

**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-32-2021, emitida el diecisiete de diciembre de dos mil veintiuno, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-32-2021**

**LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 19 y 20 de octubre de 2021, se realizó la reunión número XXV del Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (CTIDT), en donde dicho Comité acordó, entre otros, recomendar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (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.

**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 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 del 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)*”.

#### IV

Que el 28 de octubre de 2021, la CRIE emitió la resolución CRIE-20-2021, mediante la cual ordenó el inicio de la Consulta Pública 03-2021 (CP-03-2021), a fin de tener observaciones y comentarios a la propuesta de modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). En ese sentido, el RESUELVE PRIMERO de la citada resolución estableció lo siguiente:

**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.

#### V

Que el 03 noviembre de 2021, en la página web de la CRIE, se publicó la invitación para participar en la Consulta Pública 03-2021 (CP-03-2021), comunicándose que desde las 07:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del jueves 04 de noviembre de 2021, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del jueves 18 de noviembre de 2021, estaría abierta dicha consulta pública para recibir posiciones, comentarios y observaciones a la “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”.

#### VI

Que del 04 al 18 de noviembre de 2021, se llevó a cabo la CP-03-2021, en la cual se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades:

	ENTIDAD	FECHA
1	Jaguar Energy Guatemala LLC	16/11/2021
2	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	18/11/2021
3	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18/11/2021

#### VII

Que el equipo técnico de la CRIE, luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del referido procedimiento de consulta pública, emitió el informe identificado como GM-59-12-2021/GJ-93-2021 de fecha 09 de diciembre de 2021.

## 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.

### II

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco, los objetivos 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. (...)*”.

### III

Que el artículo 23 del referido 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 el artículo 28 del Tratado Marco, establece que entre los principales objetivos y funciones del Ente Operador Regional (EOR) se encuentra la de “(...) *a. Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional (...)*”.

### V

Que de acuerdo al procedimiento establecido en el numeral 1.8.4 del Libro I del RMER, la CRIE es el ente competente para modificar el referido reglamento; tomando en cuenta para el efecto, los fines y objetivos del MER regulados en el Tratado Marco y sus Protocolos. Asimismo, el numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER establece la forma de revisión y aprobación de modificaciones al RMER, indicando, entre otros asuntos, lo siguiente: “(...) *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.*”.

## 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*”, como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional bajo principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva para cualquier interesado en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

## VII

Que las modificaciones transitorias aprobadas mediante la resolución CRIE-19-2021, relacionadas con el modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (Flujos +/-, incluye flujos circulantes) y las relacionadas con la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes, se adoptaron de forma 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 y para 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, respectivamente. Tomando en consideración que de conformidad con lo establecido en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, las mismas poseen una vigencia temporal, se hizo necesario completar el procedimiento establecido en la Regulación Regional para modificar el RMER, garantizando la participación de los interesados en el proceso de mejora regulatoria y poder así modificar de forma permanente dicho Reglamento y con ello procurar un debido marco regulatorio, para la asignación de Derechos de Transmisión y el uso de la Energía Firme.

## VIII

Que esta Comisión sometió al procedimiento de Consulta Pública las propuestas de modificación al 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*”, tramitadas dentro del procedimiento CP-03-2021, dentro del cual se recibieron observaciones y comentarios de tres participantes, según lo indicado en el Resultado VI de la presente resolución. En este sentido, luego de realizado el análisis de las observaciones y comentarios producto de la referida consulta pública, se ha identificado que resulta conveniente acoger algunas de las propuestas presentadas por los participantes. En ese sentido, derivado de dicho análisis fue ajustada la propuesta de modificación al RMER, debiendo tenerse como respuesta a las observaciones recibidas, lo indicado en el informe GM-59-12-2021/GJ-93-2021 del 09 de diciembre de 2021, el cual se anexa a la presente resolución y forma parte integral de la misma.

## IX

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE: “(...) *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. (...) // 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 (...)*”.

