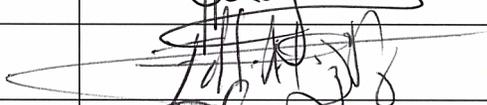
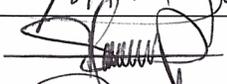
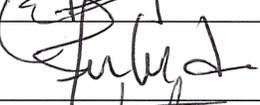
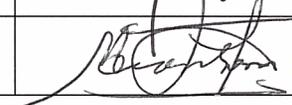


COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME EXTRAORDINARIO DE DIAGNÓSTICO SEPTIEMBRE 2018:

“PROPUESTA REGULATORIA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS”

INFORME GM-09-73-2018/ GJ-137-2018 / GT-16-2018	
Responsables	Firma
Ana Beatriz Sánchez	
Fernando Alvarez	
Humberto Perla	
José Roberto Linares	
Juan Manuel Quesada	
Mauricio Contreras	

11 de septiembre, 2018

Contenido

1. Antecedentes	3
2. Fundamento Normativo.....	4
3. Análisis del Caso	8
4. Conclusión.....	12
5. Recomendación.....	12
ANEXO 1	13
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN A LAS REFORMAS DEL RMER APROBADAS MEDIANTE LAS RESOLUCIONES CRIE-6-2017 Y CRIE-17-2017	13
ANEXO 2	25
PROPUESTA REGULATORIA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS” (IRMER-E01-2018)	25

1. Antecedentes

1. El día 18 de septiembre de 2015, durante reunión de trabajo del Grupo Técnico de Seguridad Operativa (GTSO), el Ente Operador Regional (EOR) propuso a los Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS) una metodología de clasificación de las desviaciones en tiempo real, basado en el aporte a la regulación de frecuencia de cada área de control y dependiendo de sí habían sucedido o no eventos en el SER. Para la presentación de dicha metodología, el EOR mostró ejemplos con datos reales de desempeño de cada área de control. La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) participó en dicha reunión con la presencia de un Especialista Técnico.
2. Durante los días 30 y 31 de marzo de 2016, el EOR realizó una reunión de trabajo, con el objeto de revisar las propuestas metodológicas del Centro Nacional de Control de Energía del Instituto Costarricense de Electricidad (CENCE-ICE) y la del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), para la evaluación del aporte de la regulación de frecuencia de cada área de control del Sistema Eléctrico Regional (SER) y clasificar las desviaciones en tiempo real. Se analizaron los ejemplos de aplicación de ambas metodologías. La CRIE participó en dicha reunión con la presencia de un Especialista Técnico y un Analista de Mercado.
3. Durante los días 29 y 30 de junio de 2016, el EOR realizó una reunión de trabajo, para evaluar los resultados complementarios de aplicación de las metodologías propuestas, respecto a las desviaciones de energía en tiempo real y el proceso de conciliación y liquidación de las mismas. En dicha reunión se definió por votación, utilizar la metodología Tipo CPS1. La CRIE participó en dicha reunión con la presencia de un Especialista Técnico y un Analista de Mercado.
4. Durante el mes de enero de 2017, la CRIE realizó el proceso de Consulta Pública 13-2016, convocada para recibir posiciones, comentarios y observaciones a la propuesta "*Diseño General de Homologación de la Medición Comercial Nacional con la Medición Comercial Regional para los Procesos Comerciales del RMER, de diciembre de 2016*", que consiste en la modificación de los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER, la cual, entre otros aspectos, consideraba modificaciones al proceso de conciliación de las transacciones por desviaciones en tiempo real, con base en los criterios originales establecidos en el RMER para la clasificación de las desviaciones significativas autorizada y no autorizadas.
5. El 09 de marzo de 2017, mediante Resolución CRIE-6-2017, se aprobó la modificación de los numerales 1, 2 y sus Anexos, 3 y 4 del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), relativos al "*Diseño General de Detalle de Homologación de la Medición Comercial Nacional con la Medición Comercial Regional para los procesos comerciales del RMER, de diciembre 2016*", misma que fue modificada mediante resoluciones CRIE-17-2017 del 05 de mayo de 2017 y CRIE-41-2017 del 28 de agosto de 2017.
6. El día 29 de junio de 2017, el EOR convocó a una reunión del comité de Directores de la Junta Directiva del EOR con funcionarios de la CRIE, con el objetivo de conocer la opinión de la CRIE respecto al uso del criterio Tipo CPS1 como criterio de clasificación de las desviaciones de energía en tiempo real. En dicha reunión, se expuso básicamente el mismo razonamiento efectuado en la reunión del 30 y 31 de marzo de 2016, detallado en los numerales anteriores. La CRIE manifestó las razones de utilizar los criterios tal como están formulados en el *North American Electric Reliability Corporation (NERC) (CPS1, CPS2 y DCS)*.
7. El día 29 de mayo de 2018, el EOR nuevamente convocó a una reunión del comité de Directores de la Junta Directiva del EOR y a funcionarios de la CRIE, con el objetivo de presentarles el Informe de Evaluación de la Metodología para la Clasificación y Valoración de las Desviaciones, utilizando CPS1, CPS2 y DCS, y la

propuesta regulatoria correspondiente, para obtener retroalimentación a nivel técnico a la propuesta regulatoria que presentaría el EOR a la CRIE.

8. El día 1 de agosto de 2018, el EOR remitió a la CRIE, mediante nota EOR-PJD-01-08-2018-063, el Informe de Regulación del MER extraordinario llamado “PROPUESTA REGULATORIA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS” (IRMER-E01-2018) mediante el cual presentó propuesta de modificación regulatoria al RMER aprobado mediante la Resolución CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017.

2. Fundamento Normativo

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

Artículo 19. “La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia. Su domicilio estará situado en uno de los países de América Central, a definir por los Gobiernos. Su duración es la de este Tratado”.

Artículo 22. “Los objetivos generales de la CRIE son: a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. c. Promover la competencia entre los agentes del Mercado”.

Artículo 23. “Las facultades de la CRIE son, entre otras: a. Regular el Funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios; b. Tomar las medidas generales y particulares para garantizar las condiciones de competencia y no discriminación en los Mercados; c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. (...) m. Evaluar la evolución del Mercado periódicamente y promover a las Partes las medidas que a su juicio se consideran convenientes a fin de avanzar en la consolidación del Mercado.”

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

2.3.2 Informe de Diagnóstico del MER

2.3.2.1 La CRIE analizará continuamente la evolución y resultados del MER y elaborará anualmente, o con más frecuencia si es necesario, un Informe de Diagnóstico donde evalúe el funcionamiento del MER con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. El Informe de Diagnóstico del MER recogerá los análisis de la CRIE y las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, los OS/OMS y los agentes del mercado en los Informes de Regulación del MER, incluyendo las solicitudes de modificaciones al RMER.

