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-13-2018, emitida el veinticinco de enero de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

"RESOLUCIÓN CRIE-13-2018
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO:

I

Que mediante nota EOR-GPO-05-10-2016-186, del 5 de octubre de 2016, el Ente Operador Regional (EOR) le instruyó al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) no superar los 120 MW como límite seguro de transferencia máxima de potencia desde el sistema de eléctrico mexicano hacia el área de control de Guatemala.

II

Que mediante nota EOR-DE-05-10-2016-635, de 05 de octubre de 2016, el EOR comunicó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) el incumplimiento por parte del AMM al programar transferencias máximas de potencia, superiores a los valores técnicamente establecidos, entre el sistema eléctrico de México y el área de control de Guatemala.

III

Que mediante nota con referencia EOR-DE-13-10-2016-657, del 13 de octubre de 2016, el EOR remitió a esta Comisión un informe titulado "*Informe sobre los intercambios de energía en cero MWh desde Guatemala al resto de las áreas de control del SER*".

IV

Que mediante Providencia CRIE-PS-02-2016-04, de 22 de noviembre de 2016, la CRIE por medio del Resuelve I, adoptó como medida cautelar, con fundamento en el artículo 45 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, la instrucción al AMM a no sobrepasar el límite máximo de transferencias en la interconexión Guatemala-México de 120MW. En ese mismo sentido, mediante el Resuelve II instruyó al EOR que garantizara, conforme sus facultades y en su calidad de operador del Sistema Eléctrico Regional (SER), el cumplimiento de lo ordenado respecto a la adopción de esa medida cautelar.

V

Que mediante nota GDN-013-2016, del 13 de diciembre de 2016, el AMM informó a esta Comisión que a éste no le será posible atender la instrucción de limitar las transferencias de potencia y energía a través de la interconexión entre Guatemala y México.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

VI

Que mediante nota CRIE-SE-GT-52-16-03-2017, de 16 de marzo de 2016, la CRIE solicitó al EOR una aclaración sobre las acciones tomadas los días 13 y 14 de marzo; y mediante nota CRIE-SE-GT-50-16-03-2017, de 16 de marzo de 2017, la CRIE requirió al AMM una explicación sobre las transferencias de potencia en la interconexión México-Guatemala correspondiente a los días 13 y 14 de marzo de 2017.

VII

Que el EOR comunicó a la CRIE el actuar del AMM, informando que dicho OS/OM operó transferencias entre México y Guatemala por encima del límite seguro de 120 MW, mediante las siguientes notas: i. Nota EOR-DE-14-03-2017-110 el 14 de marzo de 2017; ii. Nota EOR-DE-14-03-2017-115 del 14 de marzo de 2017; iii. Nota EOR-DE-19-04-2017-160 del 19 de abril de 2017; iv. Nota EOR-DE-21-04-2017-166 del 21 de abril de 2017; v. Nota EOR-DE-03-05-2017-573 del 3 de mayo de 2017; vi. Nota EOR-DE-09-05-2017-581 del 9 de mayo de 2017; y vii. Nota EOR-DE-16-05-2017-587 del 16 de mayo de 2017.

VIII

Que el 05 de abril de 2017, la CRIE emitió la Resolución CRIE-10-2017, por medio de la cual se declaró la responsabilidad administrativa del AMM por: a) haber permitido la conexión del 2do banco de transformación a la Subestación Los Brillantes, configurándose una falta muy grave por la infracción, según el inciso a) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central; y b) desobedecer la instrucción operativa girada por el EOR, por medio de nota EOR-GPO-09-07-2016-141, 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, configurándose una infracción, según el inciso d) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. En consecuencia, la CRIE le impuso una sanción de US $250,000.00 y ordenó la desconexión del referido segundo banco de transformadores. La referida Resolución quedó en firme mediante la emisión de la Resolución CRIE-22-2017, tras resolverse el recurso presentado por el AMM.

IX

Que mediante oficio GDN-007-2017, del 21 abril 2017, el AMM informó que el EOR de forma discrecional no solamente procedió a hacer redespachos de los predespachos regionales, sino que concretó la desconexión del área de control de Guatemala.

X

Que el 07 de junio de 2017, la entidad BIOMASS ENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA, presentó denuncia en contra del Ente Operador Regional (EOR), señalando que dicha entidad ha cometido un incumplimiento muy grave poniendo en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la red de transmisión regional afectando de manera sistemática y deliberada la continuidad de las transacciones regionales de los agentes guatemaltecos hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER),

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

esto de conformidad con lo establecido en el inciso k) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

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

A. ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR LA FORMA

Legitimación

De acuerdo con lo establecido en artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, BIOMASS ENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA, tiene legitimación para presentar una denuncia cuando tengan conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa.

Representación

El señor Jorge Estuardo Moreno de León, está legitimado para representar a Biomass Energy, S.A., quien acredita su comparecencia por medio de copia simple del acta notarial del nombramiento, ante el notario Carlos Enrique Rivera Ortiz, inscrito en el Registro Mercantil general de la República bajo el número 455623, folio 75 del Libro 383 de Auxiliares de Comercio.

SECRETARIO EJECUTIVO

Cumplimiento de formalidades de la denuncia

BIOMASS ENERGY, S.A., ha presentado denuncia por escrito, habiendo tipificado la posible infracción administrativa que, a su juicio, ha cometido el EOR, fundamentada en argumentos técnicos y normativos del RMER y del Segundo Protocolo al Tratado Marco, conforme con el inciso 4° del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

Prueba ofrecida

BIOMASS ENERGY, S.A. acompaña a su denuncia un disco compacto (CD) con los despachos diarios emitidos por el AMM desde el 1° de octubre de 2016 hasta el 22 de mayo de 2017.

B. ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR EL FONDO

Precisión necesaria

Previo al análisis de las denuncia presentada ante esta Comisión es necesario precisar que las aperturas de líneas de interconexión entre Guatemala y el resto del SER, que afectaron a los agentes de Guatemala, se dieron dentro del contexto de un procedimiento sancionador iniciado contra el AMM e identificado como CRIE-PS-02-2016, mediante el cual en el resuelve I de la Providencia CRIE-PS-02-2016-04, de 22 de noviembre de 2016, la CRIE instruyó al AMM, con fundamento en el artículo 45 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, no sobrepasar el límite máximo de transferencias en la interconexión Guatemala-México a la RTR de 120 MW –límite autorizado por el EOR como seguro para las transferencias máximas en dicha interconexión y que se encontraba vigente durante el tiempo en que acaecieron las aperturas señaladas por la entidad denunciante-. De manera que, el EOR en ejercicio de sus competencias, procedió a la apertura de líneas, por la necesidad de salvaguardar la seguridad de la RTR, conforme lo establecido el romano i de la letra i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER.

De manera que el análisis de las acciones denunciadas contra el EOR deben clasificarse en las siguientes etapas:

i. El lapso de tiempo entre el 27 de septiembre de 2016, fecha en que inicia el procedimiento sancionador contra el AMM, hasta el 29 de noviembre de 2016; y
ii. El lapso de tiempo entre el 30 de noviembre de 2016, fecha en que se notificó la adopción de la medida cautelar mediante Providencia CRIE-PS-02-2016-04, de 22 de noviembre de 2016, al 29 de mayo de 2017, fecha en que se resolvió el recurso de reposición interpuesto por el AMM contra la resolución CRIE-10-2017, que le impone una sanción al AMM.

Argumentos presentados por Biomass Energy, Sociedad Anónima:

1. **Desconexión del SER ordenada por EOR de forma unilateral**

El EOR ha ordenado unilateralmente desde el mes de octubre del año 2016, a los OS&OM de Honduras y El Salvador abrir las interconexiones con Guatemala, quedando los Agentes guatemaltecos aislados del MER y afectando las transacciones de exportación que sus

SECRETARIO EJECUTIVO

representadas realizan diariamente, así como la imposibilidad de llevar a cabo los compromisos contractuales con otros agentes del MER.

La entidad denunciante detalló las horas y meses en que Guatemala quedó aislada del MER:

Tabla No. 1. Horas y meses en que Guatemala ha quedado aislada del MER.

MES	DURACIÓN DE LA APERTURA EN HORAS
OCTUBRE 2016	60
NOVIEMBRE 2016	6
MARZO 2017	3
ABRIL 2017	65
MAYO 2017 (al día 22)	189

Análisis CRIE: De conformidad con el artículo 2 del Tratado Marco entre los fines del mismo se encuentran: a) Establecer los derechos y obligaciones de las partes; 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; c) Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad, y seguridad en el suministro de energía en la región (…), asimismo el artículo 10 del Tratado Marco estipula que "*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*". Asimismo, de conformidad con el artículo 28 del referido Tratado, uno de los principales objetivos del EOR es el de "*b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad*".

Establece el numeral 1.5.3.2 literal i, inciso i, del Libro I del RMER, en lo que interesa, lo siguiente: "*En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: a) Cumplir y aplicar la Regulación Regional; b) Coordinar con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR*, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, *conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en Libro III del RMER,* ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento*; (...) d) Realizar el seguimiento de la aplicación de las reglas de operación y de los criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER (...) i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; i. Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación,* apertura de líneas, *auditoria de las instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER. Las medidas se* ejecutarán *de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional (...) iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD);*".

Por su parte operación jerárquica del MER se basa en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en el RMER, según el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER. En cada país las funciones de la operación

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

técnica del SER se llevarán a cabo por el OS/OM correspondiente en coordinación con el EOR. Sin embargo, según la letra e) del numeral 3.2.4.1 del Libro II del RMER, el "*EOR no realizará directamente maniobras en la RTR, sino que instruirá a los OS/OM para que éstos ordenen su ejecución a los agentes, de acuerdo al esquema jerárquico previsto*".

La coordinación que regula en el artículo 10 del Tratado Marco, fundamentada en la independencia funcional del EOR, establecida en el artículo 25 del Tratado Marco, como un organismo con capacidad jurídica internacional, no está basada en una relación de igualdad entre éste y los OS/OM, sino en una relación de supra-subordinación – es decir, una relación jerárquica- que implica realizar sus funciones con la autoridad que le otorga la regulación regional.

De las normas transcritas se colige, que en concordancia con lo dispuesto en los artículos 2, 10, 25 y 28 del Tratado Marco, la regulación regional atribuye al EOR el deber de asegurar que la operación del SER se realice con criterio técnico económico respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño, encontrándose facultado además para adoptar y ordenar las medidas que en el ejercicio de sus funciones considere apropiadas para asegurar la integridad de la red de transmisión regional, preservando la calidad y seguridad del servicio en condiciones de operación normal o de emergencia conforme los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, dentro de ellas las aperturas de líneas.

Es claro para este Regulador Regional, que dada la naturaleza de lo que significa la operación de un sistema eléctrico regional como el de América Central y las facultades y responsabilidades que han sido asignadas al EOR a través de la regulación regional para operarlo, el EOR está facultado para ejecutar aquellas medidas que considere deben adoptarse para asegurar la calidad, seguridad y confiabilidad del SER, en tal sentido éstas deben materializarse bajo una necesaria coordinación con los OS/OMS involucrados en la ejecución de la orden operativa, tal y como ha ocurrido en el presente caso, a pesar de que el AMM no cumplió con las instrucciones y solicitudes vertidas por el operador regional.

Con relación al caso específico de las aperturas que se denuncian, por medio de la nota EOR-DE-05-10-2016-635, del 05 de octubre de 2016, el EOR informó a esta Comisión que por medio de estudios de seguridad operativa regionales, realizados en coordinación con los OS/OM, se consideró un límite de transferencia entre México y Guatemala igual a 120 MW.

