

**EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA –CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE:**

**CERTIFICA:**

Que tiene a la vista el Acta de Reunión a Distancia número seis, levantada en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día veintidós de marzo de dos mil trece, la cual en su punto “CUARTO” contiene lo tratado por la Junta de Comisionados de CRIE, respecto a la aprobación de la prórroga del período indicativo de aplicación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER- y Procedimiento de Detalle Complementario del RMER –PDC-, y dentro del cual se emitió la siguiente Resolución:

**“RESOLUCIÓN No. CRIE-NP-09-2013  
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA  
CONSIDERANDO**

**I**

Que el objeto del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –Tratado Marco- establecido en el artículo 1 de ese cuerpo legal, es la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente y su artículo 3 define el principio de gradualidad como: *“Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.”*

**II**

Que el artículo 4 del Tratado Marco establece que el Mercado Eléctrico Regional es: *“...el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.”*

**III**

Que el Segundo Protocolo al Tratado Marco en su artículo 7, que reformó el artículo 19, del Tratado, establece que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional –MER-, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia, siendo sus funciones entre otras las de hacer cumplir el Tratado Marco y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.

#### IV

Que el artículo 23 del Tratado Marco establece que *“Las facultades de la CRIE, son entre otras: “...a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. b) (...) c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual, hacia estados más competitivos...”* y que en ejercicio de esas facultades emitió la resolución identificada como CRIE-P-09-2012 en la cual aprobó el Procedimiento de Detalle Complementario del RMER, propuesto a esta Comisión por el EOR para su entrada en vigencia para el 1 de enero de 2013, resolución que en su párrafo resolutivo segundo dispuso además: *“Aprobar el programa de trabajo para la revisión del ‘Procedimiento de Detalle Complementario al RMER’, presentado por las Gerencias de CRIE, instruyéndoles que presenten los ajustes al Procedimiento aprobado (...) para el adecuado funcionamiento del MER, verificando que sea consistente con el RMER para su plena aplicación, y que permitan evacuar las necesidades identificadas por el EOR en su propuesta...”*; y como resultado de dicha revisión se dictó la resolución CRIE-P-17-2013 en la que se aprobaron ciertas modificaciones al texto y se giraron instrucciones puntuales al EOR para que: *“...Al término del segundo mes de la vigencia del PDC y cada mes subsiguiente durante el primer semestre, se presente a la CRIE, un informe con el análisis de los resultados de la aplicación inicial de dicho procedimiento...”*

#### V

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, con fecha veintidós de noviembre de 2012 emitió la resolución CRIE-P-23-2012, en la que en su numeral tercero resolvió aprobar un período de transición de tres meses, a solicitud del Ente Operador Regional –EOR-, contados a partir del 1 de enero de 2013, período durante el cual se aplicará el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

#### VI

Que el Ente Operador Regional –EOR-, con fecha 15 de marzo de 2013 presentó a esta Comisión la nota identificada como EOR-PJD-15-03-2013-011 mediante la cual: *“...informa que como resultado de la operación indicativa del RMER y del PDC durante los meses de enero y febrero de 2013, se han identificado vacíos regulatorios en la regulación regional del RMER y del PDC, los cuales deben ser subsanados con la autorización de la (...) Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)”, de manera que con “el objeto de subsanar estos vacíos regulatorios en la regulación para la operación del MER, el EOR ha preparado una propuesta de disposiciones regulatorias, para ser sometidas a aprobación por parte de la CRIE...”*, con base en las siguientes justificaciones:

- a. En cuanto a la información requerida por parte de todos los OS/OM, correspondiente al predespacho nacional, la cual es una información fundamental para preparación del predespacho regional, conforme lo establecido en el RMER en el Libro II, artículo, 5.13.1., el EOR ha identificado que actualmente el RMER y el PDC, no contemplan las acciones a seguir cuando un OS/OM no entrega un predespacho nacional, de tal manera que el EOR no puede efectuar el predespacho regional.
- b. Otro aspecto importante a destacar es que los OS/OM han estado presentando su predespacho nacional balanceado eléctricamente con diferentes metodologías por país, lo que ocasiona que en el proceso de preparación del predespacho regional del MER, se originen flujos de energía asociados a pérdidas de transmisión que serán suplidos con ofertas del MER, presentadas por los agentes, originándose cargos variables de transmisión distorsionados que tendrían que ser conciliados y liquidados en el MER, produciendo consecuencias económicas a terceros, para

corregir esta situación se hace necesario que los OS/OM adapten el balance eléctrico de los pre-despachos nacionales, considerando el algoritmo del modelo de pérdidas de transmisión del predespacho regional que usa el EOR, con el objeto de evitar distorsiones en los cargos variables de transmisión que pagan los agentes del MER.