2.3.2.2 En los Informes de Diagnóstico, la CRIE evaluará la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la Regulación Regional, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general promover la consolidación y desarrollo eficiente del Mercado. A partir de las conclusiones y recomendaciones contenidas en los Informes de Diagnóstico, la CRIE podrá iniciar un proceso de revisión y aprobación de modificaciones al RMER.

2.3.2.3 Para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y en el proceso de revisión de solicitudes de modificaciones al RMER, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR, de grupos asesores y en general de expertos externos cuando lo considere conveniente. El reglamento interno de la CRIE deberá contener las guías y procedimientos para la elaboración y presentación del Informe de Diagnóstico.

2.3.2.4 El Informe de Diagnóstico del MER deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1. El proceso de revisión y aprobación de las propuestas de modificaciones al RMER deberá ajustarse a lo dispuesto en el numeral 1.8.4.4.

Resolución CRIE-P-21-2014:

*“PRIMERO. INSTRUIR al Ente Operador Regional –EOR- para que, con el objeto de proteger el buen funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional y garantizar las condiciones de competencia y no discriminación en dicho Mercado, aplique los criterios contenidos en el Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER-, artículos 2.8.9.5 y 2.8.9.6, para evaluar los precios *ex post* que resulten de las ofertas que se considerarán en el proceso del *posdespacho*.”*

*“SEGUNDO. INSTRUIR al Ente Operador Regional –EOR- para que, si en el proceso del *posdespacho* verifica que los precios *ex post* provenientes de ofertas cuyos precios estén sobre el umbral establecido en el numeral 2.8.9.5 del Libro IV del RMER y los precios *nodales ex post* superan a los precios *nodales ex ante* en 150%, considere los precios *ex-post* como faltantes y proceda de acuerdo al numeral A 4.4.8 de los Anexos del Libro II del RMER.”*

“TERCERO. INSTRUIR al Ente Operador Regional –EOR- para que, cuando cualquier agente del Mercado Eléctrico Regional –MER- incurra en alguno de los comportamientos descritos en los artículos 2.8.9.5 y 2.8.9.6 del Libro IV del RMER, comunique inmediatamente dicha situación a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, a fin de iniciar las investigaciones correspondientes.”

Resolución CRIE-06-2017

Numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER:

“El margen de desviación permitido, por área de control, será el máximo entre:

- a) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada; y*
- b) Cuatro (4) MWh multiplicado por la duración del período de mercado en minutos dividido por 60 minutos.”*

Numeral 5.17.2.4 del Libro II del RMER:

“Las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán en normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves. Adicionalmente, el EOR será quien determine, una vez efectuado el análisis en cada caso, la clasificación de cada una de las desviaciones en el MER.”

Numeral A4.4.1 del Anexo A del Libro II del RMER:

“Para cada período de mercado las desviaciones se calculan por área de control en el MER, como el neto de la diferencia entre el intercambio de energía registrado por el SIMECR, en el día de la operación en tiempo real en cada enlace entre áreas de control y el intercambio de energía programado en el Predespacho regional o Redespacho Regional respectivo”

Numeral A4.4.7.2 del Anexo A del Libro II del RMER:

“La conciliación de desviaciones graves y significativas no autorizadas para el área de control en la que se originó la falla o es no autorizada, se realizará bajo el siguiente esquema

Intercambio Programado	Exceso	Defecto
Exportación	$Desviación_A * 0$ El OS/OM no recibirá compensación por el exceso de la exportación.	$Desviación_A * 2 * PP_{Expost_A}$ El OS/OM paga la reducción de la exportación valorada al doble del promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"
Importación	$Desviación_A * 2 * PP_{Expost_A}$ El OS/OM paga por la importación adicional valorada al doble del promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"	$Desviación_A * 0$ El OS/OM no recibirá devolución por la reducción de la importación.

Numeral A4.4.7.3 del Anexo A del Libro II del RMER:

“La conciliación de las desviaciones graves para los demás áreas de control no responsables afectadas por la falla, se realizará bajo el siguiente esquema:

Intercambio Programado	Exceso	Defecto
Exportación	$Desviación_A * 2 * PP_{Expost_A}$ El OS/OM recibirá compensación por el exceso de la exportación valorada al doble del promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"	$Desviación_A * 0$ El OS/OM no paga la reducción de la exportación
Importación	$Desviación_A * 0$ El OS/OM no paga por la importación adicional.	$Desviación_A * 2 * PP_{Expost_A}$ El OS/OM recibirá devolución por la reducción de la importación valorada al doble del promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"

fu

Numeral A4.4.8 del Anexo A del Libro II del RMER:

“Si para el cálculo del promedio de los precios ex-post en una área de control, no se dispone del precio ex-post de algún nodo de enlace entre área de control, dicho precio será sustituido por el precio ex-ante del nodo de enlace respectivo y ante la ausencia de ambos se utilizarán los precios nodales calculados con los costos o precios marginales del posdespacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico nacional, los cuales serán proporcionados por el OS/OM respectivo”

Numeral 5.3.6.4 del Libro III del RMER:

“El desempeño de la regulación secundaria de cada área de control se medirá mediante la aplicación de un método basado en el criterio denominado Estándar de Control de Desempeño (CPS, por sus siglas en Inglés).”

Numeral 16.2.7.1 del Libro III del RMER:

“Las áreas de control deberán operar sus Controles Automáticos de Generación (AGC por sus siglas en Inglés), en el modo de frecuencia y control de intercambios, conocido por su nombre en Inglés “Tie-Line Frequency Bias”.”

Numeral 16.2.7.3 del Libro III del RMER:

“El Criterio de Desempeño de la Regulación Secundaria, el cual también se denomina CPS (por su nombre en Inglés “Control Performance Standard”), consiste en que el Error de Control de Área (ACE por sus siglas en Inglés) debe ser menor al parámetro L10 en por lo menos cinco (5) de los seis (6) periodos de diez (10) minutos de cada hora:

$$ACE_{10MIN} < L10$$

$$L10 = 1.65 * (E10) * \text{SQRT}((10b_i)*(10b_e))$$

Donde:

E10: valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia en promedios de 10 minutos (Hz).

b_i: Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.

b_e: Bias de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado.

ACE_{10MIN}: valor promedio del ACE en un intervalo de 10 minutos (MW).

El parámetro E10 es la meta de desviaciones de promedios de 10 minutos de frecuencia del Sistema Interconectado. E10 = 0.03 Hz, calculado en base a mediciones reales de la frecuencia en el SER. El EOR determinará la conveniencia de cambiar este parámetro según lo muestre el desempeño de las áreas de control.”

Numeral 16.2.7.4 del Libro III del RMER:

“Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con el criterio CPS.”