Conforme consta en los documentos que obran en esta Comisión (expediente CRIE-PS-02-2016) y los antecedentes citados, el EOR instruyó al AMM a no superar los 120 MW como límite seguro de transferencia máxima de potencia desde el sistema eléctrico mexicano hacia el área de control de Guatemala, mediante nota EOR-GPO-05-10-2016-186, de 05 de octubre de 2016 (fs. 42 del exp. CRIE-PS-02-2016). La cual no fue atendida por el AMM, según consta en la resolución CRIE-10-2017 de 05 de abril de 2017.

Adicionalmente, mediante nota EOR-GPO-05-10-2016-186, de 05 de octubre de 2016, el EOR comunicó a esta Comisión, entre otros aspectos, que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.3.2 inciso d), e inciso i) literales i y iii del Libro I del RMER, estaba evaluando la desconexión en tiempo real de las líneas de interconexión eléctrica entre Guatemala y el resto del Sistema Eléctrico Regional, para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del resto de áreas de control; toda vez que se programasen valores superiores a los técnicamente establecidos.

Asimismo, mediante el "*Informe sobre los intercambios de energía en cero MWh desde Guatemala al resto de las áreas de control del SER*", remitido a esta Comisión mediante nota EOR-DE-13-10-

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

2016-657 del 13 de octubre de 2016, el EOR informó que, *"(...) El EOR, el 9 de octubre de 2016 registró en tiempo real, flujos de potencia de hasta 231 MW, debido a lo cual, se vio obligado a coordinar con los OS/OM las maniobras de reducción de transferencias regionales para realizar las apertura de las interconexiones de Guatemala con el resto del SER (…) "Luego de lo indicado en el punto anterior, el EOR instruyó a la UT, la ENEE y al AMM que se procedería con la apertura de las interconexiones entre las áreas de control de Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras. El AMM indicó al EOR, que no procederían con la apertura de las interconexiones desde las subestaciones del lado de Guatemala."*

Mediante el referido informe el EOR manifestó que trató de coordinar la apertura de las interconexiones entre Guatemala y el resto del SER con el AMM, la UT y la ENEE; sin embargo, el operador del área de control de Guatemala manifestó su negativa a realizar las maniobras solicitadas por el EOR. Por lo que la coordinación de las maniobras operativas necesarias para abrir las líneas de interconexión entre Guatemala y el SER, tuvieron que realizarse únicamente en los extremos de Honduras y El Salvador.

Adicionalmente, por medio de la nota EOR-PJD-19-10-2016-053, de fecha 19 de octubre de 2016, el EOR reiteró que desde el 3 de octubre de 2016, a través de mediciones de tiempo real registró valores de intercambio en la interconexión México-Guatemala superiores a 120 MW.

Mediante nota con número de referencia EOR-GPO-05-10-2016-186 de fecha 05 de octubre de 2016, el EOR instruyó al AMM que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.3.2 literal i) numerales romanos i) y iii) del Libro I del RMER no superará los 120 MW como límite seguro de transferencia máxima de potencia desde el sistema eléctrico mexicano hacia el área de control de Guatemala. El incumplimiento de dicha instrucción por parte del AMM quedó acreditada en la resolución CRIE-10-2017 del 05 de abril de 2017.

Asimismo, mediante la nota ref. EOR-PJD-19-10-2016-053, con fecha 19 de octubre de 2016, el EOR manifestó que, no obstante a lo instruido al AMM, el domingo 9 de octubre de 2016 y el martes 18 de octubre de 2016, ocurrieron nuevamente eventos similares, registrando en las mediciones de tiempo real, transferencias de potencia entre México y Guatemala superiores a 120 MW. El EOR explicó que en cumplimiento de lo establecido en la normativa regional y para preservar la seguridad operativa del SER, se vio obligado a instruir la apertura de la interconexión Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras. Según el EOR, la situación anterior, provocó que los centros de control de los OS/OM de la región realizaran maniobras operativas en tiempo real para reprogramar sus unidades con el objeto de atender su demanda.

De lo anterior, cabe advertir que, en primer lugar, el EOR intentó coordinar con el OS/OM de Guatemala la no superación del límite de 120 MW como límite seguro de transferencias máximas entre México y Guatemala; sin embargo, ante la resistencia del AMM, el EOR se vio obligado a instruir la apertura de líneas, como responsable de la operación técnica segura de la RTR, según el numeral 1.4.4 y la letra i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER., en virtud de la organización jerárquica del MER.

Finalmente, mediante nota GDN-013-2016, del 13 de diciembre de 2016, en respuesta a la providencia CRIE-PS-02-2016-04, el AMM manifestó que no le sería posible atender la instrucción de limitar las transferencias de potencia y energía a través de la interconexión entre Guatemala y México. Esta manifestación expresa del AMM refleja la desobediencia a una instrucción del EOR y, por lo tanto, los fallidos intentos de coordinar la operación de la RTR en ese sentido.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Con base en lo anterior, la entidad denunciante no tiene razón al calificar como unilateral el actuar del EOR, toda vez que se han podido verificar los siguientes aspectos:

1. El EOR solicitó al AMM, en numerosas ocasiones, no sobrepasar el límite máximo de importación fijado en estudios de seguridad operativa (120 MW), estudios que han sido desarrollados oportunamente por el EOR en coordinación con el AMM, y OS/OMS de la región.
2. El EOR en coordinación con los OS/OMS de la región realizan periódicamente estudios de seguridad operativa con el objetivo de fijar las Máximas Transferencias de Potencia (MTP) segura entre áreas de control, considerando las transferencias entre Guatemala y México (120 MW) como una de las premisas básicas de dichos estudios. Adicionalmente, ante la condición operativa anormal que se presentó, el EOR realizo análisis de sensibilidad con los cuales respaldó los resultados presentados en los estudios de MTP ante transferencias superiores a 120 MW entre Guatemala y México.
3. Esta Comisión instruyó al AMM, como medida cautelar, a no sobrepasar el límite de 120 MW; toda vez que a la fecha los interesados no habían presentado el respectivo estudio técnico que avalara un nuevo límite de transferencia entre Guatemala y México, respetando los procedimientos establecidos en los números 4.5 y 11.1 del Libro III del RMER.
4. Al presentarse transferencias superiores a 120 MW entre Guatemala y México, el EOR requirió al AMM, la UT y la ENEE a proceder con la apertura de las interconexiones entre Guatemala y el resto del SER, lo anterior en cumplimiento de sus responsabilidades como operador regional conferido en el número 1.5.4 del Libro I del RMER. Sin embargo, el operador del área de control de Guatemala manifestó su negativa a realizar las maniobras solicitadas por el EOR, por tal motivo, el EOR se vio obligado a coordinar las maniobras operativas necesarias para abrir las líneas de interconexión entre Guatemala y el SER, únicamente con los OS/OMS de las áreas de control de Honduras y El Salvador.
5. El AMM como institución responsable de la programación de las transferencias entre Guatemala y México, se convierte en el responsable de las consecuencias que se deriven de la programación y ejecución de transferencias superiores a los límites seguros.

2. Nodo "Los Brillantes" no está sujeto a regulación regional

Según la entidad denunciante, el EOR tomó la medida de desconexión porque las partes involucradas en la ampliación de la capacidad de transferencia de potencia del 2° banco de transformación 400kV/230 kV de la Subestación Los Brillantes no solicitaron acceso a la Red de Transmisión Regional –RTR-; no obstante, esta solicitud es improcedente por no estar sometida el nodo Brillantes a la regulación del Mercado Eléctrico Regional. Adicionalmente la entidad denunciante argumenta que dicha interconexión se originó con base en un Convenio Bilateral entre Guatemala y México, por lo que cualquier disposición que afecte o modifique aspectos operativos y /o económicos compete únicamente emitirla a las autoridades competentes de ambos países. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala -CNEE- mediante resolución CNEE-117-2016, de fecha 20 de mayo de 2016 autorizó a la sociedad Energía del Caribe, S.A. el acceso a la capacidad de transporte del proyecto 2° Banco de Transformación 400/230 kV para el reforzamiento de la Subestación Los Brillantes. Asimismo, mediante nota CNEE-35199-2016 gtm-NotaS2016-32, la CNEE se pronunció sobre la solicitud del AMM con relación a la consulta de Energía del Caribe, S.A. sobre el cumplimiento de requisitos para la conexión y puesta en operación del proyecto mencionado, indicando que la sociedad mencionada ya había cumplido los requisitos establecidos en la regulación nacional vigente para la realizar la conexión y puesta en servicio del proyecto citado.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Análisis CRIE: Al respecto, las Resoluciones CRIE-10-2017, CRIE-22-2017 y CRIE-34-2017, confirmada mediante resolución CRIE-45-2017, reconocen la pertenencia del nodo Los Brillantes a la Red de Transmisión Regional (RTR), por lo que le son aplicables todos los derechos y obligaciones conferidos para tal efecto en la Regulación Regional. En ese sentido, conviene extraer de la resolución CRIE-34-2017, lo siguiente:

> Por su parte, se tiene que mediante resoluciones CRIE-10-2017, confirmada mediante resolución CRIE-22-2017, esta Comisión se pronunció en los siguientes términos: "*El 2do banco de transformación en la Subestación Los Brillantes forma parte de la Subestación Los Brillantes, la cual ha sido identificada como un "nodo" perteneciente a la RTR. En ese sentido, no resulta pertinente, es innecesario y no está dentro del alcance del procedimiento sancionatorio, determinar si el referido "enlace" es parte o no de la RTR, entendido éste último como el elemento de la red de transporte que une o enlaza dos nodos, mientras que un nodo es el punto de unión entre dos o más elementos eléctricos (líneas de transmisión, transformadores, generadores, cargas, etc.).*"
>
> Con base en lo anterior, no teniendo en este momento elementos para cambiar su posición, esta Comisión mantiene el criterio de que el nodo Los Brillantes se considera parte de la RTR.

3. Estudios eléctricos del EOR no vigentes

De conformidad con la entidad denunciante, "La medida aplicada por el EOR desde el mes de octubre hasta la presente fecha carece de fundamento siendo el único sustento que ha manifestado el EOR para abrir las interconexiones, que el sistema de electricidad no tiene la suficiente capacidad para importar más de 120megavatios (MW) de México". Además, manifiesta que según el EOR una vez se importen más de 120 MW de México hacia Guatemala, el área de control de Guatemala debe ser desconectado en virtud que pone en riesgo la seguridad operativa de todo el Sistema Eléctrica Regional (SER) por no tener la suficiente capacidad; sin embargo, el mismo EOR no ha demostrado mediante estudios eléctricos de fecha reciente tal disposición.

Análisis CRIE: El numeral 16.2.1 del Libro III del RMER señala que "*es responsabilidad de cada OS/OM operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la regulación de su país y en concordancia con los CCSD, definidos a nivel regional. Si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, los OS/OM deberán emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación*". Para tal efecto las herramientas y criterios que debe utilizar el EOR para validar la seguridad operativa son los estudios de seguridad operativa regulados en el capítulo 5.2 del Libro III del RMER: "*para efectos de la planificación de la operación del SER, el EOR deberá coordinar con los OS/OM la realización de evaluaciones periódicas de seguridad operativa. Esta evaluación está destinada a verificar que la operación integrada sea segura y confiable y que se desenvolverá dentro del estricto cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño*".