- c. Los procesos de pre-despachos y pos-despachos, se realizan con el modelo matemático establecido en el RMER, el cual requiere que la red de transmisión siempre sea continua, es decir, la red eléctrica debe estar conectada entre sí, lo anterior imposibilita que la programación del MER pueda ser realizada para una operación programada de islas eléctricas en el SER, siendo necesario exceptuar el proceso de programación de transacciones en el MER para esta condición.
- d. Que el RMER en el libro II, artículo 5.17.7.1, establece, que el redespacho en el MER consistirá en la actualización de las transacciones programadas cuando se presenten o prevean modificaciones a las condiciones con las cuales se realizó el predespacho que así lo ameriten. Y que durante este período entre el EOR y los OS/OM, se han identificado nuevos causales para realizar el redespacho, fundamentándose en lo siguiente: La ocurrencia normal de los recursos de generación, que retornan a estar disponibles para generar energía antes del tiempo estimado en la programación de mantenimientos o salidas forzadas y, que de manera frecuente durante la época lluviosa, se presentan situaciones climatológicas temporales, en las que se dan intensas precipitaciones de lluvia, que pueden provocar que los embalses de las centrales hidroeléctricas alcancen niveles de vertimiento o derrame.
- e. Que en el RMER y el PDC para el proceso de redespacho, actualmente no se especifican los períodos de mercado, para los cuales se debe ejecutar este proceso de redespacho durante el día, se hace necesario definirlo explícitamente en la regulación regional, dado que esto tiene implicaciones económicas para terceros.
- f. Que el EOR durante el período indicativo, ha detectado que lo establecido en los artículos del libro I del RMER 3.5.1 y el libro II del RMER 2.2.6, es inconsistente con lo establecido en el PDC, Sección Segunda artículo 1, acerca de la presentación de ofertas al MER y el requerimiento del sistema de medición comercial regional (SIMECR) respectivo, para su efectiva aplicación respecto al proceso de autorización de los agentes del MER.
- g. Adicionalmente también se identifica, que los artículos del libro I del RMER, 3.5.1 y el libro II del RMER 2.2.6, en el contexto de la actual operación del MER, representa un obstáculo a la participación de los agentes del MER, en la medida en que actualmente ya el PDC permite la presentación de ofertas en cualquier nodo de la RTR o nodo de enlace de interconexión internacional, sin más requisitos que los establecidos en el PDC.

Que no obstante que la CRIE realizó los esfuerzos necesarios para que la totalidad de la normativa regional estuviera lista y depurada para la entrada en vigencia del RMER y el PDC a partir del 1 de abril del año en curso, la propuesta presentada por el EOR mediante la nota ya referida fue objeto de comentarios formulados ante esta Comisión por parte de la Unidad de Transacciones (UT), de El Salvador, en nota de fecha 19 de marzo del año en curso, en la que plantea objeciones a algunas de las medidas propuestas por el EOR y solicita mayores explicaciones sobre aspectos técnicos específicos.

## VII

Que hasta la presente fecha, con excepción de Panamá y Nicaragua, no existe evidencia de la aprobación oficial de las interfaces regulatorias por cada uno de los otros países miembros del MER y de su



comprobación en el ámbito respectivo de cada uno de ellos para su interacción con el Mercado Eléctrico Regional bajo el RMER y el PDC, en relación con lo cual la Junta de Comisionados de la CRIE ha recibido las siguientes solicitudes de prórroga del plazo previamente otorgado:

- a. Carta de 20 de marzo de 2013 del Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, solicitando una prórroga de tres meses;
- b. Oficio SIGET/GE-2013-03-80 de 21 de marzo de 2013 de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones de El Salvador solicitando prórroga por un período máximo de 60 días calendario; y
- c. Nota de 22 de marzo del año en curso del Comisionado por la República de Panamá, indicando que si bien Panamá tiene sus interfaces definitivas aprobadas e implementadas, en pro de que la Región se encuentre efectivamente lista para la entrada en operación del RMER en conjunto con el PDC, solicita una prórroga de sesenta (60) días, mismos que se pueden reducir si las condiciones lo permiten.

