

Ante información inexacta difundida por el Ente Operador Regional sobre afectaciones a las transacciones comerciales en el Mercado Eléctrico Regional atribuidas al Operador de Sistema y de Mercado de Guatemala, se aclara lo siguiente:

1 Aspectos Legales

1.1 El Tratado Marco y la Interconexión Guatemala - México

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) fue suscrito por los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá (las Partes), dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana, SICA, con el propósito de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica entre los seis países mediante el desarrollo de un mercado eléctrico regional competitivo.

Es necesario resaltar que, el Tratado Marco fue diseñado, concebido y aprobado por las seis Repúblicas de América Central, para su aplicación en el ámbito del Mercado Eléctrico Regional. En ningún momento el Tratado Marco pretendió regular aspectos relativos a las relaciones de las Partes con otros países.

Asimismo, en el ejercicio del derecho soberano de establecer relaciones bilaterales con otros países, Guatemala suscribió acuerdos bilaterales con México, para la construcción de infraestructura eléctrica y la creación de un mercado eléctrico bilateral entre ambas naciones. La Interconexión entre Guatemala y México es parte de este acuerdo bilateral. Esta Interconexión fue acordada, financiada y construida por Guatemala y México, con el objetivo de intercambiar energía entre sus agentes, con reglas propias acordadas entre los dos países.

Sobre el alcance de la *Regulación Regional*¹ en relación con la Interconexión entre Guatemala y México, el Gobierno de Guatemala ha manifestado a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM) -ente rector del subsector eléctrico nacional- y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) -ente regulador nacional- que:

*El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la regulación que de él se deriva y las entidades regionales creadas por él, no tienen jurisdicción o competencia alguna sobre las interconexiones eléctricas de Guatemala con países que no son Parte del mismo.*²

Adicionalmente, en el mismo pronunciamiento, el MEM y la CNEE han manifestado que:

¹ Integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE. Art. 21 Segundo Protocolo.

² Pronunciamiento contenido en oficio DS.VE. 143 del Ministerio de Energía y Minas de Guatemala.

Cualquier disposición que afecte o modifique aspectos operativos y/o económicos de dicha interconexión, le corresponde únicamente a las autoridades competentes de ambos países.

Por lo anterior, las instrucciones aplicables sobre tales instalaciones solo pueden provenir de las autoridades de ambos Estados interconectados (Guatemala y México), siendo estos los que tienen jurisdicción y competencia sobre ella, como ha fijado postura el Gobierno de la República de Guatemala.

Por otra parte, el máximo órgano jurisdiccional regional de América Central, la Corte Centroamericana de Justicia, despejó cualquier duda respecto a la posible aplicación de la *Regulación Regional* que las instituciones regionales pretendan atribuirse en cuanto a relaciones de un país miembro del MER con uno que no es miembro del MER. Al respecto, la Corte Centroamericana de Justicia determinó que:

... [el] Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Protocolo y el Segundo Protocolo no regulan relaciones extra regionales, entre países miembros con países no miembros de dichos Instrumentos, por lo que no deben tener aplicación sobre las interconexiones entre éstos. (Enlaces Extra regionales).³

Es claro que no está dentro de los alcances de la *Regulación Regional* abarcar a los enlaces extra regionales ni a las relaciones bilaterales de países miembros del MER con países no miembros del MER y, por lo tanto, las instituciones regionales creadas por dicha regulación no deben extralimitarse en sus funciones y atribuciones, pretendiendo aplicar la *Regulación Regional* a la Interconexión entre Guatemala y México o imponiendo limitaciones al mercado bilateral existente entre ambos países.

1.2 Procesos Sancionatorios contra el AMM

En 2016, el EOR presentó denuncia contra el AMM basado en considerar la interconexión Guatemala – México como parte de la Red de Transmisión Regional (RTR) y exigió al AMM autorizaciones regionales para la ampliación de un banco de transformación en dicha interconexión, así como que se observaran sus instrucciones operativas sobre dicha interconexión. El EOR se basó en dos apartados del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) que consideraba como parte de la RTR a los enlaces extra regionales.⁴ Estas disposiciones fueron derogadas por la CRIE, porque no eran congruentes con lo establecido en el artículo 4º del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo)⁵ que es una norma de superior jerarquía.

³ Corte Centroamericana de Justicia. Resolución Vinculante Expediente No. 3-08-06-2017. Managua, Nicaragua. 25 enero 2018.

⁴ Numerales 2.1.2 y 2.2.1 del Libro III del RMER.

⁵ Resolución CRIE-34-2017. Julio 2017.

Por su parte, el AMM sostuvo reiteradamente que las instalaciones de la interconexión Guatemala – México constituyen Enlaces Extra Regionales y, por tanto, que estas figuras están excluidas tanto de la RTR como de ámbito de competencia del EOR, por virtud de la vigencia del artículo 4º del Segundo Protocolo. Con base en ello, el AMM se opuso a que el EOR se implicara en la interconexión Guatemala-México, en su instalación y operación.

Como consecuencia de la denuncia presentada por el EOR, la CRIE inició procedimientos sancionatorios sin tomar en cuenta los argumentos de fondo presentados por el AMM en cuanto a la no aplicabilidad de la *Regulación Regional* ni en cuanto a la incorrecta inclusión de la interconexión con México como parte de la RTR. En los procedimientos sancionatorios, para atribuir responsabilidad al AMM, el regulador regional sustentó que las actuaciones del EOR fueron basadas en la aplicación de normativa vigente (del RMER y no del Tratado Marco), según la cual, el operador regional estaba facultado para exigir requisitos al AMM para la operación de la interconexión Guatemala-México y exigir el cumplimiento a sus instrucciones operativas sobre ella.

