



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

"Transparencia, Excelencia, Imparcialidad, Integridad, Liderazgo"

# INFORME DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL ORDINARIO

ENERO – JUNIO 2022

IRMER-O-01-2022.

**Coordinación Regulatoria y  
Cumplimiento Normativo  
noviembre de 2022**



---

## Contenido

---

1. RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN A LA REGULACIÓN REGIONAL.....	3
2.2 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGULATORIA: DEROGACIÓN DEL SEGURO ASOCIADO AL RETIRO DE AGENTES DEL MER.....	23
3. ESTADO DE SITUACIÓN DE LAS ACCIONES REMEDIALES COORDINADAS POR EL EOR ANTE EVENTOS RELEVANTES OCURRIDOS EN EL SER. ....	36
4. DEFINICIONES Y NOMENCLATURA.....	67
4.1 DEFINICIONES.....	67
4.2 NOMENCLATURA.....	71



## 1. RESUMEN EJECUTIVO.

Conforme lo establece el numeral 2.3 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el EOR elabora periódicamente un Informe de Regulación en donde identifica los problemas detectados durante la administración y operación del Mercado Eléctrico Regional y propone soluciones a los mismos, incluyendo ajustes o modificaciones al RMER. Este Informe es sometido a consideración de la CRIE y publicado por el EOR.

En el presente Informe de Regulación del MER, se propone al Regulador Regional la formulación matemática para reducir a cero la energía declarada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) y Contratos No Firmes Financieros (CNFF), en condiciones donde no hay conectividad eléctrica entre el nodo de retiro y el nodo de inyección de los contratos declarados.

Asimismo, se propone derogar el seguro del EOR asociado al retiro de agentes del MER, establecido en el numeral 3.7.6, del libro I, el cual establece que el EOR debe tener un seguro para pagar los saldos deudores que surjan posterior al retiro de un agente del MER. Ya que en los 9 años de aplicación del RMER no se han presentado casos para aplicar dicho seguro y no se prevé que se pueda utilizar en un futuro, en cuanto que el procedimiento de constitución y ejecución de garantías de pago contenido en la Regulación Regional está diseñado para que el agente salde sus obligaciones de pago previo a su retiro del MER.

Adicionalmente, se informa al Regulador Regional el avance del estado de situación de las acciones remediales coordinadas por el EOR en conjunto con los OS/OM ante eventos relevantes ocurridos en el SER, para preservar la seguridad y calidad del servicio conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en Libro III del RMER.



## 2. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN A LA REGULACIÓN REGIONAL.

### 2.1 REDUCIR A CERO LA ENERGÍA DECLARADA DE LOS CONTRATOS NO FIRMES, CUANDO NO HAY CONECTIVIDAD ELÉCTRICA.

**ÁREA:** OPERACIÓN COMERCIAL DEL MER.

**PROCESO:** PREDESPACHO REGIONAL.

**PROCEDIMIENTO:** REDUCCIÓN DE COMPROMISOS CONTRACTUALES DE LOS CNFFF Y CNFF.

**PROBLEMA:** En el proceso de Predespacho o Redespacho Regional, cuando no hay conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro de un Contrato No Firme (CNF), se han presentado los siguientes problemas:

a) El nodo de inyección o el nodo de retiro del CNF se encuentra aislado:

- i. Se programa Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) abasteciéndose con su propia oferta de flexibilidad (autoabastecimiento en el mismo nodo aislado a nivel nacional) y el precio ex-ante en dicho nodo, no es representativo del precio del MER.
- ii. Se declaran Contratos No Firmes Financieros (CNFF) y el precio ex-ante en el nodo aislado, no es representativo del precio del MER.

b) Se presentan islas eléctricas (partición del SER entre áreas de control):

Riesgo de no convergencia del modelo de predespacho regional. En tal condición, para que los flujos de potencia de los predespachos nacionales sean factibles, se requiere modelar la partición del SER mediante elementos de transmisión con valor de capacidad cercanas a cero (0 MW), de manera que no se vea afectada la convergencia en el proceso de optimización del predespacho regional. Una vez modelados los elementos de transmisión con capacidades cerca de cero (0 MWh), se logra la convergencia del modelo, programándose CNFFF entre islas eléctricas y se genera precio ex-ante en cada una de dichas islas eléctricas.



## 2.1.1 ANTECEDENTES GENERALES.

### 2.1.1.1 DE LOS TIPOS DE CONTRATOS EN EL MER.

Conforme se establece en el numeral 1.4.3.2 del Libro I del RMER: *“Las transacciones de energía en el MER se realizan en el Mercado de Contratos Regional o en el Mercado de Oportunidad Regional”.*

El numeral 1.4.3.2.1 del Libro I del RMER, establece que el Mercado de Contratos Regional (MCR): *“está conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, celebrados entre agentes, junto con las reglas para su administración y despacho a nivel regional. Existen dos tipos principales de contratos en el MER atendiendo a su prioridad de suministro. Estos son: (i) los Contratos Firmes y (ii) los Contratos No Firmes.”*

El Numeral 1.3.2.4 del Libro II del RMER establece que: *“... los siguientes son los tipos de contratos disponibles en el MER: a) Contrato Firme: con derechos de transmisión; b) Contrato No Firme Financiero: Contrato No Firme sin ofertas asociadas; y c) Contrato No Firme Físico Flexible: Contrato No Firme con ofertas de flexibilidad y adicionalmente podrá tener asociadas ofertas de pago máximo por CVT.”*

El numeral 1.3.2.2 del Libro II del RMER establece que: *“Los Contratos No Firmes pueden ser de dos tipos: (i) Financieros, los cuales no afectan el predespacho regional y sólo se tienen en cuenta para efecto de la conciliación de transacciones, y (ii) Físicos Flexibles, los cuales son compromisos físicos de energía que pueden ser flexibilizados en el predespacho regional mediante ofertas de oportunidad asociadas a los contratos.”*

### 2.1.1.2 DE LOS CONTRATOS NO FIRMES FINANCIEROS Y NO FIRMES FÍSICOS FLEXIBLES.

En el Glosario del Libro I del RMER, se define el Contrato No Firme Financiero como: *“Contrato que no da garantía de suministro de la energía contratada a la parte compradora y no afecta el predespacho de energía.”*



El numeral 1.3.6 del Libro II del RMER, indica que: *“Un Contrato No Firme de tipo Financiero no tiene asociado ningún tipo de oferta al Mercado de Oportunidad Regional, no afecta el predespacho regional y solo se tiene en cuenta para la conciliación de transacciones.”*

Por su parte, en el Glosario del Libro I del RMER, se define el Contrato No Firme Físico Flexible como: *“Contrato que conlleva la entrega o recepción de la energía contratada, afecta el predespacho de energía, puede tener asociadas ofertas de pago máximo por Cargos Variables de Transmisión y ofertas de flexibilidad asociados a la entrega de la energía comprometida en el contrato.”*

El Numeral 1.3.5.1 del Libro II del RMER, establece que: *“Los Contratos No Firmes son compromisos de inyección y retiro de energía en nodos de la RTR que no tienen prioridad de suministro para la entrega de energía en el nodo de retiro de la parte compradora.”*

El numeral 1.3.7.1 del Libro II del RMER, *“Los Contratos No Firmes de tipo Físico Flexible son compromisos físicos que son flexibilizados mediante ofertas al Mercado de Oportunidad Regional, u ofertas de flexibilidad, efectuadas tanto por la parte compradora del contrato en el nodo de retiro como por la parte vendedora en el nodo de inyección.”*

El numeral A3.4.4.1 del Anexo A del Libro II del RMER indica que: *“La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnica y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos cuando su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.”*

El literal b), numeral 1.3.7.5 del Libro II del RMER, establece que: *“b) Los Contratos No Firmes Físicos Flexibles no tienen prioridad de suministro en el MER, los compromisos contractuales podrán ser reducidos parcial o totalmente en el predespacho debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.”*

Con relación a los redespachos y operación en tiempo real, el numeral 1.3.7.6 del Libro II del RMER, establece que: *“a) De acuerdo con los criterios definidos en el numeral 5.17.7, cuando se presenten cambios con respecto a las condiciones programadas en el predespacho, el EOR deberá realizar un redespacho regional y actualizar las transacciones programadas; b) El EOR informará*



*a los agentes del mercado, a través de los OS/OMS, sobre las modificaciones en las transacciones por Contratos No Firmes Físicos Flexibles que resulten de redespachos o de la operación en tiempo real, así como del motivo de cada ajuste; c) Para la reducción parcial o total de las transacciones por Contratos No Firmes Físicos Flexibles en el redespacho se aplicará lo dispuesto en el numeral 1.3.7.5 para la reducción de dichas transacciones en el predespacho;"*

## **2.1.2 ANTECEDENTES ESPECÍFICOS.**

En la coordinación del Predespacho regional, antes de las 10:00 horas de cada día los OS/OM informan las indisponibilidades de su sistema de transmisión, conforme lo establece el literal a) inciso i del numeral 5.12.1 del Libro II del MER. Habiendo casos en los cuales dichas indisponibilidades causan que un nodo o varios nodos queden aislados eléctricamente o que áreas de control queden separadas en islas eléctricas.

Por su parte, para la programación de transacciones de energía en el Predespacho regional, hay casos en los cuales los agentes y OS/OM declaran los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) y Contratos No Firmes Financieros (CNFF) en nodos aislados o islas eléctricas.

También, en la operación en tiempo real se presentan casos de eventos en el SER que ocasionan nodos aislados o islas eléctricas con CNFFF previamente programados, requiriendo la actualización de las transacciones programadas a través de ajustes al predespacho o redespachos regionales. (Numeral 5.12.1, literal a), inciso vii y numeral 5.17.7.1 ambos del Libro II del RMER).

## **2.1.3 PROBLEMA DETECTADO DURANTE LA ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER).**

En el proceso de Predespacho o Redespacho Regional, cuando no hay conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro de un Contrato No Firme (CNF), se han presentado los siguientes problemas:



- a) El nodo de inyección o el nodo de retiro del CNF se encuentra aislado:
- i. Se programan Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) abasteciéndose con su propia oferta de flexibilidad (autoabastecimiento en el mismo nodo aislado a nivel nacional) y el precio ex-ante en dicho nodo, no es representativo del precio del MER.
  - ii. Se declaran Contratos No Firmes Financieros (CNFF) y el precio ex-ante en el nodo aislado, no es representativo del precio del MER.
- b) Se presentan islas eléctricas (partición del SER entre áreas de control):

Riesgo de no convergencia del modelo de predespacho regional, en tal condición, para que los flujos de potencia de los predespachos nacionales sean factibles, se requiere modelar la partición del SER mediante elementos de transmisión con valor de capacidad cercanas a cero (0 MW), de manera que no se vea afectada la convergencia en el proceso de optimización del predespacho regional. Una vez modelados los elementos de transmisión con capacidades cerca de cero (0 MWh), se logra la convergencia del modelo, programándose CNFFF entre islas eléctricas y se genera precio ex-ante en cada una de dichas islas eléctricas.

La Regulación Regional, en el numeral A3.4.6 del Libro II del RMER presenta el Modelo de Red de Transmisión, en donde se encuentran los parámetros "irt" o "rtmw\_maxrt" utilizados para modelar el aislamiento eléctrico de uno o varios nodos conforme lo indica el resuelve Primero de la Resolución CRIE-26-2017: *"... el precepto regulatorio específico que establece el mecanismo técnico, por medio del cual se logra el aislamiento de uno o varios nodos, ha sido aplicado por el EOR desde el inicio de las operaciones del MER, bajo el RMER más el PDC, a través de los parámetros "irt" o "rtmw\_maxrt" establecido en el numeral A3.4.6 "Modelo de Red de Transmisión" del Anexo A3 del Libro II del RMER."*

Efectivamente, en un "nodo aislado" se modela el aislamiento eléctrico limitando a cero los parámetros "irt" o "rtmw\_maxrt", ya que a través de una validación eléctrica el sistema informático no permite que el Predespacho nacional sea cargado en un nodo aislado, sino en nodos que si tienen continuidad eléctrica. Sin embargo, en condición de "isla eléctrica" no se puede aplicar la regla anterior ya que si se limitara a cero el parámetro "rtmw\_maxrt", originaría un desbalance nodal en el Modelo de la Red de Transmisión (numeral A3.4.6 del Libro II del



RMER) en cuanto a que, los Predespachos nacionales integrados regionalmente requieren estar balanceados.

Sin embargo, se presentan los casos en que hay declaraciones de CNFFF en nodos que están en condiciones de islas eléctricas y la Regulación Regional vigente no cuenta con la formulación matemática para reducirlos totalmente debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR, según lo establece el literal b) del numeral 1.3.7.5 del Libro II, que textualmente indica que: *“Los Contratos No Firmes Físicos Flexibles no tienen prioridad de suministro en el MER, los compromisos contractuales podrán ser reducidos parcial o totalmente en el predespacho debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.”*

Cuando se presenta un CNFFF en una condición de islas eléctricas y su inyección está ubicada en una isla eléctrica y el retiro en otra isla eléctrica, se identifica el riesgo que dicho contrato no pueda ser atendido, ya que su programación en el Predespacho Regional depende de la presentación de ofertas de oportunidad del tipo adecuado en ambas islas (en la isla donde está la inyección del CNFFF se requiere que haya ofertas de retiro en el MOR y en la isla donde está el retiro del CNFFF se requiere que haya ofertas de inyección en el MOR), lo que a su vez ocasionaría problema de no convergencia del modelo de Predespacho Regional. Esta condición se agrava si el CNFFF es declarado sin oferta de pago y con ofertas de flexibilidad en cero (0) MW. En consecuencia, es necesario que, bajo esta condición de islas eléctricas, la energía declarada de los CNFFF sea reducida a cero, dándole un tratamiento similar al que se aplica actualmente a los Contratos Firmes (CF).

Cuando se presenta un CNFF en una condición de isla eléctrica y su inyección está ubicada en una isla eléctrica y el retiro en otra isla eléctrica, y en alguna de las islas eléctrica no existan ambos tipos de ofertas de inyección y retiro simultáneamente, en dicha condición, el precio ex ante de esa isla no es óptimo, y por lo tanto la conciliación de transacciones del CNFF tendría que realizarse con precios no óptimos. Debido a lo anterior, es necesario que, bajo esta condición de islas eléctricas, la energía declarada de los CNFF sea reducida a cero, como tratamiento similar al que se aplica actualmente a los Contratos Firmes (CF).



A continuación, se presentan casos que se han dado en el Predespacho regional de cada una de las problemáticas planteadas:

- 1) Contrato No Firmes Físico Flexibles (CNFFF) programado en un nodo aislado abasteciéndose con su propia oferta de flexibilidad (autoabastecimiento a nivel nacional y no hay una transacción entre agentes de diferentes países miembros) y el precio ex-ante no es representativo del precio del MER:

Tabla N°1,  
Contrato No Firmes Físico Flexibles (CNFFF) programado en un nodo aislado, 17-ene-21.

Descripción	Resultado	Comentario
Día de operación del Predespacho regional.	17 de enero de 2021.	
Periodos de mercado:	De las 7 a las 14 horas.	
Estado de la red de transmisión:	Nodo aislado eléctricamente. (27301- Subestación Soyapango 115 KV del área de control de El Salvador).	Por indisponibilidades reportadas por el OS/OM de El Salvador a las líneas de transmisión Soyapango -Nejapa, Soyapango-San Martín y 5 de noviembre-San Rafael.
Declaración de contratos:	Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) declarados en el nodo aislado.	
Resultado de ejecución del modelo de Predespacho regional (periodo 7):	CNFFF de retiro de 20 MWh programado en nodo aislado abastecido con su propia oferta de flexibilidad de inyección.	Con relación al autoabastecimiento del CNFFF, es importante indicar que el Mercado Eléctrico Regional es un mercado de transacciones de compra y venta de energía regional entre agentes de diferentes países miembros (numeral 1.3.3.3 del Libro II del RMER).



Descripción	Resultado	Comentario
Resultado de ejecución del modelo de Predespacho regional (periodo 7):	Precio ex-ante de US\$/MWh 44,147,764,071.	Precio ex-ante no representativo de los precios del MER.
Acciones realizadas por el EOR:	Se modeló el elemento de transmisión 27301 reconectándolo con valor de capacidad cercana a cero.	
Resultado después de reejecutar el modelo de Predespacho regional (periodo 7):	Precio ex-ante de US\$/MWh 58.88.	Se obtuvo precio ex-ante. De no haberse resuelto de esa forma, en la conciliación del CNFFF se hubiese afectado a los agentes involucrados a través de transacciones no representativas del MER.

Fuente: elaboración propia.

