

**COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL  
EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES  
URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN  
INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020**

**-INCLUYE AJUSTES DERIVADOS DE LOS COMENTARIOS DEL GRUPO DE  
APOYO REGULATORIO-**

INFORME GM-62-10-2020 / GJ-126-2020/GT-082-2020	
<b>Responsables</b>	<b>Firma</b>
Ana Beatriz Sánchez	
Fernando Álvarez	
Giovanni Hernández	
Humberto Perla	
José Roberto Linares	
Juan Manuel Quesada	
Edgar de Asís	
Vivian Chaves	

26 de octubre, 2020

## Contenido

I. Antecedente.....	3
II. Normativa Aplicable .....	3
III. Propuesta de modificaciones al Libro III del RMER con carácter de urgencia. ....	10
IV. Conclusiones .....	13
V. Recomendaciones .....	13

## I. Antecedentes

1. El 6 de agosto de 2020, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) publicó la resolución CRIE-50-2020, emitida el 29 de julio de 2020, mediante la cual, resolvió, entre otros, modificar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), incluyendo la modificación de normas relacionadas a los Derechos de Transmisión y Contratos Firmes del Mercado Eléctrico Regional (MER); resolución dictada luego de haberse llevado a cabo el proceso de consulta pública 06-2019. El numeral cuatro del RESUELVE CUARTO de dicha resolución, estableció la siguiente disposición transitoria:
  4. A partir de la publicación de la presente resolución, el EOR deberá llevar a cabo los ajustes a sus sistemas informáticos y demás acciones que considere necesarias, debiendo aplicar de forma indicativa, al menos por un período de 7 días calendario, las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado “*Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo*”; así mismo, el EOR deberá presentar a esta Comisión un informe sobre los resultados de dicha aplicación, a más tardar 5 días calendarios contados a partir de la finalización del periodo indicativo. Todo lo anterior, con el fin que el proceso de asignación de Derechos de Transmisión con periodo de validez anual y mensual, a realizarse en el mes de diciembre de 2020, considere la aplicación de dicha normativa.
2. El 9 de octubre de 2020, vía correo electrónico, el Ente Operador Regional (EOR), remitió a la CRIE el oficio EOR-DE-09-10-2020-275, adjuntando: “*Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020*”.

## II. Normativa Aplicable

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

*“Artículo 2. Los fines del Tratado son: (...) f. Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...) // g. Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región”*

*“Artículo 19. La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia (...)”*

*“Artículo 22. Los objetivos generales de la CRIE son: // a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. // b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)”*

*“Artículo 23. Las facultades de la CRIE son, entre otras: // a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. (...) // c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales.”*

## **Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)**

### **Libro I**

#### ***“1.8.4.1 Aplicación***

- a) *Este numeral 1.8.4 establece los procedimientos para realizar modificaciones al RMER. Las disposiciones del RMER sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral;*
- b) *Una modificación al RMER se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por la CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
- c) *Las modificaciones al RMER podrán ser propuestas por cualquier agente del mercado, OS/OM, el EOR o por la misma CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
- d) *En la formulación y aprobación de modificaciones al RMER, la CRIE tomará en consideración los fines y objetivos del MER establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos.”*

#### ***“1.8.4.3 Modificaciones propuestas por la CRIE***

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

#### ***“1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones***

- a) *La CRIE revisará las modificaciones al RMER propuestas en los Informes de Regulación y/o de Diagnóstico del MER, determinará el procedimiento y cronograma para la revisión y aprobación de las mismas y los hará públicos en un plazo máximo de treinta (30) días conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.1. La CRIE considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el procedimiento y cronograma de revisión. La ejecución del cronograma tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días;*
- b) *La CRIE publicará las modificaciones propuestas al RMER y notificará al EOR y éste a los OS/OMS, invitando a la presentación de comentarios por escrito con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado de acuerdo con el cronograma establecido;*
- c) *La CRIE documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al RMER junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificará al EOR y este a los OS/OM. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE;*
- d) *Cuando la CRIE lo considere conveniente, el procedimiento para la revisión y aprobación de las modificaciones incluirá el mecanismo de audiencias públicas establecido en el reglamento interno de la CRIE;*

- e) *Después de realizada la audiencia pública, la CRIE publicará las modificaciones propuestas, el proceso de revisión seguido, los argumentos presentados durante el proceso de revisión pública, la decisión tomada y las razones de la misma. Dicha decisión deberá ser publicada en un plazo no mayor de un (1) mes después de realizada la audiencia. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE*
- f) *Cuando la CRIE considere que la urgencia de una modificación al RMER impide esperar la realización del procedimiento de revisión definido en este numeral 1.8.4.4, adoptará mediante resolución una modificación transitoria al RMER que estará vigente hasta el momento en que el procedimiento de modificación descrito en este numeral, pueda llevarse a cabo, el cual deberá completarse como máximo en un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la norma transitoria. Transcurrido el plazo anterior, la norma transitoria perderá su vigencia.”*

*“2.3.2.1 La CRIE analizará continuamente la evolución y resultados del MER y elaborará anualmente, o con más frecuencia si es necesario, un Informe de Diagnóstico donde evalúe el funcionamiento del MER con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. El Informe de Diagnóstico del MER recogerá los análisis de la CRIE y las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, los OS/OMS y los agentes del mercado en los Informes de Regulación del MER, incluyendo las solicitudes de modificaciones al RMER.”*

*“2.3.2.2 En los Informes de Diagnóstico, la CRIE evaluará la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la Regulación Regional, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general promover la consolidación y desarrollo eficiente del Mercado. A partir de las conclusiones y recomendaciones contenidas en los Informes de Diagnóstico, la CRIE podrá iniciar un proceso de revisión y aprobación de modificaciones al RMER.”*

*“ 2.3.2.3: Para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y en el proceso de revisión de solicitudes de modificaciones al RMER, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR, de grupos asesores y en general de expertos externos cuando lo considere conveniente. El reglamento interno de la CRIE deberá contener las guías y procedimientos para la elaboración y presentación del Informe de Diagnóstico.”*

*2.3.2.4: El Informe de Diagnóstico del MER deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1. El proceso de revisión y aprobación de las propuestas de modificaciones al RMER deberá ajustarse a lo dispuesto en el numeral 1.8.4.4.”*

### **Modificaciones aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020**

#### **Libro III**

*“8.6.1 El cálculo de los Precios Mínimos aceptables de ofertas para la asignación de los DT, será realizado por el EOR, tomando en cuenta una proyección estadística del promedio mensual de los precios nodales de la RTR, con base en los precios ex ante históricos del predespacho regional de los tres años anteriores a realizar las correspondientes convocatorias de asignación de DT. Esta base de datos estará disponible en el sitio web del EOR. La metodología para la proyección estadística se encuentra definida en el Anexo “Q” “MÉTODO DE MEDIAS MÓVILES” del presente Libro.*

*Las series de datos se definirán como el promedio mensual del precio para cada nodo de la RTR, para cada mes de los últimos tres (3) años.*

Se aplicará una proyección por series de tiempo, para obtener la proyección para cada nodo de la RTR para el período de validez de los DT a asignar.

En los casos que un nodo de la RTR no tenga información histórica en un mes en particular, se utilizará el precio nodal promedio mensual del nodo que posea precio histórico y que esté vinculado a través del elemento con la menor impedancia.

Previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos, de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios ex ante que cumplan con a) hayan presentado una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un período de mercado determinado y b) No sean resultado de una condición de congestión en el MER, es decir que los flujos de potencia resultantes de los procesos de predespacho o redespacho regional, sean menores que los valores de las restricciones de transmisión modeladas en dichos procesos.”

“8.7.3 Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF, durante el predespacho o redespacho regional, y la Renta de Congestión de dichos DF resulte como abono al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF) en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula.

$$R_{DF,mes} = \left[ \frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[ \sum_{h=1}^H (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) \right]$$

Donde:

$R_{DF,mes}$  = Reintegro de DF en US\$ para un mes específico.

$PDF_{DF,mes}$  = Pago como cargo en US\$ por la compra de DF para un mes específico.

$MW_{DF,mes}$  = Potencia en MW asignada al DT para un mes específico.

$MWER_{CF,h}$  = Energía Requerida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado “h” en el mes.

$NPer_{mes}$  = Número de períodos de mercado del mes.

$MWRR_{CF,h}$  = Energía Requerida reducida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado “h” en el mes.

$h$  = Índice de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la  $MWRR_{CF,h}$  es mayor que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

$H$  = Total de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la  $MWRR_{CF,h}$  es mayor que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la Cuenta General de Compensación (CGC).”

## Anexo D

### D4.1 “Modelización de las Pérdidas

**D4.1.1** Las pérdidas en una línea “l” (con flujos desde el nodo “x” hasta el nodo “y”), cuando circula por la misma una potencia  $F_l$ , se estimarán como:

$$PL_l = r * F_l^2 \quad (0)$$

Donde:

$r$ : resistencia de la línea

La modelación de las pérdidas requiere de introducir un término no lineal que impide el uso de programación lineal para obtener la solución a la asignación de DT.

Para mantener la estructura lineal del problema, se reemplaza (0) por una función lineal por tramos de la siguiente forma:

Sea

$$F_l = \sum_{s=1}^{NS} F_{ls}$$

$$F_{ls} \leq FS \quad (1)$$

Las pérdidas se representan como:

$$PL_l \approx \sum_{s=1}^{NS} r * (s - 0.5) * FS * F_{ls} \approx \sum_{s=1}^{NS} cp_{ls} * F_{ls}$$

donde (2)

$$cp_{ls} = r * (s - 0.5) * FS$$

La ecuación (2) en conjunto con la restricción (1) representa la linealización por tramos de la función (0). Eligiendo FS suficientemente reducido, en la expresión (2) se puede reducir el error de aproximación tanto como se desee.

Las pérdidas totales podrán ser calculadas por el EOR ya sea con la fórmula (0) u (2) según considere apropiado. En consecuencia las pérdidas totales se podrán expresar como:

$$perdidas_e = \sum_{l=1}^{NL} PL_{ls}$$

donde  $PL_{ls}$  se calcula con la fórmula (0) ó (2) según decida el EOR.

Se considerará que las pérdidas en una línea, a los efectos del balance de potencia en un nodo, se distribuyen por partes iguales en ambos los extremos. En consecuencia:

$$perdidas_{xe} = \sum_{l \in \Gamma_x}^{NL} \frac{PL_{le}}{2}$$

Los valores de pérdidas asignadas a cada nodo “x”,  $perdidas_{xe}$  forman el vector  $PLT_e$ .

Siendo  $\Gamma_x$  el conjunto de líneas con un extremo en el nodo “x”.

**D4.2.1** “Con la formulación de las pérdidas que presentó en el numeral D4.1, el mecanismo de asignación de DT se plantea de la siguiente forma:

**Maximizar (Compra DFPP + Compra DF - Venta DFPP - Venta DF)**

$$\max \left( \sum_j (C_j \alpha_j - \psi_j cper_j) + \sum_k (C_k \alpha_k - \psi_k cper_k) - \sum_l (C_l \delta_l) - \sum_q (C_q \delta_q) \right) \quad (3)$$

(Maximizar el monto total recolectado)

Sujeto a:

Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes

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

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

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

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

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

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

Donde:

*MT es el conjunto de elementos de transmisión interconectores “j”, 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 y exportación total por área de control, que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas.*

*bfMTu<sub>e</sub> = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, para el límite superior “u”.*

*bfMTl<sub>e</sub> = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, para el límite inferior “l”.*

(4)

*(Factibilidad de Derechos Firmes, que no considera pérdidas) (...)*

#### **Reglamento Interno CRIE, resolución CRIE-31-2014**

*“Artículo 17. Los Comisionados conforman la Junta de Comisionados, la cual es el órgano superior de la CRIE. La Junta de Comisionados constituye el Directorio de la CRIE.”*

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

#### **Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, resolución CRIE-08-2016**

*“Artículo 1. El presente procedimiento tiene por objeto establecer un mecanismo estructurado que permita una planificación oportuna de consulta pública para la elaboración participativa de las normas regionales y las modificaciones de la Regulación Regional, cumpliendo con los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz para todo el Mercado Eléctrico Regional (MER).”*

*“Artículo 2. Para los asuntos indicados en este Procedimiento, la CRIE convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normas regionales, modificación a la regulación regional o cuando la CRIE considere que el asunto es de tal importancia para el MER, que amerita ser sometida a consulta.”*

*“Artículo 4. El proceso de consulta pública para las propuestas de normas regionales, modificaciones a la regulación regional o los asuntos de importancia regional iniciará su trámite una vez que la CRIE lo ordene, mediante resolución motivada, con base en un informe técnico previo, elaborado por las Unidades Técnicas correspondientes.”*

### III. Propuesta de modificaciones al Libro III del RMER con carácter de urgencia.

A través de la resolución CRIE-50-2020, la Junta de Comisionados de la CRIE aprobó modificaciones al RMER relacionadas con los temas de Derechos Firmes y Contratos Firmes, mismas que fueron aplicadas de forma indicativa por el EOR según lo establecido en el RESUELVE CUARTO de la referida resolución. Habiéndose culminado la aplicación indicativa de las modificaciones al RMER, el EOR remitió a la CRIE el oficio EOR-DE-09-10-2020-275, al cual anexó el documento denominado: “Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020”<sup>1</sup>. Habiéndose analizado dicho informe y derivado de las conclusiones a las que se llegaron a través de la coordinación técnica entre la CRIE y el EOR, se identifican las siguientes necesidades de ajustes regulatorios:

- a) Modificar el último párrafo del numeral 8.6.1 del Libro III del RMER, sustituyendo la conjunción “y” por la conjunción “o” que separa los literales a) y b) de dicho párrafo.

Se identifica que la conjunción “y” establecida en el numeral 8.6.1 señalado, es incorrecta para el fin regulatorio buscado, de aplicar la depuración de datos históricos indeseados para ambos casos de forma excluyente, siendo lo correcto el uso de la conjunción “o”.

Se considera que el impacto de este numeral, tal cual fue aprobado, no permite la depuración de datos históricos de los precios ex antes, para el cálculo de los precios mínimos aceptables de ofertas de compra de DT, no lográndose el objetivo buscado, de que dichos precios mínimos capten los efectos de los datos históricos representativos en la operación futura del MER. Se estima que la aplicación de la corrección a este numeral, si bien no es crítica, se identifica urgente y pertinente que la misma sea considerada para su aplicación a partir del 1 de noviembre de 2020, con el objetivo de procurar que la norma sea consistente de forma integral con los criterios regulatorios perseguidos a través de las modificaciones al RMER, aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020.

- b) Modificar las definiciones “*MT*”, “*bfMTue* y *bfMTle*”, establecidas en el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, en el siguiente sentido: a) para *MT* adicionar el siguiente texto: “*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 exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas  $T_k$  con nodos de inyección en el área de control respectiva*” y trasladar el texto final que dice “*que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas*” al inicio de la definición para mejorar la comprensión de la misma, y b) para *bfMTue* y *bfMTle* adicionar a ambas definiciones los siguientes textos “*asociado al conjunto *MT**” y “*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*”, donde el primero busca explicitar la relación con el conjunto *MT* y el segundo incluir la consideración del uso de la capacidad de transmisión asociadas a las MCTP por parte de los DF existentes.

Se identifica que la norma aprobada no consideró: a) que las restricciones *MT* asociadas a las capacidades de exportación e importación total, deben ser aplicadas únicamente sobre las áreas de control donde existan oferta de compra de DF (inyecciones y retiros respectivamente), así como la reubicación del “*que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas*” al inicio de la definición de *MT* para mejorar la comprensión de la

<sup>1</sup> Anexo 2 al presente Informe de Diagnóstico: Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020, presentado por el EOR.

misma, y b) la capacidad utilizada por los Derechos Firmes existentes (previamente asignados), en los límites superior e inferior  $bfMTue$  y  $bfMTle$  de las restricciones matemáticas incorporadas a la norma, siendo lo correcto que estos deban ser considerados, así como también hacer referencia a la relación con el conjunto MT.

Se considera que el impacto de la omisión en los límites superior e inferior  $bfMTue$  y  $bfMTle$ , únicamente afectaría a los procesos de asignación de DF con períodos de validez mensual, no generando ninguna afectación a los procesos de asignación de DF con períodos de validez anual. Dicha afectación en los procesos mensuales, es que no se aplicaría la mejora pretendida en las restricciones que verifican el neteo de los flujos de potencia de los DF en contraflujo, quedando estas verificaciones con los mismos efectos de las condiciones actuales en los procesos de asignación. Sin embargo, el impacto de la omisión asociada a las restricciones por las capacidades de exportación e importación total (MT), afectaría a todas las solicitudes de compra de DF, cuando estas atraviesen un área de control, que solamente presta el servicio de porteo, ya que limitaría la asignación de una forma indeseada, por no considerar solamente las áreas de control que exportan e importan.

