

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-30-2017, emitida el veintinueve de junio de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

“RESOLUCION CRIE-30-2017

LA COMISION REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA

RESULTANDO

I

Que mediante resolución CRIE-NP-19-2012 del 16 de noviembre de 2012, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), aprobó la *“Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional”*.

II

Que mediante resolución CRIE-46-2015 del 11 de noviembre de 2015, la CRIE aprobó el *“Procedimiento de aplicación de los contratos firmes y derechos firmes”*.

III

Que mediante resolución CRIE-07-2017 del 9 de marzo de 2017, modificada mediante resolución CRIE-18-2017 del 5 de mayo de 2017, la CRIE aprobó modificar el *“Procedimiento de aplicación de los contratos firmes y derechos de transmisión”*.

IV

Que mediante providencia CRIE-PS-02-2016-04 del 22 de noviembre de 2016, dictada dentro del Procedimiento Sancionatorio CRIE-PS-02-2016, la CRIE dispuso lo siguiente:

- I. **INSTRUIR** al **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)**, a no sobrepasar el límite máximo de transferencias en la interconexión Guatemala México a la RTR, de 120 MW; debiendo cumplir el agente interesado en la conexión del proyecto *“2do. Banco de Transformación 400/230 kV, para Reforzamiento de Subestación Los Brillantes”*, a la RTR, con el procedimiento establecido al efecto en la regulación regional y presentar debidamente, los estudios que avalen un nuevo límite de transferencias, que cumplan con los criterios de calidad, seguridad y desempeño y se garantice de esa forma la operación del SER.

- III. **SOLICITAR** al Ente Operador Regional (EOR), al Administrador del Mercado Mayorista, (AMM), a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE/INDE) y a Energía del Caribe, S.A. el cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del sistema eléctrico regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás normativa regional vigente, a fin de preservar la calidad, seguridad y desempeño del servicio.



V

Que mediante resolución CRIE-10-2017 del 05 de abril de 2017, dictada dentro del Procedimiento Sancionatorio CRIE-PS-02-2016, la CRIE dispuso lo siguiente:

PRIMERO. DECLARAR la responsabilidad administrativa del **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA –AMM–**, al haber permitido la conexión del 2do banco de transformación a la Subestación Los Brillantes, siendo esta última un elemento integrante de la RTR, sin contar con la respectiva aprobación de conexión o de la respectiva ampliación de la RTR por parte de la CRIE, ni con la autorización del EOR para la puesta en operación del referido proyecto, según los procedimientos establecidos en los numerales 4.5 y 11 del Libro III del RMER; e incumpliendo el artículo 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y los numerales 1.5.4, literales a) c), i), j) del Libro I del RMER, constituyéndose ello una falta muy grave, a la luz de lo dispuesto en el inciso a) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, al no velar por el cumplimiento de las normas de acceso y conexión a la red de transmisión regional.

SEGUNDO. DECLARAR la responsabilidad administrativa del **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA –AMM–** porque desobedeció la instrucción girada por el EOR, por medio de nota EOR-GPO-09-07-2016-41, del 09 de julio de 2016, por haber efectuado las pruebas operativas y permitido la puesta en operación de las instalaciones del 2do banco de transformación en la Subestación Los Brillantes, quedando energizadas dichas instalaciones el 10 de julio de 2016; ello, sin contar con la respectiva aprobación de conexión o de la respectiva ampliación de la RTR por parte de la CRIE, ni con la autorización del EOR para la puesta en operación del referido proyecto, según los procedimientos establecidos en la regulación regional; constituyéndose ello, en una falta muy grave, a la luz de lo dispuesto en el inciso d) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco.

TERCERO. SANCIONAR al **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA –AMM–** con una multa de DOSCIENTOS CINCUENTA MIL DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA (USD 250,000) la cual deberá ser cancelada dentro de los 30 días hábiles siguientes, contados a partir de la firmeza de la presente resolución. Para esos efectos, dicho monto deberá depositarse en la cuenta bancaria de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, número 22-001-53000317-1, del Banco Promérica, S. A., debiendo informar por escrito a la CRIE, dentro del plazo de tres días posteriores a su pago, que la misma ha sido honrada.

CUARTO. INSTRUIR al AMM proceder, dentro del plazo de **TRES (03) DÍAS CALENDARIO**, contados a partir de la firmeza de la presente resolución, con la desconexión de las instalaciones correspondientes al segundo banco de transformación 400/230 kV 225 MVA en la Subestación Los Brillantes, de la RTR.

QUINTO. LEVANTAR la medida cautelar adoptada por esta Comisión, mediante Providencia CRIE-PS-02-2016-04, de 22 de noviembre de 2016.

SEXTO. INSTRUIR al EOR informe a esta Comisión el cumplimiento de lo ordenado en el punto resolutivo número cuarto de la presente resolución.

SÉPTIMO. INSTRUIR al EOR, AMM, a la ETCEE/INDE y a **ENERGÍA DEL CARIBE S.A.**, cumplan con sus obligaciones como operadores y agentes del sistema eléctrico regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás regulación regional vigente, a fin de preservar la calidad, seguridad y desempeño del servicio.

VI

Que el día 4 de mayo de 2017, el EOR remitió a la CRIE nota EOR-DE-04-05-2017-574, mediante la cual adjuntó el Informe “*Resultados de la Conciliación Programada para los agentes Transmisores a reflejarse en el DTER del mes de operación de abril de 2017, a consecuencia de inyecciones programadas por parte del AMM superiores a los 120MW, en la interconexión Guatemala – México a la RTR.*” En dicho informe se identifican cobros, en el orden de los cientos de miles de dólares, a los agentes Transmisores de El Salvador, Honduras y Nicaragua, “*derivados de las aperturas de las interconexiones Guatemala y el SER, ocasionadas por el incremento del límite seguro de 120MW de transferencia de energía en el sentido México – Guatemala*”, durante el mes de abril de 2017.



VII

Que el día 09 de mayo de 2017, la Gerencia de Mercado convocó al EOR a reunión por video conferencia, para discutir y analizar la información suministrada mediante la nota EOR-DE-04-05-2017-574, concluyendo que el modelo matemático de predespachado, ante la condición anormal de operación del SER (aislado), valorizó las restricciones por las aperturas de las interconexiones Guatemala y el SER, como una condición extrema para la operatividad de los contratos firmes para abastecer los retiros requeridos (físicos) de dichos contratos, con ofertas de inyecciones disponibles en el Mercado de Oportunidad Regional, provocando diferenciales de precios altos entre los nodos de inyección y retiro de los contratos firmes, lo que derivó en asignaciones de cobro significativamente altas, al servicio de transmisión a través de los cargos variables de transmisión netos (CVTn).

VIII

Que el 16 de mayo de 2017, la Unidad de Transacciones de El Salvador (UT), OS/OM de El Salvador, remitió a la CRIE nota Ref.0823/17, mediante la cual informa sobre un serio problema que se ha presentado en el MER, provocado *“por el incumplimiento de los programas de intercambio entre Guatemala y México mayores a 120 MW”* y las consecuentes aperturas de las interconexiones de Guatemala – El Salvador- Honduras, instruidas por el EOR; además informa que en el DTER de abril de 2017, existe un total de \$699,403.65 asignados a ETESAL y la UT presentó el desacuerdo al EOR quien indicó que no procedía la solicitud de corrección, por lo que se solicita a la CRIE *“que evalúe y resuelva, la grave situación que está presentando el funcionamiento comercial actual del MER, en la cual se están aplicando cobros indebidos y excesivos a los agentes transmisores y Mercados nacionales, por limitantes en el modelo de despacho del MER, lo que va en detrimento de desarrollo del MER, ya que no penaliza a los responsables de los incumplimientos.”*

IX

Que el 17 de mayo de 2017, la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), agente de transmisión de El Salvador, remitió a la CRIE nota con asunto *“Cargos DTER asignados a ETESAL”*, mediante la cual expone que presentó escrito ante el EOR para exponer su desacuerdo con los cobros asignados en concepto de CVTn en el DTER de abril de 2017, obteniendo como respuesta del EOR que han notificado a la CRIE del caso. Solicita ETESAL a la CRIE que: *“instruya al EOR para que realice la reversión de los cargos aplicados por CVTn a ETESAL en el mes de abril de 2017, originados por las aperturas de las líneas de interconexión con Guatemala, a requerimiento del EOR por criterios de seguridad operativa, lo cual resulta ser una condición anormal de operación del MER que generan cargos no imputables a la Transmisora de El Salvador”*, y que *“se establezca un mecanismo de cálculo en el cual se contemplen situaciones de operación aislada, que se diferencien del normal funcionamiento del MER”*.

