

**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-34-2017, emitida el veintisiete de julio de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-34-2017

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO:

I

Que el 13 de marzo de 2017, el AMM presentó una “solicitud de investigación” en contra del EOR, por la forma en que se llevó a cabo la definición de la RTR para el año 2017. Solicita el AMM se investigue el actuar del EOR, a la luz de los supuestos incumplimientos a la normativa regional y se requiera a la Junta Directiva de dicho Ente que concluya, acuerde, notifique y publique debidamente la aprobación del informe respectivo en el que se identifique y actualice la definición de la RTR para el año 2017; todo lo anterior en observancia del principio de legalidad y preeminencia, en la jerarquía normativa, del Tratado Marco y del Segundo Protocolo, con los cuales queda impedido tomar como parte de la RTR, los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros y a las interconexiones extra-regionales.

II

Que dentro del procedimiento administrativo sancionador CRIE-PS-02-2016, seguido en contra del AMM, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) dictó la resolución CRIE-10-2017 del 05 de abril de 2017, por medio de la cual esta Comisión se refirió al nodo Los Brillantes como parte de la RTR y sancionó al AMM por incumplimientos a la regulación regional.

III

Que mediante resolución CRIE-22-2017 del 29 de mayo de 2017, se resolvió el recurso de reposición interpuesto por el AMM en contra de la resolución CRIE-10-2017 y que entre otras cosas, confirmó lo resuelto en esta resolución CRIE-10-2017.

IV

Que la CRIE, por medio de la nota CRIE-SE-GJ-SV-60-22-03-2017 del 22 de marzo de 2017, solicitó al EOR, copia certificada de la totalidad del expediente administrativo y de los documentos que respaldaban el procedimiento seguido para la identificación de la RTR-2017, así como las normas y reglamentos internos que regulan la competencia de los órganos del EOR encargados de participar en la identificación de la RTR y su período de vigencia.

V

Que mediante nota de referencia EOR-DE-31-03-2017-146, del 31 de marzo de 2017, el EOR dio respuesta a lo requerido mediante nota CRIE-SE-GJ-SV-60-22-03-2017, a la cual agregó lo siguiente:

Anexo I. Copia certificada de la totalidad del expediente administrativo y documentos que respalden el procedimiento seguido para la Identificación de la RTR para el año 2017.

Anexo II. Certificación de las normas o reglamentos internos que regulan la competencia de los órganos del EOR encargados de participar en la identificación de la RTR.

Anexo III. La metodología, con base en el RMER, utilizada por el EOR para el proceso de identificación de la RTR del año 2017.

VI

Que dentro de la etapa de investigación preliminar, mediante correo electrónico de fecha 09 de junio de 2017, se solicitó al EOR, información complementaria referida al Reglamento Interno del EOR y certificación de acuerdos de su Junta Directiva que sustentan el poder general administrativo y judicial a favor del Director Ejecutivo.

VII

Que mediante correo electrónico de fecha 12 de junio de 2017, el EOR remitió la información requerida mediante correo del 09 de junio de 2017.

CONSIDERANDO:

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, 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 de conformidad con lo establecido en el numeral 1.7.2 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la CRIE constituye la instancia de interpretación definitiva del RMER.

III

Que mediante resolución CRIE-P-28-2013, publicada el 7 de enero de 2014, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, 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, los cuales, de ser comprobados, pueden ser sancionados de acuerdo a lo establecido en los artículos 37 y 38 del Segundo Protocolo.

IV

Que para efectos de atender el presente procedimiento, se tiene lo siguiente:

ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR LA FORMA

1. Legitimación

De acuerdo con lo establecido en artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, el AMM, como OS/OM tiene legitimación para presentar una denuncia cuando tenga conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa.

