

NOTIFICACIÓN / ION ENERGY, S.A.

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO A LA ENTIDAD ION ENERGY, S.A., LA RESOLUCIÓN NÚMERO CRIE-55-2018, DE FECHA VEINTIDÓS DE MARZO DE DOS MIL DIECIOCHO.

EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, REPÚBLICA DE GUATEMALA, EL DOCE DE ABRIL DE DOS MIL DIECIOCHO.

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO AL SEÑOR JUAN CARLOS MÉNDEZ ORDÓÑEZ, PRESIDENTE DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y REPRESENTANTE LEGAL DE ION ENERGY, S.A.

DOY FE.

GIOVANNI HERNÁNDEZ.
SECRETARIO EJECUTIVO

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

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-55-2018, emitida el veintidós de marzo de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-55-2018

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO:

I

Que el 15 de diciembre de 2016, mediante la nota identificada como EOR-GPO-15-12-2016-222, el Ente Operador Regional (EOR) informó a los OS/OMS de la región el informe final de la identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2017, indicando que el mismo se encontraba publicado en la página web del EOR.

II

Que el 09 de marzo de 2017, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), emitió la Resolución CRIE-6-2017 mediante la cual resolvió lo siguiente:

PRIMERO. APROBAR la propuesta de modificación de los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER, presentada en los anexos del informe GM-05-02-2017.

SEGUNDO. MODIFICAR los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER que se muestran en el Anexo de la presente resolución y es parte integrante de ésta.

TERCERO. VIGENCIA. Las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER indicados en el resolve anterior entrarán en vigencia a partir del 1º de septiembre de 2017.

CUARTO. DISPOSICIÓN TRANSITORIA. PRORROGAR la vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, aprobado mediante resolución CRIE-P-09-2012 y sus reformas hasta el 31 de agosto de 2017. A partir del 1 de junio de 2017 y hasta el 31 de julio de 2017, se aplicará el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER con carácter oficial y las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER aprobadas en la presente resolución con carácter indicativo. A partir del 1 de septiembre de 2017 y sin necesidad de declaración posterior, se procederá a la aplicación de las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER aprobadas en la presente resolución, tal y como se ha dispuesto.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Mediante las modificaciones realizadas a través de la Resolución CRIE-6-2017 esta Comisión resolvió dejar sin efecto el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC) a partir del 01 de septiembre de 2017, estableciendo que durante el periodo comprendido del 01 de junio



de 2017 al 31 de julio de 2017, se aplicaría el PDC con carácter oficial y las modificaciones aprobadas en dicha resolución con carácter indicativo.

III

Que el 07 de abril de 2017 el EOR presentó recurso de reposición en contra de la Resolución CRIE-6-2017, mismo que fue resuelto el 05 de mayo de 2017, mediante la emisión de la Resolución CRIE-17-2017, en la cual esta Comisión resolvió declarar parcialmente con lugar el recurso, realizando modificándose las reformas aprobadas mediante la Resolución CRIE-6-2017.

IV

Que el 18 de mayo de 2017, mediante nota EOR-GPO-18-05-2017-097 el EOR informó a los OS/OMS de la Región que había procedido a *“realizar la actualización de los elementos que conforman la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2017 (...) Asimismo, se les comunica que la RTR 2017 actualizada (Anexo I), será la que se utilizará para el periodo indicativo establecido en el Resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-6-2017”*.

V

Que el 08 de junio de 2017, mediante nota CRIE-SE-GM-118-08-06-2017, esta Comisión indicó al EOR que *“... de conformidad con lo establecido en las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, la disposición transitoria establecida en el resuelve antes mencionado (...) se deben aplicar sobre la red de transmisión que se utiliza para la operación comercial del MER actual, con el fin de no crear distorsiones entre los resultados de dicha operación y la indicativa. Adicionalmente, se reitera que las mediciones comerciales a considerar para alcanzar el objetivo anterior deben estar ubicadas en los nodos de la RTR”*.

VI

Que el 31 de agosto de 2017, **ION ENERGY, S.A.**, presentó denuncia en contra del EOR, por supuestamente proceder a actualizar la RTR para el año 2017 sin atender las normas establecidas para el efecto en la regulación regional, incluyendo en dicha actualización todo el sistema de transmisión de Guatemala, e inclusive algunos elementos de su red de distribución como nodos de la RTR.