Procedimiento de Consulta Pública

Artículo 1. “El presente procedimiento tiene por objeto establecer un mecanismo estructurado que permita una planificación oportuna de consulta pública para la elaboración participativa de las normas regionales y las modificaciones de la Regulación Regional, cumpliendo con los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz para todo el Mercado Eléctrico Regional (MER)”

Artículo 2. “Para los asuntos indicados en este Procedimiento, la CRIE convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normas regionales, modificación a la regulación regional o cuando la CRIE considere que el asunto es de tal importancia para el MER, que amerita ser sometida a consulta”.

Artículo 4. “El proceso de consulta pública para las propuestas de normas regionales, modificaciones a la regulación regional o los asuntos de importancia regional iniciará su trámite una vez que la CRIE lo ordene, mediante resolución motivada, con base en un informe técnico previo, elaborado por las Unidades Técnicas correspondientes”.

3. Análisis del Caso

Sobre la propuesta del mecanismo de clasificación y conciliación de las desviaciones en tiempo real

La Gerencia Técnica y la Gerencia de Mercado, han mantenido un seguimiento de la iniciativa del EOR de proponer una modificación al RMER impulsada inicialmente por el ICE¹, sobre el mecanismo de clasificación de las desviaciones en tiempo real², con base en los estados operativos del SER, margen de desviación permitido y criterios de desempeño de regulación de frecuencia, para este efecto dichas gerencias han participado y opinado sobre este y otros temas³, desde el año 2015, en reuniones de los grupos técnicos del EOR y otras realizadas con comités ad-hoc de la Junta Directiva del EOR.

El aporte más relevante con el que la CRIE contribuyó en los análisis del tema, fue el expresado por el representante técnico de CRIE, respecto al método de la variante de CPS1, como se describe a continuación:

- “Sobre la variante de la formulación $CPS1 = 2(100 - Avg * CF1)$ que propone el ICE, con respecto a la fórmula del NERC del $CPS1 = 100(2 - Avg * CF1)$, comparando el CF1 contra el que indica el NERC y se indicó que el criterio de suficiencia a analizar debe ser 100 y no 200, tal como fue demostrado.

¹ Informe SV-GT-003-2015, “Solicitud del ICE de la gestión extraordinaria de reclamo y solicitud de indemnización por el pago excesivo por Desviaciones de Energía en Costa Rica”; CRIE, 14 de julio de 2015.

² “Informe de Opinión sobre la utilización de las metodologías de evaluación de aporte de regulación de frecuencia y las desviaciones de energía”; Gerencia Técnica, CRIE, 23 de febrero de 2016.

³ Informe GT-2015-28, “Informe de Opinión sobre la función de retorno de Energía Inadvertida de los AGC’s instalados en los OS/OM del MER”, CRIE, 24 de septiembre de 2015.”

- En cuanto el valor de E1 (épsilon 1), es un cálculo que debe realizarse con la estadística de un año cada año. Para aplicar la variante del CPS1 usando como valor de suficiencia del 100%, habría que ajustar muy bien el B (Estatismo en el AGC) en este caso.
- Sobre las reglas a usar, se mencionó debe existir seguridad de que toda la ingeniería que está detrás de éstas, debería estar resuelta para que se revise bien. Se indicó que los AGC ya calculan el CPS1 usando como valor de suficiencia el 100%, y no con 200; ya que el mismo AGC lo tiene implementado en su software, estaría reportando para cada hora cuánto fue el CPS1 y dicha información se podría comparar con los calculados por el EOR, permitiendo una etapa de comprobación de los resultados.
- El criterio de desempeño CPS1 es muy sensible respecto a los cambios de los parámetros de control de los AGC, cualquier ligero cambio en los parámetros de control cambiaría mucho los resultados de la aplicación del método Tipo CPS1.
- Adicionalmente se indicó, que la CRIE está muy interesada en escuchar a los OS/OM en el sentido del porqué no aplican la función de retorno de energía inadvertida de los AGC, su homologación para una aplicación y funcionalidad horaria; ya que ésta es de fácil implementación en los AGC con poca inversión para su modificación.”⁴

En el mes de marzo del año 2017 la CRIE aprobó una serie de modificaciones al RMER, en el marco de la “Homologación de la Medición Comercial Nacional con la Medición Comercial Regional para los Procesos Comerciales del RMER”, mediante la resolución CRIE-06-2017, estas modificaciones mantuvieron el mecanismo originalmente diseñado en el RMER, para la determinación de la clasificación de las desviaciones en tiempo real, el cual fue observado por el EOR, mediante el proceso de consulta pública de la resolución CRIE-06-2017. Al respecto la CRIE resolvió sin lugar la propuesta del EOR por identificarse observaciones técnicas meritorias en contra de la misma. Posteriormente, luego de todas las reuniones realizadas sobre el tema, el EOR subsanó las observaciones técnicas realizadas por la CRIE y presentó la propuesta en cuestión a través del Informe de Regulación: “PROPUESTA REGULATORIA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS”, el cual es causa de análisis del presente informe y que se anexa.

Es importante indicar que la propuesta del EOR, sobre la conciliación de las desviaciones en tiempo real, únicamente considera modificaciones en cuanto la consideración de la clasificación de las desviaciones significativas autorizadas o no autorizadas, de tal forma que las fórmulas y criterios para la valorización utilizada en dichas conciliaciones no se ven afectadas por dicha propuesta.

La propuesta del EOR, ya ha superado las observaciones técnicas presentadas por la CRIE, por lo que se identifica procedente someter la misma al debido proceso de modificación del RMER.

Sobre la propuesta del mecanismo aplicable ante a) la ausencia de precio y b) la existencia de precios expost mayores al umbral permitido, para la Conciliación de Desviaciones

La Gerencia de Mercado, en el marco de la realización de los dos periodos de aplicación indicativa de las Resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, desarrollados durante el año 2017, identificó como medida de

⁴ Tomado de la Minuta de Reunión del Comité Técnico de Seguridad Operativa, 30-31 de marzo de 2016.

mitigación, ante la ausencia o valores excesivamente altos de los precios ex post, la aplicación del criterio instruido al EOR mediante la resolución CRIE-P-21-2014.

Los representantes por parte del EOR y el CDMER del Comité Técnico Interinstitucional del MER, realizaron recomendaciones a las medidas de mitigación propuestas por la GM, las cuales fueron identificadas como procedentes.

Se ha verificado que las medidas de mitigación, considerando las observaciones del EOR y la SE CDMER, han sido integradas en el IRMER E01-2018, en los numerales 4.2, 4.3 y 4.4 del mismo.

Sobre las medidas instruidas al EOR, durante los períodos indicativos de aplicación de la resolución CRIE-06-2017, a través del resuelve PRIMERO de la resolución CRIE-42-2017.

