

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-75-2018, emitida el veintiséis de julio de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-75-2018
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que de conformidad con la minuta WEBEX, del día 20 de junio de 2016, el AMM y el CENACE de México sostuvieron una reunión con el objetivo de la implementación del Esquema de Control Suplementario (ECS) por bajo voltaje en la línea de interconexión Los Brillantes – Tapachula 400 kV (Guatemala – México).

II

Que el EOR mediante nota EOR-DE-24-10-2016-684, del 24 de octubre de 2016, informó a la CRIE sobre el actuar del AMM durante la operación en tiempo real del día 18 de octubre de 2016. En dicho reporte se incluyó un resumen del comportamiento de los flujos de potencia a través de la línea México – Guatemala.

III

Que en la sesión de la Junta de Comisionados No. 114, celebrada los días 29 y 30 de mayo de 2017, se llevó a cabo la “Reunión Bilateral CRIE-EOR”, en la cual el EOR realizó una presentación titulada “Efectos adversos técnicos comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala” (Punto Décimo Noveno del acta de dicha sesión).

IV

Que mediante nota CRIE-SE-SV-113-06-06-2017, del 6 de junio de 2017, esta Comisión solicitó al EOR los criterios técnicos y regulatorios que utilizó para la reducción de transferencias y/o realizar aperturas de la interconexión, en relación con la medida cautelar establecida en CRIE-PS-02-2016-04.

V

Que el EOR mediante nota EOR-DE-10-06-2017-701, de 10 de junio de 2017, remitió una explicación de los criterios técnicos y regulatorios utilizados para la reducción de transferencias y/o la realización de aperturas de interconexión; y las validaciones eléctricas que sustentaron los redespachos que el EOR realizó a cada situación.

VI

Que mediante memorial de fecha 21 de septiembre de 2017, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) presentó una *solicitud de investigación* contra el Ente Operador Regional –EOR-, por la presentación denominada “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala*”, presentada

el día 30 de mayo de 2017, en la reunión bilateral de las Juntas Directivas CRIE-EOR, celebrada en San Salvador, El Salvador.

VII

Que por medio de la nota EOR-DE-23-11-2017-972, del 23 de noviembre de 2017, el EOR comunicó que en atención de lo solicitado en la Resolución CRIE-31-2017, como resultado de un estudio de seguridad operativa actualizado realizado por el *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL), se establecieron los nuevos límites de transferencia de potencia para condiciones de verano (noviembre 2017 a mayo 2018), aplicables a partir del 25 de noviembre de 2017.

VIII

Que mediante nota CRIE-SE-SV-22-29-01-2018, de 29 de enero de 2018, la CRIE solicitó al EOR los estudios técnicos realizados que respaldan y soportan la información y resultados presentados en el Informe “Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala”, presentado el día 30 de mayo de 2017; y el informe de “Comportamiento del SER, ante contingencias simples y disparo de la interconexión Tapachula-Los Brillantes”.

IX

Que mediante nota EOR-06-02-2018-032, de 06 de febrero de 2018, el EOR remitió la información solicitada en el numeral anterior.

X

Que el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), mediante memorial, de fecha 03 de marzo de 2018, solicitó a esta Comisión tener por señalado un nuevo lugar para recibir notificaciones.

XI

Que mediante nota GMEI-015-2018, de fecha 18 de mayo de 2018, el AMM solicitó que se efectúe el análisis técnico y legal de la solicitud de investigación relacionada y se cotejen datos y evalúen supuestos y resultados de la Presentación (e incluso del informe), conforme la información real recopilada de los eventos y parámetros aceptables en la ingeniería eléctrica.

XII

Que en fecha 24 de mayo de 2018, el AMM realizó una presentación ante la Junta de Comisionados de CRIE titulada “*Solicitud de Investigación. Información Incorrecta presentada ante la CRIE*”.

CONSIDERANDO:

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), crea en su artículo 19 a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y la define como “(...) *el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, (...)*”. Por su parte el artículo 22 del citado tratado establece que entre los objetivos generales de la CRIE, está el: “(...) *a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios...*”; y

entre sus facultades, según el artículo 23 de la norma de cita "...h. Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos (...)".

II

Que mediante Resolución CRIE-P-28-2013, publicada el 7 de enero de 2014, esta Comisión, aprobó el Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, reglamento que tiene por objetivo comprobar los incumplimientos a la normativa regional atribuibles a los Agentes, Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OM) y Ente Operador Regional (EOR), según la tipificación establecida en los artículos 30, 31 y 32 del Segundo Protocolo, los cuales, de ser comprobados, pueden ser sancionados de acuerdo a lo establecido en los artículos 37 y 38 del Segundo Protocolo.

III

Que para efectos de atender el presente asunto se tiene lo siguiente:

I. ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR LA FORMA

1. Legitimación

De acuerdo con lo establecido en artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, el AMM, como OS/OM tiene legitimación para presentar una solicitud de investigación cuando tenga conocimiento de hechos susceptibles de infracción administrativa.

2. Representación

El ingeniero Elmer Rogelio Ruiz Mancilla es el Gerente de Desarrollo Normativo del AMM, quien se encuentra facultado para actuar en nombre del mencionado operador, según acredita con: i) copia legalizada del nombramiento, contenida en acta notarial de 03 de diciembre de 2014, autorizada por la notaria Mariela Eulalia Hidalgo Morales y su razón de inscripción en el Registro de Personas Jurídicas del Ministerio de Gobernación de la República de Guatemala; acta notarial de fecha 20 de septiembre de 2017, autorizada por el notario Gerardo Arturo López Bohr mediante la cual se hace constar el contenido de la resolución de efecto inmediato número 1852-01 de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que obra en acta número 1852, correspondiente a la sesión celebrada el 24 de octubre de 2017.

3. Cumplimiento de formalidades de la denuncia

El AMM ha presentado formalmente una *solicitud de investigación* por escrito; en el entendido de esta Comisión que ha intentado seguir las premisas establecidas en el numeral 2.4.2 del Libro IV del RMER, que se refiere a que **cualquier persona puede solicitar a la CRIE que investigue** las conductas del numeral 2.2.1 del Libro IV del RMER (conductas anómalas o conductas de mercado inapropiadas que resulten posibles abusos de poder de mercado; defectos y otras ineficiencias de la Regulación Regional, que den lugar a conductas de mercado inapropiadas o que son contrarias a la operación de un mercado competitivo; y, fallas e ineficiencias en el diseño y estructura del MER); sin embargo, las investigaciones se refieren a los últimos tres aspectos descritos previamente. Asimismo, conforme con el artículo 2 del Reglamento de Atención de Solicitudes ante la CRIE, éste tiene carácter de norma supletoria; y, por lo tanto, será aplicable en los casos en que la normativa regional no haya establecido procedimiento específico. En vista que, el AMM ha señalado los posibles incumplimientos a la normativa regional que, a su juicio, ha cometido el EOR,

fundamentado en argumentos técnicos y normativos del RMER; en aplicación del principio anti formalista, según el inciso b) de la Parte A del artículo 8 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, la solicitud de investigación presentada por el AMM debe ser tratada como una *denuncia*, ya que en la página 4 de su memorial se incluye la letra “*c De la conducta del Ente Operador Regional que vulnera la regulación regional*”. Además, de acuerdo con el principio jurídico “*iura novit curia*” (el juez conoce el Derecho); y, de los artículos 21 y ss. del Segundo Protocolo al Tratado Marco, la solicitud del AMM deberá regirse conforme con el párrafo 4° del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

4. Prueba ofrecida

Según el inciso final del artículo 21 y el artículo 22 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, la denuncia debe ir fundamentada en los aspectos técnicos, normativos, pruebas suficientes y otros que correspondan. En tal sentido, el AMM ha agregado la siguiente prueba:

I. Documentales:

A. En copia simple:

1. Impresión de la presentación titulada “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala*”, en 43 diapositivas;
2. Gráficas de la información recopilada por el AMM con sus Unidades de Medición Fasorial (PMU por sus siglas en Inglés) para las contingencias del SER ocurridas el 09 y 16 de enero de 2017, 16 y 21 de marzo de 2017, 27 de junio 2017 y 01 de julio de 2017, en las que se pueden identificar los eventos ocurridos durante la contingencias;
3. Simulaciones realizadas por el AMM con la base de datos del EOR proporcionado para “ANÁLISIS TECNICO DEL EOR SOBRE EL AJUSTE DEL CRITERIO DE FRECUENCIA EN EL ESQUEMA DE CONTROL SUPLEMENTARIO PROPUESTO PARA SU IMPLEMENTACIÓN”, de fecha 21 de julio de 2017;
4. Documento denominado “Sensibilidad”, relacionado con los efectos de la interconexión y el intercambio México-Guatemala, presentada por el EOR en noviembre de 2016;

B. En poder del EOR: que deberán requerírsele y que consiste en:

1. Base de datos y todos los archivos, que permitan replicar las sensibilidades realizadas por el EOR que se muestren en el informe de noviembre de 2016.
2. Informe de los Estudios Eléctricos de los que haya obtenido el razonamiento expuesto en la presentación “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala*”.
3. Base de datos y todos los archivos, que permitan replicar las sensibilidades mostradas por el EOR en su presentación “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala*”.

II. Dictamen de expertos, cuyos puntos y peritos propondré oportunamente.

III. Presunciones legales y humanas que del proceso deriven.

NORMATIVA APLICABLE

a) Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

Artículo 2: “Los fines del Tratado son: a. Establecer los derechos y obligaciones de las Partes (...) e. Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región (...)”.

Artículo 28: “Los principales objetivos y funciones del EOR son; (...) b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad (...)”.

b) RMER

Libro I

Numeral 1.5.3.2: “En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de:

- a) Cumplir y aplicar la Regulación Regional;
- b) Coordinar con los OS/OM la operación técnica y comercial del MER y de la RTR, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento; (...)
 - i Dirigir y coordinar la operación técnica del SER;
 - ii. Adoptar las medidas que considere conveniente para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoría 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; (...)”.

Libro II

Numeral 5.14.1: “Como parte del proceso de coordinación del predespacho, el EOR deberá efectuar una validación eléctrica del mismo, para lo cual utilizará las herramientas y criterios aplicables a los análisis de seguridad operativa definidos en el Libro III del RMER”.

Numeral 5.17.7.1: “El redespacho en el MER consistirá en la actualización de las transacciones programadas cuando se presenten o prevean modificaciones a las condiciones con la cuales se realizó el predespacho que así lo ameriten. El redespacho se efectuará con las mismas ofertas y reglas del predespacho respectivo. Se considerarán como causales de redespacho en el MER, las siguientes: (...):

- f) Cambios requeridos al predespacho como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR, conforme se define en el numeral 5.14; y (...)”.

Libro III

Numeral 5.2.2: “Los estudios de seguridad operativa tendrán como objetivo determinar las medidas a ser adoptadas nacional y regionalmente para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del

SER. Para ello, se deberá presentar la evolución esperada de la cargabilidad de los elementos de la RTR y los límites técnicos para la operación de las instalaciones, así como las violaciones a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Regionales. La seguridad operativa deberá proveer información y señales a los Agentes sobre las inversiones en generación y transmisión requeridas para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación.”

Numeral 5.2.5.2: “*Dependiendo del alcance del estudio, este podrá contener uno (1) o varios de los siguientes análisis:*

- a) Estudios de flujo de carga;*
- b) Análisis de estabilidad transitoria y dinámica; (...)*
- i) Otros análisis que a criterio del EOR sean necesarios.”*

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 CCSO, 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 16.2.4.2: “*Los criterios de seguridad son requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional con el objetivo de mantener una operación estable y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.”*

Numeral 16.2.6.1: “*(...) b) Criterio de Contingencia Simple. Ante la pérdida de un elemento por falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla:*

- i. El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;*
- ii. No deben producirse disparos en cascada;*
- iii. La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo y;*
- iv. Voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.*

Para cumplir con los anteriores requerimientos, no se debe:

- i. Desconectar carga en forma automática;*
- ii. Reducir las transferencias entre países.”*

II. ANÁLISIS DE LA DENUNCIA POR EL FONDO

Precisión necesaria

Previo al análisis de la denuncia presentada, es importante mencionar que el contenido de la presentación del EOR, en la reunión bilateral sostenida entre la CRIE y el EOR, celebrada el 30 de mayo de 2017, es el siguiente:

1. Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala.
2. Entrega de información fundamental para el desarrollo de los estudios de Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Generación y Transmisión Regional 2018-2027.
3. Armonización regulatoria para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el SER y las que no se conectan directamente a la RTR.

4. Avances del proyecto de mitigación de las Oscilaciones Electromecánicas No Amortiguadas en el SER.
5. Implementación del cálculo de las Capacidades de Transferencia en forma dinámica y frecuente.
6. Avance de la ejecución de la Auditoría Técnica 2014-2015, Proyectos Estratégicos. Seguimiento a solicitud de ajuste presupuestario por el EOR.

De acuerdo con la certificación del punto de acta mencionada, el punto No. 1 no estaba previsto en la agenda preliminar acordada, sino que su inclusión fue a solicitud del EOR, mediante el cual expuso los efectos adversos técnicos y comerciales del SER, por la operación sobre el límite de 120 MW en la interconexión Guatemala-México. Dicha presentación en *power point* fue un *instrumento visual de apoyo a la exposición* del tema abordado, pero no existe la certeza de la exposición oral, preguntas o respuestas realizadas durante el desarrollo de la misma, que permitiese ahondar los aspectos ahí señalados, ni se configura como una declaración de voluntad con las características de un acto administrativo. Adicionalmente, esta Comisión no acordó puntos resolutivos relacionados a ningún aspecto de la seguridad operativa del MER, derivados de la presentación realizada por el EOR.

A continuación, se resumen los argumentos señalados por el AMM y su respectivo análisis:

Diapositiva 7: Argumento 1: Condición operativa que presenta el EOR considera una inyección de 240 MW, con variación de +/- 30MW en la subestación Los Brillantes.

“(...) en este punto, cabe tomar en cuenta que, apenas en noviembre de 2016, el EOR utilizaba un valor de +50 MW en sus simulaciones (sin considerar la parte negativa de esa supuesta variabilidad), con lo cual se aprecia ligereza del cambio, al variar en mayo 2017 dicho valor, lo cual solo se puede explicar por un proceder arbitrario, al que también se llega sin que medie un análisis que lo sustente. El valor de ± 30 MW que ahora toma, carece igualmente de un análisis que lo sustente”.

ANÁLISIS CRIE: El Tratado Marco le confiere al EOR el objetivo y función de asegurar que el despacho regional de energía se realice procurando alcanzar niveles adecuados de calidad, seguridad y confiabilidad; en tal sentido, el RMER en su numeral 5.2.2 del Libro III, establece que los estudios de seguridad operativa tendrán como objetivo determinar las medidas a ser adoptadas nacional y regionalmente para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER. Para ello, se deberá presentar ***la evolución esperada de la cargabilidad de los elementos de la RTR*** y los límites técnicos para la operación de las instalaciones, así como las violaciones de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Regionales (CCSD).

En tal sentido, como parte de los estudios y evaluaciones de seguridad operativa que el EOR ha desarrollado con el propósito de identificar las restricciones eléctricas a considerar en la operación del SER de manera que se asegure la calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro del servicio eléctrico, el operador regional analizó el impacto que tendría en la operación del SER, el incremento de 120 a 240 MW en las intercambios entre México y Guatemala. Adicionalmente, el EOR consideró como parte de su análisis de seguridad operativa las diferencias de potencia entre lo real y lo programado que se ha observado en la operación en tiempo real, que han alcanzado valores por el orden de *46 MW (según registros históricos).

A modo de ejemplificar lo expuesto en el párrafo anterior, de acuerdo a información remitida por el EOR a través de nota EOR-DE-24-10-2016-684, de fecha 24 de octubre de 2016, el operador regional reportó sobre el actuar del AMM durante la operación en tiempo real del día 18 de octubre



de 2016. En dicho reporte se incluyó un resumen del comportamiento de los flujos de potencia a través de la línea México – Guatemala. A continuación se presenta un resumen del citado reporte:

HORA	VALOR PROGRAMADO (CONFIRMADO CON EL OPERADOR DEL AMM)	VALOR MÁXIMO REGISTRADO (EN TIEMPO REAL)
00:00	180	226.3
01:00	240	192.4
02:00	210	131.3
03:00	230	127.4

De la tabla anterior podemos advertir que durante la hora cero, el AMM tenía programado una transferencia entre México y Guatemala de 180 MW, sin embargo, en tiempo real se registró un flujo de potencia máximo de 226.3 MW, lo cual representa una desviación de potencia respecto a la valor programado del orden de 46.3 MW.

En el siguiente gráfico se puede observar el comportamiento de las desviaciones en tiempo real que se registraron en el enlace México – Guatemala, durante la operación del día 18 de octubre de 2016:



Por otro lado, con relación a la no inclusión de la componente negativa de la desviación, una de las razones por las cuales no fue incluida en el análisis de impacto al incrementar las transferencias México – Guatemala, es precisamente el hecho que el caso más restrictivo corresponde a la parte positiva de la desviación esto es:

- $240 + 50 = 290$ MW (caso más crítico)
- $240 - 50 = 190$ MW (caso menos crítico)



El comportamiento de las desviaciones en tiempo real es de carácter oscilatorio, es decir, que éste puede mejorar (reduciendo la magnitud de las desviaciones) o bien empeorar (incrementando su magnitud), lo que explica el por qué del cambio del monto de la desviación en el tiempo pasando de ± 50 MW a ± 30 MW.

Por todo lo anterior, al considerar dentro de los análisis de seguridad operativa la componente positiva de las desviaciones de potencia, se está evaluando la máxima cargabilidad a la que se podría estar sometiendo a los elementos que integran la RTR, tal y como lo establece el numeral 5.2.2 del Libro III del RMER, razón por la cual no lleva razón el AMM al indicar que la inclusión de las desviaciones no tiene análisis que lo sustente.

Diapositiva 7:

Argumento 2.1: *“Aseveró el EOR que por bajo voltaje en la interconexión Guatemala – México se activa el EDACBF y que, la activación recurrente de dicho esquema produce afectaciones económicas para el MER (...)”.*

ANÁLISIS CRIE: Previo a profundizar en el análisis del argumento del AMM, es preciso aclarar lo expresado por el EOR en la presentación titulada “*Reunión Bilateral Juntas Directivas CRIE-EOR*”, de fecha 30 de mayo de 2017; siendo el caso que en el numeral 2 de la diapositiva denominada “*La seguridad operativa del SER y apertura de las interconexiones*” se incluyó el siguiente comentario: “*Si se produce una desconexión de generación del orden de 130 MW a 160 MW, se producen dos eventos en cascada, se desconecta por bajo voltaje la interconexión Guatemala – México y se activa*” EDCBF (el subrayado es propio).

De lo anterior, se puede observar que el EOR no aseveró en su presentación lo expresado por el AMM, en el sentido que por bajo voltaje en la interconexión México Guatemala se activa el Esquema de Disparo Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF), sino que ante la ocurrencia de una contingencia simple se producen dos eventos en cascada (el disparo de la línea Guatemala – México por bajo voltaje y la operación del EDACBF), mismos que según la normativa regional no es permitido. Por lo anterior, no lleva razón el AMM en el argumento presentado.

Argumento 2.2: *“El AMM expone que “de hecho, el RMER permite la desconexión de demanda y generación para afrontar contingencias múltiples, contrario al criterio que está queriendo utilizar el EOR de no llegar a la actuación del EDACBF ante la ocurrencia de contingencias múltiples”.*

ANÁLISIS CRIE: Los incisos c) y d) del numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER establecen que ante contingencias múltiple y extrema es permitida la desconexión de carga y generación, situación que posibilita la implementación de Esquemas de Control Suplementario (ECS) para tal efecto. Sin embargo, para el caso que nos compete, ante la ocurrencia de una contingencia simple (N-1), el sistema debe ser capaz de afrontar sus efectos, (desconexión de un generador de Guatemala o en el resto del SER) por lo que no deben ocurrir desconexiones de carga de forma automática ni debe haber reducción en las transferencias entre países (inciso b), numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER).

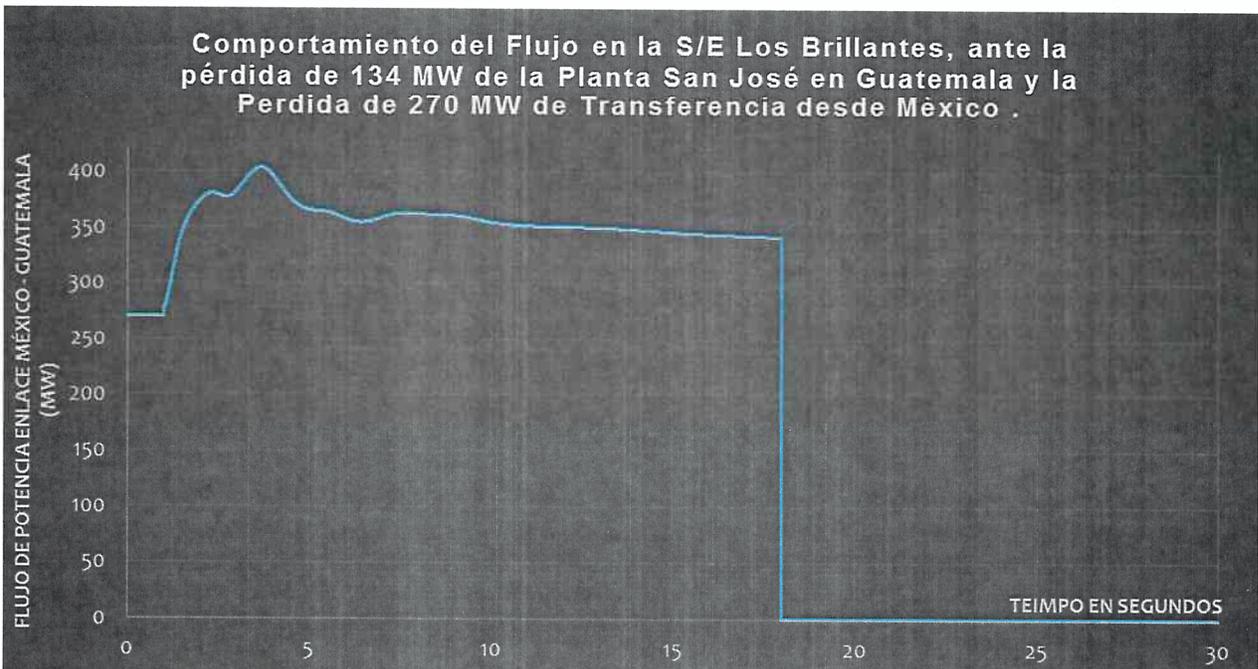
El EOR ha evaluado contingencias simples, (salida de un elemento de generación, transformación, compensación reactiva, línea de transmisión, entre otros). En tal sentido, el RMER establece que el Sistema debe ser capaz de sobrellevar dicha falla sin tener que recurrir a la desconexión de carga de forma automática o a la reducción de transferencias entre países para el cumplimiento de los



Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), por lo que la implementación de ECS aplica únicamente ante la ocurrencia de contingencias múltiples o extremas. Por lo anterior, no lleva razón el AMM en su argumento.

Diapositiva 8: Argumento 3: “En el caso de la sensibilidad #1, el EOR supuso un disparo en la Planta San José, en el área de control de Guatemala, en el que se pierden 134 MW de generación. El AMM expone que “a partir del cual afirma que la inyección de potencia entre México y Guatemala a través de Los Brillantes se incrementa a 426 MW. No es cierto que con un escenario como el construido se produzca una inyección de 426 MW, como afirma el EOR, pues aun tomando flujos en la interconexión binacional de 120 MW o de 240 MW y atendiendo la variabilidad propuesta (± 30 MW), ningún resultado de 426 MW es posible”.

ANÁLISIS CRIE: Al revisar el Informe “Comportamiento del SER, ante contingencias simples y disparo de la línea de interconexión Tapachula – Los Brillantes (México – Guatemala) con transferencias programadas superiores a 120 MW”, de fecha junio de 2017 del EOR, se pudo observar que al evaluar la contingencia asociada a la salida de la central San José en el área de control de Guatemala, para el escenario de demanda media, el flujo de potencia activa registrado en el enlace México – Guatemala 400 kV alcanzó un valor máximo de 403.91 MW, tal y como se muestra en el gráfico a continuación:



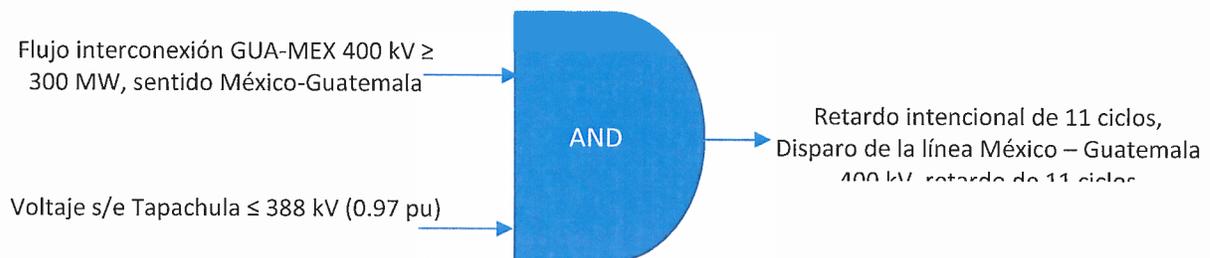
De lo anterior, podemos observar que el flujo de potencia activa nunca alcanza el valor de 426 MW, presentado por el EOR en la presentación de mayo 2017; sin embargo, debe indicarse que a pesar que ambos valores son diferentes éstos acarrear violaciones a los CCSD.

Diapositiva 8 Argumento 4: “No es explicable cómo el EOR pudo llegar a una conclusión como la que presentó, sin mostrar la gráfica del comportamiento del voltaje en la subestación Tapachula o por lo menos el voltaje de la subestación Los Brillantes en el nodo de 400 kV. Ello hace imposible de corroborar que, con la pérdida de 134 MW de generación en Guatemala se alcancen los umbrales de actuación del ECS por bajo voltaje”.

ANÁLISIS CRIE: Al revisar la presentación de mayo de 2017 realizada por el EOR, se pudo verificar que la misma no contiene los resultados de las simulaciones que muestre el comportamiento del voltaje y potencia activa medidos en la subestación Tapachula o en la subestación Los Brillantes, con los que se demuestre el cumplimiento de las condiciones necesarias para la operación del ECS por bajo voltaje implementado en la subestación Tapachula.

Sin embargo, el EOR ha informado a esta Comisión sobre eventos reales ocurridos en el SER que han provocado el incremento en los flujos de potencia desde México y la subsecuente operación del ECS por bajo voltaje implementado en la subestación Tapachula, tal es el caso del disparo de la línea Masaya – San Martín 230 kV, los días 5 de septiembre de 2016 y 26 de noviembre de 2016.

De igual forma, es importante mencionar que según información presentada a esta Comisión por el operador nacional de Guatemala, considerando el incremento en los flujos de potencia desde el sistema eléctrico mexicano, el AMM y el CENACE acordaron la implementación de un Esquema de Control Suplementario (ECS) por bajo voltaje en la línea de interconexión Los Brillantes – Tapachula 400 kV (Guatemala – México), con la siguiente lógica operativa:

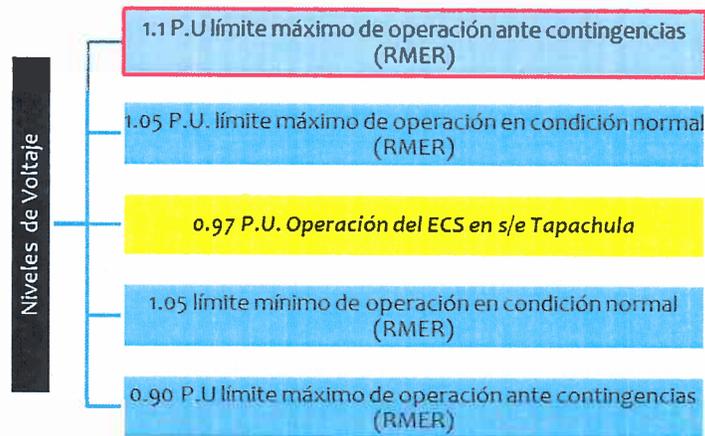


Fuente: Minuta de reunión webex (AMM/CENACE) 20 de junio de 2016.

Según consta en la minuta de reunión webex sostenida entre el AMM y el CENACE de México, el día 20 de junio de 2016, el objetivo de la implementación del ECS descrito anteriormente, es evitar afectar la operación normal de la carga en Tapachula y evitar un colapso de tensión en dicha subestación, ante la ocurrencia de contingencias de generación en Guatemala que provoquen el abatimiento del voltaje en la subestación Tapachula por fuera de los límites operativos establecidos por CENACE.

Llama la atención el umbral de voltaje al que se encuentra programada la operación del ECS por bajo voltaje en la subestación Tapachula, ya que el mismo está muy por encima del límite de voltaje mínimo permitido por el RMER ante operación normal sin contingencia. Situación que demuestra una clara discrepancia con la normativa regional vigente.





En tal sentido, al revisar la información complementaria presentada por el EOR, se pudo observar los resultados de las simulaciones realizadas, los cuales para efectos de interés se resumen a continuación:

Resultados para Demanda Media

Parámetro	Condición Voltaje		Condición Potencia Activa		Disparo	Diferencia
	Voltaje < 0.97 pu	Tiempo (Seg)	Flujo THP-LBR > 300 MW	Tiempo (Seg)	Tiempo (Seg)	
C1	no hay dato	0	300.1321	1.1760	18.0007	16.8247
C2	0.9699	1.9900	300.8908	2.0780	3.8009	1.7229
C3	0.9700	1.9130	300.3290	2.0010	3.6009	1.5999
C4	Nunca		nunca		5.00082	
C5	0.9699	1.1210	301.5231	1.1760	2.5000	1.3240

Resultados para Demanda Mínima

Parámetro	Condición Voltaje		Condición Potencia Activa		Disparo	Diferencia
	Voltaje < 0.97 pu	Tiempo (Seg)	Flujo THP-LBR > 300 MW	Tiempo (Seg)	Tiempo (Seg)	
C1	0.9683	0	301.1432	1.1540	3.4009	2.2469
C2	0.9685	0.0000	301.2641	1.8690	3.2010	1.3319
C3	0.9683	0.0000	300.3488	1.8140	3.1010	1.2869
C4	0.9683	0	nunca		7.001	
C5	0.9681	0.0000	300.6838	1.1210	3.3009	2.1799

De lo anterior, podemos observar que, en ninguno de los casos analizados se cumplieron las premisas de actuación del Esquema de Disparo transferido por Bajo Voltaje instalado en la subestación Tapachula, observándose lo siguiente:

1. Para el caso de demanda media y la evaluación de la contingencia C1 (Salida de la planta San José en el área de control de Guatemala), no se incluyó la medición del voltaje en la barra de 400 kV en la subestación Tapachula, por lo que no hay manera de saber si se alcanzó el umbral de operación del esquema de disparo transferido por bajo voltaje.
2. Existencia de casos en los que nunca se alcanzaron las condiciones necesarias para la operación del esquema de disparo transferido; sin embargo, se registró la apertura de la línea México – Guatemala.
3. En ninguno de los casos se cumplió el tiempo de retardo intencional programado en la lógica de operación del esquema de disparo transferido equivalente a 11 ciclos.

Al revisar la información presentada por el EOR se pudo observar que si existen las simulaciones de voltaje y potencia activa. Por lo anterior, no lleva razón el AMM en su argumento.

5. **Argumento 5.1:** *“En el caso de sensibilidad #2, demanda mínima, el EOR cambió su análisis de la sensibilidad de noviembre 2016, en el que entonces utilizaba pérdidas de generación en Panamá. En la presentación de mayo, en cambio, utilizó como falla testigo la pérdida de generación en Guatemala”.*

ANÁLISIS CRIE: Con relación a las contingencias evaluadas, es importante tomar en cuenta que las mismas fueron evaluadas considerando escenarios operativos diferentes (bases de datos noviembre 2016 y base de datos mayo 2017); en tal sentido, uno de los principales objetivos correspondería a la evaluación de los escenarios más restrictivos o aquellos en los que se estrese más al Sistema Eléctrico Regional. Por lo anterior, no lleva razón el AMM en su argumento por cuanto el cambio de fallas evaluadas es técnicamente posible y correcto, asimismo contemplado en el Capítulo 5.2. del Libro III del RMER.

Argumento 5.2: El AMM expuso que *“el EOR omitió mostrar la gráfica del comportamiento del flujo de potencia en la interconexión entre Guatemala y México, por lo que no se puede corroborar que el flujo en la simulación se incrementó a 400 MW, como lo sostiene el EOR en dicha diapositiva 9”.*

ANÁLISIS CRIE: Al revisar la información proporcionada por el EOR se pudo constatar la existencia de los gráficos de flujos de potencia en la interconexión Guatemala-México. Por lo anterior, no lleva razón el AMM en su argumento, toda vez que se pudo verificar los gráficos de flujo de potencia de la línea de interconexión Guatemala-México 400 kV.

Argumento 5.3: *“La ausencia de la gráfica del comportamiento del voltaje en la subestación Tapachula o por lo menos la del nodo de Los Brillantes en 400 kV impide que pueda haberse presentado la supuesta pérdida de 134 MW de generación en Guatemala, de tal forma que se alcancen los umbrales de actuación del ECS por bajo voltaje”.*

ANÁLISIS CRIE: Es importante mencionar que la ausencia de los gráficos de voltaje a los que hace referencia el AMM no son necesarios para corroborar la pérdida de 134 MW de generación. Lo anterior, considerando el hecho que dicha pérdida de generación corresponde a la contingencia



evaluada y no a una consecuencia derivada de las condiciones de voltaje imperantes en los nodos Tapachula o Los Brillantes. Por lo anterior, no lleva razón el AMM en su argumento.

Argumento 6.1: *“El EOR presentó un caso de sensibilidad #2, en el que supone un disparo en la planta San José, en el área de control de Guatemala, en el que se pierden 134 MW de generación durante la demanda mínima, a partir del cual afirma que la inyección de potencia entre México y Guatemala a través de Los Brillantes se incrementa a 400 MW. No es cierto que se produzca un disparo en la interconexión México – Guatemala por esquema de disparo transferido por bajo voltaje. Y que por ello, sea de 140 MW el límite seguro de inyección en dicha banda horaria”.*

ANÁLISIS CRIE: De la información presentada por el EOR se pudo observar que para demanda mínima la salida de la planta San José en el área de control de Guatemala provoca el cumplimiento de las premisas para la actuación del ESC implementado en la Subestación Tapachula; siendo éstas un voltaje menor a 0.97 pu y un flujo en el línea Tapachula-Los Brillantes mayor a 300 MW. Por lo que no lleva razón que no se cumplan las condiciones para la operación del referido esquema.

Argumento 6.2: *“En el escenario que se planteó en la presentación se observa que prácticamente las simulaciones arrojan los mismos valores de frecuencia que, en el escenario de demanda media, contrario a lo que se esperaría que por ser un escenario con menos inercia con la pérdida de 120 MW de la interconexión Guatemala-México se alcanzaría menores valores de frecuencia. Contrario a esto, se observa que se puede desconectar más generación llegando ésta a 140 MW”.*

ANÁLISIS CRIE: Previo a continuar con el análisis del argumento del AMM, se presumirá que en el tercer párrafo al referirse a la pérdida de 120 MW en la interconexión México – Guatemala, en realidad éste se refiere a la pérdida de 134 MW de generación en el área de control de Guatemala, ya que no tendría sentido el hecho que se pierdan 120 MW en la mencionada interconexión para luego concluir que las transferencias se incrementan a 140 MW.

Dicho lo anterior, si bien es cierto para escenarios de demanda mínima la inercia en los sistemas de potencia tiende a bajar, el impacto en la estabilidad de frecuencia es proporcional a la pérdida de generación/carga y a la cantidad de unidades de generación que se encuentran en operación; en tal sentido y considerando que para el caso de análisis que nos ocupa (intercambios México – Guatemala), todos los escenarios de demanda del SER deben evaluarse considerando la interconexión México – Guatemala cerrada y operativa, situación que representaría que el SER se encuentra conectado a un sistema eléctrico mucho mayor como es el mexicano (SEM, con una demanda aproximada de 23,000 MW en demanda mínima), lo que implica un robusto soporte a la estabilidad de frecuencia, razón que explicaría impacto mínimo observado en la frecuencia del SER ante una pérdida de generación en Centro América.

En tal sentido, no es cierto que la reducción en la inercia propia del SER durante su operación en demanda mínima, represente la principal restricción en las transferencias entre Guatemala y México, toda vez que para evaluar las transferencias entre ambos sistemas de potencia (México y Guatemala), es imprescindible simular su interconexión cerrada y operativa, condición que brinda un soporte robusto en la estabilidad de frecuencia del SER, lo anterior considerando el tamaño del sistema eléctrico mexicano que aún en demanda mínima es aproximadamente 5 veces más grande que el SER. (Demanda mínima aproximada en México de 23,000 MW versus 4,000 MW del SER).



Por tal razón, el argumento presentado por el AMM no lleva razón debido a que argumenta la pérdida de interconexión Guatemala-México y que al final concluye que se puede desconectar más generación llegando a 140 MW. Lo anterior considerando que el EOR en ningún momento calculó la máxima generación que podía desconectarse en el área de control de Guatemala ante la salida de la interconexión Guatemala-México.

Argumento 7.1: *“En el caso de la sensibilidad #1, la conclusión del EOR se limitó a presentar un límite supuestamente seguro en la demanda media, de 120 MW. En el caso de sensibilidad #2, la conclusión se limitó a presentar un límite supuestamente seguro en la demanda mínimo, de 140 MW.*

El AMM expuso que “¿Cómo puede ser? Se intentó justificar un límite seguro de inyección en la demanda mínima que es mayor al supuesto límite seguro de inyección en la demanda media. Esta conclusión no solo contiene una falta a la verdad sino que se aparta de la misma lógica”.

ANÁLISIS CRIE: Es importante aclarar que los tres escenarios de demanda analizados por el EOR (Máxima, media, mínima), son escenarios completamente distintos uno del otro con condiciones operativas y restricciones distintas una de la otra, situación que no vincula a que los resultados de demanda mínima deban –forzosamente- ser menores o más restrictivas que los escenarios de demanda máxima y media.

Esto aunado al hecho que al considerar al SER conectado con SEM a través de la interconexión Guatemala-México se tiene un soporte a la estabilidad de frecuencia considerando el tamaño del sistema eléctrico mexicano en demanda mínima (23, 000 MW). Por lo anterior, no lleva razón el AMM en su argumento por cuanto los escenarios de demanda son diferentes uno del otro en aspectos operativos y el hecho que se analizó al SER conectado con el SEM en los tres escenarios de demanda, lo que automáticamente proporciona una mayor estabilidad de frecuencia.

Argumento 7.2: *“Pero además, cabe señalar que el EOR, omitió referirse al mismo ejercicio a la demanda máxima, escenario que, si lo hubiera llevado a cabo, hubiese arrojado resultados que hubieren desdicho por completo las afirmaciones del EOR. Por ello, se afirma que hubo sesgo y falta a la verdad en la aseveración del EOR.*

En la presentación de mayo, el operador regional presentó dos escenarios de forma parcial y rehuyó al tercer escenario: el de la Demanda Máxima, la única explicación de tal omisión es que, de haber presentado ese escenario, los datos hubieren contrariado su supuesta fundamentación. Ello resulta sesgado, antitécnico y lejos de evidencia, imparcialidad y certeza, oculta la verdad y con ello induce a conclusiones incorrectas”.

ANÁLISIS CRIE: Al revisar la presentación hecha por el EOR durante el mes de mayo de 2017, se pudo verificar la ausencia de resultados asociados al escenario de demanda máxima. Sin embargo, el AMM no lleva razón al afirmar que de haberse incluido los resultados correspondientes al escenario de demanda máxima éstos hubiesen arrojado resultados que hubieren desdicho por completo las afirmaciones del EOR, lo anterior considerando que los tres escenarios de demanda (máxima, media y mínima) corresponden a casos operativos independientes entre sí y cuyos resultados podrían o no ser iguales uno con otro.

En la información remitida por el EOR se pudo constatar la inclusión y análisis del escenario de demanda máxima, por lo anterior, el AMM no lleva razón al afirmar que de haberse incluido los resultados correspondientes al escenario de demanda máxima éstos hubiesen arrojado resultados que hubieren desdicho por completo las afirmaciones del EOR, lo anterior considerando que los tres



escenarios de demanda (máxima, media y mínima) corresponden a casos operativos independientes entre sí y cuyos resultados podrían o no ser iguales uno con otro.

Argumento 8.1 *“En la presentación de mayo, se concluyó que el límite seguro de demanda media es de 120 MW y de demanda mínima es de 140 MW, lo cual no solo carece de sustento conforme la debida aplicación del RMER, sino que se aparta de sus propias afirmaciones del operador regional enunciadas en noviembre de 2016”.*

ANÁLISIS CRIE: Los resultados presentados en el Informe de junio 2017, fueron obtenidos utilizando la base de datos (mayo 2017), contrario a los resultados presentados en noviembre de 2016, mismo que se obtuvieron al utilizar la base de datos de noviembre de 2016. Esto explica las diferencias en los resultados obtenidos en ambos informes, lo anterior considerando que para las dos bases de datos se tienen condiciones operativas, restricciones, topología de red, condiciones de despacho, condiciones de demanda, entre otros, totalmente diferentes. Por tal motivo, el AMM no lleva razón en su argumento en cuanto a que los resultados presentados en mayo 2017 son erróneos debido a que difieren de los resultados presentados en noviembre de 2016.

Argumento 8.2 *“Resulta que el criterio del umbral de la 1ª etapa de baja frecuencia que se usó de base no está soportado en el RMER, ya que la pérdida de generación + actuación de un ECS + pérdida adicional de generación es una contingencia múltiple. El RMER en el Libro III capítulo 16, permite la desconexión de carga y de generación en el caso de contingencia múltiple”.*

ANÁLISIS CRIE: De la información remitida por el EOR, se pudo observar que las contingencias evaluadas corresponden a contingencias simples, de conformidad con lo establecido en el capítulo 16 del Libro III del RMER, ante contingencias simples el sistema debe ser capaz de permanecer estable y no deben de producirse disparos automáticos de carga, ni reducción en las transferencias. Siendo el EDACBF un esquema automático de disparo de carga, éste no debe operar ante la ocurrencia de una contingencia simple, lo cual está en consonancia con la premisa utilizada por el EOR. Además, la actuación del esquema de disparo transferido y la actuación del EDACBF descrita por el EOR, resulta como consecuencia de una contingencia simple. Situación que no es permitida según lo establecido en el capítulo 16 del Libro III de RMER. Por tal razón no lleva razón el AMM en su argumento.

Argumento 8.3 *“En relación a la secuencia de eventos que son simulados por el EOR y que se muestran, se observa que las simulaciones son incorrectas, ya que no reflejan lo que ocurre en el SER y lo cual se puede contrastar en su forma de onda con la información recopilada por medio de Unidades de Medición Fasorial de los eventos reales que han ocurrido en el SER de enero a marzo de 2017”.*

ANÁLISIS CRIE: Del Informe remitido por el EOR, no se desprende que las contingencias evaluadas correspondan a una simulación fidedigna de los eventos ocurridos en el SER en el periodo de enero a marzo de 2017, limitándose únicamente a analizar las contingencias evaluadas considerando los ECS actualmente instalados y operativos en el SER. Por lo cual, el AMM no lleva razón en su argumento en cuanto a que los eventos analizados no reflejan lo ocurrido durante los eventos de enero a marzo de 2017.

Argumento 8.4 *“Si ocurre el evento en el que se pierden 134 MW de generación en Guatemala (1er evento), y esto causa la condición de bajo voltaje que provoque la respuesta de un ECS, ¿Por qué transcurren alrededor de aproximadamente 8 segundos en la simulación entre la pérdida de generación y la supuesta apertura de la interconexión*

Guatemala – México? Por qué, cuando el esquema, al cumplirse las condiciones de potencia y voltaje, actúa en 176 milisegundos”.

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la supuesta incongruencia en los tiempos de operación del ECS por bajo voltaje, de conformidad con la información complementaria remitida por el EOR se pudieron verificar tiempos de operación simulados que oscilan entre 1.2869 y 16.8247 segundos, los cuales exceden los 176 milisegundos reportados por el AMM. Es importante aclarar que una vez ocurrida la falla testigo no necesariamente se cumplirían las condiciones de voltaje y potencia activa para la operación ECS por bajo voltaje de manera inmediata, por lo que claramente los tiempos de operación no necesariamente deben de cumplirse 176 milisegundos posteriores a la ocurrencia de la falla. Por lo expresado anteriormente, el AMM no lleva razón en su argumento en cuanto a que las simulaciones realizadas por el EOR son incongruentes debido a que el ECS por bajo voltaje debiese operar 176 milisegundos posteriores a la ocurrencia de la falla testigo

Argumento 9: *“No es posible que el EOR haya pretendido justificarse con base en una presentación y no en un estudio eléctrico realizado de acuerdo a lo requerido en los capítulos 5, 16, 17 y 18 del Libro III del RMER, con el cual se puedan sustentar las decisiones que tomó y que demuestre lo que ha estado afirmando en distintos foros sobre la seguridad operativa del SER”.*

“Llama la atención que, en todo caso, fue hasta noviembre de 2016 que el EOR presentó una sensibilidad, que es diferente a un estudio eléctrico. Nótese que las aperturas que aíslan a Guatemala del SER fueron tomadas reiteradamente y con anterioridad a noviembre 2016, es decir, que tal proceder se tomó sin base técnica ninguna antes de esa fecha y, posterior a esa fecha, con una supuesta base técnica inapropiada”.

ANÁLISIS CRIE: Es preciso aclarar, que tal y como se ha verificado por parte de esta Comisión, los argumentos técnicos empleados por el EOR para ejecutar sus acciones, han sido los estudios de seguridad operativa que éste ha venido desarrollando en coordinación con los OS/OMS de la región, y no ha se ha sustentado en la presentación de mayo de 2017.

Para el caso particular mencionado por el denunciante, se ha verificado que el EOR en coordinación con los OS/OMS de la región desarrollaron durante el año 2016 estudios de seguridad operativa a través de los cuales se fijaron las Máximas Transferencias de Potencia (MTP) entre áreas de control del SER (enero, abril, mayo agosto y noviembre de 2016), considerando para tal fin una importación de 120 MW desde México hacia Guatemala; ante la situación anormal de operación derivada de la conexión de *facto* del segundo banco de transformación 400 / 230 kV y el inminente incremento en las transferencias entre Guatemala y México, el EOR desarrolló análisis de sensibilidad con el propósito de confirmar y apoyar las MTP vigentes ante posibles modificaciones en las transferencias entre Guatemala y México.

Por otro lado, conforme a lo especificado en el artículo 28 del Tratado Marco, el EOR es responsable de asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. Adicionalmente, el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER establece que el EOR es responsable de dirigir y coordinar la operación técnica del SER, facultándolo para adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como apertura de líneas. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional.

En tal sentido, el Tratado Marco en su artículo 1 establece el objeto del mismo, siendo éste la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico competitivo, basado en el trato recíproco



y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región. Por su parte, en el artículo 2 del Tratado Marco se definen los fines del mismo entre los que podemos encontrar:

- i. Establecer los derechos y obligaciones de las partes.
- ii. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social.
- iii. Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad. Confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.

Respecto a la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el Tratado Marco establece en el articulado 4 que *“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”*; asimismo, el artículo 28 del mismo tratado establece que uno de los principales objetivos y funciones del EOR es el de *“Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad”*; en consonancia con lo anterior, el RMER detalla que el EOR es responsable de coordinar la operación del MER y la RTR. De las normas citadas se desprende que la operación técnica del MER debe desarrollarse con criterio económico en el marco de la seguridad operativa regional, la cual comprende, entre otras actividades, la elaboración o validación de estudios que definan condiciones límite en la operación del Sistema Eléctrico Regional tales como restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD).

Al respecto, se ha podido observar que el EOR ha elaborado los predespachos regionales diarios tomando como base los predespachos nacionales elaborados por cada área de control. Dichos predespachos regionales incluyeron transacciones comerciales regionales entre las diferentes áreas de control que integran el SER, sin embargo, una vez se tuvo confirmación de parte del operador nacional de Guatemala que se ejecutarían transacciones superiores a los 120 MW entre Guatemala y México (valor máximo definido al momento de las aperturas), contraviniendo así las instrucciones emanadas por el EOR y CRIE, el EOR, de conformidad con lo establecido en el artículo 28 del Tratado Marco y lo detallado en el numeral 5.17.7.1 inciso f) del Libro II del RMER, procedió a solicitar y ejecutar los redespachos regionales correspondientes, considerando los cambios al predespacho nacional de Guatemala realizados por el operador nacional de Guatemala y las diferencias en las condiciones operativas a las que se estaría sometiendo al SER, mismas que de conformidad a las evaluaciones de seguridad operativa, representaría un potencial riesgo a la operación segura y confiable del SER.

Por su parte, el numeral 16.2.2 del Libro III del RMER instituye que el EOR es responsable de coordinar la operación del SER cumpliendo los CCSD, facultándolo en el numeral 1.5.3.2 literal i) numeral romano i. del Libro I del RMER, para que en cumplimiento de su función de dirigir y coordinar la operación técnica del SER, adopte las medidas que considere convenientes para asegurar la calidad, seguridad y confiabilidad de éste, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, entre otras, medidas que deben ser ejecutadas de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional.

De las normas transcritas anteriormente se colige que, en concordancia con lo dispuesto en los artículos 1, 2 y 28 del Tratado Marco, así como en lo dispuesto en los numerales 1.5.3.2 literal i) numeral romano i. del Libro I y 16.2.2 del Libro III ambos del RMER, la regulación regional atribuye al EOR el deber de asegurar que la operación del SER se realice con criterio económico



cumpliendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño, encontrándose facultado además para adoptar y ordenar las medidas que en el ejercicio de sus funciones considere apropiadas para asegurar la integridad de la red de transmisión regional, preservando la calidad y seguridad del servicio en condiciones de operación normal o de emergencia, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, dentro de ellas las aperturas de líneas.

Por tal motivo, no lleva razón el AMM en su argumento, toda vez que el EOR no utilizó la presentación de mayo 2017 como justificante técnico para realizar las aperturas realizadas entre Guatemala y el SER.

Argumento 10: *“Los argumentos de seguridad operativa esgrimidos por el EOR varían de tiempo en tiempo. La realidad ha demostrado que éstos no corresponden a lo que sucede en la operación real del SER. Las fallas ocurridas en el SER de enero a marzo de 2017, han demostrado que lo aseverado en su presentación de mayo carece de validez, ya que los eventos ocurridos de enero a marzo de 2017 son única y exclusivamente asociadas a problemas locales como resultado de una serie de deficiencias propias en áreas de control al sur del SER, que nada tienen que ver con el nivel de intercambio en la interconexión Guatemala – México”.*

ANÁLISIS CRIE: Es preciso aclarar que tanto en la presentación realizada por el EOR en mayo 2017 como en el informe de seguridad operativa de junio 2017, no afirmó que derivado de los intercambios entre Guatemala y México, se tendrían consecuencias tales como: fallas en el SER, operación del EDACBF regional. En la presentación de mayo 2017, se analizaron las consecuencias en el SER derivadas de la ocurrencia de contingencias simples y de contar con transferencias superiores a 240 MW entre Guatemala y México así como transferencias simultáneas por el orden de 300 MW entre Guatemala y el resto del SER. Por tal motivo, no lleva razón el AMM en su argumento.

En tal sentido, el operador regional ha informado que de enero a marzo de 2017 se han presentado varios eventos en los que ante una contingencia simple ocurrida en el SER, se han tenido como consecuencia la apertura automática de la línea México – Guatemala 400 kV por acción del ECS por bajo voltaje y la posterior operación del EDACBF regional, situación que representa una violación a los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

En razón de lo anterior, el AMM no lleva razón al argumentar que el EOR aseveró en la presentación de mayo de 2017, que los eventos ocurridos en el SER son consecuencia del nivel de intercambios entre Guatemala y México; todo lo contrario, ha quedado constatado que al ocurrir una contingencia simple en el SER, dicha contingencia ha tenido como consecuencia la operación del ECS por bajo voltaje en la interconexión Guatemala – México y la subsecuente activación del EDACBF regional.

Argumento 11.1: *“En la presentación de mayo se intentó hacer parecer que se puede activar recurrentemente la actuación del EDACBF por el nivel de intercambio en la interconexión México – Guatemala”.*

“Cuando lo cierto es que, actualmente, en el SER ocurren muchas contingencias simples que provocan efectos en cascada (sobrecargas, partición del SER, grandes desbalances de generación, grandes desbalances de carga) que provocan la actuación del EDACBF. Debe recordarse que según la Regulación Regional, cada área de control debe implementar las acciones correctivas o remediales que sean necesarias, para evitar trasladar efectos



adversos a otras áreas de control. Adicionalmente, el RMER permite la desconexión de demanda y generación para afrontar contingencias múltiples”.

ANÁLISIS CRIE: Como ya se ha venido explicando, en la presentación realizada por el EOR en mayo 2017, éste no afirmó que derivado de los intercambios entre Guatemala y México, se podrían tener consecuencias tales como: fallas en el SER, operación del EDACBF regional. En la presentación de mayo 2017, se analizaron las consecuencias en el SER derivadas de la ocurrencia de contingencias simples y de contar con transferencias superiores a 240 MW entre Guatemala y México así como transferencias simultáneas por el orden de 300 MW entre Guatemala y el resto del SER. Por tal motivo, no lleva razón el AMM en su argumento.

Argumento 11.2: *“Las fallas ocurridas en el SER de enero a marzo de 2017 han demostrado que lo aseverado en la presentación de mayo carece de validez, ya que los eventos ocurridos de enero a marzo de 2017 son única y exclusivamente asociadas a problemas locales como resultado de una serie de deficiencias propias en áreas de control al sur del Ser, que nada tienen que ver con el nivel de intercambio en la interconexión Guatemala – México”.*

ANÁLISIS CRIE: En la presentación realizada por el EOR en mayo 2017, éste no afirmó que derivado de los intercambios entre Guatemala y México, se podrían tener consecuencias tales como: fallas en el SER, operación del EDACBF regional. En la presentación de mayo 2017, se analizó las consecuencias en el SER derivadas de la ocurrencia de contingencias simples y de contar con transferencias superiores a 240 MW entre Guatemala y México así como transferencias simultáneas por el orden de 300 MW entre Guatemala y el resto del SER, sino que de presentarse contingencias simples en el SER y al tener transferencias México Guatemala de 240 MW y Guatemala – SER por el orden de 300 MW, se podrían presentar consecuencias tales como la operación del ECS por bajo voltaje en la línea de interconexión México – Guatemala así como la activación del EDACBF regional; situaciones que han ocurrido en la operación real del SER. Por tal motivo no lleva razón el AMM en su argumento.

Si bien es cierto que en el SER han ocurrido contingencias simples que han violado el criterio de seguridad, se han emprendido las acciones remediales para evitar la reincidencia de los mismos. Es importante recalcar que, tal y como lo argumenta el AMM, la desconexión de carga y generación ante la ocurrencia de eventos es aplicable única y exclusivamente a contingencias múltiples (Capítulo 16 del Libro III del RMER).

Finalmente, se reitera que en la presentación de mayo no se ha concluido ni afirmado que derivado de los intercambios entre México y Guatemala, se podrían presentar eventos en el SER, sino que de presentarse contingencias simples en el SER y al tener transferencias México Guatemala de 240 MW y Guatemala – SER por el orden de 300 MW, se podrían presentar consecuencias tales como la operación del ECS por bajo voltaje en la línea de interconexión México – Guatemala así como la activación del EDACBF regional; situaciones que han ocurrido en la operación real del SER. Por tal motivo no lleva razón el AMM en su argumento.

Argumento 12.1: *“Se afirma en la presentación de mayo que el EOR se ve obligado, para garantizar la seguridad operativa del SER, a realizar aperturas de las interconexiones del área de control de Guatemala con el resto del SER”.*

“Ante tal afirmación, debe anotarse que se buscó justificar un proceder (desconectar a Guatemala del SER) que no debe ser aceptado, por improcedente, primero porque nada le justifica ni habilita a aislar a toda un área de control de un país miembro del Tratado



Marco, pero además porque existen otras acciones que perfectamente resolverían los problemas que se suscitan tales como los que se identificaron en el SER durante las fallas de enero y marzo de 2017, tales como:

- i. Coordinación de protecciones.*
- ii. Mejoras a ECS existentes.*
- iii. Implementando de nuevos ECS por contingencias simples (N-1)*
- iv. Implementando de nuevos ECS para evitar sobrecargas.*
- v. Implementando de nuevos ECS para restablecer el balance carga/generación.*
- vi. Estudiar la apertura de las interconexiones por baja frecuencia, e implementar las mejoras correspondientes”.*

ANÁLISIS CRIE: El artículo 28 del mismo Tratado Marco establece que uno de los principales objetivos y funciones del EOR es el de “Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad”; en consonancia con lo anterior el RMER detalla que el EOR es responsable de coordinar la operación del MER y la RTR.

Es importante mencionar que las acciones enumeradas por el AMM en su argumento y que podrían representar una solución a los problemas operativos identificados en los estudios de seguridad operativa, son –precisamente- las medidas que se deberían proponer como resultado de los estudios de conexión a la RTR, de conformidad con lo establecido en el procedimiento de conexión a la RTR vigente a ese momento; haciendo la excepción de la posibilidad de implementar ECS ante contingencias simples (N-1), toda vez que dicha posibilidad no es contemplada en la regulación regional, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. Por lo anterior, no lleva razón el AMM en su argumento en cuanto a que el EOR no estaba facultado para adoptar las medidas para garantizar la seguridad operativa del SER.

Argumento 12.2: “*Si el EOR ve como una medida de seguridad operativa la desconexión para Guatemala, ¿por qué no la ve en otras áreas de control del SER donde han ocurrido contingencias simples que provocan colapsos totales de sistemas eléctricos de potencia, efectos en cascada y la actuación recurrente del EDACBF?*”

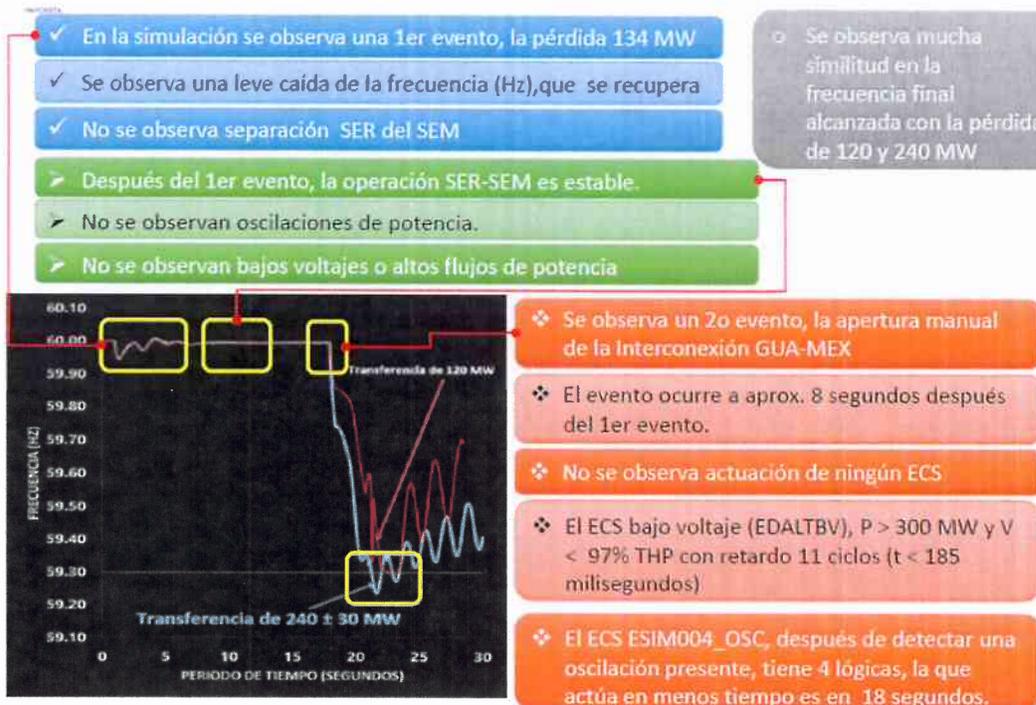
ANÁLISIS CRIE: Como ya se ha manifestado, de conformidad con los artículos 1, 2 y 28 del Tratado Marco, así como en lo dispuesto en los numerales 1.5.3.2 literal i) numeral romano i. del Libro I y 16.2.2 del Libro III ambos del RMER, la regulación regional atribuye al EOR el deber de asegurar que la operación del SER se realice con criterio económico cumpliendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño, encontrándose facultado además para adoptar y ordenar las medidas que en el ejercicio de sus funciones considere apropiadas para asegurar la integridad de la red de transmisión regional, preservando la calidad y seguridad del servicio en condiciones de operación normal o de emergencia, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, dentro de ellas las aperturas de líneas.

Con relación a los eventos ocurridos en otras áreas de control del SER, el EOR en coordinación con los diferentes OS/OM han analizado e implementado las medidas remediales respectivas., tales como modificación de esquemas de control, reajuste de protecciones, implementación de nuevos esquemas de control de suplementarios, entre otros. Por todo lo anterior, no lleva razón el AMM en cuanto a que el EOR no ha tomado medidas en otras áreas de control ante la ocurrencia de eventos.



VI. ANÁLISIS SOLICITUD DEL AMM: GMEI-015-2018 - PRESENTACIÓN EN SESIÓN JC DEL 24-05-2018

Observación-1 AMM: El EOR trasladó información incorrecta y desapegada a la verdad a la CRIE en presentación efectuada el 30 de mayo de 2017. La información incorrecta y desapegada a la verdad le ha servido al EOR para justificar su proceder. La información que reiteró a la CRIE dentro del expediente de análisis a denuncia de desconexiones, con información incorrecta y desapegada a la verdad, el EOR justificó las acciones tomadas por dicho operador regional, en perjuicio del área de control de Guatemala y su Mercado Mayorista, así como del Mercado Eléctrico Regional en su interacción con Agentes de Guatemala.



ANÁLISIS CRIE: A continuación se presentará las observaciones hechas por el AMM y los correspondientes comentarios técnicos por parte de esta Comisión.

AMM - En la simulación se observa un 1er evento, la pérdida 134.

CRIE: De acuerdo con lo observado.

AMM - Se observa una leve caída en la frecuencia (Hz), que se recupera.

CRIE: De acuerdo con lo observado.

AMM - No se observa separación SER del SEM.

CRIE: De acuerdo con lo observado.

AMM - Después del 1er evento, la operación SER - SEM es estable.

CRIE: De acuerdo con lo observado.

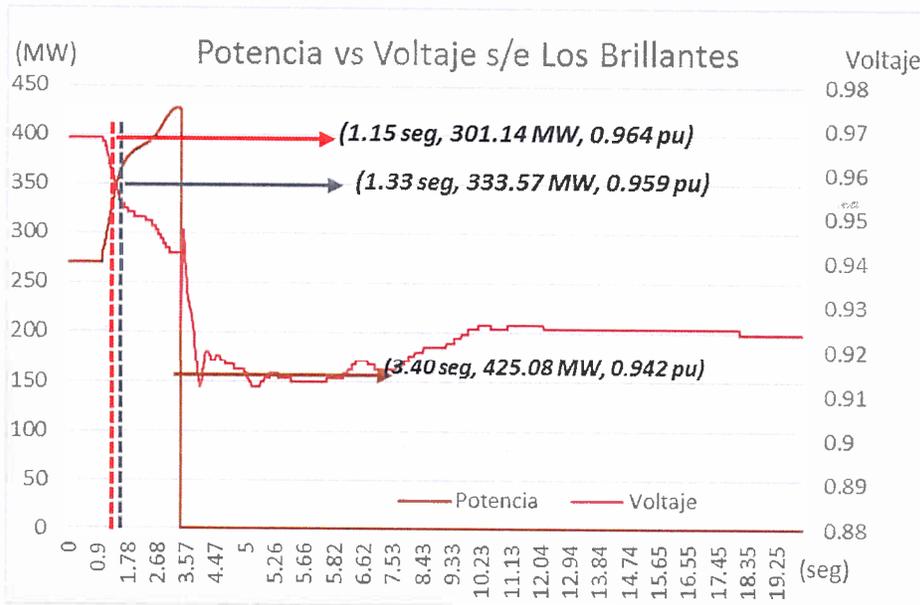
AMM - No se observan oscilaciones de potencia.

CRIE: De acuerdo con lo observado.

AMM – No se observan bajos voltajes o altos flujos de potencia.

ANÁLISIS CRIE: No se está de acuerdo con el comentario, toda vez que en el gráfico presentado por el AMM, corresponde al comportamiento de la frecuencia (Hz) del sistema, y no se incluyeron gráficos de voltaje y potencia activa en los que se pueda corroborar la afirmación hecha por el AMM relativa a la ausencia de bajos voltajes o altos flujos de potencia.

Sin embargo, al revisar el informe que dio origen tanto a las observaciones del AMM (mostradas en la presentación hecha a la Junta de Comisionados), como a la presentación hecha por el EOR el 30 de mayo de 2017, se puede concluir que de la simulación de la contingencia simple (salida de una unidad de la Planta San José en Guatemala), se presentaron bajos voltajes y altos flujos de potencia en la subestación Los Brillantes, tal y como se muestra en el siguiente gráfico:

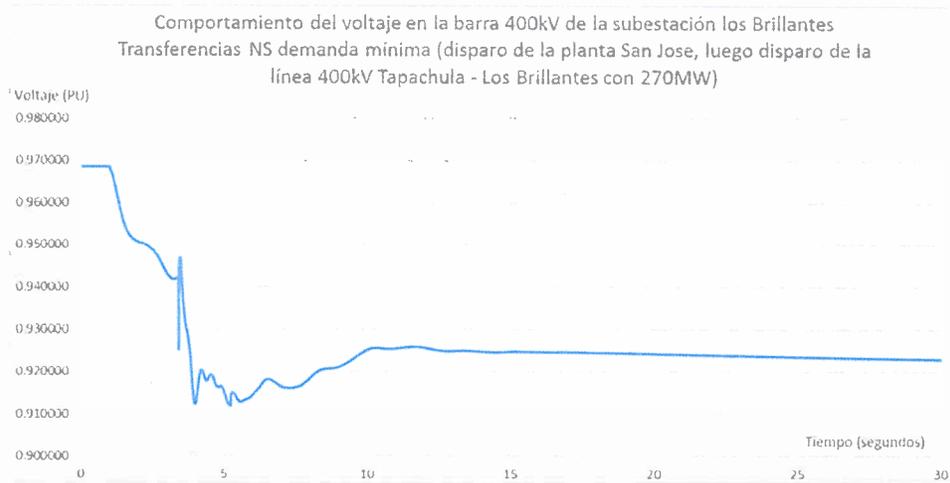


Fuente: Resultados de simulaciones hechas por el EOR, nota EOR-DE-06-02-2018-032

Observación -2 AMM – Se observa un segundo evento, la apertura manual de la interconexión GUA-MEX

ANÁLISIS CRIE: Tal y como se mencionó en el comentario anterior, debido a que el gráfico mostrado corresponde únicamente a la frecuencia del sistema, dicho gráfico resulta insuficiente para poder concluir si el cambio ocurrido a los 17 segundos (aproximadamente) corresponde a una apertura manual de la línea de interconexión entre Guatemala y México (segundo evento). Siendo el caso que las observaciones vertidas por el AMM corresponden a las simulaciones hechas por el operador regional, se recurrirá a la información remitida por el EOR, y que sirvió de base para la elaboración de la presentación.

A continuación se presentan los gráficos de voltaje en la subestación Los Brillantes y de flujo de potencia activa a través de la línea Guatemala – México 400 kV (Demanda Mínima):



Fuente: Resultados de simulaciones hechas por el EOR, nota EOR-DE-06-02-2018-032 (Dmin)



Fuente: Resultados de simulaciones hechas por el EOR, nota EOR-DE-06-02-2018-032 (Dmin)

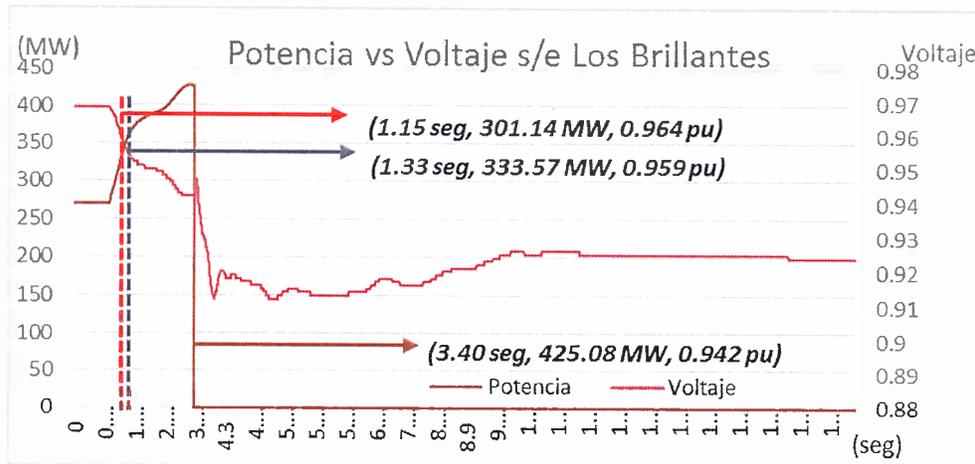
De los gráficos anteriores podemos observar que derivado de la salida de la planta San José (una unidad) en el área de control de Guatemala, se presentan condiciones de bajo voltaje en el nodo 400 kV de la subestación Tapachula ($V < 0.97$ PU), alcanzando un valor mínimo de 0.9118 PU, y altos flujos de potencia activa en la línea de interconexión GUA-MEX 400 kV ($P > 300$ MW), alcanzando un valor máximo de 426.19 MW; es importante mencionar que ambas condiciones fueron alcanzadas 1.15 segundos posteriores a la ocurrencia de la falla y se sostuvieron durante 2.25 segundos, tiempo mayor al retardo intencional de 11 ciclos (185 milisegundos).

Por todo lo anterior, se puede concluir que, posterior a la ocurrencia de la falla testigo simulada por el EOR (salida de una unidad de la planta San José en el área de control de Guatemala), se cumplen las tres condiciones definidas para la operación del Esquema de Disparo Trasferido por Bajo Voltaje (EDALTBV) instalado en la subestación Tapachula, razón por la cual, no es correcta las afirmaciones hechas por el AMM, de que el evento observado posterior a la ocurrencia de la falla testigo corresponde a la apertura manual de la línea MEX-GUA, toda vez que como hemos mencionado, dicha apertura corresponde a la operación del ECS por bajo voltaje implementado en la subestación Tapachula.



AMM– El evento ocurre aproximadamente 8 segundos después del primer evento.

ANÁLISIS CRIE: Si bien es cierto que la desconexión de la línea GUA-MEX 400 kV ocurre aproximadamente 8 segundos posterior a la ocurrencia de la falla testigo, lo cual de conformidad con las gráficas de potencia (MW) y voltaje debió haber ocurrido aproximadamente 1.33 segundos después de ocurrida la falla; de los gráficos de voltaje y potencia activa presentados anteriormente se desprende que las tres condiciones para la operación del EDALTBV se cumplieron durante la evaluación de la salida de la planta San José (una unidad). Sin embargo, la apertura del enlace México – Guatemala 400 kV no fue adecuadamente simulada ya que la misma se presentó con aproximadamente 6 segundos de retraso (ver gráfico a continuación).



Análisis gráfico del cumplimiento de las condiciones para la operación del EDALTBV

AMM - El ECS bajo voltaje (EDALTBV), $P > 300$ MW y $V < 97\%$ THP con retardo 11 ciclos ($t < 185$ milisegundos).

ANÁLISIS CRIE: Siendo el caso que estas condiciones técnicas asociadas al EDALTBV instalado en la subestación Tapachula 400 kV, eran del conocimiento del EOR al estar detalladas en el informe elaborado por dicho Ente, no se tienen comentarios adicionales.

AMM – El ECS ESIM004_OSC, después de detectar una oscilación presente, tiene 4 lógicas, la que actúa en menos tiempo es en 18 segundos.

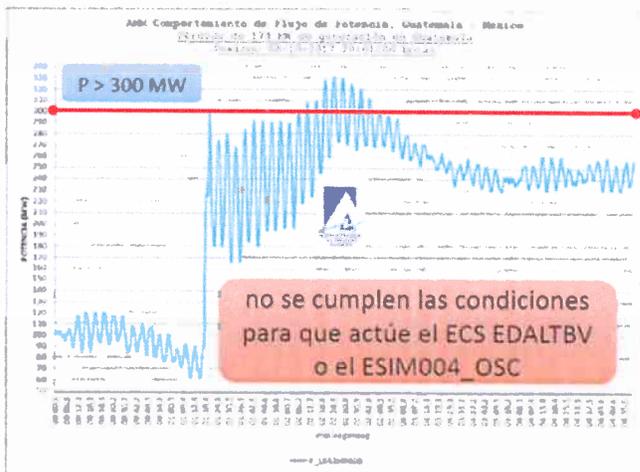
ANÁLISIS CRIE: El esquema de control suplementario contra oscilaciones ESIM004_OSC no estaba siendo analizado ni discutido en la presentación hecha por el EOR, por lo que no se tienen comentarios.

AMM – Se observa mucha similitud en la frecuencia final con la pérdida de 120 y 240 MW.

ANÁLISIS CRIE: Si bien los valores de frecuencia mínimos alcanzados con la pérdida de 120 y 240 MW son numéricamente cercanos, existe una gran diferencia en las consecuencias derivadas de las frecuencias mínimas alcanzadas, siendo la principal diferencia entre ambas frecuencias, la operación del Esquema de Disparo Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF), ya que para el caso de transferencias de 120 MW dicho esquema no opera, sin embargo, ante transferencias de 240 MW si opera.



Observación-2 AMM: Disparo / Pérdida de generación GUA



**ENTE OPERADOR REGIONAL
GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN**

CRCT

REPORTE DE EVENTO No. 10-138-17
08/10/2017 - 20:01:07 horas

Pérdida de 174 MW de generación en Sistema Eléctrico de Guatemala.

REFERENCIA
08/10/2017 - 20:01:07 horas - Pérdida de 174 MW de generación en el sistema eléctrico de Guatemala.

SINOPSIS
El día domingo 08 de octubre de 2017 a las 20:01:07 horas se registró la pérdida de 174 MW de generación en el sistema eléctrico de Guatemala. Reserva 1 (114 MW), Reserva 2 (60 MW).

CAUSA DEL EVENTO
Por desconexión eléctrica momentánea durante el inicio de mantenimiento Técnico Especial 1 y Reserva 2 - Reserva 1 operando en una voltaje planita de Reserva 1 y 1.

CONSECUENCIAS DEL EVENTO

- La Reserva 1 del SIE-MEX de reserva hasta 19:59:50 (114 MW) (COR)
- Afectación temporal del suministro MEX-GUA.

CONDICIÓN PRE FALLA

- La interconexión Guatemala - México se encontraba cerrada.
- Para el periodo de las 20:00 a 21:00 horas: GUA-MEX: 60 MW; GUA-SAL: 174 MW; GUA-PIC: 19.89 MW; SAL-DON: 9.44 MW; SAL-NIC: 5.50 MW; CRI-SAL: 4.17 MW; CRI-MEX: 11.00 MW; PAN-SAL: 50.70 MW.

NORMALIZACIÓN
El control de energía de Guatemala luego de haberse iniciado el balance carga generación de su sistema a las 17 unidades de capacidad de reserva.

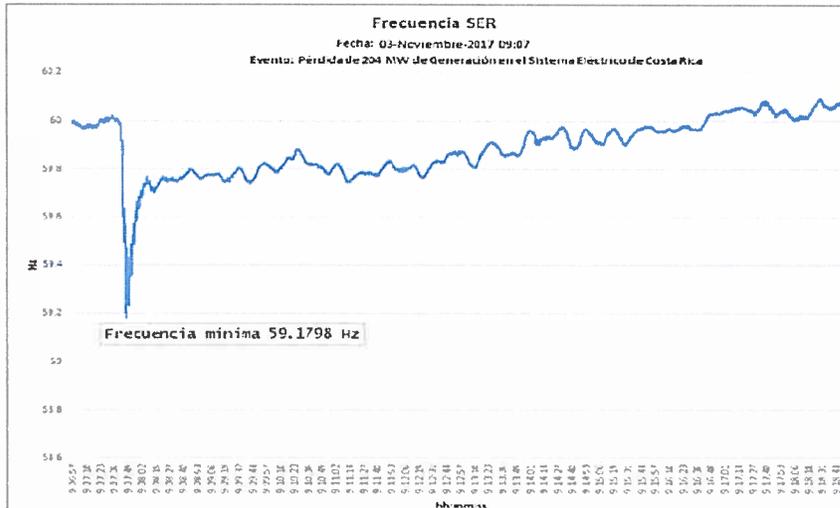
ANÁLISIS CRIE: Para el evento específico mostrado por el AMM en su presentación, se pudo verificar que tanto el esquema de disparo por bajo voltaje como el esquema por oscilaciones ESIM004_OSC, no operaron, lo anterior debido a la falta de cumplimiento de las condiciones especificadas para sus respectivas operaciones.

Sin embargo, es importante mencionar que durante la operación en tiempo real se han registrado fallas reales que han tenido como consecuencia la actuación del EDALTBV, ESIM004_OSC y otros ECS. En tal sentido, adjunto se presentan 3 fallas distintas, ocurridas en tiempo real, en las que si operó el EDALTBV y el ESIM004_OSC, al cumplirse las condiciones para su operación:

Caso 1: Disparo de la línea Corobici – Arenal 230 kV (9:07 horas, 3/11/2017), la ocurrencia de esta contingencia simple tuvo las siguientes consecuencias:

1. Disparo del enlace México – Guatemala 400 kV en ambos extremos, por acción del esquema de disparo transferido por bajo voltaje (EDALTBV) instalado en Tapachula.
2. Operación del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia regional (EDACBF) regional.





Fuente: Informe preliminar de falla remitido diariamente por el Centro Regional de Control de Transacciones EOR. (Disparo de la línea Arenal – Corobici 230 kV)

Caso 2: Operación del EDALTBV ante variaciones en la demanda de México durante la operación del 18 de abril de 2017 a las 15:54 horas. (Según información brindada por el AMM¹). Al momento del disparo del enlace México – Guatemala 400 kV, el flujo de potencia real entre México y Guatemala era de 130.9 MW de 0.0 MW programados.

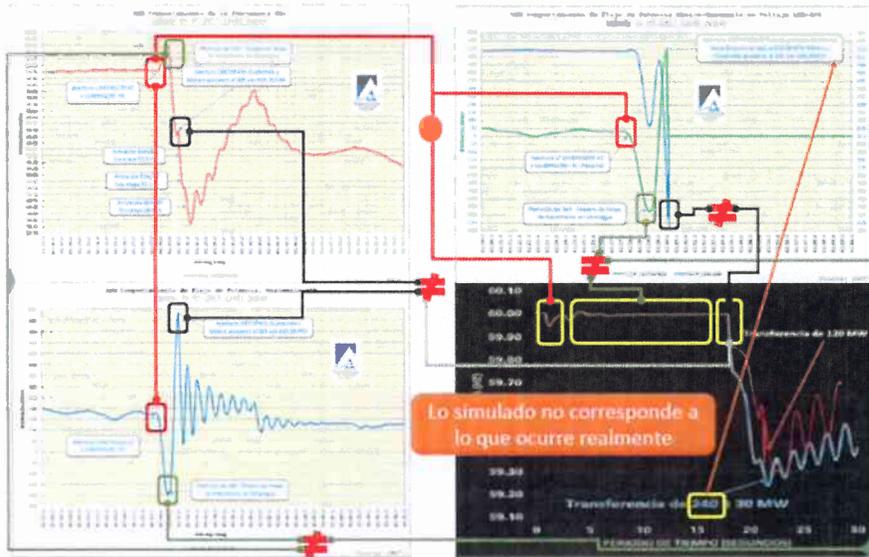
Caso 3: A las 3:01 horas del día 18/08/2017, se presenta el disparo de la línea Masaya – San Martín 230 kV en el área de control de Nicaragua, dicha contingencia simple tuvo como principal consecuencia la operación del ESIM004_OSC (disparo de los transformadores 400/230 kV en subestación Los Brillantes).

De lo anterior podemos concluir que, en la operación de tiempo real han ocurrido contingencias simples que han provocado la operación del Esquema de Disparo Transferido por Bajo Voltaje y en algunas ocasiones se ha presentado la operación del EDACBF regional.

¹ Informe diario 18 de abril de 2017, CRCT (EOR)



Observación-3 AMM: Simulación contra Realidad



ANÁLISIS CRIE: Es importante aclarar que el evento real presentado por el AMM no es comparable con el evento simulado por el EOR por las siguientes razones:

1. El evento presentado por el AMM corresponde a una falla extrema ocurrida en el área de control de Panamá, en el cual Panamá quedó inyectando excesos de generación debido a la pérdida intempestiva de la carga del país ocurrida el 01 de julio de 2017, mientras que el evento simulado por el EOR corresponde a una contingencia simple asociada a la pérdida de recursos de generación (una unidad de la Planta San José).
2. El evento presentado por el AMM tuvo lugar durante el escenario de demanda mínima, la contingencia simulada por el EOR se realizó para el escenario de demanda media.
3. El evento presentado por AMM corresponde a la **pérdida de carga** en un área de control del SER (contingencia extrema), mientras que el evento simulado por el EOR corresponde a la **pérdida de generación** (contingencia simple).
4. Las bases de datos empleadas por el EOR consisten en una representación de las condiciones operativas promedios que son reportadas por los OS/OMS para un período de tiempo específico, lo cual dista de las condiciones reales de despacho, demanda, topología, etc., que se tienen para un día específico.
5. En las simulaciones hechas por el EOR, éste no incluye la operación de Esquemas de control suplementario ante la ocurrencia de contingencias simples, toda vez que lo anterior no está contemplado en los Criterios de Seguridad establecidos en el RMER; sin embargo, en la realidad el AMM ha instalado Esquemas de Control Suplementario que operan ante la ocurrencia de contingencias simples, situación que va en contra de lo establecido en los criterios de seguridad del RMER.

Considerando que el evento presentado por el AMM corresponde a una pérdida de carga mientras que el evento simulado por el EOR corresponde a una pérdida de generación el comportamiento de la frecuencia en el sistema serán completamente diferentes (un evento produce alta frecuencia mientras que el otro provoca baja frecuencia); en razón de lo anterior, de la comparación hecha por el AMM no se puede inferir que las simulaciones hechas por el EOR son incorrectas o desapegadas a la realidad toda vez que al perder recurso de generación (simulación EOR) el comportamiento



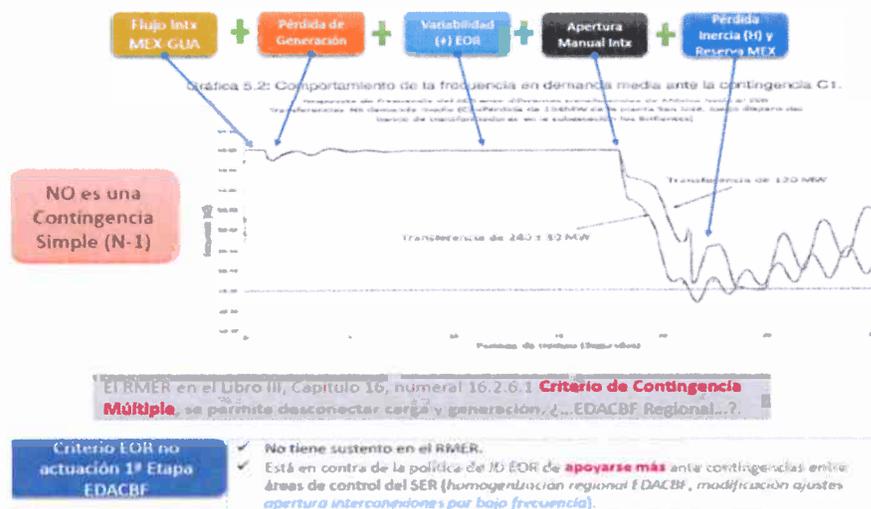
natural de la frecuencia tendería a disminuir mientras que al tener exceso de generación (caso presentado por el AMM) se tendría sobre-frecuencia.

Por otro lado, de las simulaciones presentadas por el Operador Regional se pudo observar una contribución aproximada de 404 MW durante el escenario de demanda media, y no una contribución de 240 MW como manifestó el AMM en su presentación.



Fuente: Resultados de simulaciones hechas por el EOR, nota EOR-DE-06-02-2018-032

Observación-4 AMM: Tipificación de contingencia



AMM – No es una contingencia Simple N-1

ANÁLISIS CRIE: El RMR en su numeral 16.2.6.1 inciso b) del Libro III, define contingencia simple como “la pérdida de un elemento liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla:

- i. El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;
- ii. No deben producirse disparos en cascada;
- iii. La carga de cada elemento no debe superar su límite térmico continuo; y
- iv. Los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal (...)” (El subrayado es propio)

Siendo el caso que la falla testigo simulada por el EOR corresponde a la pérdida de una unidad de la planta San José, en el área de control de Guatemala, se considera correcto y adecuado la categorización de la salida de una unidad de la planta San José como contingencia simple.



Por otro lado la instalación y operación del esquema de disparo transferido por bajo voltaje infringe los requerimientos establecidos en el RMER para la operación ante contingencia simple, toda vez que la operación del Esquema de Disparo Transferido por Bajo Voltaje (disparo automático del enlace México – Guatemala 400 kV):

1. Representaría un disparo en cascada.
2. La condición de voltaje a la cual opera el referido esquema (0.97 pu) está muy por encima del mínimo permitido por el RMER (0.9 pu). Esta última condición operativa representa una restricción operativa más al incremento de las transferencias entre México y Guatemala y un desafío operativo bastante alto a los operadores en Centro América, en materia de control de frecuencia ante contingencias.

AMM: El RMER en el Libro III, capítulo 16, numeral 16.2.6.1 Criterio de Contingencia Múltiple, se permite desconectar carga generación.

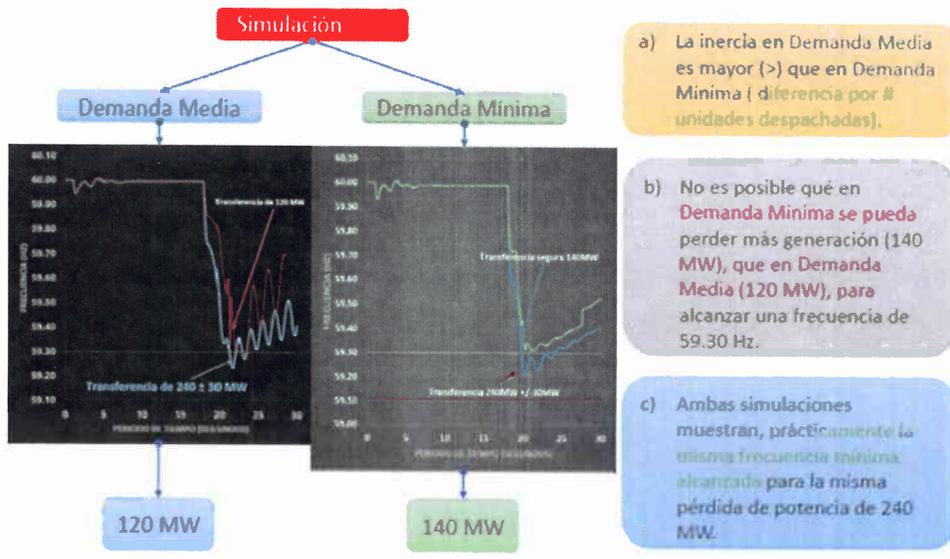
ANÁLISIS CRIE: En efecto, el numeral 16.2.6.1 inciso c) del Libro III del RMER, establece que ante contingencias múltiples se permite desconectar carga y generación. Sin embargo, la pérdida de la una unidad de la planta San José, no puede ser tipificada como una contingencia múltiple ya que de acuerdo a lo establecido en el numeral antes mencionado del RMER, una contingencia múltiple corresponde a “la pérdida de dos o más elementos con el mismo evento, por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más elementos sin que ocurra falla (pérdida de sección de barra, pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos), 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 (...)” (El subrayado es propio), de lo anterior, los requerimientos asociados a la contingencia múltiple no aplican al evento simulado por el EOR, toda vez que la salida de una unidad de la Planta San José corresponde a una contingencia simple ya que la misma corresponde a la salida de un solo elemento.

AMM – Criterio EOR no actuación 1ª etapa EDACBF no tiene sustento en el RMER y está en contra de la política de la JD del EOR de apoyarse más ante contingencias entre áreas de control del SER (homogenización regional EDACBF, modificación ajustes apertura interconexiones por baja frecuencia)

ANÁLISIS CRIE: El criterio usado por el EOR de no permitir la actuación de la 1ª etapa del EDACBF ante la ocurrencia de contingencias simples, está en consonancia con lo establecido en el RMER en su numeral 16.2.6.1 inciso b) del Libro III, en el que se detalla que para cumplir con los requerimientos de operación ante contingencia simple “(...) no se debe desconectar carga en forma automática (...)”, siendo el caso que al operar el EDACBF se desconecta carga de manera automática, para cumplir con el criterio de seguridad de contingencia simple establecido en el RMER, se considera adecuado emplear como criterio, evitar que ante la ocurrencia de una contingencia simple se alcance el umbral para la operación de la primera etapa del EDACBF.



Observación-5 AMM: Límite seguro en demanda mínima > media



AMM: La inercia en demanda media es mayor (>) que en demanda mínima (diferencia por número de unidades despachadas).

ANÁLISIS CRIE: Considerando el hecho que los análisis de seguridad operativa para conocer el impacto que las transferencias superiores al límite de 120 MW tienen en el SER, es preciso considerar al Sistema Eléctrico Mexicano (SEM) y el Sistema Eléctrico Regional (SER) conectados eléctricamente entre sí, durante los tres escenarios de demanda (máxima, media y mínima), considerando que durante el escenario de demanda mínima el SER se encuentra conectado al SEM, la cantidad de unidades despachadas en el sistema eléctrico mexicano sumadas a las unidades despachadas en el SER brindan un soporte grande a la estabilidad de frecuencia, razón por la cual la inercia no representa la principal restricción a la transferencia entre México y Guatemala.

Esta opinión es compartida por el *Pacific Northwest National Laboratory*, la cual puede constatarse en el siguiente comentario:

Therefore, when significant generation is suddenly lost in Central America, Mexico's generators automatically respond to maintain system frequency and partly compensate the lost generation. This has two significant effects:

1. System frequency performance is significantly improved in the SER (frequency does not deviate much) thanks to the strong automatic contribution from generators in Mexico.
2. However, this strong contribution from Mexico makes the Mexico-Guatemala transfer suddenly, automatically, and significantly increase after a generation loss in the SER.

Fuente: *Study of power transfers between Mexico and the Central American Regional Electrical system (PNNL, April 2018)*

Traducción: "El desempeño de la frecuencia es significativamente mejorada en el SER (la frecuencia no se desvía mucho) gracias a la fuerte contribución automática de los generadores en México".



AMM - No es posible que en demanda mínima se pueda perder más generación (140 MW), que en demanda media (120 MW), para alcanzar una frecuencia de 59.30 Hz.

ANÁLISIS CRIE: Las condiciones operativas (despacho de unidades, condiciones topológicas, distribución de flujos de carga, demanda, etc.), son diferentes para los diferentes escenarios de demanda (máxima, media, mínima); situación que no vincula a que las condiciones de demanda mínima sean más restrictivas que demanda máxima o media. A manera de ejemplificar se presentan las capacidades operativas de transmisión correspondientes al mes de abril de 2018:

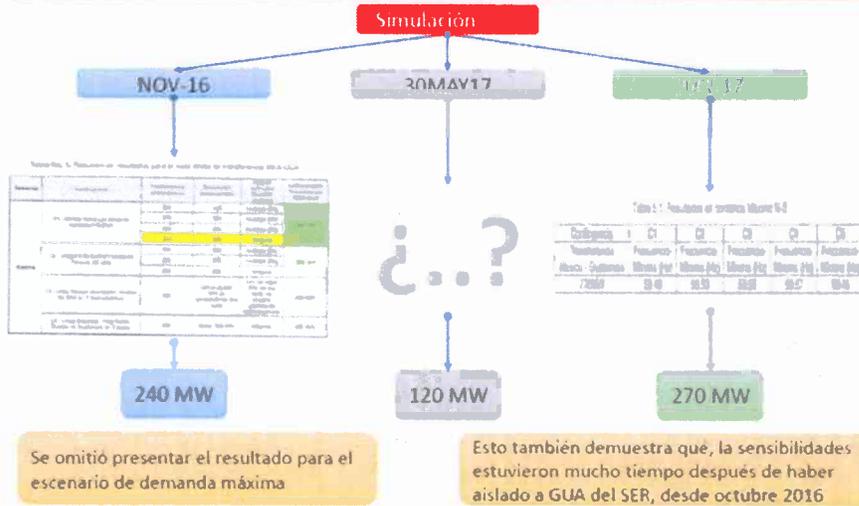
Tabla 8: Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control Norte - Sur

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS –HON *	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	300	180	210	190
Media	300	190	210	250
Minima	300	200	190	210

De la tabla anterior, se puede observar que entre Honduras y Nicaragua la capacidad operativa en demanda mínima es mayor que en demanda máxima y media, de igual forma la capacidad operativa entre Costa Rica y Panamá en demanda mínima es mayor que en demanda máxima. Lo que refuerza el hecho que no necesariamente el escenario de demanda mínima **debe** ser más restrictivo que los escenarios de demanda máxima o media.

Observación-6 AMM: Límite seguro en demanda máxima

El EOR en varias instancias aseveró que el límite seguro de inyección MEX-GUA era de 120 MW, ya que de sobrepasarlo se ponía en riesgo la Seguridad Operativa del SER.



Es importante iniciar citando lo mencionado por el EOR en sus análisis de sensibilidad:

Cabe señalar que, las simulaciones realizadas por el EOR, corresponden a sensibilidades, que no constituyen un estudio eléctrico completo para evaluar la magnitud e importancia del proyecto en mención, sino más bien, se realizaron en su oportunidad como confirmación y apoyo a las máximas capacidades vigentes de transferencia de potencia entre áreas de control. Por lo anterior, estas sensibilidades realizadas por el EOR, no sustituyen el estudio eléctrico de conexión, el cual debe ser elaborado por el Agente solicitante y presentado a la CRIE con copia al EOR, dicho estudio debe contener el análisis de todos los escenarios requeridos y condiciones habituales para este tipo de estudio, los cuales son proporcionados por el EOR.

Fuente: Informe de sensibilidades de transferencias mayores a 120 MW en la interconexión Guatemala – México. Octubre 2016

Del párrafo anterior, se desprende que el informe presentado por el operador regional en ningún momento pretendía fijar un nuevo límite de transferencias entre México y Guatemala, sino que se desarrolló como apoyo a los estudios de máximas transferencias entre áreas de control.

Por otro lado, queda claro que las decisiones tomadas por esta Comisión durante el procedimiento sancionador CRIE-PS-02-2016; así como los análisis hechos relativos a las aperturas de las líneas de interconexión entre Guatemala y el SER, derivadas de la conexión no autorizada del segundo banco de transformación 400/230 kV, se sustentaron en los estudios de máximas transferencias entre áreas de control del SER, lo anterior considerando que las aperturas de las líneas de interconexión se han realizado bajo la causal de validación eléctrica. De la Resolución CRIE-12-2018, considerando III, se puede extraer lo siguiente:

Al respecto, para efectuar la validación eléctrica se utilizan los criterios aplicables a los análisis de seguridad operativa definidos en el Libro III; al revisar los análisis de seguridad operativa relativos a las Máximas Transferencias de Potencia entre áreas de control del SER desarrollados por el EOR en coordinación con los OS/OM desde el mes de octubre de 2016 a la fecha, se puede constatar que uno de los criterios utilizados para el desarrollo de dichos estudios, comprende la importación de potencia desde el sistema eléctrico mexicano igual a 120 MW, tal y como se muestra en la figura 1; adicionalmente, el EOR ha desarrollado análisis de sensibilidad en los que ha confirmado y apoyado las MTP vigentes ante posibles modificaciones en las transferencias entre Guatemala y México.

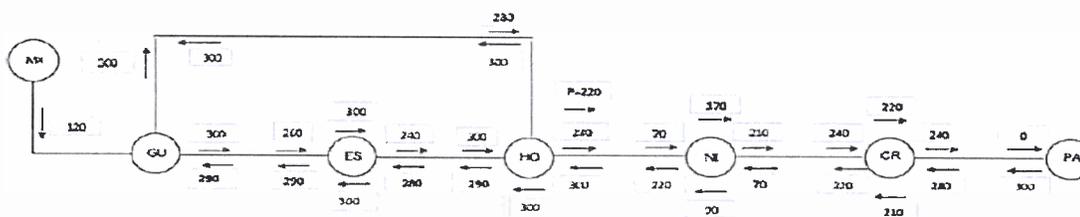


Figura 1. Representación gráfica Máximas Transferencias de Potencia, mes de agosto del 2016. Fuente EOR



Conforme a lo anteriormente mencionado, al desarrollar los estudios de seguridad operativa para fijar las Máximas Transferencias de Potencia (MTP) entre áreas de control del SER se consideró una importación de 120 MW desde México hacia Guatemala; el AMM al programar transferencias superiores al considerado, automáticamente modifica los criterios inicialmente empleados por el EOR para fijar las MTP; lo que a su vez trae como consecuencia incertidumbre en los resultados relativos a las MTP entre las diferentes áreas de control del SER arrojados por el análisis de seguridad operativa. Como consecuencia, al superar el límite de importación entre Guatemala – México (120MW) se modifican los resultados del predespacho.

Por su parte, de la Resolución CRIE-59-2018, considerando III, resolución que resolvió el recurso interpuesto en contra de la Resolución CRIE-12-2018, se extrae lo siguiente:

E. Al respecto del apartado “III. Sobre los criterios técnicos del EOR utilizados para realizar las aperturas”

“Se consideró oportuno insistir en presentar un análisis técnico del apartado III. CRITERIOS TÉCNICOS DEL EOR UTILIZADOS PARA REALIZAR LAS APERTURAS (obra a partir de la página 22 de la Resolución Impugnada) a partir de los argumentos ya presentados que han sido ignorados por la CRIE, relacionados con información similar a los resultados que este apartado utiliza, los cuales se abordan...”.

Análisis CRIE: Al respecto, se aclara que los criterios técnicos utilizados por el EOR para realizar la validación eléctrica y las aperturas se sustentan en los estudios de seguridad operativa que el Operador Regional ha desarrollado en coordinación con los OS/OMS de la Región, mismos que han sido publicados oportunamente en la página web del operador regional. En dichos estudios de seguridad operativa se han definido límites técnicos para la operación del Sistema Eléctrico Regional tales como las capacidades operativas entre áreas de control, identificando para tal fin las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER derivado del cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño. De igual forma en dichos estudios se consideró la evolución esperada de la cargabilidad de elementos de transmisión considerando como premisa la inyección de un flujo de potencia de 120 MW entre México y Guatemala, valor acordado entre los OS/OMS – EOR - CENACE para la entrada en operación del primer banco de transformación en la subestación Los Brillantes.

Lo anterior, guarda total congruencia considerando el hecho que las aperturas de las líneas de interconexión fueron realizadas por el EOR bajo el causal de “validación eléctrica”. Los estudios empleados tanto por el EOR como por esta Comisión, para el proceso de validación eléctrica corresponden a los estudios de máximas transferencias de potencia entre áreas de control, lo cual se considera adecuado de acuerdo a lo establecido en la regulación regional en sus numerales 5.14.1, 5.14.2 del Libro II del RMER, 5.2.2, 5.2.3, 5.2.5.1, 5.2.7.3 del Libro III del RMER.

Finalmente, es importante tener presente que la presentación de mayo 2017 tenía como título “Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México – Guatemala”, siendo el caso que en el informe que sirvió como base para la elaboración de la mencionada presentación se pudo observar que para el escenario de demanda máxima no se presentaron efectos adversos, se considera adecuado que dada la naturaleza de la presentación de mayo 2017, era posible no incluir el escenario de demanda máxima.

Sin embargo, es importante hacer la aclaración que, como ya se mencionado, los análisis asociados al escenario de demanda máxima figuran dentro del informe que sirvió como base para la elaboración de la presentación de mayo de 2017.



Observación-7 AMM: Cambio de premisas de la sensibilidad



CAMBIOS DE PREMISAS DE LA SENSIBILIDAD

Estudios de Sensibilidad presentados por el EOR

Tema	oct-16	nov-16	may-17
1 Flujo en la Interconexión		240 MW	240 MW
2 Variabilidad		(+) 50 MW	(+/-) 30 MW
Contingencia	Al abrir las interconexiones del SER con GUA, el EOR no tiene un sustento técnico	115 MW PAN (4U), 95 MW PAN, F MSYSMT230 2 islas SER. PGDSIQ230	134 MW GUA
3 Efectos		Inestabilidad / osc	bajo voltaje THP
4 Actuación ECS		ESIM006 OSC / ESIM006	THP LV
5 Premisa EDACBF 59.30 Hz		No debe actuar	No deber actuar
6 Premisa EDALTBIF 58.90 Hz		No debe actuar	

✓ Cambio de contingencias, efectos desvanecidos por fallas reales del SER ocurridas de en enero, marzo, 2017.

✓ Cambio de efectos que causa la contingencia y los esquemas (ECS) que actúan ante dichas contingencias.

✓ La secuencia de eventos relacionada en la presentación no coincide con las simulaciones que presentan y con lo que realmente ocurre en el SER.

ANÁLISIS CRIE: El RMER en su numeral 5.2.2 del Libro III, establece que *“Los estudios de seguridad operativa tendrán como objetivo determinar las medidas a ser adoptadas nacional y regionalmente para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER. Para ello, se deberá presentar la evolución esperada de la cargabilidad de los elementos de la RTR y los límites técnicos para la operación de las instalaciones, así como las violaciones a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Regionales. La seguridad operativa deberá proveer información y señales a los Agentes sobre las inversiones en generación y transmisión requeridas para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación”*.

De lo anterior, se desprende que para poder cumplir con el objetivo de los estudios de seguridad operativa, el operador regional, puede y debe emplear la información más actualizada de las condiciones operativas del SER, incluyendo despacho, demanda, topología de red, estacionalidad, fallas críticas o contingencias, etc.

Considerando que al actualizar las bases de datos nacionales, se modifica la distribución de flujos, el despacho de unidades, la demanda, etc.; las consecuencias derivadas de la evaluación de fallas en el SER, lógicamente diferirán de aquellas evaluadas bajo condiciones diferentes.

A continuación se muestran ejemplos en los que las contingencias que definen las máximas capacidades de transferencia entre dos áreas de control cambian en el tiempo y no necesariamente son las mismas para períodos de tiempo diferentes:



	Porteo Norte-Sur		
	Máxima	Media	Minima
Límite [MW]	290	220	190
Contingencia Limitante	C1	C1	C1

Fuente: Informe de MTP marzo 2017, publicado en la página web del EOR

	Porteo Norte-Sur		
	Máxima	Media	Minima
Límite [MW]	210	220	240
Contingencia Limitante	C4	P4	I9

Fuente: Informe de MTP mayo 2017, publicado en la página web del EOR

	Porteo Norte-Sur		
	Máxima	Media	Minima
Límite [MW]	130	260	280
Contingencia Limitante	-	I9	I9

Fuente: Informe de MTP agosto 2017, publicado en la página web del EOR

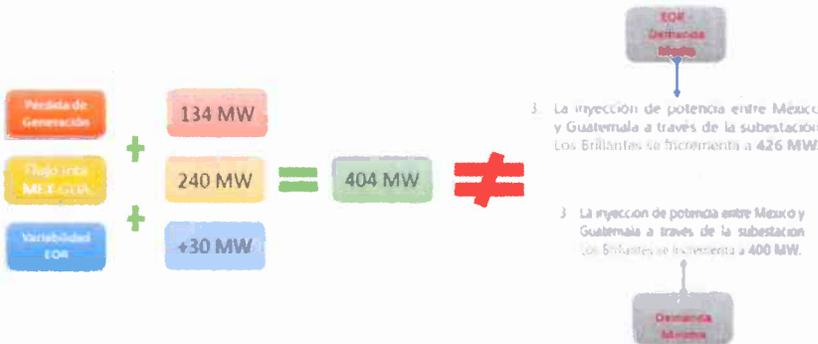
	Porteo Norte-Sur		
	Máxima	Media	Minima
Límite [MW]	210	220	260
Contingencia Limitante	P6	P43	I9

Fuente: Informe de MTP noviembre 2017, publicado en la página web del EOR

Por todo lo anterior, se razonan adecuadas las consideraciones técnicas tomadas por el EOR para la elaboración de los análisis de sensibilidad realizados.≠

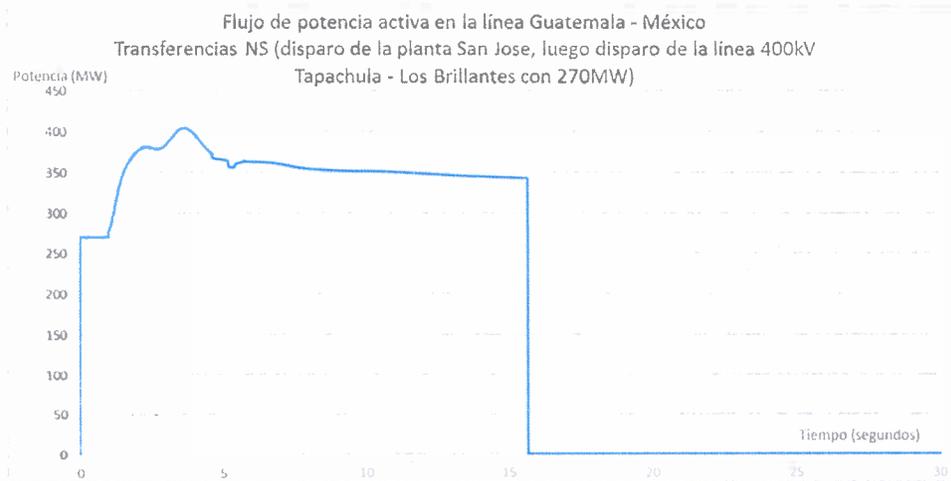
Observación-8 AMM: La inyección de potencia MEX-GUA ante contingencia.

✓ En las simulaciones dentro de los mismos escenarios y entre escenarios, se observan distintos criterios de variabilidad y pérdida de generación utilizados por el EOR, que al sumar no cuadran.



ANÁLISIS CRIE: De la información remitida por el EOR, se pudo verificar que el flujo máximo alcanzado en el enlace MEX-GUA fue de 403.91 MW, distinto a los 426 MW detallados en la presentación de mayo de 2016.

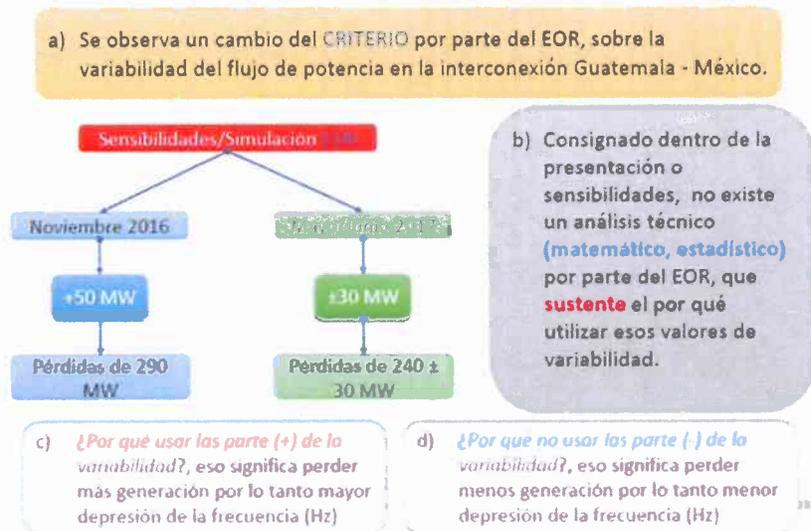




Fuente: Resultados de simulaciones hechas por el EOR, nota EOR-DE-06-02-2018-032

Es importante destacar que los efectos adversos mencionados por el EOR, son los mismos pese a la diferencia en el monto mostrado en la presentación del 30 de mayo de 2017.

Observación-9 AMM: Variabilidad interconexión GUA-MEX



ANÁLISIS CRIE: Con relación al cambio en las desviaciones de potencia entre México y Guatemala, consideradas por el EOR en noviembre 2016 y mayo 2017, brevemente se puede comentar que de acuerdo a registros históricos comparativos entre el despacho real y el programado, se han observado diferencias entre ambas condiciones que oscilan entre -129 MW y 136 MW (durante el mes de noviembre de 2016) y -169 MW y 98 MW (durante el mes de mayo de 2017).

A fin de ejemplificar lo arriba expuesto, a continuación se presentan dos días en los que se puede observar el comportamiento variable (natural) de las transferencias de potencia entre México y Guatemala:



Fecha	Programado (MW)	Real (MW)	Variación (MW)
2/11/2016, 8:00	120	170	50
8/05/2017, 10:00	120	150	30

Fuente: Predespacho y posdespacho publicado por el AMM en su página web.

Por todo lo anterior, se consideran adecuadas las consideraciones técnicas tomadas por el EOR para la elaboración de los análisis de sensibilidad realizados.

Observación-10 AMM: Se indujo a error al regulador regional que, de buena fe, procuró el resguardo de la seguridad del SER ante el supuesto peligro informado por el EOR, peligro que en realidad es inexistente.

• Resolución CRIE-12-2018

Al mantener conectado el segundo banco de transformación, 400/230 kV 225 MVA en la subestación Los Brillantes, sin que se haya seguido el debido procedimiento de solicitud de conexión a la RTR, posibilita el incremento en la capacidad de potencia que se puede transportar y transformar desde el Sistema Eléctrico Mexicano; sin embargo, dicho incremento en la capacidad de transformación no representa un incremento en la capacidad operativa de transmisión en la interconexión Guatemala – México. Ante las condiciones mencionadas anteriormente, la conexión del segundo banco de transformación en la subestación Los Brillantes representaría un peligro a la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación del SER, ya que al ocurrir una falla propia, ya sea en el sistema eléctrico mexicano (disparo de carga o generación) o en el SER, podría llevar a este último a operar en condiciones de emergencia, al producirse transferencias intempestivas de potencia desde y hacia el SER. Tal y como ha quedado evidenciado en los estudios de seguridad operativa y análisis de sensibilidad desarrollados por el EOR.

ANÁLISIS CRIE: El AMM comenta que derivado de la presentación hecha por el EOR en mayo 2017, se indujo a error al Regulador Regional; al respecto es preciso aclarar que, derivado de la presentación hecha por el Operador Regional, esta Comisión:

1. No tomó decisiones relativas a la seguridad operativa del MER.
2. No acordó acciones o instrucciones asociadas a la seguridad operativa regional.
3. No autorizó ni instruyó al EOR a realizar aperturas de elementos de transmisión en el SER.
4. No aprobó límites de transferencia entre México y Guatemala, ni cualquier acción operativa.

Respecto al potencial riesgo a la calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SER ante la conexión **no autorizada** del segundo banco de transformación en la subestación Los Brillantes, el cual ha sido advertido por el Operador Regional en sus análisis de seguridad operativa, ha quedado evidenciado en la operación en tiempo real, tal y como se presenta a continuación:



Tabla 2. Operación de ECS en SE Los Brillantes luego de la conexión del segundo banco de transformación.

Fecha del evento	Origen del evento	Esquema de Protección	Opero el EDACBF
viernes, 22 de julio de 2016	No hubo evento previo	ESIM004_OSC	NO
viernes, 22 de julio de 2016	No hubo evento previo	ESIM004_OSC	NO
domingo, 24 de julio de 2016	Incumplimiento de programa CRI - PAN	ESIM004_OSC	NO
miércoles, 10 de agosto de 2016	Pérdida de generación en México	ESIM004_OSC	NO
domingo, 28 de agosto de 2016	Disparo de barra en Panamá	ESIM006	SI
domingo, 28 de agosto de 2016	Disparo de líneas en Nicaragua	ESIM004_OSC	NO
viernes, 02 de septiembre de 2016	Disparo de líneas en Panamá	ESIM004_OSC	NO
domingo, 04 de septiembre de 2016	No hubo evento previo	ESIM004_OSC	NO
domingo, 04 de septiembre de 2016	No hubo evento previo	ESIM004_OSC	NO
lunes, 05 de septiembre de 2016	incumplimiento de programa MEX - GUA	BAJA TENSION THP	SI
lunes, 05 de septiembre de 2016	incumplimiento de programa MEX - GUA	BAJA TENSION THP	SI
lunes, 05 de septiembre de 2016	incumplimiento de programa MEX - GUA	BAJA TENSION THP	SI
domingo, 11 de septiembre de 2016	Disparo de línea en Nicaragua	ESIM004_OSC	NO
domingo, 13 de septiembre de 2016	Pérdida de generación en México	ESIM004_OSC	NO
lunes, 12 de septiembre de 2016	Rechazo de carga en Costa Rica	ESIM004_OSC	NO
miércoles, 14 de septiembre de 2016	Pérdida de generación en México	ESIM004_OSC	NO
sábado, 17 de septiembre de 2016	Disparo de líneas en Nicaragua	DISPARO TRANSFERIDO DE MEXICO	SI
domingo, 18 de septiembre de 2016	Disparo de líneas en Honduras	DISPARO TRANSFERIDO DE MEXICO	SI
lunes, 19 de septiembre de 2016	No hubo evento previo	ESIM004_OSC	NO
sábado, 01 de octubre de 2016	Disparo de línea en Nicaragua	ESIM004_OSC	NO
lunes, 03 de octubre de 2016	No hubo evento previo	ESIM004_OSC	NO

Tabla 3. Actuaciones de otros esquemas de control suplementario asociados a la SE Los Brillantes, que han provocado la actuación del EDACBF regional a partir de la conexión del segundo banco de transformadores.

No	Fecha del evento	Desconexión bancos de transformación	Conexión bancos de transformación	Origen	Esquema de Protección	Opero el EDACBF	Perdida de carga [MW]
1	domingo, 28 de agosto de 2016	15:08:52	15:35:00	Disparo de barra en Panamá	ESIM006	SI	246.3
2	lunes, 05 de septiembre de 2016	10:14:06	10:38:00	Incumplimiento de programa MEX - GUA	BAJA TENSION THP	SI	261.3
3	lunes, 05 de septiembre de 2016	11:25:39	11:42:00	Incumplimiento de programa MEX - GUA	BAJA TENSION THP	SI	553.5
4	lunes, 05 de septiembre de 2016	13:11:10	13:28:00	Incumplimiento de programa MEX - GUA	BAJA TENSION THP	SI	215.4
5	sábado, 17 de septiembre de 2016	14:55:00	15:04:00	Disparo de líneas en Nicaragua	DISPARO TRANSFERIDO DE MEXICO	SI	375.4
6	domingo, 18 de septiembre de 2016	10:48:00	10:58:00	Disparo de líneas en Honduras	DISPARO TRANSFERIDO DE MEXICO	SI	409.9



Tabla 6. ECS asociados a la desconexión de los bancos de transformadores 400/230 kV en la subestación Los Brillantes.

Nomenclatura	Función	Actuación
ESIM005	Esquema de control por pérdida de generación en México	Apertura de la línea de interconexión Guatemala – México 400 kV, flujo en dirección a México superior a 135 MW por 0.5 segundos y frecuencia a 59.85 Hz. (ESIM005)
ESIM006	Esquema de control por exceso de generación en México	Apertura de la línea de interconexión Guatemala – México 400 kV, flujo en dirección a Guatemala superior a 260 MW y frecuencia superior a 60.299 Hz por 0.067 segundos. (ESIM006)
ESIM004_OSC	Esquema de disparo por Oscilaciones de Potencia Inter Área.	Disparo del interruptor 230 kV de los Transformadores 400/230 kV de Los Brillantes por oscilaciones de potencia en el rango entre 0.1-0.3 Hz, para: a) coeficiente de amortiguamiento menor o igual que cero sostenida por 50s y b) detección de una oscilación creciente con coeficiente de amortiguamiento menor o igual que cero, actuación en 21s. (ESIM004_OSC).
BAJA TENSION THP	Esquema por bajo voltaje	Disparo de la línea de interconexión Guatemala – México por bajo voltaje en la Subestación Tapachula provocado por pérdidas de generación.

Fuente: Informe elaborado por el EOR en octubre de 2016 titulado: Reporte de actuación de Esquemas de Control Suplementario asociados a la subestación Los Brillantes, considerando el 2º banco de transformadores 400/230 kV



Lista de eventos ocurridos en el SER, donde ha operado el esquema de Disparo Transferido por Bajo Voltaje desde la subestación Tapachula (EDALTBV) durante el período de septiembre 2016 a enero 2018

No.	Fecha del evento	Hora	Detalles del evento
1	Lunes, 05 de septiembre de 2016	10:14:05	Disparo de línea 230kV Masaya - San Martín, y la línea 230 kV Ticuantepe - Cañas en mantenimiento, incremento del flujo desde México hacia el SER a 430 MW
2	Lunes, 05 de septiembre de 2016	11:25:38	Disparo de línea 230kV Masaya - San Martín, y la línea 230 kV Ticuantepe - Cañas en mantenimiento, incremento del flujo desde México hacia el SER a 464 MW
3	Lunes, 05 de septiembre de 2016	13:11:09	Disparo de línea 230kV Masaya - San Martín, y la línea 230 kV Ticuantepe - Cañas en mantenimiento, incremento del flujo desde México hacia el SER a 466 MW
4	Sábado, 17 de septiembre de 2016	14:50:07	Oscilaciones de potencia no amortiguadas, incremento del flujo desde México hacia el SER a 429 MW
5	Domingo, 18 de septiembre de 2016	10:48:28	Disparo de línea 230kV Pavana - Santa Lucía, y la línea 230 kV Agua Caliente - Sandino en mantenimiento, incremento del flujo desde México hacia el SER a 465 MW
6	Sábado, 26 de noviembre de 2016	07:34:00	Al sincronizar la línea 230kV Amayo - Liberia, y la línea 230 kV Ticuantepe - Cañas indisponible, incremento del flujo desde México hacia el SER a 460 MW
7	Lunes, 09 de enero de 2017	09:13:32	Disparo de línea 230kV Masaya - San Martín, luego línea 230 kV Ticuantepe - Cañas, incremento del flujo desde México hacia el SER a 494 MW
8	Lunes, 16 de enero de 2017	09:18:24	Disparo de línea 230kV Masaya - San Martín, luego línea 230 kV Ticuantepe - Cañas, incremento del flujo desde México hacia el SER a 422 MW
9	Sábado, 04 de marzo de 2017	09:20:12	Disparo de 125 MW de generación planta Fotovoltaica en Honduras.
10	Martes, 21 de marzo de 2017	18:16:21	Evento en el área de control de Panamá, disparo de 900 MW de carga y 750 MW de generación, incremento del flujo desde México hacia el SER a 425 MW
11	Martes, 21 de marzo de 2017	20:09:29	Oscilaciones de potencia no amortiguadas, incremento del flujo desde México hacia el SER a 453 MW
12	Miércoles, 26 de abril de 2017	07:48:43	Disparo de 288 MW de generación plantas Jaguar Energy y Aguacapa en Guatemala, incremento del flujo desde México hacia el SER a 408 MW
13	Martes, 27 de junio de 2017	11:00:16	Disparo de líneas 230kV Agua Caliente - Sandino, León I - Sandino y León I - PENSA de 138kV
14	Viernes, 03 de noviembre de 2017	09:07:00	Disparo de línea 230kV Arenal - Corobici, se pierden 208 MW de generación de Costa Rica (Plantas Dengo y Sandital), incremento del flujo desde México hacia el SER a 439 MW
15	Sábado, 09 de diciembre de 2017	11:32:00	Disparo de líneas 230kV Ticuantepe - Masaya y Masaya - San Martín, el flujo desde México hacia el SER, previo a la contingencia, era de 114.5 MW

Fuente: Nota EOR-DE-29-01-2018-022, Anexo II.

De los cuadros presentados anteriormente, podemos constatar la operación en tiempo real de Esquemas de Control Suplementario asociados a los transformadores en subestación Los Brillantes y a los flujos de potencia entre México y Guatemala. Adicionalmente, podríamos inferir que las operaciones del esquema por bajo voltaje y sus consecuencias, pudieron haberse evitado si los



criterios para la operación del mismo hubiesen respetado por lo menos los criterios de calidad establecidos en el RMER, toda vez que, como ya lo hemos mencionado, el criterio de operación actualmente establecido en el EDALTBV de 0.97 pu es mucho mayor al mínimo valor de voltaje permitido por el RMER, ante contingencia simple (0.90 pu)

Por otro lado, el gran impacto en la operación segura y confiable del SER ante el incremento en las transferencias Guatemala – México a través de la conexión no autorizada del segundo banco de transformación en la subestación Los Brillantes 400/230 kV, no solo ha sido advertida por el operador regional, sino que también ha sido expuesta por el *Pacific Northwest National Laboratory*:

- When evaluating the applicability of RMER to the extra-regional interconnection, decision makers should take into account that, from a purely technical point of view, the Mexico-Guatemala interconnection is considered of regional importance. The levels of transfer from Mexico are comparable to or higher than the largest generation contingency in the SER, and also to the capacity of lines interconnecting pairs of MER member countries. Therefore transfers from Mexico may have a significant impact on the stability of the SER.
- One of the ECS that usually trips Mexico-SER, the “transferred trip” ECS, should be reviewed jointly with Mexico’s system operator to evaluate the possibility of allowing for tripping at a higher transfer level. It is important to highlight that the ECS should be designed to provide a solution to a system and not to negatively interfere with reliable operation.
- The representation of Mexico’s model should be improved, or a full representation of Mexico should be used in Central America analysis. If the full model of Mexico is not available, frequency, voltage and oscillations behavior of the equivalent system should be improved. Improving frequency and voltage behavior is a less complex task than improving its oscillations behavior.
- It is recommended that EOR engage in coordination of operation and planning with Mexico’s system operator, given the relative importance of Mexico’s imports and their technical impact on SER operation and planning.

Fuente: Study of Power Transfers between Mexico and the Central American Regional Electrical System, Report 1 (PNNL, November 2017)

Traducción:

- “Cuando se evalúa la aplicabilidad del RMER a las interconexiones extra-regionales, los encargados de la toma de decisiones deberían tomar en cuenta que, desde un punto de vista puramente técnico, la interconexión México – Guatemala es considerado de importancia regional. Los niveles de transferencia desde México son comparables o superiores a la contingencia de generación más grande en el SER, así como con la capacidad de las líneas que interconectan los pares de países miembros del MER. En tal sentido las transferencias desde México pueden tener un impacto significativo en la estabilidad del SER.
- Uno de los ECS que usualmente dispara el enlace México – SER, el ECS ‘disparo transferido’, debe ser revisado en conjunto con el operador del sistema de México, de manera que se evalúe la posibilidad de dispar el enlace a valores de transferencia mayores. Es importante resaltar que el ECS debe estar diseñado de manera que éste proporcione una solución al sistema y que no interfiera negativamente con la confiabilidad de la operación.
- La representación del modelo de México debe ser mejorado, o una representación completa de México debería ser usada en los análisis desarrollados en Centro América. Si el modelo completo de México no está disponible, el comportamiento de la frecuencia, voltaje y oscilaciones del modelo debería ser mejorado. Mejorar el comportamiento de la



frecuencia y voltaje es una tarea menos compleja que mejorar el comportamiento de las oscilaciones.

- *Es recomendado que el EOR en coordinación con el operador del sistema de México aborde temas operativos y de planificación, dada la relativa importancia de las transferencias con México y sus implicaciones técnicas en la operación y planificación del SER.”*

De igual forma, el impacto de la interconexión México – Guatemala y la ampliación de su capacidad de transferencias, en la operación segura y confiable del SER, también fue reportada por *Power Tech Labs Inc* (Empresa contratada por el Agente propietario del segundo banco de transformación en s/e Los Brillantes 400/230 kV)

A contingency, namely P6, was studied in detail as this was an extreme contingency in Panama. In this contingency, four generators tripped simultaneously due to a boiler failure. Based on the simulation results, it was observed that when large generators trip in Panama, the additional power requirement is fulfilled by the generators outside Panama, mainly Mexico. This indicates the insufficiency of spinning reserve in the Panama region. It is therefore highly recommended to perform a detailed study on spinning reserve in the Central American system to address any such eventuality. This may become worse, particularly in the high-demand scenarios, following the tripping of Mexico-Guatemala interconnection; shortage of power may cause severe and widespread frequency dip in Central American system forcing system-wide load shedding.

Fuente: *Transfer Analysis between Mexico and Guatemala, Final Report (Power Tech Labs, Julio 2017)*

Traducción:

“(...) Basado en los resultados de las simulaciones, se observó que cuando se disparan grandes generadores en Panamá, los requerimientos adicionales de potencia son suministrador por generadores fuera de Panamá, principalmente México (...) Esta Condición puede empeorarse, particularmente en escenarios de alta demanda, seguido del disparo de la interconexión México – Guatemala; el déficit de potencia puede causar caídas de frecuencia severas y generalizadas, forzando al disparo automático de carga a nivel regional”

Por todo lo anterior, debe entenderse que la conclusión del potencial riesgo al que se enfrenta la operación técnica y comercial del MER frente a la conexión no autorizada del 2do banco de transformación en la subestación Los Brillantes, es resultado del análisis técnico de esta Comisión; lo anterior considerando la realidad física – eléctrica de los sistemas eléctricos de México y del SER interconectados entre sí. Situación que también ha sido advertida por el Operador Regional en sus análisis de seguridad operativa, por *el Pacific Northwest National Laboratory* y *el Power Tech Lab*; quedando, de igual forma evidenciado en la operación en tiempo real ante la activación frecuente de los ECS asociados a los niveles de transferencia entre México y Guatemala, producto de contingencias simples, múltiples o sin que ocurra ningún evento.

IV

Que en reunión presencial número 128, del 26 de julio de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado la denuncia presentada por el Administrador del Mercado Mayorista contra el Ente Operador Regional por haber efectuado la presentación denominada “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala*”, presentada el día 30 de mayo de 2017, en la reunión bilateral de las Juntas Directivas CRIE-EOR, celebrada en San Salvador, El Salvador, acordó declararla sin



lugar, conforme con lo establecido en el artículo 21 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

POR TANTO:

Con base en lo considerado y lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, Resolución CRIE-P-28-2013, esta Comisión,

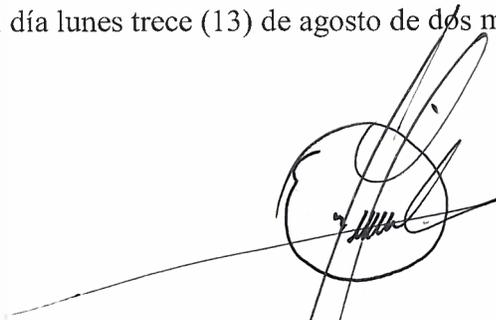
RESUELVE:

PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR la denuncia presentada por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) en contra el Ente Operador Regional (EOR), por haber realizado la presentación denominada “*Efectos adversos técnicos y comerciales para el SER por operación sobre el límite de 120 MW en la línea de interconexión México-Guatemala*”, presentada el día 30 de mayo de 2017, en la reunión bilateral de las Juntas Directivas CRIE-EOR, celebrada en San Salvador, El Salvador.

SEGUNDO. La presente resolución cobrará firmeza de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

NOTÍFIQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en cuarenta y cuatro (44) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día lunes trece (13) de agosto de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



SECRETARIO EJECUTIVO