VII

Que el 11 de agosto de 2017, mediante nota CRIE-SE-GJ-212-11-08-2017, esta Comisión solicitó al EOR que aclarara en el plazo de dos días hábiles *“si en efecto, el informe adjunto a la nota EOR-GPO-18-05-2017-097, se trata de una actualización a la definición de la RTR 2017 comunicada mediante oficio EOR-GPO-15-12-2016-222 y que a la fecha es la única que consta publicada en el sitio web del EOR, o bien si se trata de la red eléctrica que el EOR ha utilizado para la aplicación del período indicativo referido en el resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017”*.

VIII

Que el 16 de agosto de 2017, mediante nota EOR-DE-16-08-2017-829, el EOR aclaró a esta Comisión que “*El Ente Operador Regional (EOR), remitió a los OS/OM, el 18 de mayo de 2017, el Informe adjunto a la nota EOR-GPO-18-05-2017-097, con la red eléctrica que el EOR utilizaría para la aplicación del período indicativo referido en el resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-6-2017 y Resolución CRIE-17-2017*”.

IX

Que el 28 de agosto de 2017, la CRIE emitió la Resolución CRIE-41-2017, mediante la cual resolvió:

PRIMERO. MODIFICAR los resuelve TERCERO Y CUARTO de la Resolución CRIE-6-2017, debiendo leerse de la siguiente manera:

“TERCERO. VIGENCIA. Las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER indicados en el resuelve anterior entrarán en vigencia a partir del 01 de enero de 2019.

CUARTO. DISPOSICIÓN TRANSITORIA. PRORROGAR la vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, aprobado mediante resolución CRIE-P-09-2012 y sus reformas hasta el 31 de diciembre de 2018. A partir del 01 de junio de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018, se aplicará el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER con carácter oficial. Las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER aprobadas en la presente resolución se aplicarán con carácter indicativo del 01 de junio al 31 de julio de 2017 y del 01 de octubre al 30 de noviembre de 2017. A partir del 01 de enero de 2019 y sin necesidad de declaración posterior, se procederá a la aplicación de las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER aprobadas en la presente resolución, tal y como se ha dispuesto.”.

SEGUNDO.VIGENCIA. La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día de su publicación en la página web de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

PUBLIQUESE Y NOTIFIQUESE.”

CONSIDERANDO:

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), crea en su artículo 19 a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y la define como “... *el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional...*”. Por su parte el artículo 22 del citado Tratado establece que entre los objetivos generales de la CRIE, está el: “... *a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios...*”; y entre sus facultades se encuentra, según el artículo 23 de la norma de cita “...*h. Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos...*”.

II

Que mediante Resolución CRIE-P-28-2013, publicada el 7 de enero de 2014, esta Comisión, aprobó el Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, reglamento que tiene por objetivo comprobar los incumplimientos a la normativa regional atribuibles a los Agentes, Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OM) y Ente Operador Regional (EOR),

según la tipificación establecida en los artículos 30, 31 y 32 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, los cuales, de ser comprobados, pueden ser sancionados de acuerdo a lo establecido en los artículos 37 y 38 del referido Segundo Protocolo.

III

Que de conformidad con el artículo 21 de la Resolución CRIE-P-28-2013, “*El procedimiento sancionatorio podrá iniciarse de oficio por la CRIE o mediante denuncia de un agente del mercado, un OS/OM, el EOR o cualquier tercero que tenga conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa, contemplados en el presente reglamento. // La presentación de una denuncia no determina obligatoriamente el inicio del procedimiento sancionatorio. La CRIE analizará la denuncia, previo a dictarse la providencia de inicio del procedimiento, con el fin de determinar si existe o no mérito para iniciar el mismo. // Si la denuncia fuese desestimada, la Junta de Comisionados mediante resolución razonada deberá notificar a la persona o entidad denunciante los motivos por los cuales no procede dictar el inicio del procedimiento administrativo. // El denunciante tendrá los mismos derechos y le asistirán las mismas garantías que asisten al denunciado, y podrá formar parte del expediente, si así lo solicita, y en consecuencia actuar como parte durante toda la tramitación del mismo. Una resolución de trámite resolverá la solicitud de formar parte del expediente. // Para los fines del presente artículo, se podrán presentar denuncias por escrito ante la CRIE en contra según proceda, de un agente del mercado, un OS/OM o el EOR, a efectos de determinar si han incurrido en un incumplimiento tipificado en el Segundo Protocolo y su consecuente responsabilidad, dichas denuncias deberán contar con fundamento técnico, normativo u otros que correspondan*”.