Según el 5.2.2 del Libro III del RMER: "*Los estudios de seguridad operativa tendrán como objetivo determinar las medidas a ser adoptadas nacional y regionalmente para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER. Para ello, se deberá presentar la evolución esperada de la cargabilidad de los elementos de la RTR y los límites técnicos para la operación de las instalaciones, así como las violaciones a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Regionales. La seguridad operativa deberá proveer información y señales a los Agentes sobre las inversiones en generación y transmisión requeridas para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación*".

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Conforme el numeral 5.2.3 del Libro III del RMER, "*el EOR, en coordinación con los OS/OM, efectuará análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico, para lo cual será necesario que se disponga de un programa actualizado de análisis de redes con la capacidad de simular flujo de cargas, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica y de pequeña señal, estabilidad de voltaje y análisis de corto circuito*".

En tal sentido los estudios de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control se encuentran publicados en la página web del EOR. Asimismo, los mismos están regulados tanto en la resolución CRIE-P-19-2014, de 21 de agosto de 2014, como en la regulación regional.

Al respecto es importante mencionar que, los análisis de seguridad operativa elaborados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, para fijar las MTP, han incluido la evaluación en estado estacionario, del cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) ante la ocurrencia de un conjunto de contingencias de transmisión y generación, en diferentes áreas de control del SER.

En consecuencia, la validación eléctrica toma como base los Estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control, el cual contiene el límite máximo de 120 MW de importación entre Guatemala-México, estudio que se realiza empleando la base de datos regional operativa que posee el EOR, misma que es integrada con información actualizada e informada por los agentes y OS/OM periódicamente, según los numerales 5.2.6.4 y 5.2.6.5 del Libro III del RMER.

En este caso, el AMM debió actualizar la base de datos regional, informando en su oportunidad que sus transferencias de potencias entre Guatemala –México se incrementarían a 240 MW, debiéndose cumplir para tal efecto todos los requisitos establecidos en la regulación regional para conectarse a la Red de Transmisión Regional.

Según el resuelve I de la resolución CRIE-P-19-2014, de 21 de agosto de 2014, el EOR deberá realizar los estudios de corto plazo de seguridad operativa para la determinación de la máximas transferencias entre países, cada semestre con actualizaciones mensuales, aplicando únicamente el criterio de contingencia simple (N-1).

El numeral 16.1.3 del Libro III del RMER establece *"para asegurar el cumplimiento de los CCSD, los interesados en conectar nuevas instalaciones al SER (líneas, subestaciones, generadores, etc.) deberán presentar al EOR, a través del OS/OM, un estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme con los requerimientos fijados por el EOR"*

Por tanto, al no contar con un estudio eléctrico (elaborado con premisas y criterios regionales) que respalde la calidad, seguridad e integridad en la operación del SER ante la conexión y operación del segundo banco de transformación 400/230 kV 225MVA y las consecuentes transferencias entre Guatemala y México; el EOR, como ente responsable de garantizar la seguridad operativa del SER, no puede operar el SER de manera riesgosa, respaldando la seguridad operativa regional en estudios eléctricos basados en premisas y requerimientos de normativas nacionales de Guatemala y México, mismas que omitieron evaluar el impacto de las nuevas instalaciones en la RTR al representar al SER como una carga conectada a Guatemala.

En definitiva, el EOR ha realizado periódicamente estudios de seguridad operativa para la determinación de las máximas transferencias entre países, aplicando únicamente el criterio de contingencia simple (N-1) para la determinación de las máximas capacidades de transferencia de

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

potencia entre países, los cuales fueron publicados en su página web, según la resolución CRIE-P-19-2014, emitida el 21 de agosto de 2014.

4. Igualdad de jerarquía del EOR con OS/OMS

De conformidad con la entidad denunciante "... al EOR (como organismo regional de conformidad con el artículo 18 del referido Tratado) se le otorgó la misma jerarquía que cualquier OS/OM de los países miembros del MER, ya que con los referidos OS/OM deberán realizar las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico. Es decir, que el EOR no puede de forma unilateral darle instrucciones al OS/OM de Honduras y de El Salvador de abrir las interconexiones con Guatemala...".

Análisis CRIE: Al respecto, es procedente considerar que según el artículo 25 del Tratado Marco, el EOR es el ente operador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, posee independencia económica, funcional y espacialidad técnica, realizando sus funciones con imparcialidad y transparencia. De acuerdo con el artículo 28 del Tratado Marco entre las funciones del EOR se encuentra (...) *b)* "*asegurar que la operación y el despacho de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad*". Por otro lado, el inciso final del artículo 23 del Tratado Marco define a los Operadores del Sistema y Operadores Mercado nacionales "(...) *al ente o entes nacionales designados como operador u operadores nacionales en los que atañe las funciones y responsabilidades que se indique en el Tratado Marco y sus protocolos. Cada país tendrá su propia definición interna de cómo se organizarán las funciones de Operador del Mercado o de Sistema sea por una misma entidad o entidades separadas*".

Por su parte, según el numeral 1.4.4 del Libro I del RMER "*la operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una* estructura jerárquica descentralizada, *en la cual el EOR es responsable y coordina la operación del MER y la RTR mientras que los Operadores de los Sistemas y Mercados Nacionales, OS/OMS, son responsables de la coordinación de la operación de cada uno de sus países*". (el resaltado es propio). Esta estructura jerárquica se confirma en el número ii de la letra i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER que señala que el EOR podrá "*delegar en los OS/OM jerárquicamente dependientes las funciones de control y gestión de la operación*". El 1.8.3 del Libro I del RMER contempla que (...) *"las instrucciones, direcciones y órdenes del EOR podrán ser impartidas o emitidas a los OS/OMS y a los agentes del mercado, a través del OS/OM correspondiente, por escrito o por cualquier medio de comunicación verbal* (...).