X

Que el 17 de mayo de 2017, la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica de Nicaragua (ENATREL), agente de transmisión de Nicaragua, remitió a la CRIE nota PE/SMC/0403/05/17, mediante la cual expone que en el DTER de abril de 2017 se le asignó montos horarios de \$110,692.81 en concepto de CVT por derechos de transmisión, los cuales no tienen relación con ENATREL, ya que son producto de contratos firmes de otros agentes y de una condición anómala, no prevista en la regulación regional, que tuvo lugar por inyecciones programadas superiores a las autorizadas por parte del operador AMM de Guatemala, siendo ENATREL gravemente afectado,

por lo que solicita a la CRIE la *“revisión y corrección de la liquidación del DTER de abril de 2017. ENATREL no debe de ser afectado por cargos o ejecución de garantías producto de incumplimientos de parte del AMM.”*

XI

Que el 18 de mayo de 2017, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE), OS/OM de Honduras, remitió a la CRIE nota GDE-247-V-2017, mediante la cual manifiesta su desacuerdo de los cargos por CVTn presentados en el DTER de abril de 2017, los cuales *“coinciden con los redespachos realizados por las aperturas de las interconexiones con el sistema de Guatemala, cuando este incumple con el límite de transacciones informado por el EOR, superando los 120 MW de transacciones con México”*, Por lo anterior, la ENEE manifiesta *“estar en desacuerdo con el cobro y pago de dichos cargos y solicitó al EOR la revisión de los mismos para proceder al ajuste que corresponda con precios no excesivos para el transmisor hondureño”*.

XII

Que el 18 de mayo de 2017, el Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, (AMM), OS/OM de Guatemala, remitió a la CRIE nota GG-211-2017, mediante la cual presenta formal reclamo al DTER de abril de 2017, cuya asignación de transacciones para las fechas del 19, 21, 28, 29 y 30 de abril de 2017, que involucran servicios de transmisión regional, afectó a los agentes de Guatemala. El AMM solicita: *“II. Se instruya al Ente Operador Regional a que corrija la modelación que utilizó con relación a la desconexión del sistema guatemalteco con el SER, en las fechas y períodos indicados, con el objeto que refleje la desconexión física que realizó, III. Se instruya al Ente Operador Regional corregir el DTER de abril de 2017, y que las liquidaciones resultantes reflejen la realidad de la desconexión dispuesta por el EOR. IV. Se de inmediato trámite y resolución al presente reclamo, en virtud de las irreversibles consecuencias fiscales que conllevaría el atraso del asunto de mérito”*.

XIII

Que el 19 de mayo de 2017, ETESAL remitió a la CRIE nota con asunto *“Ampliación a nuestra carta de fecha del 17 de mayo de 2017”*, mediante la cual expone que su solicitud está sustentada en que *“La red de transmisión de ETESAL ha estado y está disponible para los intercambios regionales programados por el EOR, y las aperturas de nuestra línea de interconexión con Guatemala no han sido solicitadas por ETESAL, ni a causa de fallas en dicha línea, sino por instrucción del EOR ante incumplimientos de límites de intercambio por parte de otro OS/OM. Debido a esto, los cargos generados por estas aperturas no son imputables a ETESAL y por lo tanto no le deben ser asignados.”* y en que *“Respecto al mecanismo mencionado en nuestra nota, nos referimos a que ante condiciones como las que actualmente se han presentado y continúan ocurriendo, los cargos resultantes por dichos eventos, sean asignados al OS/OM que los ha originado”*

XIV

Que el 22 de mayo de 2017, el Ente Operador Regional (EOR), remitió nota al AMM con referencia EOR-DE-22-05-2017-594, mediante la cual da respuesta al reclamo interpuesto al DTER de abril de 2017 por parte del AMM, y entre otras cosas, el EOR le expone al AMM que : *“La causa de esta “condición anormal” registrada en el funcionamiento del MER durante el mes de abril de 2017, es el incumplimiento reiterativo por parte del AMM a la regulación regional, debido a las programaciones de transferencias de energía mayores a los 120 MW provenientes del sistema*



eléctrico de México hacia el Sistema Eléctrico Regional.” y que “La decisión asumida por el AMM de mantener programaciones de energía hasta de 240MW sin que el Agente Energía del Caribe haya presentado estudios técnicos regionales, a la fecha actual, para su debida conexión está generando afectaciones económicas importantes a terceros y está poniendo en riesgo de manera continua la operación segura del SER.”

XV

Que el 24 de mayo de 2017, el AMM remitió a la CRIE copia de la nota GG-225-2017, mediante la cual se refiere al contenido de la nota EOR-DE-22-05-2017-594, que entre otras cosas expone que: “3. El AMM no ha violado el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central por el hecho de efectuar transferencias superiores a los 120 MW desde México, ni ello constituye riesgo en la operación segura del Sistema Eléctrico Regional (SER). Lo que si ha causado in perjuicio material y tangible par diferentes actores del MER han sido las medidas arbitrarias de desconexión de Guatemala respecto del SER, dispuestas por el EOR en distintas ocasiones. // A la fecha no existe un estudio técnico –de cuya existencia se tenga conocimiento- ni evidencia basada en la operación del SER, que demuestre de manera convincente que se ha puesto en riesgo la operación segura del SER, como lo viene sosteniendo el EOR. (...) la definición de la Red de Transmisión Regional (RTR) que incorporó el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central no incluyó e los Enlaces Extraregionales y, por tanto, el EOR no debe implicarse en la interconexión binacional Guatemala-México que se encuentra por fuera de dicha RTR.”, y que “4. Las afectaciones económicas que alude la nota en mención son exclusiva responsabilidad del EOR, ya que resultan de su decisión unilateral de abrir las interconexiones de Guatemala con el resto del SER. // En todo caso, dichas afectaciones económicas se derivan de las limitaciones del SIIM para considerar islas eléctricas, lo cual condujo al EOR a la modelación incorrecta del estado real de los sistemas de transmisión creando congestiones ficticias; de ahí que su sistema informático haya arrojado precios nodales irreales y que haya producido una casación anómala de las ofertas, dando lugar a que se haya consignado en el DTER el resultado de transacciones sin sustento, que si no se corrigen resultarán en liquidaciones basadas en hechos irreales.”

XVI

Que el 25 de mayo de 2017, el EOR remitió nota al AMM con referencia EOR-DE-25-05-2017-603, mediante la cual se refiere al contenido de la nota GG-225-2017, que entre otras cosas expone que: “1. (...) Es de su conocimiento, que la causa de esta “condición anormal” es el incumplimiento reiterativo que lleva aproximadamente un año por parte del AMM a la regulación regional, por estar operando instalaciones de transmisión en un nodo de la RTR, cuyo agente, Energía del caribe, no ha presentado a las fechas actuales estudios técnicos regionales que son responsabilidad de dicho agente y no del EOR, que permitan identificar una nueva capacidad de transmisión segura desde el sistema eléctrico Mexicano, y en adición el AMM de manera unilateral ha tomado la decisión de programar transferencias de 240 MW con variaciones adicionales que llegan aproximadamente a los 270 MW, como inyección programada en el nodo los Brillantes, nodo de la RTR, decisión unilateral, arbitraria y fuera del marco de sus funciones del AMM y que afecta la operación de todo el Sistema Eléctrico Regional y que ahora está afectando de manera significativa a terceros en el funcionamiento comercial del MER. // no puedo dejar de mencionar que el EOR en conjunto con los OS/OM, incluyendo al mismo AMM, ha participado en la identificación de los nodos de la RTR, conforme a lo establecido en la regulación regional y desde que ese nodo de 400 KV Los Brillantes existe ha sido parte integrante de la RTR, por ser un nodo dentro del primer y segundo nivel de voltaje en el área de control de Guatemala según lo establece el mismo RMER. (...) 2. Por otro lado, le informo que el DTER del mes de abril 2017, fue preparado por el EOR como resultado de aplicar la regulación regional, y por lo tanto el EOR se



ve imposibilitado de realizar ajustes al DTER del mes de abril de 2017 al margen de lo establecido en la regulación regional. (...) 3. Debido a que no se ha cumplido con la regulación regional por parte del Agente Energía del Caribe al no presentar los estudios técnicos que son de su responsabilidad y que mandata la regulación regional donde demuestren los efectos de la incorporación de estas instalaciones de transmisión, de conformidad a la manera establecida para todos los agentes del MER, sin discriminación alguna, en la regulación regional y también al estar el AMM realizando transferencias de manera unilateral en la interconexión Guatemala-México hasta por 270 MW sin estudios completos regionales que respalden dicha conexión y midan los efectos en la operación segura del SER para cumplir los criterios de calidad y seguridad establecidos en el RMER, el EOR se ha visto obligado a abrir las interconexiones eléctricas del área de control de Guatemala con el resto del SER, para preservar una operación segura de las otras áreas de control. // Los criterios técnicos utilizados se basan en evaluaciones de seguridad operativa que realiza el EOR y de manera complementaria también ha basado su decisión en hechos que evidencian los registros de la operación de la interconexión México-Guatemala en diversos eventos presentados inclusive este mismo año, donde se muestra el disparo en 420 MW en el esquema de bajo Voltaje y las afectaciones en la operación del Esquema de Desconexión de carga por baja frecuencia en todas las áreas restantes del Sistema Eléctrico Regional. // También la actuación del EOR está respaldada por las mismas Resoluciones de CRIE, en donde se instruye al EOR preservar la operación segura de la Red de Transmisión Regional, y que están relacionadas a este tema, como así también en las responsabilidades atribuidas en el Tratado Marco.”