## X

Que en reunión presencial número 158, llevada a cabo el 17 de diciembre de 2021, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones y comentarios planteados por los participantes dentro del Procedimiento de Consulta Pública 03-2021, acordó: **a)** modificar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, modificaciones que entrarán en vigencia a partir de la publicación de la presente resolución; **b)** establecer que las modificaciones transitorias aprobadas mediante la resolución CRIE-19-2021, perderán vigencia a partir de la publicación de la presente resolución; y **c)** instruir al EOR a elaborar y proponer a la CRIE, el procedimiento para determinar los subconjuntos AcNC, AcNV y AcNE; 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 de la CRIE.

## RESUELVE

**PRIMERO. MODIFICAR** el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, modificaciones que entrarán en vigencia a partir de la publicación de la presente resolución.

**SEGUNDO. ESTABLECER** que las modificaciones transitorias aprobadas mediante la resolución CRIE-19-2021, perderán vigencia a partir de la publicación de la presente resolución.

**TERCERO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) a elaborar y proponer a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), dentro del plazo de cinco días hábiles, contados a partir del siguiente hábil de la notificación de la presente resolución, el procedimiento establecido en el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER. Lo

anterior, de conformidad con lo dispuesto en el literal a) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

**CUARTO. VIGENCIA.** La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en la página web de la CRIE.

**PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en treinta y seis (36) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día jueves veintitrés (23) de diciembre de dos mil veintiuno.

**Giovanni Hernández**  
**Secretario Ejecutivo**

## ANEXO DE LA RESOLUCIÓN CRIE-32-2021

**MODIFICACIÓN AL RMER, RELATIVA AL MODELAJE DE LAS ECUACIONES DE FACTIBILIDAD DE LOS DF SIN PÉRDIDAS (INCLUYE FLUJOS CIRCULANTES) Y MODIFICACIÓN AL RMER, 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, el cual se leerá 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.

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

$$\sum_k \max\left(0, \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \alpha_k T_k\right)_i - \sum_q \max\left(0, \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \delta_q TV_q\right)_i \leq \begin{bmatrix} b f u_e \\ b f l_e \end{bmatrix} \forall e$$

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

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

(4)

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

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

(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  $bMT_e$ , 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, lo publique conforme el numeral 1.8.1.1 del Libro I de este Reglamento y lo proponga a la CRIE, 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*, contenida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, la cual se leerá 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, el cual se leerá 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;

Las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los CF, se deberán considerar en el predespacho regional como ofertas de inyección de oportunidad, y en la Conciliación de las Transacciones Programadas como transacciones programadas de retiro o inyección de oportunidad, según corresponda.”

- 3) Modificar el literal “d” del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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:”

-----FIN DE LAS MODIFICACIONES-----

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME CONSULTA PÚBLICA 03-2021

**“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”**

INFORME GM-59-12-2021 / GJ-93-2021	
Responsables	Firma
Ana Beatriz Sánchez	
Fernando Álvarez	
Giovanni Hernández	
Humberto Perla	
Juan Manuel Quesada	
Vivian Chaves	

Ciudad de Guatemala – Guatemala

9 de diciembre de 2021



## CONTENIDO

I. ANTECEDENTES .....	2
II. NORMATIVA APLICABLE .....	6
III. ANÁLISIS.....	10
IV. CONCLUSIONES .....	19
V. RECOMENDACIONES .....	19
ANEXO.....	20

## I. 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 Mercado Eléctrico Regional (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 M2101 de 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 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.”.*

7. 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.”.*
8. El 13 de agosto de 2021, los representantes de la CRIE en el Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (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 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.
9. 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 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.
10. 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 transmisión, en los procesos de asignación de DT.
11. 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.”

12. 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.
13. El 22 de octubre de 2021, el equipo técnico de la CRIE emitió el Informe de Diagnóstico Extraordinario GM-46-10-2021/GJ-78-2021, el cual contiene en su Anexo 2 la “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER PARA CONSIDERAR RECOMENDACIONES URGENTES PROPUESTAS POR EL COMITÉ TÉCNICO INTERINSTITUCIONAL DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (CTIDT)”, misma que contiene la “Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)” y la “Propuesta de modificación de detalle al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes”.
14. 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 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 del RMER.