Para resolver la problemática planteada, es necesario que la Regulación Regional contenga la siguiente formulación matemática para reducir a cero las energías declaradas de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, ante la no conectividad eléctrica entre los nodos de retiro e inyección:

*“En caso de que no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados para el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de las energías declaradas, las ofertas de pago máximo por CVT y las ofertas de flexibilidad asociadas a dichos Contratos No Firmes Físicos Flexibles, que resulten afectados por esta condición, es decir:*

$$p^0_{iny(i)} = 0; p^0_{ret(i)} = 0; P_{st(i,s)} = p_{ret(i,s)} = p_{iny(i,s)} = 0”$$

- 2) Contratos No Firmes Financieros (CNFF) declarados en un nodo aislado y el precio ex-ante no es representativo del precio del MER:



Tabla N°2,  
Contrato No Firmes Financiero (CNFF) declarado en un nodo aislado, 18-abr-21.

Descripción	Resultado	Comentario
Día de operación del Predespacho regional.	18 de abril de 2021.	
Periodos de mercado:	De las 6 a las 13 horas.	
Estado de la red de transmisión:	Nodo aislado eléctricamente. (27131-Subestación Acajutla 115 KV del área de control de El Salvador).	Por indisponibilidades reportadas por el OS/OM de El Salvador a las líneas de transmisión Acajutla-Sonsonate circuitos 1 y 2 y Acajutla- Ateo.
Declaración de contratos:	Contratos No Firmes Financieros (CNFF) declarados en el nodo aislado.	
Resultado de ejecución del modelo de Predespacho regional (de las 6 a las 13 horas):	Precios ex-ante entre US\$/MWh 17,099 y US\$/MWh 1,291,398,257.	Precios ex-ante no representativos de los precios del MER.
Acciones realizadas por el EOR:	Se modeló el elemento de transmisión 27131 reconectándolo con valor de capacidad cercana a cero.	
Resultado después de re ejecutar el modelo de Predespacho regional (de las 6 a las 13 horas):	Precios ex-ante entre US\$/MWh 88.85 y US\$/MWh 110.31.	Se obtuvieron precios ex-ante. De no haberse resuelto de esa forma, en la conciliación de los CNFF se hubiese afectado a los agentes involucrados a través de transacciones no representativas del MER.

Fuente: elaboración propia.



Para resolver la problemática planteada, es necesario que la Regulación Regional contenga la siguiente formulación matemática para reducir a cero las energías declaradas de los Contratos No Firmes Financieros, ante la no conectividad eléctrica entre los nodos de retiro e inyección:

*"En caso de que no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados para el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de energías declaradas asociadas a dichos Contratos No Firmes Financieros, que resulten afectadas por esta condición, es decir:*

$$p^0_{iny(i)} = 0; p^0_{ret(i)} = 0 "$$

- 3) No convergencia del modelo de Predespacho Regional en condiciones de islas eléctricas, requiriéndose modelar elementos de transmisión con valor de capacidad cercanas a cero, resultando en tal condición CNFFF programados.

Tabla N°3,  
Contrato No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) programados en islas eléctricas, 16-jun-22.

Descripción	Resultado	Comentario
Día de operación del Predespacho regional.	16 de junio de 2022.	
Periodos de mercado:	De las 7 a las 16 horas.	
Estado de la red de transmisión:	2 islas eléctricas en el SER, la primera conformada por las áreas de control de Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua y la segunda conformada por las áreas de control de Costa Rica y Panamá.	Por indisponibilidades reportadas por el OS/OM de Costa Rica a las líneas de transmisión de interconexión Amayo – Liberia y Tiquantepe – Cañas.



Descripción	Resultado	Comentario
Declaración de contratos:	Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) declarados en islas eléctricas separadas.	
Resultado de ejecución del modelo de Predespacho regional:	No convergencia del modelo de optimización del Predespacho regional. Ya que el modelo de optimización del Predespacho Regional requiere de un modelamiento de la Red de Transmisión Regional continua. (Numeral A1.3 del Anexo 1 del Libro III del RMER.)	En condición de isla eléctrica se origina un desbalance nodal en el Modelo de la Red de Transmisión (numeral A3.4.6 del Libro II del RMER) en cuanto a que, los Predespachos nacionales integrados regionalmente requieren estar balanceados.
Acciones realizadas por el EOR en el Predespacho regional:	En el modelo de optimización del Predespacho regional, se modelaron los elementos de interconexión en islas eléctricas (Amayo (NIC) - Liberia (CRI)), reconectados con valor de capacidad cercana a cero.	Se obtuvo conectividad entre áreas de control, permitiendo la convergencia del modelo para la optimización del Predespacho regional. (Balance integrado de los flujos de los predespachos nacionales en la RTR).
Resultado de ejecución del modelo de Predespacho regional (reconectados a través del elemento de menor impedancia con valor de capacidad cercana a cero):	CNFFF programados (ver tabla n°4).  Precios ex-ante en cada isla eléctrica.	De no haberse resuelto de esa forma, no hubiese convergencia del modelo de optimización del predespacho regional, afectando las transacciones de todos los agentes del MER, tanto en el Mercado de Contratos Regional (MCR) como en el mercado de oportunidad Regional (MOR).

Fuente: elaboración propia.



Tabla N°4,  
Contratos No Firmes Físicos Flexibles programados, en islas eléctricas. 16-jun-22.

Punto Medida Inyección	Punto Medida Retiro	MWh de inyección programados por periodo										Total (MWh)	
		07	08	09	10	11	12	13	14	15	16		
5_58500_001	2_27131_230	0	0.39	0.39									0.78
5_58500_001	2_27461_691	0	0	0	0.39	0	0	0	0	0	0	0	0.39
6_6270_003	2_27301_233					0.16	0.15	0.18	0.19	0.18	0.19		1.06
6_6270_034	2_27301_232					0.14	0.16	0.18	0.18	0.17	0.18		1.01
6_6270_061	2_27131_191	0.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.28
Total (MWh)		0.28	0.39	0.39	0.39	0.30	0.31	0.36	0.37	0.35	0.37		3.53

Fuente: elaboración propia.

Para resolver la problemática antes expuesta en condición de islas eléctricas, tal y como se resuelve para los Contratos Firmes en el inciso i, literal b) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, es necesario que la Regulación Regional contenga la siguiente formulación matemática para reducir a cero las energías declaradas de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles:

*“En caso de que no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados para el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de las energías declaradas, las ofertas de pago máximo por CVT y las ofertas de flexibilidad asociadas a dichos Contratos No Firmes Físicos Flexibles, que resulten afectados por esta condición, es decir:*

$$p^0_{iny(i)} = 0; p^0_{ret(i)} = 0; P_{st(i,s)} = p_{ret(i,s)} = p_{iny(i,s)} = 0”$$

Alternativamente, se evaluó resolver la problemática planteada a través de una validación eléctrica a la red de transmisión modelada para el Predespacho regional y en la carga de declaraciones de contratos al SIIM, ya que, a las 10 horas de cada día, los OS/OM reportan las indisponibilidades de su sistema para determinar la red a utilizar en el Predespacho regional. Considerando que, con la validación referida, se limitaría declarar los compromisos contractuales en nodos aislados o islas eléctricas, debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR. (Numeral 1.3.7.5 del Libro II del RMER),



asimismo, para el Redespacho regional, se aplicaría lo considerado en el numeral 1,3,7,6, literal c) del Libro II del RMER: *“Para la reducción parcial o total de las transacciones por Contratos No Firmes Físicos Flexibles en el redespacho se aplicará lo dispuesto en el numeral 1.3.7.5 para la reducción de dichas transacciones en el predespacho;”*

No obstante, se identificó la desventaja que la hora límite para la declaración de los contratos es la misma que para reportar las indisponibilidades de red (10 horas de cada día) la Regulación Regional no establece orden de prelación (No es requisito que las indisponibilidades ingresen antes de un contrato). En ese sentido para poder implementar una validación como la indicada, sería necesario incorporar una modificación regulatoria adicional relacionada con la prelación en los horarios de carga en las indisponibilidades de red y declaraciones de contratos para el Predespacho Regional, lo cual a su vez limitaría la operatividad actual del intercambio de dicha información. También una regla de validación en la carga de contratos aplicaría únicamente en el proceso de intercambio de información para el Predespacho Regional, no así para los Redespachos por cambios topológicos de la red que puedan generar falta de conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y retiro de un CNF, dado que en estos casos se utilizan las declaraciones cargadas previamente.

Considerando las limitaciones antes descritas, se identificó viable proponer la formulación matemática similar a la aplicada a los Contratos Firmes en condición de no conectividad eléctrica entre nodo de retiro e inyección para la reducción de la energía requerida, establecida en el inciso i, literal b), numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.

## **2.1.4 CAUSAS Y EFECTOS, JUSTIFICACIÓN, VALORIZACIÓN DEL IMPACTO Y COSTO / BENEFICIO.**

### **2.1.4.1 CAUSA Y EFECTO.**

a) Causas:

- i. En condición de islas eléctricas, al limitar a cero el parámetro “rtmw\_maxrt” del Modelo de Red de Transmisión establecido en el numeral A3.4.6 del Libro II del



RMER, se genera un desbalance nodal en el Modelo de la Red de Transmisión (numeral A3.4.6 del Libro II del RMER) en cuanto a que, los Predespachos nacionales integrados regionalmente requieren estar balanceados.

- ii. En condiciones de nodos aislados o islas eléctricas debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión, el modelo de optimización del Predespacho regional no cuenta con una ecuación matemática para que se reduzcan totalmente los Contratos No Firmes Físicos Flexibles y Contratos No Firmes Financieros declarados para el Predespacho regional o programados en caso de un redespacho regional.
- b) Efectos:
- i. En condiciones de nodo aislado o islas eléctricas, se requiere la conexión del elemento de transmisión con valores cercanos a cero.
  - ii. Se programan Contratos No Firmes Físicos Flexibles en condiciones de no conectividad eléctrica entre el nodo de inyección del contrato y el nodo de retiro del contrato.
  - iii. Resultan precios ex-ante no representativo de los precios del MER como resultado de la optimización del modelo de Predespacho regional.

#### **2.1.4.2 JUSTIFICACIÓN.**

La propuesta de modificación a la Regulación Regional es necesaria para:

- a) No programar Contratos No Firmes Físicos Flexibles y Contratos No Firmes Financieros en nodo aislado o en islas eléctricas en el Predespacho Regional en condición de.
- b) No propiciar el autoabastecimiento de Contratos No Firmes Físicos Flexibles en condiciones de nodo aislados eléctricamente del SER.
- c) Reducir a cero (0) MWh la energía declarada, la oferta de pago máximo y las ofertas de flexibilidad de un Contrato No Firme Físico Flexible cuando no exista conectividad eléctrica entre los nodos de retiro e inyección declarados para dicho Contrato.



- d) Reducir a cero (0) MWh la energía declarada de un Contrato No Firme Financiero cuando no exista conectividad eléctrica entre los nodos de retiro e inyección declarados para dicho Contrato.
- e) Otorgar a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles y Contratos No Firmes Financieros, el mismo tratamiento aplicado a los Contratos Firmes en condiciones de no conectividad eléctrica entre el nodo de retiro e inyección de los Compromisos contractuales, según el inciso i, literal b) del numeral A3.4.4.2 del Libro II del RMER, ya que los Contratos Firmes son reducidos a cero en condición de nodo aislado o isla eléctrica y los Contratos No Firmes Flexibles no se reducen a cero en dichas condiciones, afectando el criterio de la prioridad de suministro establecidos en la Regulación Regional.
- f) Minimizar el riesgo que haya precios ex-ante no representativos de mercado resultantes de condición de nodo aislado o islas eléctricas y en consecuencia evitar que los montos de Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC) o CVT resulten no representativos de la operación del mercado.

#### **2.1.4.3 VALORIZACIÓN DEL IMPACTO.**

Al incorporarse la propuesta a la Regulación Regional, se dotará al mercado de una regla técnica de reducción de Contratos No Firmes Físicos Flexibles y Contratos No Firmes Financieros, en condición de nodo aislado o islas eléctricas.

#### **2.1.4.4 COSTO / BENEFICIO.**

a) Costos:

Los costos de los agentes por operar dichos contratos en el MER no son posibles de determinarlos en el ámbito regional, considerando lo establecido en el numeral 1.3.3.1 del Libro II del RMER: *“Los términos, precios y condiciones de los contratos regionales serán libremente pactados entre las partes compradora y vendedora”*.

Por su parte, el EOR no identifica incurrir en costos monetarios significativos para la implementación de la propuesta regulatoria. Las mejoras a los sistemas informáticos se realizarán con recurso interno del EOR.



De aprobarse la propuesta regulatoria remitida en el presente IRMER, se recomienda considerar un plazo prudencial para la adecuación de los modelos informáticos por parte del EOR.

b) Beneficios:

Los beneficios de los agentes por operar dichos contratos en el MER no son posibles de determinarlos en el ámbito regional, considerando lo establecido en el numeral 1.3.3.1 del Libro II del RMER: *“Los términos, precios y condiciones de los contratos regionales serán libremente pactados entre las partes compradora y vendedora”*.

El beneficio de índole regulatorio es que se explicitará en la norma que no salgan programados los Contratos No Firmes en condición de nodo aislado o islas eléctricas en el Predespacho Regional.

## 2.1.5 PROPUESTA REGULATORIA.

El EOR, de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, acerca de sus responsabilidades y funciones de comunicar a la CRIE de manera oportuna de los problemas detectados que afectan la administración del MER, para que de acuerdo a su consideración y competencia se tomen las acciones pertinentes o correctivas que considere a bien, y por instrucción de la Junta Directiva del EOR, con la finalidad de garantizar el adecuado funcionamiento del MER, remite la propuesta de modificación regulatoria: *“Reducir a cero la energía declarada de los Contratos No Firmes, cuando no hay conectividad eléctrica”*, como a continuación se describe:

La modificación propuesta está en texto color azul para su identificación.

1) Adicionar al numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER, lo siguiente:

***“A3.4.4.1 Contratos No Firmes Físicos Flexibles:***

*...(a) Modelo para Contratos No Firmes Físicos Flexibles*



[...]

*En caso de que no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados para el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de las energías declaradas, las ofertas de pago máximo por CVT y las ofertas de flexibilidad asociadas a dichos Contratos No Firmes Físicos Flexibles, que resulten afectados por esta condición, es decir:*

$$p^0_{iny(i)} = 0$$

$$p^0_{ret(i)} = 0$$

$$P_{st(i,s)} = p_{ret(i,s)} = p_{iny(i,s)} = 0$$

2) Adicionar el numeral A3.4.4.3 al Anexo A3 del Libro II del RMER, conforme lo siguiente:

#### **A3.4.4.3 Contratos No Firmes Financieros:**

*En caso de que no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados para el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de energías declaradas asociadas a dichos Contratos No Firmes Financieros, que resulten afectadas por esta condición, es decir:*

$$p^0_{iny(i)} = 0;$$

$$p^0_{ret(i)} = 0.$$

## **2.1.6 CRITERIOS SEGUIDOS POR EL EOR EN LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.**

*"Glosario Libro I*

*Contrato No Firme Financiero*

*Contrato que no da garantía de suministro de la energía contratada a la parte compradora y no afecta el predespacho de energía.*



---

## Libro II

### 1.2.2 Tipos de Transacciones

1.2.2.2 El Mercado de Contratos Regional, MCR, está conformado por diferentes tipos de contratos, los cuales se identifican mediante tres (3) características no excluyentes, de acuerdo con los riesgos asumidos por las partes en cada uno de ellos:

- a) La prioridad de suministro de la energía eléctrica comprometida, ya sean Contratos Firmes o Contratos No Firmes;
- b) El tipo de relación contractual, bien se trate de Contratos No Firmes Financieros o Contratos No Firmes Físicos Flexibles; y
- c) El cubrimiento del riesgo de precio de los cargos de transmisión asociados a la entrega de la energía, ya sea a través de derechos de transmisión o con ofertas de pago máximo por CVT.

### 1.3.2 Tipos de Contratos

1.3.2.1 De acuerdo con la firmeza de entrega de la energía comprometida existen dos (2) tipos de contratos en el MER: (i) los Contratos Firmes, que establecen prioridad de suministro para la parte compradora de conformidad con lo establecido en el numeral 1.3.4.1 d) y e); y (ii) los Contratos No Firmes que no establecen prioridad de suministro para la parte compradora.

1.3.2.2 Los Contratos No Firmes pueden ser de dos tipos: (i) Financieros, los cuales no afectan el predespacho regional y sólo se tienen en cuenta para efecto de la conciliación de transacciones, y (ii) Físicos Flexibles, los cuales son compromisos físicos de energía que pueden ser flexibilizados en el predespacho regional mediante ofertas de oportunidad asociadas a los contratos.