2. Representación

El ingeniero Elmer Rogelio Ruiz Mancilla es el Gerente de Desarrollo Normativo del AMM, quien se encuentra facultado para actuar en nombre del mencionado operador, según acredita con: i) copia legalizada del nombramiento, contenido en acta notarial de fecha 03 de diciembre de 2014, autorizada por la notaria Mariela Hidalgo Morales y su razón de inscripción en el Registro de las Personas Jurídicas del Ministerio de Gobernación de la República de Guatemala; ii) acta notarial de 13 de abril de 2017, autorizada por el notario Gerardo López Bhor, mediante la cual se ha constar el contenido de la resolución de efecto inmediato número 1852-01 de la Junta Directiva del AMM, que obra en acta número 1852, correspondiente a la sesión celebrada el 24 de octubre de 2016, mediante la cual se instruye al Ingeniero Ruiz Mancilla para que, en su calidad de Gerente de Desarrollo Normativo, suscriba todos los memoriales y notas en nombre del AMM que deban dirigirse a la CRIE.

3. Cumplimiento de formalidades de la denuncia

El AMM ha presentado la denuncia por escrito, habiendo señalado los posibles incumplimientos a la normativa regional 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 4º del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

4. Prueba ofrecida

Según el inciso final del artículo 21 y el artículo 22 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, la denuncia debe ir fundamentada en los aspectos técnicos, normativos, pruebas suficientes y otros que correspondan. En tal sentido, el AMM ha agregado a la denuncia prueba documental.

NORMATIVA APLICABLE

a) Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

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

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

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

Artículo 27. “Para cumplir con sus objetivos y funciones, el EOR será dirigido por una Junta Directiva constituida por dos Directores por cada Parte, designados por su respectivo Gobierno a propuesta de los agentes del Mercado de cada país por un plazo de cinco años. Los Gobiernos, mediante Protocolo a este Tratado, reglamentarán la estructura de la Junta Directiva. El EOR contará con la estructura administrativa y técnica que requiera”.

b) RMER

Libro I. Glosario

- “Red de Transmisión Regional: Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional”.
- “Enlace Extra-regional: Es la interconexión eléctrica del SER con el sistema eléctrico de un País no miembro del MER”.

1.5.1 Estructura e Instituciones Regionales

1.5.1.1 “La estructura institucional del MER comprende:

- a) La Regulación Regional, formada por el Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y resoluciones de la CRIE, incluyendo el presente Libro;
- b) Los Organismos Regionales, encargados de velar por el cumplimiento y aplicación de la Regulación Regional; y
- c) La regulación y organismos nacionales, incluyendo los OS/OM de cada uno de los países miembros, en la medida que estén relacionados con la operación del MER e interactúen con la Regulación y Organismos Regionales”.

1.5.4 Los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM

“Los OS/OMS coordinarán la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a (...):

- a) Aplicar y velar por el cumplimiento a la Regulación Regional; (...)
- o) Colaborar con el EOR en la identificación de la RTR; “

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

1.7.2 “La CRIE constituirá la instancia de interpretación definitiva del RMER, (...).”



Libro III

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

2.1.2 “La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, los tramos en América Central de las interconexiones con países no 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”.

2.1.3 “La definición de la RTR es utilizada para:

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

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 extra-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”.

c) Reglamento Interno de la Junta Directiva del EOR

Artículo 4. “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:

- (...) c) Nombrar al Director Ejecutivo para que éste, en su carácter de Apoderado General Administrativo Judicial del EOR, ejecute las funciones de administración de la Institución bajo las directrices de la Junta Directiva.”.

Artículo 12. “La Junta Directiva podrá delegar sus facultades de administración en cualquiera de sus miembros, en su Director Ejecutivo o en las comisiones integradas por éstos, quienes deberán ajustarse a las instrucciones que reciban y dar cuenta de sus gestiones en el tiempo estipulado por la Junta Directiva.

La delegación de facultades en ningún caso limitará las propias facultades y atribuciones de la Junta Directiva”.



d) Disposición Administrativa número DE/14-04-2016-001 emitida por el EOR, denominada “Funciones y responsabilidades del Gerente de Planificación y Operación del EOR”

No. 8 del Romano V

“(…) Elaborar los informes relacionados con el proceso de planificación regional:

(…)

d. Informe sobre la conformación de la RTR; (…)”

ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR EL FONDO

1. Premisa básica: El ejercicio de la regulación

De lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco se desprende que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica es el ente “regulador y normativo” del Mercado Eléctrico Regional.