15. El 28 de octubre de 2021, la CRIE emitió la resolución CRIE-20-2021, mediante la cual se resolvió, entre otros, lo siguiente:

**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.

16. El 03 noviembre de 2021, en la página web de la CRIE, se publicó la invitación para participar en la Consulta Pública 03-2021 (CP-03-2021), comunicándose que desde las 07:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del jueves 04 de noviembre de 2021, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del jueves 18 de noviembre de 2021, estaría abierta dicha consulta pública para recibir posiciones, comentarios y observaciones a la “*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*”.
17. Del 04 al 18 de noviembre de 2021, se llevó a cabo la CP-03-2021, en la cual se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades:

	ENTIDAD	FECHA
1	Jaguar Energy Guatemala LLC	16/11/2021
2	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	18/11/2021
3	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18/11/2021

## II. NORMATIVA APLICABLE

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

- “**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 20.** La CRIE cuenta con la capacidad jurídica suficiente para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos aquellos actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los países firmantes del Tratado, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad.”
- “**Artículo 22.** Los objetivos generales de la CRIE son: // a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. // b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. (...)”.
- “**Artículo 23.** Las facultades de la CRIE, son, entre otras: // a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios (...) // c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...)”.
- “**Artículo 28.** Los principales objetivos y funciones del EOR son: // a. Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional (...)”.

## Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

### 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 3

- *“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 (...)”.*

### Libro III

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

“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.

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

(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:

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

(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 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 D3.1 de este anexo (...).”*

## **Reglamento Interno CRIE**

- *“Artículo 17. Los Comisionados conforman la Junta de Comisionados, la cual es el órgano superior de la CRIE. La Junta de Comisionados constituye el Directorio de la CRIE.”*
- *“Artículo 20. La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos; //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, resolución CRIE-08-2016**

- *“Artículo 5. Una vez ordenado el inicio del procedimiento a más tardar al día hábil siguiente, se deberá invitar a los interesados a presentar sus posiciones respecto a la consulta, invitación que:// Se remitirá vía correo electrónico a los Entes Regionales, los OS/OM y Reguladores Nacionales, en el cual se incluirá el link de los documentos consultados los cuales se publicarán en el sitio web oficial de la CRIE [www.crie.org.gt](http://www.crie.org.gt):// b Se publicará en el sitio oficial indicado en el inciso anterior, por el periodo establecido para la consulta, para que cualquier interesado pueda acceder a ellos y participar en la consulta de conformidad con este procedimiento. //En tal invitación deberán indicarse un resumen de*

las razones que fundamentan la consulta, la propuesta de norma o modificación de regulación regional que se somete a consulta, la fecha y hora de cierre de recepción de posiciones, comentarios y observaciones, así como los medios por los cuales pueden presentar las mismas.”

- **“Artículo 6.** El plazo para presentar observaciones será de 15 días calendario, contados a partir del momento de publicar los documentos en el sitio web oficial de la CRIE. En caso de que la CRIE considere necesario reducir el plazo por la urgencia que requiera la atención de algún asunto sujeto a la consulta pública, podrá establecer un plazo no menor a 5 días calendario.”
- **“Artículo 7.** Transcurrido el plazo para presentar posiciones, la CRIE tiene un plazo de hasta 15 días hábiles, para analizarlas. Dentro de dicho plazo las respectivas Gerencias encargadas de la propuesta consultada deberán valorar las observaciones y comentarios recibidos, darles respuesta, preparar un único informe que incluya: la propuesta regulatoria final, las respuestas a las observaciones y comentarios recibidos, su recomendación y la propuesta de resolución. Dichos documentos se trasladarán al Secretario Ejecutivo para su revisión.”
- **“Artículo 10.** La resolución que finalmente emita la CRIE, la cual incluirá la respuesta a las observaciones y comentarios recibidos, se publicará en el sitio web oficial. Y a los participantes de la consulta pública respectiva, se les comunicará que la resolución con la respuesta a sus observaciones y comentarios se encuentra disponible en el sitio web oficial.”

