



ENTE OPERADOR REGIONAL

RESOLUCIÓN-RRC-GPO-EOR-04-2020

Por medio de la cual se resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto el día 26 de diciembre de 2019, por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), en contra de los "Informes finales de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para los años 2021-2024".

RESULTANDO

I

Que el día 12 de diciembre de 2019 el EOR mediante nota EOR-GPO-12-12-2019-318 y su Anexo I, remitió a todos los Operadores Nacionales OS/OM, incluyendo al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de Guatemala, los informes finales de Identificación de la Red de Transmisión Regional para los años 2021, 2022, 2023 y 2024.

II

Que el día 26 de diciembre de 2019, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), interpuso ante el EOR, *"Recurso de Reconsideración en contra de los informes finales de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para los años 2021-2024"*.

III

Que el día 30 de diciembre de 2019, mediante auto EOR-GPO-01-2019-RRC-AMM-02-2019-EOR, el EOR admitió el *"Recurso Reconsideración presentado por el AMM, en contra los informes finales de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para los años 2021-2024"*, para su análisis y resolución, mismo que fue notificado al AMM mediante aviso de notificación.

IV

Que el día 24 de enero de 2020, el EOR mediante Resolución No. RRC-GPO-EOR-03-2020, con base en el numeral 1.8.5.1 del Libro IV del RMER, resolvió extender en quince (15) días adicionales el plazo para resolver el *"Recurso de Reconsideración interpuesto por el AMM, en contra de los informes finales de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para los años 2021-2024"*.



CONSIDERANDO

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en adelante Tratado Marco, crea al Ente Operador Regional -EOR-, y en su artículo 25 lo define como "...el ente operador del Mercado regional, ...". Por su parte, el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: *"Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad"*.

II

Que el Tratado Marco en su artículo 2, inciso e), establece que uno de sus fines es: *"Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región."*

III

Que de conformidad con el numeral 1.5.6 del Libro I del RMER que dice:

"1.5.6.1 La Red de Transmisión Regional RTR es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional."

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

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

IV

Que, en relación a las instalaciones que conforman la RTR, el numeral 2.1.1 y el numeral 2.1.2 del Libro III del RMER, modificado por el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, del 31 de julio de 2017, establecen respectivamente que:

"2.1.1 El EOR será el 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, las ampliaciones planificadas incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC y las instalaciones propias de cada país ..."

V

Que de conformidad al numeral 2.2 del Libro III del RMER, modificado por el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, del 31 de julio de 2017, se establece que:

"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."*

VI

Que el numeral 2.1.3 del Libro III del RMER, establece que 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."*

VII

Que en el Anexo A del Libro III del RMER, se establece la Metodología de definición de la RTR, dentro de la cual se incluye el quinto paso relacionado a la verificación por el EOR y los OS/OM, la cual indica que:

"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."

VIII

Que el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, del 31 de julio de 2017, se establece que:

"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".

Asimismo, en la misma resolución, lo contenido en la sección **Análisis de la denuncia por el fondo**, inciso 2.2.1, que dice literalmente:

"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".

IX

Que en los puntos resolutivos Primero y Cuarto de la Resolución CRIE-91-2019, el Regulador Regional reconoce al nodo Los Brillantes 400 kV perteneciente a la RTR 2019, el cual resultó de la aplicación del quinto paso de la metodología, de la misma forma que ha resultado en el quinto paso para la RTR 2020, tal y como se explica en el informe técnico-regulatorio y jurídico No. ITJR-RRC-01-01-2020 de la presente Resolución.

X

Que se han tomado en cuenta los criterios y valoraciones del informe técnico-regulatorio y jurídico No. ITJR-RRC-02-01-2021-2024.

XI

Que el apartado 1.8 del Libro IV, del RMER, establece que el EOR debe resolver los recursos de reconsideración presentados ante él, por lo que, los argumentos presentados por el AMM se evacúan de la siguiente manera:

1. ANÁLISIS DEL RECURSO EN LA FORMA:

a) Naturaleza y temporalidad del Recurso

Al acto impugnado *"Informes finales de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para los años 2021-2024"*, es un acto de carácter general al que le es aplicable lo establecido en el numeral 1.8.1.1 del Libro IV del RMER, el cual fue notificado mediante nota EOR-GPO-12-12-2019-318 y su Anexo I, el 12 de diciembre de 2019, a todos los Operadores Nacionales OS/OM, incluyendo al AMM.

El Recurso fue interpuesto por el AMM el 30 de diciembre de 2019, por lo que de conformidad al numeral 1.8.2.1 del Libro IV del RMER el plazo para interponer el Recurso será de diez (10) días hábiles a partir, según los casos, de la publicación del acto, o de su notificación al recurrente. En el presente caso el Recurso ha sido interpuesto dentro del plazo establecido por la Regulación Regional.

b) Legitimación

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.8.1.3 del Libro IV del RMER, el Recurso de Reconsideración fue legítimamente interpuesto por el AMM, en su calidad de OS/OM de Guatemala.

c) Representación

Presenta el Recurso el señor ELMER ROGELIO RUIZ MANCILLA, actuando en representación del AMM, en su carácter de Gerente de Mercado Eléctrico Internacional del Administrador del Mercado Mayorista, lo cual acredita con copia legalizada de nombramiento, otorgado ante el notario Gerardo Arturo López Bhor, en la ciudad de Guatemala el 5 de octubre de 2017, e

inscrito en el Registro de las Personas Jurídicas del Ministerio de Gobernación de la República de Guatemala al número 255, folio 255, del libro 46 de Nombramientos.

d) Plazo para resolver y efectos de suspensión del acto

De conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.5.1 del Libro IV del RMER, el EOR en un plazo de treinta (30) días computados a partir del momento de su recepción, resolverá el Recurso de Reconsideración interpuesto.

El día 24 de enero de 2020, el EOR mediante Resolución No. RRC-GPO-EOR-03-2020, con base en el numeral 1.8.5.1 del Libro IV del RMER, resolvió extender en quince (15) días adicionales el plazo para resolver el *"Recurso de Reconsideración interpuesto por el AMM, en contra de los Informes finales de Identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) año 2021-2024"*.

Además, de acuerdo con lo estipulado en el numeral 1.8.3 del Libro IV del RMER el Recurso de Reconsideración objeto de la presente resolución, se tramitó sin suspender los efectos del acto impugnado, en procura del mejor interés general del Mercado Eléctrico Regional (MER).

2. ANÁLISIS DE PRECISIÓN

Previo al análisis de los hechos y razones expresados por el AMM en su Recurso de Reconsideración, es necesario precisar aspectos fundamentales identificados en el análisis del Informe técnico-regulatorio y jurídico No. ITJR-RRC-02-01-2021-2024, mismo que rola en el expediente de la presente causa.

a) Aspectos jurídicos:

El Tratado Marco crea al Ente Operador Regional -EOR-, y en su artículo 25 lo define como *"...el ente operador del Mercado regional, ...con... independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia..."* y así mismo por su parte, el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: *"Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad"*.

Así mismo, el Tratado Marco en su artículo 2 inciso e), establece que uno de sus fines es: *"Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región."*

Consecuentemente el EOR, para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa en estricto apego a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, así como la Reglamentación Regional.