1.3.2.4 De acuerdo con la clasificación anterior, los siguientes son los tipos de contratos disponibles en el MER:

- a) Contrato Firme: con derechos de transmisión;
- b) Contrato No Firme Financiero: Contrato No Firme sin ofertas asociadas; y



*c) Contrato No Firme Físico Flexible: Contrato No Firme con ofertas de flexibilidad y adicionalmente podrá tener asociadas ofertas de pago máximo por CVT.*

### *1.3.5 Contratos No Firmes*

*1.3.5.1 Los Contratos No Firmes son compromisos de inyección y retiro de energía en nodos de la RTR que no tienen prioridad de suministro para la entrega de energía en el nodo de retiro de la parte compradora.*

### *1.3.6 Contratos No Firmes Financieros*

*Un Contrato No Firme de tipo Financiero no tiene asociado ningún tipo de oferta al Mercado de Oportunidad Regional, no afecta el predespacho regional y solo se tiene en cuenta para la conciliación de transacciones.*

#### *1.3.6.1 Coordinación de información*

*a) Los compromisos asumidos en los Contratos No Firmes Financieros regionales deberán ser informados diariamente al EOR, a través de los OS/OMS de las partes compradora y vendedora, tal como se indica en este numeral;*

*b) Ambas partes declararán diariamente a sus respectivos OS/OMS las cantidades de energía del contrato, los nodos de inyección y retiro y la parte que asumirá los cargos por el diferencial de precios nodales asociados al compromiso contractual, para cada período de mercado;*

*c) El OS/OM procederá a verificar que la información de los Contratos No Firmes Financieros suministrada por sus agentes en cumplimiento de este numeral, sea válida y consistente con las normas del mercado nacional;*

*d) Si un OS/OM identifica inconsistencias en la información contractual suministrada, deberá solicitar aclaraciones a la parte involucrada en su país y el contrato no será informado al EOR hasta recibir las aclaraciones, sujeto a los plazos establecidos en el numeral 5.12;*



e) *Luego de verificar la información de los contratos, el OS/OM informará diariamente al EOR sobre los compromisos de Contratos No Firmes Financieros de los agentes de su mercado, indicando las cantidades de energía declaradas, los nodos de inyección o retiro en la RTR y la parte que asume los cargos por el diferencial de precios nodales asociados al compromiso contractual, para cada período de mercado;*

f) *Si el EOR identifica discrepancias en la información de los Contratos No Firmes Financieros regionales suministrada por los OS/OMS, solicitará las aclaraciones pertinentes y el contrato no será validado mientras subsistan las discrepancias.*

#### *1.3.6.2 Posdespacho*

a) *Con base en los Contratos No Firmes Financieros regionales validados diariamente, el EOR determinará, para cada período de mercado, la cantidad de energía correspondiente a las transacciones de dichos contratos, conforme al numeral 2.4.3.3;*

b) *Para la conciliación de las transacciones por Contratos No Firmes Financieros regionales, éstos se considerarán por la totalidad de la energía declarada conforme al numeral 1.3.6.1;*

c) *Las diferencias entre la energía de los Contratos No Firmes Financieros conforme al literal b) y las inyecciones y retiros programados se conciliarán en el Mercado de Oportunidad Regional, en los nodos respectivos, en forma de transacciones de oportunidad;*

d) *El EOR realizará los cálculos de las cantidades de energía de las transacciones por Contratos No Firmes Financieros regionales y los incluirá en el DTER, además de los otros cargos del MER relacionados con el contrato. La facturación y liquidación de las cantidades de energía del contrato se realizará directamente entre las partes del mismo.*



## 2.2 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGULATORIA: DEROGACIÓN DEL SEGURO ASOCIADO AL RETIRO DE AGENTES DEL MER.

<b>ÁREA:</b>	OPERACIÓN COMERCIAL DEL MER.
<b>PROCESO:</b>	DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS AGENTES DEL MERCADO.
<b>PROCEDIMIENTO:</b>	RETIRO DEFINITIVO DE AGENTES DEL MER.
<b>PROBLEMA:</b>	<p>El RMER, en el numeral 3.7.6, del libro I, establece que el EOR debe tener un seguro para pagar los saldos deudores (a los agentes acreedores) que surjan posterior al retiro de un agente del MER. En los 9 años de aplicación del RMER, no se han presentado casos para aplicar dicho seguro, en cuanto que el procedimiento de constitución y ejecución de garantías de pago contenido en la Regulación Regional está diseñado para que el agente salde sus obligaciones de pago previo a su retiro del MER, haciendo que el referido seguro sea un recurso no utilizable. Y si se presentarán saldos deudores, estos deberían de ser asumidos por los agentes que hacen transacciones en el MER (acreedores) como parte de su riesgo y no ser asumidos por las Demandas nacionales<sup>1</sup> de los países del MER, a través del Cargo EOR.</p>

---

<sup>1</sup> Agentes que demandan energía real o consumida proveniente de cada uno de los mercados nacionales o del MER.



## 2.2.1 ANTECEDENTES REGULATORIOS.

### 2.2.1.1 DE LOS AGENTES DEL MER.

Conforme las definiciones del Libro I del RMER, la habilitación de un agente *“Es el cumplimiento de todos los requisitos para ser reconocido y aceptado como agente o participante del Mercado Mayorista en cada uno de los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, por lo que una vez reconocidos o aceptados en cada país miembro son agentes del Mercado Eléctrico Regional.”*

Conforme el numeral 3.4.1 del Libro I del RMER, *“Cualquier agente que desee realizar transacciones en el MCR y/o en el MOR deberá presentar al EOR, a través de su OS/OM, lo siguiente: a) Solicitud de autorización para realizar transacciones en el MER; b) Constancia de estar debidamente habilitado en el mercado nacional para participar en transacciones internacionales, extendida por el OS/OM o la autoridad correspondiente; c) Constancia emitida por su OS/OM que certifique el cumplimiento de los requisitos técnicos aplicables, según el tipo de agente del mercado, a que se refiere el numeral 3.5; y d) Garantía mínima de pago en el MER conforme a lo establecido en los numerales 1.9.1 y 1.9.2 del Libro II del RMER.”*

El numeral 1.4.2 del Libro I del RMER, indica que: *“Las actividades del Mercado son realizadas por los agentes, los cuales pueden ser personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, así como grandes consumidores. Los agentes de los mercados nacionales de los países miembros participan en el MER sujetos a los términos y condiciones del RMER.”*

Conforme el numeral 3.2.1 del Libro I del RMER, *“Son agentes del MER las personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores, habilitados para participar en el MER, según lo establecido en este RMER.”*

En el numeral 3.3.3 del Libro I del RMER, se establece que: *“Un agente del mercado estará obligado a: a) Pagar de manera oportuna los cargos por servicios del EOR y la CRIE que se establezcan en el RMER; b) Pagar de manera oportuna los cargos resultantes de sus transacciones y por los servicios recibidos en el MER;... g) Constituir y mantener los montos de garantías de*



*pago que sean requeridas por el RMER e informar al EOR y al OS/OM los cambios a las condiciones de las garantías;... i) Mantener y entregar a su respectivo OS/OM toda la información requerida en este Reglamento.”*

El numeral 3.3.4 del Libro I del RMER, indica que: *“El agente del mercado deberá proveer garantías de pago como se establece en el numeral 1.9 del Libro II del RMER, como condición para realizar transacciones en el MER con el fin de asegurar la liquidez del MER.”*

### **2.2.1.2 DEL RETIRO DEFINITIVO DE AGENTES DEL MER.**

En la sección 3.7.1. del Libro I del RMER, se establece el procedimiento a seguir por parte de un agente para su retiro definitivo del RMER, el cual textualmente indica:

*“3.7.1 Un agente del mercado que desee cesar su participación en el MER, deberá comunicarlo por escrito al EOR y la CRIE, a través de su OS/OM. La comunicación especificará la fecha en la que el agente del mercado tiene intención de retirarse del MER.*

*3.7.2 Después de recibir la comunicación a la cual se refiere el numeral anterior, el EOR deberá informar a los otros OS/OMS y publicar que ha recibido dicha comunicación y que el agente que remitió la comunicación ha declarado su intención de retirarse del MER a partir de la fecha especificada en la misma.*

*3.7.3 Sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4, el agente del mercado cesará su participación en el MER en la fecha especificada en la comunicación dada según el numeral 3.7.1, la cual no podrá ser inferior a tres (3) meses contados a partir de haber recibido dicha comunicación o de la última transacción realizada por el agente, cualquiera sea el último de estos eventos.*

*3.7.4 Un agente del mercado que ha remitido una comunicación conforme al numeral 3.7.1, sólo podrá retirarse del MER si se ha retirado de su mercado nacional y cuando haya efectuado todos los pagos que deban ser realizados por él o a su nombre de acuerdo con el RMER; hasta tanto no se realicen dichos pagos deberán mantenerse vigentes las garantías de pago a que se refiere el numeral 3.3.4.*



3.7.5 Si por cualquier motivo, después del retiro de un agente del mercado sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4, resultan saldos a favor del mismo en el MER, éstos serán conciliados, facturados y liquidados en el MER entre todos los agentes en forma proporcional a sus transacciones.

### 2.2.1.3 DEL SEGURO DEL EOR.

El numeral 3.7.6. del Libro I del RMER, establece que: “Si por cualquier motivo, después del retiro de un agente del mercado sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4 y después de ejecutada la garantía de pago, resultan saldos a cargo del mismo en el MER, éstos serán cubiertos a través de un seguro del EOR y serán conciliados, facturados y liquidados entre todos los agentes afectados en forma proporcional hasta la cobertura del seguro.”

## 2.2.2 PROBLEMA DETECTADO DURANTE LA ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MER.

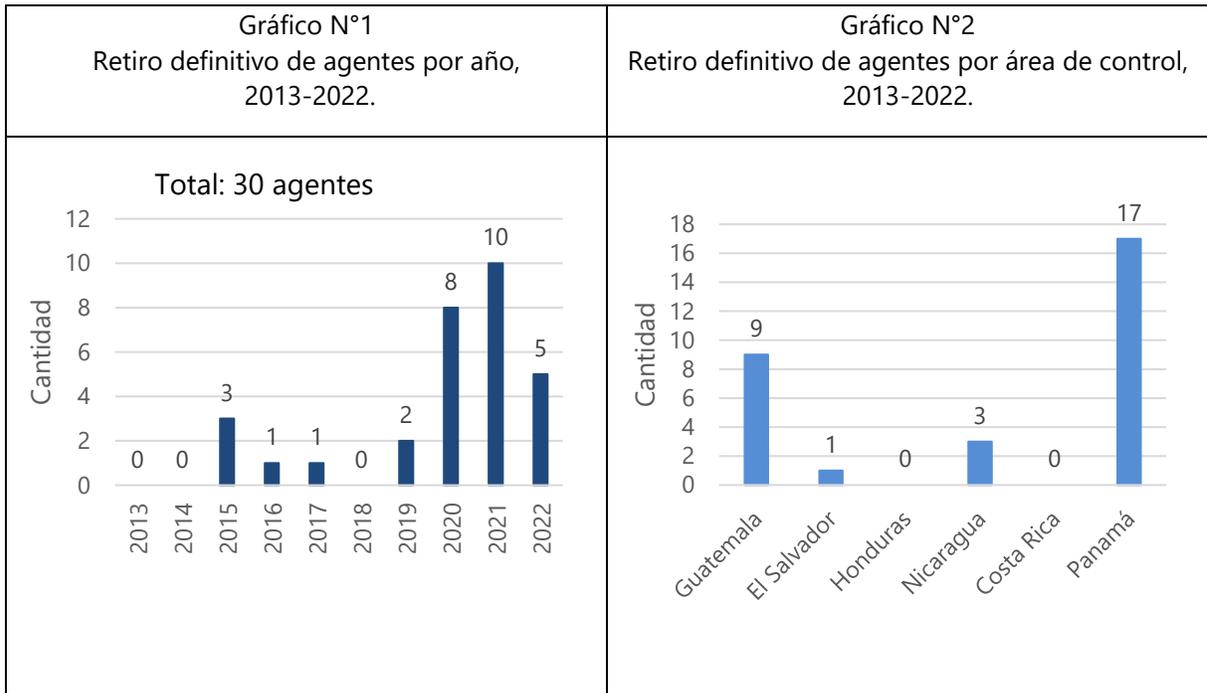
El numeral 3.7.6 del Libro I del RMER, establece que si por cualquier motivo, después del retiro de un agente del mercado y después de ejecutada la garantía de pago, resultan saldos a cargo de este en el MER, éstos serán cubiertos a través de un seguro del EOR y serán conciliados, facturados y liquidados entre todos los agentes afectados en forma proporcional hasta la cobertura del seguro.

Durante los 9 años de operación del MER bajo el RMER, no se han presentado casos de ejecución de dicho seguro cuando un agente se ha retirado, como se muestra a continuación, ya que el RMER cuenta con el procedimiento de constitución y ejecución de garantía de pago diseñado para que las obligaciones que contrae el agente con el MER sean pagadas previo a su retiro del MER<sup>2</sup>.

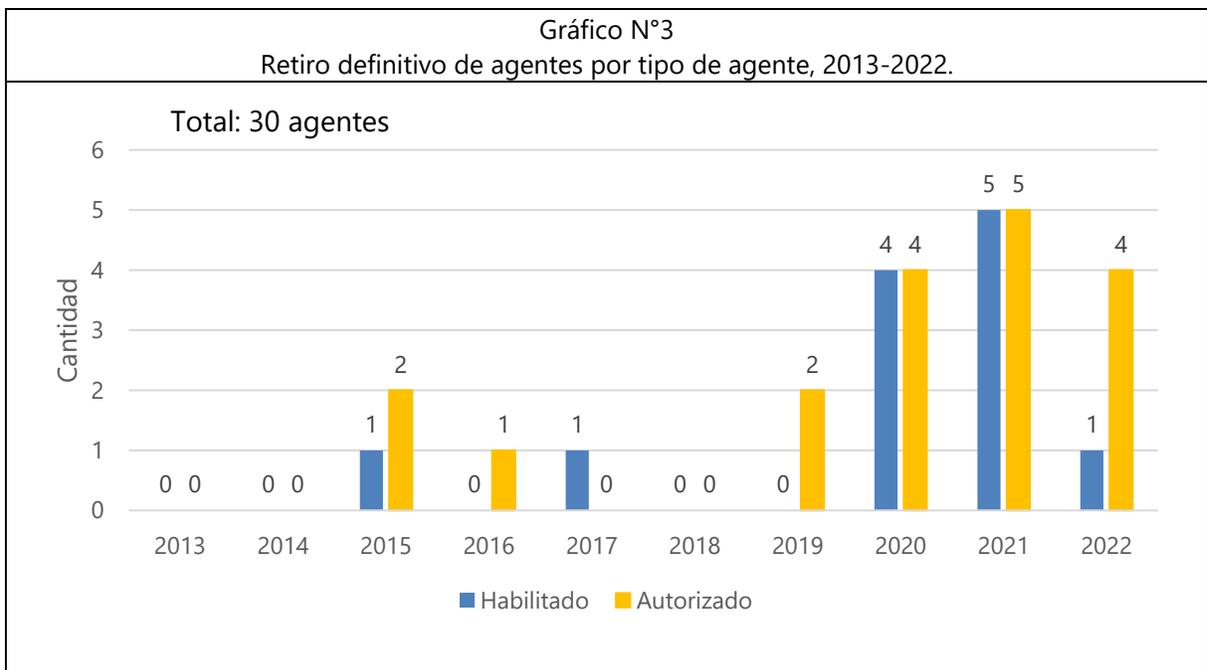
De junio 2013 a junio de 2022, un total de 30 agentes se retiraron definitivamente del MER. El detalle de retiro de agentes anual y por área de control es:

---

<sup>2</sup> Tomando en consideración la propuesta de modificación regulatoria contenida en el IRMER-O-02-2021, para la administración de garantías en la operación comercial del MER.



Fuente: elaboración propia con información de la base de datos de agentes del MER.



Fuente: elaboración propia con información de la base de datos de agentes del MER.



De los 30 agentes retirados, 18 agentes estaban autorizados a realizar transacciones en el MER y 12 agentes habilitados participaban únicamente en la demanda.

Todos los agentes que se retiraron del MER se les aplicó el procedimiento establecido en la sección 3.7 del Libro I del RMER, es decir:

- Los agentes a través del OS/OM, remitieron al EOR comunicación por escrito, especificando la fecha de retiro definitivo del MER (numeral 3.7.1 del Libro I del RMER). La cual no puede ser inferior a 3 meses contados a partir de cuando el EOR es notificado o de la última transacción realizada por el agente, cualquiera sea el último de estos eventos. (Numeral 3.7.3 del Libro I del RMER).
- Los agentes se retiraron de su mercado eléctrico nacional. (Numeral 3.7.4 del Libro I del RMER).

Con lo indicado en los incisos anteriores, se determina la no participación del agente en un mínimo de 2 procesos de conciliación de transacciones y sus respectivas liquidaciones regionales.

