 104. Liquidación de los desvíos de potencia firme.** El ODS liquidará los desvíos de potencia siguiendo lo establecido en el artículo 19 del presente Reglamento.

**Artículo 105. Liquidación a través de servicios bancarios.** El Operador del Sistema podrá hacer uso de servicios bancarios para la liquidación de los cobros y pagos de los agentes. Para ello, podrá abrir y mantener una cuenta en un banco comercial

que tenga una amplia cobertura nacional. El Operador del Sistema será titular de la cuenta como un servicio a los agentes del mercado. En este caso, los agentes deudores deberán efectuar los pagos a que están obligados mediante depósitos en la mencionada cuenta. El Operador del Sistema sólo podrá hacer uso de los saldos que resulten de los depósitos hechos por los agentes para efectuar los pagos correspondientes.

Cada agente acreedor deberá abrir y mantener una cuenta en el mismo banco en que el Operador del Sistema tenga la cuenta anteriormente mencionada, y comunicar al ODS el número de la misma. El ODS ordenará los pagos que corresponda hacer a cada agente acreedor acreditando los montos correspondientes en su cuenta.

**Artículo 106. Norma Técnica de Liquidaciones.** La Norma Técnica de Liquidaciones definirá los procedimientos para la asignación de cobros y pagos así como los contenidos de los consiguientes informes a los agentes. Esta NT definirá asimismo, el procedimiento de reclamos, incluyendo los plazos para que los agentes del mercado puedan presentar reclamaciones a los documentos de liquidación, y el proceso de resolución.

### CAPÍTULO III

#### Garantías, Moras y Faltas de Pago

**Artículo 107. Garantías de pago.** Todo agente deberá depositar una garantía suficiente para cubrir los pagos y otros cargos estimados para los siguientes 45 días correspondientes a la liquidación del mercado efectuada por el ODS. Estas garantías podrán tomar diferentes formas todas ellas de ejecución inmediata según se detalla en la Norma Técnica y su cuantía será determinada por el ODS con base en información histórica y proyecciones futuras.

**Artículo 108. Moras y faltas de pago.** Los agentes deberán pagar al ODS los montos resultantes de las liquidaciones dentro de los primeros tres (3) días hábiles desde su notificación. A partir de este plazo, comenzarán a contar los intereses de mora. Los retrasos en los pagos al ODS estarán sujetos a intereses de mora desde la fecha en que el pago era exigible hasta la fecha en que haya efectuado dicho pago. La tasa de interés aplicable será la tasa de interés activa promedio del Banco Central de Honduras para el mes anterior a la fecha en que el pago era exigible, más el dos por ciento.

Transcurridos cinco (5) días hábiles desde la notificación sin que el agente haya hecho efectivo el consiguiente pago, el ODS

procederá a ejecutar la garantía y lo notificará al agente. Trascurridos diez (10) días hábiles sin su reposición efectiva, el ODS suspenderá el derecho de realizar transacciones en el mercado al agente e informará a la CREE y al EOR para que puedan proceder a retirarle su condición de agente del mercado. Asimismo, el ODS solicitará a las Empresas Transmisoras o Empresa distribuidoras correspondientes la desconexión de dicho agente. Una vez satisfechas sus obligaciones financieras, el agente podrá solicitar nuevamente su registro como agente del mercado, la autorización para realizar transacciones y su reconexión al sistema.

## TÍTULO XI

### MODIFICACIONES NORMATIVAS, VIGILANCIA DEL MERCADO Y TRANSPARENCIA

#### CAPÍTULO I

##### Modificación del Reglamento de Operación y Mercado

**Artículo 109. Solicitud de modificación al Reglamento.** El ODS o los agentes a través del Comité de Agentes, podrán presentar a la CREE propuestas de modificación del presente Reglamento. Estas propuestas deberán justificar adecuadamente que las modificaciones que se solicitan permitirían facilitar la consecución de los objetivos establecidos por la Ley y su Reglamento.

Igualmente, la CREE podrá iniciar el proceso de modificación del presente Reglamento por iniciativa propia. En este caso, la CREE deberá presentar una memoria justificativa al ODS y al Comité de Agentes.

**Artículo 110. Resolución de modificación.** Antes de proceder a la modificación solicitada del Reglamento, la CREE debe recabar informes preceptivos del ODS y el Comité de Agentes. El plazo para presentar estos informes ante la CREE será de treinta (30) días desde su requerimiento. En caso de superarse este plazo, y a menos que la CREE haya otorgado una prórroga al mismo, se considerará que el informante no tiene objeciones a la propuesta de modificación. Independientemente, la CREE podrá realizar los análisis y recabar los informes que considere necesarios, por sí misma o a través de terceros.

Con base en esta información, la CREE deberá emitir resolución en el plazo de treinta (30) días a partir de la recepción de los informes preceptivos. Dicha resolución podrá consistir en la aprobación o rechazo, debidamente justificado, de la modificación evaluada.

En caso de aprobar la modificación, la CREE la incorporará al Reglamento y remitirá al ODS y el Comité de Agentes la resolución dentro del plazo definido anteriormente. La CREE producirá un texto integral y actualizado del Reglamento con las modificaciones realizadas, que incluirá en su página web para su libre acceso. En caso de ser rechazada, la CREE remitirá al ODS y el Comité de Agentes un informe justificativo.