De conformidad con el numeral 1.5.3.1 el EOR *dirige* y coordina la operación técnica del SER. De manera que el EOR deberá preservar (...) "*la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y de emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para su cumplimiento*".

La operación jerárquica del MER se base en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en el RMER, según el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER. En cada país las funciones de la operación técnica del SER se llevarán a cabo por el OS/OM correspondiente en coordinación con el EOR. Sin embargo, según la letra e) del numeral 3.2.4.1 del Libro II del RMER, el "*EOR no realizará directamente maniobras en la RTR, sino que instruirá a los OS/OM para que éstos ordenen su ejecución a los agentes, de acuerdo al esquema jerárquico previsto*".

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Por los anteriores motivos, la estructura jerárquica del MER, implica que no todos los operadores en el MER se encuentran en el mismo nivel, ya que, de acuerdo con el artículo 25 del Tratado Marco, al EOR se le se le atribuye la responsabilidad de la operación; *dirige* y coordina la operación técnica de la RTR, por lo que podrá girar instrucciones, direcciones y órdenes a los OS/OMS en cumplimiento de la regulación regional. En la operación del MER, el OS/OMS están obligados a mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales (según la letra c) del numeral 3.2.1 del Libro II del RMER).

La operación coordinada no implica el acuerdo entre el EOR y los OS/OMS, sino operar de forma conjunta y en armonía la operación técnica de la RTR, para lo cual deberán cumplirse los lineamientos establecidos en el numeral 3.2.2 del Libro II del RMER y demás normativa regional. En otro sentido, en virtud de un desacuerdo con el EOR, el OS/OMS podrá activar el proceso de solución de controversias, conforme con los artículos 33 y 34 del Tratado Marco, pero "*no postergará la ejecución de una orden dada por la CRIE o de una instrucción impartida por el EOR a un agente del mercado en cumplimiento de la Regulación Regional*".

En el caso que nos ocupa, ha quedado demostrado que el EOR solicitó al AMM, en numerosas ocasiones, no sobrepasar el límite máximo de importación fijado por los estudios de seguridad operativa (120 MW); sin embargo el AMM se negó a modificar las transferencias programadas entre Guatemala y México; razón que motivó al EOR a coordinar la apertura de las interconexiones entre Guatemala y el resto del SER con el AMM, la UT y la ENEE; siendo el caso que el operador del área de control de Guatemala manifestó su negativa a realizar maniobras solicitadas por el EOR, el operador regional se vio obligado a coordinar las maniobras operativas necesarias para abrir las citadas líneas de interconexión únicamente con los OS/OMS de las áreas de control de Honduras y El Salvador.

En consecuencia, no es correcto sostener que el EOR no puede dictar órdenes e instrucciones a los OS/OMS en sus facultades de operador de la RTR.

5. Asignación de cargos y abonos

Señala la entidad denunciante que la remuneración por la disponibilidad y uso de las redes regionales será cubierta por los agentes del mercado regional. En este caso, los agentes del mercado guatemalteco, están pagando los cargos regionales de transmisión por uso y disponibilidad de la red ya que el EOR a su discrecionalidad ordena abrir las interconexiones regionales de Guatemala con el resto de los países miembros del MER.

Análisis CRIE: Al respecto, la resolución CRIE-30-2017, de 29 de junio de 2017, confirmada por la resolución CRIE48-2017, de 16 de octubre de 2017, con respecto a los DTR estableció que:

> 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.

Asimismo, la resolución CRIE-48-2017, de 16 de octubre de 2017, con relación a la asignación de sobrecostos a los agentes estableció que:

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

SEGUNDO. MODIFICAR el punto resolutivo SEGUNDO de la resolución CRIE-30-2017, de la siguiente manera: "**SEGUNDO.** DETERMINAR que no es procedente asignar a los OS/OMs, ni Agentes del MER, los sobrecostos consignados en el DTER-04-2017, referidos a los 65 períodos de mercado afectados por las transferencias superiores a 120 MW entre Guatemala y México y las subsecuentes aperturas de las interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER. Con el fin de garantizar la liquidez del Mercado, reintegrar los montos pagados por sobre costos asignados y liquidar los montos pendientes de pago incluidos en el DTER-04-2017, según corresponda, a los OS/OMs y demás Agentes afectados por el referido DTER, incorpórese a la regulación regional, a la brevedad posible, el mecanismo idóneo de reembolso y liquidación."

6. Inconsistencia en el actuar del EOR durante las desconexiones

Manifiesta la entidad denunciante que el EOR no siempre procedió a desconectar a Guatemala del SER durante el periodo de tiempo que se han dado las aperturas de líneas, ya que en algunas ocasiones no desconectó a pesar que se había importado 120 MW, habiendo un incumplimiento al artículo 28 del Tratado Marco, al no asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico.

Tabla No. 2. Días y horas en que se superaron 120MW de importación, pero el EOR no tomó acción alguna.

MES	Día
Octubre-16	3, 4,5,8, 9, 18, 31.
Marzo-17	13
Abril-17	21

Análisis CRIE: Al respecto, para los casos del 31 de octubre de 2016 y 13 de marzo de 2017, el EOR mediante nota EOR-DE-17-03-2017-132, de fecha 17 de marzo de 2017, informó a esta Comisión lo siguiente:

> "*El EOR, en el proceso de operación técnica, mantiene un monitoreo constante de los flujos en tiempo real y cambios de última hora a los programas de intercambio por dicha interconexión, lo (sic) cuales se realizan en tiempos fuera de lo establecido para la programación del predespacho regional*".
>
> "*Asimismo, para realizar la desconexión de las interconexiones del área de control de Guatemala con el resto del SER, el EOR considera la complejidad de coordinación de las operaciones y maniobras que se realizan con los OS/OM de la región, que implican desconexión y conexión de centrales de generación en cortos periodos de tiempo para ajustar los intercambios, ajustes de perfiles de voltaje, otras maniobras internas, así como ajustes al despacho interno en las áreas de control*".
>
> "*Debido a lo anterior, considerando que el día 13 de marzo de 2017, en las horas 5:00 y 6:00 el AMM, realizó intercambios de 140 MW superiores al límite establecido; el EOR, hizo el esfuerzo de agotar todas las vías de comunicación necesarias, en busca de la solución al asunto de manera transparente e imparcial, por lo cual remitió correspondencia EOR-GPO-13-03-2017-058, al AMM indicándole que no se programaran intercambios mayores a 120*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

MW y que de no cumplirse lo requerido se procedería con la apertura de las interconexiones, tal como se realizó el día 14 de marzo de 2017, en las horas 03:00 y 5:00 por el incumplimiento del AMM".