XVII

Que el 26 de mayo de 2017, la Junta de Comisionados de CRIE mediante resolución CRIE-20-2017, resolvió entre otras cosas, lo siguiente:

“PRIMERO: INSTRUIR a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE, que presente a la brevedad un informe que contenga un análisis riguroso de los reclamos presentados al DTER de abril 2017, en el que se verifiquen los cálculos, montos y asignaciones que ha realizado el Ente Operador Regional en dicho DTER, particularmente en cuanto a los CVT_{MER} y CVT_{DT} de los periodos de mercado correspondientes, asociados con las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER. Este informe deberá incluir en caso de considerarse necesario, las propuestas regulatorias correspondientes.

SEGUNDO: ESTABLECER que el informe que presentará la Secretaría Ejecutiva deberá entregarse oportunamente para que los reclamos planteados al DTER de abril 2017, sean resueltos mediante resolución motivada a más tardar el 30 de junio de 2017.

TERCERO: ESTABLECER que luego del análisis instruido en el punto resolutivo Primero, se determinará por parte de la CRIE los ajustes de los montos y asignaciones al DTER de abril 2017 que correspondan.”

XVIII

Que el 26 de mayo de 2017, la UT remitió nota a la CRIE con referencia 0859/17, mediante la cual se refieren a su nota Ref.0823/17 del 16 de mayo de 2017, en la que solicitan audiencia a la Junta de Comisionados para exponerle el agravamiento de la situación planteada; audiencia que se confirió recibiéndose a la UT en sesión presencial 114 de los días 29 y 30 de mayo de 2017.



XIX

Que el 26 de mayo de 2017, el AMM remitió nota al EOR, con copia a la CRIE, con referencia GDN-010-2017, mediante la cual se refiere al contenido de la nota EOR-DE-25-05-2017-603, que entre otras cosas expone que: “ (...) *Es inaceptable que el EOR pretenda culpar al AMM por los efectos que las decisiones del EOR han causado en los Agentes del MER dado que, por anticipado –así lo hizo saber a la CRIE-, el EOR sabía de las limitaciones regulatorias y de las repercusiones que tendría efectuar el Sistema Integrado de Información del MER (SIIM), mediante la manipulación artificial, deliberada, injustificada e imprudente de la capacidad de transmisión entre Guatemala y el resto del SER, llevándola a valores cercanos a cero MW (0MW) –pero no cero-, a pesar de que, en realidad, dichas interconexiones estaban abiertas por decisión del EOR. El resultado de tal proceder arbitrario de tradujo en resultados no solo ficticios sino ilógicos del DTER de abril de 2017, claramente manipulado, en el que se produjeron precios nodales irreales y transacciones ficticias, son precios incrementados que, por supuesto, involucran cargos por servicios de transmisión regional que no son correctos. (...) 4. La interconexión binacional Guatemala-México constituye un Enlace Extraregional, así definido en el RMER, ajeno a la RTR según el Segundo Protocolo. (...) 5. Más allá de los estudios que el EOR considera ha debido trasladarle un Agente en particular, llama la atención que el EOR guarde silencio y evada su responsabilidad de conocer estudios remitidos en octubre 2016, que se corresponden a obligaciones propias del EOR, desarrolladas en el capítulo 5 del Libro III del RMER. (...) 6. (...) Se insiste: no hay disposición alguna en la normativa regional ni instrucción emitida por parte del ente regulador regional (que en todo caso vendría a ser ilegal), que permita que el operador del sistema y del mercado regional desconectar –respecto del SER- la red de todo un Estado Miembro del Tratado Marco.”*

XX

Que el día 29 de mayo de 2017, el EOR remitió nota a la CRIE con referencia EOR-GTE-29-05-2017-388, mediante la cual se informa que realizará pagos parciales en la liquidación del DTER de abril de 2017, debido a que el Agente Transmisor ETESAL de El Salvador, no realizó el pago de los montos adeudados al MER, quedando un saldo pendiente de US\$160,968.40.

XXI

Que en atención al recurso de reposición interpuesto por el AMM, en contra de la Resolución CRIE-10-2017, mediante resolución CRIE-22-2017 del 29 de mayo de 2017, dictada dentro del Procedimiento Sancionatorio CRIE-PS-02-2016, la CRIE dispuso lo siguiente:

PRIMERO. AGREGAR a los autos como simples copias, la prueba documental ofrecida por el recurrente, referida a copia de la resolución impugnada, de los folios 2036, 2038 y 2037 y el expediente CRIE-PS-02-2016, dado que son piezas que forman parte del expediente del presente procedimiento; asimismo la resolución CRIE-41-2016 que consta dentro del expediente CRIE-PS-04-2015, publicada en la página web de la CRIE.

SEGUNDO. DECLARAR INADMISIBLE la prueba ofrecida por el recurrente, referida a informes de la CNEE y el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala y a dictámenes de expertos en derecho internacional e ingeniería y estudios eléctricos, por innecesaria y no pertinente.

TERCERO. DECLARAR PARCIALMENTE CON LUGAR el recurso de reposición interpuesto por el Administrador del Mercado Mayorista –AMM- en contra de la resolución CRIE-10-2017, debiéndose modificar únicamente el punto resolutivo PRIMERO de la resolución CRIE-



10-2017, en cuanto a que el artículo 23 al que se hace referencia, forma parte del Segundo Protocolo al Tratado Marco.

CUARTO. CONFIRMAR en todos sus demás extremos la resolución CRIE-10-2017, de 05 de abril de 2017.

QUINTO. VIGENCIA la presente resolución cobrará vigencia a partir de su publicación en la página web de la CRIE.

De conformidad con lo resuelto en la resolución CRIE-22-2017, la resolución CRIE-10-2017 dictada dentro del Procedimiento Sancionatorio CRIE-PS-02-2016 adquirió firmeza.

XXII

Que el 30 de mayo de 2017, el EOR remitió nota al AMM con referencia EOR-DE-30-05-2017-685, mediante la cual se refiere al contenido de la nota GDN-010-2017, que entre otras cosas expone que: "(...) 2. Cabe señalar, que la regulación regional confiere al EOR la potestad de coordinar las maniobras operativas y de supervisión que considere convenientes en atención a mantener la seguridad y confiabilidad del SER, lo cual incluye la apertura de líneas, baste cita lo siguiente: El numeral 1.5.3.2, literal i) inciso i) (...) Debido que el AMM de manera unilateral programa inyección de potencia en el nodo Los Brillantes de 240 MW que tienen constantes variaciones de potencia, no por contingencias de potencia en el SER, del orden de +/- 30MW, el EOR se ve obligado ante el desacato del AMM de las instrucciones operativas del EOR a coordinar aperturas de las interconexiones entre el área de control de Guatemala con las áreas de control de El Salvador y Honduras. (...) 3. El EOR, en nota EOR-DE-25-05-2017-603, hace referencia a hechos no a suposiciones y que evidentemente tienen que ver con no atender los aspectos de la seguridad de la operación técnica del SER, y reitera que: a) El Agente Energía del Caribe, S.A. a esta fecha no ha cumplido con el debido proceso establecido en la regulación regional para obtener su permiso de conexión. b) El AMM continúa utilizando una instalación que no tiene el permiso de conexión a la RTR y además programa valores de inyección al nodo Los Brillantes de 240 MW. 4. (...) para los efectos de la identificación de la Red de Transmisión Regional RTR 2017, los nodos de Los Brillantes 400 kV, constituyen una interconexión extra-regional, que forma parte integrante de la RTR, (...) 5. El EOR realizó la revisión de un estudio técnico remitido por el AMM mediante la comunicación GDN-009-2016, de fecha 26 de octubre de 2016. // EL EOR a través de comunicación EOR-DE_07-11-2016-706, remitió al AMM, el informe de evaluación del estudio técnico referido. También es importante mencionar, que el EOR en su informe técnico concluyó que el estudio técnico no cumplía con los requerimientos establecidos en la regulación regional y que además estaba incompleto desde el punto de vista de los aspectos técnicos que debían considerarse para este tipo de estudios."