En ese sentido, para la operación técnica del SER, el EOR cumple con la Regulación Regional antes mencionada en el ámbito de su competencia, por lo que reglamentariamente procede en cumplimiento de las disposiciones aprobadas por el Regulador Regional "Comisión Regional de Interconexión Eléctrica-CRIE"- mediante resoluciones emitidas para el efecto, lo cual está obligado a acatar, sujetarse y cumplir en su condición de Organismo Regulado.

b) Aspectos regulatorios:

i. Acerca de la Red de Transmisión Regional:

El numeral 1.5.6.1 del Libro I del RMER, define la Red de transmisión regional (RTR) como *"...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."*

El numeral 1.5.6.2 del Libro I del RMER, establece que *"La RTR está conformada por instalaciones que son propiedad de agentes transmisores y su operación es coordinada y supervisada por el EOR y los OS/OM."*

Por su parte, el numeral 1.5.6.3 del Libro I del RMER, indica que *"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."*

El numeral 2.2 del Libro III del RMER, establece que la RTR se identifica contemplando cinco (5) pasos realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM. La identificación de la RTR se realizará en noviembre de cada año.

La metodología de definición de la RTR, se describe en el Anexo A del Libro III del RMER. El quinto paso de la metodología de definición de la RTR, establece que *"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."*

ii. Acerca del nodo Los Brillantes:

Es fundamental precisar que este nodo resulta parte de la RTR de los años 2021, 2022, 2023 y 2024 por la aplicación del quinto paso de la Metodología de definición de la RTR.

Además, conforme lo establecido en el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, en donde la CRIE derogó del numeral 2.1.2 del Libro III del RMER, el texto que dice: *"los*

tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros" y mediante el cual también eliminó las palabras "y extra-regionales" del numeral 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, se excluyó de la RTR únicamente el tramo de línea 400 kV del enlace extrarregional comprendido entre la frontera México-Guatemala y la subestación Los Brillantes en el área de control de Guatemala, **no así el nodo Los Brillantes 400 kV, el cual continúa siendo un elemento que debe ser evaluado dentro de la metodología de definición de la RTR**, lo que es congruente, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 28 del Tratado Marco, que establece la responsabilidad al EOR de aplicar la Regulación Regional, asegurando que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.

Por todo lo anteriormente expuesto, vale recalcar que la identificación de la RTR, el EOR la realiza con el objetivo de asegurar la operación segura y confiable del SER de forma integral a efecto de cumplir con los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco y beneficiar a los habitantes de los países miembros del MER, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y así mismo las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región.

c) Proceso de coordinación con los OS/OM:

De conformidad con 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 en cada uno de sus países."*

Así mismo, el numeral 1.5.3.1 del Libro I del RMER, establece que *"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"*.

El numeral 1.8.3 del Libro I del RMER, establece que *"A menos que se indique lo contrario, 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 medio de comunicación verbal, la cual deberá quedar registrada en un medio automático de grabación, en cuyo caso la instrucción, dirección u orden se considerará válidamente impartida o emitida al momento de efectuarse la comunicación."*

Los numerales anteriores, establecen la naturaleza, objetivos funciones, atribuciones y competencias, que tienen dentro del MER el EOR como operador regional y los OS/OM como operadores nacionales.

Adicionalmente, el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER, establece que: *"La operación técnica 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 este Reglamento..."*

Por lo anterior, conforme la Metodología para la identificación de la RTR establecida en el numeral 2.2 del Libro III del RMER, el EOR cumple con la revisión y coordinación respectiva con todos los OS/OM, por lo que durante el proceso de identificación de la RTR, el EOR comunica y somete a revisión de cada uno de los OS/OM, las Bases de Datos y los resultados que se obtienen, procediendo a revisar las observaciones de dichos Operadores, según sea el caso, en apego a lo establecido en la Regulación Regional.

Adicionalmente, es fundamental aclarar que de conformidad a lo dispuesto en el numeral 1.5.5 del Libro I del RMER, la Junta Directiva del EOR mediante acuerdo No. 4-2018-8-2, emitió la Normativa de los Grupos de Trabajo Regionales, misma que fue notificada a todos los OS/OM mediante nota EOR-DE-06-06-2018-169, incluyendo al AMM, es de resaltar que en dicha normativa se establece la forma de la coordinación entre el EOR y los grupos de trabajo regionales, que son instancias establecidas para tratar temas específicos relacionados con los aspectos técnicos, comerciales y tecnológicos de la operación del MER, los que de conformidad al artículo 2 de la misma normativa *"...podrán emitir recomendaciones al respecto de los temas tratados, de manera que su carácter sea consultivo y de apoyo al Ente Operador Regional."*

Y así mismo, de conformidad al artículo 2 del mismo cuerpo normativo *"Los GTR adoptarán recomendaciones sobre los temas de sus respectivas agendas, tratados durante la reunión, las cuales no son vinculantes en la toma de decisiones del EOR."*

Finalmente, cabe señalar que el Regulador Regional ha confirmado la pertenencia del nodo Los Brillantes 400 kV a la RTR, tal como se expresa en la Resolución CRIE-91-2019, en sus puntos resolutivos Primero y Cuarto, donde la CRIE reconoce al nodo Los Brillantes 400 kV como parte integrante de la RTR 2019, el cual resultó de la aplicación del quinto paso de la metodología, de la misma forma que ha resultado en el quinto paso para la RTR de los años 2021, 2022, 2023 y 2024.

I. ANÁLISIS DE HECHOS Y RAZONES DEL AMM

Planteamiento AMM: "

1. Los Enlaces Extra Regionales no forman parte de la RTR.

El nodo Los Brillantes 400 kV, según la propia Regulación Regional que obra en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), constituye un Enlace Extra regional. Mientras tanto, en la norma superior, el Tratado Marco (modificada por el Segundo Protocolo), la RTR se define como los sistemas interconectados nacionales de la región y las interconexiones entre países miembros que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional.

Entonces, si el nodo Los Brillantes, como Enlace Extra regional, no interconecta a Guatemala con el SER, ni posibilita transferencia de energía y las transacciones en el MER, la conclusión simple y llana es que el nodo Los Brillantes no forma parte de la RTR, porque dicha red la integran las porciones de estas las instalaciones de los países miembros del MER que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en dicho mercado (el MER)."

Análisis EOR:

Tal y como ya se ha mencionado el EOR ha actuado conforme lo establecido en el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, en donde la CRIE derogó del numeral 2.1.2 del Libro III del RMER, el texto que dice: "los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros" y mediante el cual también eliminó las palabras "y extra-regionales" del numeral 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, de esa forma se excluye de la RTR únicamente el tramo de línea 400 kV del enlace extrarregional comprendido entre la frontera México-Guatemala y la subestación Los Brillantes en el área de control de Guatemala, no así el nodo Los Brillantes 400 kV, el cual continúa siendo un elemento que debe ser evaluado dentro de la Metodología de definición de la RTR y forma parte del Sistema Nacional Interconectado del área de control de Guatemala.

Asimismo, se le hace la aclaración al AMM, **que el Regulador Regional ha confirmado la pertenencia del nodo Los Brillantes 400 kV a la RTR, tal como se expresa en la Resolución CRIE-91-2019, en sus Resuelve Primer y Cuarto, donde la CRIE reconoce al nodo Los Brillantes 400 kV como parte integrante de la RTR 2019, el cual resultó de la aplicación del quinto paso de la metodología, de la misma forma que ha resultado en el quinto paso para la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024.**

Adicionalmente, la CRIE, en la Resolución CRIE-34-2017, en la sección Análisis de la denuncia por el fondo, inciso 2.2.1, que forma parte integra de la misma Resolución, delimita las definiciones de los elementos enlace y nodo, cuando indica: "*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 lo cual la CRIE deja claro que el nodo Los Brillantes 400 kV no forma parte del enlace México-Guatemala.

Se debe indicar que el EOR, es un Organismo Regulado por la CRIE y para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa de conformidad a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, la Reglamentación Regional y la Reglamentación Regional aprobada por dicho Regulador Regional, caso contrario estaría exponiéndose a un incumplimiento por el cual podría ser sancionado.

