

5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

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-79-2018, emitida el ocho de agosto de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

RESOLUCIÓN CRIE-79-2018 COMISION REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA RESULTANDO

I

Que el 21 de diciembre de 2017, mediante nota EOR-GPO-21-12-2017-297, el Ente Operador Regional (EOR) remitió a los OS/OMS de la Región el informe denominado "Identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2018".

 \mathbf{II}

Que el 28 de diciembre de 2017, el Administrado del Mercado Mayorista (AMM) presentó ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) una "solicitud de intervención" solicitando que la CRIE intervenga para que el EOR cumpla con la responsabilidad de identificar la RTR-2018 con apego a la regulación regional.

Ш

Que el 15 de enero de 2018, la CRIE, por medio de la nota CRIE-SE-SV-GT-GJ-13-15-01-2018, solicitó al EOR copia certificada de la totalidad del expediente administrativo del procedimiento seguido para la identificación y actualización de la RTR-2018, así como las normas y reglamentos internos vigentes que regulan la competencia de los órganos del EOR encargados de dictar el acto administrativo de identificación y actualización de la RTR.

IV

Que el 02 de febrero de 2018, mediante nota de referencia EOR-DE-30-01-2018-024, el EOR dio respuesta a lo requerido mediante nota CRIE-SE-SV-GT-GJ-13-15-01-2018, acompañando lo siguiente: a) **Anexo I.** Copia certificada de la totalidad del expediente administrativo, ordenado de forma cronológica, debidamente foliado, y cada uno de los documentos que respaldan el procedimiento seguido por el EOR para la identificación de la RTR para el año 2018; y b) **Anexo II.** Copia certificada del Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del EOR que regula la competencia de los órganos del EOR encargados de participar en la identificación de la RTR, vigente al momento que se dictó la identificación de la RTR-2018.







5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

 \mathbf{V}

Que el 02 de julio de 2018, el Secretario Ejecutivo de la CRIE remitió al EOR la nota CRIE-SE-GJ-GM-GT-159-02-07-2018, mediante la cual se coordinó reunión con el EOR con el objeto de abordar los siguientes temas: a) La justificación técnica – regulatoria que sirvió como base para la inclusión de la subestación Los Brillantes (del área de control de Guatemala), como parte de los resultados de la aplicación del Paso 1 de la Metodología de Definición de la RTR; y b) El impacto en el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales derivados de la inclusión o no de la subestación Los Brillantes en la definición de la RTR; reunión que tuvo lugar el 16 de julio de 2018, en las oficinas del EOR.

VI

Que el 20 de julio de 2018, el EOR remitió a la CRIE la nota identificada como EOR-DE-20-07-2018, mediante la cual remitió "Informe análisis técnico – jurídico del EOR a nota CRIE-SE-GJ-GM-GT-159-02-07-2018, sobre la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR 2018".

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco: "La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional". De conformidad con el artículo 20 del referido Tratado Marco "La CRIE cuenta con la capacidad jurídica suficiente para (...) realizar todos aquellos actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad (...) respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad".

H

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco: "Los objetivos generales de la CRIE son: 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. (...)". Asimismo, de conformidad con el artículo 23 del referido Tratado Marco entre las facultades de la CRIE se encuentra la de: "(...) c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos."

Ш

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco: "(...) Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias







5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional."

IV

Que de conformidad con 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, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia. Su domicilio estará situado en uno de los países de América Central a definir por los Gobiernos. Su duración es la de este Tratado".

V

Que respecto a la definición de la RTR, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional establece lo siguiente:

Libro III

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

Numeral 2.1.2: "La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las ampliaciones planificadas incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente artículo".

Numeral 2.2.1 "El método de identificación de la RTR contempla cinco (5) pasos, que serán realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, tal como se describe en el Anexo A: a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio; b) Identificación de los nodos de control, en los que cada OS/OM informará las transacciones al MER y a través de los cuales se establecerá la interfaz entre el MER y los Mercados Eléctricos Nacionales; c) La unión topológica de los elementos identificados en (a) y (b) por medio de líneas u otros elementos de transmisión; d)

Identificación de otras líneas que, por los criterios de utilización determinados en el Anexo A, deban también incluirse en la RTR; e) El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos "a-d" cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD".







5° Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

ANEXO A. Metodología de definición de la RTR

"A1 Metodología

A1.1 Primer paso: Definición de la RTR

Los nodos a incluir en la RTR básica son:

- los nodos y líneas que forman parte de las interconexiones existentes a niveles de tensión mayores de 115 kV;
- los nodos y líneas de las expansiones planificadas (conjunto que incluye a la línea SIEPAC).

Cuando entre en servicio algún tramo de la línea del SIEPAC, los nodos del tramo y el tramo mismo, serán parte de la RTR básica.