#### CAPÍTULO II

##### Modificación de las Normas Técnicas

**Artículo 111. Solicitud de creación o modificación de Normas Técnicas.** Los agentes o la CREE podrán solicitar al ODS que elabore una propuesta para la creación o modificación de una Norma Técnica. Igualmente, el ODS podrá iniciar este proceso de propuesta por iniciativa propia. La propuesta deberá justificar adecuadamente que las modificaciones que se solicitan permitirían facilitar la consecución de los objetivos establecidos en este Reglamento.

**Artículo 112. Aprobación de creación o modificación de una Norma Técnica.** El ODS deberá analizar la solicitud presentada por los agentes. El ODS podrá rechazar las solicitudes presentadas por los agentes con justificación de motivos. En caso de rechazo, los agentes que hicieron la solicitud podrán acudir a la CREE con sus justificaciones y argumentos para que la misma evalúe la conveniencia de remitir el caso nuevamente al ODS. En cualquier otro caso, el ODS preparará una propuesta de NT en un plazo no mayor de treinta (30) días después de recibida la solicitud.

Tras elaborar la propuesta de NT, bien a solicitud de los agentes o de la CREE o por iniciativa propia, el ODS deberá remitirla al Comité de Agentes, que tendrá un plazo de quince (15) días para enviarle un informe preceptivo. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité de Agentes está de acuerdo con la propuesta de NT elaborada por el ODS.

El ODS, dentro de un plazo de siete (7) días después de recibido el informe del Comité de Agentes, remitirá a la CREE el informe final de propuesta de modificación o creación de la NT, anexando el informe del Comité de Agentes.

Finalmente, corresponderá a la CREE aprobar, con o sin modificaciones, o rechazar la propuesta presentada por el ODS con justificación de motivos. La resolución de la CREE indicará la fecha de entrada en vigencia de la NT.

### CAPÍTULO III Transparencia

**Artículo 113.** Las bases de datos, procedimientos y modelos que utilice el ODS para los cálculos de las transacciones comerciales y precios deben ser auditables y accesibles a los agentes del mercado y a la CREE.

**Artículo 114.** El ODS deberá facilitar información pública a través de su sitio web referida a los resultados del mercado de oportunidad y de contratos con el fin de promover la competencia y la entrada de nuevos agentes, salvaguardando la información calificada como confidencial por razones de competencia.

## TÍTULO XII DISPOSICIONES TRANSITORIAS

### CAPÍTULO I Disposiciones Transitorias

**Artículo 115. Entrada en funcionamiento del MEN.** La entrada en funcionamiento del MEN tendrá lugar a los nueve (9) meses de constituirse el ODS. Las empresas del subsector eléctrico que deseen realizar transacciones en el MEN dispondrán de este plazo para registrarse como agentes del mercado y recibir la autorización pertinente.

**Artículo 116. Despacho de unidades de generación renovable con contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley con compromiso de despacho.** Las unidades de generación renovable que a la entrada en vigencia de la Ley tuvieran suscritos contratos de suministro de energía eléctrica con compromiso de despacho, serán consideradas en el despacho económico nacional con un costo variable nulo.

La inyección de energía de estas unidades podrá ser limitada por el ODS en el predespacho nacional por motivos de seguridad del sistema, según lo establecido en el artículo 27 de este Reglamento. En este caso, el ODS ofertará al mercado de oportunidad regional la producción renovable que haya sido limitada en el predespacho nacional como una oferta de inyección en el correspondiente nodo de la RTR con un precio igual al pago total estipulado en su contrato referido a la energía.

Para ello, estos generadores deben informar al ODS de cualquier modificación en las condiciones económicas del contrato que puedan negociar con su contraparte.

**Artículo 117. Despacho de unidades de generación con contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley sin compromiso de despacho.** Las unidades de generación que a la entrada en vigor de la Ley tuvieran suscritos contratos de suministro de energía eléctrica sin compromiso de despacho, serán consideradas por el ODS en el despacho económico con un costo variable igual al pago por energía correspondiente a su contrato.

Para ello, estos generadores deben informar al ODS de cualquier modificación en las condiciones económicas del contrato que puedan negociar con su contraparte.

**Artículo 118. Gradualidad en la aplicación de los requisitos técnicos relativos a la provisión de servicios complementarios por parte de las unidades generadoras.** Los propietarios de unidades generadoras dispondrán de un plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigor de la Norma Técnica de Servicios Complementarios para adaptar sus instalaciones de manera que puedan cumplir con los requisitos técnicos relativos a la provisión de servicios complementarios.

**Artículo 119. Potencia firme de contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley.** El ODS calculará anualmente la potencia firme de las unidades generadoras cuyos titulares tengan suscritos contratos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley, siguiendo la metodología descrita en este Reglamento. A pesar de esto, los agentes productores en tanto titulares de estos contratos estarán exentos de los derechos y obligaciones relativos a la potencia firme establecidos en este Reglamento. Los agentes compradores que se conviertan en la contraparte de estos contratos, podrán declarar esta potencia firme a efectos de cobertura de su requerimiento de potencia firme.