En el predespacho nacional del 13 de marzo del 2017, remitido a las 13:00 del 12 de marzo 2017, el AMM había programado 120 MW de intercambio entre Guatemala y México, programa que fue modificado posteriormente; en ese sentido, considerando la complejidad de las coordinaciones con los diferentes OS/OM de la región y las maniobras operativas necesarias para abrir las interconexiones entre Guatemala y el SER, el EOR solicitó a través de su centro de operaciones no proceder con transacciones superiores a los 120 MW, solicitud que no fue atendida por el AMM.

Cabe señalar que, en el mes de octubre de 2016, ante hechos similares, el EOR procedió de la misma forma, es decir previo a realizar las aperturas de las interconexiones del área de control de Guatemala con el resto del SER, el EOR realizó las comunicaciones formales con las autoridades del AMM para que se cumpliera con la programación de intercambios por la interconexión Guatemala – México, respetando el máximo valor de transferencia establecido en 120 MW.

Por otro lado, aun cuando se programen 0 MW de transferencias entre Guatemala y el resto del SER, se corre un riesgo operativo al mantener conectado el segundo banco de transformación en la Subestación Los Brillantes y cerradas las interconexiones entre Guatemala y el resto del SER; lo anterior considerando que podrían registrarse transferencias superiores a los 120 MW entre Guatemala y México; lo cual de conformidad con estudios de seguridad operativa y análisis de sensibilidad desarrollados por el EOR representaría un riesgo a la operación del SER ya que éste no operaría cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño.

En definitiva, con respecto a la supuesta inconsistencia en el actuar del EOR respecto a las aperturas de las líneas de interconexión entre Guatemala y el resto del SER, dicho comportamiento obedece principalmente a que el AMM, en el predespacho nacional remitido al EOR como parte del proceso para realizar el predespacho regional, programó transferencias inferiores o iguales a 120 MW entre Guatemala y México; sin embargo, dicho programa fue modificado posteriormente por el mismo AMM sin que dichas modificaciones fueran hechas del conocimiento del EOR, situación que aunado a la naturaleza compleja que conlleva la coordinación requerida con los diferentes OS/OM de la región para la ejecución de las maniobras operativas necesarias para abrir las interconexiones entre Guatemala y el SER, el EOR solicitó a través de su centro de operaciones no proceder con transacciones superiores a los 120 MW, solicitud que no fue atendida por el AMM.

7. Sobre los perjuicios causados

La entidad denunciante señala que el EOR le ha perjudicado ocasionando pérdidas económicas, según el detalle siguiente:

Indicó que esta situación se ha cuantificado en la forma que se detalla en el siguiente cuadro:

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Tabla No. 3 Valorización de la energía no vendida por Biomass Energy, S.A.

Mes	Valorización de la energía no vendida US$
oct-2016	55,144
nov-2016	6,267
mar-2017	4,986
abr-2017	124,611
may-2017	263,869
Total	454,877

Análisis CRIE: Al respecto, cabe mencionar que el EOR ha solicitado al AMM, en numerosas ocasiones, no sobrepasar el límite máximo de importación entre Guatemala y México fijado por los estudios de seguridad operativa (120 MW), lo anterior considerando el hecho que a la fecha los interesados no habían presentado un estudio técnico, conforme a los lineamientos establecidos en la regulación regional, que avalase un nuevo límite de transferencia entre Guatemala y México. Por tal motivo, esta Comisión como medida cautelar instruyó al AMM a no sobrepasar el límite de 120 MW; por lo que, siendo el AMM el responsable de la programación de las transferencias entre Guatemala y México, también se convierte en el responsable de las consecuencias que se deriven de las transferencias programadas.

En ese mismo sentido, mediante el resuelve segundo de la Resolución número CRIE-48-2017, del 16 de octubre de 2017, se determinó que no era procedente asignarle los sobrecostos consignados en el DTER -04-2017 de las aperturas a los OS/OM, ni a los agentes del MER. Para lo cual, con el fin de garantizar la liquidez del Mercado, reintegrar los montos pagados por sobre costos asignados y liquidar los montos pendientes de pago incluidos en el DTER mencionados, según corresponda a los OS/OMs y demás agentes afectados, se deberá incorporar a la regulación regional, el mecanismo idóneo de reembolso y liquidación.

Adicional a esto, según el numeral 3.2.5.5 del libro II del RMER si *"durante la operación surge algún problema técnico que ponga en riesgo la calidad, seguridad y desempeño de la RTR, el EOR procederá a tomar las acciones necesarias para preservarlas, informando en primer lugar a las partes que se vean afectadas por la medida y luego a la CRIE junto con la justificación de la misma, sin que tal decisión de lugar a indemnización de perjuicio alguno"*. De los antecedentes expuestos, el EOR informó en su oportunidad a la CRIE que el AMM había sobrepasado el límite máximo de 120 MW al operar la RTR, lo cual ponía en riesgo los criterios de calidad, seguridad y desempeño de la RTR como previamente se ha enunciado.