### III. ANÁLISIS

La CRIE mediante la resolución CRIE-20-2021, ordenó el inicio de la Consulta Pública 03-2021, referida a la “Propuesta de modificación al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)” y la “Propuesta de modificación al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes”, misma que se llevó a cabo del 04 al 18 de noviembre de 2021.

Al respecto, se indica que en el presente informe se valora y da respuesta a todas las observaciones y comentarios recibidos en la CP-03-2021, con el objeto de considerar las mejoras correspondientes a la propuesta regulatoria final. En ese sentido, se indica que algunos de los comentarios analizados han derivado en mejoras a la propuesta normativa de detalle, las cuales han sido incorporadas en el Anexo denominado: “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” del presente informe.

A continuación, se presenta el análisis realizado a las observaciones recibidas en referencia a la “Propuesta de modificación al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)” y la “Propuesta de modificación al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes”:

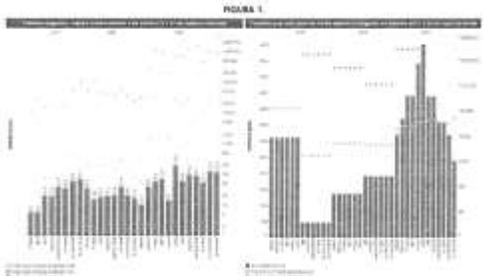
No.	Participante	Numeral	Comentario / Observación	Análisis
1	AMM	<p>Numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER</p> <p><i>“(…) Los subconjuntos AcNC, AcNV y AcNE, se determinarán conforme al procedimiento que elabore el EOR para tal fin, y lo publique conforme el numeral 1.8.1.1 del Libro I de 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.</i></p> <p><i>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 (…)”.</i></p>	<p><i>“La resolución menciona que la Matriz de relación entre las restricciones de MCTP y tipos de combinaciones (sic) de DT se determinará conforme al procedimiento que elabore el EOR para tal fin. Además (sic), que el objeto de esta matriz será verificar (sic) que los DT a ser asignados sean factibles de manera independiente. Por lo anterior, si existe alguna diferencia o error en esta matriz, podría provocarse que no se asignen los DT. (En el documento sometido a consulta no fue agregada para su revisión).”</i></p> <p>(…)</p> <p><i>“Artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central literales a y f. a) Establecer los derechos y obligaciones de las Partes.</i></p> <p><i>b) Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central 6 tes (sic) participantes, así como la creación de los Entes regionales apropiados para el logro de estos objetivos.”</i></p> <p>(…)</p> <p><i>“Se considera necesaria una revisión conjunta con los OS/OM, de la Matriz que relaciona las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia con los Tipos de Ofertas a utilizar.”</i></p>	<p>Se le informa al participante que la formulación de las restricciones que verifican la factibilidad independiente de los DF (ecuaciones tipo 4.1, contenidas en el Anexo D del Libro III del RMER), fue implementada mediante la resolución CRIE-50-2020 y que el objetivo de la propuesta en consulta, es la de mejorar el funcionamiento de dichas restricciones, a través de la aplicación de la matriz de relaciones entre los DT y las MCTP y que en efecto, una mala construcción de dicha matriz, pondría en riesgo los resultados de la asignación de DT.</p> <p>En ese contexto, la norma propuesta prevé la obligación del EOR de elaborar el procedimiento del cual resultará la referida matriz; mismo que debe ser propuesto a la CRIE de conformidad con el inciso a) del artículo 28 del Tratado Marco; aspecto que se considera, debe quedar previsto en la norma. En razón de ello, el referido procedimiento ni la matriz, no fueron objeto de la presente propuesta de mejora regulatoria.</p> <p>Como complemento de lo anterior, es importante indicarle al participante, que con el objeto de verificar que el procedimiento cuya elaboración se le encomendaría al EOR, se apegue a los objetivos establecidos en la norma, la CRIE realizó las siguientes acciones: a) mediante los representantes de la CRIE en el CTIDT se revisó y validó técnicamente el procedimiento y resultados en cuestión y b) a solicitud del CTIDT, durante el mes de octubre de 2021 y previo a someter la presente propuesta a consulta, el</p>