Por lo tanto, se estima que la modificación de este numeral, es crítica y urgente ya que dicho numeral entra en vigencia el 01 de noviembre de 2020, junto con las demás modificaciones al RMER relacionadas con los DF aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020, por lo que con el objeto de garantizar una adecuada aplicación de las normas aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020, debe procederse a su urgente modificación.

- c) Modificar: a) el primer párrafo del numeral 8.7.3 del Libro III del RMER, sustituyendo el texto “(...) *resulte como un abono (...)*” por el texto “(...) *no resulte como cargo (...)*”, y b) la definición de “*h*” y “*H*” del mismo numeral, sustituyendo el texto “(...) *es mayor que cero (...)*” por el texto “(...) *es mayor o igual que cero (...)*”,

Se identifica que para el caso donde la Energía Requerida Reducida de un Contrato Firme (CF), sea igual a cero, es decir que se reduzca en su totalidad el CF por la verificación de los valores de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), actualizadas en el predespacho regional, la norma no contempló la aplicación de reintegro al agente titular del DF asociado al CF reducido totalmente, en este sentido, se considera que la formulación de reintegro establecida en la norma debería ajustarse para considerar este caso extremo en los escenarios de reintegro.

Se considera que el impacto de esta omisión no impide la aplicación de las modificaciones aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020, sin embargo, la aplicación de la corrección a este numeral, es crítica y urgente debido a que podría producir afectaciones económicas no deseadas a los agentes titulares de DF afectados en el caso de la reducción total del CF. Adicionalmente debe considerarse que este ajuste regulatorio, entra en vigencia el 1 de noviembre de 2020, fecha en la cual entran en vigencia las modificaciones al RMER establecidas en el Apartado 2 del Anexo 1 de la resolución CRIE-50-2020. Finalmente, debe indicarse que la modificación urgente del referido numeral evitaría las afectaciones económicas antes indicadas a partir de dicha fecha.

- d) Modificar en el numeral D4.1.1 del Anexo D del Libro III del RMER, la linealización del modelo de las pérdidas de transmisión, que actualmente considera una función lineal por tramos, por un modelo que considere una aproximación lineal por series de Taylor.

Se identificó, que al considerar las nuevas restricciones establecidas en el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, el problema de optimización de la asignación de DT, se volvió más complejo, lo que generó dificultades de convergencia, utilizando el actual modelo cuadrático de las pérdidas de transmisión (no lineal), para superar esta dificultad el EOR implementó en sus sistemas informáticos, un modelo de aproximación lineal por series de Taylor, el que permitió lograr la convergencia de la asignación de DT.

Lo anterior, fue considerado por el EOR, con base en lo experimentado durante los procesos de desarrollo informático para la implementación de un optimizador más robusto, identificándose que la metodología con la aproximación de la serie de Taylor brindó los resultados más cercanos al valor exacto cuadrático, y adicionalmente con base en los análisis y recomendaciones emitidas por el consultor Dr. Alex Papalexopoulos mediante el Informe General de Diagnósticos que fue preparado para el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional(CDMER)en el marco de la consultoría para la *“REVISIÓN Y MODIFICACIÓN DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO Y DESARROLLO DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN A LARGO PLAZO”*, donde se indicó que la aproximación lineal por tramos, que actualmente establece el RMER, es inexacta y puede producir resultados indeseados, siendo más adecuado utilizar una aproximación lineal por series de Taylor, en el Anexo 3<sup>2</sup> del presente informe, se presenta el extracto de dicho informe, donde se detalla el análisis del consultor.

La ventaja de utilizar las aproximaciones lineales mediante series o polinomios de Taylor, es que se logra mayor eficiencia en el cálculo, ya que permiten obtener dicha aproximación de forma local, entorno a un punto donde la función es diferenciable, permitiendo acotar el error de la aproximación. En este sentido, el objeto de considerar en la normativa esta aproximación lineal (series de Taylor), es el de establecer la formulación matemática específica a utilizarse para realizar la linealización de la función cuadrática de las pérdidas de transmisión, ante dificultades de no convergencia del problema de optimización para la asignación de DT, derivada de la no linealidad de función cuadrática antes indicada y la complejidad del escenario de optimización correspondiente.

Por lo anterior, se estima que la modificación del modelo de linealización, de las pérdidas de transmisión, actualmente considerado en el D4.1.1 del Anexo D del Libro III, es crítica y urgente para la aplicación adecuada de las modificaciones al RMER establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1 de la resolución CRIE-50-2020, las cuales entran en vigencia el 01 de noviembre de 2020.

Con base en las modificaciones descritas en los literales anteriores, se identifica necesario modificar dichos numerales de manera urgente, debido a que de esta forma se garantizaría una adecuada aplicación de las modificaciones al RMER establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1 de la resolución CRIE-50-2020, las cuales entran en vigencia el 01 de noviembre de 2020, con el objetivo de procurar consistencia de forma integral con los criterios regulatorios perseguidos a través de dichas modificaciones al RMER; lo cual evitara posibles efectos indeseados y afectaciones económicas a los Agentes del MER a partir de

---

<sup>2</sup> Anexo 3 al presente Informe de Diagnóstico: Extracto relacionado con el modelo de pérdidas de transmisión, del informe denominado “4.3 General Diagnostic Report” en el marco de la consultoría contratada por el CDMER, para “REVIEW AND MODIFICATION OF SHORT TERM TRANSMISSION RIGHTS AND DEVELOPMENT OF LONG TERM TRANSMISSION RIGHTS”, elaborado por la empresa consultora ECCO International Inc. para el CONSEJO DE ELECTRIFICACIÓN DE AMÉRICA CENTRAL, CEAC, presentado en el mes de noviembre de 2019.

dicha fecha. Para el efecto debe procederse de la forma establecida en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, adoptando una modificación transitoria del RMER.

El detalle de las modificaciones al RMER se presentan mediante el Anexo 1<sup>3</sup> al presente informe.

#### **IV. Conclusiones**

1. El EOR atendió la disposición transitoria establecida en el numeral cuatro del RESUELVE CUARTO de la resolución CRIE-50-2020, llevando a cabo un período de aplicación indicativa y presentado a la CRIE mediante el oficio EOR-DE-09-10-2020-275 el “*Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020*”, el cual se acompaña como Anexo 2 al presente informe.
2. Derivado del período de aplicación indicativa del Apartado A2 del Anexo 1 de la resolución CRIE-50-2020 y del “*Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020*”, desarrollados por el EOR, se identificó la necesidad de realizar modificaciones a los numerales 8.6.1, 8.7.3, D4.1.1 y D4.2.1 del Libro III del RMER, la cuales se consideran críticas y urgentes, ya que de no aplicarse podrían producir efectos indeseados, así como afectaciones económicas a los agentes solicitantes y titulares de DF.
3. Con el objeto que las modificaciones identificadas en el presente informe puedan ser aplicadas a partir del 01 de noviembre de 2020 y de esta forma evitar posibles efectos indeseados y afectaciones económicas a los Agentes del MER a partir de dicha fecha, debe procederse de la forma establecida en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, adoptando una modificación transitoria del RMER en ese sentido; lo cual a su vez contribuiría con lograr la consistencia integral de dichas normas con los criterios regulatorios perseguidos a través de las modificaciones al RMER aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020.

#### **V. Recomendaciones**

1. Aprobar, las modificaciones transitorias a los numerales 8.6.1, 8.7.3, D4.1.1 y D4.2.1 del Libro III del RMER, para su aplicación 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 RMER, conforme el detalle presentado en el Anexo 1 al presente informe.
2. Publicar en el sitio web de la CRIE, el presente “*Informe de Diagnóstico del Mercado Eléctrico Regional para dar atención a las modificaciones urgentes identificadas durante el periodo de aplicación indicativa de la resolución CRIE-50-2020*”, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER.
3. Ordenar el inicio del proceso de consulta pública, para la modificación de los numerales 8.6.1, 8.7.3, D4.1.1 y D4.2.1 del Libro III del RMER.

---

<sup>3</sup> Anexo 1 al presente Informe de Diagnóstico: Detalle de las modificaciones urgentes al RMER.

# Anexo 1

## Propuesta de modificación al RMER derivadas del “INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”

1. Modificar el último párrafo del numeral 8.6.1 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente (en color azul los cambios):

“Previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos, de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios ex ante que cumplan con: a) hayan presentado una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un periodo de mercado determinado; o b) No sean resultado de una condición de congestión en el MER, es decir que los flujos de potencia resultantes de los procesos de predespacho o redespacho regional, sean menores que los valores de las restricciones de transmisión modeladas en dichos procesos.”

2. Modificar el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente (en color azul los cambios):

“Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF, durante el predespacho o redespacho regional, y la *Renta de Congestión* de dichos DF **no resulte como cargo** al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF) en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula.

$$R_{DF,mes} = \left[ \frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[ \sum_{h=1}^H (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) \right]$$

Donde:

$R_{DF,mes}$  = Reintegro de DF en US\$ para un mes específico.

$PDF_{DF,mes}$  = Pago como cargo en US\$ por la compra de DF para un mes específico.

$MW_{DF,mes}$  = Potencia en MW asignada al DT para un mes específico.

$MWER_{CF,h}$  = Energía Requerida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado “h” en el mes.

$NPer_{mes}$  = Número de períodos de mercado del mes.

$MWRR_{CF,h}$  = Energía Requerida reducida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado “h” en el mes.

$h$  = Índice de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la  $MWRR_{CF,h}$  es mayor o igual que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

$H$  = Total de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la  $MWRR_{CF,h}$  es mayor o igual que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la Cuenta General de Compensación (CGC).”

3. Modificar el numeral D4.1.1 del Anexo D al Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente (en color azul los cambios):

**D4.1.1** “Las pérdidas en una línea “l” (con flujos desde el nodo “x” hasta el nodo “y”), cuando circula por la misma una potencia  $F_l$ , se estimarán como:

$$PL_l = r_l * F_l^2 \quad (0)$$

Donde:

$r_l$ : resistencia de la línea l

$PL_l$ = Pérdidas de transmisión en la línea l

$F_l$ = Flujo de potencia en la línea l

La modelación de las pérdidas requiere de introducir un término no lineal que impide el uso de programación lineal para obtener la solución a la asignación de DT.

Para mantener la estructura lineal del problema, se reemplaza (0) por una aproximación por series de Taylor, la cual se describe a continuación:

$$PL_l \approx r_l * (F_{perd_l})^2 + 2 * r_l * F_{perd_l} * \Delta F_l \quad (1)$$

Donde  $F_{perd_l}$  corresponde al flujo de la línea l en ese punto de operación.  $\Delta F_l$  representa la dirección de descenso que se puede describir como:

$$\Delta F_l = (F_l - F_{perd_l}) \quad (1.1)$$

$\Delta F_l$  debe estar acotada por un límite inferior y un límite superior de la siguiente forma:

$$-s \leq \Delta F_l \leq s \quad (1.2)$$

Donde s es una constante la cual debe ser pequeña alrededor del punto de operación.

Dadas las restricciones de flujo por cada línea, indicadas en el numeral D2.3 ( $-bl_e \leq F_e \leq bu_e$ ), al reemplazar (1.1), se tiene que:

$$-bl_{e,l} - F_{perd_l} \leq F_l - F_{perd_l} \leq bu_{e,l} - F_{perd_l}$$

$$-bl_{e,l} - F_{perd_l} \leq \Delta F_l \leq bu_{e,l} - F_{perd_l} \quad (1.3)$$

Combinando con la ecuación (1.1), la ecuación de restricción de flujo cambiaría por:

$$\max(-bl_{e,l} - F_{perd_l}, -s) \leq \Delta F_l \leq \min(bu_{e,l} - F_{perd_l}, s) \quad (2)$$

Las iteraciones iniciales para esta linealización, deberán considerar un valor de  $s$  grande, y en las iteraciones finales el valor de  $s$  debe tender a cero. Los valores inicial y final de  $s$  deberán ser incluidos en los resultados del proceso de asignación de DT correspondiente.

Las ecuaciones e inecuaciones (1), (1.1), (1.2), (1.3) y (2) representan la linealización de la función (0). Para lo cual, las inecuaciones establecidas en el numeral D2.3, deberán aplicarse considerando lo establecido en la inecuación (2). Para este efecto el EOR deberá aplicar esta linealización alrededor del valor real del flujo, en una región cercana a la solución, considerando las técnicas más adecuadas para lograr este objetivo.

Las pérdidas totales podrán ser calculadas por el EOR ya sea con la fórmula (0) o las ecuaciones e inecuaciones (1), (1.1), (1.2), (1.3) y (2) según considere apropiado. En consecuencia, las pérdidas totales se podrán expresar como:

$$perdidas_e = \sum_{l=1}^{NL} PL_{ls}$$

donde  $PL_{ls}$  se calcula con la fórmula (0) ó (2) según decida el EOR.

Se considerará que las pérdidas en una línea, a los efectos del balance de potencia en un nodo, se distribuyen por partes iguales en ambos los extremos. En consecuencia:

$$perdidas_{xe} = \sum_{l \in \Gamma_x} \frac{PL_{le}}{2}$$

Los valores de pérdidas asignadas a cada nodo “x”,  $perdidas_{xe}$  forman el vector  $PLT_e$ .

Siendo  $\Gamma_x$  el conjunto de líneas con un extremo en el nodo “x”.”

4. Modificar la sección “Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes” del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, la cual se leerá de la forma siguiente (en color azul los cambios):

“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 Derecho Firmes a ser asignados en sentido contrario.

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

(4)

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

(4.1)

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.”](#)

## Anexo 2

“Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020” presentado por el EOR mediante oficio EOR-DE-09-10-2020-275

## Anexo 3

Extracto relacionado con el modelo de pérdidas de transmisión, del informe denominado “4.3 General Diagnostic Report” en el marco de la consultoría contratada por el CDMER, para “REVIEW AND MODIFICATION OF SHORT TERM TRANSMISSION RIGHTS AND DEVELOPMENT OF LONG TERM TRANSMISSION RIGHTS”, elaborado por la empresa consultora ECCO International Inc. para el CONSEJO DE ELECTRIFICACIÓN DE AMÉRICA CENTRAL, CEAC, presentado en el mes de noviembre de 2019.

**Texto del informe con traducción libre al español:**

### 4.3.2.3 Pérdidas de transmisión

El documento de implementación de los Derechos de Transmisión (DT) en el Mercado Eléctrico Regional (MER) describe cómo se incluyen las pérdidas de transmisión en la Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS), pero la descripción no es muy clara y, en ocasiones, la notación es confusa. Las pérdidas de transmisión no son lineales, mientras que la PFS se formula como un problema de programación lineal. Por lo tanto, las pérdidas de transmisión deben linealizarse para que puedan incluirse en la formulación del problema de subasta de DT. **La implementación de los DT en el MER utiliza una fórmula lineal por partes para linealizar las pérdidas; sin embargo, la fórmula no es una expansión de la serie de Taylor truncada, que es una forma estándar de linealizar funciones no lineales.**

La fórmula es críptica, usa notación indefinida y creo que contiene un error. La documentación establece que al aumentar los pasos (disminuir el ancho de cada paso) en el flujo de potencia de la línea de transmisión puede reducir el error de aproximación tanto como se desee. Por supuesto, esto no es cierto porque la fórmula no se aplica a la derivada de la función no lineal para capturar su curvatura. El valor incremental de la pérdida en cada paso es proporcional al número de pasos. Para una línea de transmisión con resistencia R y flujo de potencia activa F dividida en N segmentos iguales, la pérdida de transmisión se aproxima de la siguiente manera:

$$TL = R F^2 \cong \sum_{n=1}^N R (n - 0.5) \frac{F}{N} = R \frac{F}{N} \sum_{n=1}^N (n - 0.5) = R \frac{F}{N} \left( \frac{N(N+1)}{2} - \frac{N}{2} \right) = R F \frac{N}{2}$$

Esta fórmula representa una linealización muy inexacta de las pérdidas de transmisión; ¡puede estar produciendo resultados peores que ignorar las pérdidas por completo!

Se puede lograr una linealización precisa con una expansión en serie de Taylor truncada:

$$TL = R F^2 \cong 2 R \tilde{F} \Delta F$$

Donde el problema se resuelve iterativamente en incrementos ( $\Delta F$ ) a partir de una solución de flujo de energía de AC ( $\vec{F}$ ).

Sin el beneficio de las iteraciones, para la ecuación de equilibrio de potencia con pérdidas en cada nodo de la red, las pérdidas en cada línea de transmisión se modelan como mitades iguales en cada terminal.

