



**COMISIÓN REGIONAL DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**Informe No. GT-74-2018 /GM-08-68-2018 / GJ-
119-2018**

**Tema: Informe de Diagnóstico – Procedimiento de acceso de nuevos
proyectos a nodos no identificados como parte de la RTR.**

Ana Beatriz Sánchez	
Dennis Posadas	
Fernando Álvarez	
José Roberto Linares	
Juan Manuel Quesada	

**Ciudad de Guatemala
17 de agosto de 2018**

**INFORME DE DIAGNÓSTICO – PROCEDIMIENTO DE ACCESO DE NUEVOS PROYECTOS A NODOS
NO IDENTIFICADOS COMO PARTE DE LA RTR.**

Índice de Contenido

1.	ANTECEDENTES.....	2
2.	MARCO REGULATORIO.....	4
1.1.	<i>Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TM)</i>	4
1.2.	<i>Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TM)</i>	5
1.3.	<i>Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)</i>	5
3.	DIAGNÓSTICO.....	9
4.	CONCLUSIONES	12
5.	RECOMENDACIONES.....	13
ANEXO	14

Handwritten mark

Handwritten mark

1. Antecedentes.

El Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (CDMER), remitió a esta Comisión oficio con número de referencia CDMER-2017-0814, de fecha 14 de agosto de 2017, en la cual comunica, entre otros aspectos los siguientes:

“Con relación a las aperturas de las interconexiones eléctricas entre Guatemala y el resto del sistema eléctrico regional ocurridas en abril, mayo y junio del 2017, así como sus consecuencias técnicas y comerciales, el Consejo Director del MER le ha dado seguimiento continuo a todos los pormenores de la evolución de la problemática y ha discutido ampliamente sobre la acciones necesarias que coadyuvan a resolverla permanentemente preservando los grandes logros de la integración eléctrica regional así como la institucionalidad del MER. Por tal razón le comunico que el CDMER considera oportuno transmitirle la Resolución No. 1-CDMER/47: ‘Después de haber debatido y escuchado las posiciones de los Representantes de la CRIE, del EOR y de todos los gobiernos que integran el Mercado Eléctrico Regional, el CDMER resuelve lo siguiente:

...c) Recomendar a la CRIE que realice los ajustes necesarios para regular en el RMER, que todo cambio sustancial en las inyecciones o retiros del SER debe ser estudiado y aprobado por CRIE/EOR, independientemente del punto de conexión donde se produce dicho cambio...’”

Previo a continuar con el análisis relativo a la recomendación presentada por el CDMER, es preciso conocer los antecedentes que dieron lugar a la misma, en tal sentido el viernes 8 de julio de 2016, el Administrados del Mercado Mayorista (AMM) notificó al Ente Operador Regional (EOR) mediante oficio número GDN-005-2016 que a partir del domingo 10 de julio de 2016, el AMM procedería con el inicio de las pruebas operativas y puesta en operación de las instalaciones asociadas al 2do banco de transformación 400/230 kV 225 MVA ubicado en la subestación Los Brillantes; al respecto el EOR informó al AMM mediante nota EOR-GPO-09-07-2016-141, que de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, le instruía a no proceder con ninguna prueba y puesta en servicio de las instalaciones antes mencionadas, lo anterior considerando que no había recibido notificación de parte de CRIE, respecto a la autorización de la conexión de las instalaciones citadas.

Derivado de la conexión del referido segundo banco de transformadores en la Subestación Los Brillantes a la Red de Transmisión Regional (RTR), sin contar con la autorización de conexión por parte de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), esta Comisión inició el proceso sancionador identificado como



CRIE-PS-02-2016, el cual se concluyó mediante la emisión de la Resolución CRIE-10-2017, en la cual se resolvió lo siguiente: “*PRIMERO. DECLARAR la responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista –AMM-, al haber permitido la conexión del 2do bando de transformación a la Subestación Los Brillantes, siendo esta última un elemento integrante de la RTR, sin contar con la respectiva aprobación de conexión o de la respectiva ampliación de la RTR por parte de la CRIE, ni con la autorización del EOR para la puesta en operación del referido proyecto (...)*”.