- Haber efectuado todos los pagos al MER. (Numeral 3.7.4 del Libro I del RMER). Es importante indicar que, los agentes que contraen obligaciones de pago en el MER tienen la obligación de constituir garantías de pago para respaldar las obligaciones adquiridas.

En el caso de un incumplimiento de pago, la regulación regional instruye al EOR hacer efectivas las garantías de pago. (Numeral 2.9.4.2 del Libro II del RMER)

Adicionalmente, los numerales 2.10.1.2 y 2.10.3.1, del Libro II del RMER, establecen que el monto máximo de transacciones que puede realizar un agente en el MER está limitado por el valor de la garantía disponible con que cuenta dicho agente para cubrir sus obligaciones de pago, lo que conlleva a tener respaldada todas las transacciones que realiza el agente.

Por lo que se resume que de los 30 agentes que se han retirado del MER, ninguno resultó con saldos deudores posteriores a su retiro, y no se ha ejecutado el seguro del EOR establecido en el numeral 3.7.6 del Libro I del RMER.



Consecuentemente, el seguro que pagan las demandas nacionales a través del Cargo EOR para respaldar posibles saldos deudores de un agente que se retira del MER, es un recurso no utilizable.

Desde su contratación en el 2019, los fondos para pagar la cobertura del seguro del EOR, provienen del Cargo por Servicios de Operación del Sistema (Cargo EOR). Cada año el EOR incluye en el presupuesto US\$18,900: US\$8,900 por la prima de la póliza, US\$5,000 por el deducible y US\$ 5,000 por imprevistos para eventos que la aseguradora no cubre.

Los costos anuales han sido los siguientes:

Tabla N°1,  
Costos del seguro del EOR.

Periodo	Prima de la póliza (US\$)	Monto del Deducible (US\$)	Monto para Imprevistos (US\$)	Costo Total (US\$)
2019-2020	8,000	5,000	5,000	18,000
2020-2021	8,900	5,000	5,000	18,900
2021-2022	8,900	5,000	5,000	18,900
2022- 2023	8,900	5,000	5,000	18,900
Total	34,700	20,000	20,000	74,700

Fuente: elaboración propia.

Por otra parte, de presentarse saldos deudores, estos deberían de ser asumidos por los agentes que hacen transacciones en el MER como parte de su riesgo y no por las Demandas nacionales de los países, a través del Cargo EOR, ya que estas no están directamente relacionadas a las deudas de un agente que se retira del MER.

También, es importante mencionar las dificultades en el proceso de contratación del seguro:

Durante el 2014, el EOR inició el proceso de contratación de una compañía aseguradora para el seguro del EOR, para lo cual realizó dos procesos de convocatoria a empresas de seguros. Al respecto, no se recibieron ofertas y con base en una consulta realizada a una empresa corredora de seguros acerca de los resultados de las dos convocatorias antes referidas, está le manifestó al EOR: *“que los mercados aseguradores y reaseguradores, no manejan dentro de su*



*cartera de productos y servicios, un seguro con las características particulares requeridas por el RMER para el caso de retiro de un agente". Situación informada a la CRIE a través del Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional - IRMER-O-02-2015.*

En tal sentido, con la finalidad de contratar el seguro establecido en el numeral 3.7.6 del Libro I del RMER, el EOR continuó realizando diversas reuniones y gestiones con diferentes corredores de seguros y aseguradoras, y fue hasta en el año 2019 donde se logró contratar los servicios de una aseguradora, cuyo servicio contratado permanece vigente a la fecha. Entre las limitaciones en el proceso de contratación del seguro con la compañía aseguradora están:

- En el mercado de aseguradoras, no se encuentran ofertas para este tipo de seguro.
- La compañía aseguradora contratada es la única oferente en el mercado.

De lo anteriormente descrito, se demuestran las siguientes limitaciones:

- a) En la selección y contratación de los oferentes (competencia).
- b) En la optimización del costo del seguro, el costo es más caro al no ser un producto que ofrecen las compañías de seguros.

Con base en todo lo antes expuesto, se identifica una propuesta de modificación regulatoria para que se elimine del RMER, el seguro del EOR contenido en el numeral 3.7.6 del libro I del RMER:

*"3.7.6 Si por cualquier motivo, después del retiro de un agente del mercado sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4 y después de ejecutada la garantía de pago, resultan saldos a cargo del mismo en el MER, éstos serán cubiertos a través de un seguro del EOR y serán conciliados, facturados y liquidados entre todos los agentes afectados en forma proporcional hasta la cobertura del seguro."*



## **2.2.3 CAUSAS Y EFECTO, JUSTIFICACIÓN, VALORIZACIÓN DEL IMPACTO Y COSTO / BENEFICIO.**

### **2.2.3.1 CAUSAS Y EFECTO**

a) Causas:

- i. El seguro del EOR no es utilizado y no es ejecutable ya que el RMER cuenta con el procedimiento de constitución y ejecución de garantía de pago diseñado para que las obligaciones que tiene el agente con el MER sean pagadas previo a su retiro del MER.
- ii. Se identifican importantes limitantes, tanto para la selección de los oferentes como para la optimización del costo del seguro (competencia), en cuanto que el costo de contratarlo es más caro al no ser un producto que ofrecen las compañías de seguros.

b) Efecto:

- i. El seguro lo pagan las Demandas nacionales para respaldar posibles saldos deudores de un agente que se retira del MER.
- ii. Incremento en el Cargo EOR para pagar el seguro por posibles saldos deudores de los agentes.

### **2.2.3.2 JUSTIFICACIÓN.**

La propuesta de modificación a la Regulación Regional que se recomienda aplicar es necesaria para no contratar un seguro que no es utilizable y ejecutable, en cuanto que el RMER cuenta con el procedimiento de constitución y ejecución de garantía de pago diseñado para que las obligaciones que tiene el agente con el MER sean pagadas previo a su retiro del MER.

### **2.2.3.3 VALORIZACIÓN DEL IMPACTO.**

De aprobarse la propuesta de modificación regulatoria, los agentes que demandan energía de los mercados eléctricos nacionales o del MER, dejarían de asumir costos asociados al seguro del EOR y no se prevé un impacto para los agentes que realizan transacciones en el MER en cuanto que el RMER cuenta con el procedimiento de constitución y ejecución de garantía de



pago diseñado para que las obligaciones que tiene el agente con el MER sean pagadas aun previo a su retiro del MER.

Al aplicar la propuesta de modificación, se tendría un ahorro anual para los agentes que demandan energía de US\$18,900 y una reducción del cargo EOR por el mismo monto.

#### 2.2.3.4 COSTO / BENEFICIO.

a) Costos:

No se prevén costos para el MER con la modificación regulatoria ni con su implementación.

b) Beneficios:

De aprobarse la propuesta regulatoria, se prevé un ahorro para la demanda de los países del MER, de US\$18,900, anuales y una reducción anual del Cargo EOR por el mismo monto.

#### 2.2.4 PROPUESTA REGULATORIA.

El EOR, de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, acerca de sus responsabilidades y funciones de comunicar a la CRIE de manera oportuna de los problemas detectados que afectan la administración del MER, para que de acuerdo a su consideración y competencia se tomen las acciones pertinentes o correctivas que considere a bien, y por instrucción de la Junta Directiva del EOR, con la finalidad de garantizar el adecuado funcionamiento del MER, remite la propuesta de modificación regulatoria: "*Derogación del seguro asociado al retiro de agentes del MER*", como a continuación se describe:

La modificación propuesta está en texto color azul para su identificación.

Suprimir el numeral 3.7.6 del Libro I del RMER:

~~3.7.6 "Si por cualquier motivo, después del retiro de un agente del mercado sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4 y después de ejecutada la garantía de pago, resultan saldos a cargo del mismo en el MER, éstos serán cubiertos a través de un seguro del EOR y serán conciliados,~~



~~facturados y liquidados entre todos los agentes afectados en forma proporcional hasta la cobertura del seguro."~~

## 2.2.5 CRITERIOS SEGUIDOS POR EL EOR EN LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.

Glosario, Libro I del RMER:

Habitación *"Es el cumplimiento de todos los requisitos para ser reconocido y aceptado como agente o participante del Mercado Mayorista en cada uno de los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, por lo que una vez reconocidos o aceptados en cada país miembro son agentes del Mercado Eléctrico Regional."*

Numeral 1.4.2 del Libro I del RMER:

*"Las actividades del Mercado son realizadas por los agentes, los cuales pueden ser personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, así como grandes consumidores. Los agentes de los mercados nacionales de los países miembros participan en el MER sujetos a los términos y condiciones del RMER."*

Numeral 3.2.1 del Libro I del RMER:

*"Son agentes del MER las personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores, habilitados para participar en el MER, según lo establecido en este RMER."*

Numeral 3.3.3 del Libro I del RMER:

*"Un agente del mercado estará obligado a: a) Pagar de manera oportuna los cargos por servicios del EOR y la CRIE que se establezcan en el RMER; b) Pagar de manera oportuna los cargos resultantes de sus transacciones y por los servicios recibidos en el MER;... g) Constituir y mantener los montos de garantías de pago que sean requeridas por el RMER e informar al EOR y al OS/OM los cambios a las condiciones de las garantías;... i) Mantener y entregar a su respectivo OS/OM toda la información requerida en este Reglamento."*



Numeral 3.3.4 del Libro I del RMER:

*“El agente del mercado deberá proveer garantías de pago como se establece en el numeral 1.9 del Libro II del RMER, como condición para realizar transacciones en el MER con el fin de asegurar la liquidez del MER.”*

Numeral 3.7 del Libro I del RMER:

*“3.7 Retiro definitivo de Agentes*

*3.7.1 Un agente del mercado que desee cesar su participación en el MER, deberá comunicarlo por escrito al EOR y la CRIE, a través de su OS/OM. La comunicación especificará la fecha en la que el agente del mercado tiene intención de retirarse del MER.*

*3.7.2 Después de recibir la comunicación a la cual se refiere el numeral anterior, el EOR deberá informar a los otros OS/OMS y publicar que ha recibido dicha comunicación y que el agente que remitió la comunicación ha declarado su intención de retirarse del MER a partir de la fecha especificada en la misma.*

*3.7.3 Sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4, el agente del mercado cesará su participación en el MER en la fecha especificada en la comunicación dada según el numeral 3.7.1, la cual no podrá ser inferior a tres (3) meses contados a partir de haber recibido dicha comunicación o de la última transacción realizada por el agente, cualquiera sea el último de estos eventos.*

*3.7.4 Un agente del mercado que ha remitido una comunicación conforme al numeral 3.7.1, sólo podrá retirarse del MER si se ha retirado de su mercado nacional y cuando haya efectuado todos los pagos que deban ser realizados por él o a su nombre de acuerdo con el RMER; hasta tanto no se realicen dichos pagos deberán mantenerse vigentes las garantías de pago a que se refiere el numeral 3.3.4.*

*3.7.5 Si por cualquier motivo, después del retiro de un agente del mercado sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4, resultan saldos a favor del mismo en el MER, éstos serán conciliados, facturados y liquidados en el MER entre todos los agentes en forma proporcional a sus transacciones.*

*3.7.6 Si por cualquier motivo, después del retiro de un agente del mercado sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4 y después de ejecutada la garantía de pago, resultan saldos a cargo del*



*mismo en el MER, éstos serán cubiertos a través de un seguro del EOR y serán conciliados, facturados y liquidados entre todos los agentes afectados en forma proporcional hasta la cobertura del seguro.”*

Numeral 3.10.6.1 del Libro I del RMER:

*“El presupuesto anual del EOR será elaborado por este ente y propuesto a la CRIE para su aprobación a más tardar el primero (1) de noviembre del año precedente. El proceso de elaboración del presupuesto del EOR se realizará de conformidad con lo establecido en los procedimientos del EOR.”*

Numeral 2.9.4.2 del Libro II del RMER:

*“El día siguiente a la fecha de vencimiento del respectivo documento de cobro sin que el agente realice el pago correspondiente, el EOR notificará a la CRIE, y el EOR, o la entidad financiera encargada de la liquidación de los recursos en el MER, hará efectivas las garantías presentadas por el agente u OS/OM y abonará los montos correspondientes a los respectivos acreedores, liquidando los intereses de mora desde la fecha de vencimiento hasta el momento en que se logre hacer efectiva la garantía.”*

Numeral 2.10.1.2 del Libro II del RMER:

*“La entidad financiera designada evaluará la validez de las garantías presentadas y el EOR determinará el valor por el cual las mismas serán aceptadas para cubrir transacciones en el MER por parte del agente que las presenta. Dicho valor será utilizado por el EOR para verificar diariamente el monto máximo de las transacciones que puede realizar el agente.”*

Numeral 2.10.3.1 del Libro II del RMER:

*“Durante la operación diaria del MER y para cada período de mercado, una vez efectuado el predespacho respectivo, el EOR verificará que el valor disponible del agente para cubrir sus obligaciones de pago no sea menor que la garantía mínima establecida en el numeral 1.9.1.3 más un porcentaje adicional para cubrir riesgos por transacciones por desviaciones en tiempo real. El valor disponible para cubrir obligaciones de pago en un período de mercado determinado será igual al valor de las garantías de pago del agente más o menos los montos a favor o en contra del agente acumulados hasta el período de mercado precedente, sujeto al numeral 2.10.3.3.”*



### 3. ESTADO DE SITUACIÓN DE LAS ACCIONES REMEDIALES COORDINADAS POR EL EOR ANTE EVENTOS RELEVANTES OCURRIDOS EN EL SER.

<b>ÁREA:</b>	OPERACIÓN TÉCNICA DEL MER.
<b>PROCESO:</b>	SEGURIDAD OPERATIVA.
<b>PROCEDIMIENTO:</b>	ANÁLISIS, ESTUDIOS, Y ACCIONES REMEDIALES DE SEGURIDAD OPERATIVA.
<b>EVENTO:</b>	Estado de situación de las acciones remediales coordinadas por el EOR ante eventos relevantes ocurridos en el SER.

El presente tema se informa al Regulador Regional con el objeto de dar a conocer el estado de situación de las Acciones Remediales coordinadas por el EOR con los OS/OM, ante eventos relevantes ocurridos en el SER y la propuesta de modificación regulatoria que pudiera resultar de las referidas Acciones Remediales que se están implementando, serán remitidas por el EOR a la CRIE conforme a los procedimientos establecidos para tal fin, cuando corresponda.

#### 3.1 ANTECEDENTES REGULATORIOS

##### DE LAS CONTINGENCIAS Y ESTADOS OPERATIVOS DE EMERGENCIA EN EL SER.

Una Contingencia, conforme el Glosario del Libro I del RMER: *"Es una falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor, u otro elemento eléctrico. Una contingencia puede también incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de estos."*

El estado operativo de emergencia, conforme el Glosario del Libro I del RMER se define como: *"cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el"*



*SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.”*

## **DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO.**

Conforme el Glosario del Libro I del RMER: *“Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.”*

## **DE LA FRECUENCIA NOMINAL DEL SER.**

El numeral 16.2.5.5 del Libro III del RMER, establece que: *“La frecuencia nominal del SER es 60 Hz.”*. Por su parte, el numeral 16.2.5.6 del Libro III del RMER indica que: *“Durante la operación normal, el 90% de las variaciones de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos, deberán estar comprendidas dentro del rango de  $(60 \pm 1.65 \sigma)$  Hz, donde  $\sigma$  es la desviación estándar de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos. El valor de  $\sigma$  será de 0.03 Hz.”*

## **DE LOS ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO.**

Los Esquemas de Control Suplementario, conforme el Glosario del Libro I del RMER, se definen como: *“la desconexión automática de carga, generación o elementos de transmisión, que opera como consecuencia de la ocurrencia de contingencias en el SER.”*

El literal i) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER, indica que: *“Las instalaciones de todos los Agentes conectados a la RTR deberán integrarse a los Esquemas de Control Suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico el EOR, en coordinación con los OS/OM, juzgue necesario implementar para preservar la calidad y seguridad del SER;”*



## **DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA POR BAJA FRECUENCIA.**

El numeral 7.2.4.1 del Libro III del RMER, establece que *“El EOR determinará según los estudios de seguridad operativa de mediano plazo, los requerimientos de operación del esquema regional de desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje. Su implementación será de carácter obligatorio por parte de los Agentes, y los OS/OM serán los responsables de coordinarla.”*

Por su parte, el numeral 7.2.4.2 del Libro III del RMER indica que *“Como resultado de los estudios de seguridad operativa el EOR determinará el número de etapas a implementar a nivel regional, el porcentaje de carga a desconectar en cada etapa y la temporización de las etapas. Será responsabilidad de cada OS/OM el determinar las etapas locales y el correspondiente porcentaje de carga a desconectar.”*