El documento de implementación de DT utiliza un término en la función objetivo ( $\psi$ ) que representa la asignación de pérdidas de transmisión a las ofertas de DT, pero no hay una descripción del método de asignación en ninguna parte. **Es razonable asumir que las pérdidas en cada línea de transmisión se asignan a las ofertas DT a prorrata de la contribución del flujo de potencia en la línea de transmisión en la dirección dominante del flujo.** En este esquema de asignación, los DT con contribuciones de contraflujo en una línea de transmisión no deben recibir ninguna pérdida de transmisión de esa línea de transmisión. Sin embargo, no está claro cómo se maneja esa discontinuidad en la formulación de Subastas de DT. Puede ser que la asignación de pérdidas sea algebraica, en cuyo caso a los DT con contribuciones de contraflujo en una línea de transmisión se les asignan pérdidas de transmisión negativas.

Independientemente de cómo se realice la asignación de pérdida de transmisión, las pérdidas de transmisión asignadas no deben exceder la cantidad máxima de autoaprovisionamiento de pérdida de transmisión que se indica en la oferta de DT como potencia de inyección adicional en una ubicación de inyección designada. Por supuesto, esa ubicación de inyección puede estar en cualquier lugar del sistema donde se permiten ubicaciones de inyección, lo que hace que todo el enfoque del cálculo y la asignación de pérdidas de transmisión sea cuestionable e ineficaz en el mejor de los casos.

Si es importante modelar las pérdidas de transmisión en la subasta DT, se puede utilizar un modelo de pérdida de transmisión marginal escalado. La asignación de pérdidas de transmisión marginales a las ubicaciones de inyección es consistente con cómo se modelan las pérdidas de transmisión en el MER y cómo se calculan los horarios óptimos. En este enfoque ampliamente aceptado y utilizado por la industria, las potencias de inyección incrementales de la iteración anterior se dividen por el factor de penalización de pérdida de la ubicación de inyección respectiva para representar las pérdidas marginales incurridas en el sistema debido a estas potencias de inyección incrementales. El factor de penalización por pérdida en una ubicación de inyección  $i$  está relacionado con la tasa de pérdida marginal de la siguiente manera:

$$LPF_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}}$$

La tasa de pérdida marginal es el aumento incremental en las pérdidas del sistema ( $P_L$ ) debido a una inyección de potencia incremental ( $P_i$ ) absorbida por la carga del sistema, en este caso, todas las Ubicaciones de Retiro a prorrata de las Potencias de Retiro correspondientes. Los factores de penalización por pérdidas se derivan fácilmente del jacobiano de flujo de potencia (la matriz de las primeras derivadas de las ecuaciones de flujo de potencia de AC). Debido al hecho de que las pérdidas marginales son mayores que las pérdidas reales del sistema (por lo general, casi el doble), deben reducirse proporcionalmente en la asignación para que coincidan con las pérdidas reales del sistema calculadas por un flujo de potencia de AC entre iteraciones.

Está claro que el cálculo y la asignación de pérdidas de transmisión en la implementación de la subasta DT deben mejorarse. **Sin embargo, como se mencionó anteriormente en este Informe de diagnóstico general, no existe un método científicamente preciso que pueda asignar las pérdidas de transmisión no lineal a los DT. Cualquier método razonable, como el que se basa en la pérdida marginal, requeriría un enfoque iterativo con una solución de flujo de potencia de AC entre iteraciones para linealizar las pérdidas.** Esto complicaría

la PFS y la inclusión de la responsabilidad por pérdidas de transmisión complica la liquidación de DT reduciendo la transparencia de los resultados de la subasta DT.

Teniendo en cuenta que las pérdidas de transmisión no suman más que un pequeño porcentaje de las transacciones de energía equilibradas, su introducción a la PFS y la cobertura financiera del Derecho de Transmisión es un beneficio cuestionable por la complejidad adicional.

#### Texto original del informe:

##### 4.3.2.3 Transmission Losses

The MER DT implementation document describes how transmission losses are included in the Simultaneous Feasibility Test (SFT), but the description is not very clear and at times the notation is confusing. Transmission losses are nonlinear, whereas the SFT is formulated as a Linear Programming problem. Therefore, the transmission losses must be linearized so that they can be included in the DT Auction problem formulation. **The MER DT implementation uses a piece-wise linear formula to linearize the losses; however, the formula is not a truncated Taylor series expansion which is a standard way of linearizing nonlinear functions.**

The formula is cryptic, using undefined notation, and I believe it contains an error. The documentation states that increasing the steps (decreasing the width of each step) in the transmission line power flow can reduce the approximation error as much as desired. This is of course not true because the formula does not apply to the derivative of the nonlinear function to capture its curvature. The value of the incremental loss at each step is proportional to the number of steps. For a transmission line with resistance  $R$  and active power flow  $F$  divided into  $N$  equal segments, the transmission loss is approximated as follows:

$$TL = R F^2 \cong \sum_{n=1}^N R (n - 0.5) \frac{F}{N} = R \frac{F}{N} \sum_{n=1}^N (n - 0.5) = R \frac{F}{N} \left( \frac{N(N+1)}{2} - \frac{N}{2} \right) = R F \frac{N}{2}$$

This formula represents a very inaccurate linearization of transmission losses; it may be producing results that are worse than ignoring losses altogether!

An accurate linearization can be achieved with a truncated Taylor series expansion:

$$TL = R F^2 \cong 2 R \tilde{F} \Delta F$$

Where the problem is solved iteratively in increments ( $\Delta F$ ) from an AC power flow solution ( $\tilde{F}$ ).

Without the benefit of iterations, for the lossy power balance equation at each network node, the losses on each transmission line are modeled as equal halves at each terminal.

The DT implementation document uses a term in the objective function ( $\psi$ ) that represents the allocation of transmission losses to DT bids, but there is no description of the allocation method anywhere. **It is reasonable to assume that the losses on each transmission line are allocated to DT bids pro rata on the power flow contribution on the transmission line in the dominant direction of flow.** In this allocation scheme, DTs with counter flow contributions on a transmission line should not be allocated any transmission losses from that transmission line. However, it is unclear how that discontinuity is handled in the DT Auction formulation. It may be that the loss allocation is algebraic, in which case DTs with counter flow contributions on a transmission line are allocated negative transmission losses.

Irrespective of how the transmission loss allocation is performed, the allocated transmission losses must not exceed the maximum amount of transmission loss self-provision that is indicated in the DT bid as additional Injection Power at a designated Injection Location. Of course, that Injection Location can be anywhere in the system where Injection Locations are allowed, which makes the whole approach of transmission loss calculation and allocation questionable at best and ineffective.

If it is important to model transmission losses in the DT Auction, a scaled marginal transmission loss model can be used. Allocating marginal transmission losses to Injection Locations is consistent with how transmission losses are modeled in the MER, and how optimal schedules are calculated. In this widely accepted and used approach by the Industry, Incremental Injection Powers from the previous iteration are divided by the loss penalty factor of the respective Injection Location to represent the marginal losses incurred in the system because of these Incremental Injection Powers. The loss penalty factor at an Injection Location  $i$  is related to the marginal loss rate as follows:

$$LPF_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}}$$

The marginal loss rate is the incremental increase in system losses ( $P_L$ ) due to an incremental power injection ( $P_i$ ) as absorbed by the system load, in this case, all Withdrawal Locations pro rata on the corresponding Withdrawal Powers. The loss penalty factors are easily derived from the power flow Jacobian (the matrix of first derivatives of the AC power flow equations). Because of the fact that marginal losses are greater than actual system losses (typically almost twice), they need to be scaled down pro rata in the allocation to match the actual system losses as calculated by an AC power flow between iterations.

It is clear that the transmission loss calculation and allocation in the DT Auction implementation must be improved. **However, as mentioned earlier in this General Diagnostic Report, there is no scientifically accurate method that can allocate nonlinear transmission losses to DTs. Any reasonable method, such the one based on marginal loss, would require an iterative approach with an AC power flow solution between iterations to linearize the losses.** This would complicate the SFT and the inclusion of transmission loss responsibility complicates the DT settlement reducing the transparency of the DT Auction results.

Considering that transmission losses do not amount to more than a small percentage of otherwise balanced energy transactions, their introduction to the SFT and the financial Transmission Right hedge is of questionable benefit for the additional complexity.



**ENTE OPERADOR REGIONAL**  
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

## **“Informe de los resultados del Periodo Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020”**

Fecha:

09 de octubre de 2020



# Contenido

---

<b>Antecedentes.....</b>	<b>6</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>6</b>
<b>1.Resultados de la Simulación de Asignaciones de DT A2101 y M2101 .....</b>	<b>8</b>
1.1 CÁLCULO DE LAS CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA DERECHOS DE TRANSMISIÓN (COTDT).....	8
1.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE PRECIOS MÍNIMOS ACEPTABLES DE OFERTAS PARA DT .....	11
1.3 SOLICITUDES DE COMPRA DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (SDT) PARA LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101 Y M2101 .....	12
1.4 VERIFICACIÓN DE PRECIOS MÍNIMOS PARA LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101.....	13
1.5 RESULTADOS DE LA EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES PARA LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101 Y M2101 .....	14
1.6 VALIDACIÓN ELÉCTRICA (VERIFICACIÓN COMPLEMENTARIA) DE LA ASIGNACIÓN MENSUAL A2101 ..	15
1.6.1 RESULTADOS DE LA VALIDACIÓN ELÉCTRICA Y VERIFICACIÓN COMPLEMENTARIA DE LA ASIGNACIÓN A2101 PARA EL PERIODO INDICATIVO. ....	17
1.6.2 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	19
1.7 CONCILIACIÓN DE LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101 Y M2101 .....	19
1.8 SITUACIONES IDENTIFICADAS EN LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101.....	19
<b>2. Resultados de Predespachos Regionales y Conciliaciones de Transacciones periodo Indicativo .....</b>	<b>22</b>
2.1 REGISTRO DE CONTRATO FIRMES INDICATIVOS SEGÚN RESULTADOS ASIGNACIONES A2101 Y M2101 .....	22
2.2 FECHA DE OPERACIÓN 29 DE SEPTIEMBRE DE 2020.....	22
2.2.1 PREDESPACHO REGIONAL .....	22
Resultados de reducción de Contratos Firmes.....	22
Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional .....	30



Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional.....	30
2.2.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES .....	31
Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC).....	31
Renta de Congestión (RENTAC).....	32
Cargo en el mercado de oportunidad asociado a los compromisos contractuales (CMORC).....	32
Reintegros.....	32
Observaciones adicionales respecto a la conciliación de transacciones.....	32
Conclusiones de la conciliación de transacciones.....	33
2.3 FECHA DE OPERACIÓN 30 DE SEPTIEMBRE DE 2020.....	33
2.3.1 PREDESPACHO REGIONAL.....	33
Resultados de reducción de Contratos Firmes.....	33
Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional.....	36
Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional.....	37
2.3.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES .....	37
Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC).....	37
Renta de Congestión (RENTAC).....	38
Cargo en el mercado de oportunidad asociado a los compromisos contractuales (CMORC).....	39
Reintegros.....	39
Observaciones adicionales respecto a la conciliación de transacciones.....	39
Conclusiones de la conciliación de transacciones.....	39
2.4 FECHA DE OPERACIÓN 01 DE OCTUBRE DE 2020 .....	40
2.4.1 PREDESPACHO REGIONAL.....	40
Resultados de reducción de Contratos Firmes.....	40
Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional.....	43
2.4.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES .....	44



Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC) .....	44
Renta de Congestión (RC) y CMORC .....	45
Reintegros .....	47
Conclusiones de la conciliación de transacciones .....	48
2.5 FECHA DE OPERACIÓN 02 DE OCTUBRE DE 2020 .....	48
2.5.1 PREDESPACHO REGIONAL .....	49
Resultados de reducción de Contratos Firmes.....	49
Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional .....	53
Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional.....	54
2.5.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES .....	54
Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC) .....	54
Renta de Congestión (RC) y CMORC .....	56
Reintegros .....	58
Conclusiones de la conciliación de transacciones .....	59
Observaciones adicionales respecto a la conciliación diaria de transacciones.....	59
2.6 FECHA DE OPERACIÓN 03 DE OCTUBRE DE 2020 .....	60
2.6.1 PREDESPACHO REGIONAL .....	60
Resultados de reducción de Contratos Firmes.....	60
Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional .....	68
Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional.....	70
2.6.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES .....	70
Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC) .....	70
Renta de Congestión (RC) y CMORC .....	72
Reintegros .....	73
Conclusiones de la conciliación de transacciones .....	74
2.7 FECHA DE OPERACIÓN 04 DE OCTUBRE DE 2020 .....	75
2.7.1 PREDESPACHO REGIONAL .....	75



Resultados de reducción de Contratos Firmes.....	75
Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional .....	78
Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional .....	79
<b>2.7.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES .....</b>	<b>80</b>
Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC) .....	80
Renta de Congestión (RC) y CMORC .....	81
Reintegros .....	82
Conclusiones de la conciliación de transacciones .....	83
<b>2.8 FECHA DE OPERACIÓN 05 DE OCTUBRE DE 2020 .....</b>	<b>84</b>
<b>2.8.1 PREDESPACHO REGIONAL .....</b>	<b>84</b>
Resultados de reducción de Contratos Firmes.....	84
Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional .....	86
Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional .....	87
<b>2.8.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES .....</b>	<b>88</b>
Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC) .....	88
Renta de Congestión (RC) y CMORC .....	89
Reintegros .....	90
Conclusiones de la conciliación de transacciones .....	91
<b>3. CONCLUSIONES DEL PERIODO INDICATIVO .....</b>	<b>92</b>



## Antecedentes

---

El día 6 de agosto de 2020, la CRIE publicó la Resolución CRIE-50-2020, en cuyo numeral 4 del RESUELVE CUARTO de la misma estableció lo siguiente:

*"A partir de la publicación de la presente resolución, el EOR deberá llevar a cabo los ajustes a sus sistemas informáticos y demás acciones que considere necesarias, debiendo aplicar de forma indicativa, al menos por un período de 7 días calendario, las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado "Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo"; así mismo, el EOR deberá presentar a esta Comisión un informe sobre los resultados de dicha aplicación, a más tardar 5 días calendarios contados a partir de la finalización del periodo indicativo. Todo lo anterior, con el fin que el proceso de asignación de Derechos de Transmisión con periodo de validez anual y mensual, a realizarse en el mes de diciembre de 2020, considere la aplicación de dicha normativa." (lo subrayado es propio).*

## Introducción

---

Para aplicar de forma indicativa las nuevas disposiciones contenidas en la resolución CRIE-50-2020, el EOR elaboró un Protocolo de Pruebas (**ANEXO 1A**), del cual se consideraron los siguientes aspectos:

1. El 14 de septiembre de 2020, se realizó la publicación de la información previa, a través del portal web del EOR, de las asignaciones a simular.
2. Entre el 21 y 22 de septiembre de 2020, se recibieron las Solicitudes de Derechos Firmes (SDF) correspondientes.
3. Cada Agente tenía como máximo, la presentación de hasta tres (3) solicitudes de Derechos Firmes, para cada proceso de asignación.
4. Las asignaciones de Derechos Firmes que se simularon de forma indicativa son la anual A2101 y la mensual M2101, en las cuales se habilitó la participación de todos los Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER.



5. El 23 de septiembre de 2020, el EOR revisó y validó la información remitida por parte de los agentes.
6. El 24 de septiembre de 2020, el EOR realizó la ejecución de dichas asignaciones y publicó los resultados de las mismas en el portal web del EOR.
7. El EOR en coordinación con los OS/OM realizó el registro de contratos firmes, y publicó los registros el 25 de septiembre de 2020, informando los códigos y los puntos de medida correspondientes conforme a los DT asignados que serían usados en las pruebas.
8. El 25 de septiembre de 2020, se publicó la conciliación de Derechos Firmes a través del portal web del EOR.
9. Entre el 28 de septiembre y el 04 de octubre de 2020, se simuló los Predespachos Regionales correspondientes a los días de operación del 29 de septiembre al 05 de octubre de 2020; entre el 30 de septiembre y el 06 de octubre de 2020, se simuló y publicó las conciliaciones diarias programadas de los días de operación antes mencionados.
10. Los escenarios de predespacho regional, conciliaciones diarias programadas específicos que se han considerado para la aplicación indicativa de la nueva regulación regional abarcan las condiciones de la normativa desde diciembre 2020, el primer semestre 2021 (derechos vigentes en enero 2021) y a partir del inicio del segundo semestre del 2021 (derechos vigentes en julio 2021).
11. Todos los procesos comerciales antes indicados se realizaron de forma paralela a los procesos oficiales.
12. Las condiciones del MER y simulaciones específicas definidos por el EOR, tienen la finalidad de abarcar la mayor cantidad de escenarios posibles, bajo la nueva regulación y de esta manera, tanto OS/OM como Agentes del MER, puedan visualizar las implicaciones que estos escenarios conllevaron.
13. Tanto la carga de información, como los resultados de los procesos de asignación, predespacho regional y conciliación de transacciones están disponibles a través del portal web del EOR, en la sección en la sección: MER -> Gestión Comercial -> Pruebas Periodo Indicativo (CRIE-50-2020).
14. Los Agentes registrados, elementos de red, generadores, medidores y puntos de medición de la base de datos, son los mismos definidos en el entorno de producción hasta la fecha 14 de septiembre de 2020, más aquellos ajustes que conlleve el registro de Contratos Firmes en el periodo indicativo.