Que no obstante los esfuerzos realizados por la CRIE para el cumplimiento de la Resolución CRIE-P-23-2012, teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se aprecia necesario prorrogar el período de aplicación indicativa del RMER y su PDC por un plazo máximo de sesenta días (60) adicionales, a efecto de contar con las aprobaciones y comprobaciones antes indicadas, permitiendo, además, una evaluación integral de los beneficios y consecuencias derivados de la aplicación de las medidas que el EOR propone.

#### VIII

Que de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 35 del Reglamento Interno de CRIE: *“Los asuntos sobre los que debe decidir la Junta de Comisionados, podrán decidirse en Sesiones Presenciales y en Sesiones No Presenciales. a.- Se entenderá como Sesiones Presenciales aquellas en las que la Junta de Comisionados se reúna físicamente. b.- Se entenderá como Sesiones No Presenciales, a las que realice la Junta de Comisionados prescindiendo de una reunión física.....”*.

#### IX

Que los señores Comisionados han manifestado que la prórroga propuesta debe ser la última y que harán todas las diligencias para verificar que en cada uno de los Estados miembros se cumpla con ese cometido.

#### POR TANTO:

Con base en lo considerado, normativa citada y en uso de las facultades que le confieren los artículos 1, 19 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en cumplimiento del objetivo definido en el artículo 22, literal b, del Tratado Marco, del artículo 35 del Reglamento Interno de CRIE, aprobado mediante Resolución CRIE-03-2010, y de la Resolución CRIE-P-23-2012, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-:

#### RESUELVE:

**PRIMERO. PRORROGAR**, por una sola vez y por el plazo máximo de **sesenta (60) días calendario**, la vigencia del período de transición de implementación de la normativa regional, período durante el cual se seguirá con la aplicación del Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

**SEGUNDO. INFORMAR** al EOR, OS/OMS y a los Reguladores Nacionales que la CRIE aprobará mecanismos alternativos que permitan la operación del mercado regional, en caso de que, concluido el plazo prorrogado en el párrafo resolutivo anterior, no se hubiera cumplido en alguno de los países miembros con los requerimientos que motivan la presente Resolución.

**TERCERO. REQUERIR** al Ente Operador Regional para que de inmediato solicite a los OS/OMS de cada uno de los países miembros la presentación en un plazo máximo de **diez (10) días hábiles**, de un cronograma de las actividades a desarrollar en coordinación con los respectivos reguladores nacionales y los agentes del mercado, que se consideren necesarias para cumplir, dentro del plazo de la presente prórroga, con las tareas pendientes a que se refiere el párrafo considerativo VII de esta Resolución, debiendo presentar a la CRIE dichos cronogramas tan pronto sean recibidos y asimismo informarle a esta Comisión acerca de los resultados de su implementación.

Si como resultado de las actividades desarrolladas, a juicio de la CRIE se puede garantizar en condiciones de seguridad la operación del Mercado Eléctrico Regional, antes del vencimiento de la prórroga otorgada, se autorizará la aplicación del RMER y su Procedimiento de Detalle Complementario a partir de ese momento, mediante declaración expresa de la CRIE.

**CUARTO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que, como responsable de la aplicación técnica y comercial del RMER y del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, así como de sus consecuencias comerciales, operativas y de la seguridad e integridad del Sistema Eléctrico Regional (SER), adopte cuantas otras medidas fueren necesarias de acuerdo con la normativa regional, para cumplir con los propósitos de la presente Resolución, informando de todo ello y de manera inmediata a la CRIE.

**QUINTO. INSTRUIR**, asimismo, al Ente Operador Regional para que eventuales solicitudes de adaptación de la normativa regional que, a su juicio, fueran necesarias para permitir la aplicación correcta y sin consecuencias negativas para el MER del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y de su Procedimiento de Detalle Complementario, sean presentadas ante esta Comisión sin plazos fatales de aprobación y con la suficiente información de sustento que permita un análisis detallado y exhaustivo de las medidas que se proponen como soluciones a los problemas eventualmente detectados.

**NOTIFÍQUESE** por correo electrónico al Ente Operador Regional –EOR-, y **PUBLÍQUESE**: En la página web de la CRIE.”

Quedando contenida la presente certificación en cinco hojas, impresas todas únicamente en su anverso, hojas que sello y firmo en la ciudad de Guatemala, república de Guatemala, a los ocho días del mes de abril del año dos mil trece.

**GIOVANNI HERNÁNDEZ**  
**SECRETARIO EJECUTIVO**

  
  
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica  
**SECRETARIO EJECUTIVO**