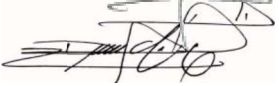



COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES

INFORME GM-35-07-2024/GJ-67-2024/AT-16-2024

Responsable	Firma
Giovanni Hernández	 Edgard Giovanni Hernandez Echeverria / 3209452-3 Firmado digitalmente por Edgard Giovanni Hernandez Echeverria / 3209452-3 Fecha: 2024.08.23 07:42:46 -06'00'
Carina Armengol	
Celeste Santos	
Dennis Posadas	
Fernando Alvarez	
Franchesca Castañeda	
Francisco Valle	

Ciudad de Guatemala – Guatemala
22 de agosto de 2024

CONTENIDO

1.	RESUMEN EJECUTIVO	2
2.	ANTECEDENTES	3
3.	NORMATIVA APLICABLE.....	5
	TRATADO MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL (TRATADO MARCO).....	5
	REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)	5
	REGLAMENTO INTERNO CRIE.....	9
	PROCEDIMIENTO DE CONSULTA PÚBLICA DE LA CRIE.....	9
4.	ANÁLISIS	10
4.1.	PROPUESTA DEL EOR: ADICIÓN DE PARÁMETROS AL MODELO DE OPTIMIZACIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS CONTRATOS ANTE LA NO DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y OFERTAS DE OPORTUNIDAD PARA LA PROGRAMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MER (IRMER-E03-2023).....	10
4.2.	ANÁLISIS DE LA CRIE	11
4.2.1.	SITUACIONES PRESENTADAS EN LA OPERACIÓN DEL MERCADO	11
4.2.1.1.	ESCASEZ DE OFERTAS EN EL PREDESPACHO REGIONAL MAYO Y JUNIO 2023 PRESENTADAS POR EL EOR EN EL IRMER-E03-2023	11
4.2.1.2.	ACTIVACIÓN DE LAS VARIABLES DE DESATENCIÓN. PRESENTADAS POR EL EOR EN EL IRMER-E03-2023	12
4.2.2.	SITUACIONES DE CF Y CNFFF SIN RESPALDO DE ENERGÍA EN EL PREDESPACHO REGIONAL PRESENTADAS POR EL EOR EN EL IRMER-E03-2023	15
4.2.3.	EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN DE MARZO 2024 PRESENTADA POR EL EOR.	17
4.2.4.	EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN DE ABRIL 2024 PRESENTADA POR EL EOR	18
4.2.5.	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LA CRIE	18
5.	DESARROLLO Y JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO NORMATIVO	19
5.1.	MOTIVOS DE LA APLICACIÓN DE LAS MODIFICACIONES NORMATIVAS	19
5.2.	PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN A LA REGULACIÓN REGIONAL.....	21
5.3.	DETALLE DE LAS MODIFICACIONES	23
6.	CONCLUSIONES.....	30
7.	RECOMENDACIONES	30

1. RESUMEN EJECUTIVO

El informe analiza la problemática de la escasez de generación y las ofertas de oportunidad en el Mercado Eléctrico Regional (MER) durante varios periodos en 2023 y 2024, y propone modificaciones normativas para mejorar la gestión de los Contratos Firmes (CF) y Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF). Se destacan antecedentes como la solicitud de actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia y diversas acciones tomadas en respuesta a condiciones hidrológicas adversas en varios países de la región, incluyendo la limitación de capacidades de exportación y la declaración de emergencias en sistemas eléctricos.

El Ente Operador Regional (EOR) identificó problemas en la administración y operación del MER debido a la insuficiencia de ofertas de inyección para cubrir la demanda de los CF y CNFFF. Propuso modificaciones regulatorias para optimizar la programación de energía, incluyendo la adición de parámetros al modelo de optimización y la implementación de procedimientos específicos para reducir contratos en situaciones de escasez. En mayo y junio de 2023, así como en marzo y abril de 2024, se identificó una notable escasez de ofertas de inyección en el predespacho regional, lo que activó variables de desatención y evidenció la necesidad de mayor flexibilidad en el proceso de predespacho. En estos periodos, la generación disponible en el MER no fue suficiente para satisfacer toda la energía demandada por los CF debido a la falta de energía en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). La CRIE identificó que las ofertas de oportunidad de inyección no alcanzaron para cubrir todas las energías exigidas por los contratos firmes en ciertos días de mayo y junio de 2023.

El EOR propuso el uso de dos variables de desatención, $P_{\text{firme_cortada}}(i)$ y $PC_{\text{cnfff_cortada}}(i)$, para manejar la falta de energía en contratos firmes y no firmes. Estas variables indican la necesidad de aplicar procedimientos adicionales para garantizar la viabilidad del modelo de Predespacho Regional. También se detectó una falta recurrente de respaldo de generación para la energía declarada por la parte vendedora de los CF y CNFFF en los predespachos nacionales, lo que llevó a una dependencia de ofertas de oportunidad a precios más altos. En marzo y abril de 2024, el EOR informó que se presentaron situaciones similares a las de mayo y junio de 2023, aplicando un procedimiento transitorio de corte de contratos ante la escasez de ofertas de inyección en el MOR. En abril de 2024, hubo una escasez significativa de ofertas de inyección y falta de disponibilidad de generación, especialmente en Guatemala, resultando en una disminución del 55.97% en las inyecciones programadas y la necesidad de cortar contratos firmes y no firmes.

La CRIE concluye que la escasez de ofertas de inyección y la insuficiente generación en el MOR afectaron gravemente la capacidad para satisfacer la demanda de energía de los CF y CNFFF, lo que llevó a aumentos significativos en los precios y la activación de variables de desatención. Los procedimientos transitorios implementados resultaron en demoras y evidenciaron la necesidad de opciones más flexibles y eficientes en la gestión de contratos. Se recomienda implementar modificaciones normativas para mejorar la gestión del predespacho regional, asegurando transparencia y eficiencia en el suministro eléctrico.

Asimismo, se identificaron situaciones donde las ofertas de oportunidad fueron insuficientes para satisfacer la demanda energética de los contratos firmes. La escasez de generación y las restricciones operativas obligaron a utilizar ofertas de oportunidad a precios elevados, lo cual justifica la necesidad de un ajuste normativo para mejorar la gestión del predespacho y redespacho en situaciones extremas. Se propone permitir a los agentes decidir entre aceptar el precio de optimización o reducir la capacidad de generación previamente declarada, y detallar condiciones de disminución a cero de contratos en situaciones de islas eléctricas. No se prevén costos monetarios importantes ya que los ajustes serán realizados con recursos propios del EOR. Los beneficios incluyen mayor eficiencia en la programación de transacciones, mejor seguridad del abastecimiento energético, y un sistema más previsible y menos expuesto a la variabilidad de precios.

En ese sentido, se recomienda a la Junta de Comisionados de la CRIE, lo siguiente:

1. Publicar en el sitio web de la CRIE, el presente *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER DENOMINADO: ‘PREDESPACHO Y POSDESPACHO REGIONAL’*”, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER
2. Ordenar el inicio del proceso de Consulta Pública, de la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER DENOMINADO: ‘PREDESPACHO Y POSDESPACHO REGIONAL’*”, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER.

2. ANTECEDENTES

1. El 2 de mayo de 2023, el Centro Nacional de Despacho de Panamá a través de la nota ETE-DCND-GOP-PMP-323-2023, solicitó la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia para mayo de 2023 a 0 MW, en anticipación a un escenario hidrológico desfavorable influido por el fenómeno o evento de origen climático El Niño.
2. El 26 de mayo de 2023, la Unidad de Transacciones de El Salvador, refiriéndose a la disposición transitoria aprobada por la SIGET, notificó al EOR mediante la nota con referencia 0439/2023 las acciones a tomar bajo condiciones hidrológicas adversas. Se indicó la necesidad de modificar las máximas capacidades de exportación de energía eléctrica de El Salvador, limitándolas a valores igual al total de los Contratos Firmes de inyección regional vigentes, debido a la baja cota en el embalse de Cerrón Grande.
3. El 22 de junio de 2023, el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala emitió el Acuerdo Ministerial número 165-2023, en respuesta a las condiciones deficitarias de precipitación relacionadas con el fenómeno de El Niño. Este acuerdo declaró una situación de emergencia en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, autorizando al Administrador del Mercado Mayorista a tomar medidas necesarias

para garantizar la seguridad y el suministro de electricidad, incluyendo restricciones en las exportaciones de energía eléctrica.

4. El 13 de julio de 2023, el EOR mediante la nota con referencia EOR-PJD-13-07-2023-033, remitió a esta Comisión el *“Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario, IRMER-E03-2023”*. En este informe, propuso una modificación regulatoria que incluyó la adición de parámetros al modelo de optimización y un tratamiento específico para los contratos ante la no disponibilidad de generación y ofertas de oportunidad para la programación de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Regional (MER).
5. El 6 de septiembre de 2023, mediante la nota CRIE-SE-GM-GJ-AT-270-06-09-2023, la CRIE solicitó al Operador Regional, respecto al IRMER-E03-2023, la entrega de un estudio complementario de costo/beneficio. Este estudio debía detallar más sobre la situación descrita en dicho informe, particularmente sobre las consecuencias y las medidas propuestas en respuesta a la imposibilidad de satisfacer las demandas energéticas firmes con las ofertas de inyección disponibles en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).
6. El 29 de septiembre de 2023, el EOR mediante la nota con referencia EOR-GM-29-09-2023-850, remitió el *“Estudio Costo/Beneficio Complementario”*, que contiene el análisis de las implicancias económicas relacionadas con los eventos operativos especificados en el IRMER-E03-2023, que ocurrieron durante los Predespachos y Redespachos Regionales entre mayo y julio de 2023. Lo anterior, se realizó en atención a lo solicitado por esta Comisión a través de la nota CRIE-SE-GM-GJ-AT-270-06-09-2023.
7. El 12 de abril de 2024, el EOR mediante la nota EOR-GM-12-04-2024-0349 remitió el *“Informe de Situaciones presentadas en el Predespacho Regional y Conciliación Programada de las Transacciones para los días 7 al 9, 11, 16 y 18 al 27 de marzo de 2024”*, a través del cual analizó y detalló las situaciones ocurridas durante el período mencionado que impidieron abastecer completamente las energías requeridas de los Contratos Firmes (CF) con las ofertas de inyección disponibles en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y el procedimiento utilizado.
8. El 15 de mayo de 2024, mediante la nota con referencia EOR-GM-15-05-2024-0398, el EOR remitió el documento titulado *“Informe de situaciones presentadas en el Predespacho Regional y Conciliación Programada de las Transacciones para los días 2 al 4, 8, 10, 15 al 18, 25 al 27 y 29 al 30 de abril de 2024”*, a través del cual presentó situaciones en las que tuvo que realizar un proceso de disminución de Contratos Firmes y Contratos No Firmes Físico Flexibles y adjuntó el procedimiento utilizado.

3. NORMATIVA APLICABLE

TRATADO MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL (TRATADO MARCO)

- *“Artículo 2. Los fines del Tratado son:// f. Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...) // g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.”*
- *“Artículo 10. El Ente Operador Regional (EOR), organismo regional creado en el artículo 18 de este Tratado, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico.”*
- *“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. (...)”*
- *“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. (...)”*
- *“Artículo 23. Las facultades de la CRIE son, entre otras:// a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. // c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) // .”*

REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)

Libro I

- **“1.8.4.1 Aplicación**
 - a) Este numeral 1.8.4 establece los procedimientos para realizar modificaciones al RMER. Las disposiciones del RMER sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral;*
 - b) Una modificación al RMER se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por la CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*

- c) *Las modificaciones al RMER podrán ser propuestas por cualquier agente del mercado, OS/OM, el EOR o por la misma CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
- d) *En la formulación y aprobación de modificaciones al RMER, la CRIE tomará en consideración los fines y objetivos del MER establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos.”*
- **“1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones**
 1. *La CRIE revisará las modificaciones al RMER propuestas en los Informes de Regulación y/o de Diagnóstico del MER, determinará el procedimiento y cronograma para la revisión y aprobación de las mismas y los hará públicos en un plazo máximo de treinta (30) días conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.1. La CRIE considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el procedimiento y cronograma de revisión. La ejecución del cronograma tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días;*
 2. *La CRIE publicará las modificaciones propuestas al RMER y notificará al EOR y éste a los OS/OMS, invitando a la presentación de comentarios por escrito con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado de acuerdo con el cronograma establecido;*
 3. *La CRIE documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al RMER junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificará al EOR y este a los OS/OM. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE;*
 4. *Cuando la CRIE lo considere conveniente, el procedimiento para la revisión y aprobación de las modificaciones incluirá el mecanismo de audiencias públicas establecido en el reglamento interno de la CRIE;*
 5. *Después de realizada la audiencia pública, la CRIE publicará las modificaciones propuestas, el proceso de revisión seguido, los argumentos presentados durante el proceso de revisión pública, la decisión tomada y las razones de la misma. Dicha decisión deberá ser publicada en un plazo no mayor de un (1) mes después de realizada la audiencia. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE (...).”*
- **“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.”*

Libro II

Anexo A

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

Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el predespacho regional.

Las ofertas de flexibilidad asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles regionales no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el predespacho regional.

(a) Modelo para Contratos No Firmes Físicos Flexibles

¹La 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

¹ Modificado mediante Resolución CRIE-50-2020 del 29 de julio de 2020.

cero (0) en los casos cuando su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.

La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles será calculada de la siguiente forma:

- Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny_física(i)}^o = P_{iny(i)}^o - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_físico(i)}^o = P_{ret(i)}^o - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

(...)"

- **“A3.4.4.2 Contratos Firmes**

El modelo de Contratos Firmes debe considerar que en el predespacho regional el comprador tenga la mayor prioridad de la entrega de la energía requerida. El EOR verificará el cumplimiento de los compromisos establecidos en los Contratos Firmes en el predespacho, asegurando al comprador la entrega de la energía requerida, limitada únicamente por las restricciones de la RTR y por el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

²Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con:

(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro

Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el predespacho regional:

$$FO_1 = - \sum_{i \in Firmes} \rho^* P_{firme_cortada(i)}, \quad \forall P_{firme_req(i)} \neq 0$$

$$P_{firme_cortada(i)} \leq P_{firme_req(i)}$$

Donde:

² Modificado mediante Resolución CRIE-32-2021 del 17 de diciembre de 2021.

$P_{\text{firme_cortada}(i)}$	<i>Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i</i>
$P_{\text{firme_req}(i)}$	<i>Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción i asociada al Contrato Firme</i>
R	<i>Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i. El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la energía requerida.</i>

El término $P_{\text{firme_cortada}(i)}$ es el valor de la energía requerida no atendida en el nodo de la RTR, mientras que el término $P_{\text{firme_req}(i)} - P_{\text{firme_cortada}(i)}$ representa la energía requerida efectivamente atendida en el nodo. El peso asociado a la componente de Contratos Firmes debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, es decir, por encima de la atención de la componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles. (...)

REGLAMENTO INTERNO CRIE

- *“Artículo 17. Los Comisionados conforman la Junta de Comisionados, la cual es el órgano superior de la CRIE. La Junta de Comisionados constituye el Directorio de la CRIE.”*
- *“Artículo 20. La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. // c) Dictar los lineamientos para cumplir de los objetivos de la CRIE; d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE; // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...).”*

PROCEDIMIENTO DE CONSULTA PÚBLICA DE LA CRIE

- *“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. //En la resolución motivada, la CRIE establecerá de manera clara los alcances de la consulta, la necesidad detectada, la problemática a resolver con la propuesta, el procedimiento a seguir durante el proceso y designará los encargados de la consulta a fin de que las personas interesadas puedan tener una instancia para las aclaraciones.”*

4. ANÁLISIS

4.1. PROPUESTA DEL EOR: ADICIÓN DE PARÁMETROS AL MODELO DE OPTIMIZACIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS CONTRATOS ANTE LA NO DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y OFERTAS DE OPORTUNIDAD PARA LA PROGRAMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MER (IRMER-E03-2023).

El Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario, IRMER-E03-2023, elaborado por el Ente Operador Regional (EOR), aborda la problemática de la escasez de generación y la no disponibilidad de ofertas de oportunidad en el Mercado Eléctrico Regional (MER), y propone modificaciones regulatorias para optimizar el modelo de programación de energía.

Según lo expuesto por dicho ente, durante mayo y junio de 2023 se identificaron varios problemas en la administración y operación del MER, en algunos predespachos y redespachos regionales, no fue posible abastecer toda la energía requerida por los Contratos Firmes (CF) debido a la insuficiencia de ofertas de inyección en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esto generó precios ex ante elevados y activó la variable de corte de contratos firmes en el modelo de optimización. Además, en ciertos predespachos nacionales, la generación necesaria para respaldar las ofertas de inyección asociadas a los CF no fue reportada, lo que llevó a abastecer la energía de estos contratos con ofertas de oportunidad a precios superiores a los ofertados inicialmente por los vendedores; asimismo, la escasez de generación afectó la atención de la componente física de inyección y retiro de energía de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) sin pago máximo por CVT, activando la variable de corte en el modelo de optimización.

El EOR propone varias modificaciones regulatorias para abordar estos problemas, sugiere añadir parámetros al modelo de optimización, modificando la función objetivo para incluir componentes adicionales relacionadas con los CF y los CNFFF, lo que permitiría una mejor gestión de la escasez de ofertas de inyección; también propone, una validación

complementaria posterior a las 13:00 horas para verificar que las ofertas de inyección asociadas a los CF y la energía declarada de los CNFFF cuenten con respaldo de generación en el predespacho nacional.

Esta validación se realizaría durante los procesos de predespacho regional, ajustes al predespacho y redespacho regionales. Además, plantea incluir un procedimiento explícito en la regulación regional para la reducción de los CF y CNFFF en situaciones de escasez de ofertas de oportunidad, asegurando que la programación de energía se realice a precios acordes con las ofertas presentadas por los agentes. La propuesta de modificación en cuestión se estará analizando más adelante.

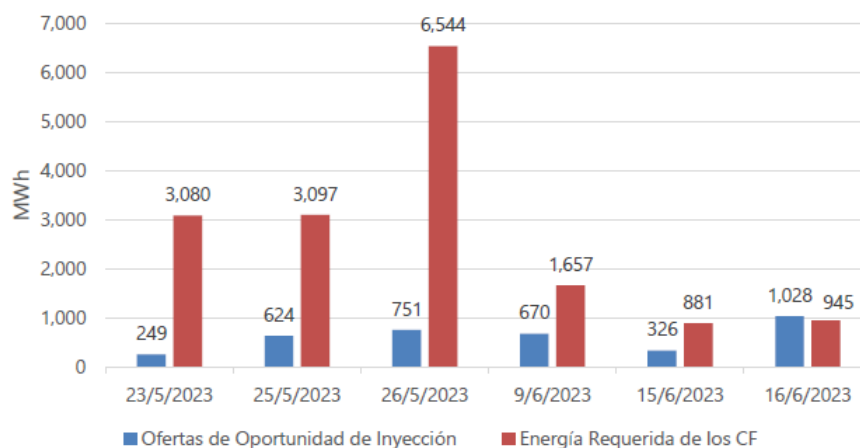
4.2. ANÁLISIS DE LA CRIE

4.2.1. SITUACIONES PRESENTADAS EN LA OPERACIÓN DEL MERCADO

4.2.1.1. ESCASEZ DE OFERTAS EN EL PREDESPACHO REGIONAL MAYO Y JUNIO 2023 PRESENTADAS POR EL EOR EN EL IRMER-E03-2023

Según el EOR para algunos días de mayo y junio 2023, en los Predespachos y Redespachos Regionales, las ofertas de inyección disponibles en el MOR no alcanzaron a cubrir todas las energías exigidas por los contratos firmes. La Ilustración 1 muestra que los excedentes de generación, disponibles para el MER que se ofrecieron al MOR no bastaron para satisfacer toda la energía demandada por los CF, debido a la falta de energía en el MER.

Ilustración 1. Ofertas de Oportunidad de Inyección vs Energía requerida de los Contratos Firmes



Fuente: INFORME DE REGULACIÓN DEL MER EXTRAORDINARIO, IRMER-E-03-2023.

Adicionalmente, a pesar de que el total diario de las ofertas de oportunidad de inyección superó las energías requeridas de los Contratos Firmes, se experimentó una escasez de energía en los períodos de mercado entre las 7:00 y las 16:00 horas el 16 de junio de 2023.

Asimismo, se observó que algunos generadores declararon Contratos Firmes sin el adecuado respaldo de disponibilidad de generación en el Predespacho Nacional por parte de su Operador de Sistema/Operador de Mercado (OS/OM) en el predespacho nacional. Esta situación condujo a un incremento en la demanda de energía de las ofertas de oportunidad en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR); lo cual derivó en que el Predespacho Regional no fuera factible incluyendo la declaración total de los contratos, para lo cual el EOR realizó una reducción de los mismos mediante un procedimiento que fue compartido a la CRIE.

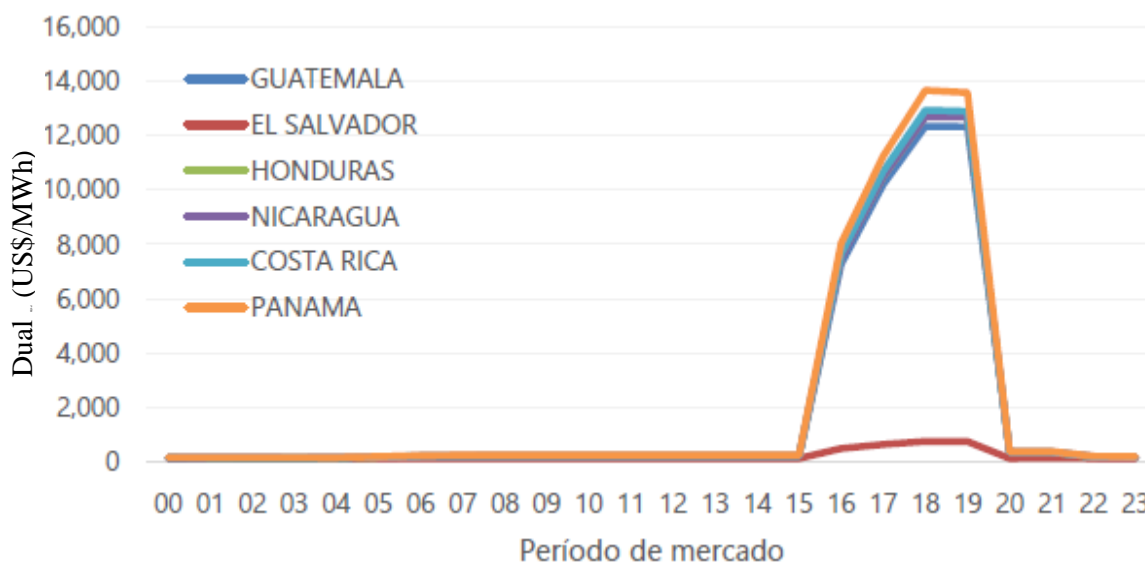
4.2.1.2. ACTIVACIÓN DE LAS VARIABLES DE DESATENCIÓN. PRESENTADAS POR EL EOR EN EL IRMER-E03-2023

Las variables que indican la desatención en el Predespacho Regional permiten cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el predespacho regional, estas tienen una función indicativa cuya solución dual es resultado del valor del peso de dichas variables en la función objetivo. Estas variables señalan la necesidad de aplicar procedimientos adicionales para garantizar la viabilidad del modelo de Predespacho Regional, asegurando que sus resultados tanto primales como duales sean coherentes con la oferta y la demanda, respetando todas las restricciones del modelo.

El EOR mediante el IRMER-E03-2023 plantea el uso de dos variables de desatención dentro del predespacho regional, la variable $P_{\text{firme_cortada}(i)}$, ya definida y utilizada en la regulación regional, y propone adicionar la variable $P_{\text{Cnfff_cortada}(i)}$ la cual es una herramienta matemática que actualmente se encuentra incluida únicamente en el modelo de optimización del Predespacho Regional y que es necesaria para el cumplimiento del literal a) del numeral A3.4.4.2, del Anexo 3 del Libro II del RMER, que se refiere a la reducción de CNFFF, pero no se encuentra explícitamente mencionada en la regulación regional.

Como ejemplo, para el día 09 de junio de 2023 en los períodos de mercado de las 16:00 a las 21:00 horas, se presentaron duales de la ecuación de balance de potencia activa (origen del precio ex ante en condiciones normales de operación) promedio de hasta USD14,000/MWh. Esto fue una señal que la variable de corte de CF ($P_{\text{firme_cortada}(i)}$) fue diferente de cero ante la escasez de ofertas de oportunidad en el MOR, resultando en un abastecimiento parcial de la energía requerida de los CF.

Ilustración 2. Promedio de los duales de la ecuación de balance de potencia activa por país, para ejecución del modelo de Predespacho Regional preliminar día de operación 09/06/2023.



Fuente: Elaboración propia con base en el INFORME DE REGULACIÓN DEL MER EXTRAORDINARIO, IRMER-E-03-2023.

Conforme al análisis realizado por la CRIE a estas componentes, cualquier resultado de la optimización del Predespacho Regional que tenga un valor diferente a cero de las variables de desatención, representa un resultado inviable del modelo; en el caso específico planteado por el EOR, son utilizadas para reducir en la optimización del predespacho regional las componentes fijas relacionadas a los CF y/o CNFFF. Debiendo tenerse presente, que las variables de desatención son indicadores de la necesidad de disminución de dichas componentes fijas del modelo, de modo que, en el caso de la variable $P_{\text{firme_cortada}(i)}$; está relacionada a la desatención de la componente fija del retiro requerido o reducido del CF y la $P_{\text{Cnfff_cortada}(i)}$ está asociada a la componente constante de la desatención de energía declarada del CNFFF sin pago máximo.

Es importante señalar, que en el análisis realizado por la CRIE a estas variables, se advirtió que deben ser configuradas dentro de la función objetivo de forma que no afecten la operación normal del Predespacho Regional tanto en la solución primal (despacho de energía) como en la dual (marginales que son los que se usan como insumo para los precios nodales ex ante). Por lo cual, la activación de estas variables debe conducir a procesos adicionales de disminución de los contratos indicados por la variable hasta obtener resultados en los que estas variables sean igual a cero.

Analizando las situaciones presentadas y su marco regulatorio, la falta de ofertas de inyección en el MOR causó que, en algunos períodos de mercado, se “activaran” las variables de desatención asociadas a los CF y CNFFF, especialmente la variable que se define en el literal a) del numeral A3.4.4.2, del Anexo 3 del Libro II del RMER, que trata sobre la reducción de

la energía requerida no satisfecha del contrato firme relacionada con la variable $P_{\text{firme_cortada}(i)}$ del predespacho regional.

Cuando $P_{\text{firme_cortada}(i)} \neq 0$, conforme a la regulación regional, indica que es necesario aplicar cortes de Contratos Firmes en el proceso de la optimización de la programación regional de energía; y se requiere que la regulación regional, incluya la posibilidad de un procedimiento comercial para aplicar dicha reducción en esta condición.

Por otra parte, en las situaciones relacionadas a los CNFFF sin pago máximo, ante la escasez de generación de energía para abastecer las pérdidas de transmisión producto de la componente física de inyección y retiro de energía de dichos CNFFF a través de las ofertas de inyección en el MOR; en el proceso de la programación de energía del predespacho regional, se activó en el modelo de optimización la variable de desatención de los CNFFF llamada por el EOR $P_{\text{Cnfff_cortada}(i)}$. Esta variable se encuentra en el modelo de optimización del Predespacho Regional y está asociada al parámetro o peso que controla la asignación de la variable $P_{\text{Cnfff_cortada}(i)}$ en la función objetivo de la energía no suministrada para los CNFFF.

No obstante, la regulación regional vigente respecto a la reducción de los CNFFF no contempla dicha variable ni su peso, únicamente indica en el párrafo tercero del numeral A3.4.4.1, lo siguiente:

“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”.

Es importante señalar, que la regulación regional no contempla explícitamente el procedimiento de reducción de los CNFFF cuando la variable $P_{\text{Cnfff_cortada}(i)}$ resulta diferente de cero y además que la variable $P_{\text{firme_cortada}(i)}$ (de los CF), resulta igual a cero; al darse esta situación de no aplicarse la reducción de los CNFFF, sin la inclusión de esta variable, el modelo de optimización generaría un despacho no factible sin otorgar mayor información de las condiciones que lo causan.

Basado en el análisis de los escenarios descritos, se concluye que las variables de desatención constituyen una herramienta matemática eficaz y necesaria en circunstancias donde se declaran componentes inflexibles, como los CNFFF sin pago máximo y los retiros de los CF. Por tanto, su incorporación como indicador en el Predespacho Regional es valiosa, ya que proporciona información crucial al programador de energía. Esto le permite tomar las acciones necesarias para cumplir con los requerimientos de la regulación regional respecto a los CF y CNFFF, especialmente cuando no es posible satisfacer las energías requeridas o declaradas de los contratos.

4.2.2. SITUACIONES DE CF Y CNFFF SIN RESPALDO DE ENERGÍA EN EL PREDESPACHO REGIONAL PRESENTADAS POR EL EOR EN EL IRMER-E03-2023

En el MER, se ha detectado una problemática recurrente donde los predespachos nacionales informados al EOR por el OS/OM presentan una falta de respaldo de generación para la energía declarada por la parte vendedora de los CF y CNFFF. Esta situación, combinada con la escasez de ofertas de inyección de energía en el MER, genera una dependencia de ofertas de oportunidad a precios más altos, evidenciando la necesidad de opciones más flexibles y eficientes para la gestión y ejecución de estos contratos.

Para el caso de los CF, se ha presentado el problema de que en algunos predespachos nacionales informados al EOR, no se incluye la disponibilidad de generación para respaldar la parte vendedora del CF. Cabe destacar que la declaración y verificación de estos contratos se realiza antes de la carga del Predespacho Nacional por parte del OS/OM. Al no declarar capacidad disponible para la generación de los contratos, se produce un desbalance eléctrico para proveer la energía requerida del CF. Esto, junto con la escasez de ofertas de inyección de energía en el MER, hace que la componente física de inyección de los CF sea obligada a flexibilizarse frente a ofertas de oportunidad cuyo precio es superior al de la oferta de inyección presentada por la parte vendedora.

Un aspecto relevante es que hubo agentes que presentaron sus ofertas de retiro de Contratos Firmes en distintos días, demostrando su interés en que se operaran a pesar de la implicación que la parte generadora pagase por MW/h más de lo ofertado en su oferta de flexibilidad de inyección. Esto evidencia la necesidad de dar a los agentes la opción de elegir si desean ejecutar su contrato ante la falta de generación por parte de la parte vendedora aceptando los costos inherentes a su operación. El detalle se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. Precio ex-ante versus precio ofertado de los CF, sin disponibilidad de generación en el Predespacho Nacional.

Día de operación	Código CF	Mín. MWh declarado	Mín. de Precio Ofertado Bloque 1 (A)	Mín. de Precio ex-ante (B)	Mín. de Diferencia (A)-(B)	% (B)/(A)
10/6/2023	CF13M0000557	12.64	\$118.92	\$443.08	-\$324.16	373%
	CF14A0000503	14	\$170.00	\$443.08	-\$273.08	261%
	CF14A0000511	26	\$170.00	\$443.08	-\$273.08	261%
11/6/2023	CF13M0000557	12.64	\$73.30	\$441.64	-\$370.28	603%
	CF14A0000503	14	\$150.00	\$441.64	-\$294.65	294%
	CF14A0000511	26	\$150.00	\$441.64	-\$294.65	294%
12/6/2023	CF13M0000557	12.64	\$73.30	\$448.40	-\$376.42	612%
	CF14A0000503	14	\$150.00	\$448.40	-\$300.97	299%
	CF14A0000511	26	\$150.00	\$448.40	-\$300.97	299%

13/6/2023	CF13M0000557	12.64	\$97.73	\$196.05	-\$354.24	201%
	CF14A0000503	14	\$155.00	\$449.09	-\$294.23	290%
	CF14A0000511	26	\$155.00	\$449.09	-\$294.23	290%
14/6/2023	CF13M0000557	12.64	\$103.72	\$177.47	-\$73.75	171%
15/6/2023	CF13M0000557	12.64	\$105.33	\$188.17	-\$82.84	179%
16/6/2023	CF13M0000557	12.64	\$119.81	\$231.68	-\$111.87	193%
	CF14A0000511	13.451	\$197.00	\$432.54	-\$235.54	220%
17/6/2023	CF13M0000557	12.64	\$92.27	\$556.62	-\$464.35	603%

Fuente: INFORME DE REGULACIÓN DEL MER EXTRAORDINARIO, IRMER-E-03-2023.

Es importante mencionar que, el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, establece que “*Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador (...)*”; es decir, la parte vendedora del CF debe de cumplir con la condición de firmeza del CF para lo cual la presentación de la oferta cumple con el requerimiento.

De esta manera, la energía de la que provendría la oferta al mercado regional solo estaría condicionada por la capacidad de generación no comprometida en el mercado nacional, que está definida en el inciso i), literal c) del numeral 1.4.2.2 del Libro II del RMER de la siguiente forma:

“i. Ofertas de los agentes autorizados para realizar transacciones, cuya energía provendrá de generación no despachada o despachada parcialmente, que no forme parte de la reserva requerida en el predespacho nacional;”.

Para el caso de los CNFFF se señala como ejemplo la situación ocurrida el 20 de junio de 2023, el EOR recibió un predespacho nacional que no contemplaba la disponibilidad de generación para soportar la energía declarada de un CNFFF en el predespacho regional. La declaración por parte del OS/OM y verificación de estos contratos por parte del EOR, sucedió antes de la carga del Predespacho Nacional por parte del OS/OM. Al no declarar capacidad disponible para la parte de generación de los contratos se produjo un desbalance eléctrico que, junto con la escasez de ofertas de inyección de energía en el MER, hizo que la componente física de inyección del CNFFF dependiera de ofertas de oportunidad del MOR con un precio mayor al de la oferta de flexibilidad de retiro que ofreció la parte vendedora del CNFFF para proveer a la parte compradora.

Un aspecto relevante es que hubo agentes que presentaron ofertas de retiro de CNFFF en las mismas condiciones en distintos días, aunque la parte vendedora ofreció flexibilidad de retiro y fue conciliada a un precio más alto de lo ofertado, lo que demuestra el interés de operar sus contratos a pesar de haber pagado más que lo ofertado. Esto evidencia la necesidad de darles la opción a los agentes de elegir si quieren o no ejecutar su contrato ante la falta de generación de la parte vendedora de energía. El detalle se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 2. Precio ex-ante versus precio de la oferta de retiro de Flexibilidad de CNFFF sin disponibilidad de generación en el Predespacho Nacional.

Día de operación	Agente Inyección	Agente Retiro	MWh declarado O. Flex. Retiro	Precio Ofertado	Precio ex-ante	Diferencia (A)-(B)	(B)/(A)	Periodos de Mercado Observados
				Bloque 1				
22/5/2023	ICCOMIONEN	2C_C52	3.1	\$200.00	\$303.38	-\$103.38	152%	10
	ICCOMEDECS	5GICE	10	\$260.00	\$302.56	-\$42.56	116%	3
	ICCOMEDECS	2C_C34	4.3	\$270.00	\$367.72	-\$97.72	136%	7
	IGGENRNACE	2D_D04	3.7	\$200.00	\$328.26	-\$128.26	164%	7
23/5/2023	ICCOMIONEN	2C_C52	3.1	\$200.00	\$380.20	-\$180.20	190%	10
	IGGENRNACE	2D_D04	3.7	\$200.00	\$381.66	-\$181.66	191%	10
24/5/2023	ICCOMEDECS	2C_C34	24.3	\$270.00	\$376.39	-\$106.39	139%	16
28/5/2023	ICCOMEDECS	5GICE	20	\$205.00	\$405.14	-\$200.14	198%	2
	ICCOMELPOM	5GICE	10	\$199.00	\$397.21	-\$198.21	200%	10
	IGGENRNACE	2C_C52	1	\$130.00	\$397.21	-\$267.21	306%	10
29/5/2023	ICCOMEDECS	2C_C34	10	\$250.00	\$381.84	-\$131.84	153%	2
9/6/2023	IGGENRNACE	2C_C52	3.7	\$180.00	\$273.81	-\$93.81	152%	2
	ICCOMIONEN	2D_D04	2	\$180.00	\$337.05	-\$157.05	187%	2
	ICCOMIONEN	2C_C52	2	\$180.00	\$329.24	-\$149.24	183%	2
10/6/2023	ICCOMIONEN	2D_D04	2	\$180.00	\$490.86	-\$310.86	273%	4
	IGGENRNACE	2C_C52	3.7	\$145.00	\$462.66	-\$317.66	319%	4
11/6/2023	IGGENRNACE	2C_C52	3.7	\$155.00	\$444.65	-\$289.65	287%	20
	ICCOMIONEN	2D_D04	2	\$155.00	\$460.40	-\$305.40	297%	18
	ICCOMIONEN	2C_C52	2	\$155.00	\$447.53	-\$292.53	289%	20
20/6/2023	ICCOMMERGU	5GICE	14	\$170.00	\$260.15	-\$90.15	153%	6

Fuente: INFORME DE REGULACIÓN DEL MER EXTRAORDINARIO, IRMER-E-03-2023

Debido a lo anterior y a la condición de escasez de ofertas de inyección de energía en el MER, la componente física de inyección del CNFFF fue abastecida por ofertas de oportunidad cuyo precio fue superior al de la oferta de flexibilidad de retiro que presentó la parte vendedora del CNFFF tal como se evidencia en la tabla anterior.

4.2.3. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN DE MARZO 2024 PRESENTADA POR EL EOR.

En el “Informe de Situaciones presentadas en el Predespacho Regional y Conciliación Programada de las Transacciones para los días 7 al 9, 11, 16 y 18 al 27 de marzo de 2024”, el EOR informa que se ha presentado una situación similar a la mencionada en el IRMER-E03-2023 para los días 7 al 9, 11, 16 y 18 al 27 de marzo de 2024. El EOR, ante estas circunstancias, ha aplicado un “Procedimiento transitorio de corte de contratos ante escasez de ofertas de oportunidad de inyección del MOR” que refleja parte de las acciones tomadas por el EOR ante las situaciones mencionadas. Este procedimiento ha permitido afrontar

varios problemas operativos, como la escasez de ofertas de inyección en el mercado de oportunidad regional, poca disponibilidad de generación para apoyar los contratos regionales, y limitaciones en la capacidad de exportación de energía de algunos países. Estos factores hicieron que no se pudieran atender completamente las demandas energéticas de los Contratos Firmes ni de algunos Contratos No Firmes Físicos Flexibles sin pago máximo por CVT.

4.2.4. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN DE ABRIL 2024 PRESENTADA POR EL EOR

El informe del Predespacho Regional y Conciliación Programada de abril 2024 revela una escasez significativa de ofertas de inyección en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y una falta de disponibilidad de generación al MER, especialmente en Guatemala, el cual, disminuyó su participación con respecto a los meses anteriores. Esta situación impidió abastecer toda la energía requerida por los Contratos Firmes (CF) y Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF). En particular, la no presentación de ofertas de inyección al MOR por parte de Nicaragua, Costa Rica y Panamá, y la limitada oferta de Honduras y El Salvador, resultó en un decremento del 55.97% en las inyecciones programadas en el MER comparado con abril 2023. La escasez de generación disponible y las restricciones a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control llevaron a aumentos significativos en los precios ex-ante y activaron cortes de energía requerida, con un total de 7,378.1 MWh no disponibles para los CF en Guatemala.

Para manejar estas situaciones, el EOR implementó un procedimiento transitorio manual para cortar contratos, lo que incrementó los tiempos de revisión y ejecución y causó demoras en la publicación de 11 Predespachos Regionales y 2 Redespachos. Las capacidades de exportación se mantuvieron limitadas en El Salvador y Panamá debido a restricciones operativas y condiciones hidrológicas adversas.

4.2.5. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LA CRIE

La CRIE concluye que la escasez de ofertas de inyección y la insuficiente disponibilidad de generación en el MOR afectaron gravemente la capacidad para satisfacer la demanda de energía de los CF y CNFFF, lo que llevó a aumentos significativos en los precios y la activación de variables de desatención que indicaron la necesidad de reducir contratos. Los procedimientos transitorios implementados resultaron en demoras y evidenciaron la necesidad de opciones más flexibles y eficientes en la gestión de contratos. Además, las restricciones operativas y condiciones hidrológicas adversas limitaron las capacidades de exportación, agravando la situación.

Dado que el procedimiento realizado por el EOR ha sido suficiente para cumplir con las necesidades del Predespacho Regional, es necesario darle carácter sostenido, mejorarlo para su entendimiento público y publicarlo para garantizar la transparencia del proceso. También es crucial abordar las situaciones de capacidad de generación en el predespacho nacional menor a la declarada en los contratos regionales, dando la opción al agente de afrontar los costos asociados o reducir el contrato a la capacidad de generación disponible.

5. DESARROLLO Y JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO NORMATIVO

5.1. MOTIVOS DE LA APLICACIÓN DE LAS MODIFICACIONES NORMATIVAS

Existen varias situaciones en las que las ofertas de oportunidad son insuficientes para satisfacer la demanda energética de los contratos firmes. Esto afecta la capacidad del mercado para cumplir con los requerimientos de retiro de los contratos regionales, como se muestra en la Ilustración 1 anterior. La disponibilidad de ofertas de oportunidad para el predespacho regional ha sido escasa, debido a restricciones de generación originadas por decisiones operativas de los países ante la escasez del recurso hídrico.

Asimismo, se resaltan casos en los que las capacidades de generación declaradas en los puntos de medida de generación del predespacho regional de algunos contratos estaban restringidas o canceladas, por lo que, aunque se presentara dicha oferta al predespacho regional, esta no tenía la capacidad técnica para ser despachada, obligando al modelo de predespacho a flexibilizar la parte de inyección del contrato y utilizar las demás ofertas de oportunidad del MER y en caso de no ser suficientes, reducir los contratos para hacer factible la solución del modelo.

Dadas las situaciones descritas anteriormente, el procedimiento actual de predespacho y redespacho regional debe ajustarse para responder mejor a situaciones extremas de falta de ofertas de inyección al MER. Se deben definir los parámetros para que el EOR, en cumplimiento de la regulación regional, desarrolle los procedimientos a realizar en estos casos.

Por otra parte, para maximizar el posible uso técnico y económico de las ofertas presentadas, se considera oportuno conferir a los agentes la facultad de decidir operar o no los contratos a pesar de las limitaciones inherentes a las condiciones operativas del mercado. La normativa regional vigente cuenta con los elementos requeridos para que el EOR determine los procedimientos para la ejecución de los contratos ante estas situaciones, por lo que solo hace falta establecer los criterios para el manejo de los procedimientos para verificar el cumplimiento adecuado de la regulación regional.

Para aplicar estas mejoras normativas, se tiene que fortalecer la firmeza de la energía requerida de los Contratos Firmes y la flexibilidad de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles ante la variabilidad de la disponibilidad de ofertas de inyección al MER. Esto incluye asegurar que la energía comprometida en los contratos pueda ser efectivamente despachada o, en caso de existir restricciones físicas, operar con el aval del agente ofertante, priorizando el suministro a la parte compradora de los contratos y asumiendo la responsabilidad de las consecuencias económicas de su operación.

Además, es crucial estandarizar el tratamiento de reducciones de energía declarada, tanto para Contratos Firmes como No Firmes, para mantener la integridad y previsibilidad del mercado, especialmente bajo condiciones de escasez.

En el caso de la disminución de los Contratos No Firmes Físico Flexibles, la regulación ya establece en el numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER que “*se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible*” dicho numeral menciona las condiciones en que se reducirá un CNFFF así:

“(a) Modelo para Contratos No Firmes Físicos Flexibles

³La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente 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. (...)”.

Dado esto y lo antes mencionado sobre los criterios establecidos para actuar ante el caso de una necesidad de disminución de los Contratos No Firmes Físico Flexibles, se puede inferir que la regulación regional brinda al EOR las herramientas normativas necesarias para desarrollar los procedimientos matemáticos para realizar la reducción de los Contratos No Firmes Físico Flexibles.

El numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 de Libro II del RMER específicamente en el literal a) expone los aspectos esenciales del Contrato Firme para su modelaje y cómo actuar si el modelo de optimización no puede proveer la energía requerida por los Contratos Firmes. Además, como parte de los parámetros para modelar las variables de desatención que son indicadores en la optimización, se establece que “*El peso asociado a la componente de Contratos Firmes debe ser tal que asegure una mayor prioridad frente a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, es decir, por encima de la atención de la componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.*”⁴. Con esto se establecen los criterios necesarios para garantizar la prioridad de los Contratos Firmes respecto a los Contratos No Firmes Físico Flexibles y las bases principales para la reducción de éstos últimos si hay escasez u otra limitación en el modelo.

Para las ofertas de flexibilidad de los Contratos Firmes, el literal c) del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER establece las condiciones bajo las cuales se pueden reducir estos contratos. Específicamente, “*c) Los Contratos Firmes regionales tendrán la máxima prioridad de suministro en el MER, la energía requerida por el comprador de dichos contratos sólo podrá ser reducida en caso de que la energía no pueda ser entregada parcial o totalmente en el nodo de retiro de la parte compradora debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales;*”. Cualquier otra circunstancia, como la activación de la variable de desatención y la falta de disponibilidad de ofertas de inyección al MER para proveer la oferta de oportunidad respecto a la oferta del agente, no justifican una reducción directa en los contratos sin antes haber realizado la optimización del Predespacho Regional y probar que el retiro requerido efectivamente no puede ser atendido.

³ Modificado mediante Resolución CRIE-50-2020 del 29 de julio de 2020.

⁴ Numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER

Considerando que la disponibilidad técnica para satisfacer de manera bilateral cada retiro solicitado por las CF ha sido revisada antes del Predespacho Regional, conforme a lo descrito en el literal b) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER; se puede deducir que, si un generador vinculado a una oferta de oportunidad de un Contrato Firme no cuenta con la capacidad de generación necesaria, esto no constituye un motivo válido para disminuir el contrato.

En casos donde la oferta de oportunidad del Contrato Firme no suministra la energía necesaria, esta debería ser proporcionada por el mercado de oportunidad regional, a veces a un precio mayor al inicialmente ofertado por el agente inyector. En tales situaciones, se estima conveniente permitir que el agente inyector elija entre pagar el precio más alto o aceptar una reducción a la capacidad de generación previamente declarada en el Predespacho Nacional para ese punto de medida.

Para el caso de los Contratos No Firmes Físico Flexibles sin pago máximo la situación es similar, por lo cual se considera que se debe permitir que el agente inyector elija entre pagar el precio más alto o aceptar una reducción a la capacidad de generación previamente declarada en el Predespacho Nacional para ese punto de medida.

En consecuencia, se ha identificado que se hace necesario realizar modificaciones normativas para mejorar la gestión del Predespacho Regional, con el fin de asegurar la estabilidad y eficiencia del suministro eléctrico en el mercado. Estas modificaciones permitirán al EOR desarrollar y aplicar procedimientos matemáticos y operativos adecuados para la reducción de contratos en situaciones de escasez e islas eléctricas, garantizando que la energía comprometida en los contratos pueda ser efectivamente despachada, a través de procedimientos trazables y transparentes ante la reducción de los Contratos Firmes y de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.

5.2. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN A LA REGULACIÓN REGIONAL

Tomando en consideración que se ha identificado necesario dotar al Predespacho Regional de una mayor flexibilidad ante las situaciones de escasez y limitaciones de generación, se proponen realizar las siguientes acciones en la regulación regional:

1. Establecer que el EOR deberá elaborar un procedimiento específico ante las situaciones en que los retiros de los Contratos Firmes y Contratos No Firmes Físicos Flexibles no puedan ser satisfechos cumpliendo la prioridad establecida en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2, ambos del Anexo 3 del Libro II del RMER. Este procedimiento debe ser publicado por el Ente Operador Regional para el conocimiento de los agentes y OS/OMS, presentarlo a la CRIE para el seguimiento y vigilancia del Mercado, además de comunicar en un informe en un plazo máximo de 5 días hábiles a la operación del mercado en los casos que se aplique dicho procedimiento.
2. Dar la opción a los tenedores de Contratos Firmes y Contratos No Firmes Físico Flexibles sin oferta de pago máximo, de que el agente inyector declare estar de acuerdo en aceptar el precio resultante de la optimización ante la limitación de ofertas

de inyección al MER o en su defecto que se reduzca la oferta a la capacidad de generación disponible que se había declarado en el Predespacho Nacional para ese punto de medida.

3. Detallar para los Contratos No Firmes Físico Flexibles las mismas condiciones de disminución de las componentes de los Contratos Firmes ante islas eléctricas. Es decir, disminuir a cero en caso de no existir conectividad eléctrica entre las partes del contrato.

Se ha identificado que es necesario modificar el literal (a) del numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER para incluir en los Contratos No Firmes Físico Flexibles como abordar el tratamiento de estos contratos ante situaciones de islas eléctricas, de la siguiente manera:

“(a) Modelo para Contratos No Firmes Físicos Flexibles

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 en que su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes y/o no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. En estos casos, el EOR aplicará el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”.

La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles será calculada de la siguiente forma:

- *Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT*

$$P_{iny_física(i)}^o = P_{iny(i)}^0 - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_físico(i)}^o = P_{ret(i)}^0 - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Si el generador asociado al contrato tiene una capacidad disponible menor a la energía declarada en el mismo, los agentes participantes del contrato deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador. (...)

Además, se propone modificar el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

“Como una condición de firmeza, el EOR deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que el generador asociado al contrato tenga una capacidad disponible menor a la energía declarada, el agente inyector deberá consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con

el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador. La condición de energía requerida se modelará con: (...)”

En ese sentido, se identifica conveniente adicionar al final del literal (a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER el siguiente párrafo:

“Cuando sea necesaria la reducción del Contrato Firme conforme a este literal y en los casos que se especifique en la regulación regional, el EOR procederá a aplicar el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa” y a informar a la CRIE de las acciones realizadas a más tardar cinco (5) días hábiles posterior a su aplicación. Este procedimiento deberá ser elaborado y publicado por el EOR, quien tendrá que actualizarlo según corresponda; de lo anterior, deberá mantener informada a la CRIE.”

5.3. DETALLE DE LAS MODIFICACIONES

Derivado de los análisis efectuados, a continuación, se presenta la propuesta de modificación normativa de los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, en formato comparativo entre la norma vigente y la propuesta de modificación:

NORMA VIGENTE	PROPUESTA DE NORMA
<p>A3.4.4.1 Contratos <i>No Firmes</i> Físicos Flexibles</p> <p>Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al <i>Mercado de Oportunidad Regional</i> efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el <i>predespacho</i> regional.</p> <p>Las ofertas de flexibilidad asociadas a los <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i> regionales no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el <i>predespacho</i> regional.</p> <p>(a) Modelo para <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i></p> <p>La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente 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.</p> <p>La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La</p>	<p>A3.4.4.1 Contratos <i>No Firmes</i> Físicos Flexibles</p> <p>Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al <i>Mercado de Oportunidad Regional</i> efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el <i>predespacho</i> regional.</p> <p>Las ofertas de flexibilidad asociadas a los <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i> regionales no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el <i>predespacho</i> regional.</p> <p>(a) Modelo para <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i></p> <p>La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente 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 <i>y/o no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. En estos casos, el EOR aplicará el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”</i>.</p> <p>La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato</p>

componente física de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* será calculada de la siguiente forma:

- Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny_física(i)}^o = P_{iny(i)}^o - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_físico(i)}^o = P_{ret(i)}^o - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

- Cuando el Contrato tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny_física(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_físico(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Donde:

$P_{iny_física(i)}^o$ Valor de la componente física de energía horaria de inyección para el contrato i

$P_{ret_físico(i)}^o$ Valor de la componente física de energía horaria de retiro para el contrato i

$P_{iny(i)}^o$ Valor de energía declarada en *MWh* para el *Contrato No Firme Físico Flexible i*

$P_{ret(i)}^o$ Valor de energía declarada en *MWh* para el *Contrato No Firme Físico Flexible i*

$P_{iny(i,s)}$ Valor de energía en *MWh* correspondiente a cada

y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* será calculada de la siguiente forma:

- Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny_física(i)}^o = P_{iny(i)}^o - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_físico(i)}^o = P_{ret(i)}^o - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Si el generador asociado al contrato tiene una capacidad disponible menor a la energía declarada en el mismo, los agentes participantes del contrato deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador.

- Cuando el Contrato tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny_física(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_físico(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Donde:

$P_{iny_física(i)}^o$ Valor de la componente física de energía horaria de inyección para el contrato i

	segmento s de la oferta de flexibilidad de inyección en nodo de retiro para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i>	$p^o_{ret_físico(i)}$	Valor de la componente física de energía horaria de retiro para el contrato i
$p_{ret(i,s)}$	Valor de energía en <i>MWh</i> correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de retiro en el nodo de inyección para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i>	$p^o_{iny(i)}$	Valor de energía declarada en <i>MWh</i> para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i> (componente de inyección)
$P_{st(i,s)}$	Valor en <i>MWh</i> de la transacción de servicios de CVT i , segmento s	$p^o_{ret(i)}$	Valor de energía declarada en <i>MWh</i> para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i> (componente de retiro)
Notar que $p^o_{iny(i)} = p^o_{ret(i)}$.		$p_{iny(i,s)}$	Valor de energía en <i>MWh</i> correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de inyección en nodo de retiro para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i>
		$p_{ret(i,s)}$	Valor de energía en <i>MWh</i> correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de retiro en el nodo de inyección para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i>
		$P_{st(i,s)}$	Valor en <i>MWh</i> de la transacción de servicios de CVT i , segmento s
		Notar que $p^o_{iny(i)} = p^o_{ret(i)}$.	

A3.4.4.2 Contratos Firmes

El modelo de *Contratos Firmes* debe considerar que en el *predespacho* regional el comprador tenga la mayor prioridad de la entrega de la energía requerida. El *EOR* verificará el cumplimiento de los compromisos establecidos en los *Contratos Firmes* en el *predespacho*, asegurando al comprador la entrega de la energía requerida, limitada únicamente por las restricciones de la *RTR* y por el cumplimiento de los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales.

Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el *Mercado de Oportunidad Regional* ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con:

(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro

Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el *predespacho* regional:

$$FO_1 = - \sum_{i \in \text{Firmes}} \rho^* p_{\text{firme_cortada}(i)}, \quad \forall p_{\text{firme_req}(i)} \neq 0$$

$$p_{\text{firme_cortada}(i)} \leq p_{\text{firme_req}(i)}$$

Donde:

$p_{\text{firme_cortada}(i)}$ Variable que controla la desatención de la energía requerida por el

A3.4.4.2 Contratos Firmes

El modelo de *Contratos Firmes* debe considerar que en el *predespacho* regional el comprador tenga la mayor prioridad de la entrega de la energía requerida. El *EOR* verificará el cumplimiento de los compromisos establecidos en los *Contratos Firmes* en el *predespacho*, asegurando al comprador la entrega de la energía requerida, limitada únicamente por las restricciones de la *RTR* y por el cumplimiento de los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales.

Como una condición de firmeza, el *EOR* deberá verificarse que el vendedor dispone para el *Mercado de Oportunidad Regional* ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que el generador asociado al contrato tenga una capacidad disponible menor a la energía declarada, el agente inyector deberá consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador. La condición de energía requerida se modelará con:

(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro

Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el *predespacho* regional:

$$FO_1 = - \sum_{i \in \text{Firmes}} \rho^* p_{\text{firme_cortada}(i)}, \quad \forall p_{\text{firme_req}(i)} \neq 0$$

<p>comprador del <i>Contrato Firme</i> para la transacción <i>i</i></p> <p>$P_{firme_req(i)}$ Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción <i>i</i> asociada al <i>Contrato Firme</i></p> <p>ρ Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del <i>Contrato Firme</i> para la transacción <i>i</i>. El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la <i>energía requerida</i>.</p> <p>El término $P_{firme_cortada(i)}$ es el valor de la energía requerida no atendida en el nodo de la <i>RTR</i>, mientras que el término $P_{firme_req(i)} - P_{firme_cortada(i)}$ representa la energía requerida efectivamente atendida en el nodo. El peso asociado a la componente de <i>Contratos Firmes</i> debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i>, es decir, por encima de la atención de la componente física de los <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i>.</p> <p>(...)</p>	$P_{firme_cortada(i)} \leq P_{firme_req(i)}$ <p>Donde:</p> <p>$P_{firme_cortada(i)}$ Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del <i>Contrato Firme</i> para la transacción <i>i</i></p> <p>$P_{firme_req(i)}$ Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción <i>i</i> asociada al <i>Contrato Firme</i></p> <p>ρ Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del <i>Contrato Firme</i> para la transacción <i>i</i>. El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la <i>energía requerida</i>.</p> <p>El término $P_{firme_cortada(i)}$ es el valor de la energía requerida no atendida en el nodo de la <i>RTR</i>, mientras que el término $P_{firme_req(i)} - P_{firme_cortada(i)}$ representa la energía requerida efectivamente atendida en el nodo. El peso asociado a la componente de <i>Contratos Firmes</i> debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i>, es decir, por encima de la atención de la componente física de los <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i>.</p> <p>Cuando sea necesaria la reducción del <i>Contrato Firme</i> conforme a este literal y en los casos que se especifique en la regulación regional, el EOR procederá a aplicar el “<i>Procedimiento de corte de contratos</i>”</p>
---	---

regionales ante desatención forzosa” y a informar a la CRIE de las acciones realizadas a más tardar cinco (5) días hábiles posterior a su aplicación. Este procedimiento deberá ser elaborado y publicado por el EOR, quien tendrá que actualizarlo según corresponda; de lo anterior, deberá mantener informada a la CRIE.

(...)

6. CONCLUSIONES

1. Durante los meses de mayo y junio de 2023, así como marzo y abril de 2024, se identificó una notable escasez de ofertas de inyección en el predespacho regional, lo que llevó a la activación de variables de desatención incluidas en el Predespacho Regional como indicadores. Esto denota la necesidad de proveer al proceso de Predespacho Regional de mayor flexibilidad ante las situaciones de escasez.
2. Se ha identificado la necesidad de realizar modificaciones en la normativa regional vigente para mejorar la gestión de los CNFFF y los CF durante períodos de escasez de ofertas de inyección, con el fin de permitir al EOR desarrollar y aplicar procedimientos matemáticos y operativos adecuados para la reducción de contratos en situaciones de escasez de las ofertas antes mencionadas, fortaleciendo la firmeza de los Contratos Firmes y la flexibilidad de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.
3. Las modificaciones normativas propuestas incluyen: a) establecer procedimientos específicos para manejar situaciones en las que los retiros de CF y CNFFF no puedan ser satisfechos, garantizando la prioridad de los CF; b) permitir a los agentes decidir entre aceptar el precio resultante de las ofertas de oportunidad o reducir la capacidad de generación declarada; y c) incluir condiciones de disminución de contratos en situaciones de islas eléctricas para los CNFFF.

7. RECOMENDACIONES

1. Publicar en el sitio web de la CRIE, el presente *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER DENOMINADO: ‘PREDESPACHO Y POSDESPACHO REGIONAL’*”, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER
2. Ordenar el inicio del proceso de Consulta Pública, de la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER DENOMINADO: ‘PREDESPACHO Y POSDESPACHO REGIONAL’*”, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER.

ANEXO

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER DENOMINADO: “PREDESPACHO Y POSDESPACHO REGIONAL”

1. Modificar el numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

A3.4.4.1 Contratos *No Firmes* Físicos Flexibles

Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al *Mercado de Oportunidad Regional* efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el *predespacho* regional.

Las ofertas de flexibilidad asociadas a los *Contratos No Firmes* Físicos Flexibles regionales no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el *predespacho* regional.

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

La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente 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 y/o no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. En estos casos, el EOR aplicará el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”.

La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los *Contratos No Firmes* Físicos Flexibles será calculada de la siguiente forma:

- Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny_fisico(i)}^o = P_{iny(i)}^o - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_fisico(i)}^o = P_{ret(i)}^o - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Si el generador asociado al contrato tiene una capacidad disponible menor a la energía declarada en el mismo, los agentes participantes del contrato deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la

energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador.

- Cuando el Contrato tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$p_{iny_fisica(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s p_{ret(i,s)}$$

$$p_{ret_fisico(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s p_{iny(i,s)}$$

Donde:

$p_{iny_fisica(i)}^o$	Valor de la componente física de energía horaria de inyección para el contrato i
$p_{ret_fisico(i)}^o$	Valor de la componente física de energía horaria de retiro para el contrato i
$p_{iny(i)}^o$	Valor de energía declarada en MWh para el <i>Contrato No Firme</i> Físico Flexible i (componente de inyección)
$p_{ret(i)}^o$	Valor de energía declarada en MWh para el <i>Contrato No Firme</i> Físico Flexible i (componente de retiro)
$p_{iny(i,s)}$	Valor de energía en MWh correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de inyección en nodo de retiro para el <i>Contrato No Firme</i> Físico Flexible i
$p_{ret(i,s)}$	Valor de energía en MWh correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de retiro en el nodo de inyección para el <i>Contrato No Firme</i> Físico Flexible i
$P_{st(i,s)}$	Valor en MWh de la transacción de servicios de CVT i , segmento s

Notar que $p_{iny(i)}^o = p_{ret(i)}^o$.

2. Modificar el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, conforme lo siguiente:
 - a) modificar el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Como una condición de firmeza el EOR deberá verificar que el vendedor dispone para el *Mercado de Oportunidad Regional* ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que el generador asociado al contrato tenga una capacidad disponible menor a la energía declarada, el agente inyector deberá consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se

procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador. La condición de energía requerida se modelará con:

(...)

- b) adicionar al final del literal (a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER el siguiente párrafo:

Cuando sea necesaria la reducción del Contrato Firme conforme a este literal y en los casos que se especifique en la regulación regional, el EOR procederá a aplicar el “*Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa*” y a informar a la CRIE de las acciones realizadas a más tardar cinco (5) días hábiles posterior a su aplicación. Este procedimiento deberá ser elaborado y publicado por el EOR, quien tendrá que actualizarlo según corresponda; de lo anterior, deberá mantener informada a la CRIE.

(...).