XXIII

Que el día 1 de junio de 2017, la EPR remitió nota a la CRIE con referencia GGC-170567, mediante la cual informa, entre otras cosas, que el no pago por parte de ETESAL del DTER de abril de 2017, significó una reducción en los ingresos como acreedor de \$119,116.37 para dicho DTER, por lo que solicita a la CRIE tomar las acciones necesarias para solventar la situación, ya que para el mes de mayo se espera un impacto más alto.



XXIV

Que el 1 de junio de 2017, el Centro Nacional de Despacho de ETESA-Panamá, remitió nota a la CRIE con referencia ETE-DCND-GME-MER-1037-2017, mediante la cual solicita reversar el DTER-04-2017 con la finalidad que se corrijan las condiciones anormales identificadas por el EOR.

XXV

Durante los días 1 y 2 de junio de 2017, el equipo técnico de la CRIE, desarrolló, en la sede del EOR, la verificación instruida por la Junta de Comisionados mediante resolución CRIE-20-2017, para lo cual se realizó una revisión detallada periodo por periodo de lo siguiente: todos los escenarios de predespacho regional del mes de abril 2017, afectados por las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, tomando en cuenta una simulación de islas eléctricas (aperturas físicas de las interconexiones), a través del parámetro "Irt", establecido en el numeral A3.4.6 "Modelo de Red de Transmisión" del Anexo A3 del Libro II del RMER, por medio del cual se definen los valores de admitancia de cada instalación de transmisión con valores de CERO (impedancia infinita), también y con el objetivo de superar la no convergencia del modelo, debida a imprecisiones en el balance de las pérdidas de transmisión, se propone considerar ofertas de inyección y retiros virtuales adecuadas, únicamente con el objetivo de simular variables de holgura para las compensaciones en el balance de dichas pérdidas.

XXVI

Que el 2 de junio de 2017, el EOR remitió nota a la CRIE con referencia EOR-PJD-02-06-2017-028, mediante la cual se refiere a los "*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala*" y solicita: (1) se reconsidere el plazo establecido en la resolución CRIE-20-2017 para resolver el tema de los altos cargos a los agentes transmisores, (2) se den las instrucciones regulatorias para proceder a realizar los ajustes necesarios en la conciliación al DTER de abril y mayo de 2017 y los días de junio previos a su resolución, (3) indicarle al EOR las disposiciones regulatorias necesarias para atender aspectos de predespacho, redespacho y conciliación del MER en la operación diaria del MER, (4) resolver los incumplimientos de Energía del Caribe S.A. por no presentar los estudios técnicos regionales que permita entre otros identificar la nueva capacidad de transmisión segura desde el sistema eléctrico de México; y del AMM por incumplimientos reiterativos a la regulación regional.

XXVII

Que mediante oficio CRIE-PRE-24-02-06-2017 del 5 de junio de 2017, la CRIE ha puesto en conocimiento del Consejo Director del MER (CDMER) sobre las condiciones de operación del MER denominadas por el EOR como "*anormales*", las cuales tuvieron un impacto económico significativo en diferentes agentes transmisores y OS/OMs; considerándose de vital importancia que el CDMER coadyuve en la búsqueda de la solución al tema planteado y en ese sentido se solicitó cortesía de sala para exponer el tema en su próxima reunión, lo cual se llevó a cabo el 16 de junio de 2017.

XXVIII

Que el 06 de junio de 2017, el AMM remitió nota al EOR con referencia GDN-015-2017, mediante la cual se refiere al contenido de la nota EOR-DE-30-05-2017-685, que entre otras cosas expone que: "*2. En efecto, la regulación regional ha conferido al EOR la potestad de coordinar maniobras*



operativas y de supervisión (...)” que “se ejecutarán con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional (...) 3. No es aceptable que se insista en limitar el derecho soberano del Estado de Guatemala de operar instalaciones sujetas a convenios bilaterales, en Enlaces Extraregionales, fuera de la competencia de la regulación regional. 4. (...) La definición de RTR que prevalece es la del Segundo Protocolo, definición que no puede ser ampliada ni restringida por una resolución de nivel inferior. 5. (...) el propósito de tales estudios, pues no fueron remitidos por el AMM dentro de un procedimiento para el Acceso a la RTR, sino que fueron remitidos por el AMM para que fueran analizados como Estudios de Seguridad Operativa en el marco del capítulo 5 del Libro III del RMER.”

XXIX

Que en cumplimiento de lo dispuesto por la CRIE mediante resolución CRIE-10-2017, ratificada mediante resolución CRIE-22-2017, mediante nota EOR-DE-06-06-2017-693 del 06 de junio de 2017, el EOR ha informado a la CRIE que las instalaciones del segundo banco de transformación 400/230 kV 225 MVA, continúan conectadas a la RTR en subestación Los Brillantes, sin contar con la debidas autorizaciones.

XXX

Que el 12 de junio de 2017, Electronova S.A. presentó ante la CRIE solicitud de revisión y corrección del DTER-04-2017, debido a que el EOR comunicó al AMM que su solicitud de revisión no procedía, considerando que los cargos y abonos asignados “no son producto de transacciones regionales celebradas por Agentes, toda vez que los valores de energía fueron consignados en estos periodos no corresponden a valores físicos intercambiados, Guatemala estaba operando en isla como consecuencia de las instrucciones unilaterales vertidas por el EOR.”, y que los intercambios de energía observados, “al no ser intercambios físicos de energía desde Guatemala hacia el MER y desde el MER hacia Guatemala, dan como resultado que en el DTER-04-2017 se observen cargos y pagos que no son consistentes con los costos de la energía ni con los cargos de transmisión.”

CONSIDERANDO

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), suscrito por los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, tiene como objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región.

Asimismo, en su artículo 2, el Tratado Marco establece como fines –entre otros- los siguientes: “(...) b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social; (...) e. Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región; f. Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, así como la creación de los entes regionales apropiados para el logro de estos objetivos; y g. Propiciar que los beneficios derivados del Mercado Eléctrico Regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.”



II

Que como parte de las consideraciones que tuvieron los Gobiernos de los países miembros del MER para suscribir el Tratado Marco, está su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales, tomando en consideración que un mercado eléctrico regional, sustentado en la interconexión de los sistemas eléctricos de los países, promueve el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de todos sus habitantes.

III

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 4 del Tratado Marco: *“El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en el 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.”*; transacciones que se llevan a cabo en la Red de Transmisión Regional (RTR).

IV

Que el Tratado Marco, en su artículo 12 establece el principio de libre acceso a la redes de transmisión regional, tanto regionales como nacionales y define lo que debe entenderse como la Red de Transmisión Regional (RTR). Establece dicho artículo lo siguiente: *“Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional, y no serán discriminatorios para su uso en función regional. // 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.”* (lo resaltado es propio).

V

Que es en el contexto en el que fue suscrito el Tratado Marco que se emitió por parte de la CRIE, Ente Regional Normativo del MER, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) -el cual forma parte de la normativa regional y es de obligatorio cumplimiento para quienes participan en el MER-, concibiéndose como propósito del MER (numeral 1.3.1 del Libro I del RMER) el beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. Es así que se ha establecido como parte de los objetivos del MER (numeral 1.3.2 del Libro I del RMER): aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad, homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño y promover una participación competitiva en el sector.



VI

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.4.1 del Libro I del RMER, el MER es un mercado mayorista de electricidad a nivel regional cuya organización y funcionamiento se basa en las siguientes premisas:

- a) *En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto de un despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado;*
- b) *Los agentes del mercado a excepción de los agentes transmisores pueden comprar y vender energía eléctrica libremente sin discriminación de ninguna índole y se garantiza el libre tránsito de energía eléctrica por las redes eléctricas en los países miembros del MER;*
- c) *Los agentes del mercado pueden instalar plantas de generación en cualquiera de las redes de los países miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida;*
- d) *Los agentes del mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional. La transmisión regional es el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la Red de Transmisión Regional o RTR;*
- e) *El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR y de las redes nacionales. Los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales son los nodos de la RTR.”*

VII

Que la RTR, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.6 del Libro I del RMER:

“1.5.6.1 La Red de Transmisión Regional RTR 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.