Posteriormente, la CRIE mediante Resolución CRIE-34-2017 resolvió, entre otros, lo siguiente: “*PRIMERO. A la luz de lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, DEROGAR del numeral 2.1.2 del Libro III del RMER lo siguiente ‘los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros’ y del numeral 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, las palabras ‘y extra-regionales’.*”

Por otro lado, en los archivos de esta Comisión, consta que en diferentes ocasiones tanto el AMM como la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), ente regulador del mercado eléctrico de Guatemala, han manifestado ante esta Comisión, que las instalaciones correspondientes a la subestación Los Brillantes 400/230 kV, no forman parte de la RTR, razón por la cual le es aplicable lo establecido en el numeral 11.3.1 del Libro III del RMER el cual detalla que para aquellas ampliaciones que no sean identificadas como pertenecientes a la RTR, deberá ser realizada siguiendo los procedimientos establecidos en la regulación nacional, pero quedando a cargo de cada OS/OM verificar que la ampliación no afecte la Capacidad Operativa de Transmisión ni el cumplimiento de los CCSD.

Sin embargo debe aclararse que para esta Comisión la Subestación Los Brillantes sí formó parte de la definición de la RTR correspondiente a los años 2016 y 2017, tal como se resolvió mediante la Resolución CRIE-10-2017, confirmada por la Resolución CRIE-22-2017, así como mediante resolución CRIE-34-2018.

Por todo lo anterior, es preciso realizar un breve diagnóstico al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) para verificar su aplicabilidad a las ampliaciones que se realicen en los distintos sistemas de transmisión que integran el Sistema Eléctrico Regional (SER).

2. Marco Regulatorio

1.1. Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TM)

“Artículo 2. Los fines del Tratado son: a) Establecer los derechos y obligaciones de las partes; b) Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional, que abastezca de forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social (...) e) Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad, y seguridad en el suministro de energía en la región (...).”

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

“Artículo 10. El Ente Operador Regional (EOR), organismo regional creado en el artículo 18 de este Tratado, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico”.

“Artículo 12. Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional. // Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional.”

“Artículo 23. Las facultades de la CRIE son entre otras: (...) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales; f. Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus autorizaciones (...).”

1.2. Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TM)

“Artículo 23. Los agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operador de Sistema y Mercado (OS/OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional”.

1.3. Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

Definiciones

“Mercado Eléctrico Regional o Mercado. Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.”

“ Red de Transmisión Regional. Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.”

“Sistema Eléctrico Regional. Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países Miembros.”

Numeral 1.4.4: *“Planeamiento y Operación Técnica del MER. 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. // El planeamiento y la operación técnica del MER comprenden el planeamiento operativo y, la seguridad operativa, el predespacho regional diario y la supervisión de la operación en tiempo real.”*

Numeral 1.4.4.3: *“Durante la Operación en Tiempo Real, el EOR, en coordinación con los OS/OMS, toma todas las acciones de supervisión necesarias para desarrollar las siguientes tareas: a) Preservar la calidad*

y seguridad de la operación del Sistema Eléctrico Regional SER; b) Mantener las inyecciones y retiros programados en los nodos de la RTR y los intercambios establecidos entre las áreas de control; c) Coordinar y supervisar el suministro de servicios auxiliares; d) Realizar redespachos y controlar las desviaciones del predespacho en tiempo real; y e) Coordinar la operación del SER en estado normal y de emergencia.”

Numeral 1.5.2.2: “En cumplimiento de la Regulación Regional, la CRIE está facultada para:

a) Aprobar los reglamentos necesarios para regular la administración y operación del MER (...).”

Numeral 1.5.2.3: “En cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades, la CRIE es responsable de:

a) Aprobar modificaciones a los reglamentos, normas y regulaciones regionales (...).”

Numeral 1.5.3.1: “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. Son funciones del EOR: a) Proponer a la CRIE los procedimientos técnicos, comerciales y operativos del Mercado y del uso de la RTR; b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía se realicen con criterio económico, respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño; c) Realizar, en coordinación con los OS/OMS, la gestión de las transacciones comerciales entre los agentes del mercado; d) Formular el plan de expansión indicativo para la generación y transmisión regionales; y e) Apoyar mediante el suministro de información los procesos de evolución del Mercado.”