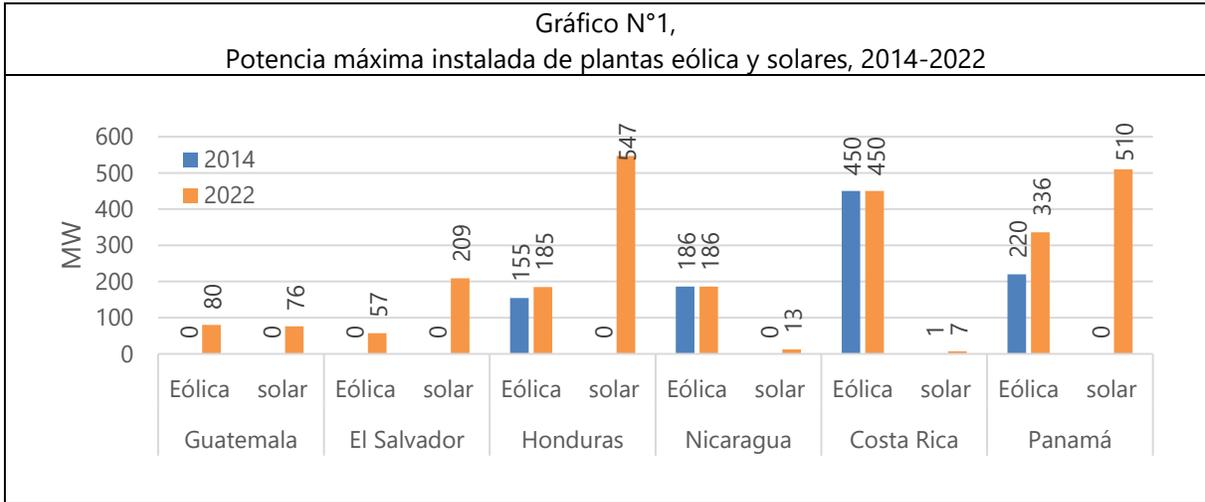
## **DE LA RESPONSABILIDAD DEL EOR.**

Conforme lo establecido en el numeral 1.5 3.2 del Libro II del RMER, en cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: *“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;”*

## **3.2 ESTADO DE SITUACIÓN DURANTE LA OPERACIÓN TÉCNICA DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER).**

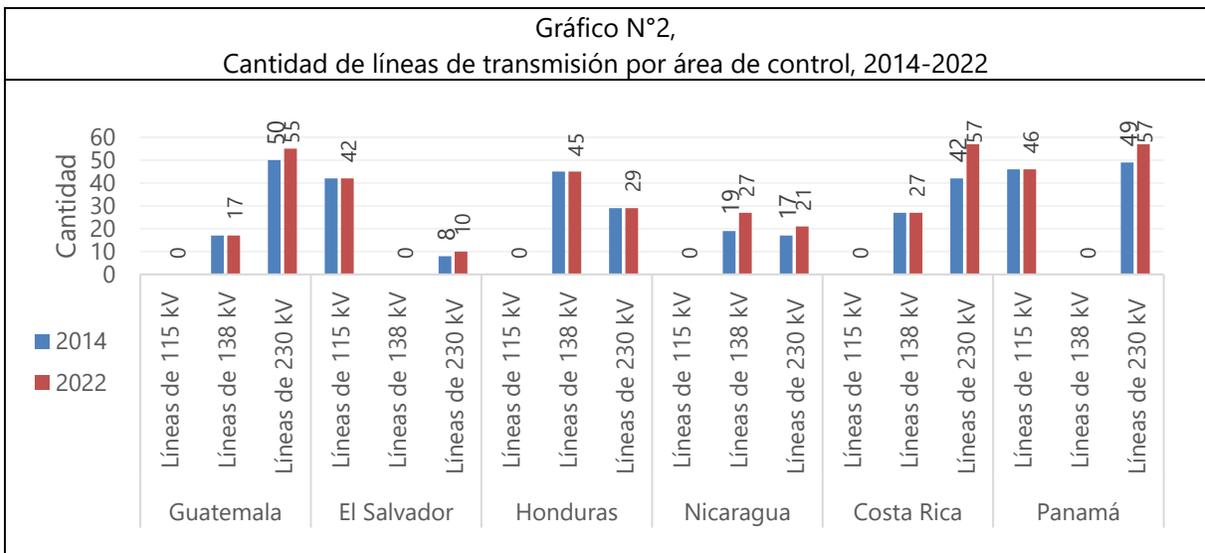
### **3.2.1 CONDICIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL (SER).**

De 2014 a 2022, el Sistema Eléctrico Regional (SER) presentó un incremento del 162% en la instalación de plantas de energía renovable variable. A continuación, un detalle por área de control:



\*La generación eólica y solar reportada, es la potencia máxima que pueden entregar dichas plantas y en el caso de Costa Rica ha ocurrido la salida de servicio de esta energía variable por incorporación de otros tipos de tecnologías.

Por otra parte, de 2014 a 2022 se instalaron 42 líneas de transmisión en el SER entre 115-138-230 kV, que representan un crecimiento de 2% con relación al 2014.

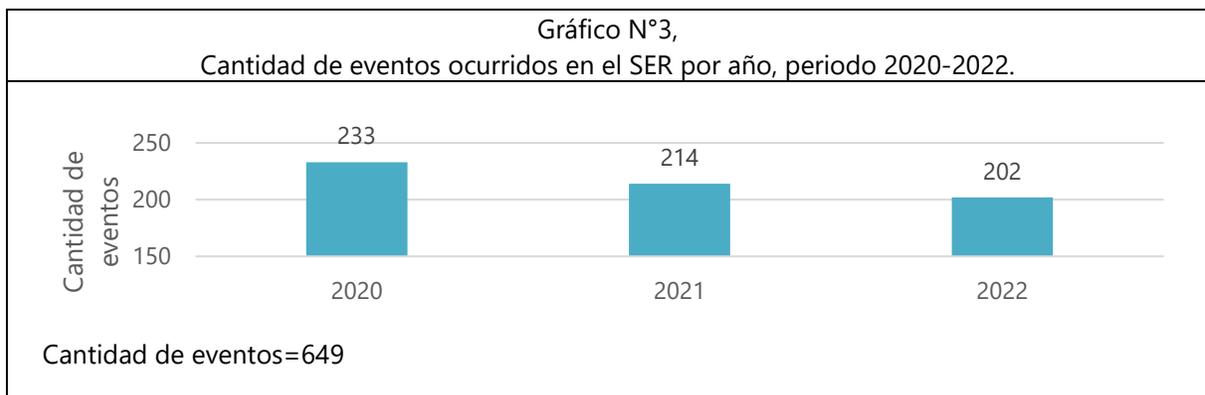


Fuente: Coordinación de Seguridad Operativa del EOR.

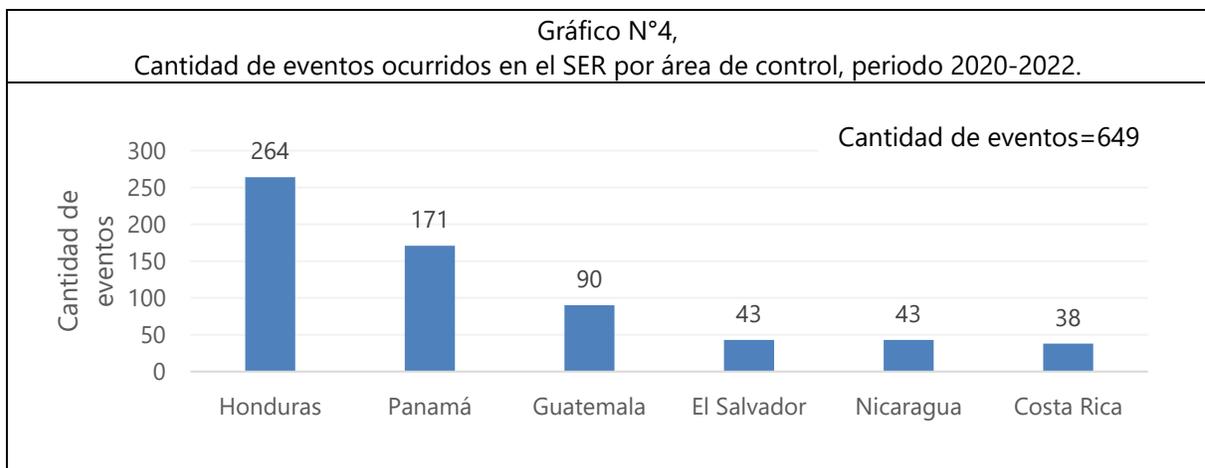


### 3.2.2 ANTECEDENTES.

De enero de 2020 a octubre de 2022<sup>3</sup>, en la operación en Tiempo Real se registraron 649 eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que involucraron disparos de generación o carga mayores o iguales a 60 MW. A continuación, se presenta el detalle por año, por área de control y por el estado operativo:



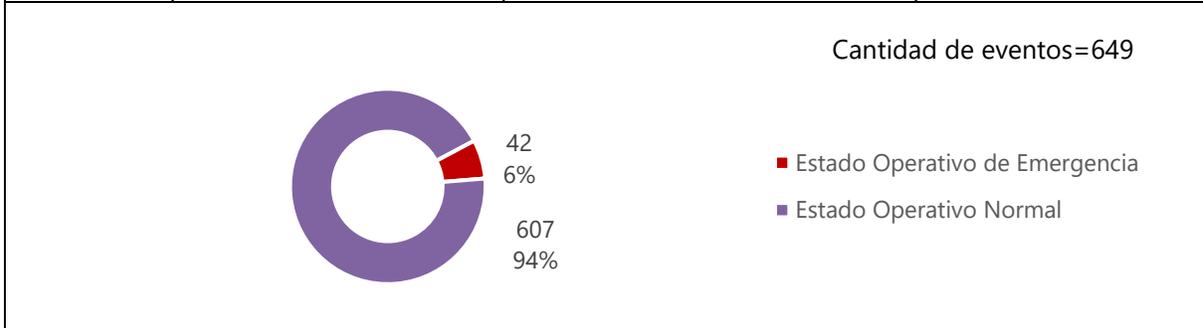
Fuente: Reportes del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT).



Fuente: Reportes del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT).

<sup>3</sup> El IRMER-O-01-2022, corresponde al primer semestre de 2022 y se ha actualizado a octubre de 2022 con las actividades para implementar las acciones remediales en el SER ante la ocurrencia de eventos relevantes.

Gráfico N°5,  
Estado operativo del SER declarados por el EOR ante eventos ocurridos, periodo 2020-2022.



Fuente: Reportes del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT).

Del gráfico anterior se observa que, en 607 de los eventos (94%), el SER operó en condición de “Estado Operativo Normal”, dentro de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño. Sin embargo, hubo 42 eventos (6%) donde el SER operó en “Estado Operativo de Emergencia”, operando fuera de los límites establecidos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Para mitigar el impacto y preservar la calidad y seguridad del sistema ante estos eventos, se han implementado 8 Esquemas de Control Suplementario (ECS), a continuación, un resumen:

1) Esquema de protección contra Oscilaciones.

En 2010 y 2011, se implementó en Guatemala el Esquema de protección contra oscilaciones (ESIM004\_OSC), el cual consiste en la apertura de las líneas de interconexión entre Guatemala – El Salvador y Guatemala – Honduras. En el 2016, el esquema referido se implementó en la subestación Los Brillantes del área de control Guatemala, cual consiste en el disparo de la línea de transmisión Tapachula – Los Brillantes (400 kV), ante modos dentro del rango 0.1 – 0.9 Hz con amortiguamiento menor al 5%.

2) Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) y Esquema de Desconexión automática de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia (EDALTIBF).



- a) En septiembre de 2016, se implementó en el Sistema Eléctrico Regional (SER), un esquema homologado de desconexión automática por baja frecuencia con desconexión de carga (EDACBF) y con la apertura de las interconexiones entre áreas de control (EDALTIBF).
- b) En septiembre de 2018, el EOR contrató los servicios de una consultoría técnica<sup>4</sup>, con el propósito de brindar *“Asesoría técnica al EOR y los OS/OM, para mejorar la operación del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF) regional y del esquema de desconexión automática de líneas de transmisión de interconexión por baja frecuencia (EDALTIBF)”*.
- c) Entre octubre de 2018 y agosto de 2019, el EOR coordinó el desarrollo de la referida consultoría<sup>5</sup>.
- d) En septiembre de 2019, la consultoría recomendó implementar un esquema de desconexión automática, considerando establecer: a) un corte de carga de 12%, en las 3 etapas del EDACBF, además de ser homogeneizado; b) un tiempo de retraso de 0.1 segundo del EDACBF, de acuerdo con prácticas internacionales; c) la apertura escalonada de Líneas de Transmisión de interconexión para el EDALTIBF, conforme el siguiente detalle:

Tabla N°1,  
Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia regional.

Área de control	Frecuencia [Hz] Etapas [1, 2, 3]	(*) Tiempo de retraso [segundos] Etapas [1, 2, 3]	Corte de carga [%] Etapas [1, 2, 3]
Guatemala	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
El Salvador	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Honduras	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Nicaragua	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Costa Rica	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]
Panamá	[59.3, 59.1, 58.9]	[0.1, 0.1, 0.1]	[3.0, 4.0, 5.0]

Fuente: Elaboración propia. (\*): retardo intencional.

<sup>4</sup> Y <sup>5</sup> Grupo Consultor: Dr. Luis Miguel Castro González, Dr. Guillermo Gutiérrez Alcaraz, M.C. Olga Mora Hoppe, Dr. José Horacio Tovar Hernandez.



Tabla N°2,  
Esquema de Desconexión Automática de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia.

Interconexiones	Apertura de interconexiones [Hz]	(*) Tiempo de retraso [segundos]
Guatemala – El Salvador	58.8	1
Guatemala – Honduras	58.8	1
El Salvador - Honduras	58.8	1
Honduras – Nicaragua	58.8	0.2
Nicaragua - Costa Rica	58.8	0.6
Costa Rica – Panamá	58.8	1

Fuente: Elaboración propia. (\*): retardo intencional.

- e) Durante el segundo semestre de 2020, se implementó en el SER la configuración de los esquemas anteriores.
- 3) Esquema de Control Suplementario en el área de control de Panamá.

En noviembre de 2017, se implementó en Panamá el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC), el cual consiste en el disparo de una o dos de las unidades de generación de la central Fortuna, ante valores de frecuencia mayores o iguales a 60.1 Hz y flujos de potencia desde Panamá hacia Costa Rica mayores o iguales a 200 MW.

- 4) Esquema de Control Suplementario en el área de control de Costa Rica.

En diciembre de 2017, se implementó en Costa Rica el Esquema de Control Suplementario (ECS) de respaldo, el cual consiste en la desconexión de las líneas de interconexión entre las áreas de control de Costa Rica y Panamá, ante valores de frecuencia mayores o iguales a 60.2 Hz y flujos de potencia desde Panamá hacia Costa Rica mayores o iguales a 200 MW en las líneas Río Claro - Dominical y Río Claro – Progreso y mayores o iguales a 100 MW en la línea Cahuita – Changuinola.



5) Esquema de Control Suplementario entre Honduras y Nicaragua.

En agosto de 2021, se implementó entre Honduras y Nicaragua el Esquema de Control Suplementario (ESC HON-NIC), el cual consiste en el disparo de las líneas de interconexión 230 kV Prados – León I y Agua Caliente-Sandino en los extremos de Nicaragua, ante flujos de potencia desde Nicaragua hacia Honduras mayores o iguales a 350 MW y un voltaje igual o menor a 0.94 p.u.

6) Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales.

En marzo de 2021, se implementó en Panamá el Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR), el cual consiste en acciones remediales (deslastre de carga y/o generación) para mantener la integridad de la red eléctrica. El SPEAR está diseñado para atender ocho (8) contingencias en el Sistema Eléctrico de Panamá, de las cuales la contingencia C08 es un esquema paralelo al EDGXPC, pero con más plantas generadoras agregadas.

7) ECS Reducción de generación solar en Honduras.

En julio de 2021, se implementó en Honduras el ECS reducción de generación solar, el cual consiste en limitar al 50% de su capacidad nominal a aquellos generadores fotovoltaicos que no están cumpliendo con lo establecido en la normativa regional respecto al comportamiento ante huecos de tensión, aunado a condiciones de despacho de la Central El Cajón en cuanto al aporte de reactivos.

8) Segunda etapa del Esquema de Desconexión Automática de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia (EDALTIBF).

En junio de 2022, se implementó en el Sistema Eléctrico Regional (SER), una segunda etapa del EDALTIBF en las líneas de interconexión de las áreas de control de Guatemala, El Salvador y Honduras, el cual consiste en abrir las líneas de transmisión de interconexión entre las áreas de control referidas, con 0.00 segundos de retardo intencional una vez la frecuencia disminuya a valor igual o inferior a 58.65 Hz.