De acuerdo a la doctrina, el concepto de regulación es “*una nueva forma de intervenir los poderes públicos en la economía (…).*” “*La función de regulación se entiende como el conjunto de poderes de actuación con características propias que se ejercitan por órganos especiales*” (...). “*Se trata de la atribución de un control con poderes de diverso signo, entre otros, normativos, de supervisión de resolución de controversias, sancionador, etc.*”. (Tratado de Regulación del Sector Eléctrico; Tomo I Aspectos Jurídicos; Editorial Thompson Aranzadi; Primera Edición 2009, pág. 275).

La CRIE, como ente regulador del MER, tiene como parte de sus objetivos generales el hacer cumplir la regulación regional y velar por el buen funcionamiento del mercado; asimismo, es la instancia competente para interpretar el RMER. En el ejercicio de sus facultades, la CRIE debe tener como referencia el Tratado Marco y sus Protocolos, los reglamentos y demás instrumentos complementarios. De conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.1.1 del RMER, es parte de la estructura institucional del MER, la regulación regional, formada por el Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y resoluciones de la CRIE, así como la regulación nacional, en la medida que estén relacionados con la operación del MER e interactúen con la regulación y Organismos Regionales.

Es así como el poder de actuar de la CRIE debe ejercerse en apego o aplicación del marco jurídico/regulatorio que se encuentra establecido.

2. De las supuestas disposiciones del RMER sobre la RTR, que contrarían el Tratado Marco y el Segundo Protocolo

En resumen, señala el AMM que la definición de la Red de Transmisión Regional (RTR) se encuentra establecida en el artículo 12 del Tratado Marco, modificado por el artículo 4 del Segundo Protocolo, la cual derogó tácitamente lo establecido en los numerales 2.1.2 y 2.2.1 literal a) del Libro III del RMER, en cuanto incluyen los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros del MER y las interconexiones extra-regionales como parte de la RTR. No obstante lo anterior, señala el AMM que el EOR pretende que se tome como parte de la RTR el Enlace Extra-regional de Guatemala con México.

Establecía el artículo 12 del Tratado Marco, suscrito el 30 de diciembre de 1996, lo siguiente: “*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la*

CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional, y no serán discriminatorios para su uso en función regional.”

Dicho artículo fue reformado por medio del artículo 4 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, suscrito el 10 de abril de 2007 y que se encuentra vigente a la fecha, que establece: “Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional.” (lo resaltado no es del original)

Por su parte, en lo que interesa, establecen los numerales 2.1.2 y 2.2.1 del RMER, suscrito el 15 de diciembre de 2005, (antes de que fuera suscrito el Segundo Protocolo al Tratado Marco), lo siguiente:

2.1.2 “La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, los tramos en América Central de las interconexiones con países no 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” (el subrayado es propio)

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 extra-regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio; (...)”(el subrayado es propio)

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.

Ahora bien, en cuanto al enlace extraregional (que incluye el tramo del sistema interconectado de Guatemala de la interconexión de ese país con México) y propiamente las interconexiones con países no miembros, debe indicarse lo siguiente:

Las disposiciones regulatorias vigentes, que a nivel reglamentario son aplicables para la definición de la RTR, que sugieren que a partir de las interconexiones extraregionales se incluyan en la RTR los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros, son los referidos numerales 2.1.2 y 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, reglamento que -como se ha indicado- se emitió con anterioridad al Segundo Protocolo del Tratado Marco. No obstante lo anterior, de lo dispuesto en el referido artículo 12 del Tratado Marco vigente, no se desprende que como parte de los elementos que deben integrar la RTR, deben considerarse los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros. En ese sentido, siendo que lo dispuesto en el artículo 12 del Tratado Marco -que se deriva de una norma de mayor rango jerárquico-, lo dispuesto en los



actuales numerales 2.1.2 y 2.2.1 en cuanto a que a partir de las interconexiones extraregionales se debe incluir en la RTR los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros, debe tenerse por derogado, no debiendo considerarse dichos elementos en la definición de la RTR.