15. Para la realización de las pruebas, la constitución de garantías se simuló para las transacciones de contratos y oportunidad con la disponible en el entorno de producción hasta la fecha 14 de septiembre de 2020.

16. Los resultados de conciliación de transacciones programadas y la asignación de DF, A2101-indicativa y M2101-indicativa, no implicaron valorizaciones monetarias o afectaciones económicas reales a los Agentes participantes.

17. Los Agentes participantes en el período indicativo, tanto en los procesos de asignación de Derechos Firms como en el Predespacho Regional, están registrados como Agentes Autorizados para realizar Transacciones en el MER, conforme lo establecido el numeral 3.4 del Libro I del RMER.

18. No se emitieron certificados de DT a los Agentes titulares de DT en este periodo indicativo.

19. Todas las comunicaciones de los procesos técnico-comerciales, así como las consultas por parte de OS/OM y Agentes, durante el periodo indicativo, se han emitido y recibido a través de la dirección electrónica: [indicativo502020@enteoperador.org](mailto:indicativo502020@enteoperador.org).

## 1. Resultados de la Simulación de Asignaciones de DT A2101 y M2101

---

### 1.1 CÁLCULO DE LAS CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA DERECHOS DE TRANSMISIÓN (COTDT)

Para el cálculo de las COTDT, fue aplicado lo establecido en el Anexo "R" del RMER.

Conforme a lo establecido en el Anexo R de la Resolución CRIE-50-2020, dentro de los "*Criterios para la determinación de las Capacidades Operativas de Transmisión entre dos áreas de control adyacentes del Sistema Eléctrico Regional (SER)*", se ha modificado el proceso de determinación de las COTDT para la asignación anual. En este sentido, se ha utilizado como insumo para el cálculo de las COTDT de cada mes correspondiente, los últimos 12 estudios de MCTP del año anterior, para el mes que corresponda:



*“Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control.” (Subrayado es propio)*

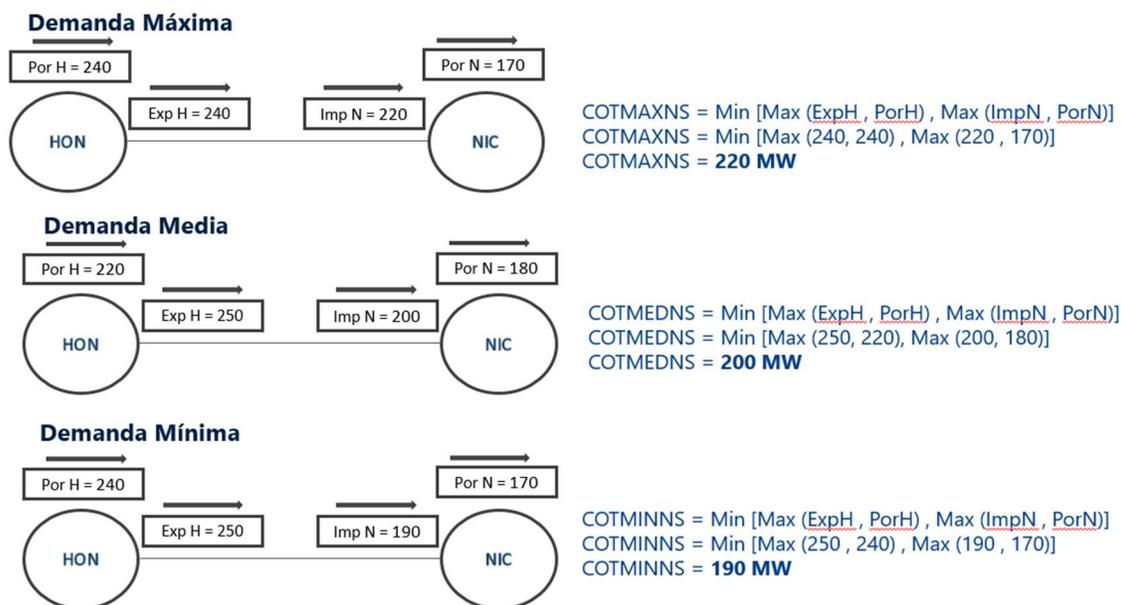
Por lo anterior, se ha cumplido lo siguiente para los 12 meses del periodo de la subasta:

- a. Para el cálculo de las COTDT de enero 2021, se usó como insumo el estudio de MCTP de enero 2020, y sus actualizaciones solicitadas por los OS/OM y validadas por el EOR
- b. Para el cálculo de las COTDT de febrero 2021, se usó como insumo el estudio de MCTP de febrero 2020, y sus actualizaciones solicitadas por los OS/OM y validadas por el EOR
- c. Para el cálculo de las COTDT de marzo 2021, se usó como insumo el estudio de MCTP de marzo 2020, y sus actualizaciones solicitadas por los OS/OM y validadas por el EOR; y así sucesivamente...
- d. [...]
- e. Para el cálculo de las COTDT de octubre 2021, se usó como insumo el estudio de MCTP de octubre de 2019, y sus actualizaciones solicitadas por los OS/OM y validadas por el EOR
- f. Para el cálculo de las COTDT de noviembre 2021, se usó como insumo el estudio de MCTP de noviembre 2019, y sus actualizaciones solicitadas por los OS/OM y validadas por el EOR
- g. Para el cálculo de las COTDT de diciembre 2021, se usó como insumo el estudio de MCTP de diciembre 2019, y sus actualizaciones solicitadas por los OS/OM y validadas por el EOR.

Además, en caso de que un OS/OM lo solicite, el EOR previa revisión y validación de dicha solicitud, podrá usar para el cálculo de las COTDT, los valores específicos actualizados de MCTP para uno o varios meses que cubrirá la asignación anual, así como también usará el valor de la Exportación Total de cada área de control.

Así mismo, se ha incorporado un nuevo procedimiento de cálculo de las COTDT, tanto para la asignación mensual como para la anual, en el cual ya no se tomará el “mínimo de los mínimos” valores de las MCTP para determinar las COTDT, como se establecía en el anexo A de la Resolución CRIE-7-2017. Sino que ahora, conforme al cambio normativo indicado en el Anexo R de la Resolución CRIE-50-2020 se tomará “el mínimo de los mayores” valores de

las MCTP para determinar las COTDT, lo cual ha resultado en valores mayores de COTDT con respecto a los actuales, como se muestra en el siguiente ejemplo para determinar la COTDT entre Honduras y Nicaragua en dirección de Norte a Sur del mes de agosto de 2021:



Finalmente, la COTDT se calcula como el valor mínimo de los calculados en Demanda Máxima, Demanda Media y Demanda Mínima:

$$\text{COTDT} = \text{Min} [\text{COTMAX}, \text{COTMED}, \text{COTMIN}]$$

$$\text{COTDT} = \text{Min} [220, 200, 190]$$

$$\text{COTDT} = 190 \text{ MW.}$$

Asimismo, conforme al numeral 7 del Anexo R de la Resolución CRIE-50-2020, se establece:

*"El EOR publicará en la información previa a la convocatoria de la asignación respectiva de DT, tanto los valores resultantes de los pasos 1 al 5 anteriores, como los valores individuales de MCTP (Porteo, Importación y Exportación) más restrictivos entre los 3 escenarios de demanda para cada dirección Norte-Sur y Sur-Norte, resultantes del estudio de seguridad operativa vigente y de sus actualizaciones correspondientes, al momento de la publicación de las capacidades operativas de transmisión para asignación de DT."* (Lo subrayado es propio)

De lo anterior, se publicó dentro de la información previa indicativa el archivo "Valores\_Individuales\_MCTP\_Restrictivos\_Pruebas\_indicativas.xlsx", el cual contiene los valores

individuales de MCTP más restrictivos de los 3 escenarios de demanda para cada mes del periodo de vigencia de la convocatoria realizada para el proceso de asignación realizado.

En el **ANEXO 1B** se encuentra el archivo publicado en el marco de la convocatoria e información previa indicativa.

## 1.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE PRECIOS MÍNIMOS ACEPTABLES DE OFERTAS PARA DT

Para el cálculo de los precios mínimos aceptables para ofertas de DT, se consideraron los siguientes aspectos:

- a) Lo establecido en el último párrafo del numeral 8.6.1 del Libro III del RMER modificado por la resolución CRIE-50-2020, el cual establece que “[...] *Previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos, de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios ex ante que cumplan con a) hayan presentado una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un periodo de mercado determinado y b) No sean resultado de una condición de congestión en el MER, es decir que los flujos de potencia resultantes de los procesos de predespacho o redespacho regional, sean menores que los valores de las restricciones de transmisión modeladas en dichos procesos.*”.
- b) Lo indicado en el literal “c) *Solicitud de Aclaración 3*” de la nota CRIE-SE-GM-GJ-523-10-09-2020, que dice lo siguiente:
  - **“Parte 1:** *La norma es clara en el numeral 8.6.1 del Libro del RMER, al establecer que se deben dar las dos condiciones simultáneamente, para poder aplicar el descarte de los valores de precios ex ante.*” (lo subrayado es propio).
  - **“Parte 2:** *[...] al referirse a “condiciones de congestión en el MER” también considera todas las áreas de control”* (lo subrayado es propio).

De acuerdo con el análisis realizado en el **ANEXO 1C** (“*Verificación de las series históricas de datos - Septiembre 2020.xlsx*”), para las series históricas de datos comprendidas desde el 01/09/2017 hasta el 31/08/2020, se identificó que:

1. La única condición de aislamiento de una o más áreas de control que se presentó fue la apertura de las interconexiones de Guatemala con el resto del Sistema Eléctrico Regional-SER (Aperturas GUA-SER).
2. Todas las Aperturas GUA-SER tuvieron como resultado al menos una condición de congestión en el MER (considerando a todas las áreas de control, la de Guatemala incluida).



3. No existe un periodo de mercado que haya presentado Aperturas GUA-SER y que simultáneamente los flujos de potencia resultantes del Redespacho Regional sean menores que los valores de las restricciones de transmisión modeladas en dichos procesos.

**En vista de todo lo anterior, se concluye que la condición "a)" es mutuamente excluyente con la condición "b)", por lo tanto, ningún precio ex ante fue descartado.**

Por otra parte, se ha considerado lo indicado en el literal "d) *Solicitud de Aclaración 4*" de la nota CRIE-SE-GM-GJ-523-10-09-2020, tal y como se describe a continuación.

Teniendo en cuenta que, la publicación de la convocatoria indicativa para la asignación A2101 es en septiembre 2020, el periodo histórico de tres años (36 meses) anteriores comprende desde septiembre 2017 a agosto 2020; periodo donde no existen meses faltantes para el cálculo establecido en el Anexo "Q" "MÉTODO DE MEDIAS MÓVILES" y con el cual son pronosticados los meses desde septiembre 2020 a agosto 2021.

**La proyección de los precios nodales utilizados para el cálculo de los precios mínimos aceptables para ofertas de DT correspondiente a los meses desde septiembre a diciembre 2021 (incluidos en el periodo de validez de la asignación anual A2101) es equivalente a la misma proyección obtenida utilizando los datos históricos correspondientes a los meses desde septiembre a diciembre 2017, 2018 y 2019, lo anterior se observa en el archivo de memoria de cálculo del ANEXO B (*Memoria de Cálculo Proyección enero a diciembre 2021-PERODO INDICATIVO.xlsx*).**

### **1.3 SOLICITUDES DE COMPRA DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (SDT) PARA LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101 Y M2101**

Conforme el plazo establecido en el protocolo de pruebas, al 22 de septiembre de 2020, se recibieron 86 SDT para la asignación indicativa A2101 en tanto que para la asignación indicativa M2101 se recibieron 13 SDT.

Se rechazaron once (11) SDT para la asignación A2101 y una (1) SDT para la asignación M2101, por exceder en cada caso, la cantidad de solicitudes de compra de DT de acuerdo al Protocolo de Pruebas.

El listado de las solicitudes aceptadas y de las rechazadas de las asignaciones indicativas A2101 y M2101, se publicó en el Portal Web del EOR el 24 de septiembre 2020. (**ANEXO 1D**).

## 1.4 VERIFICACIÓN DE PRECIOS MÍNIMOS PARA LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101

Para la identificación de las excepciones indicadas en el literal b) del numeral 8.3.4 del Libro III del RMER modificado por la resolución CRIE-50-2020, se consideró lo indicado en el literal "b) *Solicitud de aclaración 2*" de la nota CRIE-SE-GM-GJ-523-10-09-2020, que dice lo siguiente:

*"Parte 2: Lo planteado por el EOR en los literales a) y b) es conforme a la norma, ya que la verificación de que la suma de las potencias de las SDT no supere las COTDT, implica determinar los flujos de potencia involucrados, y que en efecto la norma establece que deben existir más de dos oferentes, sin importar la cantidad de ofertas que presenten.*

*En relación con lo planteado en el literal c), se advierte que la norma es clara y establece que los valores a verificar son únicamente los definidos como COTDT que sean publicados por el EOR. [...]" (lo subrayado es propio).*

**En ese sentido, los valores verificados fueron únicamente los definidos como COTDT, los cuales son obtenidos por los pasos 1 al 5 del "Procedimiento detallado" del Anexo "R" del RMER para la verificación de precios mínimos establecida en el literal b) del numeral 8.3.4 del Libro III del RMER, siendo dicho cálculo explicado en la sección 1.1 de este informe.**

También se consideró el siguiente texto aclarado en la nota CRIE-SE-GM-GJ-523-10-09-2020, que dice lo siguiente:

*"Parte 3: Lo planteado por el EOR en el numeral 1 es conforme a la norma, ya que al existir dos o menos oferentes, se debe aplicar el requisito de precios mínimos a todas las SDT.*

*En relación con los planteamientos de los numerales 2 y 3, que involucra la ejecución del Programa de Selección de Solicitudes (PSS) y sus resultados, se indica que la norma es clara en lo establecido en los numerales 8. 3.4 y 8.3.5, refiriéndose a una verificación de requisitos que deben cumplir las ofertas de compra de DT, previo a su incorporación al PSS, ya que el numeral 8.3.5 indica que "para" la incorporación de las SDT al PSS, se debe verificar el requisito de precios mínimos considerando las excepciones establecidas en el numeral 8.3.4 [...]" (lo subrayado es propio).*



Por lo tanto, previo a utilizar el Programa de Selección de Solicitudes, como herramienta de verificación de precios mínimo se realizaron una serie de ejecuciones de *Flujos DC con pérdidas* considerando como insumo a todas las potencias solicitadas como si estas fuesen asignadas en su totalidad y como si todas las inyecciones ofertadas absorbiesen la misma proporción de pérdidas hasta el máximo valor del factor de pérdidas publicado (como si todas las inyecciones fuesen “*slacks*”). Con el análisis de Flujos DC se obtuvo la distribución de los flujos de potencia en la red eléctrica (sin optimizar) de todas las potencias solicitadas, considerando a los DT existentes.

Es importante mencionar que las COTDT, publicadas para la asignación indicativa anual A2101, tienen diferentes valores para cada mes. Además, en vista que el precio mínimo anual es un acumulado de todos los meses proyectados para el periodo de validez, se estableció que lo técnicamente adecuado para identificar a las excepciones indicadas en el literal b) del numeral 8.3.4 del Libro III del RMER, es verificar si el flujo “neto” resultante supera a la COTDT correspondiente en al menos uno de sus meses, de lo anterior, se aclara que el flujo “neto” resultante es producido por todos los flujos de potencia de las solicitudes de DF (cumpliendo los numerales 8.3.10 y 8.3.11) y de los DF existentes.

En conclusión, conforme al numeral 8.3.5 del Libro III del RMER, el EOR incorporó al Programa de Selección de Solicitudes a todas las SDT aceptadas debido a que se presentaron las excepciones indicadas en el literal b) del numeral 8.3.4 del Libro III del RMER, tanto para la asignación indicativa anual A2101 como M2101. Los resultados de la ejecución de Flujos DC se presentan en el **ANEXO 1E** de este informe, el cual consta de tres archivos:

- **A2101\_FlujosDC\_PrimerSemestre.xlsx**: Salida de Flujos DC para la subasta indicativa A2101 considerando como DT existentes a los asignados en la subasta oficial A2007 en el primer semestre del 2021.
- **A2101\_FlujosDC\_SegundoSemestre.xlsx**: Salida de Flujos DC para la subasta indicativa A2101 considerando que no existen DT previamente asignados en el segundo semestre del 2021.
- **M2101\_FlujosDC\_Enero2021.xlsx**: Salida de Flujos DC para la subasta indicativa M2101 considerando como DT existentes a los asignados en la subasta indicativa A2101 en enero 2021.