Un aspecto importante, no considerado por el EOR en el informe de regulación en análisis, es el relacionado con la posibilidad de incumplimientos, por parte de los OS/OM, en la entrega de los predespachos nacionales y los registros de medición comercial, similares a los casos experimentados durante los periodos indicativos de aplicación de la resolución CRIE-06-2017, para los cuales la CRIE resolvió en su momento, a través del resuelve PRIMERO de la resolución CRIE-42-2017, lo siguiente:

“PRIMERO. INSTRUIR al EOR, de conformidad con lo resuelto en la resolución CRIE-41-2017, que durante el periodo de aplicación indicativa de las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017 que se llevará a cabo del 01 de octubre al 30 de noviembre de 2017 considere lo siguiente:

- a) La RTR 2017 vigente para la ejecución de los procesos comerciales del MER, a fin de identificar los efectos que se produciría en el mismo.*
- b) El predespacho nacional remitido por los OS/OM al EOR para la elaboración del predespacho y posdespacho regional, debe considerar lo establecido en la regulación regional.*
- c) Para los casos cuando un OS/OM no registre ante el EOR los equipos de medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR o ubicados en nodos que cumplan lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, o no suministre los datos de medición de los mismos en forma y tiempo según la regulación regional, el EOR utilizará: a) Para el OS/OM, únicamente la misma información del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al MER, remitido con anterioridad por el OS/OM, de forma similar cuando se presentan casos de predespachos nacionales desbalanceados que establece el PDC; y b) Para los Agentes deberán ser suspendidos de realizar transacciones en el RMER.*
- d) Para los casos cuando no existan equipos medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR y que no aplique lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, el EOR deberá considerar que lo establecido en el numeral A1.9.2.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, deberá considerarse como medición comercial oficial.*
- e) Para los Derechos Firmes asignados bajo la aplicación del RMER+PDC donde no se exige medición comercial para realizar transacciones en el MER, el EOR aceptará la presentación de los Contratos Firmes correspondientes, en el entendido que tanto el retiro y la inyección de dichos*

contratos, será captados en los nodos donde efectivamente ocurren dichos retiros e inyecciones.”

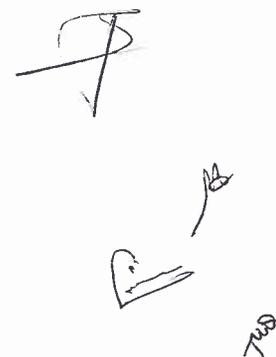
Considerado lo anterior, y que ante la posibilidad de ausencia intencional o no de la medición en tiempo real de las transacciones programadas, es pertinente incluir dentro de las propuestas de modificaciones al RMER en cuestión, las medidas de los literales c y d anteriores, con las debidas adecuaciones en el marco de la presente propuesta.

Sobre la justificación, valorización del impacto y el costo/beneficio de la propuesta

Considerando que EOR manifiesta, a través de su informe de regulación, que su propuesta:

- a) Permitirá que las desviaciones a los intercambios de energía programados, sean clasificadas en función del comportamiento de los indicadores de desempeño de la frecuencia en los intercambios de energía del sistema eléctrico del área de control que las generó, y valorarlas en función de dicha clasificación, minimizando de esta forma las distorsiones en la asignación y valoración de las mismas para cada área de control en la operación y administración del SER y del MER.
- b) El impacto de la misma, incentivará el cumplimiento de los intercambios programados, por medio del impacto económico, a mejorar y mantener los indicadores de desempeño propuestos, ya que afectará los montos que las áreas de control recibirán o pagarán por las desviaciones de energía.
- c) No identifica incurrir en costos monetarios significativos para la implementación de la propuesta regulatoria. Las mejoras a los sistemas informáticos serán realizadas con recurso interno del EOR.
- d) Para los OS/OM y agentes del MER, no se identifican fuentes de costos significativos en adecuaciones administrativas o informáticas, por otra parte, la mayoría de los OS/OM han informado oficialmente al EOR contar con la factibilidad de implementar esta metodología en corto plazo.
- e) Para los OS/OM y agentes del MER, los beneficios monetarios dependerán del volumen de las transacciones que realicen en el MER y del comportamiento que adopten en el desempeño de la regulación de frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control. Un desempeño de frecuencia que cumpla con los indicadores contenidos en la propuesta regulatoria, provocará que las desviaciones sean clasificadas como normales o significativas autorizadas, mientras que un desempeño de frecuencia fuera de los indicadores referidos, provocará que las desviaciones sean clasificadas y valoradas como Significativas No autorizadas o Graves, que se valorizan a cero US\$/MWh o al doble del precio ex -post.

Se identifica que la presente propuesta de modificación a las reformas al RMER aprobadas mediante las Resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, es justificada, factible y procedente para someterla al proceso de modificación regulatoria.



4. Conclusión

1. La propuesta de modificaciones regulatorias a las reformas al RMER, aprobadas mediante las Resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, presentada por el EOR a través del Informe de Regulación E01-2018, se identifica justificada, factible y procedente para someterla al proceso de modificación regulatoria.
2. Las medidas instruidas al EOR, durante los periodos indicativos de aplicación de la resolución CRIE-06-2017, a través de los literales c y d del resuelve PRIMERO de la resolución CRIE-42-2017, se consideran pertinente de incluirse dentro de las propuestas de modificaciones al RMER en cuestión, con las debidas adecuaciones en el marco de la presente propuesta.

5. Recomendación

1. Publicar el presente Informe Extraordinario de Diagnóstico en la página web de la CRIE.
2. Someter a consulta pública, la propuesta de modificación regulatoria a las reformas al RMER, aprobadas mediante las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, con base en el Informe de Regulación E01-2018, presentando por el EOR, y conforme el detalle de modificación regulatoria adjunto mediante el Anexo 1 al presente informe.

ANEXO

Propuesta de modificación normativa relacionada con: a) LA CLASIFICACIÓN Y CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES A LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA PROGRAMADOS ENTRE ÁREAS DE CONTROL CON BASE A LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SER, MARGEN DE DESVIACIÓN PERMITIDO Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA CPS1, CPS2 Y DCS; y, b) LAS REFORMAS DEL LIBRO II DEL RMER APROBADAS MEDIANTE RESOLUCIÓN CRIE-6-2017, RELATIVAS A LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL (TDTR).

1. Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las siguientes definiciones:

ACE crudo

Corresponde a los datos de ACE no filtrados.

Bias (β_i)

Valor en megawatts por cada decihertz (MW/0.1Hz) que representa la respuesta a las desviaciones de frecuencia del área de control “i”.