Adicionalmente, en la subestación Tapachula de México hay un Esquema de Desconexión Automático de Líneas de Transmisión de Interconexión por Bajo Voltaje (EDALTIBV), el cual pertenece al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México y consiste en el disparo de la línea de transmisión Tapachula – Los Brillantes (400 kV), ante flujos de potencia desde México hacia Guatemala mayores o iguales a 300 MW y un voltaje igual o menor a 0.97 p.u.

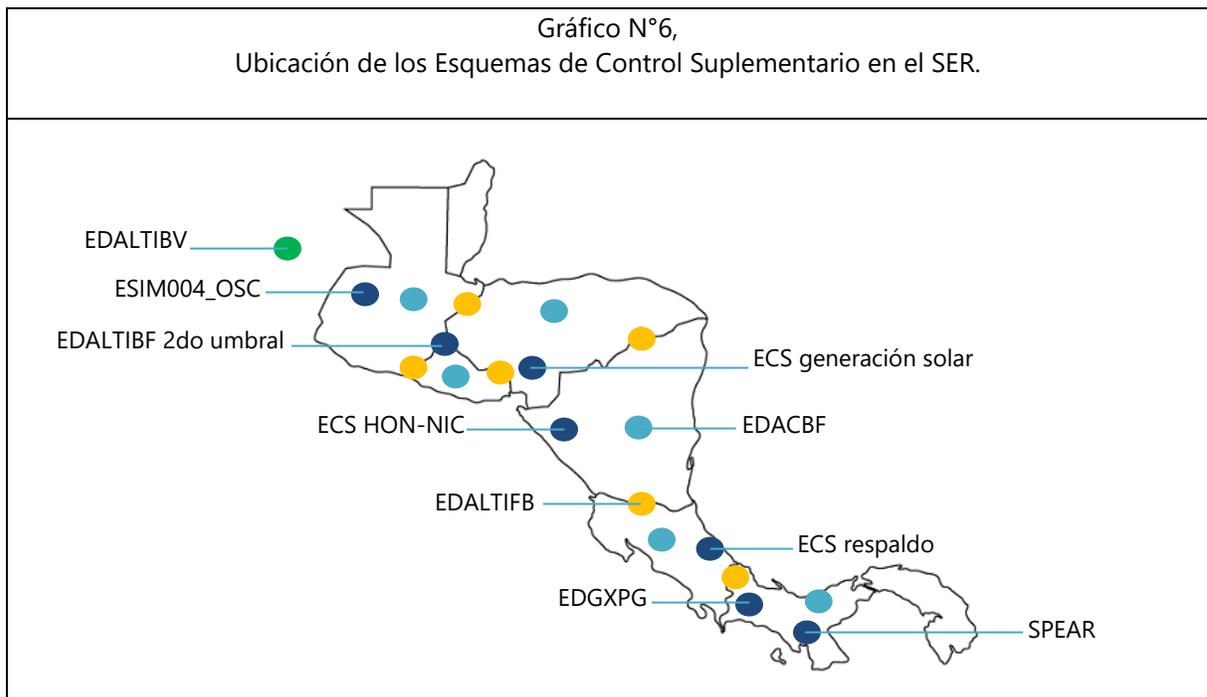
A continuación, se identifican los referidos Esquemas de Control Suplementario su ubicación en la región:

Tabla N°3,  
Esquemas de Control Suplementario en el SER, por definición.

Nombre del Esquema	Siglas	Operación
Esquema de protección contra Oscilaciones.	ESIM004_OSC	En Los Brillantes, Guatemala.
Esquema de Desconexión Automático de Líneas de Transmisión de Interconexión por Bajo Voltaje.	EDALTIBV ●	En Tapachula, México y es trasferido a Los Brillantes, Guatemala.
Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia regional.	EDACBF ●	En el SER.
Esquema de Desconexión Automática de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia regional.	EDALTIBF ●	En el SER. La segunda etapa es operativa en Guatemala, El Salvador y Honduras.
Esquema de desconexión de las interconexiones entre Honduras y Nicaragua.	ECS HON-NIC	En Prados y Agua Caliente, Honduras – León y Sandino, Nicaragua.
Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga, instalado en el área de control de Panamá.	EDGXPG	En Changuinola, Dominical y Progreso, Panamá.

Nombre del Esquema	Siglas	Operación
Esquema de Control Suplementario de respaldo.	ECS de respaldo	En Río Claro y Cahuita, Costa Rica.
Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales.	SPEAR	En Panamá

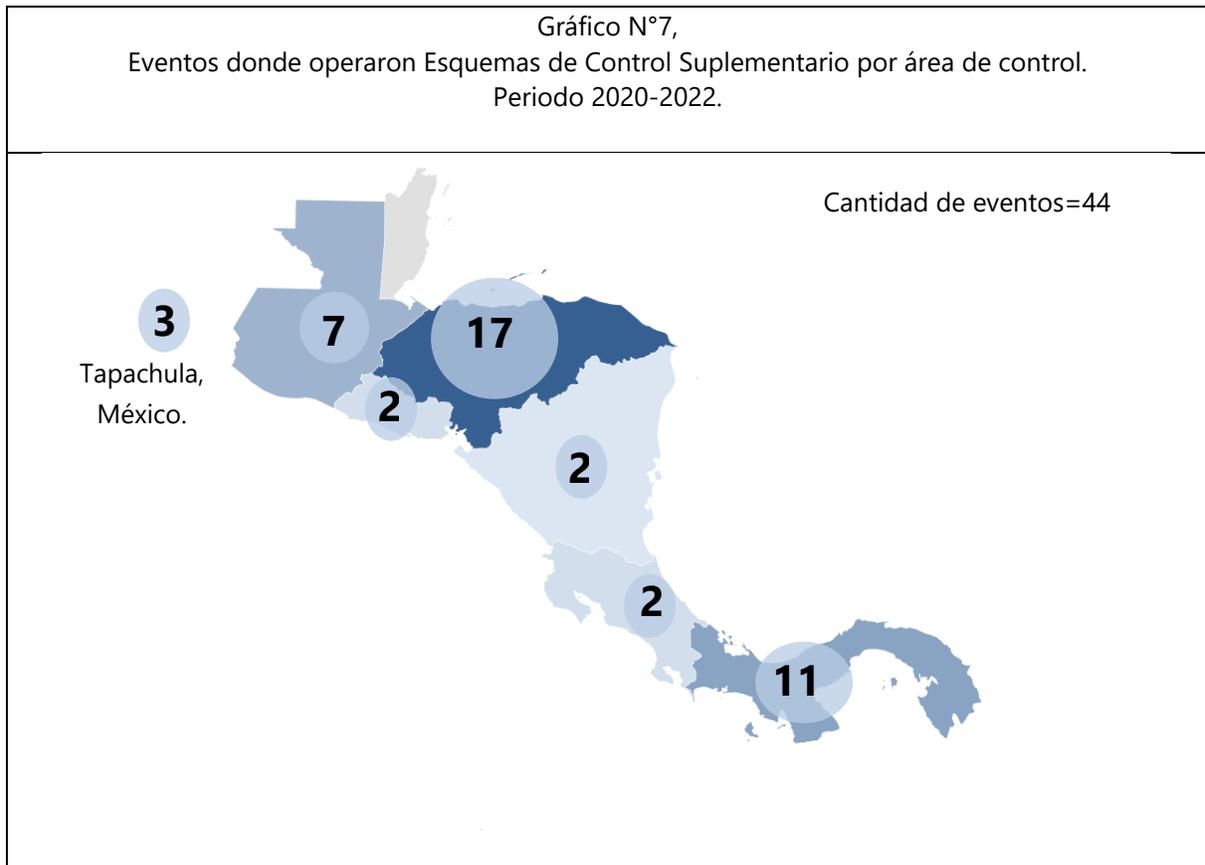
Fuente: elaboración propia.



Fuente: elaboración propia.

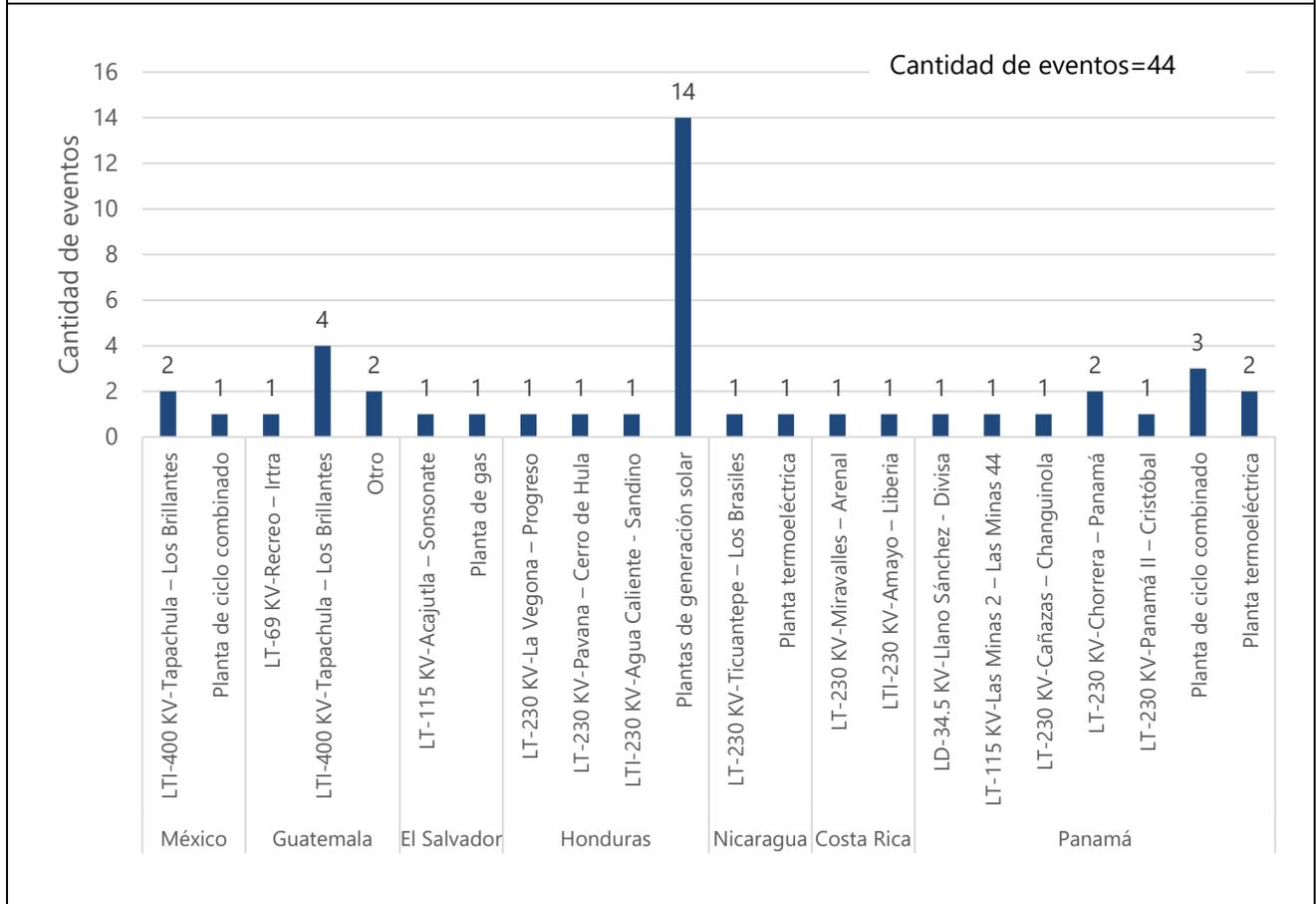
### 3.2.3 ESTADO DE SITUACIÓN ACTUAL.

En la operación técnica del SER, de enero de 2020 a octubre de 2022, ocurrieron 44 eventos en el SER, en los cuales operaron (ya sea individual o simultáneamente) los Esquemas de Control Suplementario implementados, conforme el siguiente detalle por área de control y por tipo de elemento de transmisión:



Fuente: Informe de Eventos Ocurridos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

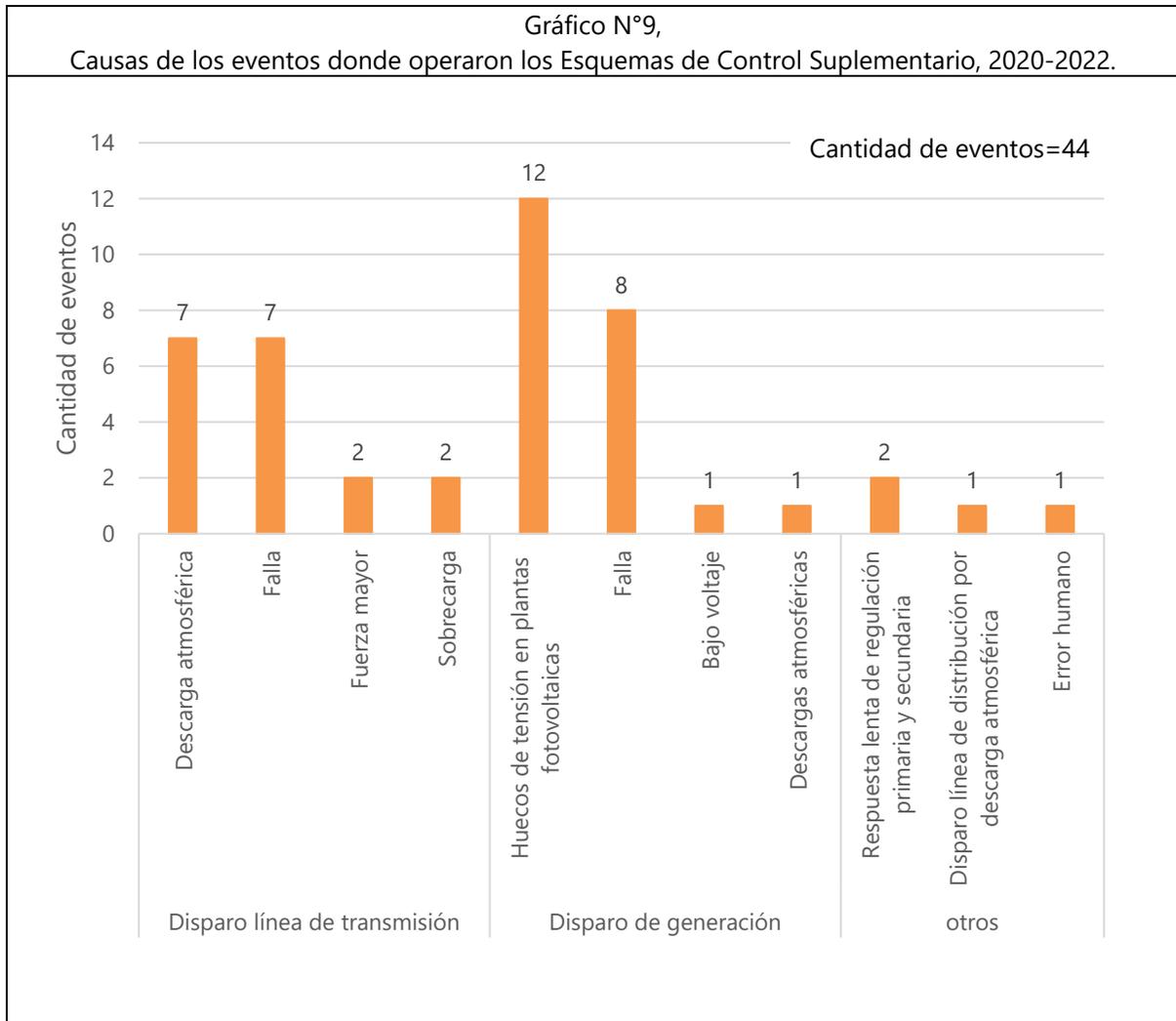
Gráfico N°8,  
Eventos donde operaron Esquemas de Control Suplementario por tipo de elemento.  
Periodo 2020-2022.



Fuente: Informe de Eventos Ocurredos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

Los eventos ocurridos fueron originados principalmente por disparos de líneas de transmisión y disparos de generadores, como a continuación se detalla:

Gráfico N°9,  
Causas de los eventos donde operaron los Esquemas de Control Suplementario, 2020-2022.



Fuente: Informe de Eventos Ocurridos en el Sistema Eléctrico Regional (SER); Fuerza mayor: Terremotos.

De los 44 eventos, 12 (27%), corresponden a disparos de generación por huecos de tensión en plantas fotovoltaicas y 8 (18%) a fallas en las plantas generadoras.

Las causales referidas provocaron problemas de: déficit de generación (84%), oscilaciones no amortiguadas de potencia (9%) y desconexión de carga (7%).



Es importante indicar que:

En 36 de los 44 eventos ocurridos, se activó en consecuencia el Esquema de Desconexión por Bajo Voltaje (EDALTIBV); ubicado en la subestación Tapachula (México), transfiriendo el disparo al interruptor de la subestación Los Brillantes 400 kV del área de control de Guatemala y desconectó la línea de interconexión México-Guatemala, provocándose un desbalance Carga/Generación y disminuyó la frecuencia del SER.