En dichos procesos, la CRIE adoptó una aplicación positivista del RMER, que prescindió no solo de su correcta aplicación en el contexto de la jerarquía legal del sistema jurídico que es la Regulación Regional —y que tiene en su cúspide al Tratado Marco y sus Protocolos—, sino que de ello se derivó la imposición de sanciones antijurídicas e injustas en contra del AMM.

No es posible admitir la juridicidad de las resoluciones de la CRIE, con las que se validó el proceder del EOR, admitiendo que este último se basó en un reglamento de menor jerarquía; no es admisible, porque en otro proceso la CRIE ya concluyó que, en efecto, en ese reglamento de menor jerarquía (RMER) existían dos disposiciones que no guardaban correspondencia con el Tratado Marco y sus Protocolos en cuanto a la definición de la RTR, llevándole a derogar esas dos disposiciones del Libro III del RMER, excluyendo tales Enlaces Extra regionales de la RTR, la cual ha sido la postura sostenida por el AMM.

Ello lleva a la conclusión admisible en Derecho, para cualquier sistema jurídico que, una norma que no guarda relación adecuada de subordinación con normas de jerarquía superior puede encontrarse vigente, pero carece de validez, pese a que no se encuentre derogada. Bajo ese razonamiento, la falta de validez de las disposiciones en que el EOR basó su denuncia y sus instrucciones, fue confirmada.

Es más, en la derogatoria contenida en la resolución CRIE-34-2017, la CRIE reconoce: *A la luz de lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, DEROGAR...* Es decir, no se trata de la invocación de una facultad para derogar o para interpretar la que utilizó, sino más bien, la CRIE hizo una concordancia entre lo que debe primar, Tratado Marco, y después de ello, resolvió derogar, por incompatibilidad, por falta de concordancia, por incongruencia, apartados del RMER. Por ello se sostiene que es inválida la imposición de sanciones que desoye la preminencia de un tratado multilateral por sobre el RMER, asunto que el AMM

hizo valer ante el EOR y ante la CRIE, incluso antes de formarse el expediente con el que, posteriormente, se impuso sanciones al AMM.

El máximo órgano jurisdiccional regional, Corte Centroamericana de Justicia, expresó dentro del expediente 3-08-06-2017 precitado, que carecen de validez aquellos instrumentos de inferior jerarquía que contradigan a los de mayor jerarquía:

... la jerarquización de la Norma Comunitaria, los instrumentos complementarios y actos derivados, éstos deben adecuarse y no oponerse ni contradecirse con el Instrumento Originario o Fundacional del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), como lo es el Protocolo de Tegucigalpa, ni con los Instrumentos Complementarios del Mercado Eléctrico Regional, como son el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus dos Protocolos.

... estos organismos regionales Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR), no deben atribuirse competencias en el ámbito material que no estén establecidas por el propio Protocolo de Tegucigalpa y sus instrumentos complementarios en el Mercado Regional, los cuales son el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, y sus dos Protocolos, ya que de lo contrario el acto derivado carecería de validez (el resaltado es propio).

Ante tal declaración jurisdiccional, solo cabe concluir que carecían de validez las normas del RMER con las que se pretendió sostener que el AMM incumplía. Sin la validez de una norma sustantiva que incumplir, no cabe imponer sanciones válidas.

Conclusiones

El Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) han iniciado procesos sancionatorios en contra del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) como operador de sistema y de mercado de Guatemala, por supuestos incumplimientos a la *Regulación Regional*, basados en que no se atendió instrucciones del EOR relativas a la puesta en funcionamiento y a la operación de la Interconexión entre Guatemala y México. Dichos incumplimientos y resoluciones emitidas por la CRIE como conclusión de los procesos sancionatorios mencionados, son completamente infundados y carentes de validez, porque se han basado en la pretensión de extender la aplicación de la *Regulación Regional* al enlace extra regional entre Guatemala y México, lo cual no es objeto de dicha regulación ni fue la intención de los seis países al suscribir el Tratado Marco; por lo tanto, estas acciones caen fuera del ámbito de la competencia de las instituciones regionales citadas y Guatemala o sus instituciones, no tienen obligación de acatarlas.

El supuesto incumplimiento a la *Regulación Regional* atribuido al AMM —por el que ha sido sancionado en tres ocasiones— fue basado en disposiciones que han sido derogadas por no guardar congruencia con el Tratado Marco y sus Protocolos, cuya invalidez no solo estuvo en entredicho, sino que fue confirmada con tales derogatorias, lo cual confirma carencias en objetividad y transparencia de la aplicación de las normas para definir la RTR, distinto a

lo que dispone el Tratado Marco y sus Protocolos. Asimismo, la propia Corte Centroamericana de Justicia determinó la invalidez de las normas jerárquicamente inferiores que contravienen las jerárquicamente superiores.

El proceder del AMM para haber asumido determinada actitud ante instrucciones operativas sobre la interconexión Guatemala-México y mantener dicha posición, no ha sido un proceder infundado ni injustificado, sino que obedece a un razonamiento integral de la regulación regional, que atiende a los principios jurídicos de jerarquía normativa y que priorizó el Tratado Marco, pero, a su vez, que acoge instrucciones precisas de las autoridades nacionales que establecieron los límites a los que llega el ámbito regional.

2 Aspectos Regulatorios

Desde el nueve de octubre de 2016, el EOR ha tomado la decisión de desconectar reiteradamente al sistema eléctrico de Guatemala de los demás países de América Central, cuando se han superado los límites que a juicio del EOR son considerados “seguros” para las importaciones que Guatemala realiza desde México a través de la interconexión entre ambos países.

El EOR argumenta que ha tomado esas decisiones de conformidad con sus funciones y obligaciones previstas en la *Regulación Regional*, ante situaciones adversas que ponen en peligro la seguridad y calidad de servicio conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), establecidos en el Libro III del RMER.

Sin embargo, la realidad ha sido completamente distinta, por las siguientes razones:

El EOR no tiene, entre las funciones, obligaciones y atribuciones contempladas en la *Regulación Regional*, la facultad de imponer límites a los intercambios que se realicen a través de enlaces extra regionales, en este caso las importaciones que Guatemala lleva a cabo desde México, debido a que estos intercambios corresponden a transacciones efectuadas entre agentes de ambos países de acuerdo con las reglas bilaterales acordadas entre Guatemala y México. Estas son transacciones que no forman parte del Mercado Eléctrico Regional y no están sujetas a la *Regulación Regional*; se realizan a través de una infraestructura de transmisión que no forma parte de la *transmisión regional*⁶.

Es en este contexto que deben analizarse los principales objetivos y funciones del EOR establecidos en el artículo 28 del Tratado Marco, particularmente la literal ‘b’, referente a:

⁶ Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central: Artículo 11. *Se considera transmisión regional el flujo de energía que cruza las fronteras de los países [de América Central], permitiendo las transacciones del Mercado [Mercado Eléctrico Regional] a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan en el futuro.* (Véase el primer considerando y el artículo 1 del Tratado Marco).

Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. (El énfasis no forma parte del texto original).

Es claro que este artículo y el resto de la *Regulación Regional* basada en él, se refiere al ámbito de la operación y despacho de energía **regional** y no a otro ámbito, como el de la operación y despacho que realizan Guatemala y México en su mercado bilateral, porque nada tiene que decir el EOR en cuanto a la forma de operar o despachar la energía entre ambos países, lo cual se ejecuta de acuerdo con las reglas acordadas bilateralmente. De esa cuenta, causa suma extrañeza, por decir lo menos, que el EOR pretenda establecer límites a las importaciones que Guatemala realiza desde México, tratando de aplicar fuera de su ámbito una regulación que corresponde solamente al Mercado Eléctrico Regional.

En cuanto a la afirmación de que el EOR ha actuado ante situaciones adversas que ponen en peligro la seguridad y calidad de servicio conforme a los CCSD establecidos en el Libro III del RMER, es importante tener en cuenta que el EOR ha tomado las decisiones de separar eléctricamente a Guatemala de los demás países de América Central abriendo sus interconexiones con El Salvador y Honduras, sin que exista fundamento para ello en la *Regulación Regional*. Desconectar eléctricamente a uno de los Estados miembros del Tratado Marco y sus Protocolos para aislarlo del resto de países de América Central no es una posibilidad concebida dentro de dichos instrumentos jurídicos, bajo ninguna circunstancia. Esta práctica también implica una suspensión de hecho para los Agentes del Mercado Mayorista de Guatemala de participar en el MER.

El EOR incurre en una grave ilegalidad al suspender de facto las operaciones de los Agentes de Guatemala en su intercambio con los Agentes del resto del MER, con lo cual trasgrede el objeto, fines y principios del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos. De igual forma, el RMER no contempla tal situación a tal punto que no establece cómo realizar la operación en islas (sin uno de los seis países interconectados) o cómo ejecutar los procesos comerciales bajo estas condiciones, tales como el predespacho regional y el tratamiento de los contratos firmes y los derechos de transmisión asociados. De manera que, no es válido afirmar que el EOR llevó a cabo estas acciones de desconexión del sistema eléctrico de Guatemala, basado en la *Regulación Regional*.

Desde un inicio y sin que existiera fundamento regulatorio ni una justificación técnica válida sino solamente presunciones, estando en operación normal, el EOR instruyó a los operadores de dichos países abrir las interconexiones con Guatemala, aún estando bajo carga con flujos resultantes de las transacciones programadas, por el sólo hecho de que Guatemala estaba efectuando importaciones desde México por encima del límite de 120 MW considerado “seguro” por el EOR. Paradójicamente, las maniobras ordenadas por el EOR ciertamente comprometieron seriamente la estabilidad y seguridad de la operación regional y de los sistemas nacionales, y continúan comprometiéndolas, pero esta desintegración del sistema regional no preocupó ni preocupa al EOR porque de hacerlo, ya no insistiría en llevar a cabo esta práctica que acarrea perjuicios para todos.

A pesar de habersele demostrado con estudios de seguridad operativa efectuados entre el AMM y el OS/OM de México que intercambios superiores a 120 MW entre ambos países no representaban riesgo alguno para los sistemas eléctricos de América Central⁷, el EOR continuó por varios meses con la práctica de desconectar a Guatemala cuando sus importaciones desde México superaban 120 MW, sin tener fundamento técnico y regulatorio para justificar su accionar.

Fue hasta el 30 de junio de 2017 que la CRIE le requirió al EOR efectuar estudios de seguridad operativa actualizados que evaluaran el cumplimiento de los CCSD para los siguientes casos: 1) Máximas transferencias entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional (SER) considerando una transferencia de 240 MW en el nodo 400 kV en la Subestación Los Brillantes (Interconexión entre Guatemala y México); 2) Máximas transferencias entre áreas de control del SER con transferencia de 120 MW en el nodo 400 kV en la Subestación Los Brillantes; y 3) Máxima transferencia en el nodo 400 kV en la Subestación Los Brillantes considerando las capacidades operativas entre áreas de control del SER vigentes, asumiendo que no existe limitación en la capacidad de transformación en dicha subestación⁸. La CRIE otorgó al EOR el plazo de tres meses para presentar los estudios, pero fue hasta el 2 de mayo de 2018 que parcialmente completó dichos estudios con el apoyo de Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), aunque tratando de cumplir solamente con el caso 3 requerido por la CRIE.

Aunque el estudio presentado por el EOR adolece de deficiencias e imprecisiones originadas por premisas e información incompleta proporcionadas por el EOR a PNNL -lo cual se discutirá más adelante-, dio como resultado que era posible mantener intercambios desde México a Guatemala de hasta 210 MW, resultado que es destacable porque demostró que las acciones de desconexión practicadas por el EOR cuando Guatemala hacía importaciones de México por más de 120 MW, carecían completamente de fundamento.

Conclusiones

El EOR no tiene fundamento en la *Regulación Regional* para imponer límites a los intercambios que se realicen a través de enlaces extra regionales, en este caso las importaciones que Guatemala lleva a cabo desde México, en virtud de que dichos intercambios son resultado de transacciones que no forman parte del Mercado Eléctrico Regional y se realizan a través de una infraestructura de transmisión que no forma parte de la transmisión regional. De conformidad con el Tratado Marco, los objetivos y funciones del EOR se limitan a la operación y despacho de energía **regional** y no a otro ámbito, como el de la operación y despacho que realizan Guatemala y México en su mercado bilateral.

⁷ Estudios entregados el 27/10/2016 al EOR por medio de Nota GDN-009-2016.

⁸ Resolución CRIE-31-2017.

La *Regulación Regional* no le confiere facultades al EOR para desconectar eléctricamente a uno de los Estados miembros del Tratado Marco y sus Protocolos para aislarlo del resto de países de América Central, ni suspender de hecho a los Agentes de un área de control, como lo ha venido haciendo en contra de los Agentes del Mercado Mayorista de Guatemala, a los cuales les ha impedido de participar en el MER y de realizar sus transacciones debido a las constantes aperturas de las interconexiones de Guatemala con los demás países.

Es más, el EOR no solamente carece de facultades para desconectar a un país, sino que durante la existencia del MER nunca ha efectuado tales desconexiones, excepto a Guatemala, a pesar de que en varias ocasiones sí se ha puesto en riesgo la seguridad del Sistema Eléctrico Regional por fallas reiteradas en determinadas áreas de control, que incluso han llevado al colapso de sistemas eléctricos nacionales.

3 Acerca de los estudios asociados a la Interconexión Guatemala - México

Como ya se ha mencionado en párrafos anteriores de este documento, cuando el EOR decidió separar unilateralmente a Guatemala del resto del SER, abriendo las interconexiones de El Salvador y Honduras con Guatemala en octubre de 2016, lo hizo sin un sustento técnico que estuviera basado en el estricto cumplimiento del RMER y todas las disposiciones allí contenidas; más pareciera que lo hizo basado en un “supuesto” o “presunción”, que era completamente infundado, ya que al pasar del tiempo los supuestos criterios que fueron presentados muy posteriormente a las aperturas, han sido cambiados por el EOR conforme los mismos han sido cuestionados, lo cual evidencia que se cometió un grave error y que ahora lo que parece es que se trata de justificar que se actuó correctamente, por las implicaciones que esto representaría para el EOR y la CRIE.

Las disposiciones contenidas en el RMER⁹ para la realización de estudios eléctricos de seguridad operativa, contemplan una serie de criterios y tipos de estudios en los cuales se deben enmarcar dichos estudios, para certeza de todos y para verificar el cumplimiento de los requisitos; cabe resaltar que ni las sensibilidades posteriormente presentadas por el EOR ni los estudios elaborados por PNNL, cumplen con el rigor establecido en el articulado del RMER. Más adelante se detallarán algunas de las principales falencias mencionadas en este párrafo, sobre los estudios del EOR y PNNL.

Cuando iniciaron las desconexiones de Guatemala del resto del SER, en Guatemala ya se contaba con dos estudios eléctricos de seguridad operativa finalizados, considerando las normas nacionales y las regionales. El primer estudio fue realizado por el operador de Guatemala (AMM) en conjunto con el operador de México (CENACE), dentro del ámbito de la relación binacional, en resguardo de la seguridad de la operación interconectada; es decir, tomando en cuenta el hecho de que Guatemala opera interconectada con América Central y con México. Este estudio de fecha abril 2016, determinó que de manera segura

⁹ RMER, Libro III, Capítulos 5, 16, 17 y 18.

se puede transmitir 240 MW de México a Guatemala, sin afectación alguna para América Central; entre otras cosas en ese estudio se contemplaron todas las características de los sistemas eléctricos interconectados y no sólo fallas en Guatemala sino también fallas en áreas de control como Panamá, identificadas por el EOR como de las más severas para la región. Este estudio fue remitido al EOR¹⁰ según lo dispuesto por RMER en el Libro III Capítulo 5 dentro del ámbito de 5.2 Estudios de Seguridad Operativa numeral 5.2.6.5 incisos f) y g).

El segundo estudio fue realizado por la entidad Energía del Caribe, S.A. (EDC en adelante) que es la entidad que ganó una licitación llevada a cabo conjuntamente por Agentes Distribuidores de Guatemala en coordinación con la CNEE, para el abastecimiento de su demanda regulada con generación proveniente de una central instalada en Monterrey, México; el estudio se realizó para permitir la ampliación a la capacidad en la Interconexión Guatemala – México incluida en la adjudicación del contrato respectivo. El estudio fue elaborado en cumplimiento de la norma nacional de Guatemala para la conexión de proyectos a la red (NTAUCT), tomando en cuenta los requisitos regionales solicitados por el EOR, utilizando la base de datos regional y el listado de requerimiento regionales (fallas, análisis, etc)¹¹. El estudio fue desarrollado por un prestigioso consultor centroamericano de origen costarricense, conocedor del sistema eléctrico de América Central por haber desarrollado estudios que incluyen los relacionados con el proyecto SIEPAC y los correspondientes Refuerzos Nacionales.

Los dos estudios mencionados demostraron que, de manera segura para México, Guatemala y resto de América Central, era posible para Guatemala importar 240 MW desde México. Es importante mencionar que con estos estudios el Regulador Nacional de Guatemala CNEE le dio la autorización de acceso a la capacidad de transporte en Guatemala y, además, EDC también le trasladó estos estudios a la CRIE el 08 de julio de 2016.

En este punto, es importante hacer mención de otros hechos relevantes sobre el Proyecto de Interconexión Guatemala - México que se encuentra en operación desde el año 2009. Guatemala no solo invirtió en la infraestructura propia de equipos de última generación para la transmisión de potencia y energía eléctrica, sino que también invirtió en una serie de equipos especiales y lógicas avanzadas de programación, para implementar acciones de protección, los cuales se encuentran implementadas y en operación desde el año 2009, con la finalidad de resguardar la Seguridad Operativa de México – Guatemala y Resto de Centro América. Este tipo protecciones especiales en la región se denominan Esquemas de Control Suplementario (ECS). En el caso de la Interconexión Guatemala – México, con base en la normativa nacional se implementaron más de seis esquemas que han demostrado en su operación, su efectividad para resguardar la seguridad operativa, haciendo factible y segura la interconexión. Entre estos esquemas se encuentra contemplado un ECS que ante la condición de sobrecarga en un transformador de la interconexión Los Brillantes 400/230 kV

¹⁰ GDN-009-2016 y GDN-011-2016

¹¹ Documentación enviada por el EOR, 19/10/2015 y EOR-DE-27-06-2016-445 (27/06/2016)

con capacidad 225 MVA, desconecta demanda en Guatemala para reducir la sobrecarga y mantener la mayor parte del tiempo el transformador en operación con la finalidad mantener cerrada la interconexión Guatemala-México, teniendo en cuenta la seguridad de la operación interconectada con América Central, este esquema se denomina ECS ESIM001. Todas las características de los componentes eléctricos de potencia de la Interconexión Guatemala – México y los Esquemas de Control Suplementario (ECS) son del conocimiento del EOR y de la región desde el año 2009; en mayo del 2009 se llevó a cabo una reunión con la participación del EOR, los OS/OM de la región, el OS/OM de México y el Agente Transportista de Guatemala involucrado, para analizar estos esquemas y todos estuvieron de acuerdo con su implementación y operación, para resguardar la seguridad operativa de la interconexión México-Guatemala y el resto de América Central.

Por lo anterior, extraña el cuestionamiento que hoy se hace sobre la existencia del ECS ESIM001 y su operación, esquema que en realidad ha contribuido a preservar la seguridad operativa, incluso ha desconectado demanda en Guatemala por eventos que han ocurrido en otras áreas de control de América Central. Además, es importante evidenciar que, entre otras cosas, este esquema no fue considerado por el consultor PNNL en el estudio que realizó sobre la transferencia Guatemala – México, y tampoco los demás ECS instalados y en operación en Guatemala desde el año 2009.

Por otra parte, en el contexto del expediente sancionatorio CRIE-PS-02-2016, la CRIE en su Providencia CRIE-PS-02-2016-04, resolvió solicitarle a la entidad Energía del Caribe, S.A., “... *presentar debidamente, los estudios que avalen un nuevo límite de transferencia, que cumplan con los criterios de calidad seguridad y desempeño y se garantice de esa forma la operación del SER.*”. Para la elaboración de los estudios requeridos, la entidad EDC contrató a la empresa Powertech Labs Inc¹², reconocida internacionalmente por su experiencia en estudios de análisis de la red, proyectos de generación, laboratorio de investigación y pruebas, con servicios prestados a muchos operadores de sistema a nivel mundial en distintos países, y además por ser el desarrollador del software para simulación de estudios eléctricos DSATools. Para la realización de los estudios, EDC solicitó al EOR las *Premisas Regionales para el Desarrollo de los Estudios Técnicos*, al igual que la Base de Datos Regional. Para ello el EOR convocó a reunión a todos los OS/OM¹³ de América Central para que proporcionaran sus requerimientos de análisis y simulaciones en resguardo de la seguridad operativa de cada uno de sus países, además de que el propio EOR hizo sus propios requerimientos. El EOR le remitió la Base de Datos y el documento de premisas¹⁴ para los estudios técnicos de conexión, base sobre la cual el consultor Powertech elaboró para EDC todos los análisis y estudios eléctricos requeridos; en el análisis se consideró 180 contingencias con transferencia de 120 MW y 16 con transferencia de 240 MW, excediendo en 174 las contingencias requeridas por el EOR. Los estudios de EDC demuestran que de manera segura es posible transferir 240 MW de México hacia Guatemala. Los estudios

¹² Sitio web <http://www.dsatools.com>

¹³ 22 de junio de 2016, Minuta_Reunión_CTSO-2016-06-22

¹⁴ Anexo I_Premisas_Estudios_Tec_EDC-CTSO-21marzo2017-R1

fueron entregados a la CRIE el 07 de agosto de 2017 y la entidad EDC en conjunto con el consultor Powertech llevaron a cabo presentaciones al CDMER¹⁵, exponiendo los resultados obtenidos. Además, se resolvieron consultas y dudas de la CRIE¹⁶ y del EOR¹⁷; los comentarios del EOR efectuados por escrito sobre los resultados de los estudios, fueron respondidos en la reunión conjunta sostenida EOR-EDC-Powertech y que EDC formalizó por medio de nota oficial a la CRIE el 08 de noviembre de 2017.

Abordando un tema ya mencionado en este documento, la CRIE por medio de la resolución CRIE-31-2017 de fecha 29 de junio de 2017, le solicitó al EOR llevar a cabo un estudio de transferencia entre Guatemala y México, en tres meses, con tres casos de análisis distintos de transferencia de potencia, de los cuales solo llevó a cabo un caso y fue realizado por consultor PNNL a solicitud de apoyo del EOR; el plazo establecido por CRIE no fue cumplido, ya que unos resultados estuvieron disponibles a finales de noviembre 2017 y otros estuvieron disponibles hasta abril 2018. Para el desarrollo de los estudios eléctricos el EOR elaboró sus Términos de Referencia, los cuales no fueron sometidos a consideración de los OS/OM de cada uno de los países de Centro América, como suele ser el procedimiento de coordinación contemplado en la región y en la regulación, para emitir opinión sobre el contenido del documento, ni se consultó al respecto, es decir, el EOR planteó el estudio de acuerdo a criterios propios, lo cual se evidencia por los criterios utilizados por PNNL en el estudio, los cuales están desapegados a lo establecido en el RMER, a lo que se tiene en la realidad y lo que se observa del comportamiento de la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER), aspectos que influyen significativamente en los resultados obtenidos.

Entre los criterios adoptados por el EOR desapegados a los establecidos en la regulación regional (RMER) para desarrollar estos estudios, se encuentra el hecho de que en los estudios de estabilidad transitoria se simularan secuencias de contingencias y que a ese conjunto de contingencias se le tipificara como contingencia simple (N-1), aplicando el criterio que no debe de haber desconexión de demanda de manera automática¹⁸. Sin embargo, la simulación de una secuencia de contingencias no es una contingencia simple; una secuencia consistente en la pérdida de un elemento, seguida por la supuesta actuación de un esquema (ECS) y que por ello se abra la interconexión Guatemala-México, con la correspondiente pérdida del suministro de la potencia importada por Guatemala, además de la pérdida del soporte ante contingencias asociado a dicha interconexión, definitivamente no puede ser calificada como *contingencia simple* y por tanto no es congruente la exigencia de no desconectar demanda de manera automática. La definición de Contingencia Simple contenida en el RMER, establece:

“b) Criterio de Contingencia Simple. ... la pérdida de un elemento por falla liberada por la protección primaria, o ... la pérdida de un elemento sin que ocurra falla:.. i. El sistema debe

¹⁵ La presentación de resultados al CDMER por parte de EDC-Powertech se llevó a cabo el día 12 de octubre 2017.

¹⁶ La reunión se CRIE-EDC-Powertech se llevó a cabo el día 11 de octubre de 2017.

¹⁷ La reunión se EOR-EDC-Powertech se llevó a cabo el día 13 de octubre de 2017.

¹⁸ RMER, Libro III, Capítulo 16, numeral 16.2.6.1, literal b.

permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje; ii. No deben producirse disparos en cascada; ...” (Literal b, numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER. El resaltado es propio)

El criterio adoptado por el EOR para ser simulado en el estudio por parte de PNNL, no es la pérdida de un elemento por falla en el propio elemento, sino que se simula la desconexión de varios elementos incluso en tiempos distintos de ocurrencia con una secuencia de varios eventos que le siguen a la primera falla; tampoco es la protección propia del primer elemento fallado la que actúa, ni es la de respaldo del primer elemento fallado, es la supuesta actuación de una protección suplementaria que derivado de la serie de fallas/eventos que le siguen al primer elemento fallado, provocan la supuesta actuación de la **protección suplementaria** (ECS). Como es evidente, el criterio adoptado por el EOR no es congruente con el Criterio de Contingencia Simple establecido en el RMER, por lo cual no se le puede aplicar la condición que no se debe desconectar carga en forma automática.

Lo requerido por el EOR para ser simulado por PNNL, tampoco cumple con el Criterio de Contingencia Múltiple¹⁹ establecido en el RMER, que dice: *“Ante la pérdida de dos o más elementos **con el mismo evento**, por una fallada liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más elementos sin que ocurra falla”*. No cumple porque no es que con la misma contingencia se pierdan dos elementos, ya que la simulación realizada y analizada es a distintos tiempos. Siguiendo el texto de la definición de Contingencia Múltiple en el RMER también se indica *“..., o **una contingencia simple seguida de otra contingencia simple** considerando que el sistema ha sido ajustado a un estado normal después de que ocurre **la primera contingencia**:...”*, tampoco encaja lo simulado por PNNL con el RMER, ya que lo simulado debería ser primera contingencia simple liberada por protección primaria haciendo que el sistema regrese a un estado normal y luego de eso una segunda contingencia simple liberada por protección primaria, **que no es igual a la simulación de** la pérdida de un elemento (N-1) + la supuesta actuación de un esquema (ECS) + la apertura de la interconexión Guatemala-México + la pérdida de la potencia importada de Guatemala + la pérdida de soporte ante contingencias asociada a la interconexión Guatemala-México. No obstante, en caso de que se le considerara una Contingencia Múltiple, el RMER establece dentro del mismo criterio de Contingencia Múltiple que se permite desconectar carga y generación, además, se indica que se permite la reducción de las transferencias (numeral 16.2.6.3) y sobrecargas temporales (16.2.6.4).

Cuando se menciona en los párrafos precedentes el hecho de una “supuesta actuación de un ECS”, en lo requerido por el EOR para ser simulado por PNNL, se basa en que para la actuación del esquema de bajo voltaje denominado “EDALTIBV”, se **“asumió”** en el estudio realizado por PNNL, que el esquema opera al cumplirse una de los dos condiciones para que el esquema actúe, es decir se tomó sólo la condición de potencia mayor a 300 MW para asumir que actúa el esquema, abriendo la línea de Interconexión Guatemala-México, esto en completo desapego a lo que físicamente está programado en la lógica de actuación y lo que ocurre en la realidad medido con equipos especializados. La realidad es que para que

¹⁹ RMER, Libro III, Capítulo 16, numeral 16.2.6.1, inciso “c)”

el ECS EDALTIBV proceda a enviar la orden de disparo de la línea de Interconexión GUA-MEX, se tienen que cumplir dos condiciones: i) la condición de potencia mayor a 300 MW y ii) la condición de bajo voltaje en el nodo de 400 kV en la Subestación Tapachula (México) por debajo de 97% por un tiempo de 11 ciclos. Lo comentado en este párrafo se origina por lo aseverado en el informe de PNNL²⁰, del cual se toma el extracto que dice:

*“...Therefore with the current model, **the action of this ECS can be assumed** by observing **only one of the conditions** for the relay (power increasing over 300 WM), and **assuming that the other condition is met** (voltage at or under 97%), based on EOR’s operational experience⁴.”* (el resaltado no es parte del texto original)

El EOR y PNNL en el estudio de transferencia, no consideraron todos los ECS implementados y en operación en Guatemala para la Interconexión Guatemala-México desde el año 2009, asumieron la actuación del ECS por bajo voltaje sin tomar en cuenta la realidad física de operación de dicho esquema, además de todo esto, no consideraron las protecciones propias de los bancos de transformación Los Brillantes 400/230 kV de capacidad 225 MVA, principalmente la protección de sobrecorriente que su curva inversa de protección está ajustada para iniciar en 110%, con lo cual la capacidad operativa del transformador es de 110%; esta información es del conocimiento del EOR desde el año 2009.

La distorsión de los resultados obtenidos en el estudio EOR-PNNL para la transferencia México-Guatemala se produce por la aplicación del criterio (que no es el que está establecido en el RMER) de que la simulación de varias fallas (contingencias) a tiempos distintos de ocurrencia, es una contingencia simple (N-1), sumado a presuponer erróneamente la actuación de un ECS fuera de la realidad física y discordante con los registros que se tienen con equipos especializados instalados en Guatemala que monitorean el comportamiento del sistema eléctrico. Pretender que bajo estas suposiciones no se produzca desconexión de carga automáticamente, como si se tratara de una Contingencia Simple, es completamente equivocado. La aplicación de esos criterios (fuera del RMER), son los que resultan en un nivel de transferencia de México a Guatemala, para época seca a 140 MW en demanda mínima y 190 MW en demanda media. En el caso de demanda máxima el resultado es de 210 MW, por no considerar la capacidad operativa de los bancos de transformación, que de otro modo sería de 240 MW.

Las primeras tres secciones del informe de resultados del estudio de transferencia México – Guatemala de PNNL, corroboran lo ya dicho por los otros estudios realizados en relación al mismo tema²¹. En el análisis de estabilidad de voltaje, corrobora que no se reduce la reserva de potencia reactiva y que no se degrada el voltaje en los demás países de América Central, ni los pone en riesgo de colapso de voltaje. En el análisis de estabilidad transitoria, bajo el análisis de contingencia simple (N-1) considerado en el RMER, corrobora que en

²⁰ Study of Power Transfer between Mexico and Central American Regional Electrical System, PNNL-27044, Report 1, November 2017, page 1.3

²¹ Estudio de transferencia AMM-CENACE, estudio de acceso al transpote EDC (NTAUCT), estudio EDC-Powertech requerido por CRIE-PS-02-2017-04.

todos los escenarios de demanda es posible importar 210 MW en Guatemala desde México, valor que sería de 240 MW de haber considerado PNNL el ajuste propio de la protección de los transformadores en la Subestación Los Brillantes.

A continuación se presenta un resumen de los comentarios más relevantes vertidos por el EOR y el AMM sobre los estudios asociados a la interconexión entre Guatemala y México.

Estudio AMM - CENACE		Estudio Energía del Caribe		Estudio PNNL Res CRIE-31-2017		Estudio EOR Res. CRIE-31-2017	
Comentario EOR	Comentario AMM	Comentario EOR	Comentario AMM	Comentario EOR	Comentario AMM	Comentario EOR	Comentario AMM
Escenario verano 2016, usa bases de datos y premisas propias. Simula contingencias solo en Guatemala, no en resto del SER.	Se utilizó la Base de Datos Regional con la que el EOR realiza los cálculos de la Máxima Transferencia de Potencia entre áreas de control del SER. Se evaluaron contingencias en Guatemala y en el SER, para el SER se evaluaron las más severas de acuerdo a como el EOR las califica.	Simula contingencias del SER, no evaluó todas las contingencias solicitadas.	EDC evaluó todas las contingencias que el EOR y los OS/OM le requirieron en las premisas para hacer estudios eléctricos. El consultor contratado evaluó contingencias adicionales a las requeridas por el EOR y los OS/OM.	No se desconecta carga automáticamente ante contingencia simple de acuerdo al RMER.	La normativa de Guatemala faculta al AMM para implementar las acciones que sean necesarias para preservar la seguridad operativa del sistema eléctrico. ECS ESIM001 está en operación desde 2009, protege la operación interconectada y fue analizado en conjunto entre EOR-CFE-ETCEE-OS/OM sin que su operación se haya cuestionado.	No se desconecta carga automáticamente ante contingencia simple de acuerdo al RMER.	La normativa de Guatemala faculta al AMM para implementar las acciones que sean necesarias para preservar la seguridad operativa del sistema eléctrico. ECS ESIM001 está en operación desde 2009, protege la operación interconectada y fue analizado en conjunto entre EOR-CFE-ETCEE-OS/OM sin que su operación se haya cuestionado.
Desconecta carga automáticamente ante contingencia simple que sobrecargan los transformadores de Los Brillantes. No está en los CCSD.	La normativa de Guatemala faculta al AMM para implementar las acciones que sean necesarias para preservar la seguridad operativa del sistema eléctrico. ECS ESIM001 está en operación desde 2009, protege la operación interconectada y fue analizado en conjunto entre EOR-CFE-ETCEE-OS/OM sin que su operación se haya cuestionado.			Los estudios realizados por PNNL y el EOR, respecto contingencia simple (N-1) están conforme lo indicado en el RMER que indica: No se debe desconectar carga en forma automática ni reducir las transferencias entre países.	Los estudios del EOR y PNNL no están de acuerdo con lo que define el RMER como criterio de contingencia simple (N-1): "...la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ... la pérdida de un elemento sin que ocurra falla..." (Libro II del RMER, numeral 16.2.6.1). Lo simulado por PNNL no es una contingencia simple (N-1); se simulan contingencias seguidas de otras contingencias a tiempos de ocurrencia distintos.		
Los estudios del Agente Energía del Caribe S.A. y AMM no fueron presentados para el trámite de acceso a la RTR. Los estudios de PNNL y el EOR son en el marco de la Resolución CRIE-31-2017.	Los enlaces extraregionales no están sujetos a la regulación regional y no requieren autorización regional para operar. Los estudios del AMM le fueron trasladados al EOR para que se verifique que no existe riesgo para el SER por intercambios de hasta 240 MW. Los estudios de EDC fueron realizados a requerimiento de la CRIE (CRIE-PS-02-2016-04).			En los estudios realizados por PNNL y EOR, se simuló contingencias simples (N-1) cuya consecuencia es la apertura de la línea de interconexión entre México y Guatemala, en los estudios realizados por EDC y OS/OM esto no se realizó.	Lo simulado por el EOR y PNNL son secuencias de varias contingencias, además de la actuación de un ECS bajo criterios que no corresponden a la realidad física y lógica de actuación. Esa serie de eventos no puede ser considerada como una contingencia simple (N-1), por lo que los resultados de sus estudios no son correctos.		
				La realización de cualquier otro estudio conforme a los CCSD del RMER resultará en valores muy similares a los calculados por PNNL o el EOR.	Si se consideran los CCSD como están escritos en el RMER, así como la realidad física y operativa, los resultados serán distintos.		

Conclusiones

Se concluye que el trabajo realizado por el EOR y por PNNL en sus estudios eléctricos, no aporta resultados correctos porque no está en estricto apego al RMER, al incorporar una serie de criterios que no están de acuerdo con dicha reglamentación ni con la realidad física de la operación del Sistema Eléctrico Regional, con lo cual no puede afirmarse que existe riesgo para la seguridad operativa del sistema eléctrico de América Central, cuando las importaciones que Guatemala realiza desde México superan los valores obtenidos en esos estudios.

Los estudios realizados en Guatemala por el Operador de Sistema y Mercado en conjunto con el Operador de Sistema y Mercado de México, y los estudios realizados por EDC para el acceso al transporte y los requeridos a dicha entidad por la CRIE, demuestran, que de manera segura y confiable es posible transferir 240 MW de México a Guatemala, sin efectos adversos para la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional.

Durante los años que se ha operado la interconexión entre Guatemala y México, se ha demostrado claramente que no existe riesgo para la seguridad del sistema eléctrico de América Central sino que al contrario, se ha contribuido a superar diversas fallas que de otro modo habrían conducido al colapso del sistema eléctrico regional.

Guatemala ha instalado sistemas y equipos para proteger la seguridad de los sistemas interconectados, que actúan solamente en Guatemala para impedir que alguna contingencia se propague hacia los sistemas eléctricos de los demás países. Dichos sistemas han mantenido la seguridad de la operación interconectada, incluso ante fallas originadas en el resto de los países de América Central.

Por tanto, es totalmente injustificado que, como lo ha hecho desde octubre de 2016, el EOR proceda de manera unilateral a ordenar reiteradamente la desconexión del sistema eléctrico de Guatemala de los demás sistemas de América Central, causando por dicha decisión afectaciones a las transacciones del MER y perjuicios económicos a sus Agentes, además del riesgo operativo y vulnerabilidad que ha provocado al fragmentar el sistema eléctrico regional, afectaciones que caen bajo su sola responsabilidad y de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, que inexplicablemente ha avalado dichas decisiones²².

No obstante, tomando en cuenta que la divergencia surgida sobre los resultados de los diferentes estudios se ha convertido en un serio obstáculo para el funcionamiento conjunto del mercado bilateral de Guatemala y México y el Mercado Eléctrico Regional, el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) ha solicitado al EOR la realización de un nuevo estudio relativo a las Máximas Transferencias de Potencia entre México y Guatemala, para lo cual la Secretaría Ejecutiva de dicho Consejo está preparando los Términos de Referencia correspondientes, incluyendo al menos lo siguiente:

- El análisis de los antecedentes,
- Las premisas de realización del estudio
- Coordinación con el operador de sistema y de mercado de Guatemala, y
- El compromiso de aceptación de los resultados.

Al respecto, el Administrador del Mercado Mayorista considera muy positiva la intervención del CDMER y manifiesta su completa disponibilidad para colaborar con esta iniciativa en lo que esté a su alcance, con la expectativa de dar una solución definitiva a la problemática surgida y evitar un mayor deterioro de la operación interconectada.

²² Resoluciones CRIE-12-2018, CRIE-59-2018 y CRIE-33-2019.

Se tiene conocimiento de la respuesta del EOR al CDMER, indicando que ya remitió a la CRIE los estudios requeridos por la resolución CRIE-31-2017, y que para realizar un nuevo estudio se necesita la aprobación e instrucción de la CRIE. Asimismo, se tiene conocimiento que ante la respuesta dada por el EOR, el CDMER se dirigió a la CRIE para que se autorice realizar el nuevo estudio. La respuesta de CRIE fue que no es necesaria la autorización de dicha Comisión, partiendo de que ello es responsabilidad del EOR.

De lo anterior, puede concluirse que la realización del nuevo estudio solicitado por el CDMER para dar solución a las divergencias surgidas sobre las Máximas Transferencias de Potencia entre México y Guatemala, depende de la disposición del EOR para hacerlo.