

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-20-2021, emitida el veintiocho de octubre de dos mil veintiuno, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-20-2021

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que el 22 de octubre de 2021, la Gerencia de Mercado y la Gerencia Jurídica de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), suscribieron 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)”*.

II

Que el 28 de octubre de 2021, la CRIE emitió la resolución CRIE-19-2021, mediante la cual se resolvió, entre otros lo siguiente:

“PRIMERO. APROBAR las modificaciones transitorias contenidas en la sección 1 del Anexo de la presente resolución, denominadas *“a) 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 del RMER. // **SEGUNDO. APROBAR** las modificaciones transitorias contenidas en la sección 2 del Anexo de la presente resolución, denominadas *“b) 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.”

III

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 de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (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) y b) 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.”*

II

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. (...)”*

III

Que de conformidad con el numeral 1.8.4.3 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER): *“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.”*

IV

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. // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)”.

V

Que el CTIDT identificó y recomendó a la CRIE modificaciones regulatorias, relacionadas a: “ (...) *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 adecuada, a fin de procurar la debida competencia y por lo tanto los beneficios en las asignaciones de los Derechos de Transmisión (DT). Por lo anterior, se considera recomendable incluir dentro de la Regulación Regional las modificaciones descritas en la Sección 1 del Anexo de la presente resolución.

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 adecuada 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. Por lo anterior, se considera recomendable incluir dentro de la Regulación Regional las modificaciones descritas en la Sección 2 del Anexo de la presente resolución.

VI

Que mediante la resolución CRIE-08-2016 del 19 de febrero de 2016, la CRIE emitió el “*Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE*”, el cual es concebido como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional bajo principio del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan la participación efectiva para cualquier interesado en el MER.

VII

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 acordó someter al proceso de consulta pública, la propuesta de modificación del RMER, que se anexa a la presente resolución y que tiene

como sustento 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)”, publicado en la página web de la CRIE; de conformidad con lo establecido en el artículo 2 del Procedimiento de Consulta Pública; 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 lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE y el Reglamento Interno CRIE:

RESUELVE

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 03-2021, a fin de tener observaciones y comentarios a las propuestas de modificación del RMER denominadas: “Propuesta de modificación al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)” y “Propuesta de modificación 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 de la presente resolución, mismo que forma parte integral de ésta.

SEGUNDO. INFORMAR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 03-2021, que desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día jueves 04 de noviembre de 2021, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día jueves 18 de noviembre de 2021, la CRIE recibirá comentarios y observaciones a la presente propuesta, los cuales deberán hacerse llegar **dentro del plazo establecido, por escrito, al correo electrónico consulta03-2021@crie.org.gt; debiendo presentar de conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.2.1.2 del Libro I del RMER y el artículo 3 del Procedimiento de Consulta Pública, lo siguiente:** 1) archivo en formato Excel con el detalle editable de las observaciones a la propuesta de modificación del RMER, para lo cual podrá utilizar el formato de presentación publicado en la página web de la CRIE; 2) nota de remisión de observaciones, firmada por el participante o su representante legal, con indicación del correo electrónico para recibir notificaciones; 3) copia del documento de identificación de la persona que comparece; y 4) en caso que el participante sea una persona jurídica, copia de documento idóneo que acredite la representación legal que ejercita quien comparece. Lo anterior bajo apercibimiento de que en caso de omisión se tendrán por no presentados los comentarios y observaciones remitidos y esta Comisión no se referirá a los mismos.

TERCERO. ADVERTIR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 03-2021, que de conformidad con lo establecido en el artículo 3 del Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, sus comentarios y observaciones a la propuesta consultada, deberán

indicar las razones de hecho y de derecho que consideren pertinentes; asimismo, sus comentarios y observaciones deberán ser presentados en forma clara, concisa y guardando congruencia y pertinencia con el tema abierto a consulta. Para tales efectos, **se reitera que sus comentarios y observaciones deberán ser presentados en los términos indicados en el resuelve segundo de la presente resolución, bajo apercibimiento que en caso de omisión no serán considerados sus comentarios y observaciones.**

CUARTO. ORDENAR a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE la publicación de: 1) las propuestas denominadas: “*Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)*” y “*Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes*”; y 2) el formato y archivo de Excel por medio del cual se podrá presentar el detalle de las observaciones a dicha propuesta, en la página web de la CRIE www.crie.org.gt, durante el período establecido para la Consulta Pública 03-2021, según lo indicado en el resuelve segundo de la presente resolución; para que cualquier interesado pueda tener acceso a la propuesta y participar en el procedimiento de consulta pública.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en once (11) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día miércoles tres (03) de noviembre de dos mil veintiuno.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

ANEXO

PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL RMER: “SECCIÓN 1: RELATIVA AL MODELAJE DE LAS ECUACIONES DE FACTIBILIDAD DE LOS DF SIN PÉRDIDAS (INCLUYE FLUJOS CIRCULANTES)” Y “SECCIÓN 2: RELATIVA A LA IGUALDAD ENTRE LA ENERGÍA DECLARADA Y LA ENERGÍA REQUERIDA DE LOS CONTRATOS FIRMES”

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.

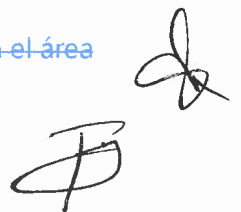
$$\begin{aligned} \sum_k \max(0, [HM_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfe \\ \sum_k \max\left(0, \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \alpha_k T_k \right)_i - \sum_q \max\left(0, \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \delta_q TV_q \right)_i &\leq \begin{bmatrix} bfu_e \\ bfl_e \end{bmatrix}_{\forall e} \\ \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfu_e \\ \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfl_e \end{aligned} \tag{4}$$

$$\begin{aligned} \sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_j) &\leq bfMTu_e \\ \sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_j) &\leq bfMTl_e \end{aligned}$$

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

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

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:



$$\sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq b f M T L_e$$

$$\sum_j^{MT} \sum_k SK_j [H_e \alpha_k T_k]_j - \sum_j^{MT} \sum_q SK_j [H_e \delta_q TV_q]_j \leq b M T_e - \sum_j^{MT} \sum_o SK_j [H_e T E_o]_j$$

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

(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 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 Tk y TVq con nodos de retiro en el área de control respectiva y la exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas Tk y TVq 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.

$b f M T u_e$ bMTe = 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.

$b f M T l_e$ = 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 la 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

~~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:”