				<p>procedimiento en cuestión y la matriz de relaciones entre los DT y las MCTP, fueron sometidas a la revisión de todos los OS/OMs, mediante los comités técnicos respectivos del EOR, con el propósito de verificar que el objetivo regulatorio se cumpliera, resultando que en dicha revisión, se obtuvo la no objeción por parte de los representantes de los OS/OMs para la implementación del procedimiento para la determinación de la matriz de relaciones en cuestión. La matriz de relaciones antes indicada, fue publicada por el EOR en su página web, paralelamente al desarrollo de la CP-03-2021.</p> <p>Finalmente, el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, en su parte conducente deberá leerse así:</p> <p>“(…) Los subconjuntos AcNC, AcNV y AcNE, se determinarán conforme al procedimiento que elabore el EOR para tal fin, <del>y</del> lo publique conforme el numeral 1.8.1.1 del Libro I de este Reglamento <del>y lo proponga</del> a la CRIE, 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. (…)”</p>
--	--	--	--	--

2	AMM	<p>Literal “c” del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER</p> <p><i>“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;”</i></p>	<p><i>“El párrafo contenido en la normativa actual incluye lo correspondiente a la oferta de flexibilidad para respaldar la energía del contrato firme, el cual no se incluyó. Tomando en cuenta como está definido en la CRIE 20 2021 se entiende que este se va a eliminar”.</i></p> <p>(...)</p> <p><i>“Artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central literales b.</i></p> <p><i>b) Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central 6 (sic)”</i></p> <p>(...)</p> <p><i>“En el momento de aprobar, verificar y revisar que el párrafo mencionado, quede incluido en la normativa vigente”.</i></p>	<p>Se le indica al participante que el segundo párrafo del literal c) del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER, debe permanecer en la Regulación Regional, por lo cual, la propuesta de modificación de dicho literal, deberá leerse así:</p> <p><i>“Adicionalmente, la parte compradora informará diariamente a su OS/OM la energía requerida del contrato, la cual deberá ser <del>menor</del> 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 <del>como</del> <del>mínimo</del> por un valor igual a la energía requerida por el comprador;</i></p> <p>Las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los CF, se deberán considerar en el predespacho regional como ofertas de inyección de oportunidad, y en la Conciliación de las Transacciones Programadas como transacciones programadas de retiro o inyección de oportunidad, según corresponda.”</p>
3	JAGUAR	<p>Comentario general sobre el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER</p>	<p><i>“Como participante de mercado <b>no se cuenta con las herramientas e información necesarias para evaluar los impactos</b> que conllevaría la asignación de derechos firmes. Adicionalmente, la propuesta de cambio normativo provoca una incerteza ante una próxima subasta de derechos firmes de transmisión a llevarse a cabo en diciembre 2021.</i></p> <p>(...)</p> <p><i>“Como participante de mercado conocer los resultados que implicarían los cambios en la modelación para la evaluación de la factibilidad de derechos firmes y la propuesta normativa.”</i></p>	<p>Se le indica al participante que la propuesta señalada, no generará consecuencias para aquellas ofertas de compra de DF, que no experimenten la problemática denominada “flujos de potencia circulantes”. Al respecto, se considera que la propuesta en consulta no introduce incertezas de cara a las próximas subastas de DT, todo lo contrario, genera certeza para aquellas ofertas de compra de DF, que se veían limitadas para competir en la asignación de los DF.</p> <p>Lo anterior, se basa en que la propuesta busca relacionar de forma eficiente y efectiva, las restricciones asociadas a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) con las ofertas de compra de DF, sin producir restricciones adicionales, a las ya contempladas en la Regulación Regional vigente.</p>