Continuación planteamiento AMM:

"Asimismo, el RMER establece que el MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR y de las redes nacionales. Los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales son los nodos de la RTR (numeral 1.4.1 del Libro I del RMER).

Con tales fundamentos, resulta improcedente la pretensión del EOR de incluir el nodo Los Brillantes como parte de la RTR-2021-2024, dado que este no es ningún punto de conexión entre el MER con los mercados nacionales y, además, el MER es independiente de los mercados nacionales de los países miembros, tal es el caso de Guatemala, así como de los intercambios de dichos mercados nacionales con países no miembros del MER.

Coincide, refuerza y completa dicha interpretación la opinión consultiva con carácter vinculante contenida en la resolución del expediente 3-08-06-2017 de la Corte Centroamericana de Justicia, la cual constituye una interpretación jurisdiccional que despeja cualquier duda respecto a la posible intervención de la Regulación Regional en las relaciones de un país miembro del MER con uno que no es miembro del MER:

*... el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Protocolo y el Segundo Protocolo **no regulan relaciones extra regionales**, entre países miembros con países no miembros de dichos Instrumentos, por lo que no deben tener aplicación sobre las interconexiones entre éstos (Managua 25 de enero de 2018).*

Pese a la claridad de tal interpretación jurisdiccional, el EOR insiste en pretender despojar a la República de Guatemala de su independencia energética, del derecho de su gobierno de ejercer el derecho de Gradualidad que establece el Tratado Marco, así como de la operación y control del nodo Los Brillantes, lo cual no es ni puede ser aceptable, bajo ningún supuesto, ante la ausencia de normas jurídicas que respalden el proceder del operador regional".

Análisis EOR:

Al respecto nuevamente se aclara que el Tratado Marco crea al EOR, y en su artículo 25 lo define como "...el ente operador del Mercado regional, ...con... independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia..." y así mismo por su parte, el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: "Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad".

Así mismo, el Tratado Marco en su artículo 2 inciso e), establece que uno de sus fines es: "Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región."

Consecuentemente el EOR, para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa en estricto apego a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, así como la Reglamentación Regional.

En ese sentido, para la operación técnica del SER, cumple con la Regulación Regional antes mencionada en el ámbito de su competencia, por lo que reglamentariamente procede en cumplimiento de las disposiciones aprobadas por el Regulador Regional "Comisión Regional de Interconexión Eléctrica-CRIE"- mediante resoluciones emitidas para el efecto, lo cual está obligado a acatar, sujetarse y cumplir en su condición de Organismo Regulado.

Planteamiento AMM: "

2. Los argumentos que utiliza el EOR para incluir el nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR-2021-2024 no son atendibles, no son correctos ni son pertinentes, ni son suyos.

El EOR ha emitido los informes finales de la RTR-2021-2024 con la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV, para lo cual afirma haberse basado en la aplicación del paso 5 de la metodología establecida en el numeral 2.2 (Método de Identificación de las Instalaciones de la RTR) del Libro III del RMER, el cual relaciona en la página 4 de cada uno de los informes finales del Anexo I del acto recurrido, así: 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.

2.1 No existe ni existió tal coordinación

Al respecto, cabe señalar que, el AMM como el OS/OM de Guatemala objetó, ante el EOR, a lo largo de la aplicación de dicho método, la pretendida inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV. El AMM niega rotundamente que se haya aceptado entonces tal inclusión, lo cual deriva no de la coordinación con el OS/OM sino de la imposición que el EOR pretende hacer de dicha instalación como parte de la RTR-2021-2024.

Según el Diccionario de la lengua española, 'coordinar' es un verbo que significa:

- 1. tr. Unir dos o más cosas de manera que formen una unidad o un conjunto armonioso.*
- 2. lr. Dirigir y concertar varios elementos*

Ante la literalidad de dicha definición, cabe declarar que no es cierto que el EOR haya incluido al nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR-2021-2024 tras coordinarlo con el AMM; ni es cierto que hubiere existido armonía con el AMM para haber acordado unir dicha instalación como elemento a la RTR-2021-2024. Tampoco es cierto que el EOR haya concertado con el AMM la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV. Lo que si es cierto es que el EOR determinó su inclusión en contravención con el AMM, pese a la objeción permanente del AMM y sin importar que el AMM hubiere reivindicado ante dicho organismo regional la soberanía energética de Guatemala que se relaciona con dicho nodo y las reglas propias que rigen a la interconexión Guatemala-México, ajenas al Tratado Marco y sus Protocolos.

Por ello, se insiste en que, el AMM objetó y continúa objetando la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR-2021-2024. No es correcta la inclusión que el EOR hace de dicha instalación en la RTR-2021-2024 pues no ha existido la coordinación que establece la metodología aplicable”.

Análisis EOR:

Al respecto, se reitera que de conformidad con 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 en cada uno de sus países.” Adicionalmente, el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER, establece que: “La operación técnica 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 este Reglamento...”

Consecuentemente dicha coordinación jerárquica del EOR es llevada a efecto para cumplir con los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco y beneficiar a los habitantes de los países miembros del MER mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y así mismo las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región.

Por otra parte, el EOR mediante nota EOR-GPO-26-11-2019-304 la cual consta en poder del AMM, remitió a todos los OS/OM, los Informes preliminares de definición de la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024, que incluía los resultados completos obtenidos de cada uno de los pasos de la Metodología de definición de la RTR vigente, incluyendo los resultados del paso quinto, en el cual resultaba incorporado el nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR. En la misma nota, el EOR hizo la convocatoria al Comité Técnico de Revisión de la RTR (CTRTR) para participar en la reunión por videoconferencia realizada el 3 de diciembre de 2019, a fin de revisar los resultados de la RTR correspondiente a los años 2021, 2022, 2023 y 2024.

En respuesta a la nota EOR-GPO-26-11-2019-304, el 29 de noviembre de 2019, el AMM remitió al EOR la nota GMEI-069-2019, en la cual el AMM presentó sus observaciones a los resultados preliminares de la RTR correspondiente a los años 2021, 2022, 2023 y 2024 y expuso sus objeciones y argumentos por la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV.

Respecto a las objeciones para la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV, expuestas por el AMM en la comunicación GMEI-069-2019, y lo manifestado por el AMM en la reunión por videoconferencia entre el EOR y los OS/OM realizada el 3 de diciembre de 2019, referido también a los argumentos contenidos en la nota GMEI-069-2019, el EOR dio respuesta a dichas objeciones y argumentos, según consta en la nota EOR-GPO-05-12-2019-313 y en la ayuda memoria de la reunión por videoconferencia realizada el 3 de diciembre de 2019, la cual es del

conocimiento del AMM, remitida mediante correo electrónico el día 6 de diciembre de 2019, en dichas respuestas se detallan todos los aspectos técnicos y razones relevantes por las cuales el nodo Los Brillantes 400 kV debe ser incluido en la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024, de conformidad a lo establecido en la Regulación Regional.

Por lo anterior, conforme la metodología de definición de la RTR establecida en el Libro III del RMER, se confirma que el EOR cumple con la revisión y coordinación respectiva, en tanto que durante el proceso de definición de la RTR correspondiente a los años 2021, 2022, 2023 y 2024, ha requerido y comunicado oportunamente a cada uno de los OS/OM, las Bases de Datos, y los resultados de la aplicación de la metodología y ha revisado y respondido las observaciones de los OS/OM incluidas las del AMM, en apego a lo establecido en la Regulación Regional.