## 1.5 RESULTADOS DE LA EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES PARA LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101 Y M2101

Conforme al Protocolo de Pruebas, el 24 de septiembre de 2020 se publicó en el Portal Web del EOR los resultados de la asignación indicativa A2101 y M2101 (**Anexo 1F**). En resumen, se observa que las siguientes cantidades asignadas:



**Tabla 1.** Resultados por mes de la potencia asignada para la asignación A2101.

<b>Mes del 2021</b>	<b>Potencia Asignada (MW)</b>
Enero	393.724
Febrero	372.666
Marzo	406.938
Abril	416.557
Mayo	478.429
Junio	498.392
Julio	564.084
Agosto	564.084
Septiembre	564.084
Octubre	550.434
Noviembre	423.275
Diciembre	433.017
<b>Total general</b>	<b>5,665.684</b>

Para la asignación indicativa mensual M2101, no se asignaron nuevos DF.

## **1.6 VALIDACIÓN ELÉCTRICA (VERIFICACIÓN COMPLEMENTARIA) DE LA ASIGNACIÓN MENSUAL A2101**

El cálculo de las COTDT se realizó de acuerdo con la metodología establecida en el anexo "R" apartado A2 de la resolución CRIE-50-2020, para utilizarlas en el periodo de pruebas para la asignación anual de DT, código **A2101** con periodo de validez desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2021.

Dichos valores consideran también los últimos 12 estudios de MCTP, tal como se detalla en la tabla 1 a continuación; y se incluyeron las actualizaciones solicitadas por los OS/OM, revisadas y validadas por el EOR; y los valores de importación total y exportación total de cada área de control, que resultan de los respectivos estudios y análisis de seguridad operativa, incluyendo también las actualizaciones solicitadas por los OS/OM, revisadas y validadas por el EOR. Todos los estudios y análisis de seguridad operativa indicados han sido realizados con el programa de simulaciones eléctricas PSS/E.

**Tabla 2.** Últimos doce estudios de MCTP utilizados para el cálculo de los valores de las COTDT, Exportación e Importación Total y los valores más restrictivos de las MCTP

MES 2021	NOMBRE DEL ESTUDIO
Enero	Informe Estudio MCTP enero 2020
Febrero	Informe Estudio MCTP febrero 2020
Marzo	Informe Estudio MCTP marzo2020
Abril	Informe Estudio MCTP abril 2020
Mayo	Informe Estudio MCTP mayo 2020
Junio	Informe Estudio MCTP junio 2020
Julio	Informe Estudio MCTP julio 2020
Agosto	Informe Estudio MCTP agosto 2020
Septiembre	Informe Estudio MCTP septiembre 2020
Octubre	Informe Estudio MCTP octubre 2019
Noviembre	Informe Estudio MCTP noviembre 2019
Diciembre	Informe Estudio MCTP diciembre 2019

Con base en lo anterior, se procedió a verificar que no se violan los flujos máximos en cada vínculo o restricción de la RTR, bajo el estricto cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en el Capítulo 16, Libro III del RMER.

Se adjuntan las tablas con los flujos de potencia y capacidades que cumplen con la validación eléctrica, la cual fue publicada en el Portal Web del EOR y se anexa a este informe en el **ANEXO 1G**.

Para la verificación complementaria, se utilizó una aplicación en Excel llamada "**EVAL\_FLUJOS-DTS**" la cual extrae los flujos resultantes de la subasta para verificar que no excedan el límite de los valores de COTDT, Exportación e Importación Máxima, los valores de las MCTP individuales de cada área de control incluyendo los valores más restrictivos de los 3 escenarios de demanda, que fueron publicados para esta asignación A2101.

Para estas pruebas indicativas, se analizaron tres escenarios de subastas, y en total se ejecutaron aproximadamente 10 iteraciones donde se revisaron y validaron los flujos netos resultantes, así como los flujos resultantes positivos y negativos de cada escenario y para cada mes del periodo.

La aplicación (macro Excel) permite realizar la verificación complementaria (validación eléctrica) un mes a la vez, por lo que el proceso para 12 meses y 3 escenarios de flujos resultantes para cada mes utiliza un tiempo significativo a revisar y considerar en el proceso y los plazos a cumplir.

### 1.6.1 RESULTADOS DE LA VALIDACIÓN ELÉCTRICA Y VERIFICACIÓN COMPLEMENTARIA DE LA ASIGNACIÓN A2101 PARA EL PERIODO INDICATIVO.

Se consideraron los siguientes tres escenarios de flujos resultantes de la subasta, tal como se muestra a continuación:

**Tabla 3.** Escenarios ejecutados para realizar validaciones eléctricas y verificación complementaria

Ejecución de Subasta	Modelo DT a considerar
Escenario 1	Solamente Flujo Neto (sin Flujos Positivos y Flujos Negativos Grupales).
Escenario 2	Con Flujos Positivos y Flujos Negativos Grupales para la Importación Total y Exportación Total usando CPLEX y el Criterio Técnico A.
Escenario 3	Con Flujos Positivos y Flujos Negativos Grupales para la Importación Total y Exportación Total usando CPLEX y el Criterio Técnico B.

Se realizaron las verificaciones complementarias en todos los escenarios correspondientes, evaluando la no superación de los valores de COTDT, Exportación e Importación Total, valores MCTP individuales de cada área de control (incluyendo los valores más restrictivos para cada mes), que fueron publicados para esta asignación A2101.

Con base en lo anterior, se realizaron un total de 10 iteraciones para los tres escenarios considerados, donde se encontraron algunos incumplimientos en las MCTP individuales y más restrictivas de acuerdo con los flujos netos, positivos y negativos obtenidos por cada subasta o iteración realizada, a continuación, se muestra el detalle de todos los hallazgos encontrados en el periodo de pruebas indicativas de la asignación A2101:

**Tabla 4.** Proceso de validación eléctrica y verificación complementaria del escenario 1

Incumplimientos encontrados para cada ejecución de subasta A2101-Escenario 1			
Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
<p><b>1. En los flujos netos:</b> Incumplimiento en el valor IMP NS de NIC en enero.</p> <p><b>2. En los flujos positivos y negativos:</b> no se habían solicitado verificar estos flujos.</p>	<p><b>1. En los flujos netos:</b> Incumplimiento en el valor IMP NS de NIC en enero.</p> <p><b>2. En los flujos positivos y negativos:</b> no se habían solicitado</p>	<p><b>1. En los flujos netos:</b> Incumplimiento en el valor IMP SN de NIC en febrero.</p> <p><b>2. En los flujos positivos:</b> IMP NS HON y NIC, EXP TOTAL GUA, IMP TOTAL HON en los 12 meses.</p>	<p><b>1. En los flujos netos:</b> Cero incumplimientos.</p> <p><b>2. En los flujos positivos:</b> IMP NS HON y NIC, EXP TOTAL GUA, IMP TOTAL HON en los 12 meses.</p>

	verificar estos flujos.	<b>3. En los flujos negativos:</b> Cero incumplimientos	<b>3. En los flujos negativos:</b> Cero incumplimientos.
--	-------------------------	---	--

**Tabla 5.** Proceso de validación eléctrica y verificación complementaria del escenario 2

<b>Incumplimientos encontrados para cada ejecución de subasta A2101-Escenario 2</b>			
Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
<b>1. En los flujos netos:</b> Incumplimiento en el valor IMP NS de NIC (febrero) <b>2. En los flujos positivos y negativos:</b> No se habían solicitado verificar estos flujos.	<b>1. En los flujos netos:</b> Cero incumplimientos <b>2. En los flujos positivos:</b> IMP NS HON, EXP TOTAL GUA, IMP TOTAL SAL y HON en 9 meses. <b>3. En los flujos negativos:</b> Cero incumplimientos	<b>1. En los flujos netos:</b> IMP NS y SN de NIC en enero y febrero. <b>2. En los flujos positivos:</b> Cero incumplimientos. <b>3. En los flujos negativos:</b> IMP SN NIC febrero.	<b>Cero</b> incumplimientos para los flujos netos, positivos y negativos.

**Tabla 6.** Proceso de validación eléctrica y verificación complementaria del escenario 3

<b>Incumplimientos encontrados para cada ejecución de subasta A2101-Escenario 3</b>	
Iteración 1	Iteración 2
<b>3. En los flujos neto:</b> Incumplimientos en los valores IMP NS de HON y NIC (enero y febrero) <b>4. En los flujos positivos:</b> Incumplimientos en los valores IMP NS de HON y NIC (enero y febrero) <b>5. En los flujos negativos:</b> Cero incumplimientos.	<b>Cero</b> incumplimientos para los flujos netos, positivos y negativos.

Así mismo, a continuación, la comparación del tiempo de ejecución utilizado en la verificación complementaria de los flujos resultantes de DT, tanto en el proceso anterior (con resolución CRIE-7-2017) como en el nuevo proceso (con resolución CRIE-50-2020):

**Tabla 7.** Proceso de validación eléctrica y verificación complementaria del escenario 3

<b>Subasta o asignación anual según resolución</b>	<b>CRIE-7-2017</b>	<b>CRIE-50-2020</b>
Tiempo estimado para realizar la verificación complementaria por ejecución o iteración.	1 hora máximo	4 horas máximo.
Numero de escenarios de flujos resultantes	1	3
Numero de iteraciones realizadas	1	10



Observaciones o inconvenientes	Como máximo se realiza una sola iteración con la metodología actual y solo se revisan los flujos netos.	Se revisan además de los flujos netos, también los flujos positivos y negativos, y se presentaron incumplimientos a valores de MCTP individuales con los flujos netos, y con los flujos positivos se incumplieron la EXP TOT e IMP TOT y valores individuales de MCTP.
--------------------------------	---	--

## 1.6.2 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- A. El tiempo de ejecución de la verificación complementaria (validación eléctrica) de los flujos resultantes de las asignaciones anuales de DT, se ha ampliado para el nuevo proceso (con resolución CRIE-50-2020), en comparación con el proceso anterior (con resolución CRIE-7-2017), ya que en este nuevo proceso se evalúan más valores o restricciones, además que es posible que se efectúen varias iteraciones.
- B. Es necesario efectuar una revisión y análisis del tiempo que conlleva el proceso de asignación de DT anual y mensual en su totalidad, para determinar la necesidad de solicitar a la CRIE, la extensión de los plazos por cumplir.

## 1.7 CONCILIACIÓN DE LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101 Y M2101

Conforme al Protocolo de Pruebas, el viernes 25 de septiembre de 2020 se publicó en el Portal Web del EOR la conciliación de la asignación indicativa A2101 y M2101, (**ANEXO 1H**). Se pueden mencionar los siguientes aspectos relevantes:

- El IVDT de la asignación A2101 fue de US \$9,776,757.01
- El IVDT de la asignación M2101 fue de US \$ 0

## 1.8 SITUACIONES IDENTIFICADAS EN LA ASIGNACIÓN INDICATIVA A2101

Es importante mencionar que, de acuerdo con el criterio técnico del EOR, las dos nuevas restricciones en la ecuación (4) del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER fueron modeladas y probadas con los insumos de la asignación indicativa A2101, resaltando los siguientes aspectos generales:

1) Se ha considerado para ambos escenarios de modelación que los resultados de los Pagos de Derechos Firmes (PDF) de cada DF asignado que resulten negativos se establezcan como cero (0) para efectos de la conciliación de DT; es importante mencionar, que los valores negativos que se presentaron en cada escenario, se muestran en el presente informe de manera indicativa, para evidenciar los efectos de dicho cambio en la norma.

2) Se ha considerado lo indicado en la nota CRIE-SE-GM-GJ-523-10-09-2020, en cuanto a la Solicitud de aclaración 5, realizada por el EOR en su nota EOR-PJD-01-09-2020-045, en la que se indicaba: a) “... no considerar en los límites superiores e inferiores de dichas restricciones, la capacidad utilizada por los DF previamente asignados” y b) “... en ningún momento consideran que los valores duales de las dos nuevas restricciones incorporadas al numeral D4.2.1, deben ser considerados en los valores de beta positiva y beta negativa del numeral D7.1.2, y por consiguiente tampoco deben afectar los valores de los precios PN, ni los cálculos de los montos por PDF”.

3) Conforme al literal a) del numeral 8.3.4 del Capítulo 8 del Libro III del RMER: “Se permitirá únicamente la compra de DT;”

Partiendo de los aspectos anteriores, se reduce la expresión de la ecuación antes indicada de la siguiente forma:

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

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

“Donde:

*MT* es el conjunto de elementos de transmisión interconectores “j”, 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 y exportación total por área de control, que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas.

*bfMTu<sub>e</sub>* = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, para el límite superior “u”.

*bfMTl<sub>e</sub>* = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, para el límite inferior “l”. (lo subrayado es propio)

De lo anteriormente expuesto, se identifica que los flujos de compra de los Derechos Firmes consideran valores límites superior “u” e inferior “l” en dirección norte – sur y sur –norte para las máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control; así como para las Capacidades Operativas de Transmisión para asignación de DT (COTDT) entre las áreas de control adyacentes; sin embargo, se indica que las restricciones deben incluir para los conjuntos MT (elementos de transmisión interconectores “j”) la importación total y



exportación total, las cuales no consideran dirección norte – sur y sur –norte en sus límites, siendo por tanto, considerado para su modelación dos posibles criterios técnicos que se detallan en el **ANEXO 11**, que requieren ser evaluados para su implementación antes del 1 de noviembre de 2020, conforme al numeral 5 del RESUELVE CUARTO de la Resolución CRIE-50-2020.

Es importante aclarar que, todos los ajustes regulatorios relacionados con los procesos de asignación de DT fueron aplicados exitosamente, excepto el relacionado con las dos (2) restricciones agregadas a las ecuaciones de optimización, específicamente en la ecuación (4) del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER (“*neteo*” de flujos de Derechos Firmes), ya que, no se obtenía la convergencia del modelo utilizando los “*solvers*” COINIPOPT y COINOS (modelo no lineal), utilizados por GAMS, tomando en cuenta la complejidad del escenario en cuanto a cantidad de insumos (ofertas de DT, restricciones de elementos de transmisión, así como las COTDT y MCTP) superior a la cantidad de ofertas que se tienen normalmente en los escenarios oficiales.

Por lo que los resultados publicados el jueves 24 de septiembre de 2020 no contemplan dichas restricciones y por lo tanto se presentaron neteos de flujos en la asignación de DT indicativa.

Posterior al 24 de septiembre de 2020, se realizaron análisis complementarios, identificándose que se obtiene convergencia del modelo con las dos (2) restricciones referidas y ya incluidas en el modelo, pero utilizando el “*solver*” CPLEX (modelo lineal). Este aspecto ya fue comunicado preliminarmente a la CRIE mediante la nota EOR-DE-30-09-2020-257 y se encuentra en proceso de revisión con ellos.

Es importante mencionar que el “*solver*” CPLEX (modelo lineal) en mención, considera una formulación matemática para la linealización de las pérdidas que difiere de la establecida en la regulación regional por lo que será necesario gestionar con la CRIE este tema para su integración en la regulación regional, de manera que se pueda utilizar dicho “*solver*” en caso de ser necesario, por la no convergencia los “*solvers*” no lineales.



## 2. Resultados de Predespachos Regionales y Conciliaciones de Transacciones periodo Indicativo

---

### 2.1 REGISTRO DE CONTRATO FIRMES INDICATIVOS SEGÚN RESULTADOS ASIGNACIONES A2101 Y M2101

Para el registro de Contratos Firmes Indicativos, según el Protocolo de Pruebas (**ANEXO 1A**), se tomaron los Derechos Firmes asignados según los resultados de las asignaciones indicativas A2101 y M2101; además, debido a los períodos a ser simulados según el protocolo nombrado anteriormente, se estableció previamente, considerar únicamente los ID de DT asignados para los meses de enero 2021 y julio 2021.

Considerando lo anterior, el EOR realizó el registro de treinta y tres (33) Contratos Firmes a ser considerados en las pruebas del Período Indicativo y lo notificó a los OS/OM, dichos contratos pueden ser observados en el Registro de Contratos (**ANEXO 2A**), en el cual se identifican los nuevos Contratos Firmes registrados y los Contratos Firmes registrados con DT vigentes que fueron asignados en convocatorias realizadas antes del 1 de noviembre de 2020.

### 2.2 FECHA DE OPERACIÓN 29 DE SEPTIEMBRE DE 2020

#### 2.2.1 PREDESPACHO REGIONAL

##### Resultados de reducción de Contratos Firmes

Para el Predespacho Regional del día de operación del 29 de octubre de 2020, se consideraron los Contratos Firmes vigentes con DT asociados asignados con fecha de convocatoria antes del 1 de noviembre de 2020.

Las condiciones específicas que se simularon para este escenario fueron las siguientes:

**Tabla 8.** Condiciones específicas bajo las cuales se ejecutó el Predespacho Regional del día de operación 29 de septiembre de 2020.

Período	Elemento de Red/MCTP/Condición	Comentario
0	3183	Nodo con retiro de CF aislado eléctricamente
1	3183	Nodo con retiro de CF aislado eléctricamente
2	3183	Nodo con retiro de CF aislado eléctricamente
3	3183	Nodo con retiro de CF aislado eléctricamente
4	3183-3190-1 y 3183-3300-1	Lineas de transmisión que conectan nodo con retiro de CF, con capacidad reducida a 10 MW.
5	3183-3190-1 y 3183-3300-1	Lineas de transmisión que conectan nodo con retiro de CF, con capacidad reducida a 10 MW.
6	50100	Nodo con inyección de CF aislado eléctricamente
7	50100	Nodo con inyección de CF aislado eléctricamente
8	50100	Nodo con inyección de CF aislado eléctricamente
9	50100	Nodo con inyección de CF aislado eléctricamente
10	50100	Nodo con inyección de CF aislado eléctricamente
11	50100	Nodo con inyección de CF aislado eléctricamente
12	50100	Nodo con inyección de CF aislado eléctricamente
13	50100-50103-1, 50100-50200-1 y 50050-50100-1	Lineas de transmisión que conectan nodo con inyección de CF, con capacidad reducida a 10 MW.
14	50100-50103-1, 50100-50200-1 y 50050-50100-1	Lineas de transmisión que conectan nodo con inyección de CF, con capacidad reducida a 10 MW.
15	50100-50103-1, 50100-50200-1 y 50050-50100-1	Lineas de transmisión que conectan nodo con inyección de CF, con capacidad reducida a 10 MW.
16	CRIPAN e IMP_TOT_PAN	MCTP de exportación Total de Panamá reducida a 0 MW, area de control que inyecta CF
17	CRIPAN e IMP_TOT_PAN	MCTP de exportación Total de Panamá reducida a 0 MW, area de control que inyecta CF
18	CRIPAN e IMP_TOT_PAN	MCTP de exportación Total de Panamá reducida a 30 MW, area de control que inyecta CF
19	CRIPAN e IMP_TOT_PAN	MCTP de exportación Total de Panamá reducida a 30 MW, area de control que inyecta CF
20	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW, area de control que retira CF
21	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW, area de control que retira CF
22	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF
23	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF

Para el primer bloque de períodos de mercado 0 al 3, se observa que en el nodo 3183 (San Nicolás-Honduras) posee retiro de un Contrato Firme CF13M0000261 y queda aislado eléctricamente, además de que dicho contrato fue declarado por ambas partes involucradas y verificado con una energía Declarada y Requerida de 20.280 MWh durante este bloque de períodos de mercado; por lo cual al aplicar lo establecido en el literal b, del numeral A3.4.4.2 de la resolución CRIE-50-2020, se obtienen los siguientes resultados de reducción del Contrato Firme:

**Tabla 9.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de nodo con retiro de CF eléctricamente aislado.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
0	CF13M0000261	1GGENHIXAC	3DNEEE	Nodo de retiro e inyección no conexos	20.28	0.00	20.28	0.00
1	CF13M0000261	1GGENHIXAC	3DNEEE	Nodo de retiro e inyección no conexos	20.28	0.00	20.28	0.00
2	CF13M0000261	1GGENHIXAC	3DNEEE	Nodo de retiro e inyección no conexos	20.28	0.00	20.28	0.00
3	CF13M0000261	1GGENHIXAC	3DNEEE	Nodo de retiro e inyección no conexos	20.28	0.00	20.28	0.00

Cómo se observa en la Tabla 9, el contrato fue reducido en la energía Declarada y Requerida a 0.000 MWh.

En la Tabla 10, se observan los flujos de Contrato Firme que fueron reducidos y que están acorde a la Tabla 9. También, se presenta la información del elemento de Transmisión limitante y que en este caso corresponde a nodos de retiro e inyección no conexos.

**Tabla 10.** Flujos de CF reducidos bajo condiciones de nodo con retiro de CF eléctricamente aislado.

Periodo	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
0	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
1	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
2	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
3	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00

Como resultado de las reducciones anteriormente descritas, en la Tabla 11 se presenta el resultado de Predespacho Regional para las contrapartes de dicho CF, en donde se corrobora el valor de energía programada en un nivel de 0.000 MWh.

**Tabla 11.** Resultados de Predespacho Regional para los CF reducidos.

Periodo	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado Bloque 1	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exante	MW Predespachado
00	1710	1GGENHIXAC	1_1710_892	CF13M0000261	S	3DNEEE	3_3183_005	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$23.26	0.000	\$37.15	0.000
00	3183	3DNEEE	3_3183_005	CF13M0000261	S	1GGENHIXAC	1_1710_892	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$37.09	0.000
01	1710	1GGENHIXAC	1_1710_892	CF13M0000261	S	3DNEEE	3_3183_005	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$21.87	0.000	\$33.84	0.000
01	3183	3DNEEE	3_3183_005	CF13M0000261	S	1GGENHIXAC	1_1710_892	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$33.90	0.000
02	1710	1GGENHIXAC	1_1710_892	CF13M0000261	S	3DNEEE	3_3183_005	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$22.97	0.000	\$31.35	0.000
02	3183	3DNEEE	3_3183_005	CF13M0000261	S	1GGENHIXAC	1_1710_892	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$30.70	0.000
03	1710	1GGENHIXAC	1_1710_892	CF13M0000261	S	3DNEEE	3_3183_005	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$21.70	0.000	\$31.27	0.000
03	3183	3DNEEE	3_3183_005	CF13M0000261	S	1GGENHIXAC	1_1710_892	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$30.56	0.000

En la misma Tabla 11, durante ese bloque de períodos de mercado, aplicando lo indicado en el literal b, del numeral A3.4.4.2 de la resolución CRIE-50-2020 para la reducción a 0.000 MWh en la energía declarada y requerida y lo establecido en la resolución CRIE-26-2017 relativo a la señal de precios para nodos aislados con DT, se observan los precios exante en el nodo 3183 aislado eléctricamente, los cuales son resultado del proceso de optimización del modelo de predespacho regional.

Para el siguiente bloque de períodos de mercado 4 y 5, se observa que dos elementos de red que interconectan el nodo 3183 (San Nicolás-Honduras) y que retira energía de un Contrato Firme, poseen una capacidad de transmisión de 10 MW cada uno. Esto provocó la reducción que se describe en la Tabla 12.

**Tabla 12.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de restricción de capacidad de elementos de red.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
4	CF13M0000261	1GGENHIXAC	3DNEEE	Elemento de red: 3183-3190-1	20.280	14.919	20.280	14.919
4	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	Elemento de red: 3183-3190-1	35.000	25.747	35.000	25.747
5	CF13M0000261	1GGENHIXAC	3DNEEE	Elemento de red: 3183-3190-1	20.280	12.441	20.280	12.441
5	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	Elemento de red: 3183-3190-1	35.000	21.472	35.000	21.472

Observamos que además del Contrato Firme CF13M0000261, también se vio reducido el Contrato Firme CF14M0000246, este último con inyección en el nodo 1124 (La Vega II-Guatemala) y retiro en el nodo 4403 (León I-Nicaragua). Para este caso en particular, el primer contrato se redujo a 14.919 MWh y el segundo a 25.747 MWh para el período 4 y 12.441 MWh y 21.472 MWh respectivamente para cada contrato en el período 5.

Las reducciones se observan de acuerdo con lo establecido en la resolución CRIE-50-2020, en donde para el contrato CF13M0000261, el nodo de retiro se encontraba directamente asociado a los elementos de red con restricción de 10 MW, además en dichos elementos de red circulaba flujos que formaban parte del CF14M0000246 y que por consiguiente también resultó reducido.

Los flujos finales de dichos elementos los vemos en la Tabla 13, en donde la restricción de 10.000 MW en sentido del nodo 3190 al 3183, sumado a las pérdidas por predespacho nacional en sentido del nodo 3183 al 3190 con un valor de 7.437, provocaron un flujo total de CF y pérdidas con un valor de 17.437 MW.

**Tabla 13.** Flujos de CF reducidos bajo condiciones de nodo con retiro de CF conectado mediante elementos de red con restricciones.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
4	Elemento de red: 3183-3190-1	-10.000	7.437	-17.414	-0.023
5	Elemento de red: 3183-3190-1	-10.000	4.538	-14.522	-0.016

El siguiente bloque horario de pruebas para este día de operación, períodos de mercado de 6 a 12, contempla el asilamiento eléctrico de un nodo en cual fue declarada y verificada la inyección de un Contrato Firme, en este caso el CF54A0000258, con inyección en el nodo 50100 (Corobicí-Costa Rica) y retiro en el nodo 4750 (Amayo-Nicaragua).



El resultado en la reducción de las energías declaradas y requeridas fue de pasar de 25.000 MWh a 0.000 MWh, tal y como se observa en la Tabla 14.

**Tabla 14.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de nodo con inyección de CF eléctricamente aislado.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
6	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	25.000	0.000	25.000	0.000
7	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	25.000	0.000	25.000	0.000
8	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	25.000	0.000	25.000	0.000
9	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	25.000	0.000	25.000	0.000
10	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	25.000	0.000	25.000	0.000
11	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	25.000	0.000	25.000	0.000
12	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	25.000	0.000	25.000	0.000

De manera similar, en la Tabla 16, se observan los flujos de CF que fueron reducidos y que están acorde con las reducciones del CF indicados en la Tabla 14. También, se presenta la información del elemento de Transmisión limitante y que en este caso corresponde a nodos de retiro e inyección no conexos.

**Tabla 15.** Flujos de CF reducidos bajo condiciones de nodo con retiro de CF eléctricamente aislado.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
6	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
7	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
8	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
9	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
11	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
12	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00

Producto de las reducciones anteriormente descritas, en la Tabla 16 se presenta el resultado de Predespacho Regional para las contrapartes de dicho CF, en donde se corrobora el valor de energía programada en un nivel de 0.000 MWh.

**Tabla 16.** Resultados de Predespacho Regional para los Contratos Firmes reducidos.

Período	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado Bloque 1	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exante	MW Predespachado
06	4750	4DENELBLUE	4.4750_129	CF54A0000258	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$40.34	0.000
07	4750	4DENELBLUE	4.4750_129	CF54A0000258	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$50.50	0.000
08	4750	4DENELBLUE	4.4750_129	CF54A0000258	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$50.53	0.000
09	4750	4DENELBLUE	4.4750_129	CF54A0000258	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$50.99	0.000
10	4750	4DENELBLUE	4.4750_129	CF54A0000258	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$52.67	0.000
11	4750	4DENELBLUE	4.4750_129	CF54A0000258	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$52.71	0.000
12	4750	4DENELBLUE	4.4750_129	CF54A0000258	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$52.75	0.000
06	50100	5GICE	5_50100_001	CF54A0000258	S	4DENELBLUE	4.4750_129	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$40.12	0.000
07	50100	5GICE	5_50100_001	CF54A0000258	S	4DENELBLUE	4.4750_129	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$50.22	0.000
08	50100	5GICE	5_50100_001	CF54A0000258	S	4DENELBLUE	4.4750_129	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$50.24	0.000
09	50100	5GICE	5_50100_001	CF54A0000258	S	4DENELBLUE	4.4750_129	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$50.71	0.000
10	50100	5GICE	5_50100_001	CF54A0000258	S	4DENELBLUE	4.4750_129	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$52.41	0.000
11	50100	5GICE	5_50100_001	CF54A0000258	S	4DENELBLUE	4.4750_129	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$52.42	0.000
12	50100	5GICE	5_50100_001	CF54A0000258	S	4DENELBLUE	4.4750_129	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$52.42	0.000



En la misma Tabla 17, durante ese bloque de períodos de mercado, aplicando lo indicado en el literal b, del numeral A3.4.4.2 de la resolución CRIE-50-2020 para la reducción a 0.000 MWh en la energía declarada y requerida y lo establecido en la resolución CRIE-26-2017 relativo a la señal de precios para nodos aislados con DT, se observan los precios ex ante en el nodo 50100 aislado eléctricamente, los cuales son resultado del proceso de optimización del modelo de predespacho regional.

Continuando con el análisis, el siguiente bloque de períodos de mercado de 13 a 15, contempló a los elementos de red que interconectan el nodo 50100 (COR-Costa Rica) y que inyecta energía de un CF, con una capacidad de transmisión de 10 MW. Esto provocó la reducción que se describe en la Tabla 17.

**Tabla 17.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de restricción de capacidad de elementos de red.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
13	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50050-50100-1	30.00	1.57	30.00	1.57
13	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50100-50200-1	30.00	1.57	30.00	1.57
13	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50050-50100-1	25.00	1.31	25.00	1.31
13	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	Elemento de red: 50050-50100-1	12.00	0.63	12.00	0.63
13	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	Elemento de red: 50100-50200-1	12.00	0.63	12.00	0.63
13	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	Elemento de red: 50100-50200-1	12.00	0.63	12.00	0.63
13	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	Elemento de red: 50050-50100-1	12.00	0.63	12.00	0.63
13	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	Elemento de red: 50050-50100-1	25.00	1.31	25.00	1.31
13	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	Elemento de red: 50100-50200-1	25.00	1.31	25.00	1.31
14	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50050-50100-1	30.00	2.21	30.00	2.21
14	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50100-50200-1	30.00	2.21	30.00	2.21
14	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50050-50100-1	25.00	1.84	25.00	1.84
14	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	Elemento de red: 50100-50200-1	12.00	0.89	12.00	0.89
14	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	Elemento de red: 50050-50100-1	12.00	0.89	12.00	0.89
14	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	Elemento de red: 50100-50200-1	12.00	0.89	12.00	0.89
14	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	Elemento de red: 50050-50100-1	12.00	0.89	12.00	0.89
14	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	Elemento de red: 50050-50100-1	25.00	1.84	25.00	1.84
14	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	Elemento de red: 50100-50200-1	25.00	1.84	25.00	1.84
15	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50050-50100-1	30.00	3.23	30.00	3.23
15	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50100-50200-1	30.00	3.23	30.00	3.23
15	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	Elemento de red: 50050-50100-1	25.00	2.69	25.00	2.69
15	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	Elemento de red: 50050-50100-1	12.00	1.29	12.00	1.29
15	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	Elemento de red: 50100-50200-1	12.00	1.29	12.00	1.29
15	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	Elemento de red: 50050-50100-1	12.00	1.29	12.00	1.29
15	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	Elemento de red: 50100-50200-1	12.00	1.29	12.00	1.29
15	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	Elemento de red: 50100-50200-1	25.00	2.69	25.00	2.69
15	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	Elemento de red: 50050-50100-1	25.00	2.69	25.00	2.69

Observamos que además del Contrato Firme CF54A0000258, debido a la configuración de la red y de los flujos de CF para ese día y esos períodos en específico, se ven reducidos los Contratos Firmes: CF54A0000245, CF64A0000247, CF64A0000248, CF65A0000259, según el detalle observado en la Tabla 17.

Los flujos finales de dichos elementos los vemos en la Tabla 18, en donde la restricción de 10.000 MW se cumple para todos los períodos contemplando los flujos de potencia de predespacho nacional con pérdidas, los flujos de CF reducidos sin pérdidas y las pérdidas de los CF reducidos.

**Tabla 18.** Flujos de CF reducidos bajo condiciones de nodo con inyección de CF conectado mediante elementos de red con restricciones.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
13	Elemento de red: 50050-50100-1	-10.000	-7.467	-2.533	0.000
13	Elemento de red: 50100-50200-1	-10.000	1.532	-11.530	-0.002
14	Elemento de red: 50050-50100-1	-10.000	-6.435	-3.565	0.000
14	Elemento de red: 50100-50200-1	-10.000	2.564	-12.561	-0.003
15	Elemento de red: 50050-50100-1	-10.000	-4.793	-5.207	0.000
15	Elemento de red: 50100-50200-1	-10.000	4.206	-14.202	-0.003

En el siguiente bloque se modeló la potencia de exportación total de Panamá a 0 MW para los períodos 16 y 17 y a 30 MW para los períodos 18 y 19, restringiendo las MCTP correspondientes, CRIPAN e IMP\_TOT\_PAN. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 19, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.

