



**ENTE OPERADOR REGIONAL**  
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

## **Análisis de afectaciones que se están produciendo en las transacciones comerciales del MER por incumplimiento de terceros a la regulación regional**

<b>Elaborado por:</b>	Ente Operador Regional - EOR
<b>Dirigido a:</b>	Comisión Regional de Integración Eléctrica - CRIE
<b>Asunto:</b>	Informe de análisis de afectaciones en las transacciones comerciales del MER por incumplimiento de terceros a la regulación regional
<b>Fecha:</b>	Abril de 2019



## Contenido

1.	ANTECEDENTES LEGALES.....	3
2.	ANTECEDENTES REGULATORIOS.....	8
3.	ANTECEDENTES ESTADÍSTICOS DE INTERRUPCIONES GUA-SER.....	9
4.	ANTECEDENTES ESTADÍSTICOS Y ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS COMERCIALES POR APERTURAS ENTRE GUATEMALA Y EL RESTO DEL SER A CAUSA DEL INCUMPLIMIENTO DE UN OSOM.....	10
5.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS DIFERENTES ESTUDIOS ASOCIADOS .....	15
6.	ANÁLISIS DE AFECTACIONES DE ORDEN TÉCNICO.....	16
7.	CONCLUSIONES: .....	17
7.1	JURÍDICAS.....	17
7.2	REGULATORIAS .....	19
7.3	ESTUDIOS TÉCNICOS.....	20
7.4	COMERCIALES.....	21
8.	CONCLUSIONES GENERALES.....	21

## 1. ANTECEDENTES LEGALES

---

1. El 8 de julio de 2016, mediante oficio No. GDN-005-2016 el AMM notificó al EOR que "...el AMM procederá a partir del domingo 10 de julio de 2016, con el inicio de las pruebas operativas correspondientes y la puesta en operación de las instalaciones del 2do Banco de Transformación 400/230 kV de 225 MVA de la Subestación Los Brillantes, correspondiente a la Interconexión Guatemala-México"; No obstante, en respuesta a ello, el EOR por medio de nota EOR-GPO-09-07-2016-141, de 9 de julio de 2016, le instruyó a no proceder con ninguna prueba y puesta en servicio de las instalaciones del 2do Banco de Transformación 400/230 kV de 225MVA a la Subestación Los Brillantes, correspondiente a la interconexión Guatemala-México.

Así mismo, por medio de los correos electrónicos entre el AMM y el EOR del domingo 10 de julio de 2016 referentes al inicio de las pruebas de conexión, el AMM reiteró que se realizarían dichas pruebas, energizando el banco de transformación No. 2 de 225 MVA, 400/230 kV en la subestación Los Brillantes el 10 de julio de 2016 a las 12:31 del lado de 400 kV.

2. En razón de lo anterior, el 12 de agosto de 2016 el EOR presentó denuncia contra el AMM, y solicitó se instruyese al AMM proceder con la desconexión de las instalaciones correspondientes al segundo banco de transformación 400/230 Kv 225 MVA en la Subestación Los Brillantes, y se dictasen medidas cautelares. En atención a la denuncia del EOR resolvió mediante las siguientes providencias y resoluciones lo siguiente:
  - a) Providencia CRIE-PS-02-2016-01 de 27 de septiembre de 2016: ordena el inicio del procedimiento en contra del AMM por posiblemente haber incurrido en faltas a la Regulación Regional (a y d del Art. 30 del II Protocolo al TM).
  - b) Providencia CRIE-PS-02-2016-04 de 22 de noviembre de 2016: resuelve la medida cautelar de: instruir al AMM no sobrepasar el límite máximo de transferencias en la interconexión Guatemala-México a la RTR de 120 MW, debiendo cumplir el agente interesado en la conexión del Proyecto "2do Banco de Transformación 400/230 kV para el reforzamiento de la Subestación Los Brillantes" a la RTR con el procedimiento establecido en la Regulación Regional y presentar debidamente, los estudios que avalen un nuevo límite de transferencias, que cumplan con los CCSD, que garanticen de esa forma la operación del SER; y además;

Instruye al EOR **que garantice, conforme sus facultades y en su calidad de operador del SER, el cumplimiento de lo indicado en el punto anterior;** y Solicitar al EOR, AMM, ETCEE/INDE y a la Empresa Energía del Caribe, S.A. el cumplimiento de

las obligaciones y facultades como operadores y agentes del SER, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER, y demás normativa regional vigente, a fin de preservar la calidad, seguridad y desempeño del servicio.

- c) Así mismo mediante Resolución CRIE-10-2017, del 5 de abril de 2017, la CRIE dispuso lo siguiente:

**PRIMERO. DECLARAR** *la responsabilidad administrativa del **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA-AMM**, al haber permitido la conexión del 2do banco de transformación a la Subestación Los Brillantes, siendo esta última un elemento integrante de la RTR, sin contar con la respectiva aprobación de conexión o de la respectiva ampliación de la RTR por parte de la CRIE, ni con la autorización del EOR para la puesta en operación del referido proyecto, según los procedimientos establecidos en los numerales 4.5 y 11 del Libro III del RMER; e incumpliendo el artículo 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y los numerales 1.5.4, literales a), c), i), j) del Libro I del RMER, constituyéndose ello una falta muy grave, a la luz de lo dispuesto en el inciso a) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, al no velar por el cumplimiento de las normas de acceso y conexión a la red de transmisión regional.*

**SEGUNDO. DECLARAR** *la responsabilidad administrativa del **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA –AMM-** porque desobedeció la instrucción girada por el EOR, por medio de nota EOR-GPO-09-07-2016-41, del 09 de julio de 2016, por haber efectuado las pruebas operativas y permitido la puesta en operación de las instalaciones del 2do Banco de transformación en la subestación Los Brillantes, quedando energizadas dichas instalaciones el 10 de julio de 2016; ello sin contar con la respectiva aprobación de conexión o de la respectiva ampliación de la RTR por parte de la CRIE, ni con la autorización del EOR para la puesta en operación del referido proyecto, según los procedimientos establecidos en la regulación regional; constituyéndose ello en una falta muy grave, a la luz de lo dispuesto en el inciso d) del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco.*