Adicionalmente, es fundamental aclarar que de conformidad a lo dispuesto en el numeral 1.5.5 del Libro I del RMER, la Junta Directiva del EOR mediante acuerdo No. 4-2018-8-2, emitió la Normativa de los Grupos de Trabajo Regionales, misma que fue notificada a todo los OS/OM mediante nota EOR-DE-06-06-2018-169, incluyendo al AMM, es de resaltar que en dicha normativa se establece la forma de la coordinación entre el EOR y los grupos de trabajo regionales, que son instancias establecidas para tratar temas específicos relacionados con los aspectos técnicos, comerciales y tecnológicos de la operación del MER, los que de conformidad al artículo 2 de la misma normativa *"...podrán emitir recomendaciones al respecto de los temas tratados, de manera que su carácter sea consultivo y de apoyo al Ente Operador Regional."*

Y así mismo, de conformidad al artículo 2 del mismo cuerpo normativo *"Los GTR adoptarán recomendaciones sobre los temas de sus respectivas agendas, tratados durante la reunión, las cuales no son vinculantes en la toma de decisiones del EOR."*

Por tanto, se concluye que el EOR ha realizado el análisis y revisión correspondiente, en coordinación con todos los OS/OM, sobre las observaciones a los resultados del primero al quinto paso de la Metodología de definición de la RTR, lo que incluye al AMM y así mismo ha cumplido con lo establecido en la Regulación Regional y la normativa de Grupos de Trabajo regionales emitida por el EOR para tal efecto. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM:

"2.2 la no objeción de terceros países que no se interconectan mediante Enlace Extra regional no justifica la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR-2021-2024."

No es válida ni sustentada la posición que afirma haber propiciado que los países de la región opinarán en torno a la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV, sobre lo cual destaca que ninguno de los cinco países restantes, a excepción de Guatemala, manifestaron desacuerdo. No existe lógica en dicha justificación, toda vez que, la interconexión de Guatemala con México atañe exclusivamente a una relación bilateral con el Estado norteamericano, siendo vacuo un argumento de tal naturaleza.

En todo caso, lo que sí resulta necesario atender es la objeción planteada desde un inicio por el OS/OM con el cual México ha establecido su Enlace Extra Regional -el AMM-, lo cual fue ignorado, desestimado y desoído por el EOR”.

Análisis EOR:

Tal y como ya se explicó anteriormente, el EOR se coordina con los Grupos de Trabajo Regionales (GTR) con base en la normativa vigente antes mencionada, sin incidir en la decisión de nadie, ya que la normativa de GTR dice que cada quien emite sus opiniones, y en el caso que nos ocupa, se aclara que el EOR no ha emitido en ningún escrito ni ha manifestado la afirmación, ni en los términos expuestos por el AMM, en cuanto a haber propiciado que los países de la región opinaran en torno a la inclusión del nodo Los Brillantes, destacando que ninguno de los cinco países restantes, a excepción de Guatemala, manifestaron desacuerdo. Esta afirmación que hace el AMM no consta en ninguna comunicación del EOR ni en la ayuda memoria de las reuniones sostenidas entre el EOR con los OS/OM, en el marco de la identificación de la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024, en todo caso es importante aclarar que cuando el EOR realiza reuniones con los Grupos de Trabajo Regionales efectivamente se propicia que éstos puedan emitir recomendaciones respecto a los temas tratados, de manera que su carácter sea consultivo y de apoyo al EOR, lo cual queda plasmado en la ayuda memoria.

Por lo tanto, el EOR reitera, que la inclusión del nodo 400 kV de Los Brillantes, es con base a lo establecido en la Regulación Regional.

Planteamiento AMM:

“2.3 Se pueden añadir elementos a la RTR cuando se muestren necesarios en coordinación, pero no unilateralmente

Se abandona la aplicación de la metodología, en su paso 5, de identificación de la RTR. Ciertamente, en su frase final, el paso 5 ('e ') del numeral 2.2.1 del Libro III del RMER establece que, se podrá añadir elementos a la RTR cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD. Sin embargo, en los informes de mérito no se demuestra a través de estudios de seguridad operativa que dicha instalación es necesaria para cumplir los CCSD; pero además, tampoco es atribuible ni es responsabilidad de la interconexión entre Guatemala y México el cumplimiento de los CCSD, en virtud de que, como se ha dicho, en no pocas ocasiones, la Regulación Regional - incluyendo los CCSD- no es aplicable a los enlaces extra regionales. Ahora, en los informes se esgrime un criterio de "importancia" del nodo Los Brillantes 400 kV no porque haya demostrado fehacientemente y sin refutaciones el sustento o la base técnica a través de estudios de seguridad operativa en coordinación con el OS/OM que es lo que le requiere el RMER que demuestre, sino por el subjetivo hecho de que es importante o que participa en los eventos acaecidos en el SER, lo cual es relativo ya que al estar todo el SER interconectado, al momento de ocurrir eventos en el mismo la participación es de todos los elementos interconectados. Por lo anterior, al añadir a la RTR instalaciones que constituyen enlaces extra regionales de manera unilateral, se ha cercenado y trasgredido por completo el

numeral que lo establece, pues claramente determina que lo debió hacer en coordinación con el OS/OM (AMM). No fue el caso de la RTR-2021-2024, porque ni se coordinó ni se concertó ni su resultado es producto de una interacción armoniosa con el AMM, sino todo lo contrario. Por tanto, es inaceptable, inaplicable y o es pertinente la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR-2021-2024”.

Análisis EOR:

Al respecto, se precisa que El EOR actuando de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, ha aplicado el quinto paso de la metodología vigente, establecida en el Anexo A del Libro III del RMER, el cual expresa lo siguiente: “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”, por lo que, con base en los análisis técnicos de eventos reales ocurridos en el SER, ha detallado en los informes de identificación de la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024 los estudios regionales de seguridad operativa e informes de eventos relevantes, que demuestran que el nodo Los Brillantes 400 kV es un elemento relevante, de gran impacto y necesario para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño en el SER.

Es necesario tener presente que el EOR ha evidenciado, por medio de los estudios de seguridad operativa e informes de eventos relevantes ocurridos en el SER, que la pérdida de la interconexión México-Guatemala conectada al nodo Los Brillantes 400 kV, ha provocado la desconexión de carga por baja frecuencia en todo el SER, por lo que dicho nodo tiene gran impacto en la operación segura y confiable del SER. Dichos informes han sido elaborados por el EOR con criterio técnico especializado conferido por el Tratado Marco y el RMER, con base en registros PMU y coordinados con todos los OS/OM, de quienes no se han recibido objeciones a sus versiones finales.

Asimismo, el hecho que por el nodo Los Brillantes 400 kV se inyecten al SER, flujos de potencia de hasta 240 MW desde México, lo vuelve un nodo de gran importancia técnica para el SER, independientemente de si ocurren fallas o no en dicho nodo, ya que si las transferencias de potencia entre México-Guatemala inyectadas a través de dicho nodo exceden los 240 MW, se presentan incumplimientos de los CCSD establecidos en el RMER, tal como se expresa en el Informe Técnico del EOR remitido mediante nota EOR-GPO-28-11-2019-307 de fecha 28 de noviembre de 2019 (época seca diciembre 2019 a mayo 2020), en la página 15 de 51, en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 donde se aprecia que ante transferencias de 250 MW se presentan sobrecargas en los Bancos de Transformadores del nodo Los Brillantes, lo que constituye un incumplimiento a los CCSD, por lo cual no se debe inyectar más de 240 MW desde México.

Cabe señalar, lo ocurrido en el evento regional de fecha 07 de octubre de 2018, a las 17:31:50 horas, el cual se originó precisamente en los Bancos de Transformadores de la subestación Los Brillantes por actuación de las protecciones, y en consecuencia se desconectó la interconexión

México-Guatemala, en el momento en que el flujo de potencia desde el Sistema Eléctrico de México (SEM) hacia el sistema eléctrico de Guatemala era de 260 MW, lo que provocó afectaciones relevantes a la operación segura y confiable de todo el SER al desconectarse carga por baja frecuencia, lo que muestra la importancia innegable de dicho nodo.