En 43 de los 44 eventos, se activó el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF), con el fin de reestablecer el balance Carga/Generación en los sistemas eléctricos. (Ver tabla N°5 y gráfico N°8)

Adicionalmente, en 4 de los 44 eventos, la frecuencia disminuyó por debajo de 58.8 Hz, activándose el Esquema de Desconexión de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia (EDALTIBF), abriendo las líneas de interconexión entre áreas de control del SER. (Ver tabla N°4).

Tabla N°4,  
Líneas de transmisión de interconexión que se abrieron conforme activación del EDALTIBF.

Líneas de transmisión de interconexión	Fecha de los eventos en el SER			
	9-jun-2021	7-jul-2021	18 may-2022	27-may-2022
Agua Caliente - Sandino	X	X		
Prados – León I	X	X		
La Vega II - Ahuachapán		X	X	X
Moyuta - Ahuachapán		X	X	X
15 de septiembre – Nueva Nacaome		X	X	X
15 de septiembre – Agua Caliente		X	X	X
Panaluya – La Entrada a Copán		X	X	X

Fuente: Informe de Eventos Ocurridos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

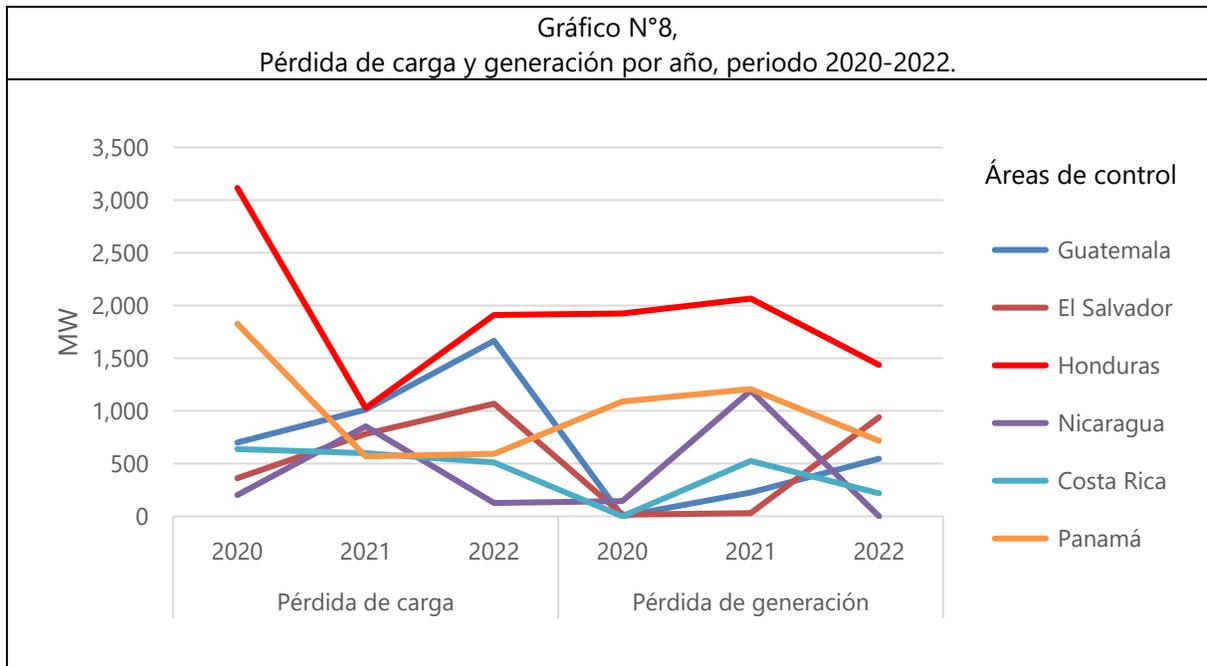
A continuación, se detalla un resumen de la pérdida de carga y generación en el SER debido a los eventos registrados:



Tabla N°5, Pérdida de carga y generación por activación del EDACBF, periodo 2020-2022.

Áreas de control	Pérdida de Carga (MW)				Pérdida de Generación (MW)			
	2020	2021	2022	Total	2020	2021	2022	Total
Guatemala	700	1,012	1,665	3,377	0	226	546	772
El Salvador	361	782	1,068	2,211	16	29	941	986
Honduras	3,116	1,027	1,911	6,054	1,925	2,066	1,436	5,427
Nicaragua	201	854	127	1,182	144	1,193	0	1,337
Costa Rica	638	599	511	1,747	0	524	219	743
Panamá	1,827	568	593	2,988	1,089	1,208	716	3,013
<b>Total</b>	<b>6,842</b>	<b>4,842</b>	<b>5,874</b>	<b>17,559</b>	<b>3,174</b>	<b>5,245</b>	<b>3,858</b>	<b>12,277</b>

Fuente: Informe de Eventos Ocurridos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).



Fuente: Informe de Eventos Ocurridos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).



### 3.3 ACTIVIDADES COORDINADAS POR EL EOR.

Desde el año 2017 a la fecha, todos los Esquemas de Control Suplementarios (ECS) y acciones remediales implementadas en el SER en coordinación con los OS/OM, han sido diseñadas y puestas en servicio en cumplimiento de los Criterios de Seguridad establecidos en el RMER.

A continuación, un resumen de las actividades realizadas de enero a octubre de 2022:

- a) En febrero de 2022, el EOR en conjunto con los OS/OM llevaron a cabo reuniones con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México, a fin de revisar el Esquema mexicano de Desconexión Automática de Línea de Transmisión de Interconexión por Bajo Voltaje (EDALTIBV).
- b) En abril de 2022, el EOR presentó al CENACE los resultados del *"Análisis preliminar de posibles acciones remediales conjuntas, para mitigar la recurrencia en la activación del Esquema de Disparo Transferido por Bajo Voltaje de la línea de interconexión THP-LBR 400 kV (EDALTIBV)"*. El CENACE informó que emitiría los comentarios pertinentes.
- c) En mayo de 2022, el CENACE remitió sus comentarios a las posibles acciones remediales, entre los cuales indicó: *"...cualquier Esquema de Acción Remedial que se requiera realizar para evitar incurrir en el desenlace de los Sistemas SIN y SER, debe de ser diseñado e implementado en el ámbito del SER considerando los umbrales de los Esquemas de Acción Remedial que están en operación en el SIN y que actúan sobre la Línea de Transmisión Tapachula Potencia A3T00 Los Brillantes, asegurando que en condiciones de estado estable en post-contingencia, el enlace México – Guatemala opere como máximo con 240 MW."*
- d) Entre marzo y junio de 2022, el EOR en conjunto con los OS/OM de Costa Rica y Panamá, atendieron aspectos técnicos para aumentar el umbral de frecuencia de los ECS instalados entre Costa Rica y Panamá. Dicho esquema quedó implementado en junio de 2022.
- e) En junio de 2022, el EOR coordinó con los OS/OM de Guatemala, El Salvador y Honduras, la implementación de la segunda etapa del EDALTIBF, estableciéndose un umbral de frecuencia de 58.65 Hz con 0 .00 segundos de retardo intencional.



- f) En julio de 2022, se realizó reunión virtual con el comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) del MER para dar seguimiento de las acciones remediales incluidas en el Plan de Trabajo integrado regional. Se revisaron todas las acciones incluidas en dicho plan, las cuales cumplen con los Criterios de Seguridad establecidos en el RMER, incluyendo aquellas que ya fueron completadas, las que están en proceso y las que están iniciando su gestión de análisis de factibilidad para su implementación.
- g) En julio de 2022, el EOR coordinó con el OS/OM de Honduras, la reducción del RATE nominal de carga de la línea Pavana-Santa Lucía 230 kV, pasando de 317 MVA a 260 MVA, lo que permitirá disminuir su recurrencia de falla debido a la antigüedad de la línea y la pérdida de las propiedades mecánicas del conductor por vejez y el bajo libramiento.
- h) En octubre de 2022, el EOR actualizó el Plan de Trabajo regional integrado de Acciones Remediales.

### 3.4 SITUACIÓN SURGIDA EN LA APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.

Conforme lo establece el numeral 2.3.1 del Libro I, se informa la diferencia que ha surgido en la aplicación de la Regulación Regional, en el proceso de implementación del plan de trabajo integrado regional de acciones remediales:

- a) El 9 de mayo de 2022, el EOR a través de nota EOR-GOS-09-05-2022-059 solicitó al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) OS/OM de Guatemala, gestionar ante el agente transmisor Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE), la implementación de la siguiente acción remedial:

• *Equipo a desconectar: Banco de Reactores 16.66 x 3 MVAR, 400 kV instalado en la subestación Los Brillantes.*

• *Parámetros a usar en el esquema de acción remedial:*

o *Voltaje de activación = 0.99 p.u. = 396 kV*

o *Tiempo de retardo intencional: 6 ciclos."*



- b) El 28 de junio de 2022, el AMM a través de nota GG-489-2022, remitió al EOR la respuesta proporcionada por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE), en la cual el agente transmisor indicó lo siguiente:

*"Es aconsejable tener acceso al estudio y análisis que han realizado en las revisiones conjuntas entre EOR, AMM y CENACE, y sus resultados; por lo que agradecemos compartirlos con ETCEE-INDE"*

...

*"ETCEE no estaría de acuerdo con que se incluya la desconexión del banco de reactores de 400kV para mitigar o evitar la actuación del esquema EDALTIBV en la línea de interconexión Guatemala-México."*

- c) El 14 de julio de 2022, el EOR a través de la correspondencia EOR-GOS-14-07-2022-101, remitió al AMM la información solicitada por el agente transmisor ETCEE-INDE relacionada con la acción remedial para desconectar temporalmente el Reactor 400 kV instalado en la subestación Los Brillantes.
- d) El 14 de julio de 2022, el AMM remitió nota GG-554-2022, solicitando al EOR entre otros: retirar del Plan de Acción integrado regional, la sección asociada a Guatemala, la cual se identifica como "1. Desconexión temporal del Reactor 400 kV instalado en la SE Los Brillantes de Guatemala, ante algunos eventos de pérdida de generación en el SER, mitigando así la activación del ECS EDALTIBV."
- e) El 4 de agosto de 2022, el AMM por medio de nota GG-601-2022, remitió al EOR respuesta proporcionada por ETCEE-INDE, en la cual el agente: *"ratifica que no está de acuerdo con que se incluya la desconexión del banco de reactores de 400kV para mitigar o evitar la actuación del esquema EDALTIBV en lo línea de interconexión Guatemala-México"*.
- f) El 24 de agosto de 2022, el EOR mediante correspondencia EOR-GOS-24-08-2022-115, en respuesta a lo indicado por el agente ETCEE-INDE a través de nota del AMM GG-601-2022, solicitó remitir:
- i) Los análisis y estudios de seguridad operativa realizados por ETCEE-INDE que soportan lo siguiente:



*“no es posible desconectar temporalmente el reactor como está planteado en la modificación del EDALTIBV, ya que el mismo fue diseñado para estar conectado de manera permanente al estar energizada la línea de transmisión como una medida de protección y mitigación de los efectos adversos de los altos voltajes y en el periodo en que esté desconectado existe riesgo de daño para el equipo de subestación en Los Brillantes, provocado por sobretensiones; en especial si se presentaran rechazos de carga o la condición en que la línea de 400kV quede energizada del lado de Los Brillantes y abierta del lado de Tapachula Potencia”*

- ii) Los análisis y estudios de seguridad operativa y protecciones realizados por ETCEE-INDE que soportan lo siguiente:

*“existe riesgo de que al presentarse una falla monofásica transitoria la operación del esquema de Disparo de Recierre Monopolar no sea la adecuada”*

- iii) Los análisis y estudios eléctricos pertinentes realizados por ETCEE-INDE que soportan lo siguiente:

*“ETCEE-INDE no puede exponer sus instalaciones a deterioro o daños irreversibles por operar en condiciones para las cuales no fueron diseñadas [...]” y “ETCEE-INDE no está de acuerdo en que se realicen aperturas/cierre en el interruptor del banco de reactores de 400 kV, considerando que esto incrementará las posibilidades de falla en el mismo, por operaciones consideradas como no necesarias”*

- g) El 16 de septiembre de 2022, el AMM remitió nota GG-701-2022, relacionada a la respuesta del agente ETCEE-INDE, en la cual el transportista indicó lo siguiente:

*“...cómo se ha indicado con anterioridad, se ratifica que no se está de acuerdo con que se incluya la desconexión del banco de reactores con reactor de neutro de la línea Brillantes - Tapachula Potencia de 400 kV como una acción remedial para mitigar o evitar la actuación del esquema EDALTIBV en la línea de interconexión Guatemala-México.”*

- h) El 25 de octubre de 2022, mediante correspondencia EOR-GOS-25-10-2022-147, el EOR aclaró a ETCEE-INDE sobre el alcance regional e integrado de los análisis de seguridad operativa que el EOR realiza y sobre los análisis eléctricos y electromecánicos que se



solicitan al agente transmisor, por lo que se solicitó al agente ETCEE-INDE a través del AMM, por segunda vez remitir los análisis eléctricos y electromecánicos específicos relacionados a la operación del Banco de Reactores 400 kV, que den soporte y explicación de los argumentos planteados por ETCEE-INDE para la no aceptación de la acción remedial solicitada por el EOR, o en caso contrario indicar su anuencia y aceptación de tal acción remedial y proceder de inmediato a su implementación e informar oportunamente al EOR de su puesta en servicio.

- i) El 8 de noviembre de 2022, el AMM mediante nota GG-833-2022, remitió al EOR respuesta proporcionada por ETCEE-INDE, en la cual, el agente transmisor indica las razones técnicas por las cuales considera que no es posible desconectar temporalmente el reactor de 400 kV en la subestación Los Brillantes, así mismo uno de los Directores de Guatemala ante el EOR indicó que dichas razones están basadas en el literal b), numeral 3.2.1 del Libro III del RMER.

### **3.5 PLAN DE TRABAJO INTEGRADO DE ACCIONES REMEDIALES.**

El Regulador Regional, en el punto resolutivo segundo de la resolución CRIE-25-2021 del 11 de noviembre de 2021, resolvió: *"INSTAR al Ente Operador Regional (EOR), al Administrador del Mercado Mayorista (OS/OM de Guatemala) y el resto de los OS/OMs de la región, para que de forma coordinada evalúen y realicen las gestiones necesarias con las autoridades superiores del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México, para que se puedan revisar las premisas del funcionamiento del esquema de protección de las instalaciones que conforman la interconexión eléctrica entre las subestaciones de Tapachula (México) y Los Brillantes (Guatemala) -EDALTIBV-. Asimismo, SOLICITAR al EOR, para que informe al menos cada dos meses, los avances de dicha coordinación."*

Adicionalmente, en nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021, el Regulador Regional *"[...] solicita al EOR, que a más tardar el día Viernes 11 de Febrero de 2022, informe a la CRIE el resultado de los análisis realizados y de identificarse acciones cuya implementación sea necesaria, remita a la CRIE un Plan de Acción Regional para atender las condiciones observadas por el AMM ante los eventos regionales, en dicho caso deberá diseñar un plan de trabajo que incluya un cronograma*







Acción remedial	Estado actual
	<p>remedial de Desconexión temporal del Reactor 400 kV de Los Brillantes.</p> <p>El 4 de agosto de 2022, el AMM remitió al EOR respuesta en la cual el agente transportista ETCEE ratificó que <u>no está de acuerdo</u> con que se incluya la desconexión del banco de reactores de 400kV. El 24 de agosto de 2022, el EOR solicitó al AMM gestionar con el agente ETCEE-INDE, información técnica sobre la operación del Banco de Reactores 400 kV instalado en Los Brillantes. El 16 de septiembre de 2022, el AMM remitió nota de ETCEE, a través de la cual el agente transportista indicó lo siguiente: "cómo se ha indicado con anterioridad, se ratifica <u>que no se está de acuerdo</u> con que se incluya la desconexión del banco de reactores con reactor de neutro de la línea Brillantes - Tapachula Potencia de 400 kV como una acción remedial para mitigar o evitar la actuación del esquema EDALTIBV en la línea de interconexión Guatemala-México."</p> <p>El 25 de octubre de 2022, el EOR aclaró a ETCEE-INDE sobre el alcance regional e integrado de los análisis de seguridad operativa que el EOR realiza y sobre los análisis eléctricos y electromecánicos que se solicitan al agente transmisor, por lo que le solicitó por segunda vez remitir los análisis eléctricos y electromecánicos específicos relacionados a la operación del Banco de Reactores 400 kV, que den soporte y explicación de los argumentos planteados por ETCEE-INDE para la no aceptación de la acción remedial solicitada por el EOR, o en caso contrario indicar su anuencia y aceptación de tal acción remedial y proceder de inmediato a su implementación e informar oportunamente al EOR de su puesta en servicio.</p>