1.5.6.2 La RTR está conformada por instalaciones que son propiedad de agentes transmisores y su operación es coordinada y supervisada por el EOR y los OS/OM.

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.” (lo resaltado es propio).

VIII

Que como complemento a la definición de la RTR que establece el Libro I del RMER, el numeral A1.3 del Libro III del RMER establece en lo que interesa, que: “(...) La RTR preliminar debe ser continua desde Panamá hasta Guatemala.” (lo resaltado es propio).

IX

Que para efectos de hacer operativo el MER, mediante resolución CRIE-NP-19-2012 del 16 de noviembre de 2012, la CRIE aprobó la “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional*”, misma que fue modificada mediante resolución CRIE-35-2014, particularmente en lo que tiene que ver con los cargos variables de transmisión netos asignables en el caso de las instalaciones de transmisión que pertenecen o no a la RTR, que luego fue modificada en cuanto a la asignación en el caso de instalaciones pertenecientes a la RTR por medio de la resolución CRIE-46-2015 y en ese mismo sentido, mediante resolución CRIE-07-2017.

X

Que en lo que interesa, la resolución CRIE-35-2014, establece lo siguiente:

“3.1. Cargo Variable de Transmisión e Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión

El Cargo Variable de Transmisión se determina conforme el numeral 1.5 del Libro II del RMER, y se asigna para cada instalación de transmisión “L” de acuerdo al apartado D9 del Anexo 2 de la Resolución CRIE P-26-2014.

El Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión se determina de acuerdo al apartado D8 del Anexo 2 de la Resolución CRIE P-26-2014.

En el caso de las instalaciones de transmisión que pertenecen a la RTR, el Cargo Variable de Transmisión Neto CVT_L^{Neto} y el Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión $IVDT_{AsigL}$ serán abonados o cobrados al Agente Transmisor propietario de la instalación de transmisión “L”. El Regulador Nacional y la CRIE verificarán los ingresos o cargos asignados a los agentes transmisores correspondientes, conforme lo establecido en el numeral 8 de esta Metodología.

En el caso de instalaciones de transmisión que no pertenecen a la RTR, el CVT_L^{Neto} , y el Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión $IVDT_{AsigL}$ serán acumulados por país “p” formando el valor $CVT_L^{Neto}-No-RTR_p$, y el $IVDT_{AsigL}-No-RTR_p$, respectivamente, y serán abonados o cobrados al OS/OM para ser distribuido internamente como lo decida el Regulador Nacional, para lo cual deberá establecer las interfaces regulatorias correspondientes.

XI

Que en lo que interesa, el numeral D9.1.1 del Anexo a las resoluciones CRIE-46-2015 (numeral vigente hasta el 30 de abril de 2017 y CRIE-7-2017 (numeral vigente a partir del 1 de mayo de 2017), establece lo siguiente:



D9 Descuento del CVT de cada instalación de la RTR por los montos que se destinan al pago de la renta de congestión de los DF Y DFPP, y distribución del IVDT para cada instalación de la RTR

D9.1 Objeto del cálculo del CVT Neto después de descontar los pagos a los DT

D9.1.1 El objeto de este título es establecer la metodología que usará el EOR para determinar que parte del CVT_i de una instalación "L" de la RTR debe ser asignada a los Agentes Transmisores, después que se hayan vendido en las asignaciones de DF y DFPP que serán remunerados usando los CVT totales recolectados. La cantidad a asignar será la diferencia entre el valor total del CVT y la cantidad del mismo que se destine al pago de DF y DFPP.

XII

Que de conformidad con la normativa regional, el modelo sobre el cual se ha concebido la operación del Mercado Eléctrico Regional, es bajo una Red de Transmisión Regional definida a partir de lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco por parte del EOR según la metodología establecida en el capítulo 2 del Libro III del RMER, que es continua, conforme lo establecido en el numeral A1.3 del Libro III del RMER, en cuanto que "... la RTR preliminar debe ser continua desde Panamá hasta Guatemala", así como la definición de RTR establecida en el Libro I del RMER, en cuanto a que en ella "...se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER" y el numeral 1.2.2.1 del Libro II del RMER donde se establece que, es en ésta donde "Las transacciones de energía en el MER se realizan por período de mercado, bien sea en el Mercado de Contratos Regional, a través de compromisos contractuales entre agentes del mercado, o en el Mercado de Oportunidad Regional, con base en ofertas de inyección y retiro de energía en los nodos de la RTR."; lo cual resulta consistente con las razones que tuvieron los Gobiernos al momento de suscribir el Tratado Marco, el objeto de éste y sus fines, así como con los propósitos y objetivos que persigue el MER y las premisas sobre los cuales se basa.

XIII

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 y 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional y son parte de sus objetivos generales: "(...) a) Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. c) Promover la competencia entre los agentes del Mercado."

XIV

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Tratado Marco, son facultades de la CRIE: "(...) b) Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación del mercado. c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y regulación regionales."

XV

Que en virtud de lo anterior, corresponde a este Ente Regulador Regional, pronunciarse sobre los reclamos y solicitudes indicadas en los resultados de la presente resolución.



XVI

Informe del EOR. Con base en el análisis oportuno de la información, argumentos y propuestas expuestas por el EOR en su informe técnico adjunto a la nota EOR-DE-04-05-2017-574, la Gerencia de Mercado de la CRIE (GM) identificó que las causas que provocaron los altos costos a los agentes de transmisión, no solo se debieron a los efectos de los CVT asociados a los DT (rentas de congestión), como lo informó el EOR preliminarmente, sino que también se le atribuye, en una mayor proporción, a los efectos producidos de haber abastecido los Retiros Requeridos de los Contratos Firmes (CF) con ofertas de inyección mucho más caras (con diferencial de aproximadamente \$100) que las ofertas de inyecciones de los CF. En este sentido, el equipo técnico de la GM se reunió con el equipo técnico del EOR manifestándole estos hallazgos, e indicándole que sus propuestas están basadas en un análisis incompleto y por lo tanto son inconsistentes e injustificadas, de lo que el EOR se dio por enterado. En razón de lo anterior, se identificó necesario que la GM profundizara en el análisis del caso, a través de una investigación detallada, considerando las opiniones de los afectados, por lo que se procedió a realizar una misión de trabajo a las sedes del AMM, el EOR, la UT y ETESAL.

Los sobre costos derivados de las aperturas de interconexiones, que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, durante los días 19 (de 4 a 7 horas), 21 (de 3 a 8 horas), 28 (de 0 a 5 y 22 horas), 29 (de 0 a 23 horas) y 30 (de 0 a 23 horas) de abril de 2017, en concepto de CVT neto, ascienden a \$1, 512,952.53 según el siguiente detalle:

TRANSMISORES NACIONALES					
País	Agente	CVT MER (\$)	CVT DT (\$)	CVTn* (\$)	Cargos Netos
GUA	1TCOMCOELG	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TCOMCOMEL	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TGENCEAIG	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TGENINGMA	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TGENINGS	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TGENJAEG	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TGUSAGCUE	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TTRADUITG	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TTRAETCEE	-\$3.39	-\$1,525.05	\$1,521.66	\$1,521.66
GUA	1TTRARECSA	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TTRATRELC	-\$0.02	-\$7.56	\$7.54	\$7.54
GUA	1TTRATRELO	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TTRATRENA	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
GUA	1TTRATRENC	-\$3.43	-\$588.08	\$584.66	\$584.66
GUA	1TTRATREN	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
ELS	2T_T01	-\$1,950.63	-\$688,169.33	\$686,218.51	\$686,218.51
HON	3TENEE	-\$1,561.97	-\$246,546.02	\$244,984.00	\$244,984.00
NIC	4TENATREL	-\$9,591.62	-\$110,692.81	\$101,101.17	\$101,101.17
CRI	5TICE	-\$26,265.99	\$0.00	-\$26,265.99	\$0.00
PAN	6TETESA	-\$1,791.99	\$0.00	-\$1,792.00	\$0.00
TOTAL		-\$41,169.03	-\$1,047,528.85	\$1,006,359.55	\$1,034,417.54

TRANSMISORES EPR					
País	Agente	CVT MER (\$)	CVT DT (\$)	CVTn* (\$)	Cargos Netos
GUA	1TTRAEMPRR	-\$4.22	-\$2,442.15	\$2,437.93	\$2,437.93
ELS	2T_T02	-\$1,376.34	-\$219,441.87	\$218,065.45	\$218,065.45
HON	3TEPRHON	-\$1,049.62	-\$166,826.80	\$165,777.14	\$165,777.14
NIC	4TEPRNIC	-\$15,903.23	-\$108,157.70	\$92,254.46	\$92,254.46
CRI	5TEPRCRI	-\$15,705.26	\$0.00	-\$15,705.26	\$0.00
PAN	6TEPRPAN	-\$231.67	\$0.00	-\$231.67	\$0.00
TOTAL		-\$34,270.33	-\$496,868.53	\$462,598.06	\$478,534.98

*Cargos: (+) Abonos: (-)

Total Cargos Netos \$1,512,952.53



Conciliación de los CVT netos de las horas del mes de abril de 2017 con aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER. Fuente: EOR.