Asimismo, de conformidad con 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 en cada uno de sus países."* Adicionalmente, el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER, establece que: *"La operación técnica 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 este Reglamento..."*

Con base en lo explicado anteriormente, queda en evidencia que EOR realizó la coordinación respectiva para la identificación de la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024 y aplicó correctamente el quinto paso de la Metodología de definición de la RTR establecida en el Capítulo 2 y el Anexo A del Libro III del RMER, por lo que son inadmisibles las razones planteadas por el AMM ya que carecen de veracidad.

Planteamiento AMM:

"3. Refutación a la justificación que el EOR utiliza en el Acto Reclamado para incluir al nodo Los Brillantes 400 kV"

Múltiples son las afirmaciones carentes de sustento que se contienen en lo que el Acto Reclamado expresa para haber incluido al nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR- 2021-2024. En las páginas 60 y 61 del Informe de la RTR para el año 2021, páginas 59 y 60 del informe de la RTR para el año 2022, páginas 61 y 62 del informe de la RTR para el año 2023 y páginas 61 y 62 del informe de la RTR para el año 2024, se leen los siguientes textos transcritos, cuya refutación se desarrolla a continuación:

3.1 Supuesta importancia operativa

Expresa el informe:

Con respecto al nodo Los Brillantes 400 kV en el área de control de Guatemala, éste resulta incluido en la RTR –del año respectivo del informe correspondiente-, por su importancia para la operación segura y confiable del SER, así como en el soporte de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en el RMER, considerando su relevancia en los eventos relevantes ocurridos en el SER ...

Un antiguo aforismo jurídico reza: El que afirma está obligado a probar. A tal respecto, es desafortunado para el operador regional que no exista un medidor de importancia ni uno de

relevancia al cual acudir para calificar como importante y relevante determinada instalación. Ello le obliga a tener que probar tal importancia y tal relevancia, lo cual, como se desarrolla en los apartados siguientes, no ocurrió en el Acto Reclamado.

Es muy sencillo lanzar un calificativo, pero sin sustento más bien se convierte en una contravención a la verdad o, por lo menos, evidencia un sesgo no en el objeto sino en quien lo aprecia. Tal es el caso del nodo Los Brillantes 400 kV, a la cual el EOR atribuye una importancia para la operación segura que no se prueba, ni confronta ni demuestra."

Análisis EOR:

Se le recuerda al AMM que el Ente Operador Regional actúa conforme a lo establecido en la Regulación Regional.

En este sentido, el EOR por medio de los estudios regionales de seguridad operativa e informes de eventos relevantes ocurridos en el SER, los cuales se incluyen como soporte del análisis del quinto paso de la Metodología de definición de la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024, que el nodo Los Brillantes 400 kV constituye un elemento de gran impacto técnico para el logro del cumplimiento de los CCSD establecidos en el RMER.

El EOR a través de dichos estudios e informes, los cuales han sido elaborados por el EOR con criterio técnico especializado conferido por el Tratado Marco, con base en registros PMU y coordinados con todos los OS/OM, de conformidad con sus funciones conferidas por el Tratado Marco y el RMER, los cuales son del conocimiento de la CRIE, ha evidenciado que la pérdida de la interconexión México-Guatemala conectada al nodo Los Brillantes 400 kV, ha provocado la desconexión de carga por baja frecuencia en todo el SER, por lo que dicho nodo tiene gran impacto en la operación segura y confiable del SER.

Asimismo, el hecho que por el nodo Los Brillantes 400 kV se inyecten al SER, flujos de potencia de hasta 240 MW desde México, lo vuelve un nodo de gran importancia técnica para el SER, independientemente de si ocurren fallas o no en dicho nodo, ya que si las transferencias de potencia entre México-Guatemala inyectadas a través de dicho nodo exceden los 240 MW, se presentan incumplimientos de los CCSD establecidos en el RMER, tal como se expresa en el Informe Técnico del EOR remitido mediante nota EOR-GPO-28-11-2019-307 de fecha 28 de noviembre de 2019 (época seca diciembre 2019 a mayo 2020), en la página 15 de 51, en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 donde se aprecia que ante transferencias de 250 MW se presentan sobrecargas en los Bancos de Transformadores del nodo Los Brillantes, lo que constituye un incumplimiento a los CCSD, por lo cual no se debe inyectar más de 240 MW desde México.

Parece que el AMM ha obviado lo ocurrido en el evento regional de fecha 07 de octubre de 2018, a las 17:31:50 horas, el cual se originó precisamente en los Bancos de Transformadores de la subestación Los Brillantes por actuación de las protecciones, y en consecuencia se desconectó la interconexión México-Guatemala, en el momento en que el flujo de potencia desde el Sistema Eléctrico de México (SEM) hacia el sistema eléctrico de Guatemala era de 260 MW, lo que provocó afectaciones relevantes a la operación segura y confiable de todo el SER al

desconectarse carga por baja frecuencia, lo que muestra la importancia innegable de dicho nodo. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM: “

3.2 Inconsistencia de informes en cuanto a estudios de seguridad operativa

“Expresa el informe:

En tal sentido, en el Anexo A de este Informe, se adjuntan los principales estudios de seguridad operativa e informe de eventos relevantes ocurridos en el SER, con los cuales se verifica la importancia del nodo Los Brillantes 400 kV, para soportar y verificar el cumplimiento de los CCSO en el SER, tales como:

- Estudios de actualización de los valores límite de las Transferencias México-SER (época húmeda junio 2019-noviembre 2019 y época seca diciembre 2019-mayo 2020).*
- Los nodos LBR 400 kV Y LBR 230 kV, asociados a la subestación Los Brillantes fueron incluidos en los análisis para el desarrollo de la Consultoría "Ejecución de pruebas y ensayos de campo para la validación y homologación de los parámetros y modelos de equipos de control, análisis modal y participación (Perturbaciones de pequeña señal), y cálculo de ajustes a equipos de control en unidades de generación del SER y el SEM, para elevar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas" debido a su importante relación con lo que ocurre en el SER ante la aparición de oscilaciones electromecánicas de potencia pobremente amortiguadas.*

El Anexo A que se menciona, no se acompaña a ningún informe de la RTR en relación al año que corresponde, por lo que se podría inferir que el EOR tomó como base el Anexo A del informe Final de la RTR-2020 para la elaboración de los informes finales correspondientes para identificación de la RTR de los años 2021-2024; al hacer mención del Anexo A, solo se denota la improvisación que se hace sobre este tema, todo lo contrario a la coordinación, evidenciando que se evitó efectuar los razonamientos necesarios para llegar a la definición de la RTR 2021-2024, en los informes finales en cuestión y, lejos de ello, se repite todo, sin reparar en individualizar los resultados de los estudios que demuestran que las instalaciones de mérito son necesarias para el cumplimiento de los CCSD, como sería el supuesto objeto de cada informe.

Por otra parte, es inconsecuente el Acto Reclamado al hacer referencia a los estudios de Máximas Transferencias México-SER, por cuanto ha quedado probado ante diferentes instancias -pero le ha quedado claro al propio EOR- que la importación de energía hacia Guatemala es segura, y que dicha importación o interconexión no pone en riesgo la seguridad operativa ni el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER. Dan cuenta de ello los oficios del EOR identificados como: EOR-GPO-27-09-2019-245 de fecha de 27 de septiembre de 2019 (época húmeda junio a noviembre 2019) y EOR-GPO-28-11-2019-307 de fecha 28 de noviembre de 2019 (época seca diciembre 2019 a mayo 2020)“.