**TERCERO. SANCIONAR** *al **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA –AMM** con una multa de DOSCIENTOS CINCUENTA MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 250,000) la cual deberá ser cancelada dentro de los 30 días hábiles siguientes, contados a partir de la firmeza de la presente resolución. Para esos efectos, dicho monto deberá depositarse en la cuenta bancaria de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, número 22-001-53000317-1 del Banco Promérica, S.A., debiendo informar por escrito a la CRIE, dentro del plazo de tres días posteriores a su pago, que la misma ha sido honrada.*

**CUARTO. INSTRUIR** *al AMM proceder, dentro del plazo de **TRES (03) DÍAS CALENDARIO**, contados a partir de la firmeza de la presente resolución, con la*

desconexión de las instalaciones correspondientes al segundo banco de transformación 400/230 Kv 225 MVA en la Subestación Los Brillantes de la RTR.

**QUINTO.** LEVANTAR la medida cautelar adoptada por esta Comisión, mediante Providencia CRIE-PS-02-2016-04, de 22 de noviembre de 2016.

**SEXTO. INSTRUIR al EOR informe a esta Comisión el cumplimiento de lo ordenado en el punto resolutivo número cuarto de la presente resolución."**

**Nota:** Cabe señalar que la Resolución CRIE-10-2017 fue confirmada por la Resolución CRIE-22-2017, del 29 de mayo de 2017 a raíz de recurso de reposición interpuesto por el AMM en contra de la Res. CRIE-10-2017.

3. La CRIE, nuevamente abrió procedimiento sancionador en contra del AMM, ante la renuencia del AMM por no cumplir lo establecido por la CRIE mediante Resolución CRIE-10-2017, confirmada mediante la Resolución CRIE-22-2017 y para lo cual de oficio inicia el procedimiento Sancionador CRIE-PS-01-2017, el cual fue resuelto mediante la resolución CRIE-28-2018, del 15 de febrero de 2018, en el orden siguiente:

**PRIMERO.** Declarar al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA renuente a ajustarse a la normativa regional, por no obedecer lo instruido por esta Comisión mediante el Resuelve CUARTO de la resolución CRIE-10-2017 referente a desconectar dentro del plazo de tres días calendario, contados a partir de la firmeza de dicha resolución, las instalaciones correspondientes al segundo banco de transformación 400/230 Kv 225 MVA en la Subestación Los Brillantes de la RTR; en virtud de lo cual se sanciona al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA con una multa de US\$38,500.41

**SEGUNDO.** Declarar al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA responsable de incumplir sus compromisos comerciales contraídos en el MER; en virtud que no procedió a pagar dentro del plazo estipulado por el artículo 47 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, la multa impuesta por esta Comisión mediante el Resuelve Tercero de la resolución CRIE-10-2017; en virtud de lo cual se sanciona al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA con una multa de US\$9,055.00.

**TERCERO.** Instruir al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA al pago de la multa impuesta mediante el Resuelve Tercero de la resolución CRIE-10-2017 y las multas impuestas en los puntos resolutivos PRIMERO y SEGUNDO de la presente resolución, las cuales deberán ser depositadas a más tardar dentro del plazo de 30 días hábiles siguientes a la firmeza de esta resolución, en la cuenta bancaria de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, número 22-001-53000317-1 del banco Promérica, S.A., debiendo

*informar por escrito a la CRIE dentro del plazo de tres días posteriores a su pago, que las mismas han sido honradas.*

**CUARTO.** Reiterar al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA proceder dentro del plazo de tres días calendario, una vez firme la presente resolución, con lo instruido por esta Comisión en el Resuelve CUARTO de la resolución CRIE-10-2017. (Desconexión)

**QUINTO.** *Instruir al ENTE OPERADOR REGIONAL informe a esta Comisión del cumplimiento de lo ordenado en el Resuelve CUARTO de la presente resolución..."*

*Nota. Cabe señalar que la Resolución CRIE-28-2018, fue confirmada mediante resolución CRIE-58-2018, del 4 de abril de 2018, a raíz de recurso de reposición interpuesto por el AMM en contra de la Res. CRIE-28-2018.*

4. La CRIE, nuevamente abrió procedimiento sancionador en contra del AMM, ante la renuencia del AMM por no cumplir lo establecido por la CRIE mediante Resoluciones CRIE-10-2017, confirmada mediante Resolución CRIE-22-2017 y CRIE-28-2018 confirmada mediante Resolución CRIE-58-2018, el Regulador Regional, el 28 de agosto de 2018, dio inicio **de oficio** al procedimiento sancionador CRIE-PS- 09-2018 en contra del AMM, el cual fue resuelto mediante la resolución CRIE-08-2019, de 31 de enero de 2019, y publicada y notificada el 12 de febrero de 2019, en el orden siguiente:

**"PRIMERO. DECLARAR al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA, renuente a ajustarse a la Regulación Regional, por no haber cumplido con lo ordenado por la CRIE mediante el resuelve "CUARTO" de la resolución CRIE-28-2018, del 15 de febrero de 2018, referente a proceder a la desconexión de las instalaciones correspondientes al segundo banco de transformación 400/230 kV 225MVa en la Subestación los Brillantes de la RTR, lo cual debió llevarse a cabo, según lo instruido por la CRIE, el 11 de abril de 2018; lo que se constituye como infracción **muy grave**, según lo establecido en el literal "h." del artículo 30 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central; en virtud de lo cual se le impone al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA, multa por un total de US\$550, 479.91.**

**SEGUNDO. DECLARAR al ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA, responsable de incumplir con el pago de sus obligaciones económicas relacionadas a compromisos comerciales en el Mercado Eléctrico Regional, por no haber honrado las multas impuestas por esta comisión en los resuelve "PRIMERO" y "SEGUNDO" de la resolución CRIE-28-2018, en el plazo y forma estipulada en el resuelve "TERCERO" de la referida resolución; lo que se constituye como infracción **grave**, según lo establecido en el literal "a" del artículo 31 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de**





América Central; en virtud de lo cual se le impone al **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA**, multa por un total de US\$ 7, 265.85.