XVII

Verificación de los Cálculos, Montos y Asignaciones el CVT mer y CVT dt, consignados en el DTER de Abril de 2017, de los periodos de mercado asociados con las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER.

1. Base regulatoria aplicada por el EOR para el cálculo y asignación de los CVT netos. El EOR expuso las bases regulatorias que consideró para el cálculo y asignación de los CVT netos a los agentes transmisores y OS/OM, de la siguiente forma:

1.1 Para el cálculo de los CVT mer, CVT dt y CVT netos, aplicó el numeral D9.2.3 literales a, c y d respectivamente, del Anexo 1 del Anexo A de la Resolución CRIE-46-2015, en combinación de lo establecido en la Resolución CRIE-04-2017.

a) CVT total asociado al predespacho: CVT_L^{MER}

El flujo MER del Predespacho F_L^{MER} y las pérdidas PL_L^{MER} se obtienen restando el flujo total del predespacho F_L^{Total} y las pérdidas PL_L^{Total} menos el flujo del Predespacho Nacional F_L^{Nac} y las pérdidas PL_L^{Nac} respectivamente:

$$F_L^{MER} = F_L^{Total} - F_L^{Nac}$$

$$PL_L^{MER} = PL_L^{Total} - PL_L^{Nac}$$

El CVT_L^{MER} correspondiente a la línea "L", que va del nodo "i" al nodo "j" es:

$$CVT_L^{MER} = F_L^{MER} * (PND_j - PND_i) - \frac{PL_L^{MER}}{2} * (PND_i + PND_j) "$$

"c) CVT asociado a los Derechos de Transmisión: CVT_L^{DT}

... El CVT_L^{DT} asociado a los DT correspondiente a la línea "L", que va del nodo "i" al nodo "j" es:

Si todos los derechos de transmisión son balanceados entonces las formulas se pueden simplificar:

$$CVT_L^{DT} = \left(\sum_{k=1}^m (MW^{DT_k} * (PND_j - PND_i)) \right) * \frac{|CVT_L^{MER}|}{\sum |CVT_L^{MER}|} \text{ si } |F_L^{DT}| > 0 \wedge \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

$$CVT_L^{DT} = 0 \text{ si } |F_L^{DT}| = 0 \vee \sum |CVT_L^{MER}| = 0$$

Resolución CRIE-04-2017:

Modifica la condicional del flujo asociado a los Derechos de Transmisión de la Resolución CRIE-46-2015, la cual consiste en lo siguiente:

"...en la aplicación de la formulación para el cálculo del CVT_L^{DT} , establecida en el numeral D9.2.3 literal "c" del Anexo 1 del Anexo A de la Resolución CRIE-46-2015, deberá considerarse únicamente los valores absolutos de los flujos de cada línea "L" asociados a los derechos de transmisión que sean iguales o mayores que cero punto uno (0.1)MW."

"d) CVT Neto después de descontar los pagos a los DT: CVT_L^{NETO}

La cantidad de CVT netos que corresponde a cada Agente Transmisor de la línea "L", CVT_L^{NETO} , descontados los pagos a los titulares de DT será:

$$CVT_L^{NETO} = CVT_L^{MER} - CVT_L^{DT} "$$



1.2 Para la asignación del CVT neto a los agentes transmisores y OS/OM, el EOR aplicó el numeral 3.1 de “Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional” establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada mediante la Resolución CRIE-35-2014.

“3.1. Cargo Variable de Transmisión.

“En el caso de las instalaciones de transmisión que pertenecen a la RTR, el Cargo Variable de Transmisión Neto CVT_L^{NETO} y el Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión $IVDT_{Asig_L}$ serán abonados o cobrados al Agente Transmisor propietario de la instalación de transmisión “L”. El Regulador Nacional y la CRIE verificarán los ingresos o cargos asignados a los agentes transmisores correspondientes, conforme lo establecido en el numeral 8 de esta Metodología.

En el caso de instalaciones de transmisión que no pertenecen a la RTR, el CVT_L^{NETO} y el Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión $IVDT_{Asig_L}$ serán acumulados por país “p” formando el valor $CVT_L^{NETO} - No-RTR_p$ y el $IVDT_{Asig_L} - No-RTR_p$ serán abonados o cobrados al OS/OM para ser distribuido internamente como lo decida el Regulador Nacional, para lo cual deberá establecer las interfaces regulatorias correspondientes.”

2 Verificación de los Cálculos y Montos de los CVT mer, CVT dt y CVT netos, para todos los periodos del mes de abril de 2017 afectado por la aperturas de interconexión.

2.1 Verificación de modelaje físico de las aperturas (impedancia infinita)

Con base en las instrucciones dadas por el equipo técnico de la CRIE al equipo técnico del EOR para alcanzar la ejecución del predespacho regional considerando las islas eléctricas, se ejecutaron los 65 periodos de mercado afectados, en el SIIM del EOR, con toda la información original, considerando las características de aproximación lineal de la formulación matemática del modelo de predespacho regional y lo siguiente, para alcanzar la modelación en islas eléctricas.

En el numeral A3.4.6 “Modelo de Red de Transmisión” del Anexo A3 del Libro II del RMER, se define el vector “Irt”, en el cual está definida la incidencia entre las líneas y los nodos, mediante el valor DC de la admitancia (-1, 0, +1) entre cada vínculo, de tal forma que si entre un par de nodos el vector “Irt” tiene valor de cero, significa que ambos nodos están eléctricamente aislados.

Con base en lo anterior, se procedió a revisar, todos los archivos LST (archivos de lista de datos) del modelo en GAMS (Programa intérprete del código del modelo de optimización) para verificar que el vector “Irt” tuviera valores de cero entre los nodos extremos de las interconexiones entre Guatemala – El Salvador y Guatemala – Honduras.

Se identificó que el EOR eligió definir los valores del vector “Irt” como cero, para los tramos sur de las interconexiones entre Guatemala – El Salvador y Guatemala – Honduras,



es decir los tramos que conectan los nodos Ahuachapán 230KV de El Salvador y San Nicolás 230KV de Honduras con los nodos frontera correspondientes, los cuales tiene el siguiente código de base de datos:

28161-29161-1-854:	Tramo sur de la interconexión entre los nodos Moyuta 230KV y Ahuachapán 230KV.
28161-29162-2-2064	Tramo sur de la interconexión entre los nodos La Vega II 230KV y Ahuachapán 230KV.
3183-3190-1-2057	Tramo sur de la interconexión entre los nodos Panaluya 230KV y San Nicolás 230KV.

Finalmente se comprobó que en todos los 65 periodos afectados, el vector “Irt” tuvo valores de cero para los circuitos antes descritos, esto se logró verificando que en la sección “*parameter Inc(c,i) Matriz de incidencia*” del archivo LST del modelo en GAMS no existieran los circuitos mencionados, ya que en los archivos LST los datos con valores CERO no aparecen listados.

Como parte de las consideraciones, que no están contempladas en el diseño original del modelo de predespacho, pero que fueron necesarias para lograr el objetivo de modelar las islas eléctricas, se utilizaron variables de holgura, a través de ofertas pequeñas de retiro de oportunidad a precio cero; éstas fueron utilizadas por el equipo técnico del EOR, a solicitud del equipo técnico de la CRIE, solo cuando fuera necesario y con el único objetivo de compensar el balance de pérdidas de transmisión, por lo que fue vital que estas variables no superaran valores de 0.01MW, lo cual también fue verificado por el equipo técnico de la CRIE.

Todos los archivos LST se adjuntan a la presente resolución en su Anexo 1.

