

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE

CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-19-2021, emitida el veintiocho de octubre de dos mil veintiuno, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-19-2021
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

RESULTANDO

I

Que 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.

II

Que 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.

III

Que 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 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 (...)”.

IV

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: (...)

V

El 07 de abril de 2021, el Ente Operador Regional (EOR), remitió 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).

VI

Que el 14 de mayo de 2021, en atención al acuerdo No. RAD-04-182 emitido por la Junta de Comisionados en la reunión a distancia 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.”*.

VII

Que el 23 de junio de 2021, el Comisionado por parte de la Republica de Nicaragua, dirigió oficio al Presidente de la Junta de Comisionados de la CRIE, mediante el cual hizo referencia a la problemática asociada a los flujos de potencia circulantes para Derechos de Transmisión (DT) que fuera presentada por el EOR mediante el IRMER-E02-2021 y solicitó que se incluyera este tema en la agenda de la próxima reunión presencial de la Junta de Comisionado numero 152-2021.

-

VIII

El 29 y 30 de julio de 2021, se llevó a cabo la reunión presencial 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.”*

IX

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 finaliza 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.

X

Que 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 transmisión, en los procesos de asignación de Derechos de Transmisión (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 Ente Operador Regional (EOR) en el Informe de Regulación IRMER-E02-2021, para resolver la problemática antes indicada.

XI

Que el 05 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 transmisión, en los procesos de asignación de DT.

XII

Que los días 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.”*

XIII

Que 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.

XIV

Que la Gerencia de Mercado y la Gerencia Jurídica de la CRIE elaboraron el informe GM-46-10-2021/GJ-78-2021, denominado *“Informe de Diagnóstico Extraordinario, Propuesta de modificación al RMER para considerar recomendaciones urgentes propuestas por el Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (CTIDT)”*, que contiene propuestas de modificación urgente al RMER, en atención a lo recomendado por el CTIDT y lo establecido en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER.

XV

Que en reunión presencial 155-2021 de la Junta de Comisionados de la CRIE, realizada el 28 y 29 de octubre de 2021, dicho órgano ordenó publicar en el sitio web de la CRIE, el *“Informe de Diagnóstico Extraordinario, Propuesta de modificación al RMER para considerar recomendaciones urgentes propuestas por el Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (CTIDT)”*.

CONSIDERANDO

I

Que el artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), establece como fines del mismo, entre otros, los siguientes: “(...) 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. (...)”*.”

II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia. Asimismo, de conformidad con los literales a), b) y c) del artículo 22 del Tratado Marco, entre sus objetivos generales se encuentran los de: “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.*”.

III

Que el artículo 23 del Tratado Marco asigna a la CRIE, entre otras, las siguientes facultades: “(...) // 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.*”.

IV

Que de acuerdo al procedimiento contenido en el numeral 1.8.4 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la CRIE es el ente competente para modificar el RMER; tomando en cuenta para el efecto, los fines y objetivos del MER, establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos.

V

Que el numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, establece el procedimiento de revisión y aprobación de modificaciones al RMER, disponiendo en su literal f) que: “(...) *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. (...)”*.”

VI

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE, resolución CRIE-31-2014, “*La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; (...) // 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. (...)*”.

VII

Que el CTIDT identificó y recomendó a la CRIE modificaciones regulatorias, cuya aplicación se identifica necesaria en las subastas de DT a realizarse en el mes de diciembre de 2021; siendo estas las siguientes: “*(...) 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 (...)*”. Dichas propuestas se encuentran anexas al informe denominado “*Informe de Diagnóstico Extraordinario, Propuesta de modificación al RMER para considerar recomendaciones urgentes propuestas por el Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (CTIDT)*”, publicado en la página web de la CRIE.

En cuanto a las propuestas de modificación regulatoria presentadas por el CTIDT, esta Comisión considera lo siguiente:

1. Propuesta de modificación regulatoria relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (Flujos +/-, incluye flujos circulantes)

Con respecto a la propuesta relacionada con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los Derechos Firmes (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 de la CRIE mediante el acuerdo No. CRIE-04-154. Por lo anterior, se considera recomendable implementar de manera urgente las modificaciones descritas en la Sección 1 del Anexo de la presente resolución, a partir del 1 de noviembre de 2021.

2. Igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes

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 finales 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 considera recomendable implementar de manera urgente las modificaciones descritas en la Sección 2 del Anexo de la presente resolución, a partir del predespacho regional del día de operación 1 de enero de 2022.

VIII

Que en la reunión presencial número 155-2021, llevada a cabo los días 28 y 29 de octubre de 2021, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el *“Informe de Diagnóstico Extraordinario, Propuesta de modificación al RMER para considerar recomendaciones urgentes propuestas por el Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (CTIDT)”* y siendo que resulta urgente implementar las modificaciones identificadas a fin de procurar la debida competencia y por lo tanto los beneficios en las asignaciones; así como de procurar el debido uso de la Energía Firme orientado al abastecimiento prioritario de los usuarios finales 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, acordó aprobar las modificaciones transitorias contenidas en las secciones 1 y 2 del Anexo de la presente resolución, para su aplicación a partir del 1 de noviembre de 2021 y del 1 de enero de 2022, respectivamente, 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; tal y como se dispone.

**POR TANTO
LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE**

Con base en los resultandos y considerandos que anteceden, así como en lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Reglamento Interno CRIE:

RESUELVE

PRIMERO. APROBAR las modificaciones transitorias contenidas en la sección 1 del Anexo de la presente resolución, denominadas “*a) Modificación 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 del RMER.

SEGUNDO. APROBAR las modificaciones transitorias contenidas en la sección 2 del Anexo de la presente resolución, denominadas “*b) Modificación 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.

TERCERO. La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en trece (13) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día viernes veintinueve (29) de octubre de dos mil veintiuno.

**Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo**



ANEXO

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

Sección 1: Modificación 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.

$$\sum_k \max(0, [HM_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_e \delta_q TV_q]_i) \leq bf_e$$

$$\sum_k \max\left(0, \left[\begin{matrix} H_e \\ -H_e \end{matrix} \alpha_k T_k \right]_i\right) - \sum_q \max\left(0, \left[\begin{matrix} H_e \\ -H_e \end{matrix} \delta_q TV_q \right]_i\right) \leq \begin{bmatrix} bfu_e \\ bfl_e \end{bmatrix} \forall e$$

$$\sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfu_e$$

$$\sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfl_e$$

(4)

$$\sum_j \sum_k^{MT} SK_j [H_e \alpha_k T_k]_j - \sum_j \sum_q^{MT} SK_j [H_e \delta_q TV_q]_j \leq bMT_e - \sum_j \sum_o^{MT} SK_j [H_e TE_o]_j$$

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

(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 bMT_e , 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.

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.

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: Modificación 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

Energía declarada en un *Contrato Firme* 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 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;”

- 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 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* 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* al *Mercado de Oportunidad Regional* por el *agente vendedor* sea 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”

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* por un valor igual a la *energía requerida* por el *comprador*. La condición de *energía requerida* se modelará con:”