Asimismo serán parte de la RTR inicial los nodos y los tramos de las expansiones planificadas programadas por el Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) del EOR.

A1.2 Segundo paso: Identificación de los Nodos de Control

Los Nodos de Control en cada sistema eléctrico nacional son los nodos más cercanos eléctricamente al nodo terminal de una interconexión (sin incluirlo) donde los Agentes pueden hacer ofertas al MER, y el OS/OM puede controlar la inyección/retiro de energía en forma independiente de otros nodos.

Estos nodos corresponden a los nodos donde un generador o un área del sistema compuesta por un conjunto de generadores y cargas, se conectan de forma radial al sistema mallado. Cuando existan grandes usuarios con una capacidad comprobada de controlar su demanda, los nodos donde estos se conecten al sistema mallado se pueden también incorporar a esta definición.

Los Nodos de Control estarán limitados a los dos niveles de tensión más alto en cada país (ejemplo: 230 y 138kV, ó 230 y 115kV).

La identificación de los Nodos de Control será realizada examinando la topología de la ubicación de los generadores y puntos donde los Agentes puedan hacer ofertas al MER y puedan controlar la inyección/retiro de energía.

A1.3 Tercer paso: Identificación de la RTR preliminar

La RTR preliminar es el conjunto formado por los nodos y líneas de los pasos anteriores y las líneas y nodos intermedios que los unen mediante el camino eléctrico más corto (menor impedancia) en cada nivel de tensión. La RTR preliminar debe ser continua desde Panamá hasta Guatemala.







5° Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

En este paso, para conectar los nodos de control a la red básica se escoge un nodo de control a la vez, en cada oportunidad el más cercano a la red básica. Al comienzo, los nodos de la interconexión son los límites de la red básica, pero a medida que se agregan conexiones de los nodos de control a ellos, la red básica se va internando en los sistemas eléctricos nacionales.

El proceso a seguir para la identificación de la RTR preliminar en cada país es el siguiente:

- C-1. Se selecciona el nivel de voltaje más alto en la RTR básica.
- C-2. Se busca la conexión más cercana eléctricamente entre algún nodo de control y un nodo de la RTR básica.
- C-3. Si la conexión no se puede lograr al mismo nivel de tensión (Por ejemplo, si el nodo de control se encuentra en 115kV y el nodo de la RTR básica en 230kV) se utilizará la ruta eléctricamente más corta pasando por una subestación de transformación.
- C-4. Tanto el nodo de control conectado a la RTR básica como los tramos intermedios necesarios para esta conexión, se convierten en nodos de la RTR básica, la cual se va "internando" en los sistemas nacionales.
- C-5. Si no se han agotado los nodos de control a ser conectados, se vuelve al paso "C-2"
- C-6. Si el nivel de tensión seleccionado es el más alto y la RTR básica hasta el momento no es continua (se verifica que exista un camino que conecte los nodos de la RTR básica) se hará continua utilizando el camino eléctricamente más corto.
- C-7. Se selecciona el nivel de tensión inmediatamente inferior donde existan nodos de control y se va al paso "C-2"
- A1.4 Cuarto paso: Identificación de las líneas que complementan la RTR preliminar.

Se identificarán elementos adicionales a la RTR preliminar para varios escenarios, según un criterio que considera dos factores: 1) la magnitud del cambio de flujo por los elementos antes y después de las transacciones MER y; 2) la relación de este cambio con el monto total de la transacción MER en cada país.

Utilizando un modelo de planeamiento operativo, se realizarán simulaciones para n escenarios de los países operando en forma aislada y luego en forma coordinada en el MER. Se comparan los flujos en los elementos de transmisión en las dos situaciones y se decide agregar a la RTR dicho elemento si cumple con los siguientes criterios:







5° Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

- Sea Fak y Fck el flujo en el caso aislado y en el caso coordinado respectivamente para el escenario k en un elemento l que no haya sido seleccionado en los pasos A y C.
- Sean Ek el valor absoluto del intercambio neto y Tk el monto de tránsito para el escenario k en el país donde se encuentra el elemento analizado.
- El elemento l se incluye en la RTR si, n/N > P%, donde: n=número de escenarios donde se cumple que
 Fck-Fak| / (Ek+Tk)*100 > U%
 N= Número total de escenarios analizados
- Para la determinación de la RTR inicial se utilizarán los valores: U%=15% y P%=20%, los cuales podrán ser modificados por la CRIE;

A1.5 Quinto paso: Verificación por el EOR y los OS/OM

El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrán añadir elementos a los ya identificados en los pasos uno a cuatro cuando estos se muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño."