En razón de lo anterior, siendo que la CRIE es el ente regional competente para interpretar el RMER y en ese contexto determinar si una norma del mismo se encuentra vigente o derogada, se hace necesario en este momento, que esta Comisión se pronuncie sobre la derogatoria de las disposiciones que establecen que a partir de las interconexiones extraregionales se debe incluir en la RTR los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros, disposiciones establecidas en los numerales 2.1.2 y 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER.

Derivado de ello, la solicitud de iniciar un procedimiento sancionatorio en contra del EOR por haber incluido dentro de la identificación de la RTR 2017 el tramo de la interconexión Guatemala-México, no resulta procedente, ya que ello se realizó con base en la normativa vigente al momento en que ello ocurrió (noviembre 2016).

Ahora bien, una vez determinado por parte de la CRIE la derogatoria de las normas indicadas, resulta pertinente informar al EOR y OS/OM de la Región de dicha interpretación, a efectos de que proceda, con base en los procedimientos establecidos en la regulación vigente, a la actualización de la RTR.

3. Del proceso de identificación y actualización de la definición de la RTR de 2017

En resumen, señala el AMM que como parte del proceso de identificación y actualización de la RTR-2017, el EOR, lejos de hacerlo en coordinación con el OS/OM de Guatemala, no tomó en cuenta los argumentos del AMM sobre la ilegalidad de incluir Enlaces Extraregionales en dicha identificación y actualización.

Para efectos de la identificación de la RTR, debe partirse del hecho que el EOR, ente operador con independencia funcional y especialidad técnica, que debe realizar sus funciones con imparcialidad y transparencia; es el ente competente para llevar a cabo la identificación y actualización de la definición de la RTR.

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 instalaciones que componen la RTR como parte del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional SPTR, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional.

El método de identificación de la RTR contenido en la regulación establece los pasos que deben ser realizados por el EOR en coordinación con los OS/OM, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.2.1 del Libro III del RMER.

Con base en el procedimiento que debe seguirse para identificar la RTR según la normativa regional, de la copia certificada por el EOR de la totalidad del expediente administrativo y de los documentos que respaldan el procedimiento seguido para la identificación de la RTR-2017, se tiene lo siguiente:

1. El EOR por medio de nota EOR-GPO-30-08-2016-163, de 30 de agosto de 2016, requirió a todos los OS/OM de la región la “Base de datos Regional Operativa” actualizada de su

