

ENTE OPERADOR REGIONAL

RESOLUCIÓN-RRC-GOS-EOR-01-2026

Por medio de la cual se resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto el día 12 de diciembre de 2025, por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), en contra del "Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2026"

RESULTANDO

I

Que el día 28 de noviembre de 2025, el EOR mediante nota EOR-GOS-28-11-2025-163 y sus Anexos, conforme lo establecido en el Numeral 2.2.2 del Libro III del RMER, notificó a todos los Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM), incluyendo al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de Guatemala el *"Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2026"*.

II

Que el día 12 de diciembre de 2025, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), interpuso ante el EOR *"Recurso de Reconsideración en contra del informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2026"*.

III

Que el día 18 de diciembre de 2025, el EOR mediante auto EOR-GOS-01-2025-RC-AMM-01-2025-EOR, admitió el Recurso Reconsideración presentado por el AMM en contra del Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2026, para su análisis y resolución, mismo que fue notificado al AMM, mediante aviso de notificación.

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, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional. ”

IV

Que, en relación con las instalaciones que conforman la RTR, el numeral 2.1.1 del Libro III del RMER, establecen respectivamente que:

“2.1.1 El EOR será el responsable de la identificación y actualización de la definición de la RTR. Con tal propósito, realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR.”

V

Que de conformidad al numeral 2.2 del Libro III del RMER, 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 ...;

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 Cuarto paso relacionado a la identificación de las líneas que complementan la RTR preliminar:

"Se identificarán elementos adicionales a la RTR preliminar para varios escenarios, según un criterio que considera dos factores: 1) la magnitud del cambio de flujo por los elementos antes y después de las transacciones MER y; 2) la relación de este cambio con el monto total de la transacción MER en cada país.". Adicionalmente, se incluye el quinto paso relacionado a la verificación por el EOR y los OS/OM: "El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrán añadir elementos a los ya identificados en los pasos uno a cuatro cuando estos se muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño."

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, confirmada mediante Resolución CRIE-28-2020, 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 2026, tal y como se explica en el Informe técnico-regulatorio y jurídico No. ITRJ-RRC-01-2026 de la presente Resolución.

X

Que se han tomado en cuenta los criterios y valoraciones del Informe técnico-regulatorio y jurídico No. ITRJ-RRC-01-2026.

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 "*Informe final de identificación de la RTR 2025*", 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-GOS-28-11-2025-163 y sus Anexos, el 28 de noviembre de 2025, a todos los Operadores Nacionales OS/OM, incluyendo al AMM.

El Recurso fue interpuesto por el AMM el 12 de diciembre de 2025, 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 JORGE FERNANDO ALVAREZ GIRÓN, actuando en representación del AMM, en su carácter de Gerente General del Administrador del Mercado Mayorista, lo cual acredita con a) copia legalizada de la certificación de la partida número 353, folio 353, del libro 80 de Nombramientos, donde consta la inscripción de su nombramiento contenido en el acta notarial autorizada en la ciudad de Guatemala el 15 de abril de 2021 por la notaria Melissa Eugenia Monzón Córdón, extendida por la Subregistradora del Registro de las Personas Jurídicas del Ministerio de Gobernación, con fecha 16 de junio de 2021, y b) Copia legalizada de su nombramiento con razón de inscripción con fecha 26 de abril de 2021.

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.

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 ha tramitado 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. ITRJ-RRC-01-2026, 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, 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 Cuarto paso de metodología establece que: *"Se identificarán elementos adicionales a la RTR preliminar para varios escenarios, según un criterio que considera dos factores: 1) la magnitud del cambio de flujo por los elementos antes y después de las transacciones MER y; 2) la relación de este cambio con el monto total de la transacción MER en cada país."*

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 2026 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 eléctrica 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, en tanto que durante la aplicación de cada uno de los 5 pasos que contiene el proceso de definición de la RTR, requiere y comunica oportunamente a cada uno de los OS/OM, las Bases de Datos y los resultados que se obtienen de la aplicación de la Metodología de definición de la RTR en cada área de control del SER, y revisa las observaciones de los OS/OM 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 (GTR), 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 indica en los puntos resolutivos Primero y Cuarto de la Resolución CRIE-91-2019, confirmada a través de Resolución CRIE-28-2020, 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 2026.

3. ANÁLISIS DEL RECURSO EN EL FONDO CONSIDERANDO LOS HECHOS Y RAZONES PRESENTADOS POR EL RECURRENTE:

Planteamiento AMM: "

A) Inclusión de la línea Chixoy-San Agustín como parte de la RTR 2026.

El EOR incluyó en la identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2026, las líneas de transmisión que forman parte de la RTR complementaria en el sistema eléctrico de Guatemala, los elementos correspondientes a la línea Chixoy-San Agustín 230 KV, elementos que el AMM solicitó fueran excluidas y no fueran consideradas como parte de la RTR 2026, de acuerdo a las consideraciones técnicas expuestas a través de la nota GG-534-2025, de fecha 20 de noviembre de 2025; en la reunión virtual, celebrada el 21 de noviembre de 2025 entre el EOR y los OS/OM/Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO), cuyo objetivo fue revisar los resultados preliminares de la RTR del año 2026 y obtener los comentarios de cada OS/OM como parte del proceso de coordinación para determinar los elementos que serán considerados parte de la RTR para dicho año.

Además, el AMM indica que, de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.5.6.1 del Libro I del RMER, que dice "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" y considerando que la metodología del paso cuarto para la identificación de la RTR, establece la simulación de despacho de carga de dos escenarios, siendo el primero operando en forma aislada para cada área de control (la política operativa se calcula de manera aislada para cada sistema con intercambios entre países igual a cero) y el segundo en forma coordinada (En la simulación operativa son considerados los intercambios económicos con los sistemas interconectados), para determinar así, en base a criterios establecidos, los elementos de transmisión que son utilizados para efectuar transacciones con el MER; en este ejercicio el modelo de optimización busca minimizar, para cada caso, diferentes funciones objetivo (en el entendido que la función objetivo incluye la formulación matemática con restricciones), los resultados de estos casos naturalmente presentan una optimización de despacho diferente para la central hidroeléctrica Chixoy, la única de regulación anual en Guatemala, creándose así una diferencia en los flujos de las líneas del área de incidencia de esta central entre el caso aislado y el coordinado, sin que esto signifique

que esta diferencia sea resultado de abastecer transacciones regionales, más bien es por resolver funciones objetivo diferentes, en conclusión la variación del despacho de Chixoy y en consecuencia la variación de flujos en los elementos de transmisión en los que el despacho de esta central incide, se deriva de la solución matemática del modelo de optimización y no es consecuencia del abastecimiento de intercambios regionales. Esta aseveración puede comprobarse fehacientemente ya que, en la interacción diaria con el MER, el despacho de Chixoy no presenta variaciones causadas por el abastecimiento de transacciones regionales.

Esta situación fue identificada desde noviembre de 2012, dentro de las actividades correspondientes al paso 4 de la Metodología de Identificación de la RTR 2013, habiendo acordado en esa ocasión lo siguiente: "ACUERDO 2: El CTPO solicita al EOR realizar las gestiones correspondientes con el desarrollador del software SDDP a fin de poder realizar el paso cuatro lo más apegado al modelo de despacho establecido por el RMER: en el sentido de que el despacho del parque hidráulico (siempre y cuando no exista condición de vertimiento) realizando las simulaciones sin transacciones internacionales no debe tener variaciones respecto a la simulación con transacciones regionales, ya que no se prevé que el mismo sufra modificación y que las ofertas puestas a disposición de la optimización al mercado regional son mayoritariamente de origen térmico"; a la fecha, el CTPO no ha sido informado de los resultados de esta gestión, misma que resolvería la situación planteada por el AMM.

Por las razones antes indicadas, se reitera la solicitud de que, en la RTR 2026, no sea considerado el elemento CHXSAS230.

Análisis EOR:

La inclusión de la línea Chixoy-San Agustín como parte de la RTR 2026, es resultado de la aplicación estricta de lo indicado en el numeral 2.2.1 del Libro III del RMER y de lo indicado en el Cuarto paso de la metodología de definición de la RTR establecido en el numeral A1.4 del Anexo A del Libro III del RMER. En este sentido se destaca que el RMER no establece excepciones o situaciones particulares en las cuales no se apliquen los criterios numéricos claramente establecidos.

Es importante mencionar que el Cuarto paso de la metodología establecida en el RMER para la definición de la RTR está basada en la comparación de los flujos de potencia resultantes en los elementos de transmisión bajo dos condiciones operativas: a) una en la que los sistemas abastecen sus demandas con su generación nacional, sin realizar intercambios en el MER, y b) una en la que los sistemas operan de forma coordinada, generándose intercambios producto del despacho óptimo de la generación instalada en los seis sistemas de la región. En ambos casos, el modelo computacional de simulación operativa considera una única función objetivo que es minimizar el costo de suministro de las demandas de los países.

Los criterios específicos del RMER para establecer que un elemento de transmisión sea integrado como parte de la RTR en el Cuarto paso de la metodología, en términos simples consiste en lo siguiente:

1. Que la relación de cambio de flujo en el elemento de transmisión (en valor absoluto), respecto al flujo por las interconexiones (intercambio neto E_k + flujo de tránsito T_k), sea mayor que un umbral U definido en el RMER con valor de 15%.
2. Que la probabilidad P de que se cumpla la condición anterior sea mayor al 20%.

En este contexto, se ha verificado que la línea Chixoy – San Agustín 230 kV cumple con los criterios del Cuarto Paso, siendo que la magnitud del cambio de flujo con y sin transacciones MER supera el 115 % con relación al monto total de la transacción MER (es decir $U > 15\%$) y esto ocurre en el 35 % de los escenarios que se analizan (es decir $P > 20\%$).

Finalmente, es importante considerar que la línea Chixoy – San Agustín 230 kV no es el único elemento de transmisión que transporta flujos de potencia asociados a la hidroeléctrica Chixoy. Dicha central se conecta al sistema eléctrico a través de otras cuatro (4) líneas de transmisión en 230 kV, que enlazan con las subestaciones Tac Tíc y Uspantán. Así mismo la línea en referencia se conecta directamente en 230 kV, mediante la subestación San Agustín, con las subestaciones Guatemala Norte y Panaluya, las cuales fueron identificadas en el Primer Paso como parte de la RTR básica.

Planteamiento AMM: “

B) Inclusión nodo Los Brillantes 400 KV Y los dos bancos de transformación 400/230 KV como parte de la RTR 2026.

De igual forma, en el acto recurrido, el EOR ha incluido el nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, como parte de la Red de Transmisión Regional para el año 2026, sin haber atendido la manifiesta y reiterada oposición del Administrador del Mercado Mayorista, postura sostenida durante el proceso de identificación de la Red de Transmisión Regional para ese período. Las razones para dicha oposición se enumeran a continuación:

La interconexión eléctrica entre Guatemala y México es una interconexión extra regional que está conformada, entre otros elementos, por el nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, resultado de un acuerdo bilateral entre dichos Estados, la cual posibilita la existencia de un mercado eléctrico bilateral con reglas propias, establecidas exclusivamente entre Guatemala y México.

Este mercado bilateral es diferente y ajeno al Mercado Eléctrico Regional (MER) -creado a partir de la suscripción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) y sus Protocolos-, cuyo soporte físico es la Red de Transmisión Regional (RTR). Conforme el Segundo Protocolo al Tratado Marco, a dicha RTR la integran 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 (el énfasis no forma parte del texto original). Entonces, la RTR no está integrada por todos los sistemas interconectados nacionales ni por todas las interconexiones de los países miembros, sino que se refiere únicamente a las porciones de estas instalaciones que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el MER; es decir, se refiere a las transferencias de energía y a las transacciones que se producen entre los siguientes países que son miembros de dicho mercado regional: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

Es el caso que, pese a la naturaleza bilateral y extra regional (Guatemala-México) del nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, el EOR ha decidido incluir a dicha instalación como parte de la RTR, en la definición que regirá para el año 2026 (RTR-2026), lo cual ha comunicado al AMM mediante el oficio EOR-GOS-28-11-2025-163 y sus anexos.

Ante ello, el Administrador del Mercado Mayorista, como Operador del Sistema y del Mercado de la República de Guatemala, manifiesta su completa y firme objeción a la inclusión que el EOR ha hecho del nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala como parte de la RTR-2026, inclusión que el AMM no reconoce, no acepta y rechaza.

Con esta decisión del EOR, pretende extender la vigencia de la Regulación Regional -restringida al ámbito meramente regional-, más allá de los límites que el propio el Tratado Marco y sus Protocolos han establecido y, con ello, pretende tomar parte en la operación y control del nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala que forman parte de la interconexión con México, lo cual resulta inaceptable para el Administrador del Mercado Mayorista y para la soberanía de la República de Guatemala, porque implica despojar a la República de Guatemala no solo de derechos que le asisten según el Derecho Internacional de entablar relaciones bilaterales con otros Estados, sino que afectan su independencia energética al pretender limitar los intercambios de electricidad que puedan llevarse a cabo entre Guatemala y México.

Análisis EOR:

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, pero no así el nodo Los Brillantes 400 kV, el cual continúa siendo un elemento que debe ser evaluado dentro de la Metodología vigente para la definición de la RTR y forma parte del Sistema Nacional Interconectado del área de control de Guatemala.

Asimismo, se le aclara 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 Resueltas Primero y Cuarto, donde la CRIE reconoció al nodo Los Brillantes 400 kV como parte integrante de la RTR del año 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 2026.

Adicionalmente, con base en los resultados obtenidos y la aplicación de los criterios del Cuarto Paso para la identificación de las líneas que complementan la RTR, también se concluyó que la línea Los Brillantes – Palo Gordo 230 kV cumple con los requisitos establecidos en este paso, por lo que se incorporó como parte de la RTR correspondiente al año 2026, y en consecuencia también se incorporó el nodo Los Brillantes 230 kV.

Además, 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, 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: “

En adición a los motivos enunciados anteriormente, existen otras razones jurídicas y técnicas que hacen irrefutable la objeción del AMM a la consideración del nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala en la identificación de la RTR-2026, argumentos que el EOR no ha atendido durante el proceso de identificación de la RTR:

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 Extraregional. 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 400 kV, como Enlace Extraregional, 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 400 kV 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:

Como se ha precisado anteriormente, 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 vigente para la definición de la RTR y forma parte del Sistema Nacional Interconectado del área de control de Guatemala.

Asimismo, se reitera 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 Resueltas Primero y Cuarto, donde la CRIE reconoció al nodo Los Brillantes 400 kV como parte integrante de la RTR del año 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 2026.

Adicionalmente, con base en los resultados obtenidos y la aplicación de los criterios del Cuarto Paso para la identificación de las líneas que complementan la RTR, también se concluyó que la línea Los Brillantes – Palo Gordo 230 kV cumple con los requisitos establecidos en este paso, por lo que se incorporó como parte de la RTR correspondiente al año 2026, y en consecuencia también se incorporó el nodo Los Brillantes 230 kV.

Además, 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, 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, literal e), del Libro I del RMER. El énfasis no forma parte del texto original).

Con tales fundamentos, resulta improcedente la pretensión del EOR de incluir el nodo Los Brillantes 400 kV y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, como parte de la RTR-2026, 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 400 kV y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, 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:

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 y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala como parte de la RTR-2026 no son atendibles, no son correctos ni son pertinentes.

El EOR ha emitido el informe final de la RTR-2026 con la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, 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 del informe final 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 y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala. 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-2026.

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 tr. 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 Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala como parte de la RTR-2026 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-2026. Tampoco es cierto que el EOR haya concertado con el AMM la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala. Lo que sí 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 y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala como parte de la RTR-2026. No es correcta la inclusión que el EOR hace de dicha instalación en la RTR-2026 pues no ha existido la coordinación que establece la metodología aplicable".

Análisis EOR:

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, conforme el numeral 2.1.1 del Libro III del RMER, el EOR es responsable *"... de la identificación y actualización de la definición de la RTR.... Con tal propósito realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR."*

Es así como, mediante nota EOR-GOS-13-11-2025-157 la cual también posee el AMM, el EOR remitió a todos los OS/OM, el Informe preliminar de definición de la RTR 2026, que incluía los resultados obtenidos de cada uno de los pasos de la Metodología de definición de la RTR vigente para el año 2026, de los cuales los obtenidos para los pasos primero al tercero ya habían sido revisados y coordinados previamente con todos los OS/OM, y únicamente restaba por revisar en coordinación con ellos, los resultados de la aplicación del Cuarto paso y del quinto paso de la metodología referida, lo cual se realizaría en una reunión por videoconferencia del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO), tal como lo dice la nota referida y en ningún momento el EOR recibió objeción alguna del AMM referente al nodo Los Brillantes, sobre los resultados de los pasos primero al tercero de la RTR 2026 conforme la metodología vigente, como a continuación se detalla:

En primer lugar, el EOR no ha recibido objeción del AMM referente al nodo Los Brillantes, en el desarrollo de los pasos primero al tercero de la referida metodología, como se verifica en la siguiente comunicación por correo electrónico remitida por el AMM:

Correo electrónico remitido por personal técnico del AMM de fecha 17 de octubre de 2025, donde expresa: *"No tenemos comentarios u observaciones a la versión actualizada del informe de los pasos 1-2-3 de la RTR 2026. Tomando en consideración que el informe fue actualizado conforme a las observaciones hechas en el archivo "AMM-CEE- Comentarios RTR Preliminar 2026 V1 20251014" (obs. paso 2, obs. paso3 y obs. de redacción)."*

El correo electrónico referido anteriormente, obra en poder del AMM.



En segundo lugar, el EOR por medio de la nota EOR-GOS-13-11-2025-157 convocó a la reunión por videoconferencia del CTSO para viernes 21 de noviembre de 2025, donde se revisaron los comentarios técnicos a los resultados de la aplicación del cuarto y quinto paso de la Metodología de definición de la RTR establecida en el Libro III del RMER, recibándose un día antes de la reunión, observaciones del AMM por medio de nota GG-534-2025 que obra en su poder.

Dichas observaciones del AMM fueron revisadas y analizadas técnicamente por el EOR y respondidas oficialmente por medio de nota EOR-GOS-28-11-2025-162, e incluidas como Anexo en la ayuda memoria de la reunión virtual del CTSO ya que debido a que dichas observaciones del AMM se recibieron un día antes de la reunión, no hubo suficiente tiempo para que el EOR pudiera revisarlas detenidamente y darles respuesta antes o durante la reunión virtual del CTSO. Esos documentos obran en poder del AMM, en donde se explica y detalla todos los aspectos técnicos y razones relevantes por las cuales dicho nodo debe ser incluido en la RTR 2026, de conformidad a lo establecido en la Regulación Regional.

En este sentido, con base en los resultados obtenidos y la aplicación de los criterios del Cuarto Paso para la identificación de las líneas que complementan la RTR, también se concluyó que la línea Los Brillantes – Palo Gordo 230 kV cumple con los requisitos establecidos en este paso, por lo que se incorporó como parte de la RTR correspondiente al año 2026, y en consecuencia también se incorporó el nodo Los Brillantes 230 kV.

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 con todos los OS/OM, en tanto ha requerido y comunicado oportunamente a cada uno de los OS/OM, durante el proceso de definición de la RTR 2026, las Bases de Datos, y los resultados de la aplicación de la Metodología de definición de la RTR 2026 en cada área de control del SER, y ha revisado las observaciones 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 y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala en la RTR-2026.

El EOR, en el informe final de la RTR-2026, indica: "Para el quinto paso de la metodología del RMER establece: 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 éstos se muestran necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

En este sentido, el EOR ha realizado los análisis técnicos respectivos para identificar los elementos que no resultaron en los pasos 1 al 4 anteriores, y cuya ausencia dificultaría el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) en la RTR. . . [Informe final para la identificación de la RTR correspondiente al año 2026, página 55].

En este sentido es menester resaltar que, el AMM se ha pronunciado reiteradamente en contra de la inclusión del nodo Los Brillantes 400kV, como lo manifestó el AMM, a través de la nota identificada como GG-534-2025, de fecha 20 de noviembre de 2025, la cual se emitió como respuesta al oficio EOR-GOS-13-11-2025-157, donde el EOR convocó a reunión virtual de trabajo para revisión de los resultados del Quinto Paso del Informe preliminar de identificación de la RTR 2026, indicando el AMM, con relación a la inclusión de la interconexión Guatemala-México en el paso 5, se reiteró el completo y total desacuerdo con que se incluya al nodo Los Brillantes 400 kV, como parte de la RTR, citando los aspectos normativos y jurídicos que sustentan que el nodo los Brillantes 400kV no debe ser incluido como parte de la RTR 2026, Y se solicitó la exclusión de dichos elementos de transmisión del informe preliminar y de las posteriores versiones del informe de identificación de la RTR 2026.

La citada nota que se anexó, como lo registra el EOR en la Ayuda de Memoria de la Reunión de la reunión virtual celebrada el 21 de noviembre de 2025 entre el EOR y los OS/OM/Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO), y cuyo objetivo fue revisar los resultados preliminares de la RTR del año 2026 y obtener los comentarios de cada OS/OM como parte del proceso de coordinación para determinar los elementos que serán considerados parte de la RTR para dicho año.

Por lo tanto, el AMM afirma que la posición del EOR en la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, como parte de la RTR-2026, es arbitraria, dado que el simple hecho que ninguno de los países de la región opinara o emitiera comentarios o manifestación en la reunión virtual de fecha 21 de noviembre,

en torno a la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, a excepción de Guatemala que manifestó su desacuerdo, no sustenta la posición del EOR sobre la inclusión de dicho nodo, donde lo confirma como parte integrante de la RTR-2026, como resultado del Paso 5 de la metodología.

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

Análisis EOR:

Como ya se explicó anteriormente, el EOR ejecuta la coordinación 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 comentarios, lo cual consta en la ayuda memoria de la reunión sostenida con el Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) el viernes 21 de noviembre de 2025, de lo cual el AMM fue notificado y dicha ayuda memoria obra en su poder, ya que la misma fue remitida por el EOR a todos los miembros del CTSO por medio de correo electrónico de fecha 10 de diciembre de 2025 y reenviada por correo con una pequeña corrección sustrayendo un nombre de la lista de participantes en fecha 15 de diciembre de 2025. Las observaciones del AMM contenidas en su nota GG-534-2025, de fecha 20 de noviembre de 2025, fueron revisadas y analizadas técnicamente por el EOR y respondidas oficialmente por medio de nota EOR-GOS-28-11-2025-162, e incluidas como Anexo en la ayuda memoria de la reunión virtual del CTSO ya que debido a que dichas observaciones del AMM se recibieron un día antes de la reunión, no hubo suficiente tiempo para que el EOR pudiera revisarlas detenidamente y darles respuesta antes o durante la reunión virtual del CTSO. Esos documentos obran en poder del AMM, en donde se explica y detalla todos los aspectos técnicos y razones relevantes por las cuales dicho nodo debe ser incluido en la RTR 2026, de conformidad a lo establecido en la Regulación Regional.

En este sentido, con base en los resultados obtenidos y la aplicación de los criterios del Cuarto Paso para la identificación de las líneas que complementan la RTR, también se concluyó que la línea Los Brillantes – Palo Gordo 230 kV cumple con los requisitos establecidos en este paso, por lo que se incorporó como parte de la RTR correspondiente al año 2026, y en consecuencia también se incorporó el nodo Los Brillantes 230 kV.

En todo caso es importante aclarar que el EOR, siendo respetuoso de la Regulación Regional, cuando realiza reuniones con los Grupos de Trabajo Regionales propicia que éstos puedan emitir recomendaciones respecto a los temas tratados, de manera que su carácter sea consultivo y de apoyo al EOR, tal y como la Normativa de Grupos mencionada lo estipula. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM:

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

El EOR ha abandonado 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, no 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, la Regulación Regional -incluyendo los CCSD-no es aplicable a los enlaces extra regionales.

Ahora, si lo expresado no fuera suficiente, el EOR en sus argumentaciones 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 que es necesario para el cumplimiento de los CCSD 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 a decir del EOR de que es importante o que participa en los eventos acaecidos en el SER. Por lo anterior, al añadir a la RTR instalaciones que constituyen enlaces extra regionales de manera unilateral, el EOR 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-2026, porque para su definición ni lo coordinó ni lo concertó con el AMM, ni su resultado es producto de una interacción armoniosa con el AMM, sino todo lo contrario.

Si la "importancia" de un nodo fuera un criterio normativo para incluirlo dentro de la RTR entonces así hubiera quedado establecido de manera explícita. Ello es insostenible, pues la "importancia" a la que alude en el informe final, carece de sustentación normativa, técnica y de parámetros de medición, lo cual convierte la inclusión que el EOR ha hecho del nodo Los Brillantes 400 kV y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala en la RTR-2026 en un acto arbitrario. Por tanto, es inaceptable, inaplicable e impertinente la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala en la RTR-2026.

Análisis EOR:

Al respecto, se precisa que 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 el informe de identificación de la RTR 2026, 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 numeral 5.2.2 del Libro III del RMER, establece que *“Los estudios de seguridad operativa tendrán como objetivo determinar las medidas a ser adoptadas nacional y regionalmente para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER.”*

Asimismo, el numeral 5.2.7.1 del Libro III del RMER, establece que *“Para cada estudio de seguridad operativa que se realice, el EOR deberá producir un informe técnico en donde se documenten los resultados obtenidos, y donde se muestre el comportamiento esperado. Los resultados de los estudios serán enviados por el EOR a los OS/OM.”*

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 que han sido puestos a disposición de todos los OS/OM en el sitio ftp: “ace_osom”, de los cuales no se han recibido objeciones a sus versiones finales, el EOR ha evidenciado que la pérdida de la interconexión México-Guatemala conectada al nodo Los Brillantes 400 kV, ya sea por falla propia o como consecuencia de otras fallas en el SER, ha provocado o acentuado 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 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 la pérdida de la inyección de potencia desde México a través de dicho nodo resulta en consecuencias negativas en la operación segura y confiable del SER.

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...”*

Adicionalmente, con base en los resultados obtenidos y la aplicación de los criterios del Cuarto Paso para la identificación de las líneas que complementan la RTR, también se concluyó que la línea Los Brillantes – Palo Gordo 230 kV cumple con los requisitos establecidos en este paso, por lo que se incorporó como parte de la RTR correspondiente al año 2026, y en consecuencia también se incorporó el nodo Los Brillantes 230 kV.

Con base en lo explicado anteriormente, queda en evidencia que EOR realizó la coordinación respectiva para la identificación de la RTR 2026, y aplicó correctamente el Cuarto paso y el quinto

paso de la Metodología de definición de la RTR y son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

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 y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala en la RTR-2026. En la página 56 del Informe Final de la RTR para el año 2026, 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 2026, por su importancia para mantener 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.

Un antiguo aforismo jurídico reza: El que afirma está obligado a probar. A tal respecto, es desafortunado que al operador regional no le interese la ausencia de una justificación suficiente para tal consideración, ni que intente probarlo frente a terceros y, peor aún, que no utilice método científico alguno para dimensionar la supuesta importancia para calificar como importante y relevante determinada instalación. El EOR, en el Acto Reclamado afirma cierta importancia de determinada instalación, pero, estando obligado a hacerlo, no prueba nada.

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 y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, al cual el EOR atribuye una importancia para la operación segura que no prueba, ni confronta ni demuestra. Y la relevancia a eventos, es en cambio un indicador que incumple atribuciones propias del MER, las cuales pretende resolver traspasando el ámbito al que tiene alcance conforme el Tratado Marco y sus Protocolos: las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional.

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 2026, que el nodo Los Brillantes 400 kV y en consecuencia los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala, constituyen elementos de gran impacto técnico para el logro del cumplimiento de los CCSD establecidos en el RMER.

A través de dichos estudios e informes, 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 que han sido puestos a disposición de todos los OS/OM en el sitio ftp: "ace_osom", de los cuales no se han recibido objeciones a sus versiones finales, y los cuales también han sido puestos a la disposición de la CRIE, el EOR 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 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 la pérdida de la inyección de potencia desde México a través de dicho nodo resulta en consecuencias negativas en la operación segura y confiable del SER.

Adicionalmente, con base en los resultados obtenidos y la aplicación de los criterios del Cuarto Paso para la identificación de las líneas que complementan la RTR, también se concluyó que la línea Los Brillantes – Palo Gordo 230 kV cumple con los requisitos establecidos en este paso, por lo que se incorporó como parte de la RTR correspondiente al año 2026, y en consecuencia también se incorporó el nodo Los Brillantes 230 kV.

Planteamiento AMM: "

3.2 Inconsistencia de 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 ... con los cuales se verifica la importancia y relevancia del nodo Los Brillantes 400 kV, para dar soporte a la operación segura y confiable del SER así como para verificar el cumplimiento de los CCSD en el SER, tales como:

- *Estudio de Actualización de los límites de transferencia de potencia desde el Sistema Eléctrico de México, hacia el Sistema Eléctrico Regional (SER) para el periodo de julio a noviembre 2023.*
- *Los nodos LBR 400 kV Y LBR 230 kV, asociados a la subestación Los Brillantes son incluidos en los análisis técnicos de seguimiento a la elevación del nivel de*

amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas en el SER, debido a su importante relación con lo que ocurre en el SER ante la aparición de estos fenómenos eléctricos.

Con relación a los estudios de actualización de valores límite de las transferencias México - SER al cual se hace referencia en el informe, se reitera lo manifestado en la nota GG-534-2025, en virtud que se encuentra aún en proceso de análisis y revisión por lo que no se puede tomar de referencia.

Resulta, inconsecuente el Acto Reclamado por cuanto ha quedado probado ante diferentes instancias, -pero le ha quedado claro al propio EOR- que la importación de energía hacia Guatemala como se ha determinado por el AMM 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 el oficio del EOR identificado como: EOR-GOS-29-11-2022-165 de fecha 29 de noviembre de 2022 (época seca diciembre 2022 a mayo 2023).

Análisis EOR:

Es fundamental explicar al AMM, que el EOR, en los estudios mencionados ha verificado precisamente que el nodo Los Brillantes 400 kV sigue siendo un elemento de gran impacto en la seguridad operativa del SER, ya que la pérdida de la inyección de potencia desde México a través de dicho nodo resulta en consecuencias negativas en la operación segura y confiable del SER, tal como se expresa en el Informe Técnico del EOR remitido tanto al AMM como a todos los OS/OM mediante las notas EOR-DE-05-09-2023-250 y EOR-DE-05-09-2023-249 respectivamente, las cuales obran en poder del AMM.

En adición a lo anterior, la relevancia del nodo 400 kV Los Brillantes radica en que ante la actuación por cualquier motivo de los ECS EDALTIBV, ESIM005, ESIM006 y/o ESIM004_OSC (aun cuando no necesariamente los eventos tengan origen en el nodo Los Brillantes 400 kV), la interconexión México-Guatemala se desconecta del SER en dicho nodo, teniendo entonces una incidencia importante, demostrando ser un nodo crítico para la estabilidad del SER y para dar soporte a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en el RMER.

Así mismo, se aclara al AMM que el último "Estudio de Actualización de los límites de transferencia de potencia desde el Sistema Eléctrico de México, hacia el Sistema Eléctrico Regional (SER) para el periodo de Julio a Noviembre 2023", elaborado por el EOR, contiene los resultados técnicos en cuanto al valor máximo de inyección de potencia en el nodo Los Brillantes 400 kV desde el Sistema Interconectado Nacional de México, y que son los mismos resultados obtenidos en los análisis conjuntos EOR-OS/OM-CENACE de México, donde también participó el AMM, realizados entre enero y junio de 2023, lo que reafirma la importancia del nodo Los Brillantes 400 kV para la operación segura y confiable del SER, por lo que debe ser parte de la RTR.

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

Expresan los informes:

... En tal sentido, en el Anexo A de este Informe, se adjuntan ... informes de eventos relevantes ocurridos en el SER, con los cuales se verifica la importancia y relevancia del nodo Los Brillantes 400 kV, para dar soporte a la operación segura y confiable del SER así como para verificar el cumplimiento de los CCSD en el SER, tales como: ...

- Informe final del evento del 24 de septiembre de 2025.*
- Informe final del evento del 6 de septiembre de 2025.*
- Informe final del evento del 28 de agosto de 2025.*
- Informe final del evento del 27 de agosto de 2025.*
- Informe final del evento del 5 de agosto de 2025*

Al respecto, el EOR manifiesta en el informe que el nodo Los Brillantes 400 kV en el área de control de Guatemala, resulta incluido en la RTR para el año 2026 "por su importancia en 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.

Además, al resultar este nodo como parte de la RTR 2026, en consecuencia, también resultan incluidos otros elementos adicionales asociados a este nodo, en el área de control de Guatemala". Sin embargo, los eventos a los que hace referencia corresponden a:

- i. Fallas en elementos de transmisión y pérdidas de generación de otros países de la región en los cuales no fueron mitigados de forma apropiada en la respectiva área de control, provocando que sus efectos se extendieran y afectaran a las demás áreas de control, llegando a causar la actuación de esquemas suplementarios para salvaguardar a los Sistemas de Guatemala y México.*
- ii. Desviaciones de energía en varias o todas las áreas de control del SER, sumado a condiciones de voltaje anormales condicionadas por mantenimientos en elementos de la RTR,*
- iii. Pérdidas de generación que se atienden con la implementación y actuación de los Esquemas de Control Suplementarios (ECS), en estos casos, de desconexión automática de carga (EDAC).*

Los aspectos mencionados por el EOR no justifican que dichos estudios y/o análisis sirvan de sustento técnico para decidir incorporar a la RTR el nodo Los Brillantes-400 kV y los dos transformadores 400/230 kV 225 MVA.

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.

El EOR intenta hacer parecer que las transferencias de potencia a través de la interconexión Guatemala-México han causado consecuencias negativas en la estabilidad del 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 al año 2026

El pasado 21 de noviembre del año 2025, se celebró una reunión virtual entre el EOR y los OS/OM/Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO), 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 20 de noviembre de 2025, por medio de nota GG-534-2025, 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, e inquieta que el EOR haga caso omiso a lo manifestado en la videoconferencia relacionada, 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 implican establecer un análisis de las causas y origen de los eventos ocurridos en el SER, sino que el objetivo es evidenciar el impacto en la seguridad operativa del SER que posee el nodo Los Brillantes 400 kV y sus elementos asociados, así como 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 el informe de identificación de la RTR 2026, los estudios regionales de seguridad operativa e informes de eventos relevantes, que demuestran que el nodo Los Brillantes 400 kV y sus elementos asociados, son elementos relevantes, de gran impacto y necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño en el SER.

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 que han sido puestos a disposición de todos los OS/OM en el sitio ftp: "ace_osom", de los cuales no se han recibido objeciones a sus versiones finales, el EOR ha evidenciado que la pérdida de la interconexión México-Guatemala conectada al nodo Los Brillantes 400 kV, ya sea por falla propia o como consecuencia de otras fallas en el SER, ha provocado o acentuado 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 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 la pérdida de la inyección de potencia desde México a través de dicho nodo resulta en consecuencias negativas en la operación segura y confiable del SER, tal como se expresa en el Informe Técnico del EOR remitido tanto al AMM como a todos los OS/OM mediante las notas EOR-DE-05-09-2023-250 y EOR-DE-05-09-2023-249 respectivamente, las cuales obran en poder del AMM.

Adicionalmente, es necesario aclarar que los ECS existentes en el resto del SER no eliminan la posibilidad de eventos de pérdidas de grandes bloques de generación o de carga en las demás áreas de control 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 2026 en el quinto paso de la Metodología de definición de la RTR establecida en el 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.1. 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 medidas razonables 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 esquema de desconexión automático de carga por baja frecuencia (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 (EDACBF), 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. (Numeral 3.2.4.1 del Libro II del RMER. El subrayado no forma parte del texto original.)

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-2026 con tal de ejercer el control del nodo Los Brillantes 400 kV y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala.

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-2026 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 del informe final de la RTR-2026, de tal forma que, la nueva RTR para el año 2026 que se emita excluya al nodo Los Brillantes 400 kV Y los bancos de transformación 400/230 kV en el área de control de Guatemala y con ello se cumpla con El Tratado Marco y sus Protocolos, así como con la Regulación Regional que de ellos deriva.

Análisis EOR:

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 CRIE mediante resoluciones emitidas para el efecto, lo cual está obligado a acatar, sujetarse y cumplir en su condición de Organismo Regulador. 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 y copia legalizada de la razón de inscripción 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, 31 de enero de 2018.
- 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.
- 5) Nota GG-534-2025, remitida por el AMM al EOR, de fecha 20 de noviembre de 2025.
- 6) Oficio EOR-GOS-29-11-2022-165 de fecha 29 de noviembre de 2022, (época seca diciembre 2022 a mayo 2023), sobre la actualización del cálculo del límite de transferencia de potencia desde el sistema eléctrico de México hacia el Sistema Eléctrico Regional, dirigido por el EOR al AMM.

7) Minuta de reunión Comité Técnico Planteamiento Operativo del EOR, de fechas 30, 31 de octubre, 1 y 2 de noviembre de 2012, donde se abordó el desarrollo de las actividades correspondientes al 4 paso de la Metodología de identificación de la RTR 2013.

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:

8) Grabación de la videoconferencia celebrada el 21 de noviembre de 2025, 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 no se levantan transcripciones de audio de las mismas, únicamente se elabora una ayuda memoria en donde se plasman recomendaciones y hechos relevantes de las reuniones de los Grupos de Trabajo Regionales.

9) Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2026 del Ente Operador Regional, notificado mediante oficio EOR-GOS-28-11-2025-163 y sus Anexos, de fecha 28 de noviembre de 2025.

En cuanto a esta prueba consta su publicación en el portal web del EOR.

10) Expediente formado para la identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) año 2026, 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 GG-534-2025, remitida por el AMM al EOR, de fecha 20 de noviembre de 2025.
- b) Ayuda de Memoria de reunión por videoconferencia celebrada entre el EOR y OS/OM identificada como: Ayuda de Memoria Comité técnico de Seguridad Operativa (CTSO) - San Salvador, El Salvador 21/11/2025, con el objetivo identificado como: Revisión los resultados del Quinto Paso del Informe preliminar de identificación de la RTR 2026.

No obstante, se le recuerda que respecto a la *"Ayuda de Memoria Comité técnico de Seguridad Operativa (CTSO) -San Salvador, El Salvador 21/11/2025, con el objetivo identificado como: Revisión los resultados del Quinto Paso del Informe preliminar de identificación de la RTR 2026"*, de lo cual el AMM fue notificado y dicha ayuda memoria obra en su poder, ya que la misma fue remitida a

todos los miembros del CTSO por medio de correo electrónico de 10 de diciembre de 2025, y reenviada por correo electrónico de 15 de diciembre de 2025 con una pequeña corrección sustrayendo un nombre de la lista de participantes, pero sin cambios en el fondo. Las observaciones del AMM contenidas en su nota GG-534-2025, de fecha 20 de noviembre de 2025, fueron revisadas y analizadas técnicamente por el EOR y respondidas oficialmente por medio de nota EOR-GOS-28-11-2025-162, e incluidas como Anexo en la ayuda memoria de la reunión virtual del CTSO.

11) 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 consideró 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 Operación del Sistema 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. ITRJ-RRC-01-2026:

RESUELVE

PRIMERO: Declarar no ha lugar al Recurso de Reconsideración interpuesto por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de Guatemala en contra del "Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) año 2026".

SEGUNDO: Confirmar en todos sus efectos el contenido del "Informe Final de Identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2026" notificado mediante nota EOR-GOS-28-11-2025-163 y sus Anexos, el 28 de noviembre de 2025, a todos los Operadores Nacionales OS/OM, incluyendo al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de Guatemala.



NOTIFIQUESE

La presente Resolución consta de 34 hojas impresas únicamente en su lado anverso que numero, rubrico y firmo en la ciudad de San Salvador, República de El Salvador el día 8 de enero de 2026.

Ingeniero José Dolores Hernández
Gerente de Operación del Sistema del EOR