<b>Acción remedial</b>	<b>Estado actual</b>
<p>El Salvador: Plan de Trabajo para implementación de acciones operativas o ECS según amerite, ante contingencias múltiples que generen desconexión de grandes bloques de generación.</p>	<p>En proceso: 1. Análisis para identificar las distintas fallas (eléctricas o no) que pudieran causar pérdidas de grandes bloques de generación. 2. Identificar cuáles de estas fallas pueden contrarrestarse con medidas operativas y cuáles necesitarían la implementación de un ECS. 3. Elaborar un plan de trabajo para aquellas fallas cuyas consecuencias se pueden tratar con medidas operativas. 4. Elaborar un plan de trabajo para aquellas fallas cuyas consecuencias se pueden tratar únicamente con la implementación de un ECS.</p>
<p>Honduras: 2° Análisis posibilidad de colapso de voltaje y en caso necesario factibilidad de ECS de disparo de carga por bajo voltaje.</p>	<p>En proceso: revisión si en condición normal o ante eventos regionales, es posible un colapso de voltaje en el área de control del Honduras. En caso se identifica la necesidad, realizar estudios eléctricos en coordinación con el OS/OM de HON para determinar la estabilidad de voltaje en condición normal y en eventos, evaluar la posibilidad de un ECS de disparo de carga para aliviar el déficit de reactivos y evitar colapso de voltaje.</p>
<p>Nicaragua: 2° Análisis posibilidad de partición del sistema y colapso de voltaje y en caso necesario factibilidad de ECS de disparo de carga por bajo voltaje.</p>	<p>En proceso: revisión si ante eventos regionales, ha ocurrido realmente la partición del sistema nicaragüense. En caso se determine que sí ha ocurrido, realizar estudios eléctricos en coordinación con el OS/OM de NIC para evaluar la posibilidad de un ECS operativo o automático que evite el desbalance carga/generación ante esa partición. Además, se ha implementado un nuevo ECS entre Honduras y Nicaragua para evitar el colapso de voltaje en Nicaragua, así como la sobrecarga de líneas de interconexión y otras líneas importantes.</p>
<p>Nicaragua: Proyecto seccionamiento de línea Ticuantepe-Cañas 230 kV por medio de subestación La Virgen 230 kV.</p>	<p>En proceso: el proyecto de seccionamiento de la línea Ticuantepe - Cañas 230 kV por medio de subestación la Virgen 230 kV se encuentra en ejecución y con fecha tentativa de finalización en el último trimestre del año 2022.</p>



<b>Acción remedial</b>	<b>Estado actual</b>
	La acción remedial es importante para disminuir eventos regionales en cascada, eliminar oscilaciones locales y aumentar MCTP entre CRI-NIC.
Costa Rica y Nicaragua: ECS para LI Ticuantepe (TCP)-Cañas (CAS) 230 kV por separación angular del voltaje.	En proceso: con la acción remedial se busca actuar de forma más rápida que la protección de distancia, por medio de la separación angular del voltaje que se presenta en esta línea, ante condiciones cuando el SER queda conectado solamente por la línea TCP-CAS y hay alto flujo en la misma.
Panamá: Revisión de esquemas de Bajo Voltaje.	En proceso: revisión de Esquema de Desligue de Carga por Bajo Voltaje (EDCxBV) en coordinación con el OS/OM de Panamá, actualmente están en proceso de recopilación de información para definir las premisas de este, dado que deben identificar toda la carga que se dispara.
Costa Rica y Panamá: Revisar Esquema de disparo de generadores por sobre frecuencia	En proceso: revisión en coordinación con los OS/OM de Costa Rica y Panamá de los ajustes implementados en las unidades generadoras para disparo por sobre frecuencia, para lograr una mejor coordinación entre las dos áreas de control en el disparo de unidades por alta frecuencia.
Corto Plazo / EOR: 2a jornada de Revisión CENACE-EOR del EDALTIBV	En proceso: revisar nuevamente la posibilidad de modificación de parámetros del EDALTIBV.



Acción remedial	Estado actual
<p>Corto Plazo / EOR:            Consultoría PNNL para implementar metodología de verificación cumplimiento de la RPPF en el SER y en cada área de control.</p>	<p>En proceso: últimas actividades realizadas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Divulgación de resultados preliminares y discusiones del estudio (2 reuniones virtuales de 3 horas cada una, llevadas a cabo durante la tercera semana de agosto 2022).</li> <li>▪ Requerimientos, procedimientos, aplicación y medición de las Reservas Primaria y Secundaria. (Entrevistas virtuales con cada OS/OM, de 2 horas cada una, en la 4ª y 5ª semana de agosto 2022).</li> <li>▪ Divulgación final del estudio. (1 reunión presencial en 1ª semana de septiembre 2022).</li> </ul>
<p>Corto Plazo / EOR:            Evaluación e implementación de recomendaciones técnicas emanadas de Consultoría de Mejoras a la Coordinación de Protecciones en la RTR (SIEMENS-GIZ).</p>	<p>En proceso: los informes finales de la consultoría se remitieron a los OS/OM y por medio de éstos a los Agentes Transmisores involucrados, en los informes se incluyen las recomendaciones de mejora en ajustes y coordinación de algunas protecciones en cada área de control. Se convocó a reunión presencial del CTP-CTSO para noviembre de 2022, para actualizar base de datos y revisar implementación de mejoras recomendadas. Lo anterior, con el fin de mejorar la coordinación de ajustes de las protecciones en la RTR, con énfasis en las interconexiones, y una mejor actuación esperada ante fallas, que limiten las consecuencias en el SER de manera que se mitiguen los eventos en cascada.</p>
<p>Mediano Plazo / EOR:            Gestión y realización de Consultoría "Evaluación de fortalezas y debilidades del SER y efectividad de ECS ante eventos de desconexión de grandes bloques de generación y/o carga en el SER"</p>	<p>En proceso: determinar, con base en la información histórica de eventos relevantes en cascada que han ocurrido en el SER durante los últimos cinco años, las causas estructurales, fortalezas y debilidades de tipo técnico, económico, regulatorio, comerciales, etc., asociadas a la ocurrencia de dichos eventos en el SER y que han afectado la operación confiable y segura del mismo y del Mercado Eléctrico Regional (MER), así como obtener propuestas de solución de corto, mediano y largo plazo.</p>



Acción remedial	Estado actual
<p>Mediano Plazo: Análisis de necesidad y factibilidad de implementación de ECS de desconexión de carga por pérdida de generación en Honduras, El Salvador y Nicaragua. Adicionalmente, indicar si esta acción remedial está relacionada con la acción AR4 y AR5, y si es así; comentar por qué no se incluye a Nicaragua, Costa Rica y Panamá.</p>	<p>En proceso: 1) Honduras respondió que no tiene la tecnología para implementar a corto plazo ECS de este tipo con disparos transferidos dada la lejanía entre la generación que se desconecta y la carga a desconectar; 2) Nicaragua respondió que están implementando medidas y ECS para evitar la desconexión de toda la planta Puerto Sandino; y 3) El Salvador indicó que la configuración de la planta EDP no permite la desconexión total de toda la planta pero que están analizando y evaluando en conjunto con los involucrados la implementación de otros ECS de disparo de carga por otras causas como disparos de líneas adyacentes a la subestación Acajutla y otras.</p> <p>Las acciones remediales buscan limitar la respuesta inercial del flujo desde MEX cuando ocurran disparos de grandes bloques de generación en el SER.</p>

Fuente: Plan de Trabajo integrado regional de Acciones Remediales.

### 3.6 CONCLUSIONES.

- 1) Como resultado del estudio de amortiguamiento de las oscilaciones y de los ajustes a 18 de los 32 generadores involucrados en el SER, en el año 2021 solamente ocurrieron 3 eventos oscilatorios no amortiguados originados por contingencias en el sistema eléctrico de México, sin causar afectaciones en la operación del SER, lo que constituye una reducción del 89% con respecto al año 2020; y en lo que va hasta octubre del año 2022 han ocurrido 8 eventos oscilatorios con bajo amortiguamiento que representa una reducción del 71% con respecto al año 2020.
- 2) Las diferentes acciones remediales que incluyen ECS están orientadas a mantener el nivel de confiabilidad y seguridad en la operación del SER, ya que se han disminuido los efectos en cascada producidos por los eventos originados en el SER, donde se observa una



reducción paulatina de las desconexiones de carga por estas causas, así en el año 2020 fueron 18 eventos relevantes, en 2021 y 2022 se han reducido a 13.

- 3) Es importante indicar que los ECS implementados por México, que actúan sobre la línea de interconexión Tapachula – Los Brillantes, tienen el objetivo de proteger al sistema eléctrico mexicano, por lo que sus parámetros de actuación no están bajo control técnico del EOR, OS/OM y tampoco bajo la regulación regional; en este sentido las acciones remediales que se implementen deben realizarse en el SER.
- 4) Que las condiciones del SER:
  - a. Incremento del 162% en la instalación de plantas de energía renovable variable del 2014 a 2022.
  - b. Poco refuerzo de las líneas de transmisión, 42 líneas entre 115-138-230 kV instaladas de 2014 a 2022 que representan un crecimiento de 2%.
  - c. Ocurrencia de fallas en los sistemas eléctricos de los países miembros.
  - d. Necesidades no atendidas para fortalecer los sistemas eléctricos nacionales y regional, y de tecnología vinculada a tal fin.
  - e. Exposición de la región ante eventos naturales.
  - f. Configuración longitudinal del Sistema Eléctrico Regional.

Entre otros, y debido a que en el Sistema Eléctrico Regional (SER) ocurren desconexiones de carga (usuarios finales) originadas principalmente por desconexiones súbitas de líneas de transmisión y/o unidades de generación, los ECS así como los ajustes de amortiguamiento de oscilaciones y la adecuación de las protecciones en la RTR, representan métodos seguros y necesarios que se activan para reducir los efectos en cascada durante estos eventos regionales, mientras los países donde ocurre con mayor frecuencia el origen de los eventos mejoren las condiciones de sus sistemas eléctricos.

- 5) Conforme al “Plan de Trabajo integrado regional de Acciones Remediales” en ejecución, el EOR ha gestionado ante el Regulador Regional, recursos económicos para implementar algunas de las acciones remediales más importantes. Así mismo se identifica necesario la asignación y ejecución de inversiones en la RTR por parte de los países miembros, para incrementar la confiabilidad y seguridad del SER y su operación.



En consideración de lo antes expuesto, la propuesta de modificación regulatoria que pudiera resultar de las referidas Acciones Remediales que se están implementando, serán remitidas por el EOR a la CRIE conforme a los procedimientos establecidos para tal fin, cuando corresponda.

### **3.7 CRITERIOS SEGUIDOS POR EL EOR EN LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.**

Glosario del Libro I del RMER.

Contingencia

*"Es una falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor, u otro elemento eléctrico. Una contingencia puede también incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de estos."*

Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño

*"Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia."*

Estado Operativo de Emergencia

*"cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones."*



## Esquemas de Control Suplementario

*"Es la desconexión automática de carga, generación o elementos de transmisión, que opera como consecuencia de la ocurrencia de contingencias en el SER."*

### Libro II del RMER

Numeral 1.5 3.2, *"en cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: "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;"*

### Libro III del RMER

Numeral 16.2.5.5, *"La frecuencia nominal del SER es 60 Hz."*. Por su parte, el numeral 16.2.5.6 del Libro III del RMER indica que: *"Durante la operación normal, el 90% de las variaciones de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos, deberán estar comprendidas dentro del rango de  $(60 \pm 1.65 \sigma)$  Hz, donde  $\sigma$  es la desviación estándar de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos. El valor de  $\sigma$  será de 0.03 Hz."*

Literal i), numeral 16.1.2, *"Las instalaciones de todos los Agentes conectados a la RTR deberán integrarse a los Esquemas de Control Suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico el EOR, en coordinación con los OS/OM, juzgue necesario implementar para preservar la calidad y seguridad del SER;"*

Numeral 7.2.4.1, *"El EOR determinará según los estudios de seguridad operativa de mediano plazo, los requerimientos de operación del esquema regional de desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje. Su implementación será de carácter obligatorio por parte de los Agentes, y los OS/OM serán los responsables de coordinarla."*

Numeral 7.2.4.2, *"Como resultado de los estudios de seguridad operativa el EOR determinará el número de etapas a implementar a nivel regional, el porcentaje de carga a desconectar en cada*



*etapa y la temporización de las etapas. Será responsabilidad de cada OS/OM el determinar las etapas locales y el correspondiente porcentaje de carga a desconectar.”*

## **4. DEFINICIONES Y NOMENCLATURA.**

### **4.1 DEFINICIONES.**

Agentes del mercado, Agentes del MER o Agentes

*Son las personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores habilitados para participar en el MER.*

Agente Transmisor

*Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR.*

Área de Control

*Conjunto de plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución y demandas que son controladas desde un mismo Centro de Control.*

Conciliación

*Proceso mediante el cual se calculan los montos correspondientes a las transacciones comerciales en el MER.*

Contrato Firme

*Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, debe tener asociado Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro.*

Contrato No Firme Financiero

*Contrato que no da garantía de suministro de la energía contratada a la parte compradora y no afecta el predespacho de energía.*



### Contrato No Firme Físico Flexible

*Contrato que conlleva la entrega o recepción de la energía contratada, afecta el predespacho de energía, puede tener asociadas ofertas de pago máximo por Cargos Variables de Transmisión y ofertas de flexibilidad asociados a la entrega de la energía comprometida en el contrato.*

### Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

*Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.*

### Derechos Firmes

*Está asociado a un Contrato Firme y asigna a su Titular, durante el Período de Validez: a) 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, b) el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión según el resultado del producto de la Energía Declarada o Energía Requerida Reducida en el predespacho o redespacho Regional del Contrato Firme asociado a dicho derecho, por la diferencia entre el Precio Nodal de retiro menos el Precio Nodal de inyección, resultantes del predespacho o redespacho Regional.*

### Derechos de Transmisión

*Es un documento que asigna a su Titular un derecho de uso o un derecho financiero sobre la Red de Transmisión Regional por un determinado período de validez.*

### Documento de Transacciones Económicas Regionales

*Documento que presenta, para cada período de facturación, el balance de las transacciones económicas en el MER para cada agente del mercado u OS/OM.*



#### Energía Declarada

*Energía de los contratos regionales que se informa diariamente, por período de mercado, para el predespacho regional.*

#### Energía Firme

*Energía que puede ser comprometida en un Contrato Firme regional.*

#### Energía Firme Contratada

*Energía informada durante el proceso de registro de Contratos Firmes en el MER conforme al Libro I del RMER.*

#### Energía Firme Requerida o Energía Requerida

*Energía declarada en un Contrato Firme que el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente.*

#### Esquemas de Control Suplementario

*Es la desconexión automática de carga, generación o elementos de transmisión, que opera como consecuencia de la ocurrencia de contingencias en el SER.*

#### Estado Operativo de Emergencia

*Es cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.*

#### Estado Operativo Normal

*Es el estado del SER en que opera dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos en el Libro II del RMER.*

#### Hueco de tensión

*Es una reducción brusca de la tensión en nodos de un sistema eléctrico, que tiene corta duración y está relacionada a la incidencia de una falla (cortocircuito) en la red eléctrica.*



#### Indisponibilidad

*Se considera que un elemento de la RTR está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.*

#### Mercado de Contratos Regional

*Conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía junto con las reglas para su administración.*

#### Mercado de Oportunidad Regional

*Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.*

#### Ofertas de Flexibilidad

*Ofertas de oportunidad asociadas a los contratos de energía en el MER con el objeto de flexibilizar los compromisos contractuales.*

#### Ofertas de Oportunidad

*Ofertas por período de mercado de precios y cantidades para inyectar o retirar energía de la RTR.*

#### Ofertas de Pago máximo por Cargos Variables de Transmisión

*Ofertas asociadas a los contratos físicos flexibles representando la máxima disponibilidad a pagar por los Cargos Variables de Transmisión.*

#### Predespacho regional o predespacho

*Programación de las transacciones de energía y de la operación del sistema para el día siguiente, el cual se realiza por período de mercado.*

#### Red de Transmisión Regional

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



## Transacciones Programadas

*Transacciones del MER programadas en el predespacho o redespacho regional producto de los contratos regionales y de las ofertas de oportunidad.*

## 4.2 NOMENCLATURA.

CC:	Cargo Complementario.
CRIE:	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
DTER:	Documento de Transacciones Económicas Regionales
EOR:	Ente Operador Regional.
EPR:	Empresa Propietaria de la Red.
MER:	Mercado Eléctrico Regional.
OS/OM:	Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado.
RMER:	Reglamento del MER.
RTR:	Red de Transmisión Regional.
RN:	Regulador Nacional.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.