Dato no válido de los parámetros de ACE o de la frecuencia

Dato que, de conformidad con los requerimientos de calidad de datos de cada sistema SCADA, es considerado como “no confiable”, debido a que no representa el comportamiento real de los parámetros de ACE o de la frecuencia del área de control. Un dato de frecuencia no válido, es un valor de frecuencia que no cuenta con resolución de 3 o más decimales, o que su bandera de calidad no está en “1”, o en el símbolo equivalente a confiable. Un dato de ACE crudo no válido, es un valor que no cuenta con resolución de 3 o más decimales y que alguna de las banderas de calidad de la frecuencia o de las mediciones de potencia en todas sus interconexiones no están en “1”, o en el símbolo equivalente a confiable.

Disturbio Reportable

Es la contingencia que provoca una pérdida o disminución de generación mayor o igual al 80% de la generación desconectada por la contingencia simple que ocasiona la pérdida de generación más severa en un área de control.

Épsilon 1 (E1)

Valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia (Hz) en promedios de 1 minutos.

Épsilon 10 (E10)

Valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia (Hz) en promedios de 10 minutos.

Error de control de área (ACE, por sus siglas en inglés) crudo

Valor en MW que cuantifica el desbalance entre generación, intercambio neto y demanda de un área de control. Debido a que la demanda y la generación pueden cambiar impredeciblemente, habrá, de forma frecuente, un desajuste entre éstas, resultando en ACE diferentes de cero.

Factor de conformidad (CF1)



Mide la relación entre el parámetro de control (CP1) y el cuadrado de E1. Esta razón adimensional compara la contribución del parámetro de control (CP1) con el error de frecuencia aceptable del sistema (E1). Un valor de CF1 menor o igual que cero (0) corresponde a un CP1 menor o igual que cero (0), esto indica que no hubo desviación de frecuencia por parte del área de control o que su desviación no tiene el mismo sentido de la desviación de la frecuencia del sistema, por lo que esta área de control está compensando la desviación de frecuencia del sistema interconectado. Un CF1 mayor que cero (0) corresponde a un CP1 mayor que cero (0), lo que indica que el área de control está contribuyendo a la desviación de la frecuencia del sistema interconectado.

Frecuencia

Es la frecuencia eléctrica, expresada en Hertz (Hz), que cada área de control registra en su SCADA y utiliza en su AGC.

Indicador CPS1 horario

El indicador del desempeño CPS1 (por sus siglas en inglés: Control Performance Standard) es una medida estadística de la variabilidad de los valores de ACE crudo y su relación con el error de frecuencia. Valor para cada periodo de mercado y por área de control que se obtiene a partir de la evaluación del factor de conformidad (CF1) en periodos de un (1) minuto.

Indicador CPS2 horario

El indicador del desempeño CPS2 (por sus siglas en inglés: Control Performance Standard) es una medida estadística de la variabilidad de los valores de ACE crudo y su relación con un valor límite de los flujos netos de potencia no programados. Valor para cada periodo de mercado y por área de control que se obtiene a partir de la evaluación de que el ACE promedio en periodos de 10 minutos no sobrepase un valor límite llamado L10. El valor de CPS2 horario corresponde al porcentaje de periodos de 10 minutos donde el ACE promedio fue menor al valor límite L10.

Indicador de desempeño ante Disturbios DCS (Disturbance Control Standard)

El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS (por sus siglas en inglés: Disturbance Control Standard) es igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorna a sus condiciones previas a un evento considerado como “Disturbio Reportable”. El propósito del indicador de desempeño ante Disturbios DCS es medir que el área de control fue capaz de utilizar su reserva de contingencia para realizar el balance carga/generación, y regresar el valor de ACE crudo a los límites establecidos en el indicador de desempeño ante Disturbios DCS luego de sucedido un Disturbio Reportable.

Isla eléctrica para la determinación del estado operativo del SER:

Para los fines de la determinación del estado operativo del SER, se define isla eléctrica como aquel sistema eléctrico de potencia que incluye al menos un área de control y que se encuentra separado eléctricamente del resto del SER.

Parámetro de control (CP1)

Valor que se utiliza para evaluar el desempeño del control de la frecuencia de las áreas de control en periodos de un (1) minuto. Un valor de CP1 menor o igual a cero (0) indica que no hubo desviación de frecuencia por parte del área de control o que la desviación es anti-coincidente a la desviación de la frecuencia del sistema, por lo que esta área de control está compensando la desviación de frecuencia del sistema interconectado. Un CP1 mayor que cero (0) indica que el área de control está contribuyendo a la desviación de la frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control.



2. Adicionar al Libro II del RMER, el Anexo 5, con el siguiente contenido:

A5. Clasificación de Desviaciones de energía

A5.1 Bases para la clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados:

A5.1.1 El EOR, clasificará las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control, para cada área de control y para cada periodo de mercado, con base a los siguientes criterios:

- a) Estados operativos del Sistema Eléctrico Regional (SER), normal, de alerta y de emergencia, definidos en el numeral 5.17.8, Libro II, del RMER.
- b) Valor de los indicadores: CPS1 horario, CPS2 horario y desempeño ante disturbios DCS.
- c) Margen de desviación permitido del 5% de la transacción programada cuando ésta sea menor o igual a 80 MWh, y de 4MWh constantes para transacciones programadas mayores a 80 MWh, para cada periodo de mercado y para cada área de control.

De la aplicación de los criterios anteriores se obtendrá la clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía programados Normales, Significativas Autorizadas, Significativas No Autorizadas y Graves, establecidas en el numeral 5.17.2.4 del Libro II del RMER.

A5.2 Determinación y evaluación del indicador CPS1 horario¹

A5.2.1 El valor del indicador CPS1 horario será calculado por el EOR para cada área de control y para cada periodo de mercado, utilizando los datos de medición del ACE crudo y la frecuencia, remitidos por cada área de control.

A5.2.2 Los OS/OM diariamente, antes de las trece (13:00) horas posteriores al día de la operación en tiempo real, reportarán al EOR, los valores registrados en el SCADA de la respectiva área de control, conteniendo los siguientes parámetros:

- a) Los datos de medición del ACE crudo, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos, y
- b) Los datos de medición de la frecuencia, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos.

Los valores registrados en el SCADA serán remitidos por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

¹ El indicador CPS1 horario, es determinado con base en el estándar BAL-001-0.1a "Desempeño del Control del Balance de la Potencia Real" de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 13 de mayo de 2009.