Análisis EOR:

Tal como lo indica el AMM, el Anexo A referido en los informes de identificación de la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024, corresponde al mismo Anexo A del informe de identificación de la RTR para el año 2020, con los cuales se demuestra y verifica la importancia del nodo Los Brillantes 400 kV, para soportar y verificar el cumplimiento de los CCSD.

Respecto al uso de los informes mencionados, para sustentar la incorporación del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR de los años 2021, 2022, 2023 y 2024, es importante mencionar que el numeral A1.5 del Anexo A del Libro III del RMER (quinto paso de la metodología de identificación de la RTR), establece que, con base a estudios de seguridad operativa, podrán añadirse elementos a la RTR cuando estos se muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, en tal sentido, el EOR sustenta la incorporación de Los Brillantes 400 kV, en la RTR de los años 2021, 2022, 2023 y 2024, en el marco de la premisa establecida en el RMER.

Dicho lo anterior, el EOR, en los estudios contenidos en el Anexo A referido por el AMM, ha verificado precisamente que el nodo Los Brillantes 400 kV es un elemento de gran impacto en la seguridad operativa del SER, ya que determina que si las transferencias de potencia entre México-Guatemala inyectadas a través de dicho nodo exceden los 240 MW, se presentan incumplimientos de los CCSD establecidos en el RMER, tal como se expresa en el Informe Técnico del EOR remitido mediante nota EOR-GPO-28-11-2019-307 de fecha 28 de noviembre de 2019 (época seca diciembre 2019 a mayo 2020), en la página 15 de 51, en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3, donde se aprecia que ante transferencias de 250 MW se presentan sobrecargas en los Bancos de Transformadores del nodo Los Brillantes, lo que evidentemente constituye un incumplimiento a los CCSD, por ende no se debe inyectar más de 240 MW desde México. Por lo tanto, los argumentos expuestos por el AMM carecen de sustento técnico y veracidad.

Por lo antes explicado, resultan inamisibles las razones planteadas por el AMM ya que carecen de sustento técnico y realidad material.

Planteamiento AMM:

"3.3 Inconsistencia de informes de eventos relevantes"

Expresa el informe:

... En tal sentido, en el Anexo A de este Informe, se adjuntan ... informe de eventos relevantes ocurridos en el SER, con los cuales se verifica la importancia del nodo Los Brillantes 400 kV, para soportar y verificar el cumplimiento de los CCSD en el SER, tales como:

- Informe final del evento del 20 de enero de 2019 donde la participación del nodo LBR 400 kV fue relevante en la secuencia de dicho evento.*
- Informe final del evento del 16 de septiembre de 2019 donde también, la participación del nodo LBR 400 kV fue relevante en la secuencia de dicho evento.*

Al respecto, el Acto Reclamado hace referencia a eventos que fueron ocasionados por fallas en elementos de transmisión de otros países de la región, los cuales no fueron mitigados de forma apropiada para que sus efectos se extendieran y afectaran a las demás áreas de control ocasionando la actuación de esquemas suplementarios para salvaguardar a los Sistemas de Guatemala y México y por ende el disparo de la interconexión extrarregional.

Como ejemplo se tiene el evento ocurrido el 30 de octubre a las 12:06 h, en el cual Panamá perdió 500 MW de carga y 243 MW de generación, en dicho evento se produjo la actuación de forma efectiva del Esquema de Control Suplementario implementado en Costa Rica, el cual desconectó a Panamá, evitando que se ocasionaran condiciones de cero tensión en algún área de control y una propagación desfavorable del evento en el SER.

Es improcedente que el EOR incumpla con una adecuada coordinación de la operación de la transmisión regional y pretenda corregirla con la ampliación de sus alcances, hacia áreas de control que no son su ámbito.

3.4 Acto Reclamado dice confirmar circunstancias que no mide, no funda ni justifica

Expresa el informe:

Con base en lo anterior, se confirma que el nodo Los Brillantes 400 kV en el área de control de Guatemala, posee gran importancia a nivel regional, ya que las transferencias de potencia desde México inyectadas a través de dicho nodo, tienen un impacto significativo en la estabilidad del SER.

En los informes se intenta hacer parecer que han existido contingencias en la interconexión Guatemala-México que han causado consecuencias negativas en el SER. Nada más alejado de la realidad.

Los hechos reales son particularmente inversos a lo que el EOR presenta, pues, si es que se han observado efectos que perjudican al SER, estos han sido originados por fallas en el mismo SER que se han propagado al resto de América Central, sin que se hubieran tomado acciones de control por medio de ECS para evitar que estos efectos se trasladen y perjudiquen a otras áreas de control del SER. En todo caso, se ha abierto la interconexión con México, a partir de Esquemas de Control Suplementario para proteger al SER de condiciones extremas que pudieran perjudicarlo."

"3.5 Videoconferencia donde el AMM remarcó su oposición a la RTR correspondiente a los años 2021-2024

El pasado 03 de diciembre del año 2019, se celebró una sesión vía videoconferencia entre el EOR y OS/OM/Comité Técnico de Revisión de la RTR (CTRTR), en la cual, una vez más, el AMM expresó su completo desacuerdo con la incorporación del nodo Los Brillantes 400 kV, y

remarcó su postura conforme a los comentarios remitidos en forma oficial el 29 de noviembre de 2019, por medio de nota GMEI-069-2019, citando los argumentos normativos y jurídicos expuestos en la nota referida.

Dicha sesión, en ningún caso podría servir como soporte de coordinación pues de ella se extrae exactamente lo contrario, basta una transcripción escrita de dicha sesión para probar fehacientemente lo afirmado."

Análisis EOR:

Al respecto es importante mencionar que los criterios establecidos en el quinto paso de la Metodología de definición de la RTR, no implica establecer un análisis de las causas y origen de los eventos ocurridos en el SER, sino que el objetivo es evidenciar el impacto que posee el nodo Los Brillantes 400 kV y sus elementos asociados, en el cumplimiento de los CCSD en el SER.

El EOR actuando de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, ha realizado la aplicación del quinto paso de la metodología vigente, establecida en el Anexo A del Libro III del RMER, el cual expresa lo siguiente: *"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"*, por lo que, con base en los análisis técnicos de eventos reales ocurridos en el SER, ha detallado en los informes de identificación de la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024, los estudios regionales de seguridad operativa e informes de eventos relevantes, que demuestran que el nodo Los Brillantes 400 kV es un elemento relevante, de gran impacto y necesario para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño en el SER.

El EOR por medio de los estudios de seguridad operativa e informes de eventos relevantes ocurridos en el SER, los cuales han sido elaborados por el EOR con criterio técnico especializado conferido por el Tratado Marco y el RMER, con base en registros PMU y coordinados con todos los OS/OM, y que no se han recibido objeciones a sus versiones finales, ha evidenciado que la pérdida de la interconexión México-Guatemala conectada al nodo Los Brillantes 400 kV, ha provocado la desconexión de carga por baja frecuencia en todo el SER, por lo que dicho nodo tiene gran impacto en la operación segura y confiable del SER.

Asimismo, el hecho que por el nodo Los Brillantes 400 kV se inyecten al SER, flujos de potencia de hasta 240 MW desde México, lo vuelve un nodo de gran importancia técnica para el SER, independientemente de si ocurren fallas o no en dicho nodo, ya que si las transferencias de potencia entre México-Guatemala inyectadas a través de dicho nodo exceden los 240 MW, se presentan incumplimientos de los CCSD establecidos en el RMER, tal como se expresa en el Informe Técnico del EOR remitido mediante nota EOR-GPO-28-11-2019-307 de fecha 28 de noviembre de 2019 (época seca diciembre 2019 a mayo 2020), en la página 15 de 51, en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 donde se aprecia que ante transferencias de 250 MW se presentan sobrecargas en los Bancos de Transformadores del nodo Los Brillantes, lo que constituye un incumplimiento a los CCSD, por lo cual no se debe inyectar más de 240 MW desde México.



Cabe señalar, lo ocurrido en el evento regional de fecha 07 de octubre de 2018, a las 17:31:50 horas, el cual se originó precisamente en los Bancos de Transformadores de la subestación Los Brillantes por actuación de las protecciones, y en consecuencia se desconectó la interconexión México-Guatemala, en el momento en que el flujo de potencia desde el Sistema Eléctrico de México (SEM) hacia el sistema eléctrico de Guatemala era de 260 MW, lo que provocó afectaciones relevantes a la operación segura y confiable de todo el SER al desconectarse carga por baja frecuencia, lo que muestra la importancia innegable de dicho nodo.

Adicionalmente, es necesario aclarar que los ECS existentes en Panamá, Costa Rica y Nicaragua, no eliminan la posibilidad de eventos de pérdidas de grandes bloques de generación o de carga en las demás áreas de control como Nicaragua, Honduras, El Salvador y en la misma área de control de Guatemala, que pueden provocar un alto flujo desde o hacia México en respuesta a este evento, y en consecuencia se activen ya sea el ECS EDALTIBV o el ECS ESIM005 respectivamente, desconectando México del SER, lo que mantiene la importancia del nodo Los Brillantes 400 kV para la operación segura y confiable del SER, y por ende como elemento resultante en la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024 en el quinto paso de la Metodología de definición de la RTR establecida en el Anexo A del Libro III del RMER.

Por otra parte, el EOR ha realizado la coordinación necesaria para identificar la RTR de los años 2021, 2022, 2023 y 2024, y la reunión llevada a cabo entre el EOR y los OS/OM el 03 de diciembre de 2019, fue parte del proceso de coordinación, en la cual se revisó con los OS/OM los resultados de la RTR identificada para cada año, y se hicieron observaciones por parte de los participantes, a partir de las cuales, considerando la consistencia con el RMER, el EOR ajustó las listas de elementos que integrarían la RTR para los años 2021 a 2024. Es importante mencionar que el proceso de coordinación realizado, inició desde la revisión y ajuste del contenido de la base de datos regional.

Además, el EOR confirma que durante la reunión mencionada, todos los participantes plantearon sus observaciones, incluyendo al AMM, que expuso su observación respecto a la incorporación del nodo Los Brillantes 400 kV en la definición de la RTR para los años 2021, 2022, 2023 y 2024. Por su parte, el EOR respondió, con los sustentos técnicos que justifican la inclusión de dicho nodo como parte de la RTR 2021-2024, con base a criterio de seguridad operativa, establecido en el quinto Paso de la Metodología de definición de la RTR, Numeral A1.5 del Anexo A del Libro III del RMER.

Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM:

"4. La responsabilidad de la seguridad operativa del sistema eléctrico de Guatemala es el Administrador del Mercado Mayorista, no del EOR

El artículo 44 de la Ley General de Electricidad de Guatemala establece que, es función del AMM garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica. El artículo 15 del

Reglamento del AMM (RAMM) establece, entre otras, que es función del AMM la coordinación de la operación del S.N.I., dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad.

Asimismo, el artículo 62 del RAMM establece que el AMM coordinará la operación en tiempo real del S.N.I. de Guatemala y de las interconexiones internacionales, con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y continuidad del servicio, teniendo autoridad para desconectar carga.

Por su parte, la Norma de Coordinación Operativa No. 2, en el numeral 2.2.2 establece, para el mantenimiento de la seguridad del S.N. I., que, el AMM tomará toda medida razonable para ajustar las condiciones operativas de manera que el sistema vuelva a un estado seguro, que debe haber disponibilidad de desconexión de demanda interrumpible, disponibilidad de desconexión automática de carga por baja frecuencia, formación de islas autosuficientes, disponibilidad de Esquemas de control Suplementario.

Más adelante, dicha Norma de Coordinación Operativa No.2, en el numeral 2.2.6 establece que, el AMM como operador del S.N.I., conduce la coordinación de las operaciones a fin de mantener la seguridad y confiabilidad del S.N.I., en tal sentido se menciona entre las responsabilidades del AMM e) Tomar las medidas necesarias para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda.

El numeral A.3.1.10 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3, establece que, ante la ocurrencia de condiciones operativas que pudieran poner en riesgo la seguridad operativa del S.N.I., tales como déficit temporal de compensación de potencia reactiva o restricciones en la capacidad de transporte, el AMM podrá emitir órdenes de desconexión de carga necesarias para preservar la seguridad operativa o especificar otros esquemas de control suplementario. En el numeral A.3.1.5.2 de dicha norma, se establece que, de conformidad con las normas de coordinación, el AMM puede implementar los esquemas de control suplementario que juzgue necesario para preservar la seguridad del S.N.I. y dentro de este procedimiento se consideran el EDACBF y el esquema de desconexión manual de carga o EDMC.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4, en el numeral 4.2.5, establece que, todos los agentes y participantes del MM deberán integrarse a los esquemas de control suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico del AMM juzgue necesario implementar para preservar la seguridad del S.N.I. o de la mayor parte del mismo que sea posible. Estos esquemas podrían ser, entre otros: Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDAC8F), Esquema de Desconexión Automática de Carga por Bajo Voltaje (EDACBV), Esquema de Desconexión Automática de Transmisión por Alto Voltaje (EDATV), Esquema de Disparo Automático de Generación (EDAG), Esquema de Separación Controlada en islas (ESCI).

Por otro lado, la propia Regulación Regional le confiere a los OS/OM y no al EOR la facultad para implementar Esquemas de Control Suplementario (ECS) para resguardar la seguridad operativa de sus sistemas nacionales:

3.2.4.1 El sistema regional se operará coordinadamente entre el EOR, los OS/OMS y los agentes, acuerdo al siguiente esquema: a) Cada OS/OM coordinará la operación del sistema nacional, de acuerdo con la regulación nacional, manteniendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales en los nodos de la RTR.

Es con base en dichas disposiciones que el AMM ha implementado tales esquemas, con los cuales se ha evitado que contingencias originadas en Guatemala (incluyendo la interconexión con México) se propaguen hacia el resto de la región.

No es dable ni admisible que, contra lo estipulado en el RMER, el EOR pretenda ejercer la seguridad operativa de Guatemala la cual corresponde al AMM, como OS/OM del área de control de Guatemala. Tampoco es dable que, para superponerse a la autoridad que el OS/OM del área de control de Guatemala tiene, el EOR utilice la definición de la RTR-2021-2024 con tal de ejercer el control del nodo Los Brillantes.

No es lícito que el EOR pretenda sustituir las funciones esenciales que solo corresponden al AMM en el área de control de Guatemala, porque el mismo Tratado Marco reconoce que cada país tendrá su propia definición de las funciones de su OS/OM:

Por Operadores de Sistema y Operadores Mercado nacionales en este protocolo se entenderá al ente o entes nacionales designados como operador u operadores nacionales en lo que atañe a 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 de Mercado o de Sistema. (Artículo 23, literal 'j', Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo).

Por tanto, es inaceptable admitir la RTR-2021-2024 que define el Acto Reclamado y con ello se despoje al AMM de sus atribuciones.

Ha quedado expuesto, con las razones vertidas que el Acto Reclamado afecta y vulnera derechos e intereses del OS/OM del área de control de Guatemala; asimismo, se han señalado, para cada caso, las normas regionales y nacionales que se trasgreden, por lo que es procedente solicitar que se revoque la emisión de los informes Finales de la RTR-2021-2024, de tal forma que, la nueva RTR para los años 2021-2024 que se defina, excluya al nodo Los Brillantes 400 kV y con ello se cumpla con EL Tratado Marco y sus Protocolos, así como con la Regulación Regional que de ellos deriva”.