Numeral 1.5.3.2, inciso i): “En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: (...)

i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; i. Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoria de las instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional; ii. Delegar en los OS/OM jerárquicamente dependientes las funciones de control y gestión de la operación; iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente transmisor; iv. Coordinar las investigaciones de eventos en el SER, solicitando a los Agentes y OS/OM que se han visto involucrados en éstos, las informaciones pertinentes, resultados de evaluaciones



7/29

y análisis desarrollados; v. Solicitar información a los OS/OM y a los Agentes a través de los OS/OM correspondientes, sobre cualquier evento o contingencia que ocurra en el SER; vi. Supervisar y validar, en coordinación con el Agente respectivo, las calibraciones propuestas para las protecciones y sistemas de control cuyos efectos involucren a más de un Agente; vii. Verificar el cálculo de la Capacidad Técnica de Transmisión de los equipos e instalaciones de los Agentes Transmisores que estos han establecido, siguiendo los criterios determinados para tal fin; viii. Definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el OS/OM y el Agente transmisor, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en este Reglamento; y ix. Considerar en el SPTR las propuestas de adecuaciones de la RTR presentadas por los Agentes que no prestan el servicio de transmisión. x. Administrar los Derechos de Transmisión y mantener un registro de los mismos.”

Numeral 1.5.4: “Los OS/OMS coordinaran la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a: a) Aplicar y velar por el cumplimiento a la Regulación Regional (...)”.

Libro II

Numeral 3.2.1: “La operación técnica del MER se base 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, según el siguiente esquema: (...) c) Cada OS/OM tendrá la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales; (...)”

Libro III

Numeral 4.6.1: “Los Agentes que estén conectados o pretendan conectarse directa o indirectamente a la RTR, deberán cumplir con lo estipulado en la regulación nacional del país donde se encuentre ubicado el punto de conexión, en lo referente a los contratos de conexión o a las autorizaciones para la conexión de sus instalaciones a la red de transmisión.”

Numeral 5.7.1.5: “Los mantenimientos listados a continuación, debido a su naturaleza, deberán ser coordinados y aprobados en conjunto por el EOR y los correspondientes OS/OM: (...) f)

Mantenimientos en instalaciones no asociados a la RTR pero que puedan afectar la operación de la misma; (...)”.

Numeral 5.7.4.1 inciso e): *“El siguiente es el procedimiento para coordinar el Programa Semanal de Mantenimientos y de conexión de nuevas instalaciones a la RTR: (...) e) Si el EOR establece que con los programas de mantenimiento reportados no se preservan los márgenes de seguridad, calidad y confiabilidad del SER, informará sobre la ocurrencia de tal circunstancia a los OS/OM y Agentes Transmisores afectados, con el fin de que éstos reprogramen sus mantenimientos. Si pese a esto, no se logran restablecer los márgenes de seguridad, calidad y confiabilidad del SER, el EOR suspenderá o aplazará los mantenimientos que sean necesarios.”*

Numeral 10.10. 1: *“Los OS/OM deberán informar por escrito a la CRIE de las ampliaciones de los respectivos sistemas de transmisión. Cuando la Ampliación sea en una tensión igual o mayor a 115 kV, junto con el anuncio de la ampliación deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.”*

Numeral 10.10.2: *“Cuando la ampliación sea en tensiones iguales o mayores a 115 kV, la CRIE solicitará al EOR que realice la evaluación sobre si la ampliación formará parte de la RTR. Para esta evaluación el EOR seguirá los criterios y procedimientos que establecen en el Capítulo 2 de este Libro.”*

Numeral 10.10.3: *“Si el resultado de la evaluación muestra que la Ampliación formará parte de la RTR:*

- a) *La CRIE será responsable de aprobar la Ampliación, sobre la base de los resultados de los estudios que se describen en el Numeral 11.3 para las Ampliaciones a Riesgo;*
- b) *La CRIE solicitará al EOR que realice la evaluación del Beneficio Social de la Ampliación en los términos descritos en el Numeral 11.3.14 y sobre la base de los resultados de esta evaluación, el Ingreso Autorizado Regional que el titular de la Ampliación podrá percibir. La CRIE informará al titular de la Ampliación sobre el Ingreso Autorizado Regional que le podría corresponder;*
- c) *En este caso el titular de la Ampliación comunicará a la CRIE si opta por percibir como máximo el Ingreso Autorizado Regional a ser recaudado por medio del CURTR.”*