2.2 Verificación de los resultados del predespacho regional en islas

Una vez alcanzada la ejecución de los 65 periodos de predespachos, considerando las islas eléctricas descritas en el numeral anterior, se procedió a revisar los resultados, contra los resultados oficiales del predespacho regional publicado por el EOR.

La verificación demostró que los resultados oficiales para los 65 periodos afectados y los resultados de la ejecución considerando las islas eléctricas, son aproximadamente iguales, resultando variaciones en los precios ex antes del orden de los \$0.01 y en los despachos de energía del orden de 0.03%. Por lo que se puede confirmar que considerar las aperturas de forma física generando islas eléctricas en el SER, no producen resultados diferentes.

2.3 Verificación de Cálculos y montos

A partir de los resultados verificados que se describen en el numeral anterior, se procedió a revisar los cálculos y montos de la conciliación de los CVT mer, CVT dt y CVT netos. Para esto se utilizó una reproducción manual de las fórmulas establecidas en la regulación regional para el cálculo de los conceptos antes indicados.

Se confirmó que los cálculos y montos de la conciliación de los CVT mer, CVT dt y CVT netos, publicados por el EOR, corresponden a la regulación regional.

XVIII

Reclamos al DTER de abril de 2017. Para efectos de la presente resolución se han analizado todos los reclamos interpuestos en contra del DTER de abril de 2017, los cuales han sido citados en los resultandos de la presente resolución y cuyo detalle consta en cada uno de ellos.

En relación a lo expresado por el AMM y la UT, sobre el hecho que los resultados de los sobre costos, se derivan de la forma de modelar las aperturas de las interconexiones, sin aportar evidencias que sustentaran sus afirmaciones, en secciones anteriores se ha abordado el tema, a través de la verificación de los cálculos, montos y asignaciones que ha realizado el Ente Operador Regional en el DTER de abril de 2017, particularmente en cuanto a los CVTMER y CVTDT de los periodos de mercado asociados con las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER. Producto de la verificación, se comprobó que los resultados oficiales para los 65 periodos afectados y los resultados de la ejecución considerando las islas eléctricas, son aproximadamente iguales, con variaciones en los precios ex antes del orden de los \$0.01 y en los despachos de energía del orden de 0.03%. Por lo que se puede confirmar que considerar las aperturas de forma física, generando islas eléctricas en el SER, no producen resultados diferentes.

XIX

Análisis de los sobre costos en el predespacho. Se han identificado dos razones para los sobre costos:

1. Reemplazo de la energía de inyección, para abastecer la energía requerida de los Contratos Firmes a un precio más elevado, para el caso del mes de abril 2017, según el DTER, este sobre costo impacta principalmente a los agentes transmisores de El Salvador, Honduras y Nicaragua.
2. Pago por Rentas de Congestión a agentes titulares de los Derechos Firmes, por las potencias de estos que no tuvieron Contratos Firmes asociados y declarados durante el Predespacho Regional. Para el caso del mes de abril 2017, según el DTER, este sobre costo impacta principalmente a los agentes transmisores de El Salvador, Honduras y Nicaragua.

Se identifica que el modelo de optimización del predespacho regional, ante la condición anormal de operación del SER (aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, Red de Transmisión Regional no continua, en sentido contrario a lo establecido en el numeral A1.3 del Libro III del RMER), valorizó las restricciones por dichas aperturas, como una condición extrema para la operatividad de los contratos firmes para abastecer los retiros requeridos (físicos) de dichos contratos, con ofertas de inyecciones disponibles en el Mercado de Oportunidad Regional, provocando diferenciales de precios entre los nodos de inyección y retiro de los contratos firmes, lo que derivó en asignaciones de cobro significativamente altas al servicio de transmisión a través de los cargos variables de transmisión asociados al predespacho (CVTmer) y a su vez a los cargos variables de transmisión netos (CVTn).

XX

Análisis de la asignación de los sobre costos. Tomando en consideración el análisis antes expuesto, se determina lo siguiente:

1. El modelo de optimización del predespacho regional, asignó a los agentes transmisores, los sobre costos derivados de las aperturas de interconexiones, que aislaron el sistema de



Guatemala del resto del SER, ya que a la luz del modelo, fue el servicio de transmisión regional el responsable de las “indisponibilidades de transmisión” interpretadas por el modelo.

2. Lo expuesto en el literal anterior, fue resuelto por el modelo, ante una condición anormal, que puso el sistema de transmisión regional “indisponible” para el cumplimiento de los Contratos Firmes regionales entre sus contrapartes.

Se observa que el modelo está diseñado para ser aplicado sobre la base de una RTR continua, y que por consiguiente no contempla situaciones anormales donde se crean islas eléctricas que aíslan a un elemento de la RTR como resultado de la desatención de una instrucción operativa del EOR, como lo que ha ocurrido en este caso.

La asignación de los CVTn a los agentes transmisores y OS/OM, realizada por el EOR en el DTER de abril de 2017, estuvo basada en la regulación regional vigente, sin embargo, dicha regulación es de aplicación ante condiciones de operación del MER bajo un RTR continua, conforme la definición de RTR en el Libro I y en el numeral A1.3 del Libro III del RMER, donde se establece que “... la RTR preliminar debe ser continua desde Panamá hasta Guatemala” y es en esta donde “...se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER”.

Desde una perspectiva jurídica, el concepto de “Responsabilidad” se entiende como la obligación de reparar y satisfacer por uno mismo, o en ocasiones especiales por otro, el mal inferido o el daño originado por una conducta.

En el caso específico de la Responsabilidad por hechos ajenos, se obliga a una persona a responder por otra, por estimarse que existe una relación o un enlace entre el ejecutor material y el efectivo responsable, por haber descuidado los deberes de vigilancia o instrucción que le han sido impuestos por el ordenamiento jurídico con respecto al culpable material.

Ahora bien, en el presente caso, en el Procedimiento Sancionatorio CRIE-PS-02-2016 quedó establecida la responsabilidad administrativa del AMM por lo siguiente:

- 1) Por haber permitido la conexión del 2º banco de transformación a la subestación Los Brillantes sin contar con la respectiva aprobación de conexión;
- 2) Desobedecer las instrucciones del EOR efectuando pruebas operativas y permitiendo la puesta en operación de las instalaciones del 2º banco de transformación en la subestación de Los Brillantes.

Asimismo, el día 4 de mayo de 2017, el EOR remitió a la CRIE nota EOR-DE-04-05-2017-574, mediante la cual adjuntó el Informe “Resultados de la Conciliación Programada para los agentes Transmisores a reflejarse en el DTER del mes de operación de abril de 2017, a consecuencia de inyecciones programadas por parte del AMM superiores a los 120MW, en la interconexión Guatemala – México a la RTR.” En dicho informe se identifican cobros, en el orden de los cientos de miles de dólares, a los agentes Transmisores de El Salvador, Honduras y Nicaragua, “derivados de las aperturas de las interconexiones Guatemala y el SER, ocasionadas por el incremento del límite seguro de 120MW de transferencia de energía en el sentido México – Guatemala”, durante el mes de abril de 2017.

Por lo anterior, se debe hacerse consistente lo establecido en la regulación regional, de tal forma de establecer la adecuada asignación de los CVTn ante situaciones donde la RTR no fue continua, por



razones no atribuibles a indisponibilidades de transmisión ni a fuerza mayor o caso fortuito, sino que fue originada por el incumplimiento a la regulación regional por parte de un agente u OS/OM, identificado en este caso como el AMM.

En ese sentido, se advierte que en este caso, el AMM con su actuar no observó lo ordenado por la CRIE en la providencia CRIE-PS-02-2016-4, al sobre pasar el límite máximo de transferencia de 120 MW entre Guatemala y México, lo que obligó al EOR, en el ejercicio de sus facultades como operador regional de conformidad con la regulación regional por razones de seguridad, calidad y confiabilidad, a ordenar la apertura de la interconexión Guatemala y el resto del SER. Ante dicha situación, el MER operó bajo una condición considerada anormal; en consecuencia, se asignaron a los agentes transmisores y OS/OM, los sobre costos derivados de las aperturas de interconexiones, que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, ya que a la luz del modelo utilizado, fue el servicio de transmisión regional el responsable de las “indisponibilidades de transmisión” interpretadas por el modelo, sin analizarse las causas reales de dicha “indisponibilidad”. No obstante ello, queda claro lo siguiente:

a) Existe una relación de causalidad entre el actuar del AMM y el aislamiento del sistema de Guatemala y el resto del SER; b) Los agentes transmisores y OS/OM de El Salvador, Honduras y Nicaragua que fueron afectados no están facultados para supervisar, vigilar o dar instrucciones operativas al AMM, por lo que no pueden ser responsables por la actuación de éste; y,

c) Los agentes transmisores y OS/OM de El Salvador y Honduras actuaron en cumplimiento de una instrucción del EOR, quien en el ejercicio de sus facultades como operador regional de conformidad con la regulación regional es el encargado de asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad, conforme a las responsabilidades que le asigna el Tratado Marco.