- respectiva área de control, señalando un plazo de vencimiento para el 14 de septiembre de 2016.
2. El EOR mediante correo electrónico de 27 de septiembre de 2016, remite correspondencia EOR-GPO-27-09-2016-181, de 27 de septiembre de 2016, convocando a videoconferencia del Comité Técnico de Identificación de la RTR-CTRTR- para revisión de la metodología de trabajo del cuarto paso del proceso de identificación de la RTR correspondiente al periodo 2017-2021.
 3. El día 29 de septiembre de 2016, el EOR remitió correo electrónico, mediante la cual remite correspondencia EOR-GPO-29-09-2016-183, a los OS/OM de la región solicitando la actualización de la Base de Datos Regional para la realización del Cuarto Paso correspondiente al proceso de identificación de la RTR del periodo 2017-2021.
 4. En Minuta de reunión por videoconferencia, del 04 de octubre de 2016, del Comité Técnico para la Revisión de la Red de Transmisión Regional –CTRTR- para revisar el cuarto paso, el AMM señaló que “sería oportuno posponer la entrega de las actualizaciones para la fecha propuesta y solicita cambiar la videoconferencia programada para el día 20 de octubre, ya que ese día es feriado en Guatemala”. El EOR indicó que haría la reprogramación correspondiente.
 5. El AMM mediante nota GG-420-2016, de 11 de octubre de 2016, remite la información actualizada de la Base de Datos Regional a utilizarse en el Cuarto Paso.
 6. El EOR remitió correo electrónico, de fecha 03 de noviembre de 2016, al AMM mediante el cual le comunicó que había revisado la “BdD PSS/E” correspondiente al segundo semestre del año 2017, habiendo detectado que no se encontraba el nodo 1128 de Los Brillantes 400 kV ni el banco de transformadores 400/230 kV asociado a dicha subestación, los cuales pertenecen a la red de Guatemala.
 7. El AMM mediante correo electrónico del lunes 07 de noviembre de 2016, señaló que “*de conformidad a lo establecido en el artículo 4 del Segundo Protocolo del Tratado Marco, las instalaciones asociadas a la interconexión Guatemala –México, no deben ser consideradas como parte de la RTR*”.
 8. El EOR mediante correo electrónico de fecha 10 de noviembre de 2016, remitió a los OS/OM los resultados preliminares de la identificación de la RTR-2017, para el área de control de Guatemala, obtenidos de la aplicación de los pasos 1,2 y 3 según la metodología descrita en el RMER; solicitando los comentarios a más tardar el lunes 14 de noviembre de 2016.
 9. El Gerente General del AMM en nota GG-453-2016, de 11 de noviembre de 2016, indicó que remite el informe de los resultados 1, 2 y 3 de la metodología establecida en el RMER para la identificación de la RTR del año 2017, argumentado que las instalaciones de la interconexión Guatemala-México no forman parte de la RTR. Solicitando que dichos elementos no sean tomados en cuenta para el año 2017.
 10. El Ingeniero de Estudios Especializados del AMM dirigió un correo al EOR, de fecha 14 de noviembre de 2016, remitiendo nota dirigida al Director Ejecutivo del EOR con relación a la identificación RTR-2017, pasos 1-2-3.
 11. El Gerente General del AMM por medio de nota GG-501-2016, de 30 de noviembre de 2016, indicó que el nodo San José 230 kV (1117 SJO-230, así como la línea de transmisión Pacífico-San José 230 kV no se incluya como parte de la RTR 2017, es virtud de que la central San José es una planta de operación en base. Asimismo, que no se recibieron los archivos EK-TK con los resultados de flujos y la evaluación correspondiente.
 12. El 07 de diciembre de 2016, el EOR remite correo electrónico a los OS/OM de la región, con el objeto de hacer del conocimiento los resultados finales del Paso 4 de la RTR 2017, luego de haber considerado las observaciones de los ingenieros miembros del CTPO.



13. El AMM, mediante correo electrónico de 08 de diciembre de 2016, expresó que solamente se hacía la observación que en la base de datos de PSS, el nodo GSU-231 tiene asignado el 1109.
14. De parte de la seguridad operativa del EOR, se remitió correo electrónico de fecha 09 de diciembre de 2016, por medio del cual se remitió el Informe de Identificación de la RTR (pasos 1-2-3 y 4) para su revisión y comentarios finales, con un plazo máximo del 13 de diciembre de 2016.
15. El AMM remitió nota GG521-2016, de 13 de diciembre de 2016, en la expuso, entre otras cosas, que: *“El Administrador del Mercado Mayorista objeta la identificación de la RTR basada en el RMER que incluya la interconexión entre Guatemala y México, por tratarse de un **Enlace Extraregional** con un país **no miembros** y solicita dichas instalaciones sean excluidas de la RTR. De conformidad con lo establecido en el artículo 4, del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, que modificó el artículo 12 de dicho Tratado y lo indicado en las propias definiciones del RMER, la interconexión Guatemala-México es un **enlace extra regional** que no forma parte de la RTR”*.
16. Mediante correo electrónico de 15 de diciembre de 2016, el EOR remitió nota EOR-GPO-15-12-2016-222, de 15 de diciembre de 2016, relativa al informe final de la Identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2017. Indicando, adicionalmente, que el mismo se encontraba publicado en la página web del EOR, en la sección de Información General.