IV

Que para efectos de atender la denuncia presentada, se procede a realizar el análisis técnico – jurídico de los argumentos presentados por la denunciante:

A. ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR LA FORMA

1. Legitimación

De acuerdo con lo establecido en artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, **ION ENERGY, S.A.**, tiene legitimación para presentar denuncia cuando tenga conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa.

2. Representación

El Señor Juan Carlos Méndez Ordóñez acredita la calidad con la que actúa como Presidente del Consejo de Administración y Representante Legal de **ION ENERGY, S.A.** mediante copia legalizada del acta notarial de fecha 06 de junio de 2017, faccionada por el Notario Juan José Luna Duraes, la cual hace constar su nombramiento, por plazo definido de 3 años, a partir del 09 de junio de 2017, inscrito en el Registro Mercantil de Guatemala bajo el No. 507189, Folio 696, Libro 439 de Auxiliares de Comercio.

3. Cumplimiento de formalidades de las denuncias

ION ENERGY, S.A., ha presentado denuncia por escrito, habiendo tipificado la posible infracción administrativa que a su juicio, ha cometido el EOR, fundamentando sus argumentos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y en el Segundo Protocolo al Tratado Marco, de conformidad con el párrafo 4º, artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, Resolución CRIE-P-28-2013.

NORMATIVA APLICABLE

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)

“Artículo 10. El Ente Operador Regional (EOR), organismo regional creado en el artículo 18 de este Tratado, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico”.

“Artículo 12. (...) Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional.”.

“Artículo 25. El EOR es el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia. Su domicilio estará situado en uno de los países de América Central a definir por los Gobiernos. Su duración es la de este Tratado.”

Segundo Protocolo al Tratado Marco (Segundo Protocolo)

“Artículo 21. La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) vigilará el cumplimiento de la Regulación Regional, integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE, e impondrá las sanciones que procedan de acuerdo a lo establecido en el presente protocolo.”

“Artículo 23. Los Agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional.”

“Artículo 30. Se clasifican como incumplimientos muy graves las siguientes conductas que ponen en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la red de transmisión regional

o del Mercado Eléctrico Regional y las que afecten de manera sistemática y deliberada la continuidad y calidad del servicio del mismo, que realicen los agentes del Mercado y las entidades que sean designadas por las Partes para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS) y el Ente Operador Regional (EOR); (...) k. Otros incumplimientos de las obligaciones impuestas por la Regulación Regional que ocasionen el efecto descrito en el primer párrafo de este artículo.”

“Artículo 32. Se clasifican como leves los incumplimientos a la Regulación Regional, que no se encuentren clasificados como incumplimientos grave o muy grave, conforme a lo dispuesto en los artículos anteriores”.

Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE. Resolución CRIE-p-28-2013

“Artículo 21. Inicio del procedimiento sancionatorio por denuncia o de oficio. El procedimiento sancionatorio podrá iniciarse de oficio por la CRIE o mediante denuncia de un agente del mercado, un OS/OM, el EOR o cualquier tercio que tenga conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa, contemplados en el presente reglamento (...) La presentación de una denuncia no determina obligatoriamente el inicio del procedimiento sancionatorio. La CRIE analizará la denuncia, previo a dictarse la providencia de inicio del procedimiento, con el fin de determinar si existe o no mérito para iniciar el mismo. Si la denuncia fuere desestimada, la Junta de Comisionados mediante resolución razonada deberá notificar a la persona o entidad denunciante los motivos por los que no procede dictar el inicio del procedimiento administrativo (...) Para los fines del presente artículo, se podrán presentar denuncias por escrito ante la CRIE en contra según proceda, de un agente del mercado, un OS/OM o el EOR, a efectos de determinar si ha incurrido en un incumplimiento tipificado en el Segundo Protocolo y su consecuente responsabilidad, dichas denuncias deberán contar con fundamento técnico, normativo u otros que correspondan.”