				Por otra parte, se le indica que los interesados cuentan con la información relacionada a las asignaciones de DT, publicadas por el EOR, de tal forma, que haciendo uso de sus herramientas, pueden evaluar, según lo consideren, los posibles impactos en la asignación de DF derivados de la propuesta normativa.
4	JAGUAR	<p>Definición de Energía Firme Requerida o Energía Requerida establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER</p> <p><b>“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.”</b></p> <p>Literal “c” del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER</p> <p>“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;”</p> <p>Literal “d” del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER</p> <p>“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</p>	<p>“Con base a la resolución CRIE-20-2021 en el (sic) Sección V, numeral 1) inciso b) no es viable proponer un cambio normativo fundamentado en "posibles" riesgos de insuficiencia financiera por lo que no se está de acuerdo en la propuesta normativa.</p> <p>(...)</p> <p>Como participante de mercado tengo la libertad de decisión para administrar los contratos firmes basándose en la normativa regional actual (RMER).</p> <p>(...)</p> <p><b>Debe mantenerse el texto original: Energía Firme Requerida o Energía Requerida <u>Parte de la</u> energía declarada en un Contrato Firme <u>para la cual</u> el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente.”.</b></p> <p>(...)</p> <p><b>Debe mantenerse el texto original: "c) Adicionalmente, la parte compradora informará diariamente a su OS/OM la energía requerida del contrato, la cual deberá ser <u>menor o</u> 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 <u>como mínimo</u> por un valor igual a la energía requerida por el comprador,".</b></p> <p>(...)</p>	<p>Siendo que el participante ha presentado la misma observación para todas las normas sometidas a consulta, se brinda una sola respuesta de la siguiente manera: El criterio regulatorio que sustenta la propuesta en consulta, es que no se deben utilizar los recursos autorizados en concepto de Energía Firme -los cuales cuentan con prerrogativas de prioridad en el MER- para la realización de transacciones no firmes; como es el caso de los remanentes cuando la Energía Requerida es menor que la Energía Declarada en un Contrato Firme, que habilitan transacciones financieras disfrazadas de transacciones firmes.</p> <p>El posible riesgo de insuficiencia financiera advertido por el EOR, es un aspecto adicional que evidencia la necesidad de implementar la propuesta en consulta a la brevedad posible, por lo que, si bien es un elemento considerado para la emisión de la propuesta de mejora normativa, no es el que sostiene la misma.</p> <p>Finalmente, se le aclara que de conformidad con el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, los agentes del MER están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional; en tal virtud los contratos que estos operen en el MER deben ser administrados en observancia de la Regulación Regional, respetando las características otorgadas por la misma a la energía firme regional.</p> <p>Por lo tanto, no se identifica necesario realizar modificaciones a la propuesta en consulta, como resultado de la observación del participante.</p>

	<p>resultados, el EOR calculará nuevamente el predespacho regional;"</p> <p>Literal "e" del numeral 5.6.1 del Libro II del RMER</p> <p><i>"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;"</i></p> <p>Literal "e" del numeral 5.8.3 del Libro II del RMER</p> <p><i>"e) Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de energía requerida por el agente comprador sea igual al compromiso contractual;"</i></p> <p>Literal "f" del numeral 5.8.3 del Libro II del RMER</p> <p><i>"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."</i></p> <p>Literal "c" del numeral A3.2.1.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER</p> <p><i>"c) Modelar retiros asociados a Contratos Firmes según la energía requerida por el comprador por nodo de la RTR"</i></p> <p>Segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER</p> <p><i>"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</i></p>	<p><b>Debe mantenerse el texto original:</b>  <i>"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 de los Contratos Firmes que son afectados por la restricción en la transmisión,(sic) 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 ,"</i>      (...)</p> <p><b>Debe mantenerse el texto original:</b>  <i>"e) Para Contratos Firmes, la energía requerida por el agente comprador, así como las ofertas de flexibilidad del agente vendedor, que sea <u>como mínimo</u> igual a la energía requerida informada por el agente comprador del contrato,".</i>      (...)</p> <p><b>Debe mantenerse el texto original:</b>  <i>"e) Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de energía por el agente comprador <u>no supere el</u> compromiso contractual,".</i>      (...)</p> <p><b>Debe mantenerse el texto original:</b>  <i>"f) Para Contratos Firmes, para cada período de mercado, que la cantidad de <u>energía ofertada de inyección</u> al Mercado de Oportunidad Regional por el agente vendedor sea <u>como mínimo</u> igual a la energía requerida por el agente comprador."</i>      (...)</p>	
--	---	---	--