Numeral 11.3.1 (Libro III): *“Las ampliaciones solicitadas por los Agentes y que se desarrollen exclusivamente en el territorio de uno de los países del MER, y que no sean identificadas por el*



Just

procedimiento descrito en el Numeral 10.10 de este Libro como pertenecientes a la RTR, deberá ser realizada siguiendo los procedimientos establecidos en la regulación nacional, pero quedando a cargo de cada OS/OM verificar que la ampliación no afecte la Capacidad Operativa de Transmisión ni el cumplimiento de los CCSD.” (subrayado es propio)

Numeral 16.1.3 (Libro III): *“Para asegurar el cumplimiento de los CCSD, los interesados en conectar nuevas instalaciones al SER (líneas, subestaciones, generadores, etc.) deberán presentar al EOR, a través del OS/OM, un estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme con los requerimientos fijados por el EOR.”* (subrayado es propio)

Numeral 16.2.1: *“Es responsabilidad de cada OS/OM operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la regulación de su país y en concordancia con los CCSD, definidos a nivel regional. Si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, los OS/OM deberán emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación.”*

Numeral 16.2.2: *“Es responsabilidad del EOR coordinar la operación del SER cumpliendo con los CCSD”*,

3. Diagnóstico

Mercado Eléctrico Regional. De conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, el MER es el ámbito en el que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los Agentes del Mercado (Art.4 TM y Definición contenida en el Libro I del RMER). Asimismo, el Tratado Marco establece que la RTR está integrada por los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado (art.12 TM). Por su parte, el RMER establece en su apartado de definiciones que la RTR es el *“conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones regionales en el MER, prestando el servicio de Transmisión Regional”*.

Operación del SER. Ahora bien, de conformidad con la regulación regional la operación de los sistemas eléctricos de la región (SER – Sistema Eléctrico de América Central, compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros. Definiciones RMER) debe hacerse de forma coordinada entre el EOR y los entes nacionales de despacho de energía eléctrica (art.10 TM). De conformidad con lo establecido en el 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 OS/OMS son los responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países (1.4.4 Libro I).

Por su parte, la regulación regional establece que el EOR dirige y coordina la operación técnica del SER cumpliendo con los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño (CCSD) (1.5.3.1, 1.5.3.2 inciso i) y 1.4.4.3 Libro I, 16.2.2 Libro III), facultando al EOR para validar o realizar los estudios que definan condiciones límites de operación la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los CCSD. Asimismo, la regulación regional establece que los OS/OMs deben coordinar la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus Agentes con el EOR, estando obligados a aplicar y velar por el cumplimiento de la regulación regional (artículo 23 SPTM y 1.5.4 inciso a) Libro I del RMER); que establece asimismo su obligación de operar los sistemas eléctricos manteniendo los criterios de CCSD definidos en la regulación regional (1.5.4 inciso f) Libro I RMER), así como preservar la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio durante la operación técnica de la RTR (1.5.4 inciso c) romano v. Libro I RMER). Particularmente, la regulación regional establece que es responsabilidad operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los CCSD establecido en la regulación de su país e en concordancia de los CCSD definidos a nivel regional (16.2.1 Libro III, RMER).

De todo lo anterior se colige que la operación tanto del SER como de la RTR debe ser de forma coordinada entre el EOR y los OS/OMS, preservando el cumplimiento de los CCSD establecidos en la regulación regional. Lo anterior 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 OS/OMS son los responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.

Conexión al SER. El Sistema Eléctrico Regional esta integrado por los sistemas eléctricos de los países miembros, siendo solamente algunos de los elementos que lo componen parte de la de la RTR, en tal sentido la regulación regional establece los criterios para garantizar el libre acceso a la RTR, así como los requerimientos mínimos que deben cumplir los interesados en conectar un nuevo equipamiento a la RTR,

procedimiento que se describe en los capítulos 4, 5, 11 y Anexo K del Libro III del RMER. Lo anterior sobre la base de lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco.

Ahora bien, para el caso de aquellos interesados en conectarse directa o indirectamente a la RTR deberán cumplir con lo estipulado en la regulación nacional del país en donde se encuentre ubicado el punto de conexión (4.6.1 Libro III RMER). Adicionalmente, en cuanto a las conexiones de nuevas instalaciones al SER, la regulación regional establece en términos generales, que los interesados en conectar nuevas instalaciones deberán presentar al EOR, a través del OS/OM un estudio de impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme a los requerimientos fijados por el EOR, lo anterior con el fin de asegurar el cumplimiento de los CCSD (16.1.3 Libro III, RMER). A nuestro criterio, si bien esta última disposición se refiere a conexiones al SER, debe entenderse que la misma sería aplicable a proyectos que deseen conectarse a instalaciones que siendo parte del SER no forman parte de la RTR; lo anterior por cuanto los requerimientos y el procedimiento para conectarse a la RTR se encuentra expresamente regulado en los capítulos 4, 5, 11 y Anexo K del Libro III del RMER.

De lo anterior se colige que el interesado en conectarse a un punto no identificado como RTR debe seguir el procedimiento establecido en la regulación nacional, pero además debe presentar al EOR (a través del OS/OM respectivo) un estudio del impacto de las instalación en la operación del SER. Lo anterior es consistente con el esquema de operación jerarquica descentralizada establecido por la regulación regional, partiéndose que de los resultados de dichos estudios el EOR en coordinación con los OS/OM deben verificar que la conexión de ese nuevo proyecto no comprometa el cumplimiento de los CCSD con los que se va a operar el SER.

Adicionalmente, la regulación establece la obligación del EOR y los OS/OM de coordinar y aprobar en conjunto el despeje correspondiente a través de una solicitud de mantenimiento SOLMANT previo la entrada en servicio de nuevos proyectos al SER que puedan afectar la operación de la RTR (5.7.1.5 Libro III RMER). Finalmente, conforme a la regulación regional si el EOR establece que con los programas de mantenimientos reportados no se preservan los márgenes de seguridad, calidad y confiabilidad del SER, éste informará sobre la ocurrencia de tal circunstancia a los OS/OMS y Agentes Transmisores afectados, con el fin de que éstos reprogramen sus mantenimientos; y si pese a esto, no se logran restablecer los márgenes de seguridad, calidad y confiabilidad del SER, el EOR suspenderá o aplazará los mantenimientos que sean necesarios. (numeral 5.7.4.1 inciso e) Libro III RMER).



En este contexto, se tiene que la regulación regional vigente establece disposiciones aplicables a la conexión de nuevos proyectos a instalaciones que no han sido identificadas como parte de la RTR, no obstante no establece el detalle de los estudios técnicos y los plazos para la realización y evaluación de los estudios que deben presentarse para el efecto. En virtud de lo anterior se hace necesario incluir dichas disposiciones dentro del RMER, tal y como lo tiene previsto el RMER para el caso de las conexiones a la RTR.

Estudios para la conexión de proyectos a instalaciones no RTR.

Dependiendo del tamaño y tipo del proyecto, los estudios de impacto en la operación del SER podrán contener uno (1) o varios de los siguientes tipos de análisis:

1. Estudios de flujos de carga;
2. Análisis de estabilidad transitoria;
3. Análisis de fallas (corto circuito);
4. Transitorios electromagnéticos;
5. Análisis de pequeña señal (análisis modal)
6. Transitorios electromecánicos;
7. Coordinación de protecciones;
8. Estudios de confiabilidad del sistema;
9. Otros análisis que a criterio del EOR sean necesarios.

En todos los casos, el EOR deberá justificar debidamente el alcance de los estudios que sean solicitados para verificar el impacto en la operación del SER.

4. Conclusiones

1. La operación tanto del SER como de la RTR debe ser de forma coordinada entre el EOR y los OS/OMS, preservando el cumplimiento de los CCSD establecidos en la regulación regional. Lo anterior 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 OS/OMS son los responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.



2. La regulación regional establece los criterios para garantizar el libre acceso a la RTR, así como los requerimientos mínimos que deben cumplir los interesados en conectar un nuevo equipamiento a la RTR, procedimiento que se describe en los capítulos 4, 5, 11 y Anexo K del Libro III del RMER.
3. En cuanto a las conexiones de nuevas instalaciones al SER, la regulación regional establece en términos generales, que los interesados en conectar nuevas instalaciones deberán presentar al EOR, a través del OS/OM un estudio de impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme a los requerimientos fijados por el EOR, lo anterior con el fin de asegurar el cumplimiento de los CCSD. Tal disposición sería aplicable a proyectos que deseen conectarse a instalaciones que siendo parte del SER no forman parte de la RTR; lo anterior por cuanto –tal y como se indicó– los requerimientos y el procedimiento para conectarse a la RTR se encuentra expresamente regulado en el RMER.
4. La regulación regional vigente establece disposiciones aplicables a la conexión de nuevos proyectos a instalaciones que no han sido identificadas como parte de la RTR, no obstante no establece el detalle de los estudios técnicos y el procedimiento que debe seguirse para el análisis de los estudios que deben presentarse para el efecto. En virtud de lo anterior se hace necesario incluir dichas disposiciones dentro del RMER, tal y como sí lo tiene previsto el RMER para el caso de las conexiones a la RTR.

5. Recomendaciones

1. Publicar en la página web de la CRIE el presente informe de Diagnóstico, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER.
2. Someter al proceso de consulta pública la propuesta de modificación al numeral 16.1.3 del Libro III del RMER y la adición de un nuevo numeral “4.14” al Libro III del RMER referido al procedimiento aplicable a aquellos proyectos que desean conectarse al SER en puntos no identificados como parte de la Red de Transmisión Regional, cuya propuesta se anexa al presente informe.



ANEXO
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER

Procedimiento de acceso de nuevos proyectos a nodos no identificados como parte de la RTR

1. Modificar el numeral 16.1.3 del Libro III del RMER, debiendo leerse de la siguiente manera:

“Para asegurar el cumplimiento de los CCSD, los interesados en conectar nuevas instalaciones al SER (líneas, subestaciones, generadores, etc.) deberán presentar al EOR, a través del OS/OM, un estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme con los requerimientos establecidos en el presente libro.”

2. Adicionar un nuevo numeral 4.14 al Libro III del RMER, debiendo leerse de la siguiente manera:

“4.14. Procedimiento para el trámite de conexión de proyectos al SER en puntos no identificados como parte de la RTR.

4.14.1 Estudios Eléctricos. Con el objeto de verificar que no se presenten afectaciones adversas a la capacidad operativa de transmisión de la RTR, ni al cumplimiento de los CCSD establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, los desarrolladores de proyectos de transmisión, de inyección o retiro de potencia, interesados en conectar sus instalaciones a nodos no identificados como parte de la RTR, deberán realizar, dependiendo del tipo y tamaño del proyecto, los estudios técnicos establecidos en el numeral 5.2.5.2 Libro III del RMER, debiendo realizar como mínimo estudios de flujos de carga (estado estacionario) y estudios de fallas (corto circuito).

Las ampliaciones solicitadas por Agentes, que requieran conectarse a instalaciones no identificadas como parte de la RTR y que no hayan sido identificadas como instalaciones que formarán parte de la RTR a la luz de lo establecido en el apartado 10.10 del Libro III del RMER, correspondientes a proyectos de inyección o retiros de potencia menores a 10 MW, serán validados por el OS/OM del país en el cual se prevee la conexión, debiendo éste verificar que la ampliación no afecte adversamente la Capacidad Operativa de Transmisión regional ni el cumplimiento de los CCSD regionales, lo anterior de conformidad con el numeral 11.3.1 del Libro III del RMER.

Los estudios correspondientes a los proyectos de inyección o retiro de potencia igual o superior a 10 MW, deberán ser presentados al EOR, para su validación a través del respectivo OS/OM, con base en las premisas técnicas establecidas por el EOR, quien deberá verificar que no se afecte adversamente la capacidad operativa de transmisión en el marco del cumplimiento de los CCSD regionales.

4.14.2 Horizonte de tiempo del análisis. El horizonte de tiempo a ser considerado en los estudios de impacto en el SER será de 2 años contados a partir de la fecha probable de entrada en operación del proyecto.

4.14.3 Contingencias a simular. El EOR en coordinación con el OS/OM respectivo, serán los responsables de definir las contingencias a evaluar en los estudios de impacto.

4.14.4 Procedimiento.

4.14.4.1 Base de Datos y Premisas Técnicas.

a) El EOR deberá tener disponible en su página web, la información requerida que debe acompañar a las solicitudes de premisas y bases de datos regional. El Agente interesado a través del OS/OM correspondiente deberá presentar solicitud de Base de Datos Regional y Premisas Técnicas Regionales ante el EOR, quien contará con el plazo de cinco (5) días hábiles para dar respuesta a dicha solicitud.

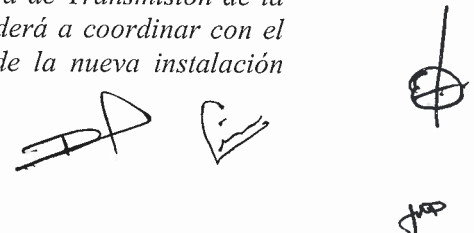
En el caso que la solicitud cumpla con los requisitos establecidos en el presente literal, el EOR responderá al solicitante, informando la aceptación de la solicitud y adjuntando el documento de Aceptación de Términos de Uso de la Base de Datos Regional, el cual deberá ser completado y firmado por el Solicitante.

En el caso que la solicitud no cumpla con lo establecido en el presente literal, el EOR responderá al Solicitante indicándole los requerimientos faltantes y quedando suspendido el trámite, hasta que el Solicitante solvente lo observado por el EOR.

- b) El EOR en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles, a partir de que haya informado al solicitante la aceptación de su solicitud de premisas técnicas y de la Base de Datos Regional, coordinará con el OS/OM la preparación de los alcances de las premisas técnicas nacionales y regionales.
- c) En el plazo de cinco (5) días hábiles, el EOR preparará y remitirá al desarrollador del proyecto a través del OS/OM respectivo las premisas técnicas regionales que cumplan con los requerimientos de la regulación regional.
- d) La validez de las bases de datos y premisas regionales suministradas por el EOR será de 10 meses contados a partir de la fecha de entrega de las mismas.

4.14.4.2 Revisión de los estudios. Dentro del plazo de 20 días hábiles, el EOR revisará los estudios técnicos presentados por el agente a través del OS/OM respectivo, y remitirá un informe al OS/OM correspondiente, con copia al Agente solicitante de la conexión. En dicho informe el EOR se pronunciará validando o no los estudios presentados, indicando las justificaciones técnicas correspondientes con las recomendaciones y disposiciones que se consideren pertinentes con el fin de que se cumplan los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en Capítulo 16 del Libro III del RMER, y que la nueva ampliación no reduzca la Capacidad Operativa de la RTR.

4.14.4.3 Validación de estudios. En caso que de la evaluación realizada por el EOR a los estudios descritos en los párrafos anteriores, se verifique que las nuevas instalaciones no afectan adversamente la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR ni el cumplimiento de los CCSD, el desarrollador procederá a coordinar con el OS/OM respectivo, las pruebas y la entrada en operación de la nueva instalación



siguiendo para tal efecto el procedimiento de solicitud de mantenimiento (SOLMANT) establecido en el apartado 5.7 del Libro III del RMER, solamente en aquellos casos en que se requiera de maniobras en la RTR.

4.14.4.4 No validación de estudios. *En caso que de la revisión que realice el EOR a los estudios descritos en los párrafos anteriores, se determinen afectaciones adversas a la Capacidad Operativa de Transmisión o incumplimientos a los CCSD regionales, el EOR no validará el estudio, indicando las justificaciones técnicas correspondientes con las recomendaciones y disposiciones que se consideren pertinentes. En aquellos casos cuando el EOR no valide los referidos estudios, el EOR y el OS/OM respectivo no autorizarán la solicitud de mantenimiento para las pruebas y entrada en operación de las nuevas instalaciones.*

En este caso, el Agente interesado en conectarse a nodos del SER que no pertenecen a la RTR podrá realizar una propuesta complementaria en la que presente medidas de mitigación de las afectaciones adversas identificadas, en tal caso dichas propuestas estarán sujetas a nuevas evaluaciones de parte del EOR, siguiendo para tal efecto iguales criterios que los requeridos en la evaluación original.”