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

Numeral 1.5.6.3: *“El EOR es el responsable de identificar las instalaciones que componen la RTR como parte del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional SPTR, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional.”*

Libro III

Numeral 2.1.1: *“El EOR es responsable de la identificación y actualización de la definición de la RTR, por medio del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR). Con tal propósito realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR”.*

Numeral 2.1.2: *“La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las ampliaciones planificadas incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC*



y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente artículo.”

Numeral 2.1.3: *“La definición de la RTR es utilizada para: a) Especificar los nodos desde los que se pueden presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER o entre aquellos en los cuales se pueden declarar contratos regionales; b) Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar DT y verificar la calidad de servicio; c) Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables en las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los OS/OM; d) Establecer y calcular los CURTR y los CVT”.*

Numeral 2.2.1: *“El método de identificación de la RTR contempla cinco (5) pasos, que serán realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, tal como se describe en el Anexo A: a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio; b) Identificación de los nodos de control, en los que cada OS/OM informará las transacciones al MER y a través de los cuales se establecerá la interfaz entre el MER y los Mercados Eléctricos Nacionales; c) La unión topológica de los elementos identificados en (a) y (b) por medio de líneas u otros elementos de transmisión; d) Identificación de otras líneas que, por los criterios de utilización determinados en el Anexo A, deban también incluirse en la RTR; e) El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos `a-d` cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD.”*

B. ANÁLISIS POR EL FONDO

- a) *“... En Diciembre 2016 el EOR informó la RTR para el año 2017, y posteriormente la `actualizó` el 18 de Mayo de 2017 y mediante nota EOR-GPO-18-05-2017-097. En dicha nota comunicó cual es la `RTR 2017 actualizada`, y en la cual se incluye todo el sistema de transmisión de Guatemala, e inclusive algunos elementos de su red de distribución, como nodos de la RTR. El detalle de esta RTR actualizada puede verse en la Tabla 41 del documento `Actualización de la Red de Transmisión Regional` enviada como anexo a la nota anteriormente descrita...”.*

Análisis CRIE: En cuanto a lo argumentado por las entidades denunciantes, es preciso aclarar que a raíz de la nota EOR-GPO-18-05-2017-097, esta Comisión procedió a solicitar al EOR mediante la nota CRIE-SE-GJ-212-11-08-2017 que aclarara el alcance de la “actualización” a la misma. El referido operador manifestó a través de la nota EOR-DE-16-08-2017-829, lo siguiente:

“El Ente Operador Regional (EOR), remitió a los OS/OM, el 18 de mayo de 2017, el Informe adjunto a la nota EOR-GPO-18-05-2017-097, con la red eléctrica que el EOR utilizaría para la aplicación del período indicativo referido en el resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-6-2017 y Resolución CRIE-17-2017”.

Como complemento, conviene retomar que mediante la emisión de la resolución CRIE-6-2017 de fecha 09 de marzo de 2017, esta Comisión resolvió dejar sin efecto el Procedimiento de Detalle



Complementario al RMER (PDC) a partir del 01 de septiembre de 2017, estableciendo además que durante el período comprendido del 01 de junio de 2017 al 31 de julio de 2017, se aplicaría el PDC con carácter oficial y las modificaciones aprobadas en dicha resolución con carácter indicativo.

En contra de la Resolución CRIE-6-2017, el EOR interpuso recurso de reposición, argumentando, entre otros, sobre la forma adecuada de aplicación de las modificaciones aprobadas por esta Comisión, indicando lo siguiente: “... es necesario que la CRIE aclare y establezca mediante la respectiva resolución de Junta de Comisionados que dé respuesta al presente escrito, que el SIMECR debe proveer información acerca de las inyecciones y retiros tanto en nodos RTR como en nodos no RTR, donde los OS/OMS hayan presentado su predespacho nacional, el SIMECR y el cálculo del retiro neto del MER en el predespacho.”. El referido recurso fue resuelto por esta Comisión a través de la Resolución CRIE-41-2017, en la cual se consideró lo siguiente:

Al respecto, se considera que el artículo 12 del Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central establece que: “Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional”.

Con base en lo anterior, la Red de Transmisión Regional por definición debe considerar en su topología eléctrica los sistemas interconectados nacionales de la región que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional.

