

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-81-2018, emitida el treinta de agosto de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN N° CRIE-81-2018
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

RESULTANDO

I

Que el 14 de agosto de 2017, el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (CDMER), remitió a ésta Comisión oficio con número de referencia CDMER-2017-0814, de fecha 14 de agosto de 2017, mediante la cual comunicó lo siguiente: *“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 coadyuven 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...’”.*

II

Que el 17 de agosto de 2018, las Gerencia Técnica, Gerencia Jurídica y Gerencia de Mercado de la CRIE elaboraron el *“Informe de Diagnóstico – Procedimiento de acceso de nuevos proyectos a nodos no identificados como parte de la RTR”*, que contiene una propuesta de modificación del numeral 16.1.3 del Libro III del Reglamento al Mercado Eléctrico Regional (RMER) y de adición al Libro III RMER de un nuevo numeral 4.14, conteniendo el detalle de los estudios técnicos y los plazos para la realización y evaluación de los estudios que deben presentarse para la conexión de proyectos al SER en nodos no identificados como Red de Transmisión Regional (RTR).

III

Que en sesión presencial realizada el 30 de agosto de 2018, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), ordenó publicar en su sitio web, como informe de diagnóstico, el *“Informe de Diagnóstico – Procedimiento de acceso de nuevos proyectos a nodos no identificados como parte de la RTR”*, el cual podrán consultar los interesados en participar en el presente proceso.



CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco, TM), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional.

II

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco, entre los objetivos generales de la CRIE se encuentran “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.*”.

III

Que el artículo 23 del referido Tratado Marco asigna a la CRIE, las siguientes facultades: “a. *Regular el Funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios; (...) c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...)*”.

IV

Que 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 contenidas en el RMER) debe hacerse de forma coordinada entre el EOR y los entes nacionales de despacho de energía eléctrica (Artículo 10 del Tratado Marco). 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, RMER).

V

Que 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, RMER), facultando al EOR para validar o realizar los estudios que definen 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 Segundo Protocolo al Tratado Marco –SPTM- y 1.5.4 inciso a) Libro I, RMER); que establece asimismo su obligación de operar los sistemas eléctricos manteniendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño (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).

VI

Que 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). Sin embargo, la regulación regional vigente 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.

VII

Que en atención a lo considerado, se ha elaborado una propuesta normativa que tiene como fundamento el “Informe de Diagnóstico – Procedimiento de acceso de nuevos proyectos a nodos no identificados como parte de la RTR” y pretende regular el detalle de los estudios técnicos y los plazos para la realización y evaluación de los estudios que deben presentarse para la conexión de proyectos al SER en nodos no identificados como RTR.

VIII

Considerando la importancia que para el SER tiene la aprobación de la referida normativa, en la cual se pretende regular el detalle de los estudios técnicos y los plazos para la realización y evaluación de los estudios que deben presentarse para la conexión de proyectos al SER en nodos no identificados como RTR, es necesario que la normativa sea sometida al procedimiento de Consulta Pública, para poder ser incorporada al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

IX

Que mediante la Resolución CRIE-08-2016, del 19 de febrero de 2016, la CRIE emitió el “Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE”, como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional bajo principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva para cualquier interesado en el MER.

X

Que en la Reunión Presencial número ciento veintinueve, del treinta de agosto de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE acordó someter al trámite de consulta pública la propuesta de “Procedimiento de acceso de nuevos proyectos a nodos no identificados como parte de la RTR” de conformidad con lo establecido en el artículo 2 del “Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE”.

POR TANTO:

Esta Comisión con base en los resultandos y considerandos que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE,

RESUELVE:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 07-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la propuesta de “Procedimiento de acceso de nuevos proyectos a

nodos no identificados como parte de la RTR”, contenido en el Anexo de la presente resolución y que forma parte de la misma; de conformidad con lo establecido en el artículo 2 del “Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE”.

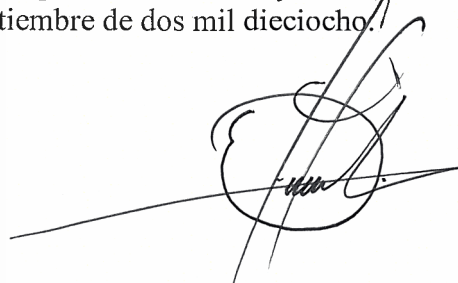
SEGUNDO: INFORMAR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 07-2018, que desde las 07:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día jueves seis (06) de septiembre de 2018, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día jueves veinte (20) de septiembre de 2018, la CRIE recibirá comentarios y observaciones a la presente propuesta, los cuales deberán hacerse **llegar únicamente** por escrito al correo electrónico de la CRIE consulta07-2018@crie.org.gt. Los interesados deberán consignar en su escrito un correo electrónico para recibir comunicaciones dentro del presente procedimiento.

TERCERO. ADVERTIR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 07-2018 que, de conformidad con lo establecido en el artículo 3 del Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, en el escrito en el que presenten sus comentarios y observaciones a la propuesta consultada, deberán indicar las razones de hecho y de derecho que considere pertinentes; asimismo, sus comentarios y observaciones deberán ser presentados en forma clara, concisa y guardando congruencia y pertinencia con el tema abierto a consulta.

CUARTO. ORDENAR a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE la publicación de la propuesta de “Procedimiento de acceso de nuevos proyectos a nodos no identificados como parte de la RTR”; en la página web de la CRIE www.crie.org.gt, durante el período establecido para la Consulta Pública 07-2018, (cuyo detalle de reformas y modificaciones se encuentran en el Anexo de la presente resolución), según lo establecido en el artículo segundo de la parte resolutive de la presente resolución, para que cualquier interesado pueda tener acceso a la propuesta y participar en el procedimiento; y remitir por correo electrónico al Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional –CDMER-, al Ente Operador Regional – EOR-, OS/OMS y a los reguladores nacionales la propuesta en cuestión, para sus comentarios y observaciones.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en siete (07) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día martes cuatro (04) de septiembre de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

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.

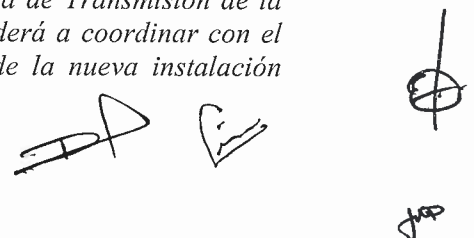
En el caso que la solicitud cumpla con los requisitos establecidos en el presente literal, el EOR responderá al solicitante, informando la aceptación de la solicitud y adjuntando el documento de Aceptación de Términos de Uso de la Base de Datos Regional, el cual deberá ser completado y firmado por el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