- A5.2.3 Los datos de los registros SCADA, corresponderán a todos los periodos de mercado del día de la operación en tiempo real. El OS/OM será el único responsable de la calidad y validez de los datos remitidos.
- A5.2.4 El margen de datos permitido de medición no válidos de ACE crudo dentro de un periodo de mercado, será igual o menor a 36 datos, y para los datos de medición de la frecuencia, el margen de datos permitido no válidos dentro de un periodo de mercado será igual o menor a 54 datos. El cálculo del valor del indicador CPS1 horario, se realizará sin considerar los datos de medición no válidos tanto de ACE crudo como de frecuencia.
- A5.2.5 Si en uno o varios periodos de mercado, la cantidad de datos de medición no válidos de ACE crudo o de frecuencia, remitidos por un OS/OM, son mayores al margen de datos permitido, el valor del indicador CPS1 horario, a asignar a ese(os) periodo(s) de mercado, será el menor de los valores del indicador CPS1 horario, calculado para ese día de la operación en tiempo real y para dicha área de control.
- A5.2.6 En caso que un OS/OM no remita al EOR en el plazo establecido, los datos de medición del ACE crudo y/o frecuencia, o éstos sean datos de medición no válidos que superen el margen de datos permitido para todas las horas de un día, se asignará para todos los periodos de mercados de ese día, el menor de los valores del indicador CPS1 horario, disponible del día anterior de la operación en tiempo real de dicha área de control. En caso que el OS/OM no remita datos de medición para dos o más días consecutivos, se asignará para todas las horas de esos días, el menor de los valores del indicador CPS1 horario, del último día en que se tengan datos de medición disponibles.
- A5.2.7 El EOR, evaluará el cumplimiento del valor del indicador CPS1 horario, en todos los periodos de mercado para cada área de control, únicamente para los estados operativos del SER Normal o Alerta definidos en la regulación regional.
- A5.2.8 El valor de cumplimiento del indicador CPS1 horario es mayor o igual a 100, cualquier valor del indicador CPS1 horario menor a 100 es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada.
- A5.2.9 La aplicación para cada periodo de mercado de la fórmula matemática de cálculo del indicador CPS1 horario, es la siguiente:

Valor del indicador CPS1 horario = $100 * (2 - \text{Promedio del periodo de mercado (CF1)})$

Donde:

$$CF1 = \frac{CP1}{E1^2}$$

E1: Constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz), calculado para el periodo anual respectivo.



$$E1 = \sqrt{\frac{\Delta f1_1^2 + \Delta f1_2^2 + \dots + \Delta f1_n^2}{n}}$$

$$CP1 = \Delta f1 * \frac{ACE1}{-10\beta i}$$

- ACE1: Valor promedio del ACE crudo en un minuto
 $\Delta f1$: Promedio de las desviaciones de frecuencia en un minuto.
 n: Cantidad de minutos en el año.
- βi : Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.
- RMS: Valor eficaz o valor medio cuadrático.

A5.2.10 Los OS/OM cada año, o antes de dicho periodo a solicitud del EOR o de un OS/OM, actualizarán el valor del Bias de su respectiva área de control, en coordinación con el EOR. El nuevo valor será utilizado para el cálculo del valor del indicador CPS1 horario, a partir de la fecha de su actualización.

A5.2.11 En caso que un OS/OM requiera actualizar el valor del Bias de su respectiva área de control, en un periodo menor a 1 año, deberá informar y coordinar oportunamente con el EOR sobre tal actualización, para lo cual deberá presentar al EOR la respectiva memoria de cálculo y los resultados correspondientes para su evaluación y aprobación.

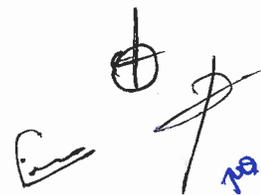
A5.2.12 El EOR actualizará cada año la constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz) (E1) en coordinación con los OS/OM, con base a los registros históricos comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de su actualización. El valor actualizado será utilizado a partir del 1 de febrero de cada año.

A5.3 Determinación y evaluación del indicador CPS2 horario²

A5.3.1 El valor del indicador CPS2 horario será calculado por el EOR para cada área de control y para cada periodo de mercado utilizando los datos de medición del ACE crudo remitidos por cada área de control.

A5.3.2 El margen de datos permitido de medición no válidos de ACE crudo dentro de un periodo de mercado, será igual o menor a 36 datos. El cálculo del valor del indicador CPS2 horario, se realizará sin considerar los datos de medición no válidos de ACE crudo.

² El indicador CPS2 horario, es determinado con base en el estándar BAL-001-0.1a "Desempeño del Control del Balance de la Potencia Real" de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 13 de mayo de 2009.



- A5.3.3 Si en uno o varios periodos de mercado, la cantidad de datos de medición no válidos de ACE crudo, remitidos por un OS/OM, son mayores al margen de datos permitido, el valor del indicador CPS2 horario, a asignar a ese(os) periodo de mercado(s), será el menor de los valores del indicador CPS2 horario, calculado para ese día de la operación de tiempo real y para dicha área de control.
- A5.3.4 En caso que un OS/OM no remita en el plazo establecido los datos de medición del ACE crudo, o éstos sean datos de medición no válidos que superen el margen de datos permitido para todos los periodos de mercado de un día, se asignará para todos los periodos de mercado de ese día, el menor de los valores del indicador CPS2 horario, disponible del día anterior de la operación en tiempo real de dicha área de control. En caso que el OS/OM no remita datos de medición para dos o más días consecutivos, se asignará para todos los periodos de mercado de esos días, el menor de los valores del indicador CPS2 horario, del último día en que se tengan datos de medición disponibles.
- A5.3.5 El EOR evaluará el cumplimiento del valor del indicador CPS2 horario, en todos los periodos de mercado para cada área de control, únicamente para los estados operativos del SER Normal o Alerta definidos en la regulación regional.
- A5.3.6 El valor de cumplimiento del indicador CPS2 horario es mayor o igual a 83, cualquier valor del indicador CPS2 horario menor a 83, es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada.
- A5.3.7 La aplicación para cada periodo de mercado de la fórmula matemática de cálculo del indicador CPS2 horario, es la siguiente:

Valor del Indicador CPS2 horario = $100 * (1 - (\text{Periodos incumplidos} / \text{Periodos totales}))$

Donde:

Periodos incumplidos: El total de periodos de 10 minutos, registrados en un periodo de mercado, donde el valor promedio de los registros de ACE es mayor a L10.

$$L10 = 1.65 * E10 * \sqrt{(-10\beta_i)(-10\beta_e)}$$

β_i : Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.

β_e : Bias de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado.

E10: Constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 10 minutos del error de la frecuencia (Hz), calculado para el periodo anual respectivo.

$$E10 = \sqrt{\frac{\Delta f_{10_1}^2 + \Delta f_{10_2}^2 + \dots + \Delta f_{10_n}^2}{n}}$$



Δf_{10} :	Promedio de las desviaciones de frecuencia en periodos de 10 minutos.
n:	Cantidad de periodos de 10 minutos en el año.
Periodos totales:	Total de periodos de 10 minutos en un periodo de mercado.
RMS:	Valor eficaz o valor medio cuadrático.