**TERCERO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que de conformidad con lo establecido en el numeral 2.6.1 del Libro II del RMER, una vez se encuentre firme la presente resolución, incluya en el respectivo Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), el monto de las multas aquí impuestas y proceda a su liquidación según corresponda; debiendo comunicar a la CRIE, dentro del plazo de 3 días hábiles, el momento en que queden honradas las multas.

**CUARTO. INSTRUIR** al **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA**, al pago de las multas impuestas según los resuelve "PRIMERO" y "SEGUNDO" de la presente resolución; las cuales se pondrán al cobro en los respectivos Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) y que deberán ser depositadas en la cuenta bancaria de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, número 22-001-53000317-1 del Banco Promérica, S.A., dentro del plazo que establezca el respectivo DTER, o bien depositadas en la cuenta liquidadora del MER del EOR, de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional vigente.

**QUINTO. INSTRUIR** al **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA**, a que dentro del plazo de tres días calendario, una vez se encuentre firme la presente resolución, proceda a la desconexión de las instalaciones correspondientes al segundo banco de transformación 400/230 kV 225 MVA en la Subestación los Brillantes de la RTR.

**SEXTO. REITERAR** al **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA**, a que cumpla con el pago de las multas impuestas mediante resoluciones CRIE-10-2017, CRIE-28-2018, mismas que deberán ser depositadas en la cuenta bancaria de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, número 22-001-53000317-1 del Banco Promérica, S.A., según lo instruido en dichas resoluciones, o bien, depositadas en la cuenta liquidadora del MER del EOR, de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional vigente..."

**Nota:** La Resolución CRIE-08-2019, de acuerdo a publicación en el sitio web de la CRIE, se encuentra impugnada y de conformidad con lo establecido en el numeral 1.9.4 del Libro IV del RMER, se encuentra suspendida su ejecución.

## 2. ANTECEDENTES REGULATORIOS

---

**Artículo 28 del Tratado Marco:** *"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..."*

**Numeral 1.5.3.1 del Libro I del RMER:** *"El EOR dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE.*

**Numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER:** *En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de:*

- a) Cumplir y aplicar la Regulación Regional;*
- b) Coordinar con los OS/OMS 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 Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento;*
- i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER;*
- i. Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, 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;*

**Resolución CRIE-30-2017** (30 junio 2017):

*Punto Resolutivo Cuarto, "Instruir al EOR que cuando en un periodo de mercado, prevea que deberá ordenar la apertura de líneas de interconexión, con base en el resguardo de la Calidad y Seguridad de la operación interconectada del SER, debido al no cumplimiento por parte de un OS/OM o Agente a una instrucción del EOR en el ejercicio de sus competencias, objetivos y funciones establecidos en la regulación regional, de tal manera que se formen islas eléctricas en el SER, y se separe el nodo de inyección del nodo de retiro de uno o más Contratos Firmes declarados para dicho periodo, el EOR no incluirá, para estos periodos de mercado, los correspondientes Contratos Firmes en el predespacho o redespacho regional respectivo y los montos en concepto de Rentas de Congestión relacionados a los Derechos Firmes asociados a los referidos contratos, serán iguales a cero".*



**Resolución CRIE-37-2017** (16 agosto 2017):

*"Punto Resolutivo Segundo: Reconocer, conforme el procedimiento que se anexa a la presente resolución, un reintegro económico proporcional a los Agentes Titulares de Derechos Firmes afectados cuando no se opere el respectivo Contrato Firme -CF-, o bien, la inclusión del CF en el predespacho regional, en la cual el agente acepta, sin posibilidad de renuncia, los cargos que se deriven de las operaciones necesarias en el Mercado de Oportunidad Regional, para abastecer la energía requerida de dicho Contrato." El reintegro proporcional es con base al pago realizado por el titular por la compra del DT*

**Resolución CRIE-30-2017** (30 junio 2017):

*Un DF está siempre asociado a un CF y es un DT que asigna a su Titular, durante el Período de Validez, el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR y el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal de retiro resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro del DF menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Inyección del DF. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DF son fijas por el Período de Validez del DF.*

### 3. ANTECEDENTES ESTADÍSTICOS DE INTERRUPCIONES GUA-SER

Año	Número de días en que se realizaron aperturas de interconexiones	Número de períodos de Mercado con interconexiones abiertas (horas)
2016	6	66
2017	40	321
2018	29	262
2019	28	219
<b>Total</b>	<b>103</b>	<b>868</b>