Ahora bien, como se ha indicado, para el ejercicio de la competencia de identificación y actualización de la RTR, el EOR debe observar no solo el procedimiento establecido para tal efecto sino también, la normativa regional vigente en ese momento. En ese sentido, la normativa regional establecía que el EOR al momento de definir la RTR 2017, debió incluir a luz de lo dispuesto en los numerales 2.1.2 y 2.2.1 del Libro III del RMER, el tramo de la interconexión Guatemala – México ubicado en América Central.

De lo anterior se extrae que para efectos de identificar la RTR-2017, el EOR siguió el procedimiento indicado en la regulación regional, dentro del cual participó el AMM, mismo que atendió requerimientos, revisó y comentó resultados, formuló su posición e inconformidades y solicitó información la cual fue atendida.

En este contexto, ha de tenerse claro que el deber del OS/OM de coordinar con el EOR, según lo dispuesto en el numeral 1.5.4 del Libro I del RMER; los obliga, conforme la letra o) de ese numeral, a *“colaborar con el EOR en la identificación de la RTR”*; para tales efectos, el EOR deberá procurar la información necesaria, advirtiéndose que dicha identificación debe hacerse a la luz de la normativa regional vigente, que como hemos visto, establecía qué elementos debe contener, no dejando a discreción, arbitrariedad o negociación del EOR o de los OS/OM, el incluir o excluir las instalaciones a las que se refiere la normativa que en su momento se encuentre vigente.

De conformidad con lo anterior se tiene que para efectos de determinar y actualizar la RTR 2017, el EOR cumplió con el procedimiento y aplicó la normativa regional vigente a ese momento.

4. De la supuesta omisión del EOR a su obligación de identificación y actualización de la definición de la RTR 2017

Señala el AMM en su solicitud de investigación, que la identificación de la RTR para el año 2017 que se le comunicó mediante nota EOR-GPO-15-12-2016-222, suscrita por el Gerente de Planificación y Operación *a.i.* del EOR, carece de toda validez, ya que no se puede atribuir que el



mismo sea o haya sido responsabilidad del EOR como lo exige la normativa regional, dado que es la Junta Directiva del EOR quien debe aprobar los informes requeridos por la regulación regional y no ha recibido por parte de su Presidente o Secretario de Junta Directiva comunicación del acuerdo tomado por la Junta Directiva al respecto.

Al respecto debe indicarse que, según los numerales 1.5.6.3 del Libro I del RMER y 2.1.1 del Libro III del mismo reglamento, el *“EOR es responsable de la identificación y actualización de la definición de la RTR, por medio del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR). Con tal propósito realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR”*. De tal forma que de acuerdo con el principio de legalidad, el EOR es el ente competente para realizar la identificación y actualización de la RTR.

Por otro lado, conforme el artículo 25 del Tratado Marco, el EOR posee independencia funcional y espacialidad técnica, realizando sus funciones con imparcialidad y transparencia. En ese mismo sentido, el artículo 27 del Tratado Marco establece que el EOR será dirigido por una Junta Directiva y lo faculta para diseñar la estructura administrativa y técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones (potestad de auto organización).

En el ejercicio de esa facultad de auto organización, la Junta Directiva emitió el Reglamento Interno de la Junta Directiva del EOR, según consta en certificación del Secretario de su Junta Directiva, de fecha 09 de agosto de 2016, el cual estuvo vigente al momento en que se identificó la RTR 2017. De lo establecido en sus artículos 4 y 12, se deriva la potestad que tiene dicho órgano colegiado de nombrar a su Director Ejecutivo para que éste, ejecute las funciones de administración de la institución bajo las directrices de la Junta Directiva.

Asimismo, se tiene la certificación del Acuerdo # 08-2015-5-5, de la sesión de JD 08-2015, celebrada en Managua los días 28 y 29 de octubre de 2015; y, Certificación del Acuerdo # 07-2016-3-5, de la sesión de JD 07-2016, celebrada en Managua los días 27 y 28 de octubre de 2016 de la Junta Directiva del EOR; en el que acordó autorizar al respectivo Presidente para que otorgue a favor del Ing. René González Castellón, por medio de escritura pública, Poder General Administrativo y Judicial con Facultades Especiales.