A demás se considera que los predespachos nacionales, son fuente de los excedentes de generación (inyecciones al MER) y la disponibilidad de remplazos de generación (retiro en MER), y que los nodos e instalaciones de transmisión, que son utilizados en los predespachos nacionales, son necesarios para considerar los flujos de potencia nacionales en la factibilidad eléctrica de las transacciones regionales.

Por lo tanto, no se identifica necesario que la regulación regional considere nodos no pertenecientes a la RTR, para la aplicación de los procesos comerciales del MER, sino que debe ser la RTR la que debe considerar todas las instalaciones de transmisión nacionales que posibilitan el correcto tratamiento de las transacciones regionales, ya que la aplicación de la Metodología de Definición de la RTR establecida en el Libro III del RMER, debe considerar lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco y no de forma aislada.

Derivado de lo anterior, en el contexto de aplicación del período indicativo instruido mediante la resolución CRIE-06-2017, el EOR procedió a “actualizar” la RTR 2017 notificada a través de la nota EOR-GPO-18-05-2017-097, con el fin de simular los resultados que se tendrían al aplicar las modificaciones al RMER que entrarían en vigencia el 01 de septiembre de 2017, aplicación indicativa que no tuvo ningún impacto en la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER). Por su parte, se ha verificado que para la operación técnica y comercial del MER el EOR continuó utilizando la RTR 2017 definida y notificada en diciembre de 2016.

Adicionalmente, es importante retomar, tal como se consideró en la Resolución CRIE-41-2017, derivado de los resultados obtenidos del proceso transitorio para la aplicación indicativa de las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), el consultor Fernando Prada, y el EOR, plantearon la problemática de que

la ejecución de los modelos de predespacho y posdeshpacho regional consideran el cálculo de flujos de carga derivados de inyecciones y retiros nacionales y regionales sobre la red en que se aplican los mencionados modelos, en ese sentido es evidente que dicha red (entiéndase la RTR por ser el ámbito donde se desarrollan las transacciones del MER conforme lo establece el Tratado Marco) debiera considerar los elementos de transmisión mínimos que posibilitan las transacciones regionales, las cuales tienen su origen en los nodos de generación y demanda nacional. Derivado de lo anterior, se consideró necesario realizar una revisión de la metodología establecida en el RMER para la identificación de la RTR, con el fin de verificar si la misma produce los resultados adecuados para la operación comercial del MER.

Asimismo, mediante la referida resolución CRIE-41-2017, esta Comisión estimó que *“debido a que el EOR consideró en el proceso de aplicación indicativa de las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, una red de transmisión para la ejecución de los modelos de predespacho regional, igual a la RTR más los elementos de transmisión nacionales (no RTR) necesarios para modelar los predespachos nacionales, y considerando que la RTR 2017 vigente no considera los nodos ‘no RTR’ antes indicados, se identifica necesario que la implementación oficial de las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, debe ser coincidente con la definición de una nueva RTR; de ahí que se debe prorrogar la vigencia del RMER+PDC hasta el 31 de diciembre de 2018, hasta tanto se concluya el proceso de revisión de la metodología establecida en el RMER para la identificación de la RTR, y se implementen las posibles modificaciones regulatorias al RMER”*. En virtud de lo anterior, esta Comisión resolvió modificar la Resolución CRIE-6-2017 con el objeto de prorrogar la vigencia del RMER+PDC hasta el 31 de diciembre de 2018. Actualmente se encuentra en proceso la revisión de la metodología establecida en el RMER para la identificación de la RTR.

De lo anterior se concluye que la “actualización” realizada por el EOR a la RTR 2017 el 18 de mayo de 2017 derivó del periodo indicativo señalado mediante las resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, misma que únicamente fue utilizada para los procesos comerciales del MER de dicho período indicativo, derivado de lo expuesto con anterioridad no se identifica incumplimiento a la normativa regional. Aunado a lo anterior, las acciones del EOR al actualizar la RTR no han tenido efectos en la operación del MER ni ha puesto en riesgo la estabilidad, seguridad y/o confiabilidad de la RTR, por lo cual no procede iniciar procedimiento sancionatorio. Como complemento a lo anterior, asimismo, debe tenerse presente que tampoco podría considerarse dicha “actualización” como una actualización de la RTR en los términos establecido en el RMER dado que para ello habrá de seguirse el procedimiento establecido para tal efecto.