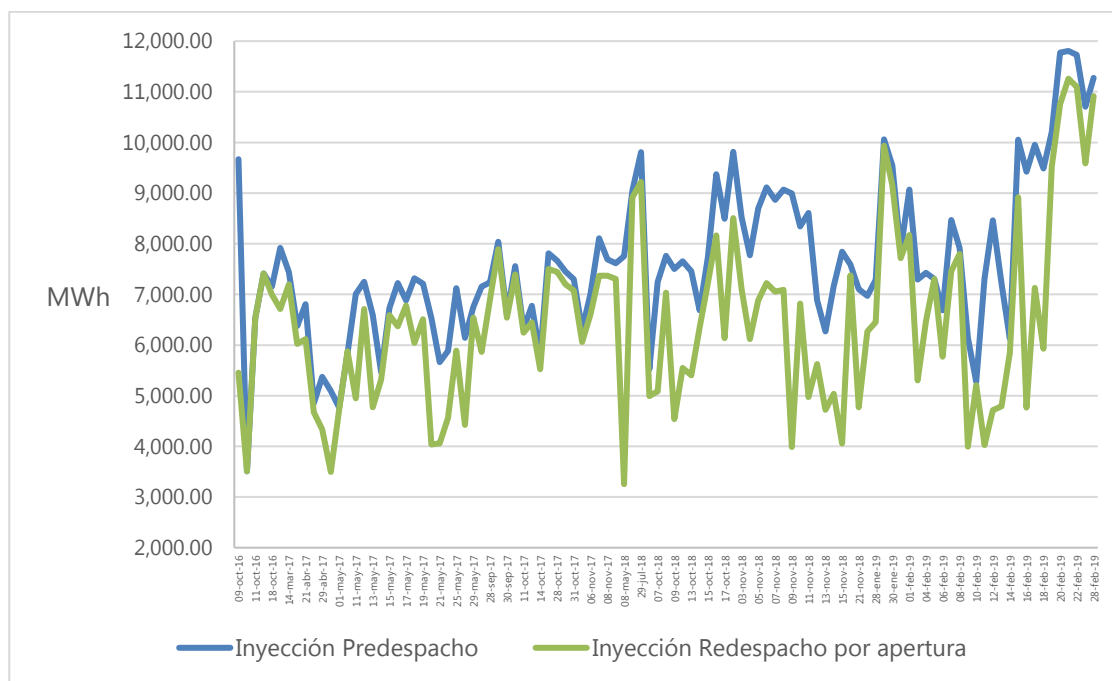
Nota: Datos hasta el 28 de febrero 2019.

#### 4. ANTECEDENTES ESTADÍSTICOS Y ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS COMERCIALES POR APERTURAS ENTRE GUATEMALA Y EL RESTO DEL SER A CAUSA DEL INCUMPLIMIENTO DE UN OS/OM

##### a) Impacto en las inyecciones programadas al MER

El periodo en el cual la programación de energía se ha visto reducida por las aperturas de las interconexiones de Guatemala con el resto SER inició el 9 de octubre de 2016, y al 28 de febrero de 2019 se contabilizan 868 periodos de mercado.

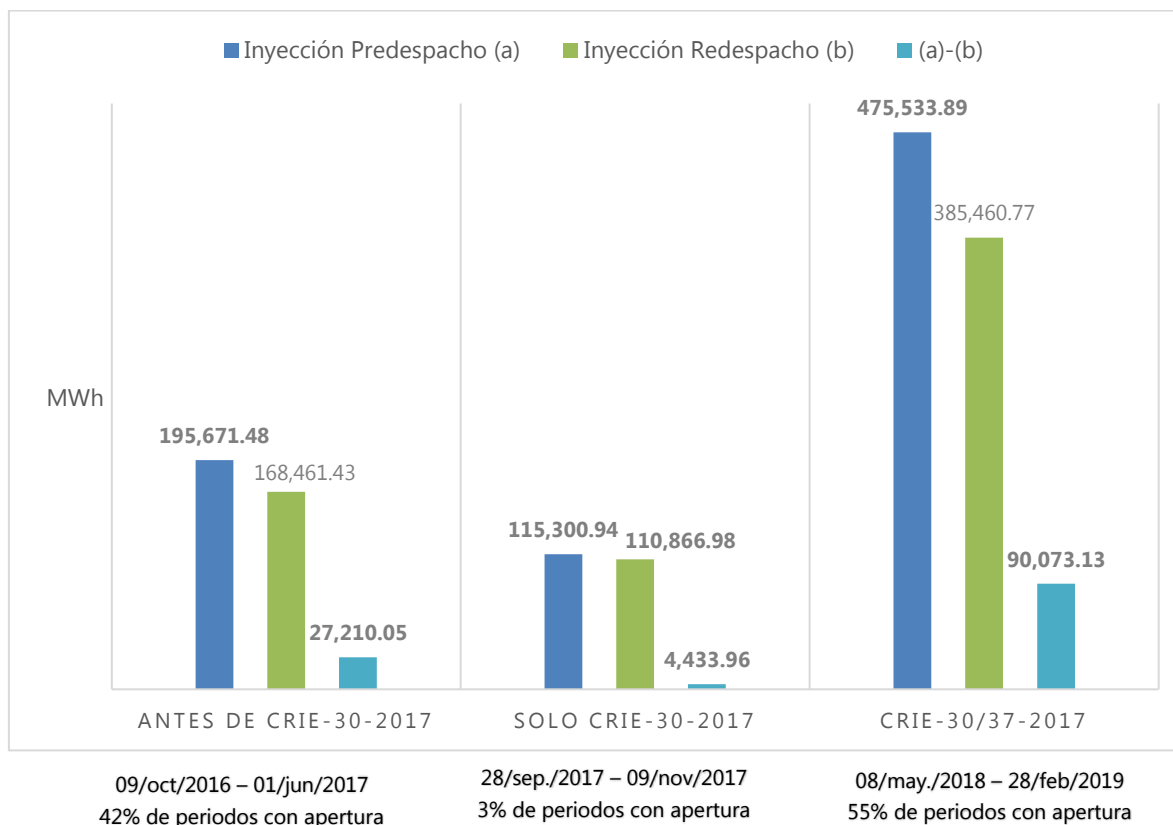
Comparando los resultados del Predespacho Regional y sus Redespachos correspondientes por apertura de las interconexiones de Guatemala con el resto SER, a causa del incumplimiento de un OS/OM, el comportamiento de las Inyecciones al MER ha sido el siguiente:



**Figura 4.1.** Comparación entre Inyecciones al MER Predespacho Regional versus Redespachos correspondientes, por apertura Guatemala-SER.

Asimismo, en la figura siguiente se muestra un gráfico de barras que compara las inyecciones programadas de los Predespachos Regionales y sus Redespachos correspondientes, mostrando las fechas de los cambios en la regulación regional y sus impactos. Es importante aclarar que, fue hasta el día de operación 8 de mayo de 2018 que fue necesario aplicar de

forma simultánea por primera vez, debido a la solicitud de un agente, los numerales 1 y 2 del procedimiento incluido en la Resolución CRIE-37-2017.



**Figura 4.2.** Comparación de las Inyecciones al MER, con aplicación de ajustes regulatorios

Con base en la Figura anterior, se ha construido la Tabla 4.2, que evidencia la reducción en las inyecciones programadas en un valor de 121.72GWh, a causa de las aperturas entre Guatemala y el Resto del SER, debido al incumplimiento de un OS/OM.

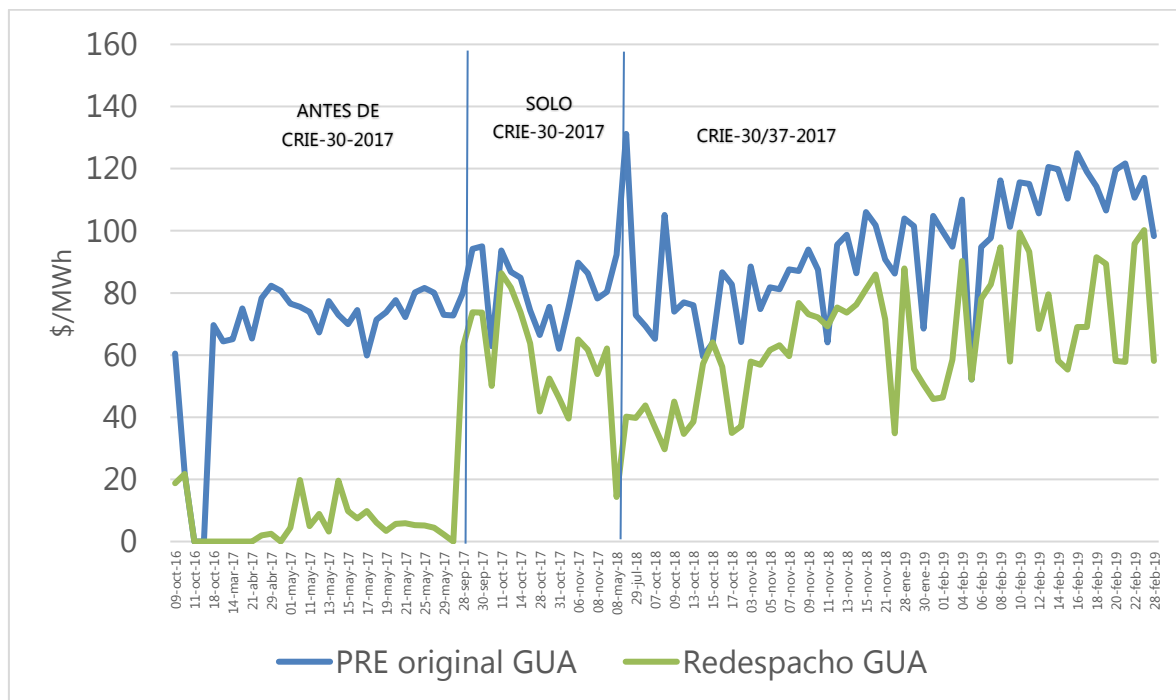
**Tabla 4.2.** Resumen de impacto en las inyecciones programadas, por aperturas GUA-SER

Período	GWh Pre	GWh Re	GWh Diferencia (Pre-Re)	Porcentaje Reducido
<b>Antes CRIE-30-2017</b>	195.67	168.46	27.21	14%
<b>Después CRIE-30-2017</b>	115.3	110.87	4.43	4%
<b>Con CRIE-30 y 37-2017</b>	475.53	385.45	90.08	19%
<b>TOTAL</b>	786.5	664.78	121.72	15%

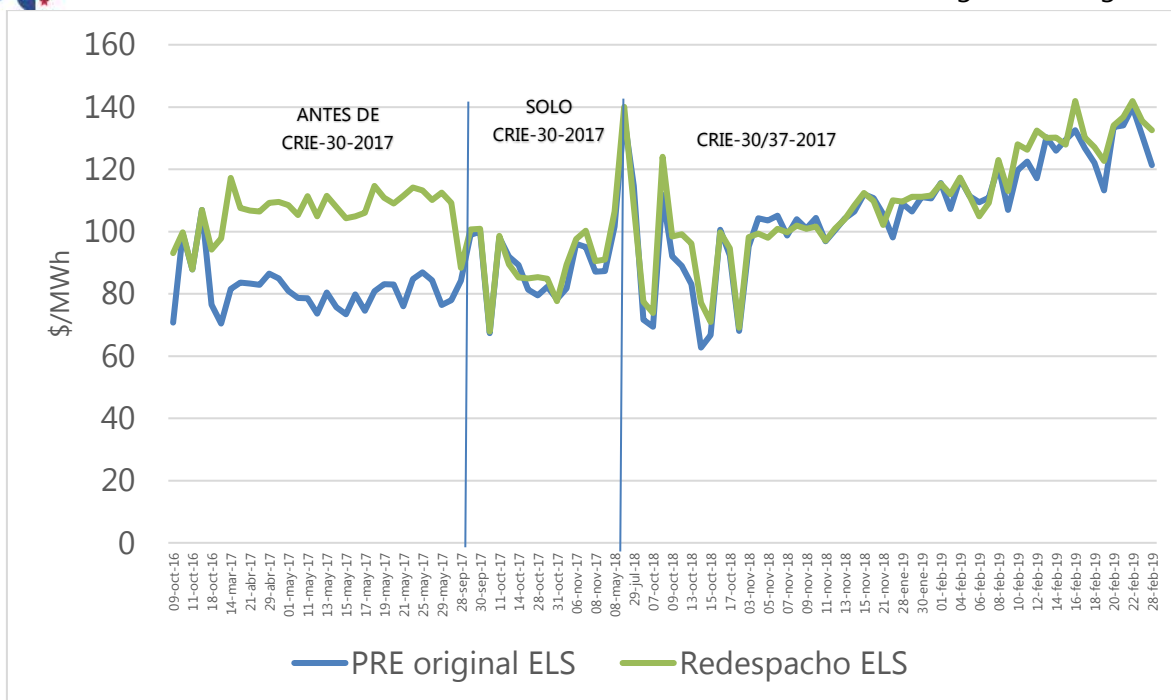
Es relevante mencionar que, el tipo de transacción principalmente afectado es el Contrato Firme (CF), el cual se ha visto reducido en un 58.6% respecto a la energía programada inicialmente, a causa de los Redespachos Regionales por la apertura entre Guatemala y el resto del SER.

## b) Impacto en los Precios Exante del MER

Con las aperturas de las interconexiones entre Guatemala y el resto del SER, se crean diferencias de precios nodales elevadas. Los precios en Guatemala se reducen durante las aperturas mientras que los precios en El Salvador aumentan, tal y como se observa en las Figuras 4.3 y 4.4.



**Figura 4.3.** Precios Exante Promedio de Guatemala en los periodos de apertura.



**Figura 4.4.** Precios Exante Promedio de El Salvador en los periodos de apertura.

Es importante mencionar, que las brechas entre los Precios Exante entre Guatemala y El Salvador disminuyeron a partir de la aplicación de las Resoluciones CRIE-30-2017 y CRIE-37-2017.

### c) Impacto en la Conciliación de Transacciones de Energía del MER

Respecto a la Conciliación Diaria resultante del Predespacho Regional y la Conciliación Diaria resultante del Redespacho respectivo (con aperturas GUA-SER), a continuación, se presenta una comparación las diferencias.

**Tabla 4.3.** Diferencias en la Conciliación entre los periodos de apertura y sin apertura.

	Diferencia de TPNC I (ΔTPNC I)	Diferencia de TPNC R (ΔTPNC R)	Diferencia de CMORC (ΔCMORC)	Diferencia de RC (ΔRC)	Diferencia de CVTn (ΔCVTn)
Antes de CRIE-31-2018 (CGC)	\$(2,791,411.23)	\$(1,590,590.96)	\$4,509,952.45	\$(6,790,350.61)	\$(6,662,400.35)
Con CRIE-31-2018 (CGC)	\$307,025.53	\$(408,532.81)	\$(379,387.09)	\$(1,908,225.62)	\$(2,389,119.99)
<b>Diferencia Total</b>	<b>\$(2,484,385.70)</b>	<b>\$(1,999,123.78)</b>	<b>\$4,130,565.36</b>	<b>\$(8,698,576.23)</b>	<b>\$(9,051,520.35)</b>



**Notas para Tabla 4.3:**

- i. Signo "+": indica un cargo para los agentes que realizan transacciones
- ii. Signo "-": indica un abono para los agentes que realizan transacciones
- iii. Símbolo "Δ": indica Redespacho (Apertura) – Predespacho inicial

La tabla anterior, refleja un monto de US\$9,051,523.65 de cargo en concepto de CVTn, a los agentes transmisores antes de la Resolución-CRIE-31-2018, y como cargo a la CGC posterior a dicha Resolución.

Donde:

CVTn = Costo Variable de Transmisión Neto

TPNC = Transacción no comprometida en contratos

CMORC= Cargo del Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del  
Compromiso Contractual

RC = Renta de Congestión



## 5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS DIFERENTES ESTUDIOS ASOCIADOS

AMM	Energía del Caribe	PNNL Res. CRIE-31-2017	EOR Res. CRIE-31-2017
<ul style="list-style-type: none"> <li>•Escenario verano 2016, usa bases de datos y premisas propias.</li> <li>•Simula contingencias solo en área de control de Guatemala, no del resto del SER.</li> <li>•Desconecta carga automáticamente e ante contingencia simple que sobrecargan los transformadores de Los Brillantes. No está en los CCSD</li> <li>•Resultan transferencias de 240 MW en todos los escenarios de demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Escenarios verano e invierno año 2017, 2018 y 2019, base de datos regional</li> <li>•Simula contingencias del SER, no evaluó todas las contingencias solicitadas.</li> <li>•Desconecta carga automáticamente e ante contingencia simple que sobrecargan los transformadores de Los Brillantes. No está en los CCSD</li> <li>•Resultan transferencias de 240 MW en todos los escenarios de demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Escenarios de verano e invierno 2018, base de datos regional</li> <li>•No se desconecta carga automáticamente e ante contingencia simple de acuerdo al RMER.</li> <li>•Resultan transferencias (MW) en verano de 210, 190, 140 en demanda máxima, media y mínima.</li> <li>•Resultan transferencias (MW) en invierno de 210, 210, 140 en demanda máxima, media y mínima.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Escenario de verano 2019, base de datos regional</li> <li>•No se desconecta carga automáticamente e ante contingencia simple de acuerdo al RMER.</li> <li>•Resultan transferencias (MW) de 210, 190, 140 en demanda máxima, media y mínima.</li> </ul>

## Conclusiones de los diferentes estudios asociados a la interconexión Guatemala-México.

1. La aplicación del criterio de contingencia simple (N-1), es diferente en los estudios presentados por el Agente Energía del Caribe (EdC) y el OS/OM.
  2. Los estudios realizados por PNNL y el EOR, respecto contingencia simple (N-1) están conforme lo indicado en el RMER que indica:
    - El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje.
    - No deben producirse disparo en cascada.
    - La carga en cada elemento no debe superar el límite térmico continuo.
    - Los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.0 p.u.
- Para cumplir con los anteriores requerimientos no se debe:
1. Desconectar carga de forma automática.
  2. Reducir las transferencias entre países.
3. En los estudios realizados por PNNL y EOR, se simuló contingencias simples (N-1) cuya consecuencia es la apertura de la línea de interconexión entre México y Guatemala, en los estudios realizadas por EdC y OS/OM esto no se realizó.
  4. La realización de cualquier otro estudio conforme a los CCSD del RMER resultará en valores muy similares a los calculados por PNNL o el EOR.