En cumplimiento de dichos acuerdos, mediante escrituras públicas de fecha 20 de noviembre de 2015 y 10 de noviembre de 2016, los Ingenieros Salvador López Alfaro y Rodolfo Francisco López Gutiérrez, respectivamente y, actuando en su oportunidad como Presidentes de la Junta Directiva del Ente Operador Regional, otorgaron poder a favor del Ing. René Salvador González Castellón, de los cuales se desprende lo siguiente: *“Facultar al apoderado para que defina e implemente los ajustes que requiera efectuar en los niveles de Gerencias, Coordinaciones, y Áreas de apoyo del EOR, tanto en la asignación de funciones y responsabilidades de esos puestos como en la clasificación y valoración siempre salvaguardando los intereses de la institución (...)”*. (el resaltado es propio).

Es en el ejercicio de dichas facultades, el Director Ejecutivo del EOR emitió la disposición administrativa número DE/14-04-2016-001, denominada *“Funciones y responsabilidades del Gerente de Planificación y Operación del EOR”*, (vigente a partir del 18 de abril de 2016 hasta el 26 de enero de 2017), donde consta que el Gerente de Planificación y Operación del EOR está designado para elaborar el informe sobre la conformación de la Red de Transmisión Regional (RTR), según el número 8 del romano V de la misma, que establece: *“(…) Elaborar los informes relacionados con el proceso de planificación regional: (...) “d. Informe sobre la conformación de la RTR; y (...)”*.



En este contexto, no tiene esta Comisión elementos para restarle validez y eficacia a la identificación de la RTR – 2017 realizada por el EOR, a través de su Gerente de Planificación y Operación, órgano interno que se encontraba facultado para llevar a cabo dicha función.

5. Del supuesto incumplimiento del EOR al principio de legalidad

Señala el AMM en su solicitud de investigación que el EOR ha incumplido la normativa regional, en cuanto ha omitido realizar la identificación y actualización de la RTR-2017, su publicación y notificación en la forma establecida en el RMER y el Reglamento Interno de la Junta Directiva del EOR; así como coordinar con el OS/OM.

Debemos indicar que, en cuanto al procedimiento que debió seguirse, el EOR es el responsable de coordinar con los OS/OM, siendo el órgano interno competente para emitirla, quien efectuó dicha labor, según consta en los documentos analizados en el epígrafe anterior.

Ahora bien, en cuanto a la notificación y publicación del informe de identificación de la RTR para el año 2017, debe indicarse que según el numeral 1.8.1 del Libro I del RMER se establece que *“siempre que la Regulación Regional requiera que la CRIE o el EOR publiquen algún documento o información, dicho requerimiento se hará efectivo publicando el documento o información en su sitio de Internet. El documento o información se considerará publicado desde el momento en que se encuentre disponible en su respectivo sitio de Internet”*. Publicación que fue realizada en su oportunidad y consta en la página web del EOR.

Como complemento de lo anterior, mediante nota EOR-GPO-15-12-2016-222, de 15 de diciembre de 2016, el EOR le hizo saber a los OS/OM que el Informe de Identificación de la RTR para el año 2017 ya había sido publicado.

Por tal motivo, no lleva razón el AMM de solicitar se realice debidamente su notificación y publicación, habiendo se cumplido en su oportunidad con dicho requisito de eficacia.

V

Que en reunión presencial número 116 del 27 de julio de 2017, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la denuncia presenta por el Administrador del Mercado Mayorista contra el Ente Operador Regional por la identificación de la RTR para el año 2017, acordó (1) 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”, derogatorias que surtirán efectos una vez firme la presente resolución; (2) notificar de dicha derogatoria al EOR y OS/OM de la región, a efectos de que se proceda según la normativa regional a actualizar la RTR; (3) declarar sin lugar la denuncia y (4) ordenar su archivo, conforme con el artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

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 Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, esta Comisión,

RESUELVE:

PRIMERO. 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”.

SEGUNDO. NOTIFICAR la presente resolución al EOR 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.”

Quedando contenida la presente certificación en trece (13) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día lunes treinta y uno de julio de dos mil diecisiete.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO