COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Informe de Diagnóstico Extraordinario

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER PARA CONSIDERAR RECOMENDACIONES URGENTES PROPUESTAS POR EL COMITÉ TÉCNICO INTERINSTITUCIONAL DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (CTIDT)

INFORME GM-46-10-2021/GJ-78-2021	
Responsables	Firma
Ana Beatriz Sánchez	Justande
Fernando Álvarez	TAAN)
Giovanni Hernández	
Humberto Perla	Super
Juan Manuel Quesada	forlut.
Juan Miguel Girón	
Roberto Ortiz	Kan Con
Vivian Chaves	

Contenido

I. RESUMEN EJECUTIVO	3
II. ANTECEDENTES	
III. FUNDAMENTO NORMATIVO	8
IV. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN URGENTE AL RMER RECOMENDADA POR EL CTIDT	14
V. CONCLUSIONES	24
VI. RECOMENDACIONES	24
ANEXO 1	26
ANEXO 2	33

I. RESUMEN EJECUTIVO

Considerando el siguiente contexto:

La Reunión Conjunta Interinstitucional del MER (Reunión Conjunta), mediante el acuerdo CUARTO tomado en la "XVII REUNIÓN CONJUNTA CDMER-CRIE-EOR", celebrada el 11 de diciembre de 2021, encomendó a las administraciones del EOR, CRIE y CDMER, proceder a coordinar la ejecución de las Iniciativas Estratégicas para el periodo 2021 a 2023, en las cuales se contempló en el literal "d" la de "Actualizar la regulación de derechos de transmisión", y para el efecto, se constituyó el CTIDT para cumplir con dicha encomienda.

Mientras que el CTIDT desarrollaba las actividades sobre la actualización de la regulación de derechos de transmisión, el EOR presentó a la CRIE el oficio EOR-PJD-07-04-2021-018, al cual adjuntó el Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario denominado: "Propuesta de modificación a la valoración de los Derechos de Transmisión y a las restricciones de transmisión para los flujos circulantes de las ofertas de DT en la Regulación Regional" (IRMER-E02-2021). Al respecto, la Junta de Comisionados en el mes de mayo de 2021, mediante el acuerdo RAD-04-182, trasladó la propuesta regulatoria presentada por el EOR, para que fuera considerada en los análisis integrales del CTIDT.

Posteriormente, en el mes de julio de 2021, la Junta de Comisionados de la CRIE, considerando la criticidad de la problemática denominada "flujos de potencia circulantes que generan restricciones en las subastas de Derechos de Transmisión", que fue comunicada a la CRIE por el Centro Nacional de Control de Electricidad de Costa Rica, en los oficios 0810-410-2021 y 0810-475-2021, instruyó al equipo técnico de la CRIE que preparara una propuesta de solución inmediata a fin de resolver dicha problemática.

Con el objeto de dar cumplimiento a las instrucciones de la Junta de Comisionados de la CRIE y resolver la problemática denominada "flujos de potencia circulantes que generan restricciones en las subastas de Derechos de Transmisión", durante los meses de agosto y septiembre de 2021, se realizaron esfuerzos en el seno del CTIDT, para buscar una solución que no requiriera una modificación regulatoria y pudiera ser implementada de inmediato, sin embargo, los resultados finales no fueron satisfactorios, por lo que, ante dicha situación, la Junta de Comisionados de la CRIE, en el mes de septiembre de 2021, emitió el acuerdo CRIE-04-154, que entre otros, instruyó al equipo técnico de la CRIE, preparar una propuesta de solución en conjunto con el CTIDT y presentarla en la sesión presencial en la última semana del mes de octubre de 2021.

Finalmente, el CTIDT en su reunión XXV, realizada el 19 y 20 de octubre de 2021, identificó aquellas modificaciones regulatorias, que estima cuentan con el sustento respectivo conforme la revisión integral realizada y cuya aplicación se identifica necesaria en las subastas de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021; en virtud de lo anterior, dicho Comité recomendó a la CRIE considerar "(...) las modificaciones urgentes a los Libros I y II y Anexo D del Libro III del RMER, relacionadas con los temas; a) propuesta de modificación regulatoria contenida en el IRMER-E02-2021, relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (Flujos +/-, incluye flujos circulantes), y b) igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de

los Contratos Firmes (...)", recomendando que dichas modificaciones se implementen "(...) según lo establecido en el literal f del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, (...)".

Y considerando los análisis, justificaciones y recomendaciones presentados a la CRIE por el CTIDT, se concluye lo siguiente:

Con respecto a la propuesta relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes), se identifica que, según los análisis y pruebas realizadas, así como las verificaciones técnicas coordinadas con el Comité Técnico Comercial y Comité Técnico de Seguridad Operativa del EOR, la propuesta es considerada adecuada para lograr los siguientes objetivos:

- a) Modelar adecuadamente las restricciones de transmisión para la factibilidad de los DF asociadas a las Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP).
- b) Eliminar la problemática relacionada con los denominados "flujos de potencia circulantes" que impiden la adecuada competencia de alguna oferta de compra de DF.

Al respecto, debe indicarse que la consecución de los objetivos mencionados, es considerada como urgente, a fin de procurar la debida competencia y por lo tanto los beneficios en las asignaciones de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021, conforme a la instrucción dada por la Junta de Comisionados mediante el acuerdo No. CRIE-04-154.

Con respecto a la propuesta relacionada con la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, se identifica que, según los análisis realizados, la propuesta es considerada adecuada para lograr los siguientes objetivos:

- a) Las prerrogativas asociadas a la asignación de la Energía Firme (exportación e importación) en el MER, que son requisitos para la solicitud de compra de los Derechos Firmes y que en consecuencia otorgan la prioridad de abastecimiento de los Contratos Firmes sobre el resto de ofertas y contratos en el MER, deben ser utilizadas para fines de operativizar la firmeza asignada y no ser utilizadas financieramente de manera similar a los Contratos No Firmes Financieros en el predespacho regional.
- b) Con base en prácticas observadas en la declaración diaria de los CF por parte de algunos agentes (predespacho regional), donde la Energía Requerida es menor que la Energía Declarada y que han resultado en posibles riesgos de insuficiencia financiera, es necesario acortar dicho riesgo mediante la igualdad de ambas energías para los CF.

Al respecto, debe indicarse que la consecución de los objetivos mencionados, es considerada urgente a fin de procurar el debido uso de la Energía Firme orientado al abastecimiento prioritario de los usuarios final y obtener los beneficios en los predespachos regionales para los cuales se aplique el ejercicio de los DF para la asignación correspondiente al mes de diciembre de 2021.

Por lo anterior, se recomienda:

- a) Implementar de manera urgente las modificaciones descritas en la Sección 1 del Anexo 2 del presente informe, a partir del 1 de noviembre de 2021.
- b) Implementar de manera urgente las modificaciones descritas en la Sección 2 del Anexo 2 del presente informe, a partir del predespacho regional del día de operación 1 de enero de 2022.
- c) Publicar en el sitio web de la CRIE, el presente informe de diagnóstico
- d) Someter al procedimiento de consulta pública, las propuestas de mejora regulatoria denominadas: a) Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes) y b) Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes; contenidas en las secciones 1 y 2 del Anexo 2 del presente informe.

II. ANTECEDENTES

1. El 29 de julio de 2020, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), emitió la resolución CRIE-50-2020, mediante la cual, entre otros aspectos, resolvió lo siguiente:

TERCERO. MODIFICAR el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo 1 que se adjunta a la presente resolución y el cual es parte integrante de la misma.

CUARTO. ESTABLECER como disposiciones transitorias, a efectos de garantizar la debida aplicación de las modificaciones aprobadas en el punto anterior, las siguientes:

(...

- 5. A partir del día 1 de noviembre de 2020 se procederá a la aplicación de las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado "Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo", aprobadas en el resuelve TERCERO de la presente resolución.
- 2. El 28 de octubre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-63-2020, mediante la cual, entre otros, resolvió lo siguiente:

PRIMERO. APROBAR las modificaciones transitorias a los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, conforme el detalle presentado en el Anexo de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, las cuales entrarán en vigencia a partir del 1 de noviembre de 2020, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia, lo anterior en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER.

3. El 11 de diciembre de 2020, la Reunión Conjunta Interinstitucional del MER (Reunión Conjunta) durante la "XVII REUNIÓN CONJUNTA CDMER-CRIE-EOR", tomó el acuerdo No.4, mediante el cual se acordó lo siguiente:

"Acuerdo No. 4.

Aprobar y encomendar a las administraciones de los tres organismos proceder a coordinar la ejecución de las siguientes Iniciativas Estratégicas para el periodo 2021 a 2023, a través del Comité Ejecutivo a crear por el Acuerdo de Mecanismos de Coordinación Interinstitucional: (...) d) Actualizar la regulación de derechos de transmisión (...)".

4. El 21 de diciembre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-72-2020, mediante la cual, entre otros aspectos, resolvió lo siguiente:

PRIMERO. MODIFICAR los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III y los numerales D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, en el siguiente sentido: (...)

5. El 07 de abril de 2021, el Ente Operador Regional (EOR), remitió a la CRIE vía correo electrónico, el oficio EOR-PJD-07-04-2021-018 de esa misma fecha, al cual acompañó el documento denominado: "INFORME DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO IRMER-E02-2021, Propuesta regulatoria: 'Propuesta de modificación a la valoración de los Derechos de Transmisión y a las restricciones de transmisión para los flujos circulantes de las ofertas de DT en la Regulación Regional'". En el citado oficio, el EOR indicó lo siguiente:

En cumplimiento de lo acordado por la Junta Directiva y lo establecido en el numeral 2.3.1.1, Libro I, RMER, me permito remitirle, el Informe de Regulación del MER extraordinario, el cual contiene una "Propuesta de modificación a la valoración de los Derechos de Transmisión y a las restricciones de transmisión para los flujos circulantes de las ofertas de DT en la Regulación Regional" (IRMER-E02-2021), el cual contiene, los resultados de la asignación anual (A2101) y mensual (M2101) de Derechos de Transmisión anual realizada en diciembre de 2021, bajo la Resolución CRIE-50-2020 y una propuesta regulatoria para:

- a) Resolver que, los Derechos Firmes, ya no se continúen vendiendo a precio de las pérdidas de transmisión y en algunos casos a precio cero, tal y como ocurrió en la subasta A2101 y M2101de diciembre de 2020, que se vendieron por el monto total de US\$ 200.2 miles.
- b) Resolver que, se tome en cuenta los flujos de potencia circulantes para DT en la modelación de las restricciones de transmisión en la ecuación del Anexo D del Libro III del RMER, que imposibilita para algunos casos, la asignación de la potencia solicitada en las condiciones que se explican en el presente IRMER.

Asimismo, de la manera más atenta, se recomienda que dentro del ámbito de competencia de la CRIE complementariamente, realice una revisión de la metodología de precios mínimos para la asignación de DT, con el objeto de evaluar su comportamiento e identificar posibles mejoras a la misma

Por otra parte, de aprobarse la propuesta regulatoria remitida en el presente IRMER, considere un plazo prudencial para la adecuación de los modelos informáticos del EOR y pruebas con los agentes del MER.

6. El 23 de abril de 2021, la Gerencia de Mercado, la Gerencia Jurídica y la Gerencia Técnica de la CRIE suscribieron el informe GM-14-04-2021/GJ-21-2021/GT-15-2021, mediante el cual habiendo analizado las propuestas de mejora regulatorias recomendaron, entre otros, "Trasladar las propuestas presentadas por el EOR, mediante el Informe de Regulación IRMER-E02-2021, relacionadas con el proceso de asignación de los Derechos de Transmisión (DT), al Comité Técnico Interinstitucional del MER, para su consideración en el análisis integral del diseño de los DT en el MER, que actualmente está realizando."

- 7. El 14 de mayo de 2021, en atención al acuerdo No. RAD-04-182 emitido por la Junta de Comisionados en la reunión número 182, la CRIE remitió al EOR el oficio CRIE-SE-GM-GJ-GT-148-14-05-2021, mediante la cual se informó que la propuesta contenida en el IRMER-E02-2021 "se estará trasladando al Grupo Técnico Interinstitucional del MER (CTI), para su consideración en el análisis integral del diseño de los Derechos de Transmisión en el MER que actualmente se está llevando a cabo, con base en las siguientes razones: a) Las propuestas regulatorias presentadas por el EOR, mediante el IRMER-E02-2021, así como las problemáticas expuestas que dan origen a las mismas, se encuentran relacionadas con el proceso de asignación de los Derechos de Transmisión (DT), el cual en la actualidad está siendo revisado y analizado por parte del CTI, a fin de identificar una propuesta integral del diseño de los DT en el MER. b) No se observa que en el presente IRMER, se plantee alguna propuesta regulatoria que amerite algún tratamiento urgente. c) Las propuestas relacionadas con los Precios Mínimos aceptables de oferta de compra de DT, desarrollados por el EOR en el apartado 2.2 del IRMER-E02-2021, suponen cambios fundamentales y conceptuales a los establecidos en la Regulación Regional y a los que están siendo considerados en el análisis integral, que se está desarrollando en el seno del CTI, sobre estos temas.".
- 8. El 29 y 30 de julio de 2021, se llevó a cabo la reunión número 152 de la Junta de Comisionados de la CRIE, en la cual el equipo técnico de la CRIE presentó un análisis sobre la propuesta contenida en el IRMER-E02-2021, para atender la problemática relacionada a los flujos de potencia circulantes en las asignaciones de Derechos de Transmisión (DT). Al respecto, la Junta de Comisionados de la CRIE adoptó el acuerdo CRIE-05-152, en el que instruyó lo siguiente: "Preparar una propuesta solución al problema planteado relativo a los flujos de potencia circulantes que generan restricciones en las subastas de Derechos de Transmisión, y presentar dicha propuesta en la sesión presencial del mes de septiembre 2021, tomando en consideración los comentarios vertidos por la Junta de Comisionados.".
- 9. El 13 de agosto de 2021, los representantes de la CRIE en el CTIDT, formularon una propuesta de carácter operativo y transitorio, la cual se presentó en reunión de trabajo de dicho Comité el 13 de agosto de 2021, estimando que la misma podría aplicarse en el tanto el CTIDT finalizara el análisis para la identificación de la solución definitiva e integral. Sin embargo, habiéndose sometido dicha propuesta a pruebas técnicas por parte del EOR, el día 13 de septiembre de 2021, los representantes del EOR en reunión del CTIDT indicaron que derivado de los resultados y hallazgos de las pruebas, a su criterio, no es recomendable implementar la propuesta de solución presentada por el equipo de la CRIE.
- 10. El 17 de agosto de 2021, el Director del Centro Nacional de Control de Electricidad de Costa Rica, remitió a la CRIE oficio con referencia 0810-475-2021, mediante el cual expuso una problemática asociada con los flujos de potencia circulantes en la modelación de las restricciones de trasmisión, en los procesos de asignación de DT, que imposibilita la asignación de los DT solicitados por el Agente ICE (Instituto Costarricense de Electricidad), solicitando agilizar la atención de la propuesta presentada por el EOR en el Informe de Regulación IRMER-E02-2021, para resolver la problemática antes indicada.
- 11. El 5 de octubre de 2021, la CRIE remitió al Centro Nacional de Control de Electricidad de Costa Rica, el oficio CRIE-SE-GM-GJ-384-05-10-2021, mediante el cual se informó a dicha entidad sobre los esfuerzos realizados para solucionar la problemática asociada con los flujos de potencia circulantes en la modelación de las restricciones de trasmisión, en los procesos de asignación de DT.

- 12. El 23 y 24 de septiembre de 2021, se llevó a cabo la reunión presencial de Junta de Comisionados de la CRIE número 154, durante la cual el equipo de la Gerencia de Mercado de la CRIE, informó los resultados de las reuniones XVIII y XX del CTIDT, llevadas a cabo en los días 18 y 19 de agosto de 2021 y 13 y 14 de septiembre de 2021 respectivamente, donde la propuesta operativa de solución transitoria presentada por los representantes de la CRIE, fue sometida a pruebas técnicas por parte del EOR, resultando que, a partir de los hallazgos y conclusiones de las pruebas expuestas por el EOR, se concluyó que su implementación no es recomendable. Al respecto, el CTIDT acordó que la solución a la problemática de los flujos de potencia circulantes en las subastas de DT, deberá ser determinada a partir de las propuestas de solución presentadas por el EOR (IRMER-E02-2021) y la propuesta presentada por el representante del CDMER, para este efecto, se programó con máxima prioridad concluir este objetivo, a más tardar en las próximas dos reuniones de trabajo de CTIDT y que dicha solución sea considerada como parte los análisis integrales y recomendaciones encargados al CTIDT. En dicha reunión se adoptó el siguiente acuerdo No. CRIE-04-154: "a. Dar por recibido el informe de AVANCE RESPECTO A LA PROPUESTA DE SOLUCIÓN AL PROBLEMA RELATIVO A LOS FLUJOS DE POTENCIA CIRCULANTES QUE GENERAN RESTRICCIONES EN LAS SUBASTAS DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN. b. Preparar una propuesta de solución en conjunto con el CTIDT, y presentarla en la sesión presencial en la última semana del mes de octubre de 2021, tomando en consideración los comentarios vertidos por la Junta de Comisionados."
- 13. El 19 y 20 de octubre de 2021, se realizó la reunión número XXV del CTIDT, en donde dicho Comité acordó, entre otros, recomendar a la CRIE "(...) la consideración de las modificaciones urgentes a los Libros I y II y Anexo D del Libro III del RMER, relacionadas con los temas; a) propuesta de modificación regulatoria contenida en el IRMER-E02-2021, relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (Flujos +/-, incluye flujos circulantes), y b) igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes (...)", lo anterior con sustento en los análisis y justificaciones descritos en el acta de la reunión y sus anexos. Las propuestas regulatorias contenidas en el Anexo 1 de la referida acta forman parte del presente informe (Anexo 1).

III. FUNDAMENTO NORMATIVO

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)

- "Artículo 2. Los fines del Tratado son: (...) c) Incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico. (...) 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 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. // 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. (...) // 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."

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

"Glosario (...) Energía Firme Requerida o Energía Requerida: Parte de la energía declarada en un Contrato Firme para la cual el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente."

"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."
- "1.8.4.3 Modificaciones propuestas por la CRIE La CRIE analizará continuamente el desempeño y evolución del MER y hará recomendaciones de ajustes y mejoras a su funcionamiento, incluyendo propuestas de modificaciones al RMER. La CRIE incluirá los ajustes y las mejoras propuestas en el Informe de Diagnóstico del MER descrito en el numeral 2.3.2. Con base en los Informes de Regulación o de Diagnóstico del MER, la CRIE dará inicio al proceso de revisión y aprobación de las modificaciones propuestas al RMER establecido en el numeral 1.8.4.4."

"1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones

a) 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;
- b) 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;
- c) 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;
- d) 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;
- e) 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
- f) Cuando la CRIE considere que la urgencia de una modificación al RMER impide esperar la realización del procedimiento de revisión definido en este numeral 1.8.4.4, adoptará mediante resolución una modificación transitoria al RMER que estará vigente hasta el momento en que el procedimiento de modificación descrito en este numeral, pueda llevarse a cabo, el cual deberá completarse como máximo en un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la norma transitoria. Transcurrido el plazo anterior, la norma transitoria perderá su vigencia."
- "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

- "1.3.4.3 (...) c) Adicionalmente, la parte compradora informará diariamente a su OS/OM la energía requerida del contrato, la cual deberá ser menor o igual a la energía declarada del contrato. La parte vendedora, a través de su OS/OM, hará ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional como mínimo por un valor igual a la energía requerida por el comprador (...)"
- "1.3.4.4 (...) d. En caso de no poder atenderse en el predespacho la totalidad de la energía requerida por los compradores de Contratos Firmes regionales, el EOR procederá a realizar la reducción a las cantidades de energía requerida de cada uno los Contratos Firmes que son afectados por la restricción en la transmisión, en forma proporcional a la transmisión requerida por cada uno de los Contratos Firmes según lo establecido en el Anexo 3. Con base a dichos resultados, el EOR calculará nuevamente el predespacho regional (...)"
- "5.6.1 Los agentes que sean parte de un contrato regional deberán suministrar a su OS/OM, para que este a su vez la remita al EOR, la siguiente información: (...) e) Para los Contratos Firmes, la energía requerida por el agente comprador así como las ofertas de flexibilidad del agente vendedor, que sea como mínimo igual a la energía requerida informada por el agente comprador del contrato (...)"
- "5.8.3 Un compromiso contractual regional será considerado válido si se cumplen los siguientes requisitos: (...) e) Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de energía requerida por el agente comprador no supere el compromiso contractual (...) f) Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de energía ofertada de inyección al Mercado de Oportunidad Regional por el agente vendedor sea como mínimo igual a la energía requerida por el agente comprador (...)"

Anexo D

- "A3.2.1.2 (...) Para el Predespacho y el Redespacho (c) Modelar retiros asociados a Contratos Firmes según la energía requerida por el comprador por nodo de la RTR. La diferencia entre la energía declarada y la energía requerida no es considerada en el predespacho ni en el redespacho, pero sí en las conciliaciones de los Contratos Firmes;"
- "A3.4.4.2 (...) Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección de por lo menos la energía requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con (...)"

Libro III

Sección de la "Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes que no considera pérdidas" del numeral D4.2.1 del Anexo D:

"1Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes que no considera pérdidas.

Las restricciones (4) y (4.1) siguientes, verifican que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario.

$$\begin{split} &\sum_{k} \max(0, \left[H\boldsymbol{M}_{e}\boldsymbol{\alpha}_{k}T_{k}\right]_{i}) - \sum_{q} \max(0, \left[H\boldsymbol{M}_{e}\boldsymbol{\delta}_{q}T\boldsymbol{V}_{q}\right]_{i}) \leq b\boldsymbol{f}_{e} \\ &\sum_{k} \max\left(0, \left[\boldsymbol{H}_{e}\right]\boldsymbol{\alpha}_{k}T_{k}\right]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, \left[\boldsymbol{H}_{e}\right]\boldsymbol{\delta}_{q}T\boldsymbol{V}_{q}\right]_{i}\right) \leq \begin{bmatrix} b\boldsymbol{f}\boldsymbol{u}_{e} \\ b\boldsymbol{f}\boldsymbol{l}_{e} \end{bmatrix}_{\forall e} \\ &\sum_{k} \max\left(0, \left[\boldsymbol{H}_{e}\boldsymbol{\alpha}_{k}T_{k}\right]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, \left[\boldsymbol{H}_{e}\boldsymbol{\delta}_{q}T\boldsymbol{V}_{q}\right]_{i}\right) \leq b\boldsymbol{f}\boldsymbol{u}_{e} \\ &\sum_{k} \max\left(0, \left[-\boldsymbol{H}_{e}\boldsymbol{\alpha}_{k}T_{k}\right]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, \left[-\boldsymbol{H}_{e}\boldsymbol{\delta}_{q}T\boldsymbol{V}_{q}\right]_{i}\right) \leq b\boldsymbol{f}\boldsymbol{l}_{e} \end{split}$$

(4)

$$\begin{split} &\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max \big(0, [H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{j} \big) - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} max \left(0, \left[H_{e}\delta_{q}TV_{q} \right]_{j} \right) \leq bfMTu_{e} \\ &\sum_{i}^{MT} \sum_{k} max \big(0, \left[-H_{e}\alpha_{k}T_{k} \right]_{j} \big) - \sum_{i}^{MT} \sum_{q} max \left(0, \left[-H_{e}\delta_{q}TV_{q} \right]_{j} \right) \leq bfMTl_{e} \end{split}$$

La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max \left(0, [H_e \alpha_k T_k]_j \right) + \sum_{j}^{MT} \sum_{k} max \left(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j \right) \leq bfMTu_e$$

La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_{i}^{MT} \sum_{k} max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_{i}^{MT} \sum_{k} max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTl_e$$

Los valores de las variables duales asociadas a las restricciones (4.1) no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, PN de la ecuación (13); ni tampoco en los Pagos a los compradores y vendedores de DT, PDF de la ecuación (15), ambas establecidas en el numeral D7.1.2.

Donde:

MT es el conjunto de elementos de transmisión interconectores "j", que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas, a través de los cuales se modelan las restricciones relativas a máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control (exportación, importación y porteo), así como la importación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k con nodos de retiro en el área de control respectiva y la exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k con nodos de inyección en el área de control respectiva.

 $bfMTu_e = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión,$ denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite superior "u", considerando la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo.

 $bfMTl_e = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite inferior "l", considerando la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral <math>D3.1$ de este anexo."

Reglamento Interno CRIE, resolución CRIE-31-2014

"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, resolución CRIE-08-2016

"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."

IV. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN URGENTE AL RMER RECOMENDADA POR EL CTIDT

1. Contexto

La Reunión Conjunta Interinstitucional del MER (Reunión Conjunta), mediante el acuerdo CUARTO tomado en la "XVII REUNIÓN CONJUNTA CDMER-CRIE-EOR", celebrada el 11 de diciembre de 2021, encomendó a las administraciones del EOR, CRIE y CDMER, proceder a coordinar la ejecución de las Iniciativas Estratégicas para el periodo 2021 a 2023, en las cuales se contempló en el literal "d" la de "Actualizar la regulación de derechos de transmisión", y para el efecto, se constituyó el CTIDT para cumplir con dicha encomienda.

Mientras que el CTIDT desarrollaba las actividades sobre la actualización de la regulación de derechos de transmisión, el EOR presentó a la CRIE el oficio EOR-PJD-07-04-2021-018, al cual adjuntó el Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario denominado: "Propuesta de modificación a la valoración de los Derechos de Transmisión y a las restricciones de transmisión para los flujos circulantes de las ofertas de DT en la Regulación Regional" (IRMER-E02-2021). Al respecto, la Junta de Comisionados en el mes de mayo de 2021, mediante el acuerdo RAD-04-182, trasladó la propuesta regulatoria presentada por el EOR, para que fuera considerada en los análisis integrales del CTIDT.

Posteriormente, en el mes de julio de 2021, la Junta de Comisionados de la CRIE, considerando la criticidad de la problemática denominada "flujos de potencia circulantes que generan restricciones en las subastas de Derechos de Transmisión", que fue comunicada a la CRIE por el Centro Nacional de Control de Electricidad de Costa Rica, en los oficios 0810-410-2021 y 0810-475-2021, instruyó al equipo técnico de la CRIE que preparara una propuesta de solución inmediata a fin de resolver dicha problemática.

Con el objeto de dar cumplimiento a las instrucciones de la Junta de Comisionados de la CRIE y resolver la problemática denominada "flujos de potencia circulantes que generan restricciones

en las subastas de Derechos de Transmisión", durante los meses de agosto y septiembre de 2021, se realizaron esfuerzos en el seno del CTIDT, para buscar una solución que no requiriera una modificación regulatoria y pudiera ser implementada de inmediato, sin embargo, los resultados finales no fueron satisfactorios, por lo que, ante dicha situación, la Junta de Comisionados de la CRIE, en el mes de septiembre de 2021, emitió el acuerdo CRIE-04-154, que entre otros, instruyó al equipo técnico de la CRIE, preparar una propuesta de solución en conjunto con el CTIDT y presentarla en la sesión presencial en la última semana del mes de octubre de 2021.

Finalmente, el CTIDT en su reunión XXV, realizada el 19 y 20 de octubre de 2021, identificó aquellas modificaciones regulatorias, que estima cuentan con el sustento respectivo conforme la revisión integral realizada y cuya aplicación se identifica necesaria en las subastas de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021; en virtud de lo anterior, dicho Comité recomendó a la CRIE considerar "(...) las modificaciones urgentes a los Libros I y II y Anexo D del Libro III del RMER, relacionadas con los temas; a) propuesta de modificación regulatoria contenida en el IRMER-E02-2021, relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (Flujos +/-, incluye flujos circulantes), y b) igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes (...)", recomendando que dichas modificaciones se implementen "(...) según lo establecido en el literal f del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, (...)".

2. Análisis del CTIDT

A continuación, se transcriben los acuerdos CTIDT-XXV/4, CTIDT-XXV/5 y CTIDT-XXV/10, contenidos en el ACTA de la reunión número XXV del CTIDT, relacionados con las propuestas de modificación urgentes:

"CTIDT-XXV/4

En relación con la propuesta de modificación regulatoria contenida en el IRMER-E02-2021, relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (Flujos +/-, incluye flujos circulantes), se revisó en detalle las modificaciones al Anexo D del Libro III del RMER, las cuales se adjuntan a la presente acta, concluyéndose que las mismas son procedentes y que el sustento técnico es satisfactorio a la luz de los diversos análisis realizados por este Comité, así como también en la revisión realizada por los representantes de los OS/OM en el Comité Técnico Comercial y Comité Técnico de Seguridad Operativa del EOR.

Por lo anterior, este Comité acuerda recomendar a la CRIE, la consideración de las modificaciones al Anexo D del Libro III del RMER, antes indicadas, las cuales se adjuntan en el "Anexo 1 al Acta de la Reunión XXV del CTIDT", con carácter de urgencia, según lo establecido en el literal f del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, con el objeto de considerar dichas reformas a partir del próximo proceso de asignación de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021 y para los cuales se publica la información previa en los primeros tres días hábiles del mes de noviembre de 2021 (A2201 y M2201)".

"CTIDT-XXV/5

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, se revisó

en detalle las modificaciones a los Libros I y II del RMER, las cuales se adjuntan a la presente acta, concluyéndose que las mismas son procedentes, con base en los siguientes criterios:

- a) Regulatorio: Las prerrogativas asociadas a la asignación de la Energía Firme (exportación e importación) en el MER, que son requisitos para la solicitud de compra de los Derechos Firmes, y que en consecuencia otorgan la prioridad de abastecimiento de los Contratos Firmes sobre el resto de ofertas y contratos en el MER, deben ser utilizadas para fines de operativizar la firmeza asignada y no ser utilizadas financieramente de manera similar a los Contratos No Firmes Financieros en el predespacho regional.
- b) Suficiencia financiera del mercado: Con base en prácticas observadas en la declaración diaria de los CF por parte de algunos agentes (predespacho regional), donde la Energía Requerida es menor que la Energía Declarada, y que han resultado en posibles riesgos de insuficiencia financiera, es necesario acortar dicho riesgo mediante la igualdad de ambas energías para los CF.

Por lo anterior, este Comité acuerda recomendar a la CRIE, la consideración de las modificaciones a los Libros I y II del RMER, antes indicadas, las cuales se adjuntan en el "Anexo I al Acta de la Reunión XXV del CTIDT", con carácter de urgencia, según lo establecido en el literal f del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, con el objeto de considerar dichas reformas a partir del predespacho regional correspondiente al día de operación primero (1) de enero de 2022, que es cuando inicia el ejercicio de los DF asignados en el mes de diciembre de 2021."

"CTIDT-XXV/10

Se procedió a revisar la presente ACTA y sus anexos, mediante los cuales se recomienda a la CRIE la consideración de las modificaciones urgentes a los Libros I y II y Anexo D del Libro III del RMER, relacionadas con los temas; a) propuesta de modificación regulatoria contenida en el IRMER-E02-2021, relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (Flujos +/-, incluye flujos circulantes), y b) igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes."

3. Propuesta y justificación de las modificaciones urgentes del RMER

A continuación, se transcribe el Anexo 1 al ACTA de la reunión número XXV del CTIDT, en el que se expone la justificación y detalle de la propuesta de modificación urgente al RMER:

"(...)

A- 'Introducción'

Considerando el alcance del análisis integral encomendado al Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (CTIDT), de consolidar la eficiencia técnica y económica de los Derechos de Transmisión en el MER (DT), como factor indispensable para la optimización de la operación coordinada de los mercados eléctricos nacionales y el MER

dada una Capacidad de Transmisión Regional, en especial si la misma no es estable ni confiable, así como también, para posibilitar la expansión de la generación regional.

Considerando que, desde el mes de enero de 2021 a la fecha, se han desarrollados los análisis de los siguientes temas:

2.DISEÑO DETALLADO DE DEFINICIÓN, PROPÓSITO Y ATRIBUTOS DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT)

- 2.1 BALANCE ECONÓMICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL
- 2.2 RELACIONES REGULATORIAS
- 2.3 SOBRE LOS DERECHOS FIRMES Y SU RELACIÓN CON LOS CONTRATOS FIRMES
- 2.4 PROPÓSITOS DE LOS DERECHOS DE TRANSMISIÓN
- 2.5 OBJETIVOS DEL MERCADO DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN
- 2.6 DEFINICIÓN DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN
- 2.7 DISEÑO DETALLADO DE LAS DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS DERECHOS DE TRANSMISION

3.DISEÑO Y PROPUESTA REGULATORIA DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE LOS DERECHOS DE TRANSMISION

- 3.1 PREMISAS PARA EL DESARROLLO DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE LOS DT
- 3.2 DEFINICION DE OFERTAS DE COMPRA Y VENTA DE DERECHOS DE TRANSMISION
- 3.3 PRECIOS MINIMOS PARA OFERTAS DE DERECHOS DE TRANSMISION
- 3.4 ASEGURAMIENTO DE LA SUFICIENCIA FINANCIERA DE LOS DERECHOS DE TRANSMISION EN EL PROCESO DE ASIGNACION DE LA SUBASTA
- 3.5 ASEGURAMIENTO DE LA SUFICIENCIA FINANCIERA DE LOS DERECHOS DE TRANSMISION EN EL EJERCICIO.
- 3.6 REVISIÓN DE MODELAMIENTO DE RED: SUBASTA Y PREDESPACHOS FUTUROS
- 3.7 REVISIÓN DE MODELAMIENTO DE RESTRICCIONES: MCTP, COT-DT Y MODIFICACIONES EN LOS PREDESPACHOS FUTUROS.

Considerando que, a la fecha, ya se han concluido satisfactoriamente, entre otros, los análisis relativos a; a) la revisión del modelamiento de restricciones asociados a las MCTP en la factibilidad de los DF sin pérdidas, y b) igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, como parte del aseguramiento de la suficiencia financiera de los derechos de transmisión en el ejercicio.

El CTIDT recomienda a la CRIE la consideración de las modificaciones urgentes a los Libros I y II y Anexo D del Libro III del RMER, relacionadas con los temas;

a) Propuesta de modificación regulatoria contenida en el IRMER-E02-2021, relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes), con el objeto de considerar dichas reformas a partir del próximo proceso de asignación de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021 y para los cuales se publica la

información previa en los primeros tres días hábiles del mes de noviembre de 2021 (A2201 y M2201)

b) Igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, con el objeto de considerar dichas reformas a partir del predespacho regional correspondiente al día de operación primero (1) de enero de 2022, que es cuando inicia el ejercicio de los DF asignados en el mes de diciembre de 2021. Los criterios considerados al respecto son:

Regulatorio: Las prerrogativas asociadas a la asignación de la Energía Firme (exportación e importación) en el MER, que son requisitos para la solicitud de compra de los Derechos Firmes, y que en consecuencia otorgan la prioridad de abastecimiento de los Contratos Firmes sobre el resto de ofertas y contratos en el MER, deben ser utilizadas para fines de operativizar la firmeza asignada y no ser utilizadas financieramente de manera similar a los Contratos No Firmes Financieros en el predespacho regional

Suficiencia financiera del mercado: Con base en prácticas observadas en la declaración diaria de los CF por parte de algunos agentes (predespacho regional), donde la Energía Requerida es menor que la Energía Declarada, y que han resultado en posibles riesgos de insuficiencia financiera, es necesario acortar dicho riesgo mediante la igualdad de ambas energías para los CF.

Las propuestas de modificación de detalle se presentan a continuación en las secciones B y C del presente anexo.

B- 'Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)'

1) Modificar el numeral D4.2.1 del Anexo D al Libro III del RMER, de la siguiente forma:

"Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes que no considera pérdidas.

Las restricciones (4) y (4.1) siguientes, verifican que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario.

$$\begin{split} &\sum_{k} \max(0, \left[HM_{e}\alpha_{k}T_{k}\right]_{i}) - \sum_{q} \max(0, \left[HM_{e}\delta_{q}TV_{q}\right]_{i}) \leq bf_{e} \\ &\sum_{k} \max\left(0, \left[\left[\frac{H_{e}}{-H_{e}}\right]\alpha_{k}T_{k}\right]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, \left[\left[\frac{H_{e}}{-H_{e}}\right]\delta_{q}TV_{q}\right]_{i}\right) \leq \begin{bmatrix}bfu_{e}\\bfl_{e}\end{bmatrix}_{\forall e} \\ &\sum_{k} \max\left(0, \left[H_{e}\alpha_{k}T_{k}\right]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, \left[H_{e}\delta_{q}TV_{q}\right]_{i}\right) \leq bfu_{e} \\ &\sum_{k} \max\left(0, \left[-H_{e}\alpha_{k}T_{k}\right]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, \left[-H_{e}\delta_{q}TV_{q}\right]_{i}\right) \leq bfl_{e} \end{split}$$

$$\frac{\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} max(0, [H_e \delta_q T V_q]_j) \leq bfMTu_e}{\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} max(0, [-H_e \delta_q T V_q]_j) \leq bfMTl_e}$$

La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_{i}^{MT} \sum_{k} max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_{i}^{MT} \sum_{k} max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTu_e$$

La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTl_e$$

$$\sum_{j}^{MT} \sum_{k} SK_{j} \left[H_{e} \alpha_{k} T_{k} \right]_{j} - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} SK_{j} \left[H_{e} \delta_{q} TV_{q} \right]_{j} \leq bMT_{e} - \sum_{j}^{MT} \sum_{o} SK_{j} \left[H_{e} TE_{o} \right]_{j}$$

$$\forall k \in AcNC \quad \land \quad \forall q \in AcNV \quad \land \quad \forall o \in AcNE$$

(4.1)

Los valores de las variables duales asociadas a las restricciones (4.1) no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, PN de la ecuación (13); ni tampoco en los Pagos a los compradores y vendedores de DT, PDF de la ecuación (15), ambas establecidas en el numeral D7.1.2.

Donde:

MT son los conjuntos de elementos de transmisión interconectores "j", cada MT tiene su propio bMTe, que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas, a través de los cuales se modelan las restricciones relativas a máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control (exportación, importación y porteo tanto Norte-Sur como Sur-Norte), así como la importación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k y TV_q con nodos de retiro en el área de control respectiva y la exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k y TV_q con nodos de inyección en el área de control respectiva. La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control. La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control.

 $\frac{bfMTu_e}{m}bMT_e = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite superior "u", considerado la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo.$

 $bfMTl_e = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite inferior "l", considerado la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo."$

El valor de SK se determinará como sigue:

- a) Para las MCTP de Importación y Exportación N-S, S-N y Totales:
 - +1, si el elemento de transmisión está conectado en la misma dirección en que se modela la restricción de transmisión correspondiente,
 - -1, si el elemento de transmisión está conectado en la dirección opuesta en que se modela restricción de transmisión correspondiente,
 - 0, si el elemento de transmisión no está relacionado con la restricción de transmisión correspondiente.
- b) Para los Porteos N-S: +1, únicamente si el flujo de potencia máximo asociado (H_eT_k , H_eTV_q , H_eTE_o) resulta positivo, caso contrario será cero (0).
- c) Para los Porteos S-N: -1, únicamente si el flujo de potencia máximo asociado (H_eT_k, H_eTV_q, H_eTE_o) resulta negativo, caso contrario será cero (0). El EOR agrupará los flujos de potencia calculados a través de la restricción (4.1) para aquellos elementos interconectores "j" que cumplan las condicionantes propias en la modelación de los porteos.

AcNC = subconjunto del número total de ofertas de compra de DF (NC) considerando únicamente aquellas ofertas "k" relacionadas a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente.

AcNV = subconjunto del número total de ofertas de venta de DF (NV) considerando únicamente aquellas ofertas "q" relacionadas a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente.

AcNE = subconjunto del número total de los DF existentes (NE) considerando únicamente aquellos DF "o" relacionados a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente.

Los subconjuntos AcNC, AcNV y AcNE, se determinarán conforme al procedimiento que elabore el EOR para tal fin, y lo publique conforme el numeral 1.8.1.1 del Libro I de este Reglamento, con el objeto de definir los pasos que el EOR debe seguir para elaborar la matriz de relación entre las restricciones de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los Tipos de Combinación de Derechos Firmes (TCDF) en las Subastas de Derechos de Transmisión.

Dicha matriz será utilizada para determinar la relación entre las restricciones MCTP (importación, exportación y porteo) que correspondan según sus respectivos sentidos (Norte-Sur y Sur-Norte y los subconjuntos de ofertas de compra de DF "k", ofertas de venta de DF "q" y de los DF existentes "o", con el objeto de verificar que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario. y que no se sobrepase la capacidad de transmisión MCTP, de tal forma que se cumpla con lo establecido en las restricciones (4.1) del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER. Para este fin, se deben considerar las siguientes definiciones:

Exportación para DF

Es el flujo de potencia neto que sale de un área de control, ya sea en la dirección Norte - Sur (N-S) o Sur –Norte (S-N) y que está asociado a la inyección de potencia hacia otras áreas de control del SER,

Exportación Total para DF

Es el flujo total de potencia que sale de un área de control, en alguna dirección Norte-Sur o Sur-Norte o ambas direcciones, y que está asociado a la inyección de potencia hacia otras áreas de control del SER,

Flujo de potencia circulante para DF

Es el flujo de potencia que sale de un área de control y entra nuevamente a la misma área de control, en igual magnitud.

Importación para DF

Es el flujo de potencia neto que entra a un área de control, ya sea en la dirección Norte –Sur (N-S) o Sur-Norte (S-N), y que está asociado al retiro de potencia desde otras áreas del control del SER,

Importación Total para DF

Es el flujo total de potencia que entra a un área de control, en alguna dirección Norte-Sur o Sur-Norte o ambas direcciones, y que está asociado al retiro de potencia desde otras áreas de control del SER.

Porteo para DF

Es el flujo de potencia neto que va de paso (entra y sale) a través de un área de control. Es decir que, ocurre cuando el sistema de transmisión de un área de control está siendo utilizado por otra área de control para transportar un flujo de potencia desde una tercera área de control.

C- 'Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes'

2) Modificar la definición de Energía Firme Requerida o Energía Requerida establecida en la sección de "Definiciones" del "Glosario" del Libro I del RMER, de la siguiente forma:

Energía Firme Requerida o Energía Requerida

Parte de la Energía declarada en un Contrato Firme para la cual que el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente.

3) Modificar el literal "c" del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Adicionalmente, la parte compradora informará diariamente a su OS/OM la energía requerida del contrato, la cual deberá ser menor o igual a la energía declarada del contrato. La parte vendedora, a través de su OS/OM, hará ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional como mínimo por un valor igual a la energía requerida por el comprador;

4) Modificar el literal "d" del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

En caso de no poder atenderse en el predespacho la totalidad de la energía requerida por los compradores de Contratos Firmes regionales, el EOR procederá a realizar la reducción a las cantidades de energía requerida y las ofertas de flexibilidad de cada uno los Contratos Firmes que son afectados por la restricción en la transmisión, en forma proporcional a la transmisión requerida por cada uno de los Contratos Firmes según lo establecido en el Anexo 3. Con base a dichos resultados, el EOR calculará nuevamente el predespacho regional;

5) Modificar el literal "e" del numeral 5.6.1 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Para los Contratos Firmes, la energía requerida por el agente comprador, así como las ofertas de flexibilidad del agente vendedor, que sea—como mínimo igual a la energía requerida informada por el agente comprador del contrato;

6) Modificar el literal "e" del numeral 5.8.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de energía requerida por el agente comprador-no supere el sea igual al compromiso contractual;

7) Modificar el literal "f" del numeral 5.8.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de ofertas de flexibilidad energía ofertada de inyección al Mercado de Oportunidad Regional por el agente vendedor sea como mínimo igual a la energía requerida por el agente comprador.

8) Modificar el literal "c" del numeral A3.2.1.2 del Anexo D del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Modelar retiros asociados a Contratos Firmes según la energía requerida por el comprador por nodo de la RTR. La diferencia entre la energía declarada y la energía requerida no es considerada en el predespacho ni en el redespacho, pero sí en las conciliaciones de los Contratos Firmes;

9) Modificar el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo D del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

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

(...) "

4. Análisis CRIE

Considerando los análisis, justificaciones y recomendaciones presentados a la CRIE por el CTIDT, conforme al acta de la reunión número XXV de dicho Consejo, realizada durante los días 19 y 20 de octubre de 2021 en la ciudad de San Salvador, se indica lo siguiente:

4.1 Propuesta B del Anexo 1 del acta XXV del CTIDT

Con respecto a la propuesta relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes), se identifica que, según los análisis y pruebas realizadas, así como las verificaciones técnicas coordinadas con el Comité Técnico Comercial y Comité Técnico de Seguridad Operativa del EOR, la propuesta es considerada adecuada para lograr los siguientes objetivos:

- c) Modelar adecuadamente las restricciones de transmisión para la factibilidad de los DF asociadas a las Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP).
- d) Eliminar la problemática relacionada con los denominados "flujos de potencia circulantes" que impiden la adecuada competencia de alguna oferta de compra de DF.

Al respecto, debe indicarse que la consecución de los objetivos mencionados, es considerada como urgente, a fin de procurar la debida competencia y por lo tanto los beneficios en las asignaciones de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021, conforme a la instrucción dada por la Junta de Comisionados mediante el acuerdo No. CRIE-04-154.

Por lo anterior, se recomienda implementar de manera urgente las modificaciones descritas en Sección 1 del Anexo 2 del presente informe, a partir del 1 de noviembre de 2021.

4.2 Propuesta C del Anexo 1 del acta XXV del CTIDT

Con respecto a la propuesta relacionada con la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, se identifica que, según los análisis realizados, la propuesta es considerada adecuada para lograr los siguientes objetivos:

c) Las prerrogativas asociadas a la asignación de la Energía Firme (exportación e importación) en el MER, que son requisitos para la solicitud de compra de los Derechos Firmes y que en consecuencia otorgan la prioridad de abastecimiento de los Contratos Firmes sobre el resto de ofertas y contratos en el MER, deben ser utilizadas para fines de operativizar la firmeza asignada y no ser utilizadas financieramente de manera similar a los Contratos No Firmes Financieros en el predespacho regional.

d) Con base en prácticas observadas en la declaración diaria de los CF por parte de algunos agentes (predespacho regional), donde la Energía Requerida es menor que la Energía Declarada y que han resultado en posibles riesgos de insuficiencia financiera, es necesario acortar dicho riesgo mediante la igualdad de ambas energías para los CF.

Al respecto, debe indicarse que la consecución de los objetivos mencionados, es considerada urgente a fin de procurar el debido uso de la Energía Firme orientado al abastecimiento prioritario de los usuarios final y obtener los beneficios en los predespachos regionales para los cuales se aplique el ejercicio de los DF para la asignación correspondiente al mes de diciembre de 2021.

Por lo anterior, se recomienda implementar de manera urgente las modificaciones descritas en la Sección 2 del Anexo 2 del presente informe, a partir del predespacho regional del día de operación 1 de enero de 2022.

V. CONCLUSIONES

- 1. El CTIDT como encargado de realizar el análisis integral de la regulación regional relativa a los Derechos de Transmisión de conformidad con lo resuelto por la Reunión Conjunta, identificó aquellas modificaciones regulatorias, que considera cuentan con el sustento respectivo conforme la revisión integral, y que se identifican necesarias de aplicación en las subastas de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021, por lo que, recomienda a la CRIE considerar las mismas mediante el mecanismo de urgencia establecido en el literal "f" del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER.
- 2. La propuesta relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes), se identifica adecuada para los objetivos buscados, conforme la instrucción de la Junta de Comisionados sobre la obtención de la solución a la problemática de los flujos de potencia circulante, las cuales puedan ser aplicadas a partir del 01 de noviembre de 2021, y así obtener los beneficios asociados a un mejor modelamiento de las restricciones de transmisión relacionadas con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas, en las próximas subastas de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021, para este efecto debe procederse de la forma establecida en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, adoptando una modificación transitoria del RMER en ese sentido.
- 3. La propuesta relacionada con la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, se identifica adecuada para los objetivos buscados, de fortalecer el concepto de Energía Firme regional y la reducción de las insuficiencias financieras, , puedan ser aplicadas a partir del predespacho regional correspondiente al día de operación 01 de enero de 2022, y de esta forma obtener los beneficios antes indicados, para este efecto debe procederse de la forma establecida en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, adoptando una modificación transitoria del RMER en ese sentido.

VI. RECOMENDACIONES

1. Aprobar las modificaciones transitorias contenidas en la sección 1 del Anexo 2 del presente informe, denominada: a) Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes); para su

- aplicación a partir del 1 de noviembre de 2021, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia, lo anterior en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I RMER.
- 2. Aprobar las modificaciones transitorias contenidas en la sección 2 del Anexo 2 del presente informe, denominada: b) Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes; para su aplicación a partir del predespacho regional del día de operación 1 de enero de 2022, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia, lo anterior en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I RMER.
- 3. Publicar en el sitio web de la CRIE, el presente informe de diagnóstico denominado: "PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER PARA CONSIDERAR RECOMENDACIONES URGENTES PROPUESTAS POR EL COMITÉ TÉCNICO INTERINSTITUCIONAL DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (CTIDT)".
- 4. Someter al procedimiento de consulta pública, las propuestas de mejora regulatoria denominadas: a) Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes) y b) Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes; contenidas en las secciones 1 y 2 del Anexo 2 del presente informe.

ANEXO 1

Anexo 1 al Acta de la Reunión XXV del CTIDT

(San Salvador, 19 y 20 de octubre de 2021)

A- Introducción

Considerando el alcance del análisis integral encomendado al Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (CTIDT), de consolidar la eficiencia técnica y económica de los Derechos de Transmisión en el MER (DT), como factor indispensable para la optimización de la operación coordinada de los mercados eléctricos nacionales y el MER dada una Capacidad de Transmisión Regional, en especial si la misma no es estable ni confiable, así como también, para posibilitar la expansión de la generación regional.

Considerando que, desde el mes de enero de 2021 a la fecha, se han desarrollados los análisis de los siguientes temas:

2.DISEÑO DETALLADO DE DEFINICIÓN, PROPÓSITO Y ATRIBUTOS DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (DT)

- 2.1 BALANCE ECONÓMICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL
- 2.2 RELACIONES REGULATORIAS
- 2.3 SOBRE LOS DERECHOS FIRMES Y SU RELACIÓN CON LOS CONTRATOS FIRMES
- 2.4 PROPÓSITOS DE LOS DERECHOS DE TRANSMISIÓN
- 2.5 OBJETIVOS DEL MERCADO DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN
- 2.6 DEFINICIÓN DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN
- 2.7 DISEÑO DETALLADO DE LAS DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS DERECHOS DE TRANSMISION

3DISEÑO Y PROPUESTA REGULATORIA DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE LOS DERECHOS DE TRANSMISION

- 3.1 PREMISAS PARA EL DESARROLLO DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE LOS DT
- 3.2 DEFINICION DE OFERTAS DE COMPRA Y VENTA DE DERECHOS DE TRANSMISION
- 3.3 PRECIOS MINIMOS PARA OFERTAS DE DERECHOS DE TRANSMISION
- 3.4 ASEGURAMIENTO DE LA SUFICIENCIA FINANCIERA DE LOS DERECHOS DE TRANSMISION EN EL PROCESO DE ASIGNACION DE LA SUBASTA
- 3.5 ASEGURAMIENTO DE LA SUFICIENCIA FINANCIERA DE LOS DERECHOS DE TRANSMISION EN EL EJERCICIO.
- 3.6 REVISIÓN DE MODELAMIENTO DE RED: SUBASTA Y PREDESPACHOS FUTUROS

3.7 REVISIÓN DE MODELAMIENTO DE RESTRICCIONES: MCTP, COT-DT Y MODIFICACIONES EN LOS PREDESPACHOS FUTUROS.

Considerando que, a la fecha, ya se han concluido satisfactoriamente, entre otros, los análisis relativos a; a) la revisión del modelamiento de restricciones asociados a las MCTP en la factibilidad de los DF sin pérdidas, y b) igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, como parte del aseguramiento de la suficiencia financiera de los derechos de transmisión en el ejercicio.

El CTIDT recomienda a la CRIE la consideración de las modificaciones urgentes a los Libros I y II y Anexo D del Libro III del RMER, relacionadas con los temas;

- a) Propuesta de modificación regulatoria contenida en el IRMER-E02-2021, relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes), con el objeto de considerar dichas reformas a partir del próximo proceso de asignación de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021 y para los cuales se publica la información previa en los primeros tres días hábiles del mes de noviembre de 2021 (A2201 y M2201)
- b) Igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, con el objeto de considerar dichas reformas a partir del predespacho regional correspondiente al día de operación primero (1) de enero de 2022, que es cuando inicia el ejercicio de los DF asignados en el mes de diciembre de 2021. Los criterios considerados al respecto son:

Regulatorio: Las prerrogativas asociadas a la asignación de la Energía Firme (exportación e importación) en el MER, que son requisitos para la solicitud de compra de los Derechos Firmes, y que en consecuencia otorgan la prioridad de abastecimiento de los Contratos Firmes sobre el resto de ofertas y contratos en el MER, deben ser utilizadas para fines de operativizar la firmeza asignada y no ser utilizadas financieramente de manera similar a los Contratos No Firmes Financieros en el predespacho regional

Suficiencia financiera del mercado: Con base en prácticas observadas en la declaración diaria de los CF por parte de algunos agentes (predespacho regional), donde la Energía Requerida es menor que la Energía Declarada, y que han resultado en posibles riesgos de insuficiencia financiera, es necesario acortar dicho riesgo mediante la igualdad de ambas energías para los CF.

Las propuestas de modificación de detalle se presentan a continuación en las secciones B y C del presente anexo.

B- Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)

10) Modificar el numeral D4.2.1 del Anexo D al Libro III del RMER, de la siguiente forma:

"Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes que no considera pérdidas.

Las restricciones (4) y (4.1) siguientes, verifican que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario.

$$\sum_{k} \max(0, [HM_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{i}) - \sum_{q} \max(0, [HM_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{i}) \leq bf_{e}$$

$$\sum_{k} \max\left(0, [H_{e} - A_{k}T_{k}]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, [H_{e} - H_{e}]\delta_{q}TV_{q}]_{i}\right) \leq \begin{bmatrix}bfu_{e} \\ bfl_{e}\end{bmatrix}_{\forall e}$$

$$\sum_{k} \max\left(0, [H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, [H_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{i}\right) \leq bfu_{e}$$

$$\sum_{k} \max\left(0, [-H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, [-H_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{i}\right) \leq bfl_{e}$$

$$(A)$$

 $\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{j}) - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} max(0, [H_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{j}) \leq bfMTu_{e}$ $\sum_{k} \sum_{k} max(0, [-H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{j}) - \sum_{q} \sum_{q} max(0, [-H_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{j}) \leq bfMTl_{e}$

La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTu_e$$

La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_{j}^{MT} \sum_{k} \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_{j}^{MT} \sum_{k} \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \le bfMTl_e$$

$$\sum_{j}^{MT} \sum_{k} SK_{j} \left[H_{e} \alpha_{k} T_{k} \right]_{j} - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} SK_{j} \left[H_{e} \delta_{q} TV_{q} \right]_{j} \leq bMT_{e} - \sum_{j}^{MT} \sum_{o} SK_{j} \left[H_{e} TE_{o} \right]_{j}$$

$$\forall k \in AcNC \quad \land \quad \forall a \in AcNV \quad \land \quad \forall o \in AcNE$$

(4.1)

Los valores de las variables duales asociadas a las restricciones (4.1) no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, PN de la ecuación (13); ni tampoco en los Pagos a los compradores y vendedores de DT, PDF de la ecuación (15), ambas establecidas en el numeral D7.1.2.

Donde:

MT son los conjuntos de elementos de transmisión interconectores "j", cada MT tiene su propio bMTe, que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas, a través de

los cuales se modelan las restricciones relativas a máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control (exportación, importación y porteo tanto Norte-Sur como Sur-Norte), así como la importación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k y TV_q con nodos de retiro en el área de control respectiva y la exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k y TV_q con nodos de inyección en el área de control respectiva. La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control. La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control.

 $bfMTu_e$ bMT_e = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite superior "u", considerado la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo.

 $bfMTl_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite inferior "l", considerado la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo."

SK = valor numérico escalar asociado a cada elemento de transmisión.

El valor de SK se determinará como sigue:

- d) Para las MCTP de Importación y Exportación N-S, S-N y Totales:
 - +1, si el elemento de transmisión está conectado en la misma dirección en que se modela la restricción de transmisión correspondiente,
 - -1, si el elemento de transmisión está conectado en la dirección opuesta en que se modela restricción de transmisión correspondiente,
 - 0, si el elemento de transmisión no está relacionado con la restricción de transmisión correspondiente.
- e) Para los Porteos N-S: +1, únicamente si el flujo de potencia máximo asociado (H_eT_k, H_eTV_o, H_eTE_o) resulta positivo, caso contrario será cero (0).
- f) Para los Porteos S-N: -1, únicamente si el flujo de potencia máximo asociado (H_eT_k , H_eTV_q , H_eTE_o) resulta negativo, caso contrario será cero (0).

El EOR agrupará los flujos de potencia calculados a través de la restricción (4.1) para aquellos elementos interconectores "j" que cumplan las condicionantes propias en la modelación de los porteos.

AcNC = subconjunto del número total de ofertas de compra de DF (NC) considerando únicamente aquellas ofertas "k" relacionadas a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente. AcNV = subconjunto del número total de ofertas de venta de DF (NV) considerando únicamente aquellas ofertas "q" relacionadas a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente.

AcNE = subconjunto del número total de los DF existentes (NE) considerando únicamente aquellos DF "o" relacionados a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente. Los subconjuntos AcNC, AcNV y AcNE, se determinarán conforme al procedimiento que elabore el EOR para tal fin, y lo publique conforme el numeral 1.8.1.1 del Libro I de este Reglamento, con el objeto de definir los pasos que el EOR debe seguir para elaborar la matriz de relación entre las restricciones de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los Tipos de Combinación de Derechos Firmes (TCDF) en las Subastas de Derechos de Transmisión.

Dicha matriz será utilizada para determinar la relación entre las restricciones MCTP (importación, exportación y porteo) que correspondan según sus respectivos sentidos (Norte-Sur y Sur-Norte y los subconjuntos de ofertas de compra de DF "k", ofertas de venta de DF "q" y de los DF existentes "o", con el objeto de verificar que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario. y que no se sobrepase la capacidad de transmisión MCTP, de tal forma que se cumpla con lo establecido en las restricciones (4.1) del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER. Para este fin, se deben considerar las siguientes definiciones:

Exportación para DF

Es el flujo de potencia neto que sale de un área de control, ya sea en la dirección Norte - Sur (N-S) o Sur –Norte (S-N) y que está asociado a la inyección de potencia hacia otras áreas de control del SER,

Exportación Total para DF

Es el flujo total de potencia que sale de un área de control, en alguna dirección Norte-Sur o Sur-Norte o ambas direcciones, y que está asociado a la inyección de potencia hacia otras áreas de control del SER,

Flujo de potencia circulante para DF

Es el flujo de potencia que sale de un área de control y entra nuevamente a la misma área de control, en igual magnitud.

Importación para DF

Es el flujo de potencia neto que entra a un área de control, ya sea en la dirección Norte –Sur (N-S) o Sur-Norte (S-N), y que está asociado al retiro de potencia desde otras áreas del control del SER,

Importación Total para DF

Es el flujo total de potencia que entra a un área de control, en alguna dirección Norte-Sur o Sur-Norte o ambas direcciones, y que está asociado al retiro de potencia desde otras áreas de control del SER.

Porteo para DF

Es el flujo de potencia neto que va de paso (entra y sale) a través de un área de control. Es decir que, ocurre cuando el sistema de transmisión de un área de control está siendo utilizado por otra área de control para transportar un flujo de potencia desde una tercera área de control.

C- Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes

11) Modificar la definición de *Energía Firme Requerida o Energía Requerida* establecida en la sección de "Definiciones" del "Glosario" del Libro I del RMER, de la siguiente forma:

Energía Firme Requerida o Energía Requerida

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

12) Modificar el literal "c" del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Adicionalmente, la parte compradora informará diariamente a su *OS/OM* la *energía requerida* del contrato, la cual deberá ser igual a la *energía declarada* del contrato. La parte vendedora, a través de su *OS/OM*, hará *ofertas de flexibilidad* al *Mercado de Oportunidad Regional* por un valor igual a la *energía requerida* por el comprador;

13) Modificar el literal "d" del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

En caso de no poder atenderse en el *predespacho* la totalidad de la *energía requerida* por los compradores de *Contratos Firmes* regionales, el *EOR* procederá a realizar la reducción a las cantidades de *energía requerida* y las *ofertas de flexibilidad* de cada uno los *Contratos Firmes* que son afectados por la restricción en la transmisión, en forma proporcional a la transmisión requerida por cada uno de los *Contratos Firmes* según lo establecido en el Anexo 3. Con base a dichos resultados, el *EOR* calculará nuevamente el *predespacho regional*;

14) Modificar el literal "e" del numeral 5.6.1 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Para los *Contratos Firmes*, la *energía requerida* por el *agente* comprador así como las *ofertas de flexibilidad* del *agente* vendedor, que sea igual a la *energía requerida* informada por el *agente* comprador del contrato;

15) Modificar el literal "e" del numeral 5.8.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de energía requerida por el agente comprador sea igual al compromiso contractual;

16) Modificar el literal "f" del numeral 5.8.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional por el agente vendedor sea igual a la energía requerida por el agente comprador.

17) Modificar el literal "c" del numeral A3.2.1.2 del Anexo D del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Modelar retiros asociados a Contratos Firmes según la energía requerida por el comprador por nodo de la RTR.

18) Modificar el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo D del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

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:

ANEXO 2

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER PARA CONSIDERAR RECOMENDACIONES URGENTES PROPUESTAS POR EL COMITÉ TÉCNICO INTERINSTITUCIONAL DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (CTIDT)

Sección 1: Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)

1) Modificar el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, de la siguiente forma:

"Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes que no considera pérdidas.

Las restricciones (4) y (4.1) siguientes, verifican que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario.

$$\sum_{k} \max(0, [HM_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{i}) - \sum_{q} \max(0, [HM_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{i}) \leq bf_{e}$$

$$\sum_{k} \max\left(0, [H_{e} - A_{k}T_{k}]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, [H_{e} - H_{e}]\delta_{q}TV_{q}]_{i}\right) \leq \begin{bmatrix} bfu_{e} \\ bfl_{e} \end{bmatrix}_{\forall e}$$

$$\sum_{k} \max\left(0, [H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, [H_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{i}\right) \leq bfu_{e}$$

$$\sum_{k} \max\left(0, [-H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{i}\right) - \sum_{q} \max\left(0, [-H_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{i}\right) \leq bfl_{e}$$

$$(4)$$

$$\begin{split} &\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{j}) - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} max\left(0, [H_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{j}\right) \leq bfMTu_{e} \\ &\sum_{j}^{MT} \sum_{k} max(0, [-H_{e}\alpha_{k}T_{k}]_{j}) - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} max\left(0, [-H_{e}\delta_{q}TV_{q}]_{j}\right) \leq bfMTl_{e} \end{split}$$

La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_{i}^{MT} \sum_{k} max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_{i}^{MT} \sum_{k} max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTu_e$$

La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_{i}^{MT} \sum_{k} \max \left(0, \left[H_e \alpha_k T_k\right]_j\right) + \sum_{i}^{MT} \sum_{k} \max \left(0, \left[-H_e \alpha_k T_k\right]_j\right) \leq bfMTl_e$$

$$\sum_{j}^{MT} \sum_{k} SK_{j} [H_{e} \alpha_{k} T_{k}]_{j} - \sum_{j}^{MT} \sum_{q} SK_{j} [H_{e} \delta_{q} TV_{q}]_{j} \leq bMT_{e} - \sum_{j}^{MT} \sum_{o} SK_{j} [H_{e} TE_{o}]_{j}$$

$$\forall k \in AcNC \quad \land \quad \forall q \in AcNV \quad \land \quad \forall o \in AcNE$$

(4.1)

Los valores de las variables duales asociadas a las restricciones (4.1) no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, PN de la ecuación (13); ni tampoco en los Pagos a los compradores y vendedores de DT, PDF de la ecuación (15), ambas establecidas en el numeral D7.1.2.

Donde:

MT = Conjuntos de elementos de transmisión interconectores "j", cada MT tiene su propio bMTe, que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas, a través de los cuales se modelan las restricciones relativas a máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control (exportación, importación y porteo tanto Norte-Sur como Sur-Norte), así como la importación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k y TV_q con nodos de retiro en el área de control respectiva y la exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k y TV_q con nodos de inyección en el área de control respectiva. La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control. La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control.

 $\frac{bfMTu_e}{e}$ bMT_e = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT.

para el límite superior "u", considerado la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo.

 $bfMTl_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite inferior "l", considerado la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo."

SK = Valor numérico escalar asociado a cada elemento de transmisión. El valor de SK se determinará como sigue:

- a) Para las MCTP de Importación y Exportación N-S, S-N y Totales:
 - +1, si el elemento de transmisión está conectado en la misma dirección en que se modela la restricción de transmisión correspondiente,
 - -1, si el elemento de transmisión está conectado en la dirección opuesta en que se modela restricción de transmisión correspondiente,
 - 0, si el elemento de transmisión no está relacionado con la restricción de transmisión correspondiente.
- b) Para los Porteos N-S: +1, únicamente si el flujo de potencia máximo asociado (H_eT_k, H_eTV_q, H_eTE_o) resulta positivo, caso contrario será cero (0).

c) Para los Porteos S-N: -1, únicamente si el flujo de potencia máximo asociado (H_eT_k, H_eTV_q, H_eTE_o) resulta negativo, caso contrario será cero (0).

El EOR agrupará los flujos de potencia calculados a través de la restricción (4.1) para aquellos elementos interconectores "j" que cumplan las condicionantes propias en la modelación de los porteos.

AcNC = Subconjunto del número total de ofertas de compra de DF (NC) considerando únicamente aquellas ofertas "k" relacionadas a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente.

AcNV = Subconjunto del número total de ofertas de venta de DF (NV) considerando únicamente aquellas ofertas "q" relacionadas a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente.

AcNE = Subconjunto del número total de los DF existentes (NE) considerando únicamente aquellos DF "o" relacionados a cada área de control respectiva y que comparten el uso del conjunto MT en la misma dirección de la MCTP correspondiente.

Los subconjuntos AcNC, AcNV y AcNE, se determinarán conforme al procedimiento que elabore el EOR para tal fin, y lo publique conforme el numeral 1.8.1.1 del Libro I de este Reglamento, con el objeto de definir los pasos que el EOR debe seguir para elaborar la matriz de relación entre las restricciones de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los Tipos de Combinación de Derechos Firmes (TCDF) en las Subastas de Derechos de Transmisión.

Dicha matriz será utilizada para determinar la relación entre las restricciones MCTP (importación, exportación y porteo) que correspondan según sus respectivos sentidos (Norte-Sur y Sur-Norte) y los subconjuntos de ofertas de compra de DF "k", ofertas de venta de DF "q" y de los DF existentes "o", con el objeto de verificar que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario; y que no se sobrepase la capacidad de transmisión MCTP, de tal forma que se cumpla con lo establecido en las restricciones (4.1) del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER. Para este fin, se deben considerar las siguientes definiciones:

Exportación para DF: Es el flujo de potencia neto que sale de un área de control, ya sea en la dirección Norte - Sur (N-S) o Sur –Norte (S-N) y que está asociado a la inyección de potencia hacia otras áreas de control del SER.

Exportación Total para DF: Es el flujo total de potencia que sale de un área de control, en alguna dirección Norte-Sur o Sur-Norte o ambas direcciones, y que está asociado a la inyección de potencia hacia otras áreas de control del SER.

Flujo de potencia circulante para DF: Es el flujo de potencia que sale de un área de control y entra nuevamente a la misma área de control, en igual magnitud.

Importación para DF: Es el flujo de potencia neto que entra a un área de control, ya sea en la dirección Norte –Sur (N-S) o Sur-Norte (S-N), y que está asociado al retiro de potencia desde otras áreas del control del SER.

Importación Total para DF: Es el flujo total de potencia que entra a un área de control, en alguna dirección Norte-Sur o Sur-Norte o ambas direcciones, y que está asociado al retiro de potencia desde otras áreas de control del SER.

Porteo para DF: Es el flujo de potencia neto que va de paso (entra y sale) a través de un área de control. Es decir que, ocurre cuando el sistema de transmisión de un área de control está siendo utilizado por otra área de control para transportar un flujo de potencia desde una tercera área de control.

Sección 2: Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes

1) Modificar la definición de *Energía Firme Requerida o Energía Requerida* establecida en la sección de "Definiciones" del "Glosario" del Libro I del RMER, de la siguiente forma:

Energía Firme Requerida o Energía Requerida

Parte de la Energía declarada en un Contrato Firme para la cual que el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente.

- 2) Modificar el literal "c" del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:
 - "c) Adicionalmente, la parte compradora informará diariamente a su *OS/OM* la *energía* requerida del contrato, la cual deberá ser menor o igual a la *energía declarada* del contrato. La parte vendedora, a través de su *OS/OM*, hará *ofertas de flexibilidad* al *Mercado de Oportunidad* Regional como mínimo por un valor igual a la *energía requerida* por el comprador;"
- 3) Modificar el literal "d" del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:
 - "d) En caso de no poder atenderse en el *predespacho* la totalidad de la *energía requerida* por los compradores de *Contratos Firmes* regionales, el *EOR* procederá a realizar la reducción a las cantidades de *energía requerida y las ofertas de flexibilidad* de cada uno los *Contratos Firmes* que son afectados por la restricción en la transmisión, en forma proporcional a la transmisión requerida por cada uno de los *Contratos Firmes* según lo establecido en el Anexo 3. Con base a dichos resultados, el *EOR* calculará nuevamente el *predespacho regional*;"
- 4) Modificar el literal "e" del numeral 5.6.1 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:
 - "e) Para los *Contratos Firmes*, la *energía requerida* por el *agente* comprador, así como las *ofertas de flexibilidad* del *agente* vendedor, que sea como mínimo igual a la *energía requerida* informada por el *agente* comprador del contrato;"

- 5) Modificar el literal "e" del numeral 5.8.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:
 - "e) Para *Contratos Firmes*, para cada *período de mercado*, que la cantidad de *energía requerida* por el *agente* comprador no supere el sea igual al compromiso contractual;"
- 6) Modificar el literal "f" del numeral 5.8.3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:
 - "f) Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de ofertas de flexibilidad energía ofertada de inyección al Mercado de Oportunidad Regional por el agente vendedor sea como mínimo igual a la energía requerida por el agente comprador."
- 7) Modificar el literal "c" del numeral A3.2.1.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:
 - "c) Modelar retiros asociados a Contratos Firmes según la energía requerida por el comprador por nodo de la RTR". La diferencia entre la energía declarada y la energía requerida no es considerada en el predespacho ni en el redespacho, pero sí en las conciliaciones de los Contratos Firmes:
- 8) 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 deberá verificarse que el vendedor dispone para el *Mercado de Oportunidad Regional* ofertas de inyección de por lo menos por un valor igual a la energía requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con:"