En virtud de lo anterior, en “condición anormal” la asignación de los sobrecostos derivadas de la aplicación de las resoluciones CRIE-NP-19-2012 y sus reformas, CRIE-35-2014 y CRIE-46-2015, conduce a una situación que contraviene el objeto y fines del Tratado Marco, así como el propósito y objetivos que persigue el MER y las premisas sobre los cuales se basa dicho mercado, creando un tratamiento contrario a la justicia y a la seguridad jurídica como valores fundamentales que deben prevalecer en cualquier ordenamiento jurídico, ya sea nacional, regional o internacional, al aplicar consecuencias jurídicas perjudiciales a quienes obedecen las instrucciones de una autoridad y exonerando de las mismas a quien con su incumplimiento motivó tales aperturas; asimismo, contraviene los fines del Tratado Marco en cuanto a llevar beneficios a los habitantes de la región, específicamente de los países afectados, debido que son estos quienes al final pagan los sobrecostos señalados.

XXI

Por otra parte, en relación con lo manifestado por el AMM en su nota GG-225-2017 de fecha 24 de mayo de 2017, se tiene que el EOR en el informe de análisis eléctrico: “*SENSIBILIDADES DE TRANSFERENCIAS MAYORES A 120 MW EN LA INTERCONEXIÓN GUATEMALA - MÉXICO*”, de octubre de 2016, recomendó que las transferencias en la interconexión Guatemala – México, no superen los 120 MW, dadas las posibles consecuencias para el SER al perder dichas transferencias por actuaciones de los esquemas de control suplementario asociados a la Subestación Los



Brillantes, hasta tanto no se lleve a cabo el estudio de conexión correspondiente, el cual debe ser elaborado por el Agente solicitante y presentado a la CRIE con copia al EOR, de conformidad con lo establecido en la normativa regional vigente. Adicionalmente se reitera que la medida cautelar dictada en Providencia CRIE-PS-02-2016-04 se encontraba vigente en dicho período,

Además, también se aclara que para los efectos de la identificación de la Red de Transmisión Regional RTR 2017 vigente, publicada en noviembre de 2016 en la página del EOR el nodo de Los Brillantes forma parte de dicha red.

XXII

Que tal como se ha indicado, la regulación regional vigente para el modelo del predespacho está considerada para condiciones de operación del MER bajo un RTR continua, conforme la definición de RTR en el Libro I y en el numeral A1.3 del Libro III del RMER, donde se establece que “... *la RTR preliminar debe ser continua desde Panamá hasta Guatemala*” y es en esta donde “...*se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER*”. No obstante lo anterior, en la realidad operativa del MER se han presentado condiciones anormales de operación que han generado el aislamiento del sistema de Guatemala y el resto del SER, teniendo como consecuencia la asignación de sobrecostos derivados de la aplicación de las resoluciones CRIE-NP-19-2012 y sus reformas, CRIE-35-2014 y CRIE-46-2015, que conduce a una situación que contraviene el objeto y fines del Tratado Marco, así como el propósito y objetivos que persigue el MER y las premisas sobre los cuales se basa dicho mercado.

En razón de lo anterior, ante estas condiciones anormales, a fin de evitar los sobrecostos generados por la operación de los Contratos Firmes en condiciones de islas eléctricas, se hace necesario establecer que en el caso que para un periodo de mercado, el EOR prevea que deberá ordenar la apertura de líneas de interconexión, con base en el resguardo de la Calidad y Seguridad de la operación interconectada del SER, debido a la no atención por parte de un OS/OM o Agente a una instrucción del EOR en el ejercicio de sus objetivos y funciones establecidos en la regulación regional, de tal forma que se formen islas eléctricas en el SER, y se separe el nodo de inyección del nodo de retiro de uno o más Contratos Firmes declarados para dicho periodo, el EOR no incluirá en los períodos de mercado previstos dichos contratos en el predespacho o redespacho regional respectivo y los montos en concepto de Rentas de Congestión correspondientes a los Derechos Firmes asociados a los referidos contratos, serán iguales a cero.

XXIII

Que en reunión presencial número 115, del 29 de junio de 2017, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado los reclamos indicados en los resultados de la presente resolución, y con base en los considerandos que preceden, acordó: (1) declarar parcialmente con lugar los reclamos; (2) determinar que el AMM es responsable de los sobrecostos consignados en el DTER de abril de 2017; (3) instruir al EOR que los montos en concepto de CVTneto asignados como cobros a la UT, ETESAL, ENEE y ENATREL en el DTER de abril de 2017, sean asignados al AMM; y (4) instruir al EOR que cuando en un periodo de mercado, ordene la apertura de líneas de interconexión, con base en el resguardo de la Calidad, Seguridad e Integridad de la operación interconectada del SER, debido a la no atención por parte de un OS/OM o Agente, de tal forma que se formen islas eléctricas en el SER, y se separe el nodo de inyección del nodo de retiro de uno o más Contratos



Firmes declarados para dicho periodo, el EOR no incluirá en los periodos de mercado previstos dichos contratos en el predespacho o redespacho regional respectivo y los montos en concepto de Rentas de Congestión correspondientes a los Derechos Firmes asociados a los referidos contratos, serán iguales a cero.

POR TANTO:

La CRIE, con base en los resultandos y considerados que preceden y normas del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE:

PRIMERO: DECLARAR PARCIALMENTE CON LUGAR los reclamos indicados en los resultandos de la presente resolución, únicamente en el sentido que la asignación de los montos en concepto de CVTneto resultantes como cobros en el DTER de abril de 2017, referidos a los 65 periodos de mercado afectados por las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, no es atribuible a los agentes transmisores y OS/OM afectados (UT, ETESAL, ENEE y ENATREL).

SEGUNDO: DETERMINAR que el Administrador del Mercado Mayorista –AMM- es responsable de los sobrecostos consignados en el DTER de abril de 2017, referidos a los 65 periodos de mercado afectados por las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, dado que al no observar lo ordenado por la CRIE en la providencia CRIE-PS-02-2016-4, al sobrepasar el límite máximo de transferencia de 120 MW entre Guatemala y México, obligó al EOR, en el ejercicio de sus facultades como operador regional a ordenar la apertura de la interconexión Guatemala y el resto del SER por razones de seguridad, calidad y confiabilidad de dicho sistema.

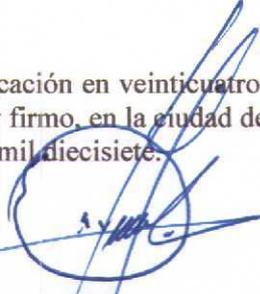
TERCERO: INSTRUIR al EOR que los montos en concepto de CVTneto asignados como cobros a la UT, ETESAL, ENEE y ENATREL en el DTER de abril de 2017, sean asignados al Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala (AMM), e incluir dichos ajustes, en el DTER correspondiente al mes siguiente de que adquiera firmeza la presente resolución.

CUARTO: INSTRUIR al EOR que cuando en un periodo de mercado, prevea que deberá ordenar la apertura de líneas de interconexión, con base en el resguardo de la Calidad y Seguridad de la operación interconectada del SER, debido al no cumplimiento por parte de un OS/OM o Agente a una instrucción del EOR en el ejercicio de sus competencias, objetivos y funciones establecidos en la regulación regional, de tal manera que se formen islas eléctricas en el SER, y se separe el nodo de inyección del nodo de retiro de uno o más Contratos Firmes declarados para dicho periodo, el EOR no incluirá, para estos periodos de mercado, los correspondientes Contratos Firmes en el predespacho o redespacho regional respectivo y los montos en concepto de Rentas de Congestión relacionados a los Derechos Firmes asociados a los referidos contratos, serán iguales a cero.

VIGENCIA. La presente resolución cobrará firmeza de conformidad con lo dispuesto en el numeral 1.9 del Libro IV del RMER.

PUBLIQUESE Y NOTIFIQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en veinticuatro (24) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Managua, República de Nicaragua, el día viernes treinta (30) de junio de dos mil diecisiete.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo