

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA-CRIE, POR MEDIO DE LA PRESENTE CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-102-2018, emitida el veintidós de noviembre de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-102-2018
COMISION REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA
RESULTANDO**

I

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

II

Que el 28 de diciembre de 2017, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) presentó ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) una “*solicitud de intervención*” solicitando que la CRIE intervenga para que el EOR cumpla con la responsabilidad de identificar la Red de Transmisión Regional para el año 2018 (RTR-2018) con apego a la Regulación Regional.

III

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

IV

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

V

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

VI

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

VII

Que el 08 de agosto de 2018, la CRIE emitió la Resolución CRIE-79-2018, notificada el 14 de agosto de 2018, mediante la cual resolvió, entre otros, lo siguiente: “**PRIMERO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que dentro del plazo de 15 días hábiles, verifique si en aplicación de la metodología establecida en la Regulación Regional, el nodo Los Brillantes 400 kV debe formar parte de la RTR 2018”.

VIII

Que el 05 de septiembre de 2018, por medio del oficio No. EOR-DE-05-09-2018-254, el EOR en cumplimiento de lo establecido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-79-2018, remitió a la CRIE el documento “*Informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la Red de Transmisión Regional para el año 2018*”.

IX

Que el 01 de octubre de 2018, la CRIE, por medio de la nota CRIE-SE-GT-226-01-10-2018, solicitó al EOR documentar el proceso de coordinación que se desarrolló para el efecto, a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-79-2018, en lo referente a que el informe debe ser elaborado en coordinación con los OS/OM nacionales, en los términos establecidos en la regulación regional.

X

Que el 12 de octubre de 2018, mediante nota con referencia EOR-DE-12-10-2018-295, el EOR dio respuesta a lo requerido mediante nota CRIE-SE-GT-226-01-10-2018, acompañando los anexos correspondientes.

XI

Que el 30 de octubre de 2018, la CRIE, por medio de la nota CRIE-SE-GT-267-30-10-2018, solicitó al EOR remitir información adicional referida a proceso de coordinación que se desarrolló con los OS/OMS de la región a fin de verificar la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR 2018.

XII

Que el 01 de noviembre de 2018, mediante nota con referencia EOR-DE-01-11-2018-342, el EOR dio respuesta a lo requerido mediante nota CRIE-SE-GT-267-30-10-2018, acompañando los anexos correspondientes.

CONSIDERANDO

I

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

II

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco, “*Los objetivos generales de la CRIE son: a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. (...)*”. Asimismo, de conformidad con el artículo 23 del referido Tratado Marco entre las facultades de la CRIE se encuentra la de “*(...) c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos.*”

III

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

IV

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

V

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

Libro III

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

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

Numeral 2.2.1 “*El método de identificación de la RTR contempla cinco (5) pasos, que serán realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, tal como se describe en el Anexo A: a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio; b) Identificación de los nodos de control, en los que cada OS/OM informará las transacciones al MER y a través de los cuales se establecerá la interfaz entre el MER y los Mercados Eléctricos Nacionales; c) La unión topológica de los elementos identificados en (a) y (b) por medio de líneas u otros elementos de transmisión; d) Identificación de otras líneas que, por los criterios de utilización determinados en el Anexo A, deban también incluirse en la RTR; e) El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos “a-d” cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD*”.

ANEXO A. Metodología de definición de la RTR

“A1 Metodología

A1.1 Primer paso: Definición de la RTR

Los nodos a incluir en la RTR básica son:

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

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

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

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

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

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

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

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

A1.3 Tercer paso: Identificación de la RTR preliminar

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

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

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

C-1. Se selecciona el nivel de voltaje más alto en la RTR básica.

C-2. Se busca la conexión más cercana eléctricamente entre algún nodo de control y un nodo de la RTR básica.

C-3. Si la conexión no se puede lograr al mismo nivel de tensión (Por ejemplo, si el nodo de control se encuentra en 115kV y el nodo de la RTR básica en 230kV) se utilizará la ruta eléctricamente más corta pasando por una subestación de transformación.

C-4. Tanto el nodo de control conectado a la RTR básica como los tramos intermedios necesarios para esta conexión, se convierten en nodos de la RTR básica, la cual se va “internando” en los sistemas nacionales.

C-5. Si no se han agotado los nodos de control a ser conectados, se vuelve al paso “C-2”

C-6. Si el nivel de tensión seleccionado es el más alto y la RTR básica hasta el momento no es continua (se verifica que exista un camino que conecte los nodos de la RTR básica) se hará continua utilizando el camino eléctricamente más corto.

C-7. Se selecciona el nivel de tensión inmediatamente inferior donde existan nodos de control y se va al paso “C-2”

AI.4 Cuarto paso: Identificación de las líneas que complementan la RTR preliminar.

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

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

- *Sea F_{ak} y F_{ek} el flujo en el caso aislado y en el caso coordinado respectivamente para el escenario k en un elemento l que no haya sido seleccionado en los pasos A y C.*
- *Sean E_k el valor absoluto del intercambio neto y T_k el monto de tránsito para el escenario k en el país donde se encuentra el elemento analizado.*
- *El elemento l se incluye en la RTR si, $n/N > P\%$, donde: n=número de escenarios donde se cumple que*

$$|F_{ek} - F_{ak}| / (E_k + T_k) * 100 > U\%$$

N= Número total de escenarios analizados

- *Para la determinación de la RTR inicial se utilizarán los valores: $U\%=15\%$ y $P\%=20\%$, los cuales podrán ser modificados por la CRIE;*

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

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

VI

Que esta Comisión procede a conocer sobre la verificación de la RTR 2018 realizada por el EOR derivado de la instrucción contenida en la Resolución CRIE-79-2018, de la siguiente forma:

- **La verificación de la inclusión del Nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR 2018**

El EOR con base en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-79-2018, al realizar la verificación de si en aplicación de la metodología establecida en la Regulación Regional, el nodo Los Brillantes 400 kV debe formar parte de la RTR 2018, aplicó la metodología completa de los 5 pasos establecida en el capítulo 2 y Anexo A del Libro III del RMER, así como el Artículo 12 del Tratado Marco y Artículo 4 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo al Tratado Marco). Como consideraciones generales, se señala que el enlace extra regional con el sistema eléctrico de México, con base en lo establecido en las Resoluciones CRIE-34-2017 y CRIE-45-2017, se ha excluido de la RTR básica para el año 2018, específicamente el tramo de línea de interconexión a 400 kV entre la subestación Los Brillantes 400/230 kV en el área de control de Guatemala y la frontera con México.

Es importante también señalar que el EOR no ha incluido el nodo Los Brillantes 400 kV en los Pasos 1 y 2 de la metodología, como una de las consideraciones contenidas en la Resolución CRIE-79-2018.

Al no estar incluido el nodo Los Brillantes 400 kV en los Pasos 1 y 2 de la metodología, y luego al aplicar el paso 3 de la metodología basado en la redistribución de flujos y los caminos de menor impedancia, en la RTR preliminar del área de control de Guatemala resultan los siguientes cambios:

1. Se incluyen tres (3) líneas de transmisión 230 kV adicionales: Alborada – Guatemala Sur, y Guatemala Sur – Guatemala Este 1 y 2.
2. Se excluye la línea 230 kV Guatemala Este – San Antonio El Sitio.

Asimismo, siempre bajo las consideraciones de la Resolución CRIE-79-2018, al no aparecer el nodo Los Brillantes 400 kV en los Pasos 1, 2 y 3 de la metodología, al aplicar el Paso 4 de la metodología, en la RTR complementaria del área de control de Guatemala resulta incluida la línea 230 kV Guatemala Este – San Antonio El Sitio.

Luego, de conformidad con el numeral 2.2.1 literal e) del Libro III del RMER el paso quinto de la metodología establece que “*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 éstos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD*”; y en ese mismo sentido el numeral A1.5 del Anexo A, del mismo Libro.

Bajo este marco, el EOR indica que en conjunto con los OS/OM realizaron los análisis técnicos respectivos para identificar los elementos no integrados todavía en los pasos 1 al 4, cuya ausencia no permitiría el cumplimiento de los CCSD en la RTR.

Al aplicar el paso 5 de la metodología de la RTR, el EOR determinó que el nodo Los Brillantes 400 kV resulta incluido en la RTR 2018, con base en estudios de seguridad operativa, donde se ha

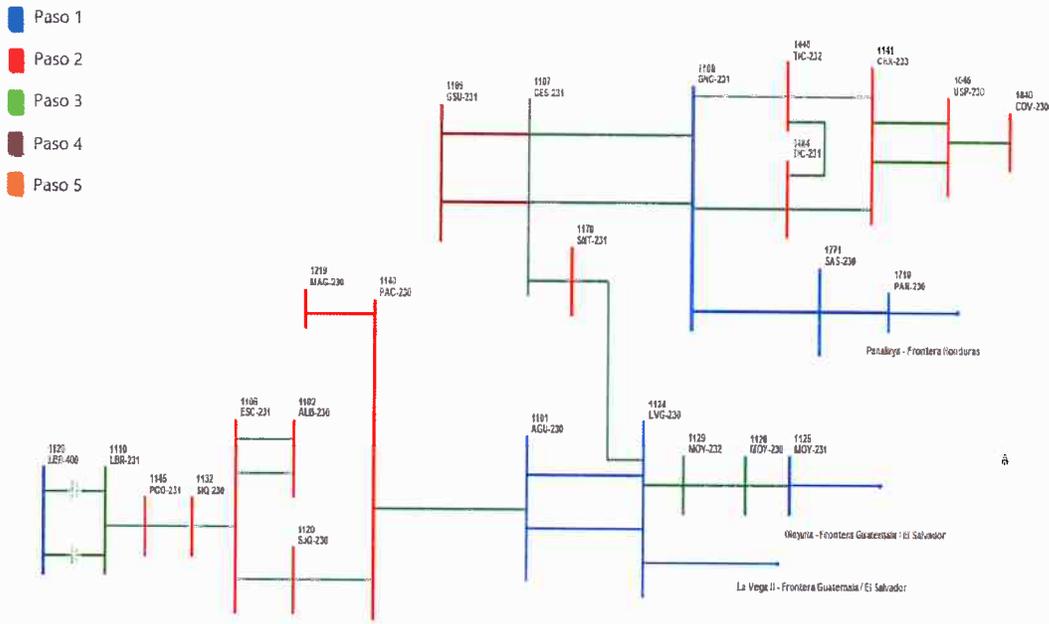
verificado la importancia de la inclusión de dicho nodo, considerando su participación en los eventos relevantes ocurridos en el Sistema Eléctrico Regional (SER), confirmando la criticidad e importancia de mantener dicho nodo como parte de la RTR.

Entre los estudios y análisis de seguridad operativa que respaldan la aplicación del paso 5, se verifica la incidencia directa del nodo Los Brillantes 400 kV, para soportar y verificar el cumplimiento de los CCSD en el SER. En dichos estudios se demuestra que el nodo Los Brillantes 400 kV es uno de los elementos del SER que tiene mayor impacto significativo sobre la dinámica y la operación segura y confiable del mismo; considerando que, en los eventos relevantes que ocurren en el SER, la actuación de alguno de los Esquemas de Control Suplementario (ECS) asociados a la subestación Los Brillantes 400/230 kV, provocan la desconexión de la interconexión México–Guatemala, lo que tiene consecuencias considerables sobre el SER e impacta directamente sobre el cumplimiento de los CCSD.

Los análisis de seguridad operativa que han sido desarrollados por el EOR o por medio de consultorías internacionales, donde se ha evaluado la influencia de la interconexión México – Guatemala (y, por ende, del nodo Los Brillantes 400 kV) en la operación segura del SER, así como las estadísticas de eventos ocurridos que involucran la actuación de los ECS asociados al nodo Los Brillantes 400 kV, demuestran que dicho nodo resulta, sin lugar a dudas, como un elemento que debe ser incluido en la RTR dada su importancia y relevancia en el soporte y cumplimiento de los CCSD, tal como lo establece la Metodología para la Definición de la RTR en su Paso 5. Entre los referidos estudios se encuentran los siguientes:

- a) Análisis del comportamiento del SER, ante contingencias simples y disparo de la línea de interconexión Tapachula – Los Brillantes (México-Guatemala) con transferencias programadas superiores a 120 MW.
- b) Estudio para la determinación de transferencias seguras de potencia entre México y el Sistema Eléctrico Regional de América Central elaborado por *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL).
- c) Estadísticas de eventos que incluyen la desconexión del enlace MEX-GUA y sus consecuencias.

Sobre las *Estadísticas de eventos que incluyen la desconexión del enlace MEX-GUA y sus consecuencias*, de la tabla 40 mostrada en el *Informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR 2018*, el EOR señala que, el enlace México–Guatemala se desconectó en 96 ocasiones, de las cuales más de 70 se debieron a la actuación de esquema ante oscilaciones ESIM004_OSC; además, en 11 ocasiones actuó también el esquema de desconexión de carga ante baja frecuencia. Asimismo, en 9 ocasiones ocurrieron disparos en cascada y en 14 ocasiones hubo que reducir las transferencias entre países. Adicionalmente, como parte de las respuestas que el EOR dio a las observaciones realizadas por el AMM, el EOR aclaró que los eventos informados en la Tabla 40 referida corresponden a eventos donde el enlace México–Guatemala se ha desconectado, confirmando el impacto que tiene el nodo Los Brillantes 400 kV sobre el cumplimiento de los CCSD, y que para efectos de la aplicación del Paso 5 de la identificación y definición de la RTR, el nodo Los Brillantes 400 kV ha participado de forma importante en dichos eventos, evidenciando la necesidad que dicho nodo forme parte de la RTR para el monitoreo y soporte de los CCSD en el SER. Por otra parte, resulta importante hacer una comparación de la RTR 2018 identificada en noviembre de 2017 contra la obtenida en el *“Informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la Red de Transmisión Regional para el año 2018”*.



Adicionalmente, con fecha 28 de septiembre de 2018, el EOR realizó reunión del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) en la que participaron todos los OS/OMs de la Región con el objeto de revisar los resultados obtenidos de la aplicación de los 5 pasos de la Metodología para la Definición de la RTR vigente. En dicha reunión todos los OS/OMs tuvieron la oportunidad de expresar sus observaciones; sin embargo, de la Ayuda Memoria del CTSO se desprende que el EOR no recibió observaciones por parte de los OS/OMs de El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, recibiendo observaciones únicamente del OS/OM de Guatemala, el cual emitió observaciones al Paso 5.

El AMM realizó un listado de comentarios, aclaraciones, observaciones y objeciones, donde argumenta aspectos normativos y jurídicos, así como aspectos sobre la aplicación del quinto paso de la metodología de identificación de la RTR, señalando que el análisis del quinto paso no fue desarrollado en coordinación con los OS/OMS. El AMM argumenta que para la aplicación del quinto paso el EOR ha utilizado una metodología distinta a la aprobada por los OS/OM en noviembre de 2011, que la base de datos informada por el AMM al EOR no modela el nodo LBR-400 ni los dos transformadores LBR 400/230 kV 225 MVA y que el EOR por su parte sí los modela en la Base de Datos. Asimismo, el AMM hace referencia a los estudios y análisis de seguridad operativa, donde se verifica la incidencia directa del nodo Los Brillantes 400 kV, para soportar y verificar el cumplimiento de los CCSD en el SER, haciendo observaciones específicas a los mismos. Adicionalmente, indica que dichas observaciones se encuentran con mayor detalle en la solicitud de investigación planteada por el AMM sobre el informe presentado a la CRIE por el EOR con respecto a los supuestos “efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por la operación sobre el límite de 120MW en la línea de Interconexión México – Guatemala”. Finalmente, el AMM expresa objeciones y observaciones al estudio para la determinación de transferencias seguras de potencia entre México y el SER elaborado por *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL), indicando que las mismas fueron remitidas anteriormente a través de la nota del AMM, referencia GMEI-003-2018. En el Anexo de este informe se encuentran más en detalle los comentarios, aclaraciones, observaciones y objeciones del AMM y las respuestas del EOR recibidas por esta Comisión mediante el oficio EOR-DE-01-11-2018-342 de fecha 01 de noviembre de 2018.

Del análisis de los comentarios presentados por el AMM, se indica lo siguiente:

- a) En cuanto a que el quinto paso no fue desarrollado en coordinación con los OS/OM, se indica que de los antecedentes se extrae que el EOR remitió a los OS/OMs de la Región el “Informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la Red de Transmisión Regional para el año 2018”, que éstos tuvieron la oportunidad de plantear sus comentarios u observaciones al mismo y que éstas fueron debidamente atendidas por el EOR.

Para el caso concreto de la definición de la RTR, esta Comisión se ha pronunciado de forma reiterada sobre el alcance de la “coordinación” que debe darse. Dentro de numeral 3 del Considerando IV de la Resolución CRIE-34-2017, del 27 julio de 2017 se estableció lo siguiente:

“En este contexto, ha de tenerse claro que el deber del OS/OM de coordinar con el EOR, según lo dispuesto en el numeral 1.5.4 del Libro 1 del RMER; los obliga, conforme la letra o) de ese numeral, a "colaborar con el EOR en la identificación de la RTR"; para tales efectos, el EOR deberá procurar la información necesaria, advirtiéndose que dicha identificación debe hacerse a la luz de la normativa regional vigente, que como hemos visto, establecía qué elementos debe contener, no dejando a discreción, arbitrariedad o negociación del EOR o de los OS/OM, el incluir o excluir las instalaciones a las que se refiere la normativa que en su momento se encuentre vigente.”

En el mismo sentido, se pronunció en numeral 5 del Considerando VI de la Resolución CRIE-79-2018:

“Al respecto, debe indicarse, en relación al alcance de lo que al efecto debe entenderse por coordinación, que la aplicación de dicha metodología no deja lugar a discreción, arbitrariedad o negociación del EOR y/o OS/OMS, para la inclusión o exclusión de instalaciones. Dicha metodología establece una serie de pasos que permiten determinar qué instalaciones deberán considerarse en la identificación de la RTR. En este orden de ideas, la coordinación a la que hace referencia el AMM se traduce a que entre los OS/OMS y el EOR exista un flujo adecuado y veraz de información que permita aplicar la Metodología de Definición de la RTR de forma adecuada. En virtud de lo anterior, debe considerarse que la inclusión o exclusión de una instalación a la RTR no deriva de un acuerdo o negociación entre el EOR y OS/OMS, sino de la aplicación de la Regulación Regional”.

Ahora, si bien en el presente caso no estamos en presencia de una definición de la RTR *per se*, sino ante una verificación de lo instruido por esta Comisión mediante Resolución CRIE-79-2018, debe indicarse que de los antecedentes remitidos por el EOR a esta Comisión se desprende que, todo el contenido del “Informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la Red de Transmisión Regional para el año 2018”, incluido lo concerniente al Paso 5, fue trasladado a todos los OS/OMs de la región, incluido el AMM, quienes tuvieron la oportunidad de revisarlo y realizar comentarios u observaciones en la reunión llevada a cabo por parte del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) y que habiéndolo hecho el AMM, éstos fueron analizados y debidamente atendidos por el EOR, concluyéndose entonces que en el presente caso se dio una debida coordinación.

- b) En referencia al argumento del AMM sobre que, en la aplicación del quinto paso, el EOR ha utilizado una metodología distinta a la aprobada por los OS/OM en noviembre de 2011, se

indica que los estudios de seguridad operativa realizados por el EOR en coordinación con los OS/OM, no solo se circunscriben al análisis de flujos de carga y análisis de contingencias N-1; siendo importante considerar la dinámica que ocurre en el SER por la existencia física y operativa de la conexión del nodo LBR-400 y los dos transformadores LBR 400/230 kV 225 MVA. De acuerdo al numeral 5.2.5.2 del Libro III del RMER, los estudios de seguridad operativa, dependiendo del alcance del estudio, podrán contener uno o varios de los siguientes tipos de análisis: a) Estudios de flujo de carga; b) Análisis de estabilidad transitoria y dinámica; c) Análisis de fallas (corto circuito); d) Transitorios electromecánicos; e) Análisis de pequeña señal (análisis modal); f) Transitorios electromagnéticos; g) Coordinación de protecciones; h) Estudios de confiabilidad del sistema; y i) Otros análisis que a criterio del EOR sean necesarios; por lo anterior no se observa que se haya actuado al margen de la Regulación Regional.

- c) Respecto al argumento presentado por el AMM en relación a que la base de datos informada por el AMM al EOR no modela el nodo LBR-400 ni los dos transformadores LBR 400/230 kV 225 MVA y que el EOR por su parte sí los modela en la Base de Datos, se indica que conforme a lo establecido en el numeral 5.2.6 del Libro III del RMER “*Información Necesaria para el Desarrollo de los Estudios*”, los estudios de seguridad operativa del SER, dependiendo de su naturaleza, deberán tener en cuenta entre otros, las características técnicas de las instalaciones del SER; y las características técnicas de las instalaciones de los Agentes, cuya operación afecte el comportamiento del SER; de ahí que el EOR cuenta con todo el respaldo regulatorio necesario para haber incluido y modelado la información de los elementos de transmisión que el AMM no modeló en la base de datos informada al EOR. Además, es importante indicar que los elementos de transmisión que pertenecen a la RTR deben asegurar que se tengan niveles adecuados de voltaje y una cargabilidad aceptable en dichos elementos de transmisión ante las transferencias que se establezcan entre países, de ahí también la importancia de incluir y modelar el nodo LBR-400 y los dos transformadores LBR 400/230 kV 225 MVA.
- d) En cuanto a los estudios y análisis de seguridad operativa utilizados para soportar el quinto paso de la Metodología de Definición de la RTR, es importante indicar que en la sesión de Junta de Comisionados realizada en el mes de junio de 2018, se presentó por parte del EOR y PNNL, el Estudio para la determinación de transferencias seguras de potencia entre México y el SER elaborado por *Pacific Northwest National Laboratory (PNNL)*, en donde se concluye que, desde un punto de vista puramente técnico, la interconexión México-Guatemala reviste una importancia regional, en cuanto a que los niveles de transferencia desde México son comparables o superiores a la contingencia de generación más severa del SER y la capacidad de las líneas de interconexión entre países que integran el MER. Asimismo, cuanto mayor son las importaciones desde México, mayores son los desafíos para el SER, debido a que la contingencia de línea de 400 kV se convierte en la máxima pérdida de generación en el SER, y la desconexión de importación de México es probable luego de contingencia de generación en el SER – agregando al impacto total. Además de que las transferencias de México pueden tener impacto significativo en la estabilidad del SER.

La interconexión México-Guatemala se conecta físicamente al nodo LBR-400 y los dos transformadores LBR 400/230 kV 225 MVA, por lo que no cabe duda que desde el punto de vista técnico de seguridad operativa, tal como lo establece la regulación regional, para el quinto paso de la metodología de identificación de la RTR, el nodo LBR-400 y los dos transformadores LBR 400/230 kV 225 MVA, deben pertenecer a la RTR 2018.

Asimismo, se indica que el Estudio para la determinación de transferencias seguras de potencia entre México y el SER elaborado por *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL) contiene suficiente respaldo técnico para concluir y demostrar que el nodo LBR-400 y los dos transformadores LBR 400/230 kV 225 MVA deben pertenecer a la RTR 2018. También es valioso mencionar la coordinación que se llevó a cabo para realizarlo, donde parte de la metodología para efectuarlo consideró la revisión técnica del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) donde están representados todos los OS/OM de la región y cuenta con recomendaciones finales por parte de la Junta Directiva del EOR.

- **El proceso de coordinación para la verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR 2018**

En el numeral A1.5, del Anexo A del Libro III del RMER, se establece el quinto paso de la Metodología de Definición de la RTR así: “*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 muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño*”.

El 01 de octubre de 2018, la CRIE, por medio de la nota CRIE-SE-GT-226-01-10-2018 solicitó al EOR documentar el proceso de coordinación que se desarrolló para el efecto, a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-79-2018, en lo referente a que el informe debe ser elaborado en coordinación con los OS/OM nacionales, en los términos establecidos en la Regulación Regional.

El EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-12-10-2018-295, en cumplimiento a lo requerido en la nota CRIE-SE-GT-226-01-10-2018, acompañando los documentos en que se cita lo siguiente:

1. **“Anexo I:**

Informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la Red de Transmisión Regional para el año 2018, el cual fue revisado en coordinación con todos los OS/OM, al cual solamente se le agregó una tabla con el proceso de coordinación que el EOR realizó con todos los OS/OM, pero no sufrió cambios en sus resultados técnicos obtenidos de la aplicación de los 5 pasos de la metodología vigente, debido a que no se recibieron observaciones aplicables, conforme lo establecido en la regulación regional y se verifica que el nodo Los Brillantes 400 kV continúa siendo un elemento perteneciente a la RTR 2018.

2. **Anexo II:**

- a. *La nota de convocatoria a reunión de trabajo del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) y remisión del informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la Red de Transmisión Regional para el año 2018, a los OS/OM, para revisión y observaciones al mismo.*
- b. *Ayuda Memoria firmada por todos los OS/OM, con excepción del AMM, de la reunión por videoconferencia del CTSO, realizada el viernes 28 de septiembre de 2018”.*

El proceso de coordinación del informe de verificación de la inclusión del nodo Los brillantes 400 kV a la RTR 2018 llevado a cabo con todos los OS/OMS, se resume en la siguiente tabla:

DESCRIPCIÓN	ACCIÓN LLEVADA A CABO
El EOR remite a todos los OS/OM, el Informe de Verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV a la RTR 2018, para revisión y observaciones, y convoca a reunión de trabajo para dicha revisión el 28 de septiembre de 2018.	El EOR remitió a los OS/OM, el Informe de Verificación y la convocatoria a reunión para su revisión, mediante nota EOR-GPO-25-09-2018-228.
El EOR realizó reunión con todos los OS/OM el 28 de septiembre de 2018, para la revisión de los resultados obtenidos de la aplicación de los 5 pasos de la metodología vigente, donde todos los OS/OM tuvieron la oportunidad de expresar sus observaciones.	Se revisaron los resultados de cada área de control, en cada uno de los 5 pasos de la metodología, y no se recibieron observaciones a los mismos por parte de los OS/OM, con excepción del AMM que leyó sus observaciones específicas al paso 5, y no tuvo observaciones a los pasos 1, 2, 3 y 4.
El EOR remitió a todos los OS/OM, mediante correo electrónico, la Ayuda Memoria de la reunión realizada, para firma de la misma y remisión al EOR.	El EOR recibió firmada la Ayuda Memoria, con excepción del AMM, quien informó que la remitiría hasta la semana del 15 de octubre de 2018 debido a que no se encontraban en las oficinas.
El EOR dio respuestas a las observaciones del AMM respecto al Quinto Paso del Informe de Verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR 2018, mediante nota oficial.	El EOR da respuesta a las observaciones de índole regulatoria – jurídica – técnica del AMM, sobre el Quinto Paso del Informe de Verificación, donde se concluye que no son aplicables conforme lo establecido en la Regulación Regional, por lo que el Informe de Verificación no sufre cambio alguno en sus resultados técnicos de los 5 pasos de la metodología vigente.

Después de haber llevado a cabo el proceso de coordinación con los OS/OMs, el EOR reitera su conclusión que, el nodo Los Brillantes 400 kV, del área de control de Guatemala, debe formar parte de la RTR 2018, ya que cumple con los criterios técnicos establecidos en la Regulación Regional para la definición de la RTR.

- **Los Aspectos Comerciales**

Una modificación a la RTR 2018 podría tener impactos en la operación comercial del MER, en la medida que dicha modificación tuviera repercusiones a futuro, como es el caso de las asignaciones de Derechos Firmes (DF) y la declaración de los Contratos Firmes (CF) asociados, en los predespachos regionales, ya que esto podría generar cambios en las impedancias que intervienen en los cálculos de los flujo de potencia DC, tanto en las Pruebas de Factibilidad Simultaneas (PFS) de los DF como en las pruebas de factibilidad operativa de las transacciones regionales. No obstante lo anterior, considerando los resultados presentados por el EOR, en cuanto a que la única variación en la RTR 2018, es la agregación de la línea Alborada – Guatemala Sur a 230 kV (1102 ALB-230 – 1109 GSU-231), se identifica que esta variante no tiene afectaciones en los DF asignados previamente (A1801 y A1807) y vigentes hasta el 31 de diciembre de 2018, ni en la programación de los CF asociados, ya que dicha línea ya fue considerada en las PFS de los procesos de asignación indicados, como parte de la red de transmisión nacional de Guatemala complementaria a la RTR, para efectos del modelaje del predespacho nacional de dicho país, por lo que indistintamente si la línea en cuestión no era considerada RTR, si fue tomada en cuenta en los procesos comerciales del MER, como se puede observar en la siguiente imagen:



**CONCILIACIÓN DIARIA DE SERVICIOS DE TRANSMISIÓN REGIONAL
 POR INSTALACIÓN**

OS/OM:

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

01 de septiembre de 2018

Nota: Los montos del CVT_MER por elemento, CVT_DT por elemento y CVT_NETO, han sido calculados conforme lo establecido en las Resoluciones CRIE-7-2017, CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018, y serán de carácter INDICATIVO y no tienen efectos en los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los servicios de transmisión.

País	Agente	Periodo	BUS I	BUS J	CKT	Flujo MER (MW/±) Flujo de I a J (-) Flujo de J a I	Flujo DT (MW/±) Flujo de I a J (-) Flujo de J a I	Clasificación de elemento de RED
GUA	ITTRAETCEE	00	1102	1109	1	-16.42561844	-12.54763801	No RTR AMM

Extracto del informe de conciliación PUB311 del día 1 de septiembre de 2018, publicado por el EOR, donde se observa que la línea 1102 ALB-230 – 1109 GSU-231, fue considerada parte de la red de transmisión (no RTR) en los procesos comerciales del MER.

Por lo tanto, la consideración de la línea Alborada–Guatemala Sur a 230 kV (1102 ALB-230 – 1109 GSU-231), como RTR o no RTR del año 2018, no implica ninguna afectación en la operación comercial del MER prevista hasta el 31 de diciembre de 2018, ya que dicha línea fue considerada como parte de la red de transmisión en los procesos comerciales del MER, indistintamente su clasificación.

- **La vigencia de la RTR 2018**

El 21 de diciembre de 2017, mediante nota EOR-GPO-21-12-2017-297, el Ente Operador Regional (EOR) remitió a los OS/OMS de la Región, el informe denominado “*Identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2018*”. Sin embargo, a raíz de la solicitud de intervención para la definición de la RTR 2018 presentada por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), la CRIE emitió la Resolución CRIE-79-2018 mediante la cual instruyó al EOR a verificar si en aplicación de la metodología establecida en la Regulación Regional, el nodo Los Brillantes 400 kV debe formar parte de la RTR 2018. Lo anterior derivado que la CRIE consideró que de la aplicación de la Metodología de Definición de la RTR la subestación Los Brillantes no debió haber sido considerada como parte de la RTR Básica 2018.

En atención de la referida resolución, el EOR remitió a la CRIE mediante nota EOR-DE-12-10-2018-295, el “*Informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la Red de Transmisión Regional para el año 2018*”, de la cual se desprende que de la aplicación correcta de la Metodología para la Identificación de la RTR, el Nodo Los Brillantes 400 kV debe formar parte de la RTR 2018, en virtud de la aplicación de su Paso 5 y no del Paso 1, tal como se consignó en la definición de la RTR 2018 publicada el 21 de diciembre de 2017. Adicionalmente, se concluye en la referida verificación que la RTR 2018 resultante se diferencia de la definida mediante el oficio EOR-GPO-21-12-2017-297 en cuanto a que se debe incluir la línea “Alborada – Guatemala Sur a 230 kV (1102 ALB-230 – 1109 GSU-231)”, cambio que se ha identificado no afecta la operación y los procesos comerciales del MER.

Con base en lo anterior, siendo que actualmente se encuentra vigente la definición de la RTR 2018 publicada por el EOR el 21 de diciembre de 2017, se hace necesario valorar a partir de los objetivos generales de la CRIE de hacer cumplir la regulación regional y velar por su buen funcionamiento y con el fin de evitar que se produzcan graves dislocaciones a la seguridad jurídica y a la justicia, bienes jurídicos comprendidos dentro del concepto de interés general –principio que debe regir los actos que

emita este ente regulador regional–, en respeto a los derechos adquiridos de buena fe es prudente que esta Comisión mantenga vigente la RTR 2018 publicada mediante el oficio EOR-GPO-21-12-2017-297.

VII

Que en reunión presencial número 134, llevada a cabo el día jueves 22 de noviembre de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el “*Informe de verificación de la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la Red de Transmisión Regional para el año 2018*” y tomando en consideración que parte de los objetivos generales de la CRIE son hacer cumplir la regulación regional, procurar el desarrollo y consolidación del mercado y velar por su buen funcionamiento y que dentro de sus facultades se encuentra la de adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del mercado, asegurando su funcionamiento; con el fin de evitar que se produzcan graves dislocaciones a la seguridad jurídica y a la justicia, bienes jurídicos comprendidos dentro del concepto de interés general –principio que debe regir los actos que emita este ente regulador regional–, en respeto a los derechos adquiridos de buena fe y velando por la seguridad, calidad y confiabilidad de la operación integrada del SER, se acuerda mantener la RTR 2018 publicada por el EOR el 21 de diciembre de 2017 mediante el oficio EOR-GPO-21-12-2017-297, tal y como se dispone.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con fundamento en lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE:

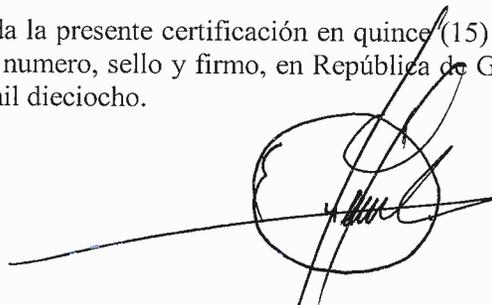
PRIMERO. MANTENER vigente la definición de la RTR 2018 publicada por el EOR el 21 de diciembre de 2017 mediante el oficio EOR-GPO-21-12-2017-297.

SEGUNDO. INSTRUIR al EOR para que en futuras definiciones de la RTR se apege a la Regulación Regional.

TERCERO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia una vez publicada en el sitio web de la CRIE.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE”.

Quedando contenida la presente certificación en quince (15) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día martes cuatro (04) de diciembre de dos mil dieciocho.



**Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo**