VI

Que en cuanto a la solicitud presentada por el AMM y tomando en consideración lo informado por el EOR en su oportunidad, se hace necesario referirse a los planteamientos del referido OS/OM de la siguiente manera:

1. De la conducta que vulnera la regulación regional. Arrogación de funciones en la definición de la RTR que le competen a la Junta Directiva EOR

"Es el caso que pese a lo que establece el Tratado Marco –regulación de mayor jerarquía regional-, el RMER -regulación regional- y el Reglamento Interno de la Junta Directica del EOR –regulación del operador regional-, hay una gerencia del EOR que ha hecho llegar al AMM el oficio EOR-GPO-21-12-2017-297 y su anexo, con un documento al que denomina `Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2018' que, sin revestir las formalidades propias de un acuerdo de la Junta Directiva del EOR, pretende sea atendido como definición de la RTR para 2018 por cada uno de los OS/OM de la áreas de control de la región. Ello constituye una arrogación de funciones, pues claro ha quedado que su aprobación es una función <u>especial</u> de la Junta Directiva del EOR".

EOR: Al respecto en el informe remitido mediante nota EOR-DE-20-07-2018-228, el EOR reiteró que la Gerencia de Planificación y Operación tiene competencias suficientes con fundamento en su normativa interna para la identificación de la RTR, en ese sentido hizo referencia al artículo 27 del Tratado Marco, en cuanto a que: "el EOR contará con la estructura administrativa y técnica que requiera" y que la Junta Directiva como máxima







5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

autoridad está plenamente facultada para determinar el funcionamiento de su aparato técnico administrativo, en ese sentido se hace referencia a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento Interno de la Junta Directiva del EOR, del cual se deriva la facultad de la Junta Directiva para aprobar el Reglamento de Organización y Funciones del EOR, misma que se materializó mediante acuerdo 1E-2017-8-4, que en sus artículos 12, 13 y 15 define la competencia de la Gerencia de Planificación y Operación para identificar la RTR. Finalmente, el EOR hace referencia a lo indicado por esta Comisión en el Considerando IV acápite II literal A de la Resolución CRIE-01-2018.

ANÁLISIS CRIE: De conformidad con los artículos 25 y 27 del Tratado Marco el EOR es un ente con independencia funcional y especialidad técnica, que para el ejercicio de las funciones que le fueron encomendadas puede contar con la estructura administrativa y técnica que requiera. De lo anterior se coligue no solo la independencia técnica y funcional de EOR sino también la potestad que tiene de auto-organizarse, es decir de establecer la organización interna que considere necesaria para el buen funcionamiento de dicho ente. La potestad de auto-organización conferida por el Tratado Marco al EOR se traduce en la potestad de crear órganos dentro de la estructura del EOR y asignarle competencias, sin que para ello deba sujetarse a directrices o autoridad distinta o de otro ente en materia del ejercicio de sus competencias. Según Manteca Valdelande, "La potestad de auto organización es aquella que permite a cada Administración pública estructurar sus propios medios y servicios del modo que más conveniente resulte para el mejor ejercicio de sus competencias y la más adecuada satisfacción de sus fines."

El artículo 27 del Tratado Marco al establecer que "el EOR contará con la estructura administrativa y técnica que requiera", engloba la posibilidad de que otros órganos dentro del EOR ostenten funciones de decisión ya que la misma no se encuentra restringida a la Junta Directiva. Adicionalmente, el referido artículo 27 establece que el EOR será dirigido por una Junta Directiva; misma que en su labor de dirigir² (o dar las reglas para la operación del EOR) está facultada, desde el punto de vista jurídico, para asignar a cualquier órgano del EOR poder de decisión en asuntos cuya atención haya sido encomendada al EOR como ente, realizando una asignación de las funciones que recaen en el EOR (entidad) y en virtud de ello tales órganos podrían ejercer en nombre y por cuenta del EOR las facultades encomendadas a dicho ente por la regulación regional.

En cuanto a la definición de la RTR, los numerales 1.5.6.3 del Libro I y 2.1.1 del Libro III del RMER, establecen que el EOR es el responsable de la identificación y actualización de la RTR. Por su parte, la Junta Directiva del EOR aprobó en el año 2017 el Reglamento de Organización y Funciones del EOR, en el cual estipuló lo siguiente: "Artículo 13°. Funciones y Responsabilidades técnicas. Son funciones técnicas de la Gerencia de

² Gobernar, regir, dar reglas para el manejo de una dependencia, empresa o pretensión. Diccionario de la Real Academia Española. http://dle.rae.es/srv/search?m=30&w=dirigir





Manteca Valdelande, Víctor. Las potestades administrativas: organización, planificación y autotutela. Editorial La Ley.
 España

http://guiasjuridicas.wolterskluwer.es/Content/Documento.aspx?params=H4sIAAAAAAAEAMtMSbF1jTAAATMLA0 MDtbLUouLM_DxbIwNDQwNLY7BAZlqIS35ySGVBqm1aYk5xKgCjhXUtNQAAAA==WKE#nEX0000068010_NOTA19



5° Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

Planificación y Operación las siguientes a) Realizar la planificación indicativa y largo plazo de la expansión de la generación y la transmisión regional, el planeamiento operativo de mediano plano del SER, y la identificación de la RTR para los próximos 5 años (...)." En virtud de lo anterior, y siendo que el Tratado Marco dotó al EOR de la potestad de auto organización, la identificación de la RTR está a cargo de la Gerencia de Planificación y Operación del EOR, Gerencia que se encuentra facultada para emitir dicha identificación en nombre del EOR.

Ahora bien, con relación a lo manifestado por el AMM, respecto al artículo 4 del Reglamento Interno de la Junta Directiva, se tiene que éste señala en el literal n) lo siguiente:

"ARTÍCULO 4, FACULTADES DE LA JUNTA DIRECTIVA. La Junta Directiva tendrá a su cargo la dirección y administración del EOR, con las facultades establecidas en el Tratado Marco. En forma especial le corresponde: (...) n) Aprobar y remitir a la CRIE los siguientes informes requeridos por la Regulación Regional tales como: - Informes de regulación del MER ordinarios (numeral 2.3.1.2, libro I, RMER). - Propuestas de ajuste regulatorios a la regulación regional a presentar a la CRIE (numeral 2.3.1.2, libro I, RMER). – Propuesta de cambios a la normativa regional vigente o por emitir, cuando tiene impactos importantes en la operación técnica, comercial y/o administrativa del MER o EOR (literal b) numeral 1.8.4.5, libro I RMER), artículo 1, Resolución CRIE-8-2016. – Informe de evaluación de solicitudes de conexión a la RTR (Libro I 3.10.6 RMER). -Informe de propuesta a la CRIE de valores para el cálculo de VEI (Libro III 6.2.2 RMER). – Informe anual de planificación de largo plazo (Libro III 10.1.3 RMER). – Informe anual de diagnóstico a mediano plazo (Libro III 10.1.3 RMER). – Informes sobre beneficios e inconvenientes asociados a ampliaciones a riesgo (Libro III 10.1.3 RMER). – Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE (Libro III 10.1.3 RMER). - Informes de estudios de seguridad operativa (Libro III 5.2 RMER) – Informes finales de consultorías sobre temas específicos. – Informes cuatrimestrales de operación técnica del Sistema Eléctrico Regional. (...) p) Determinar la estructura organizativa que se requiera para su funcionamiento (...) u) Aprobar el Reglamento del Organización y Funciones del EOR. v) En general, ejercer y cumplir todas las demás atribuciones y obligaciones que le señalen el Tratado Marco y el presente Reglamento.".

Se extrae del artículo previamente citado, que la Junta Directiva del EOR excluyó de los informes que ésta debe aprobar, el Informe sobre la conformación de la RTR, designando expresamente mediante el Reglamento de Organización y Funciones del EOR, a la Gerencia de Planificación y Operación para que ejecute dicha definición. En virtud de lo anterior, y en observancia de la facultad de auto organización conferida al EOR a través del Tratado Marco, la definición de la RTR para el año 2018 notificada a los OS/OMS de la Región mediante la nota EOR-GPO-21-12-201-297, debe tenerse como emitida por el EOR.







5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

2. De la inclusión de elementos ajenos a RTR.

"La definición de la RTR no debe ocurrir como acto arbitrario, en cambio, ha de seguir los pasos que la regulación regional establece. // El EOR en coordinación con los OS/OM, ha de obtener, en cinco pasos, establecidos en el RMER, los elementos que habrán de conformar la RTR. // Pese a lo esquemático de tales indicaciones, la Gerencia de Planificación y Operación del EOR incluye, en el anexo al oficio EOR-GPO-21-12-2017-297, la siguiente aseveración: (...) como resultado de la aplicación del Paso 1 de la metodología vigente para la identificación de la RTR y considerando lo establecido en las Resoluciones CRIE-10-2017, CRIE-22-2017, CRIE-34-2017 y CRIE-45-2017, el nodo Los Brillantes 400kV en el área de control de Guatemala, sí ha sido considerado como parte de la RTR Básica 2018. // (...) al confrontar lo actuado por la Gerencia de Planificación y Operación del EOR, a la luz del RMER, cabe concluir que no hay, en el Libro III del RMER ni en su Anexo A, disposición alguna que valga para haber incluido el nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR (...)".

EOR: Al respecto, en el informe remitido mediante nota EOR-DE-20-07-2018-228, el EOR indicó como parte de su justificación técnica, regulatoria y jurídica que sirvió como base para la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR 2018, lo siguiente: que con fundamento en lo establecido en el A.1.1 del Anexo A del Libro III del RMER, el cual establece el Paso 1 de la Metodología vigente, incluyó el referido nodo "va que los nodos que forman parte de las interconexiones existentes deben ser incluidos", al respecto también indicó que "este nodo se considera como una interconexión existente que se identificó como parte de la RTR en años anteriores". Asimismo, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.1.3 literal c) del Libro III del RMER el EOR justifica la inclusión del nodo Los Brillantes como parte de la RTR porque éste "representa una parte importante de las instalaciones observables de la RTR por su impacto e influencia en la operación segura y confiable del SER". Por otro lado, el EOR justifica la inclusión del referido nodo, según lo instruido en las resoluciones CRIE-34-2017 y CRIE-45-2017, indicando que con base en ellas, mantuvo "el nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR básica 2018." Finalmente, el EOR justifica que "excluyó de la RTR básica 2018, el tramo de línea de interconexión a 400 kV entre la subestación Los Brillantes 400/230 kV en el área de control de Guatemala y la frontera con México".

Adicionalmente, el EOR señala que frente a un escenario en el que el nodo Los Brillantes no se hubiera incluido como parte de la RTR básica, en aplicación del Paso 1 de la Metodología, "podría haber sido incluido en el Paso 2, porque representa uno de los niveles más altos de voltaje del sistema eléctrico de Guatemala, así como en el Paso 5 por todos los efectos que tiene dicho nodo sobre la seguridad operativa y el cumplimiento de los CCSD. Además indica que el nodo Los Brillantes 400 kV, no fue considerado en los Pasos 2 o 5 debido a que ya había sido considerado en al Paso 1 de la Metodología de Identificación de la RTR."

ANÁLISIS CRIE: Del informe denominado "Identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2018", comunicado mediante nota EOR-GPO-21-12-2017-297 del 21 de diciembre de 2017, por medio del cual el EOR definió la RTR-2018, se extrae lo







5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

siguiente: "(....) como resultado de la aplicación del Paso 1 de la metodología vigente para la identificación de la RTR y considerando lo establecido en las Resoluciones CRIE-10-2017, CRIE-22-2017, CRIE-34-2017 y CRIE-45-2017, el nodo Los Brillantes 400 kV en el área de control de Guatemala, si ha sido considerado como parte de la RTR Básica 2018."

En cuanto a la metodología vigente para la identificación de la RTR, particularmente lo referido al Paso 1, en su Libro III el RMER establece lo siguiente: "Numeral 2.2.1 "El método de identificación de la RTR contempla cinco (5) pasos, que serán realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, tal como se describe en el Anexo A: a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio; (...)". Adicionalmente, el Anexo A del mismo Libro, indica lo siguiente:

"A1.1 Primer paso: Definición de la RTR.

Los nodos a incluir en la RTR básica son:

- los nodos y líneas que forman parte de las interconexiones existentes a niveles de tensión mayores de 115 kV;
- los nodos y líneas de las expansiones planificadas (conjunto que incluye a la línea SIEPAC).

Cuando entre en servicio algún tramo de la línea del SIEPAC, los nodos del tramo y el tramo mismo, serán parte de la RTR básica.

Asimismo serán parte de la RTR inicial los nodos y los tramos de las expansiones planificadas programadas por el Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) del EOR."

En atención a lo anterior, haciendo una aplicación integral de la regulación, incluyendo lo resuelto en las resoluciones CRIE-34-2017 y CRIE-45-2017, debe entenderse que para efectos de definir la RTR básica, de los numerales 2.1.1 y A1.1 citados, ambos del Libro III del RMER, deberán considerarse los nodos y líneas de interconexiones regionales existentes, es decir, aquellos nodos y líneas que formen parte de interconexiones entre países miembros. Siendo así, dentro de la definición de la RTR básica 2018 no debió haberse considerado el nodo Los Brillantes, al no ser un nodo de una interconexión entre países miembros. Asimismo, tampoco es posible extraer de lo establecido en los referidos numerales que por el hecho de que una instalación haya sido considerada como parte de una RTR en períodos anteriores, deba ésta incluirse en la RTR por identificarse, porque precisamente lo que la regulación establece es que el ejercicio de identificación de las instalaciones que formarán parte de la RTR deberá realizarse cada año, lo anterior considerando la dinámica de las redes de transmisión.

Por otra parte, se considera que tampoco el nodo Los Brillantes debió haber sido considerado como parte de la RTR básica 2018 con sustento en el indicado en el numeral 2.1.3 literal c) del Libro III del RMER, toda vez que dicho numeral señala para qué efectos







5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

es utilizada la definición de la RTR, sin establecer un criterio de inclusión de elementos a la RTR. La norma supone una previa identificación de instalaciones (derivada de la aplicación de la metodología de definición de la RTR), sobre las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los OS/OM.

Asimismo, del análisis de las resoluciones citadas por el EOR para fundamentar la inclusión del Nodo Los Brillantes dentro de la RTR 2018 como resultado del Paso 1 de la Metodología para la Definición de la RTR (tanto dentro del Informe para la Definición de la RTR 2018 como del informe remitido mediante nota EOR-DE-20-07-2018-228), se extrae lo siguiente:

- a. Las Resoluciones CRIE-10-2017 y CRIE-22-2017, se dictaron en el marco de un procedimiento sancionatorio en contra del AMM cuyo alcance fue la determinación de la responsabilidad de dicho Agente por haber permitido la conexión de un 2°. banco de transformación en la subestación Los Brillantes. En el contenido de las referidas resoluciones se estableció que esta Comisión determinó que en el momento de haberse permitido la conexión del referido segundo transformador al nodo de la subestación Los Brillantes ésta formaba parte de la RTR vigente al momento del acaecimiento de los hechos investigados (la RTR a la que se hace referencia es a la RTR 2016, lo anterior considerando la fecha en la que fue puesta en servicio los elementos de transmisión objeto del procedimiento sancionador PS-02-2016). Siendo así de las referidas resoluciones, no se desprende la instrucción por parte de esta Comisión incluir -per se- dentro de la RTR Básica, la subestación Los Brillantes. Lo anterior sin perder de vista que la RTR debe definirse anualmente a través de la aplicación de los pasos y la metodología establecidos en el RMER, y que las citadas resoluciones en nada modificaron las normas que para el efecto deben atenderse.
- b. La Resolución CRIE-34-2017, confirmada mediante la Resolución CRIE-45-2017, fue dictada en el marco de una denuncia presentada por el AMM en contra del EOR relacionada a la definición de la RTR 2017, en las cuales se mantuvo el criterio que la Subestación Los Brillantes era parte de la RTR 2017. Mediante la resolución CRIE-34-2017, esta Comisión resolvió:

PRIMERO. A la luz de lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, DEROGAR del nuneral 2.1.2 del Libro III del RMER lo siguiente: "los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros" y del numeral 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, las palabras "y extra-regionales".

SEGUNDO. NOTIFICAR la presente resolución al FOR y OS/OM de la Región, a efectos de que con base en la derogatoria establecida en el resuelve anterior, se proceda conforme la normativa regional a actualizar la RTR.

TERCERO. DECLARAR SIN LUGAR la denuncia presentada por el Administrador del Mercado Mayorista -AMM. contra el Ente Operador Regional -EOR-, por incumplimientos a la normativa regional dentro del proceso de identificación de la Red de Transmisión Regional -RTR- para el año 2017

CUARTO. ARCHIVAR la denuncia presentada, conforme lo establecido en el artículo 21 del Reglamento de Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

QUINTO. VIGENCIA. La presente resolución adquirirá firmeza y surtirá efectos legales la derogatoria referida en el resuelve PRIMERO de la presente resolución, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.9 del Libro IV del RMER.

NOTIFIQUESE y PUBLIQUESE."







5^a Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

Como puede apreciarse, en dicha oportunidad esta Comisión resolvió "A la luz de lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, DEROGAR del numeral 2.1.2 del Libro III del RMER lo siguiente: 'los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros' y del numeral 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, las palabras 'y extra-regionales'", situación que representa una modificación de los criterios aplicables para la identificación de la RTR. De lo anterior, no se desprende que de dicha resolución exista una instrucción o disposición de incluir per-se y en adelante la Subestación Los Brillantes como parte de la RTR, precisamente porque la regulación dispone que la misma se identifica todos los años, siguiendo los pasos que comprende el método para hacerlo. Lo anterior sin perder de vista que la RTR debe definirse anualmente a través de la aplicación de los pasos contenidos en la metodología establecidos en el RMER.

Con base en lo anterior, tomando en consideración lo que establece la regulación regional en cuanto al método y pasos para definir la RTR, en particular lo referido al Paso 1, es posible concluir que de su aplicación la subestación Los Brillantes no debió haber sido considerada como parte de la RTR Básica 2018.

Por otra parte, el EOR manifestó en el informe remitido a esta Comisión mediante nota EOR-DE-20-07-2018-228, que frente a un escenario en el que el nodo Los Brillantes 400 kV no se hubiera incluido como parte de la RTR básica, en aplicación del Paso 1 de la Metodología para la Definición de la RTR, ésta podría haber sido incluida en el Paso 2 o en el Paso 5 de la referida metodología. Al respecto se tiene que:

Sobre la posible inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR 2018 como resultado del Paso 2 de la Metodología para la Definición de la RTR, debe tenerse en consideración que el numeral A2.1 del Anexo A del Libro III del RMER, establece que "... La identificación de los Nodos de Control será realizada examinando la topología de la ubicación de los generadores y puntos donde los Agentes puedan hacer ofertas al MER y puedan controlar la inyección o retiro de energía". Siendo el caso que a la fecha no existen Agentes inscritos en el MER que se encuentren actualmente conectados en el referido nodo y que puedan hacer ofertas de inyección o retiro en dicho nodo, no sería posible considerar la subestación Los Brillantes como parte de la RTR 2018 del Paso 2 de la referida metodología.