		<p>requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con:”</p>	<p><b>Debe mantenerse el texto original:</b>  “c) Modelar retiros asociados a Contratos Firmes según la energía requerida por el comprador por nodo de la RTR”. <u>La diferencia entre la energía declarada y la energía requerida no es considerada en el predespacho no en el redespacho, pero si en las conciliaciones de los Contratos Firmes.</u></p> <p>(...)</p> <p><b>Debe mantenerse el texto original del segundo párrafo:</b>  “Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección <u>de por lo menos</u> la energía requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con (...)”.</p>	
5	CNEE	Comentario General	<p>“(…) Es indispensable la revisión y análisis integral del modelo que se utiliza para la asignación de los Derechos de Transmisión, con la finalidad de que este incentive la participación de los Agentes del Mercado Eléctrico Regional y, a su vez permita mayores asignaciones.</p> <p>Lo anterior observando el comportamiento de la potencia asignada en Derechos de Transmisión durante los últimos 3 años, principalmente en asignaciones mensuales. Al respecto, se muestra el comportamiento de las asignaciones de los Derechos de Transmisión de vigencia mensual y anual, para los años 2019, 2020 y 2021.</p>  <p>(...)</p>	<p>Se le aclara al participante, que la revisión y análisis integral sobre el diseño de Derechos de Transmisión en el MER, fue encargado al Comité Técnico Interinstitucional para DT (CTIDT), mediante acuerdo en la Reunión Conjunta XVI del CDMER –CRIE – EOR, realizada en diciembre de 2020. En el marco de dicho análisis integral, el CTIDT recomendó a la CRIE, implementar gradualmente y con necesidad de urgencia, aquellas reformas regulatorias ya concluidas, para obtener sus beneficios a partir de las asignaciones a realizarse en el mes de diciembre de 2021 (proceso que iniciaba a principios de noviembre de 2021), de tal forma que según lo informado por dicho Comité, el análisis integral se tienen previsto finalizar en diciembre de 2021. Lo anterior, teniendo presente que las modificaciones contenidas en la propuesta sometida a la CP-03-2021, forman parte del análisis integral que está llevando a cabo el CTIDT.</p>

6	CNEE	Comentario general sobre el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER	<p><i>“(…) Se recomienda que se incluya un mecanismo mediante el cual la CRIE asegure que el procedimiento que elaborará y utilizará el Ente Operador Regional para definir las restricciones que se verifican para cada oferta de Derecho de Transmisión sean las que técnicamente corresponde, tanto para evitar que se sobrepase los valores de potencia que efectivamente pueden asignarse, así como para evitar que existan prioridades entre ofertas que no correspondan (sic). Asimismo, se debe procurar que el procedimiento sea trazable y comprensible para los agentes del MER.”</i></p>	<p>Se le indica al participante, que la propuesta en consulta considera el objetivo que debe cumplir el procedimiento que el EOR debe establecer para elaborar la matriz de relaciones entre los DT y las MCTP. procedimiento que debe ser propuesto a la CRIE de conformidad con el inciso a) del artículo 28 del Tratado Marco; aspecto que se considera, debe quedar previsto en la norma.</p> <p>Como complemento de lo anterior, es importante indicarle al participante, que para asegurar que el procedimiento y la definición de las restricciones que se verifican para cada oferta de Derechos de Transmisión, sean las que técnicamente correspondan, la CRIE realizó las siguientes acciones: a) mediante los representantes de la CRIE en el CTIDT se revisó y validó técnicamente el procedimiento y resultados en cuestión y b) a solicitud del CTIDT, durante el mes de octubre de 2021 y previo a someter la presente propuesta a consulta, el procedimiento en cuestión y la matriz de relaciones entre los DT y las MCTP, fueron sometidas a la revisión de todos los OS/OMs, mediante los comités técnicos respectivos del EOR, con el propósito de verificar que el objetivo regulatorio se cumpliera, resultando que en dicha revisión, se obtuvo la no objeción por parte de los representantes de los OS/OMs para la implementación del procedimiento para la determinación de la matriz de relaciones en cuestión.</p> <p>Finalmente, el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, en su parte conducente deberá leerse así:</p>