- b) ***“... El EOR mediante esta imposición unilateral [actualización de la RTR 2017] atenta contra los derechos de Guatemala y sus Agentes, en los siguientes aspectos: 1) No respeta el principio de gradualidad definido en el Tratado Marco. 2) Incorpora a la RTR nodos de transmisión que no corresponde incorporar ya que no están incluidos***



en la definición de la misma RTR, toda vez que no posibilitan conjuntamente con las interconexiones existentes con el MER las transacciones regionales. 3) La definición de esta RTR actualizada no siguió el procedimiento establecido en la Regulación Regional. 4) No respeta la regulación nacional de Guatemala que establece que: ‘... Las ofertas de inyección y retiro al MER así como las solicitudes de Derechos Firmes asociados a los Contratos Firmes del MER, podrán ser presentadas únicamente en los nodos de enlace que vinculan el área de control de Guatemala con el resto del Sistema Eléctrico Regional’.

Análisis CRIE: Siendo que la “actualización” de la RTR 2017 realizada por el EOR el 18 de mayo 2017, responde a un ejercicio de aplicación indicativa de las modificaciones al RMER aprobadas mediante las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, ejercicio que no tuvo implicación alguna sobre la operación normal del MER, y que además responde a lo resuelto por esta Comisión en las referidas resoluciones, no se identifica que exista incumplimiento alguno a la regulación regional. Como complemento a lo anterior, asimismo, debe tenerse presente que tampoco podría considerarse dicha actualización como una “actualización de la RTR” en los términos establecido en el RMER dado que para ello habrá de seguirse el procedimiento establecido para tal efecto.

- c) *“El EOR ha tomado decisiones unilaterales violando evidentemente lo contemplado en el artículo 10 del Tratado Marco, el cual literalmente dice lo siguiente: ‘Artículo 10. El Ente Operador Regional (EOR) (...) en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico’ (lo subrayado es propio). Esta RTR actualizada no fue coordinada con el OS/OM de Guatemala. El EOR tiene la misma jerarquía que cualquier OS/OM de los países miembro del MER, y en conjunto deberá realizar las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico. Es decir, que el EOR no puede imponerle al OS/OM de Guatemala que nodos incluir en la RTR, ni mucho menos imponer medidas en directo conflicto con la regulación nacional. En este caso, es evidente que el EOR se extralimita de las funciones que la fueron otorgadas.”*

Análisis CRIE: Tal y como se expuso con anterioridad, la “actualización” de la RTR informada a los OS/OMS de la región por el EOR a través de la nota EOR-GPO-18-05-2017-097, respondió a la aplicación indicativa de las modificaciones al RMER aprobadas por esta Comisión a través de la Resolución CRIE-6-2017 y sus modificaciones, no habiendo sido utilizada para los procesos comerciales oficial del MER.

V

Que en reunión presencial número 124 del 22 de marzo de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo conocido la denuncia presenta por ION ENERGY, S.A., en contra del Ente Operador Regional por supuestos incumplimientos a la normativa regional que configuran el



incumplimiento tipificado en el artículo 32 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, acordó declarar sin lugar la misma.

POR TANTO:

Con base en los análisis realizados expuestos en los considerandos de la presente resolución y lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, Resolución CRIE-P-28-2013, esta Comisión,

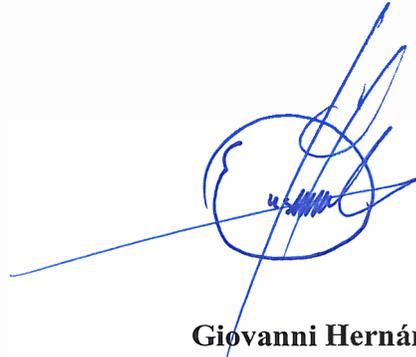
RESUELVE:

PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR la denuncia presentada por **ION ENERGY, S.A.**, ante esta Comisión el 31 de agosto de 2017 en contra del Ente Operador Regional (EOR), por los supuestos incumplimientos a la normativa regional que configuran el incumplimiento tipificado en el artículo 32 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

SEGUNDO. La presente resolución cobrará firmeza de conformidad con lo establecido en el numeral 1.9 del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

NOTIFÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en once (11) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día jueves doce (12) de abril de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



SECRETARIO EJECUTIVO