Ahora bien sobre la posible inclusión del nodo Los Brillantes derivado de la aplicación del Paso 5 de la referida metodología, se considera viable que el nodo Los Brillantes 400 kV pudiera formar parte de la RTR 2018 basado en estudios regionales de seguridad operativa, lo anterior considerando el impacto que el sistema eléctrico mexicano (conectado al SER a través del citado nodo) tiene en la calidad, seguridad y confiabilidad del SER.

En el informe remitido por el EOR a esta Comisión mediante nota EOR-DE-20-07-2018-228, éste incluyó un apartado denominado "Impacto en el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales derivados de la inclusión o no de la subestación Los Brillantes en la definición de la RTR", en el que presentó de manera resumida las implicaciones en el cumplimiento de los objetivos y funciones atribuidas por







5° Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

la regulación regional al Operador Regional, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- 1. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad (Inciso b, artículo 28 del Tratado Marco).
- 2. El EOR dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE (Numeral 1.5.3.1 del Libro I del RMER).
- 3. 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 la operación normal y en emergencias, entre otros detallados en el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER.

En relación al posible impacto que se tendría en la operación técnica y comercial del SER de no incluir los nodos Los Brillantes 400 kV y 230 kV, se considera razonable lo expuesto por el Operador Regional, considerando el impacto que tiene el sistema eléctrico mexicano en la calidad, seguridad y confiabilidad en el operación integrada del SER; mismo que ha quedado evidenciado en la operación interconectada en tiempo real, así como en estudios de seguridad operativa desarrollados por el EOR, el AMM, y consultores independientes.

En virtud de lo anterior, el nodo Los Brillantes 400 kV podría formar parte de la RTR 2018 mediante su inclusión debidamente fundamentada en el Paso 5 de la Metodología para la Definición de la RTR.

3. De la violación al principio de gradualidad

"Pese a la claridad de lo dispuesto por el poder público de la República de Guatemala, que le instruye al OS/OM a atender limitaciones en cuanto a las instalaciones eléctricas antes transcritas, circunstancia que se ha puesto en conocimiento de la Gerencia de Planificación y Operación del EOR, en el proceso de identificación de la RTR 2018, insiste en incluir algunos de dichos elementos como parte de la RTR, inobservando la posición y las restricciones que impone el poder público de Guatemala, que se lo impiden. // En cambio, se pretende hacer que no exista esa instrucción del poder público nacional de Guatemala -que tiene plena validez en el ámbito regional bajo el principio de gradualidad- e insiste con extender su imperio a dichas instalaciones, con lo cual introduce una complicación que, ante las objeciones del AMM, no es capaz de comprender, armonizar y concertar, ante lo cual ha resuelto imponer una salida que no soluciona sino impone un criterio (...) el AMM debe dar cumplimiento a los acuerdo bilaterales vigentes que Guatemala ha suscrito de forma soberana con países no miembros del Tratado Marco y debe atender las instrucciones del operador regional hasta donde el alcance de la jurisdicción regional se lo permite.".

ANÁLISIS CRIE: Al respecto se hace necesario aclarar que el Tratado Marco al establecer el principio de gradualidad no pretende eximir a ningún Agente, OS/OM u







5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

Operador Regional del cumplimiento de la regulación regional; la regulación regional reconoce la sujeción de los Agentes y OS/OMS al cumplimiento, tanto de la normativa nacional como de la regional, esta última derivada del Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y resoluciones que emita la CRIE. El cumplimiento de la normativa nacional o de convenios suscritos con países no miembros del Mercado Eléctrico Regional por parte de un OS/OM no le exime del cumplimiento de la normativa regional que rige al MER. Al respecto, de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, los OS/OMS están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional, entendida ésta como el Tratado Marco, sus Protocolos, los reglamentos aprobados y demás resoluciones emitidas por la CRIE, ello derivado de los compromisos suscritos por el Estado de Guatemala, en el marco del Tratado Marco, tal es el caso de la información contenida en la base de datos nacional que el AMM pone a disposición del EOR, misma que debe cumplir con lo dispuesto en el numeral 2.2.2.2 del Libro I y 3.3.5.1 del Libro II del RMER, información que se hace necesaria para poder llevar a cabo una debida identificación de la RTR, requerida incluso dentro del procedimiento de identificación de la RTR-2018.

Asimismo, para la definición de las instalaciones que conforman la RTR el EOR debe observar lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, el cual dispone que: "(...) Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional". Asimismo, el EOR deberá aplicar la metodología dispuesta en el Libro III y sus Anexos, ambos del RMER para la definición de la RTR.

4. Se observa un incumplimiento por parte del EOR en virtud que a la fecha la Junta Directiva del EOR no ha aprobado el informe de identificación de la RTR.

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, como se ha indicado, el EOR notificó a los OS/OMS la definición de la RTR 2018 el 21 de diciembre de 2017, mediante oficio EOR-GPO-21-12-2017-297, acompañando informe denominado "Identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2018" de fecha 20 de diciembre de 2018, elaborado por la Gerencia de Planificación y Operación del EOR, órgano interno competente para ello.

5. Violación a la coordinación que impone la regulación regional

"(...) La Gerencia del EOR a cargo del proceso, lejos de llevarlo a cabo en coordinación, impuso unilateralmente su posición y los elementos que estima deben conformar la RTR 2018. Téngase en cuenta que la coordinación es la acción de coordinar, y coordinar significa unir dos o más cosas de manera que forme una unidad o un conjunto armonioso, o dirigir y concertar varios elementos. Pues desestimar, desoír e ignorar los argumentos del AMM es contrario a coordinar: puede concluirse, entonces, que el resultado del proceso no fue armonioso y que la inclusión de elementos objetados es más bien producto de la falta de concertación".

ANÁLISIS CRIE: De conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.6.3 del Libro I y 2.1.1 del Libro III del RMER, el EOR es el responsable de identificar y actualizar las







5° Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

instalaciones que componen la RTR por medio del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional. Para tal efecto, debe tenerse consideración asimismo, que el deber de los OS/OM de coordinar con el EOR, según lo dispuesto en el numeral 1.5.4 del Libro I del RMER, los obliga a "colaborar con el EOR en la identificación de la RTR".

Por su parte, el numeral 2.2.1 del Libro III del RMER señala que la identificación de la RTR se debe realizar cumpliendo cinco pasos, mismos que deben ser realizados por el EOR en coordinación con los OS/OMS de la Región. El numeral previamente citado se complementa con lo establecido en el Anexo A del Libro III del RMER el cual contiene la "Metodología de definición de la RTR". Al respecto, debe indicarse, en relación al alcance de lo que al efecto debe entenderse por coordinación, que la aplicación de dicha metodología no deja lugar a discreción, arbitrariedad o negociación del EOR y/o OS/OMS, para la inclusión o exclusión de instalaciones. Dicha metodología establece una serie de pasos que permiten determinar qué instalaciones deberán considerarse en la identificación de la RTR. En este orden de ideas, la coordinación a la que hace referencia el AMM se traduce a que entre los OS/OMS y el EOR exista un flujo adecuado y veraz de información que permita aplicar la Metodología de Definición de la RTR de forma adecuada. En virtud de lo anterior, debe considerarse que la inclusión o exclusión de una instalación a la RTR no deriva de un acuerdo o negociación entre el EOR y OS/OMS, sino de la aplicación de la Regulación Regional.

Sobre la información necesaria para llevar a cabo una debida definición de la RTR, debe considerarse que en el proceso de identificación de la RTR-2018, el EOR requirió a los OS/OMS la información a la que hace referencia el numeral 3.3.5.1 del Libro II del RMER, la cual debe remitirse de conformidad con lo establecido en el numeral 2.2.2.2 del Libro I del RMER.

VII

Que en reunión a distancia número 130, llevada a cabo el día 8 de agosto de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la solicitud presentada por el AMM a la luz de la regulación regional vigente, acordó con base en el análisis contenido en la presente resolución, instruir al EOR que verifique si en aplicación de la metodología establecida al efecto, el nodo Los Brillantes 400 kV debe formar parte de la RTR 2018, tal y como se dispone.

POR TANTO

LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con fundamento en lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Reglamento de Atención de Solicitudes ante la CRIE.







5° Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014 TELEFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

RESUELVE

PRIMERO. INSTRUIR al Ente Operador Regional para que dentro del plazo de 15 días hábiles, verifique si en aplicación de la metodología establecida en la Regulación Regional, el nodo Los Brillantes 400 kV debe formar parte de la RTR 2018.

SEGUNDO. VIGENCIA. La presente resolución es de carácter particular y su firmeza estará sujeta a lo establecido en el numeral 1.11.2 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Quedando contenida la presente certificación en dieciséis (16) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y funho, en República de Guatemala, el día martes catorce (14) de agosto de dos mil dieciocho.

Giovanni Hernández Secretario Ejecutivo