				<p>“(…) Los subconjuntos AcNC, AcNV y AcNE, se determinarán conforme al procedimiento que elabore el EOR para tal fin, <b>y</b> lo publique conforme el numeral 1.8.1.1 del Libro I de este Reglamento <b>y lo proponga</b> a la CRIE, 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. (…)”</p>
--	--	--	--	---

#### IV. CONCLUSIONES

1. La CRIE realizó el proceso de Consulta Pública 03-2021, en el cual presentaron observaciones los siguientes participantes:

	ENTIDAD	FECHA
1	Jaguar Energy Guatemala LLC	16/11/2021
2	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	18/11/2021
3	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18/11/2021

2. Luego de realizado el análisis de las observaciones y propuestas presentadas dentro de la Consulta Pública 03-2021, se consideró apropiado acoger parte de ellas y en consecuencia ajustarse en lo pertinente la *“Propuesta de modificación al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes”*; y la *“Propuesta de modificación al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)”*.

#### V. RECOMENDACIONES

1. Aprobar las mejoras regulatorias al RMER contenidas en la *“Propuesta de modificación al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)”* y la *“Propuesta de modificación al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes”*, según el detalle que se anexa al presente informe.
2. Establecer que las modificaciones transitorias aprobadas mediante la resolución CRIE-19-2021, perderán vigencia a partir de la publicación de la resolución que al efecto se emita.
3. Instruir al Ente Operador Regional (EOR) a elaborar y proponer a la Comisión Regional del Interconexión Eléctrica (CRIE), dentro del plazo de cinco días hábiles, contados a partir del siguiente hábil de la notificación de la resolución que se llegue a emitir, el procedimiento establecido en el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en el literal a) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

## ANEXO

### INFORME GM-59-12-2021 / GJ-93-2021

#### **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.**

#### **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, el cual se leerá 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.

$$\sum_k \max(0, [HM_\epsilon \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_\epsilon \delta_q TV_q]_i) \leq bfl_\epsilon$$

$$\sum_k \max\left(0, \left[ \begin{array}{c} H_\epsilon \\ -H_\epsilon \end{array} \alpha_k T_k \right]_i\right) - \sum_q \max\left(0, \left[ \begin{array}{c} H_\epsilon \\ -H_\epsilon \end{array} \delta_q TV_q \right]_i\right) \leq \begin{bmatrix} bfl_\epsilon \\ bfl_\epsilon \end{bmatrix} \forall e$$

$$\sum_k \max(0, [H_\epsilon \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_\epsilon \delta_q TV_q]_i) \leq bfl_\epsilon$$

$$\sum_k \max(0, [-H_\epsilon \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_\epsilon \delta_q TV_q]_i) \leq bfl_\epsilon$$

(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, lo publique conforme el numeral 1.8.1.1 del Libro I de este Reglamento y lo proponga a la CRIE, 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*, contenida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, la cual se leerá 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, el cual se leerá 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;

Las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los CF, se deberán considerar en el predespacho regional como ofertas de inyección de oportunidad, y en la Conciliación de las Transacciones Programadas como transacciones programadas de retiro o inyección de oportunidad, según corresponda.”

- 3) Modificar el literal “d” del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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, el cual se leerá 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:”

-----FIN DE LAS MODIFICACIONES-----