## 6. ANÁLISIS DE AFECTACIONES DE ORDEN TÉCNICO

---

- a) El EOR, en cumplimiento de sus responsabilidades establecidas en la regulación regional, ha coordinado con los OS/OM las maniobras de apertura de las interconexiones, para los períodos de mercado en los cuales se superan los límites determinados de las transferencias desde México.
- b) Las aperturas de interconexión, se realizan en cortos periodos de tiempo, posterior a maniobras operativas en tiempo real para redespachar generación, atender la demanda y ajustar sus intercambios entre áreas de control, lo cual durante dichas maniobras, representa operación en estado de alerta del SER.

- c) En las madrugadas, en ocasiones se presentan demoras mientras se crean las condiciones operativas de control de voltaje, para realizar la sincronización de interconexiones.
- d) El aumento de la frecuencia de las aperturas de las líneas de interconexión, podría aumentar el costo de mantenimiento de interruptores y otros equipos asociados.
- e) Los criterios CPS1 y CPS2, se ven afectados en los periodos de maniobra.

## 7. CONCLUSIONES:

---

### 7.1 JURÍDICAS

---

1. Es importante mencionar que los antecedente legales de la situación generada por parte de un OS/OM en evidente incumplimiento de la Regulación Regional, suscitó procedimientos sancionatorios por parte de la CRIE en contra del causante, las respectivas medidas cautelares en su momento e instrucciones al EOR para garantizar, conforme sus facultades, y en su calidad de operador del SER, el cumplimiento de sus responsabilidades establecidas en el Tratado Marco, sus protocolos y demás normativa regional vigente, a fin de preservar la calidad, seguridad y desempeño del servicio.
2. Lo que posteriormente la CRIE confirma tipificando la renuencia al cumplimiento con una multa mayor a la impuesta originalmente. Cabe señalar que la Resolución CRIE-08-2019 (la más reciente emitida al respecto) se encuentra impugnada y suspendida.
3. Al respecto es importante recordar que el Tratado Marco, suscrito por la voluntad política de los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, en su parte considerativa, establece que: *"...dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana, SICA, los Estados de la región han manifestado su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, mediante el desarrollo de un mercado eléctrico regional competitivo, a*



*través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales.” (El subrayado es nuestro).*

4. Por lo tanto, el Tratado Marco, debe ser acatado no solo por los Estados parte, sino que también por las instituciones encargadas de administrarlo y aplicarlo, es decir los organismos internacionales tales como el EOR y la CRIE y también por los entes de derecho interno de cada estado.
5. Además, dicho Tratado da vida a las instituciones del MER con el propósito de dar un mejor y más efectivo cumplimiento a los fines del mismo, por lo tanto, debe garantizarse que la institucionalidad del MER se respete, así como las disposiciones que sean emitidas por éstas en el ámbito de su competencia.
6. Así mismo, establece en su art. 28 las responsabilidades y obligaciones del EOR, las cuales, entre otras, incluyen el *“Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad”*, para el logro de tal fin, las instrucciones operativas emanadas del EOR están basadas en cuerpos legales precisos, que señalan de forma inequívoca los procedimientos a seguir, de manera que las instrucciones operativas del EOR, deben ser acatadas y no hacerlo es violatorio al Tratado Marco, sus Protocolos y reglamentos, lo cual podrá ser sancionado por la CRIE, ya que se debe mantener el nivel de respeto y el actuar de las instituciones del MER y de no proceder con firmeza y hacer valer el Tratado Marco, sus Protocolos y reglamentación regional, se generan precedentes no adecuados para el desarrollo del mercado eléctrico regional, provocando un daño a la imagen y a la institucionalidad del MER.
7. Por otra parte, la reglamentación regional prevé los requisitos que todo Agente que desee conectarse a la RTR debe de cumplir, incluyendo los estudios técnicos que demuestren el cumplimiento de los CCSD regionales, los cuales deben de ser revisados y validados por el EOR, caso contrario se tiene que proceder con la desconexión de las instalaciones a fin de evitar daños y perjuicios causados a terceros o a las demás áreas de control que conforman el SER, que puedan surgir debido a la operación de dicha instalación.
8. Y así mismo, cuando se presente el caso de transferencias de interconexiones que sobrepasen el límite de transferencia permitido en contravención a la Regulación Regional, violando el cumplimiento de los CCSD, debe tomarse en cuenta que al existir un déficit de generación, se estaría provocando la operación del ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA, lo que significa que se producirían apagones parciales o totales en el sistema, generándose impactos económicos perjudiciales por la interrupción del servicio

y por la necesidad de sincronizar generación más cara para normalizar el sistema, por lo que el EOR debe como medida preventiva abrir las líneas de interconexión eléctrica con el sistema eléctrico que corresponda, en concordancia con lo establecido en el RMER (1.5.3.2 Libro I y 3.2.5.5 Libro II).

9. Cabe señalar que cuando el EOR se ve obligado a aplicar maniobras de apertura, éstas interrumpen la continuidad en las transacciones que se presentan entre los agentes y, por otro lado, se somete a estrés a los operadores de las otras áreas de control involucrados y a la red eléctrica regional, incluyendo generadores, produciendo otros riesgos operativos que pueden también conducir a complicaciones mayores, daños a los equipos y también en la interrupción del suministro de energía al consumidor final.
10. Por lo anterior, el EOR debe actuar, con base en sus responsabilidades establecidas en la Regulación Regional, diligentemente ante situaciones adversas que pongan en peligro la seguridad, calidad y confiabilidad del SER, coordinando para ello con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR para preservar la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los CCSD establecidos en Libro III del RMER, y aplicar ineludiblemente medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento; convenientes 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 realizando cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER.
11. Consecuentemente ante alguna afectación generada en el MER por incumplimiento a la Regulación Regional, se reitera que el Operador Regional **ha actuado de conformidad a sus funciones y obligaciones previstas en la Regulación Regional al respecto.**
12. Por otra parte, habrá que considerar que cualquier cambio a la Regulación Regional es potestad única de la CRIE en el ámbito de su competencia y el EOR procede conforme a lo dispuesto Regulación Regional.

## 7.2 REGULATORIAS

---

1. En los periodos de mercado, cuando hay apertura de las interconexiones de Guatemala con el resto del SER, se genera un desbalance financiero entre las

Rentas de Congestión del DT asociado al Contrato Firme y el CVT (CMORC) que genera el mismo Contrato Firme para el pago de la Renta de Congestión, por:

- a) La base regulatoria con la cual se determina la Renta de Congestión y el CVT (CMORC) del Contrato Firme son diferentes. La Renta de congestión del contrato firme es calculada con base a la potencia del Derecho de Transmisión, mientras que, el CVT (CMORC) es calculado con base a la energía declarada o reducida en el Predespacho Regional.
  - b) La base regulatoria señala que para el DT asociado al Contrato Firme no declarado en el Predespacho Regional, se pague la Renta de Congestión, pero bajo esta condición no aporta CVT (CMORC) para el pago de la Renta de Congestión.
  - c) Por otra parte, la base regulatoria establece que al Contrato Firme que no acepta ser incluido en el Predespacho Regional en condiciones de apertura de las interconexiones, la Renta de Congestión es cero y se reconoce un reintegro económico proporcional con base al pago realizado por el titular por la compra del DT, dicha regla normativa, tiene efectos diferentes a los señalados en el literal b) anterior, bajo las mismas condiciones operativas en el MER.
2. A pesar de las medidas regulatorias aplicadas por el Regulador Regional, se continua con la problemática de las aperturas de las interconexiones del área de control de Guatemala con el resto del SER y con los efectos adversos en la operación técnica y comercial del SER y del MER que esto genera.
  3. El EOR ha informado a la CRIE, oportunamente conforme lo instruye la Regulación Regional, el actuar del OS/OM respecto a las aperturas de las interconexiones del área de control de Guatemala con el resto del SER.

### 7.3 ESTUDIOS TÉCNICOS

---

1. La aplicación del criterio de contingencia simple (N-1), es diferente en los estudios presentados por el Agente Energía del Caribe (EdC) y el OS/OM.
2. Los estudios realizados por PNNL y el EOR, respecto contingencia simple (N-1) están conforme lo indicado en el RMER que indica:
  - El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje.



- No deben producirse disparo en cascada.
- La carga en cada elemento no debe superar el límite térmico continuo.
- Los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.0 p.u.

Para cumplir con los anteriores requerimientos no se debe:

Desconectar carga de forma automática.  
Reducir las transferencias entre países.

3. En los estudios realizados por PNNL y EOR, se simuló contingencias simples (N-1) cuya consecuencia es la apertura de la línea de interconexión entre México y Guatemala, en los estudios realizadas por EdC y OS/OM esto no se realizó.
4. La realización de cualquier otro estudio conforme a los CCSD del RMER resultará en valores muy similares a los calculados por PNNL o el EOR.

#### 7.4 COMERCIALES

---

1. En el período del 9 de octubre de 2016 al 28 de febrero de 2019, las aperturas entre Guatemala y el resto del SER a causa de incumplimientos de un OS/OM, han provocado una reducción de transacciones de contratos y ofertas de oportunidad entre agentes por un valor de 122 GWh de inyección.
2. La diferencia de Precios Exante entre Guatemala y el SER se ha incrementado causando impacto en las diferencias de precios nodales para calcular el CVTn y en la proyección de los Precios Mínimos para solicitudes de compra de Derecho Firme anual.
3. El incremento en el valor del CVTn (que incluye TPNC y RC), está impactando negativamente a la Cuenta General de Compensación (CGC).

#### 8. CONCLUSIONES GENERALES

---

1. El EOR, elaboró el estudio para determinar los límites de transferencia de potencia desde el Sistema Eléctrico de México hacia el Sistema Eléctrico Regional, en cumplimiento de la Resolución CRIE-31-2017, en estricto cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad, y Desempeño (CCSD) establecidos en el numeral 16.2 del Libro III del RMER, dicho estudio es



considerado por el EOR en la toma de decisiones en la operación en tiempo real.

2. La realización de cualquier otro estudio conforme a los CCSD del RMER resultará en valores muy similares a los calculados por PNNL o el EOR.
3. Se puede apreciar en los diferentes estudios y escenarios, que el factor determinante que cambia los resultados es la aplicación de los CCSD u otros criterios que no están en la regulación regional.
4. Las aperturas de interconexión, se realizan en cortos periodos de tiempo, posterior a maniobras operativas en tiempo real para redespachar generación, atender la demanda y ajustar sus intercambios entre áreas de control, lo cual representa operación en estado de alerta del SER.
5. Las aperturas entre Guatemala y el resto del SER a causa de incumplimientos de un OS/OM, están provocando impacto en los aspectos siguientes:
  - a) Reducción en las Transacciones Regionales.
  - b) En la Cuenta General de Compensación (CGC), impactando por consiguiente en la compensación que se realiza para disminuir el Cargo Complementario.