A5.3.8 El EOR actualizará cada año el valor RMS de los promedios de 10 minutos del error de la frecuencia (Hz) (E10) en coordinación con los OS/OM, con base a los registros históricos, comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de su actualización. El valor actualizado será utilizado a partir del 1 de febrero de cada año.

A5.4 Determinación y evaluación del indicador DCS³

A5.4.1 La evaluación del valor del indicador del desempeño ante Disturbios DCS será realizada por el EOR utilizando los datos de medición del ACE crudo para el área de control en el periodo de mercado en el cual se registre un Disturbio Reportable.

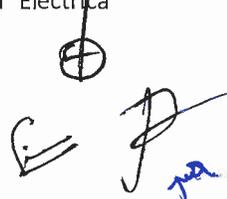
A5.4.2 El OS/OM será el responsable de determinar la contingencia simple correspondiente al próximo semestre que ocasionaría la pérdida de generación más severa en su área de control, considerando toda la red eléctrica en servicio, y la reportará al EOR con su debida justificación en los primeros 5 días hábiles de junio (corresponde a julio – diciembre) y de diciembre (corresponde a enero – junio) de cada año. Así también el OS/OM deberá reportar dicha contingencia simple, siempre que en su área de control se produzca un cambio topológico permanente en su red eléctrica o entre en servicio nueva generación.

A5.4.3 El valor de la pérdida de generación originada por una contingencia simple, será el valor de referencia que utilizará el EOR para determinar si ocurrió un Disturbio Reportable. El EOR utilizará los registros de ACE crudo remitidos por cada área de control para verificar la ocurrencia de un Disturbio Reportable.

A5.4.4 Debido a que las fallas de generadores son mucho más comunes que las pérdidas significativas de carga, y debido a que la activación de la reserva ante contingencias no se aplica típicamente a la pérdida de carga, la evaluación del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS está limitada a la pérdida de generación y no aplicará para una pérdida de carga.

A5.4.5 El cumplimiento del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, será evaluado en los periodos de mercado donde el área de control, de acuerdo a sus datos de medición de ACE crudo, presente un Disturbio Reportable y únicamente en los estados operativos Normal o Alerta definidos en la regulación regional.

³ El indicador de desempeño ante Disturbios DCS, es determinado con base en el estándar BAL-002-1 “Desempeño del Control de Disturbios” efectivo a partir del 13 de mayo de 2009, de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 1 de abril de 2005.



A5.4.6 Cuando se determine un Disturbio Reportable, en un periodo de mercado para un área de control, el EOR evaluará el cumplimiento del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS con base a los siguientes parámetros:

A5.4.6.1 El valor de ACE crudo del área de control debe retornar a cero, si su valor antes del disturbio era mayor o igual a cero. Si el valor de ACE crudo del área de control antes del disturbio era menor que cero, el ACE crudo debe retornar a este valor.

A5.4.6.2 El retorno del valor del ACE crudo, a las condiciones establecidas en el numeral A5.4.6.1 anterior, debe estar dentro del Periodo de Recuperación de 15 minutos establecido en la regulación regional.

A5.4.7 El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, será igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorne a sus condiciones previas al evento de acuerdo con lo establecido en el numeral A5.4.6.1 anterior. Si el valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS es mayor al Periodo de Recuperación establecido en el numeral A5.4.6.2 anterior, el área de control incumple con el criterio de desempeño ante Disturbios DCS y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control en el periodo de mercado donde ocurre el evento, será clasificada como Significativa No Autorizada.

A5.5 Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control:

A5.5.1 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Normal, si en el área de control:

A5.5.1.1 La magnitud de la desviación de energía en tiempo real es menor al margen de desviación permitido o

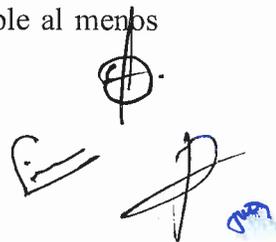
A5.5.1.2 La magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumplen todos criterios siguientes:

- a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
- c) No ocurrió un Disturbio Reportable.

A5.5.2 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumplen todos los criterios siguientes:

- a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
- c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es igual o menor a 15 minutos.

A5.5.3 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumple al menos uno de los criterios siguientes:



- a) El valor del indicador CPS1 horario es menor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es menor a 83.
- c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es mayor a 15 minutos.

Adicionalmente, no deberá existir instrucción del EOR para que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada.

A5.5.4 En el estado operativo Alerta, el margen de desviación permitido no será tomado en cuenta para la clasificación de la desviación de energía.

A5.5.5 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Normal, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:

- a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
- c) No ocurrió un Disturbio Reportable.

A5.5.6 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa Autorizada, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:

- a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
- c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es igual o menor a 15 minutos.

A5.5.7 En el estado operativo Alerta la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, si en el área de control se cumple al menos uno de los criterios siguientes:

- a) El valor del indicador CPS1 horario es menor a 100.
- b) El valor del indicador CPS2 horario es menor a 83.
- c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es mayor a 15 minutos.

Adicionalmente, no deberá existir instrucción del EOR para que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada.

A5.5.8 En el estado operativo Normal o Alerta, se clasificarán como Significativas Autorizadas, aquellas desviaciones originadas cuando, con el objeto de preservar la calidad, seguridad y desempeño y economía regionales, el EOR solicite a un OS/OM que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada. En este caso no se aplicará la evaluación del margen de desviación permitido ni el cumplimiento de los criterios de desempeño de regulación de frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control.

A5.5.9 En el estado operativo de Emergencia del SER, la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control, para las áreas de control que se encuentren en dicha condición y para ese periodo de mercado, será clasificada como Grave. El EOR indicará el área de control responsable que originó el estado operativo de emergencia y las áreas de control afectadas. Las desviaciones a los intercambios de energía programados, de las áreas



de control que no fueron afectadas por el estado de emergencia serán clasificadas según lo estipulado en la presente normativa, en normales, significativas autorizadas o significativas no autorizadas.

A5.5.10 En caso que el estado operativo de emergencia persista para un área de control que no originó dicho estado de emergencia, en periodos de mercado posteriores al del inicio de la emergencia, la desviación del área de control no responsable del estado de emergencia se clasificará y conciliará como Significativa Autorizada.

A5.5.11 En caso que el EOR declare estado de emergencia, éste comprenderá todos los periodos de mercado dentro de esa condición.

A5.5.12 Adicionalmente a lo establecido en el literal c), numeral 5.17.8.1, del Libro II, del RMER, para que el EOR determine el estado operativo de emergencia, se considerará la ocurrencia de un colapso total o parcial en una o más áreas de control, y/o la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional que considera el Esquema de Desconexión Automática de líneas de transmisión de las interconexiones por baja frecuencia entre áreas de control del SER.

A5.5.13 Además, cuando una falla no pueda ser atribuida a un área de control en particular y la misma origine desviaciones Graves, la clasificación de dichas desviaciones se efectuará considerándolas como Significativas Autorizadas.

A5.5.14 La Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control para cada área de control y periodo de mercado, será elaborada y publicada por el EOR para información de los OS/OM, a más tardar el vigésimo noveno día (29°) posterior al día de operación en Tiempo Real, por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

3. Modificaciones a las reformas aprobadas al RMER mediante la Resolución CRIE-6-2017, relacionadas a la Clasificación de Desviaciones:

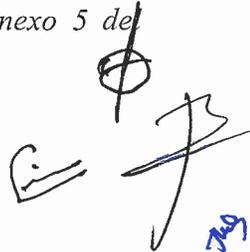
3.1. Derogar del glosario y de la nomenclatura del Libro I del RMER, la definición del “Criterio CPS”.

3.2. Modificar el numeral 5.17.2.3 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“El margen de desviación permitido será del 5% de la transacción programada cuando ésta sea menor o igual a 80 MWh, y de 4MWh constantes para transacciones programadas mayores a 80 MWh.”

3.3. Modificar el numeral 5.17.2.4 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“Las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán en normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves conforme al Anexo 5 de



Libro II del RMER. Adicionalmente, el EOR será quien determine, una vez efectuado el análisis en cada caso, la clasificación de cada una de las desviaciones en el MER.”

3.4. Modificar el numeral 5.3.6.4 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“El desempeño de la regulación secundaria de cada área de control se medirá mediante la aplicación de un método basado en los criterios denominados indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS.”

3.5. Modificar el numeral 16.2.7.1 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“Las áreas de control deberán operar sus Controles Automáticos de Generación (AGC por sus siglas en inglés), en el modo de frecuencia y control de intercambios, conocido por su nombre en inglés “Tie-Line Frequency Bias” o, para aquellas áreas de control que tengan la capacidad para su aplicación, en el modo “Tie-Line Frequency Bias + compensación de energía intrahoraria”.

3.6. Modificar el numeral 16.2.7.3 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“Los Criterios de Desempeño de la Regulación Secundaria, son los siguientes: Indicador CPS1 horario, Indicador CPS2 horario e Indicador de desempeño ante Disturbios DCS (Disturbance Control Standard), conforme se definen en las secciones A5.2, A5.3 y A5.4 del Anexo 5 del Libro II del RMER.”

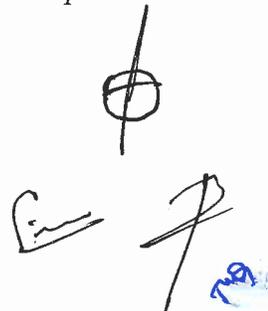
3.7. Modificar el numeral 16.2.7.4 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con los criterios indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS.”

4. Modificaciones a las reformas del Libro II del RMER aprobadas mediante Resolución CRIE-6-2017, relacionadas a la Conciliación de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR):

4.1. Adicionar al final del numeral 2.2.3 del Libro II, los siguientes párrafos:

“Para los casos cuando un OS/OM no registre ante el EOR los equipos de medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR o ubicados en nodos que cumplan lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, o no suministre los datos de medición de los mismos en forma y tiempo según la regulación regional, inmediatamente después el EOR deberá aplicar las siguientes disposiciones en la realización del predespacho regional:



- a) *Para los OS/OMs, utilizar únicamente la misma información del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al MER, remitido con anterioridad por el OS/OM, de forma análoga a lo establecido en los numerales 5.12.1 literal a) inciso iv) y 5.13.2 literal a) inciso v); y*
- b) *Para los Agentes, deberán ser suspendidos de realizar transacciones en el RMER.*

Para los casos cuando no existan equipos medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR y que no aplique lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, el EOR deberá considerar que lo establecido en el numeral A1.9.2.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, deberá considerarse como medición comercial oficial.”

- 4.2. Adicionar al numeral A4.4 del Anexo 4 del Libro II “*Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR)*” la siguiente introducción:

“La Conciliación de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real del MER, será realizada con base en la Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control, establecida en el Anexo 5 del Libro II del RMER.”

- 4.3. Modificar el primer párrafo del numeral A4.4.7.2 del Anexo 4 del Libro II del RMER para que se lea de la siguiente manera:

“La conciliación de desviaciones graves para el área de control en la que se originó la falla y conciliación de desviaciones significativas no autorizadas, se realizarán bajo el siguiente esquema: ...”

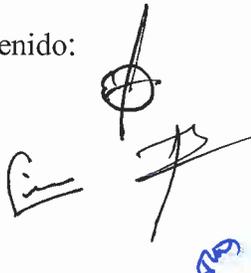
- 4.4. Modificar el último párrafo del numeral A4.4.7.3 del Anexo 4 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

“Las desviaciones de las áreas de control que no fueron afectadas por la falla, serán conciliadas según la clasificación de desviaciones de su estado operativo, ya sea normal, significativa autorizada o significativa no autorizada.”

- 4.5. Modificar el numeral A4.4.8 del Anexo 4 del Libro II del RMER, de la siguiente manera:

*“Ausencia de Precio para la Conciliación de Desviaciones
Si para el cálculo del promedio de los precios ex post en un área de control, no se dispone del precio ex post de algún nodo de enlace, dicho precio será sustituido por el precio ex ante del nodo de enlace respectivo, si este último es igual o mayor que cero. En caso de ausencia de precio ex-ante o éste sea menor que cero, se utilizará el precio nodal calculado con los costos o precios marginales del Posdeshpacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico nacional, los cuales serán proporcionados por el OS/OM respectivo.”*

- 4.6. Adicionar el numeral A4.4.9 al Anexo 4 del Libro II del RMER, con el siguiente contenido:



“Precios ex post mayores al umbral permitido.

Si en el proceso del Posdespacho Regional, se verifica que el precio ex post en un nodo de enlace es mayor que el umbral establecido a través del promedio de los precios ex post de los 90 días anteriores en el mismo nodo más 150% y el precio ex post supera al precio nodal ex ante en 150% para el mismo periodo de mercado del día de operación correspondiente, se procederá a tomar el precio ex ante de dicho nodo más 150%, para efectos del cálculo del promedio ponderado de los precios ex post.”

5. Otros

5.1 Derogar la Resolución CRIE-P-21-2014 y dejar sin efecto todas aquellas disposiciones regulatorias que contradigan lo dispuesto en la presente resolución.

5.2 Adicionar la siguiente disposición transitoria:

“Durante los primeros 90 días de vigencia de aplicación de la Resolución CRIE-6-2017, se utilizará como umbral permitido a la que hace referencia el numeral A4.4.9 del Anexo A4 del Libro II del RMER, el promedio de los precios ex ante del nodo de enlace de los 90 días anteriores más 150%.”