Análisis EOR:

Al respecto se reitera que el Tratado Marco crea al EOR, y en su artículo 25 lo define como "...el ente operador del Mercado regional, ...con... independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia..." y así mismo por su parte, el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: *"Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad"*.

Así mismo, el Tratado Marco en su artículo 2 inciso e), establece que uno de sus fines es: *"Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región."*

Consecuentemente el EOR, para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa en estricto apego a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, así como la Reglamentación Regional.

En ese sentido, para la operación técnica del SER, el EOR cumple con la Regulación Regional antes mencionada en el ámbito de su competencia, por lo que reglamentariamente procede en cumplimiento de las disposiciones aprobadas por el Regulador Regional "Comisión Regional de Interconexión Eléctrica-CRIE"- mediante resoluciones emitidas para el efecto, lo cual está obligado a acatar, sujetarse y cumplir en su condición de Organismo Regulado. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

XII

En cuanto a la prueba mencionada por el recurrente a continuación se detalla la misma y su respectivo análisis:

- 1) Habilitante: copia legalizada del nombramiento respectivo.
- 2) Copia simple de Documento Personal de Identificación.
- 3) Copia simple de la certificación de la resolución contenida en la resolución del expediente 3-08-06-2017, fechada Managua, 28 de enero de 2018, opinión consultiva con carácter vinculante.
- 4) Copia simple del oficio CNEE-35638-2016 GTM-NotaS2016-38 de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, adjunto al oficio DS.VAE. 143 del Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, con la que se acredita la manifestación del Gobierno de Guatemala, sobre la naturaleza, elementos y competencia de la interconexión binacional Guatemala-México, en el ejercicio del principio de Gradualidad.

- 5) Nota GMEI-069-2019, remitida por el AMM al EOR, de fecha 29 de noviembre de 2019.
- 6) Oficio EOR-GPO-05-12-2019-313 y su Anexo I, de fecha 05 de diciembre de 2019, en el que el EOR responde a observaciones del AMM, nota GMEI-069-2019.
- 7) Oficio EOR-GPO-27-09-2019-245, de fecha de 27 de septiembre de 2019 (época húmeda junio a noviembre 2019), dirigido por el EOR al AMM;
- 8) Oficio EOR-GPO-28-11-2019-307, de fecha 28 de noviembre de 2019 (época seca diciembre 2019 a mayo 2020), dirigido por el EOR al AMM.

En cuanto a la prueba documental aportada por el recurrente, se tienen por admitida, la cual ha sido valorada y considerada en el análisis de fondo del recurso que se resuelve y la misma debe ser agregada al expediente como simples copias.

En cuanto a las pruebas que el recurrente sugiere en poder del EOR se analiza lo siguiente:

- 9) Grabación de la videoconferencia celebrada el 03 de diciembre de 2019, del Comité Técnico de Revisión de la RTR (CTRTR), la cual es oportuno transcribir, especialmente las intervenciones del AMM;

Se considera que no es pertinente incluir dicha prueba ya que, de conformidad a la Normativa de Grupos de Trabajo Regionales, artículos 22 y 26, en las reuniones de trabajo de este tipo se elabora una ayuda memoria, no así transcripciones del audio de las mismas.

- 10) Oficio EOR-GPO-05-12-2019-313 y su Anexo I, de fecha 05 de diciembre de 2019, en el que el EOR responde a observaciones del AMM, nota GMEI-069-2019.

Esta prueba ya está considerada en la prueba aportada por el recurrente, en el numeral 6 antes relacionado y por tanto agregada al expediente como simple copia.

- 11) Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para los años 2021-2024 del Ente Operador Regional, notificado mediante oficio EOR-GPO-12-12 -2019-318 y su Anexo I, el 12 de diciembre de 2019.

Esta prueba está en poder del recurrente, considerando que el acto recurrido deriva de los informes referidos, notificados por el EOR a todos los OS/OM mediante oficio EOR-GPO-12-12 -2019-318.

12) Expediente formado para la identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) años 2021-2024, en todas sus fases.

En cuanto al expediente señalado por el AMM como prueba, han sido consideradas como pertinentes y evacuadas todas las notas relacionadas por el AMM que son parte de dicho expediente en el caso que nos ocupa, tales como:

- a) Nota GMEI-069-2019, remitida por el AMM al EOR, de fecha 29 de noviembre de 2019.
- b) 6) Oficio EOR-GPO-05-12-2019-313 y su Anexo I, de fecha 05 de diciembre de 2019, en el que el EOR responde a observaciones del AMM, nota GMEI-069-2019.
- c) Oficio EOR-GPO-27-09-2019-245, de fecha de 27 de septiembre de 2019 (época húmeda junio a noviembre 2019), dirigido por el EOR al AMM;
- d) Oficio EOR-GPO-28-11-2019-307, de fecha 28 de noviembre de 2019 (época seca diciembre 2019 a mayo 2020), dirigido por el EOR al AMM.

13) Presunciones legales y humanas que del proceso se deriven.

En cuanto a esta prueba, han sido consideradas y evacuadas todas las presunciones legales presentadas por el AMM en todos sus extremos.

XIII

Que respecto a la solicitud del recurrente de suspensión del acto impugnado se tiene que de conformidad a lo establecido en el numeral 1.8.3 Libro IV del RMER, el EOR, en el ejercicio de su competencia, no encuentra perjuicio al interés público o a terceros, o que su ejecución pudiera causar perjuicios de difícil o imposible reparación, por lo tanto, no se considera necesario declarar el efecto suspensivo del Acto Recurrido.

POR TANTO:

Con fundamento en el Tratado Marco y sus protocolos, el RME y las Resoluciones de la CRIE, la Gerencia de Planificación y Operación del EOR en el ejercicio de la facultad asignada en el RMER, en el numeral 1.8.4.1 del Libro IV, que dice *"La decisión de resolver el recurso recaerá en el órgano del EOR que emitió el acto impugnado, de conformidad con los procedimientos internos que establezca el EOR"*, habiendo analizado el Recurso interpuesto y tomando como base los criterios y valoraciones del informe técnico-regulatorio y jurídico No. ITJR-RRC-02-01-2021-2024:

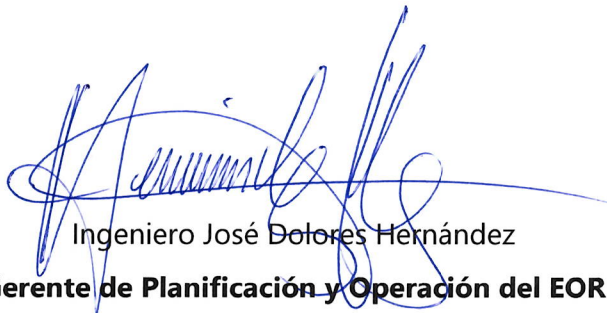
RESUELVE

PRIMERO: Declarar no ha lugar al Recurso de Reconsideración interpuesto por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de Guatemala en contra de los "Informes finales de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para los años 2021-2024".

SEGUNDO: Confirmar en todos sus efectos el contenido de los "Informe finales de Identificación de la Red de Transmisión Regional para los años 2021, 2022, 2023 y 2024" notificados mediante nota EOR-GPO-12-12-2019-318 y su Anexo I, el 12 de diciembre de 2019, a todos los Operadores Nacionales OS/OM, incluyendo al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de Guatemala.

NOTIFIQUESE

La presente Resolución consta de 29 hojas impresas únicamente en su lado anverso que numero, rubrico y firmo en la ciudad de San Salvador, República de El Salvador el día 6 de febrero de 2020.



Ingeniero José Dolores Hernández
Gerente de Planificación y Operación del EOR