Esta Comisión considera que, las aperturas de líneas efectuadas por el EOR están fundamentadas en las competencias establecidas en el Tratado Marco y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional como se ha analizado, dentro del contexto de la investigación de una infracción administrativa, ya establecida a cargo del AMM, por medio del procedimiento sancionador CRIE-PS-02-2016, y resuelto mediante la resolución CRIE-10-2017, de 05 de abril de 2017. Asimismo, según el numeral 3.2.5.5 del libro II del RMER, las acciones del EOR no dan lugar a indemnización de perjuicios.

IV

Que en reunión presencial número 122 del 25 de enero de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la denuncia presenta por la entidad **BIOMASS ENERGY, S.A.,** en

contra del Ente Operador Regional por el incumplimiento de los artículos 5, 10, 12, 14, 25, 26 y 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, habiendo analizado la misma y de conformidad con lo considerado acordó declararla sin lugar, con cuatro votos a favor de los Comisionados de las Repúblicas de El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica; y dos votos en contra de los Comisionados por las Repúblicas de Guatemala y Panamá, quienes proceden a razonar su voto, razonamientos que se anexan a la presente resolución.

POR TANTO:

Con base en lo considerado 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 **BIOMASS ENERGY, S.A.**, ante esta Comisión el 07 de junio de 2017 en contra del Ente Operador Regional (EOR), por los supuestos incumplimientos a la normativa regional que configuran el incumplimiento tipificado en el literal k) del artículo 30 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 dieciséis (16) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en República de Guatemala, el día lunes diecinueve (19) de febrero de dos mil dieciocho.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

SECRETARIO EJECUTIVO

VOTO RAZONADO DEL COMISIONADO DE PANAMA

Reunión de Junta de Comisionados CRIE No. 122

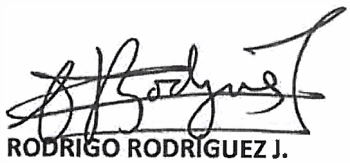
Guatemala – 25 y 26 de enero de 2018.

Yo, Rodrigo Rodríguez J. en mi condición de Comisionado por la República de Panamá, ante la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), haciendo uso de mi derecho a razonar mi voto, presento las razones por las cuales he votado en contra de la decisión adoptada de declarar sin lugar las denuncias presentadas por el Administrador del Mercado Mayorista – AMM – de Guatemala y las empresas Biomass, S. A.; Comercializadora Electronova, S. A. y Puerto Quetzal, en contra del Ente Operador Regional (EOR) por las desconexiones realizadas en el SER.

El fundamento de mi voto en contra es que, según lo presentado durante la reunión la actuación del EOR no ha sido consistente en todos los casos, puesto que para situaciones similares de flujo entre Guatemala y México, a las que provocaron las aperturas, hubo ocasiones en que el EOR no procedió a abrir la interconexión. Podemos llegar a comprender que los sistemas de potencia son dinámicos y que ante circunstancias muy particulares es posible que las acciones de control que se requieran sean diferentes. Sin embargo, de ser ese el caso, es necesario que se sustente mejor, situación que no se evidencia en los documentos aportados para el análisis de este punto de agenda. De no ser el caso, estaríamos que ante situaciones similares el EOR habría actuado de manera diferente, por lo que esto sería un tema muy sensible debiéndose entonces investigar si la conducta fue intencional o fue parte de una mala gestión no intencional del operador.

Así las cosas, mi voto es en contra a las propuestas de resolución presentadas y se mantendrá de tal manera hasta tanto, en las propias resoluciones se incluyan los sustentos que permitan comprender por qué sólo en las ocasiones que nos ocupan se abrieron líneas y para otro momento, aún con circunstancias similares, no se tomó tal decisión.

Habiendo planteado respetuosa y claramente mis argumentos, me suscribo.



RODRIGO RODRIGUEZ J.

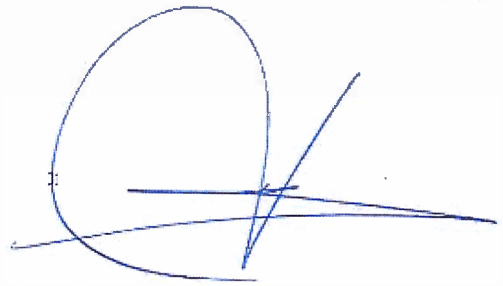
Comisionado por Panamá

Panamá, 5 de febrero de 2018

24-1-2018

Comisionado por Guatemala, Rodrigo Fernández

- El voto razonado en contra a la resolución que declara sin lugar la denuncia respecto a la incongruencia de criterio que fue acreditado por CRIE en cuando existen hora y días en los cuales el EOR instruyó aperturas de las interconexiones de Guatemala, desde El Salvador y Honduras, aun cuando las transferencias hacia Guatemala desde México no superaron el límite máximo de la interconexión Guatemala – México (denominado por la CRIE) y también existen horas y días en los cuales no se realizaron las referidas aperturas, cuando el determinado límite si se había superado, justificando la incongruencia de la siguiente manera: la CRIE adiciona un nuevo argumento para justificar un correcto actuar del EOR respecto a las desconexiones, tratando de cambiar las reglas establecidas en la regulación nacional de Guatemala para la elaboración del predespacho o despacho económico nacional, indicando que consideran una anomalía y no ajustado a la regulación regional que el predespacho nacional (que no contiene importaciones y exportaciones), que se reporta o informa al EOR, para la elaboración del predespacho regional, es diferente o fue cambiado, según se indica, de manera unilateral por el OSOM de Guatemala cuando fue publicado en definitiva, conforme la regulación nacional, o sea, el predespacho nacional informado inicialmente (sin incluir importaciones y exportaciones), indican, no debería variar respecto del predespacho nacional definitivo que se publica conforme la regulación nacional (el cual ya incluye el predespacho regional) y que si varía el OSOM debería solicitar un redespacho regional, situación que no se encuentra normada de esa manera.



Rodrigo Fernández
Comisionado por Guatemala