**Tabla 29.** Resultado de reducción de CF bajo restricciones de exportación de un área de control con inyección de CF.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del CF	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inici	MW Energía Requerida Fin	MW Energía Declarada Inici	MW Energía Declarada Fin
16	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	CRIPAN	12.000	0.000	12.000	0.000
16	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_PAN	12.000	0.000	12.000	0.000
16	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_PAN	12.000	0.000	12.000	0.000
16	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	CRIPAN	12.000	0.000	12.000	0.000
16	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	CRIPAN	25.000	0.000	25.000	0.000
16	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_PAN	25.000	0.000	25.000	0.000
17	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	CRIPAN	12.000	0.000	12.000	0.000
17	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_PAN	12.000	0.000	12.000	0.000
17	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	CRIPAN	12.000	0.000	12.000	0.000
17	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_PAN	12.000	0.000	12.000	0.000
17	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	CRIPAN	25.000	0.000	25.000	0.000
17	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_PAN	25.000	0.000	25.000	0.000
18	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	CRIPAN	12.000	7.280	12.000	7.280
18	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_PAN	12.000	7.280	12.000	7.280
18	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	CRIPAN	12.000	7.280	12.000	7.280
18	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_PAN	12.000	7.280	12.000	7.280
18	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	CRIPAN	25.000	15.168	25.000	15.168
18	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_PAN	25.000	15.168	25.000	15.168
19	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	CRIPAN	12.000	7.282	12.000	7.282
19	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_PAN	12.000	7.282	12.000	7.282
19	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_PAN	12.000	7.282	12.000	7.282
19	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	CRIPAN	12.000	7.282	12.000	7.282
19	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_PAN	25.000	15.172	25.000	15.172
19	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	CRIPAN	25.000	15.172	25.000	15.172

En efecto, se comprueba que para cuando la exportación está restringida a 0.000 MW, las energías requeridas pasan a ser 0.000 MWh para todos los contratos que involucren una inyección en el área de control de Panamá. De la misma forma, para los períodos en los que resulta ser 30 MW, los contratos se reducen según lo establecido en la resolución CRIE-50-2020 de manera que los flujos resultantes no superen el valor de la restricción.

Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, se observan en la Tabla 20, los cuales están acorde las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

**Tabla 20.** Resultado de los flujos de CF en las restricciones limitantes.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) <sup>(1)</sup>	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
16	CRIPAN	0.000	-0.287	0.000	0.000
16	IMP_TOT_PAN	0.000	-0.287	0.000	0.000
17	CRIPAN	0.000	-0.156	0.000	0.000
17	IMP_TOT_PAN	0.000	-0.156	0.000	0.000
18	CRIPAN	-30.000	-0.222	-29.760	-0.018
18	IMP_TOT_PAN	-30.000	-0.222	-29.730	-0.048
19	CRIPAN	-30.000	-0.213	-29.769	-0.018
19	IMP_TOT_PAN	-30.000	-0.213	-29.739	-0.048

Por último, se simuló la potencia de importación total de Nicaragua a 0 MW para los períodos 20 y 21 y a 90 MW para los períodos 22 y 23, restringiendo las MCTP de IMP\_TOT\_PAN. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 21, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.

**Tabla 21.** Resultado de reducción de CF bajo restricciones de exportación de un área de control con inyección de CF.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
20	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	35.00	0.00	35.00	0.00
20	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
20	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
20	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	0.00	12.00	0.00
20	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	12.00	0.00	12.00	0.00
20	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
21	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	35.00	0.00	35.00	0.00
21	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
21	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
21	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	0.00	12.00	0.00
21	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	12.00	0.00	12.00	0.00
21	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
22	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	35.00	22.56	35.00	22.56
22	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	19.33	30.00	19.33
22	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	16.11	25.00	16.11
22	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	7.73	12.00	7.73
22	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	12.00	7.73	12.00	7.73
22	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	16.11	25.00	16.11
23	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	35.00	22.56	35.00	22.56
23	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	19.34	30.00	19.34
23	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	16.12	25.00	16.12
23	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	7.74	12.00	7.74
23	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	12.00	7.74	12.00	7.74
23	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	16.12	25.00	16.12

En efecto, se comprueba que para cuando la importación está restringida a 0.000 MW, las energías requeridas pasan a ser 0.000 MWh para todos los contratos que involucren un retiro en el área de control de Nicaragua. De la misma forma, para los períodos en los que resulta ser 90 MW, los contratos se reducen según lo establecido en la resolución CRIE-50-2020 de manera que los flujos resultantes no superen el valor de la restricción.

Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, se observan en la Tabla 22, los cuales están acorde a las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

**Tabla 22.** Resultado de los flujos de CF en las restricciones limitantes.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) <sup>(1)</sup>	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
20	IMP_TOT_NIC	0.000	0.175	0.000	0.000
21	IMP_TOT_NIC	0.000	0.139	0.000	0.000
22	IMP_TOT_NIC	90.000	0.228	89.576	0.196
23	IMP_TOT_NIC	90.000	0.202	89.602	0.196

Con respecto a los agentes expulsados por insuficiencia de garantías, se detallan en la Tabla 23. En este caso, únicamente se invalidaron Ofertas de Oportunidad, ya que ningún agente involucrado en Contratos Regionales tuvo insuficiencia de garantías.

**Tabla 23.** Ofertas invalidadas por insuficiencia de garantías.

Período	País	Nodo	Punto Medida	Agente	Tipo Oferta	Motivo de Invalidación
00	EL SALVADOR	27211	2_27211_730	2C_C68	R30	Garantías Insuficiente
11	EL SALVADOR	27211	2_27211_730	2C_C68	R30	Garantías Insuficiente
12	EL SALVADOR	27211	2_27211_730	2C_C68	R30	Garantías Insuficiente
13	EL SALVADOR	27211	2_27211_730	2C_C68	R30	Garantías Insuficiente
15	EL SALVADOR	28181	2_28181_730	2C_C68	R30	Garantías Insuficiente
16	EL SALVADOR	28181	2_28181_730	2C_C68	R30	Garantías Insuficiente
17	EL SALVADOR	28181	2_28181_730	2C_C68	R30	Garantías Insuficiente
21	EL SALVADOR	28181	2_28181_730	2C_C68	R30	Garantías Insuficiente

### Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional

Se observaron precios ex ante con valores muy por encima del promedio en el área de control de Nicaragua, durante los periodos en los que se restringió el valor de importación a 0 MW, estos precios altos fueron resultados de la optimización del modelo y el valor marginal de precio fue dado por una oferta de inyección del área de control de Nicaragua con un precio de 340.00 US\$/MWh que fue programada para satisfacer las pérdidas de los flujos nacionales de dicha área y que no fue programada por otra oferta más barata en el MER debido a que estaba restringida la importación de Nicaragua.

### Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional

**Se cumplieron todas las condiciones específicas para la simulación del escenario descrito en el Protocolo del Período Indicativo.**

**Los resultados de Predespacho Regional del período indicativo para el día 29 de septiembre de 2020, están acorde a la regulación vigente y a lo establecido en la Resolución CRIE-50-2020.**



## 2.2.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES

### Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC)

Se comprueba que no existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF debido a la reducción de la energía requerida y de la oferta de oportunidad de inyección asociada.

**Tabla 24.** TPNC conciliada para periodos de reducción.



#### TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

F. PREDESPACHO:  
29 de septiembre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachados	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
5GICE	20	5_50100_001	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$54.78	\$0.00
5GICE	21	5_50100_001	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$52.14	\$0.00
5GICE	20	5_50200_001	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$54.65	\$0.00
5GICE	21	5_50200_001	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$52.02	\$0.00



#### TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA S.A. / CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

F. PREDESPACHO:  
29 de septiembre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachados	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
6GFORTUNA	20	6_6005_010	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$60.86	\$0.00
6GFORTUNA	21	6_6005_010	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$57.48	\$0.00
6GGANA	20	6_6096_056	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$53.57	\$0.00
6GGANA	21	6_6096_056	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$50.82	\$0.00
6GIDEALPMA	20	6_6008_018	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$58.16	\$0.00
6GIDEALPMA	21	6_6008_018	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$55.01	\$0.00

Los TPNC de CF O.I. Flexibilidad que reportan cargos son etiquetados como "r" en columna transacción.

**Tabla 25.** Tipo de transacción para CF O.I. Flexibilidad en con TPNC con cargos.



#### TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. PREDESPACHO:  
29 de septiembre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachados	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
1GGENHXAC	17	1_1710_892	r	CF O.I. Flexibilidad	20.280	0.000	\$58.90	\$1,194.49
1GGENHXAC	22	1_1710_892	r	CF O.I. Flexibilidad	20.280	0.000	\$43.02	\$872.45
1GGENJAEGL	18	1_1124_964	r	CF O.I. Flexibilidad	35.000	0.000	\$82.71	\$2,894.85
1GGENJAEGL	19	1_1124_964	r	CF O.I. Flexibilidad	35.000	0.000	\$82.74	\$2,895.90



### Renta de Congestión (RENTAC)

La RC fue conciliada con base en la potencia de la DT asignado debido a que los Derechos Firmes de Transmisión corresponden a los convocados antes del 1 de noviembre.

**Tabla 26.** RENTAC conciliada para CF13M0000261 y CF14A0000246.



#### RENTA DE CONGESTIÓN

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

ENTE OPERADOR REGIONAL  
F. PREDESPACHO:  
29 de septiembre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada DT	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
1GGENHXAC	00	CF13M0000261	DF	M0920DF00000001	20.28	20.280	0.000	1710	37.15	3183	37.09	1.22
1GGENHXAC	01	CF13M0000261	DF	M0920DF00000001	20.28	20.280	0.000	1710	33.84	3183	33.90	-1.22
1GGENHXAC	02	CF13M0000261	DF	M0920DF00000001	20.28	20.280	0.000	1710	31.35	3183	30.70	13.18
1GGENHXAC	03	CF13M0000261	DF	M0920DF00000001	20.28	20.280	0.000	1710	31.27	3183	30.56	14.40
1GGENHXAC	04	CF13M0000261	DF	M0920DF00000001	20.28	20.280	14.919	1710	26.50	3183	45.87	-392.82
1GGENHXAC	05	CF13M0000261	DF	M0920DF00000001	20.28	20.280	12.441	1710	28.01	3183	49.15	-428.72
1GGENJAEGL	04	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF000000033	35.00	35.000	25.747	1124	30.06	4403	38.38	-291.20
1GGENJAEGL	05	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF000000033	35.00	35.000	21.472	1124	31.95	4403	40.55	-301.00
1GGENJAEGL	20	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF000000033	35.00	35.000	0.000	1124	63.98	4403	341.49	-9712.85
1GGENJAEGL	21	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF000000033	35.00	35.000	0.000	1124	63.59	4403	341.51	-9727.20
1GGENJAEGL	22	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF000000033	35.00	35.000	22.555	1124	41.79	4403	55.19	-469.00
1GGENJAEGL	23	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF000000033	35.00	35.000	22.561	1124	38.04	4403	53.08	-526.40

### Cargo en el mercado de oportunidad asociado a los compromisos contractuales (CMORC)

El CMORC fue conciliado con base a la energía declarada o reducida

**Tabla 29.** CMORC conciliado para CF13M0000261 en periodos de reducción.



#### CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

ENTE OPERADOR REGIONAL  
F. PREDESPACHO:  
29 de septiembre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCI (MW)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
1GGENHXAC	00	CF	CF13M0000261	M0920DF00000001	1710	1710_892	37.15	3183	3_3183_005	37.09	i	20.280	0.000	0.00
1GGENHXAC	01	CF	CF13M0000261	M0920DF00000001	1710	1710_892	33.84	3183	3_3183_005	33.90	i	20.280	0.000	0.00
1GGENHXAC	02	CF	CF13M0000261	M0920DF00000001	1710	1710_892	31.35	3183	3_3183_005	30.70	i	20.280	0.000	0.00
1GGENHXAC	03	CF	CF13M0000261	M0920DF00000001	1710	1710_892	31.27	3183	3_3183_005	30.56	i	20.280	0.000	0.00
1GGENHXAC	04	CF	CF13M0000261	M0920DF00000001	1710	1710_892	26.50	3183	3_3183_005	45.87	i	20.280	14.919	288.98
1GGENHXAC	05	CF	CF13M0000261	M0920DF00000001	1710	1710_892	28.01	3183	3_3183_005	49.15	i	20.280	12.441	263.00

### Reintegros

No se generan reintegros debido a que no se presentaron las condiciones establecidas en las resoluciones CRIE-30-2017 y CRIE-37-2017. Igualmente, los agentes con DT asignados y cuyos CF fueron reducidos debido a las restricciones modeladas, se les asignaron sus RC correspondientes con base a la potencia asignada de los DT.

### Observaciones adicionales respecto a la conciliación de transacciones

A pesar de que en los periodos de mercado 20 y 21 se redujeron las energías requeridas de los CF debido a la restricción a cero (0 MW) de importación total de Nicaragua

(IMP\_TOT\_NIC), resultaron diferencias de precios, en promedio de 285 US\$/MWh, entre los nodos de retiro de Nicaragua y los nodos de inyección de Costa Rica y Panamá asociados a los Derechos Firmes de Transmisión convocados antes del 1 de noviembre, provocando valores de RC arriba de los US \$78,000 en estos dos periodos de mercado y cargos a la CGC en concepto de CVTn del día por un valor superior a los US \$85,000. Es importante mencionar que, debido a la referida restricción y reducción de los respectivos CF, el CMORC resultó en cero (US \$0.00).

Debido a lo anterior, y tomando en cuenta que a partir del 1 de noviembre el CARN estará derogado, este monto de CVTn generado por la restricción de transmisión se trasladará como un cargo a la Cuenta General de Compensación (CGC).

### Conclusiones de la conciliación de transacciones

**Los resultados de las pruebas mostraron resultados satisfactorios, ya que se cumplieron las reglas de negocios establecidas en la regulación regional aplicable para los DT's convocados y asignados antes del 1° de noviembre de 2020.**

## 2.3 FECHA DE OPERACIÓN 30 DE SEPTIEMBRE DE 2020

### 2.3.1 PREDESPACHO REGIONAL<sup>1</sup>

#### Resultados de reducción de Contratos Firmes

Para el Predespacho Regional del día de operación del 30 de septiembre, se consideraron los Contratos Firmes vigentes con DT asociados asignados con fecha de convocatoria antes del 1 de noviembre de 2020.

Las condiciones específicas que se simularon para este escenario fueron las siguientes:

---

1

Para el Predespacho Regional del día de operación del 30 de septiembre, se identificó una incidencia en el módulo de reducción de contratos, en donde se incluía como reducción a los contratos que habían sido declarados con el valor de la energía requerida menor a la energía declarada, sin embargo, esto no fue causal de reducción. La incidencia fue resuelta y el informe fue publicado nuevamente.

**Tabla 30.** Condiciones específicas bajo las cuales se ejecutó el Predespacho Regional del día de operación 30 de septiembre de 2020.

Período	Elemento de Red/MCTP/Condición	Comentario
0	EXP_TOT_GUA_NS	MCTP de exportación Total de Guatemala reducida a 50 MW, area de control que inyecta CF
5	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF
6	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF
7	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF
8	IMP_TOT_NIC Declaración de CF	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF Declaración de contrato firme con un valor de energía requerida menor a la energía declarada
9	IMP_TOT_NIC Declaración de CF	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF Declaración de contrato firme con un valor de energía requerida menor a la energía declarada
10	IMP_TOT_NIC Declaración de CF	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF Declaración de contrato firme con un valor de energía requerida menor a la energía declarada
11	IMP_TOT_NIC Declaración de CF	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF Declaración de contrato firme con un valor de energía requerida menor a la energía declarada
12	IMP_TOT_NIC Declaración de CF	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 90 MW, area de control que retira CF Declaración de contrato firme con un valor de energía requerida menor a la energía declarada
13	Declaración de CF	Declaración de contrato firme con un valor de energía requerida menor a la energía declarada
14	Declaración de CF	Declaración de contrato firme con un valor de energía requerida menor a la energía declarada

En el periodo de mercado 0, se modeló la potencia de exportación total de Guatemala a 50 MW, restringiendo las MCTP EXP\_TOT\_GUA\_NS. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 31, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.

**Tabla 31.** Resultado de reducción de CF bajo restricciones de exportación de un área de control con inyección de CF.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
0	CF13M0000261	1GGENHIXAC	3DENEE	EXP_TOT_GUA_NS	20.28	17.96	20.28	17.96
0	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	EXP_TOT_GUA_NS	35.00	30.99	35.00	30.99

Cómo se observa en la Tabla anterior, los contratos se reducen según lo establecido en la CRIE-50-2020.

Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, se observan en la Tabla 32, los cuales están acorde las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

**Tabla 32.** Resultado de los flujos de CF en las restricciones limitantes.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
0	EXP_TOT_GUA_NS	50.00	0.93	48.95	0.13

El bloque de períodos de mercado de 5 a 12, contempló la potencia de importación total de Nicaragua a 90 MW, restringiendo la MCTP de IMP\_TOT\_NIC. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 32, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.



**Tabla 33.** Resultado de reducción de CF bajo restricciones de importación de un área de control con retiro de CF.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
5	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	35.00	24.68	35.00	24.68
5	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.16	30.00	21.16
5	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	17.63	25.00	17.63
5	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	8.46	12.00	8.46
5	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	17.63	25.00	17.63
6	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	35.00	24.69	35.00	24.69
6	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.16	30.00	21.16
6	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	17.63	25.00	17.63
6	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	8.46	12.00	8.46
6	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	17.63	25.00	17.63
7	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	35.00	24.72	35.00	24.72
7	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.19	30.00	21.19
7	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	17.66	25.00	17.66
7	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	8.48	12.00	8.48
7	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	17.66	25.00	17.66
8	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	35.00	21.04
8	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	30.00	21.04
8	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
8	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	8.42	12.00	8.42
8	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	6.00	4.21	6.00	4.21
8	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
9	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	35.00	21.04
9	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	30.00	21.04
9	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
9	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	8.42	12.00	8.42
9	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	6.00	4.21	6.00	4.21
9	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
10	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	35.00	21.04
10	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	30.00	21.04
10	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
10	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	8.41	12.00	8.41
10	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	6.00	4.21	6.00	4.21
10	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
11	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	35.00	21.04
11	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	30.00	21.04
11	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
11	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	8.41	12.00	8.41
11	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	6.00	4.21	6.00	4.21
11	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
12	CF14A0000246	1GGENJAEGL	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	35.00	21.04
12	CF54A0000245	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	30.00	21.04	30.00	21.04
12	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53
12	CF64A0000247	6GIDEALPMA	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	12.00	8.42	12.00	8.42
12	CF64A0000248	4DENELBLUE	6GFORTUNA	IMP_TOT_NIC	6.00	4.21	6.00	4.21
12	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	17.53	25.00	17.53

Cómo se observa en la Tabla anterior, los contratos se reducen según lo establecido en la CRIE-50-2020. Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, están acorde las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

### Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional

Para los períodos de mercado 0 al 7, tal y como se estableció en el Protocolo del Período Indicativo, se verificaron CNFFF entre agentes de Guatemala y El Salvador sin oferta de Pago máximo por CVT, y para el período 0 se modeló y observó una reducción en la Exportación Total de Guatemala, en donde este CNFFF se vio reducido a lo establecido en la Resolución



CRIE-50-2020 y a la metodología de reducción de estos CNFFF presentada en el IRMER IRMER-O-02-2017. La aplicación de la propuesta en mención se realizó considerando lo indicado por la CRIE en el literal "a) Solicitud de Aclaración 1" de la nota CRIE-SE-GM-GJ-523-10-09-2020. **(ANEXO 2B).**

### Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional

**Se cumplieron todas las condiciones específicas para la simulación del escenario descrito en el Protocolo del Período Indicativo.**

**Los resultados de Predespacho Regional del período indicativo para el día 30 de septiembre de 2020, están acorde a la regulación vigente y a lo establecido en la Resolución CRIE-50-2020.**

### 2.3.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES

#### Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC)

Se comprueba que no existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF debido a la reducción de la energía requerida y de la oferta de oportunidad de inyección asociada.

**Tabla 34.** TPNC conciliada para periodos de reducción.



#### TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. / CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

F. Predespacho:  
30 de septiembre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
6GFORTUNA	08	6_6005_010	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	4.207	\$50.27	\$0.00
6GFORTUNA	09	6_6005_010	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	4.207	\$54.85	\$0.00
6GFORTUNA	10	6_6005_010	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	4.206	\$47.99	\$0.00
6GFORTUNA	11	6_6005_010	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	4.206	\$48.03	\$0.00
6GFORTUNA	12	6_6005_010	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	4.207	\$48.00	\$0.00

Los TPNC de CF O.I. Flexibilidad que reportan cargos son etiquetados como "r" en columna transacción.



**Tabla 35.** Tipo de transacción para CF O.I. Flexibilidad con TPNC con cargos.

TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO									
Agente	Periodo	Punto de Medicí	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachad	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)	
1GGENHXAC	00	1_1710_892	r	CF O.I. Flexibilidad	0.685	17.271	\$22.64	\$15.51	
1GGENHXAC	01	1_1710_892	r	CF O.I. Flexibilidad	20.280	0.000	\$15.53	\$314.95	
1GGENHXAC	13	1_1710_892	r	CF O.I. Flexibilidad	1.479	18.801	\$51.49	\$76.15	
1GGENHXAC	22	1_1710_892	r	CF O.I. Flexibilidad	20.280	0.000	\$48.41	\$981.75	
1GGENHXAC	23	1_1710_892	r	CF O.I. Flexibilidad	20.280	0.000	\$41.04	\$832.29	
1GGENJAEGL	01	1_1124_964	r	CF O.I. Flexibilidad	6.875	28.125	\$15.00	\$103.13	
1GGENJAEGL	18	1_1124_964	r	CF O.I. Flexibilidad	35.000	0.000	\$71.07	\$2,487.45	
1GGENJAEGL	19	1_1124_964	r	CF O.I. Flexibilidad	35.000	0.000	\$66.90	\$2,341.50	
1GGENJAEGL	20	1_1124_964	r	CF O.I. Flexibilidad	35.000	0.000	\$66.90	\$2,341.50	
1GGENJAEGL	21	1_1124_964	r	CF O.I. Flexibilidad	35.000	0.000	\$65.30	\$2,285.50	

**Renta de Congestión (RENTAC)**

Los periodos de reducción conciliados corresponden a los periodos de reducción predespachos. Además, la RC fue conciliada con base en la potencia del DT asignado debido a que los Derechos Firmes de Transmisión corresponden a los convocados y asignados antes del 1 de noviembre.

**Tabla 36.** RENTAC conciliada para CF14A0000246

RENTA DE CONGESTIÓN													
Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada DT	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)	
1GGENJAEGL	08	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF00000033	35.00	35.000	21.039	1124	47.16	4403	55.91	-906.25	
1GGENJAEGL	09	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF00000033	35.00	35.000	21.039	1124	46.96	4403	57.00	-351.40	
1GGENJAEGL	10	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF00000033	35.00	35.000	21.035	1124	44.04	4403	57.85	-483.35	
1GGENJAEGL	11	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF00000033	35.00	35.000	21.055	1124	44.03	4403	57.85	-483.70	
1GGENJAEGL	12	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF00000033	35.00	35.000	21.037	1124	46.88	4403	57.84	-383.60	
1GGENJAEGL	13	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF00000033	35.00	35.000	35.000	1124	49.17	4403	51.74	-89.95	
1GGENJAEGL	14	CF14A0000246	DF	A0120-0920DF00000033	35.00	35.000	35.000	1124	53.00	4403	56.32	-116.20	

Los CF que no fueron declarados recibieron su correspondiente RC debido a que se conciliaron con la potencia del DT conforme a la normativa vigente al momento de su convocatoria.

**Tabla 37.** RENTAC en periodos no declarados de CF64A0000248.

RENTA DE CONGESTIÓN													
Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada DT	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)	
4DENELBLUE	00	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00			6005	43.32	4750	39.64	44.16	
4DENELBLUE	01	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00			6005	43.09	4750	39.46	43.56	
4DENELBLUE	02	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00			6005	41.38	4750	36.56	57.84	
4DENELBLUE	03	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00			6005	39.95	4750	35.23	56.64	
4DENELBLUE	04	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00			6005	42.63	4750	37.65	59.76	
4DENELBLUE	05	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00			6005	43.44	4750	39.97	41.64	
4DENELBLUE	06	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00			6005	43.45	4750	303.03	-3,114.96	
4DENELBLUE	07	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00			6005	46.19	4750	302.93	-3,080.88	
4DENELBLUE	08	CF64A0000248	DF	A0120-0920DF00000036	12.00	6.000	4.207	6005	50.27	4750	56.26	-71.88	



## Cargo en el mercado de oportunidad asociado a los compromisos contractuales (CMORC)

El CMORC fue conciliado con base en la energía declarada o reducida en los casos en que hubo reducción.

**Tabla 38.** CMORC conciliado para CF14A0000246.

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CC (MW)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
1GGENJAEGL	00	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	21.73	4403	4_4403_119	39.46	i	35.000	30.990	549.45
1GGENJAEGL	01	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	15.00	4403	4_4403_119	39.29	i	35.000	35.000	850.15
1GGENJAEGL	02	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	33.70	4403	4_4403_119	36.00	i	35.000	35.000	80.50
1GGENJAEGL	03	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	32.46	4403	4_4403_119	34.69	i	35.000	35.000	78.05
1GGENJAEGL	04	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	34.69	4403	4_4403_119	37.08	i	35.000	35.000	83.65
1GGENJAEGL	05	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	38.78	4403	4_4403_119	39.91	i	35.000	24.684	27.89
1GGENJAEGL	06	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	46.47	4403	4_4403_119	298.98	i	35.000	24.687	6,233.71
1GGENJAEGL	07	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	48.19	4403	4_4403_119	298.89	i	35.000	24.722	6,197.81
1GGENJAEGL	08	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	47.16	4403	4_4403_119	55.91	i	35.000	21.039	184.09
1GGENJAEGL	09	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	46.96	4403	4_4403_119	57.00	i	35.000	21.039	211.23
1GGENJAEGL	10	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	44.04	4403	4_4403_119	57.85	i	35.000	21.035	290.49
1GGENJAEGL	11	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	44.03	4403	4_4403_119	57.85	i	35.000	21.035	290.70
1GGENJAEGL	12	CF	CF14A0000246	A0120-0920DF00000033	1124	1_1124_964	46.88	4403	4_4403_119	57.84	i	35.000	21.037	230.57

### Reintegros

No se generan reintegros debido a que no se presentaron las condiciones establecidas en las resoluciones CRIE-30-2017 y CRIE-37-2017. Igualmente, los agentes con DT asignados y cuyos CF fueron reducidos debido a las restricciones modeladas, se les asignaron sus RC correspondientes con base a la potencia asignada de los DT.

### Observaciones adicionales respecto a la conciliación de transacciones

A pesar de que en los periodos de mercado 6 y 7 se redujeron las energías requeridas de los CF debido a la restricción a cero (90 MW) de importación total de Nicaragua (IMP\_TOT\_NIC), resultaron diferencias de precios, en promedio de 255 US\$/MWh, entre los nodos de retiro de Nicaragua y los nodos de inyección de Costa Rica y Panamá asociados a los Derechos Firmes de Transmisión convocados antes del 1 de noviembre, provocando valores de RC arriba de los US \$70,000 en estos dos periodos de mercado y cargos a la CGC en concepto de CVTn del día por un valor de US \$12,416.

Debido a lo anterior, y tomando en cuenta que a partir del 1 de noviembre el CARN estará derogado, este monto de CVTn generado por la restricción de transmisión se trasladará como un cargo a la CGC.

### Conclusiones de la conciliación de transacciones

Los resultados de las pruebas mostraron resultados satisfactorios, ya que se cumplieron las reglas de negocios establecidas para los DT's convocados y asignados antes del 1° de noviembre de 2020.



## 2.4 FECHA DE OPERACIÓN 01 DE OCTUBRE DE 2020

### 2.4.1 PREDESPACHO REGIONAL

#### Resultados de reducción de Contratos Firmes

Para el Predespacho Regional del día de operación del 01 de octubre se consideraron los Contratos Firmes vigentes con DT asignados con fecha de convocatoria antes del 1 de noviembre de 2020 y los nuevos Contratos Firmes asignados en los procesos de asignación A2101 y M2101, y cuyas vigencias de DT eran para enero 2021.

Las condiciones específicas que se simularon para este escenario y que se coordinaron con los OS/OM fueron las siguientes:

**Tabla 39.** Condiciones específicas bajo las cuales se ejecutó el Predespacho Regional del día de operación 01 de octubre de 2020.

Período	Elemento de Red/MCTP/Condición	Comentario
0	CF54A0000258 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
1	CF54A0000258 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
2	CF54A0000258 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
3	CF54A0000258 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
4	CF54A0000258 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
5	CF54A0000258 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
6	27211	Nodo Subestación Berlín cero voltaje.
7	27211	Nodo Subestación Berlín cero voltaje.
8	27211, IMP_TOT_SAL	Nodo Subestación Berlín cero voltaje. Importación total de El Salvador reducida a 45 MW.
9	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Savador reducida a 25 MW.
10	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Savador reducida a 0 MW.
11	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Savador reducida a 20 MW.
12	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Savador reducida a 30 MW.
13	CFPI13A00020 y CFPI16A00009	No declaración de Contrato Firmes
14	CFPI13A00020 y CFPI16A00009	No declaración de Contrato Firmes
15	CFPI13A00020 y CFPI16A00009	No declaración de Contrato Firmes
16	CFPI13A00020 y CFPI16A00009	No declaración de Contrato Firmes
17	CFPI13A00020 y CFPI16A00009	No declaración de Contrato Firmes
18	CFPI13A00020 y CFPI16A00009	No declaración de Contrato Firmes
19	CFPI13A00020 y CFPI16A00009	No declaración de Contrato Firmes
20	CF564A0000259 y CFPI65A00026	No declaración de Contrato Firmes
21	CF564A0000259 y CFPI65A00026	No declaración de Contrato Firmes
22	CF564A0000259 y CFPI65A00026	No declaración de Contrato Firmes
23	CF564A0000259 y CFPI65A00026	No declaración de Contrato Firmes



Para el primer bloque de períodos de mercado 0 al 5, se contempló la no declaración de los Contratos Firmes indicados en la Tabla 39, con el objetivo de ejemplificar los detalles en la conciliación de las Rentas de Congestión o reintegros que apliquen tanto para Contratos Firmes con DT asignados en procesos convocados antes del 01 de noviembre de 2020 y los asignados posteriores a esta fecha.

En efecto, los OS/OM involucrados para este primer bloque no declararon y por lo tanto no se verificaron los contratos indicados en la Tabla 39, por lo que dichos Contratos Firmes no fueron programados en el Predespacho Regional.

En el siguiente bloque, durante los períodos de mercado 6, 7 y 8, El Salvador declaró indisponibilidades para simular en el nodo 27211 (Berlín-El Salvador) cero voltaje, pero de acuerdo a la declaración de indisponibilidades por dicho OS/OM, el nodo quedaba eléctricamente conectado al Sistema Eléctrico Regional mediante un elemento de red y con una capacidad de transmisión de i a j y de j a i de 0.01 MW, según se observa en la Tabla 40.

**Tabla 40.** Declaración de las Indisponibilidades para el día de operación 1 de octubre por parte del área de control de El Salvador.

Operador	Fecha	Período Inico	Período Fin	CKT	Nodoi	Nodoj	Tipo Motivo	Indisponibilidad Total	Capacidad Operativa i a j	Capacidad Operativa j a i	Justificación
UT-SV	01/10/2020	6	8	1	27211	27341	SOLMANT_NP si		0	0	Prueba CRIE 50-2020 Cero Voltaje
UT-SV	01/10/2020	6	8	1	27181	27211	SOLMANT_NP no		0.01	0.01	Prueba CRIE 50-2020 Cero Voltaje

La condición anterior, provocó que los resultados de reducción para esos períodos fuera la siguiente:

**Tabla 41.** Resultados de reducción de CF bajo la condición de nodo con retiro de CF conectado mediante un único elemento de red con capacidad reducida.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del NT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inici	MW Energía Requerida Fin	MW Energía Declarada Inici	MW Energía Declarada Fin
6	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	Elemento de red: 27181-27211-1	10.000	0.004	10.000	0.004
6	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	Elemento de red: 27181-27211-1	10.000	0.004	10.000	0.004
7	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	Elemento de red: 27181-27211-1	10.000	0.004	10.000	0.004
7	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	Elemento de red: 27181-27211-1	10.000	0.004	10.000	0.004
8	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	Elemento de red: 27181-27211-1	10.000	0.004	10.000	0.004
8	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	Elemento de red: 27181-27211-1	10.000	0.004	10.000	0.004

Tal y como se observa en la Tabla anterior, debido a que no se aisló completamente el nodo y quedó conectado mediante un único elemento de red con capacidad reducida, se observó que los Contratos Firmes con retiro en dicho nodo, no fueron reducidos completamente a 0.000 MWh, si no que utilizando la capacidad de 0.01 MW en el elemento de red, el modelo redujo hasta donde fue posible cubrir esta capacidad de transmisión.

Los resultados de los flujos de los CF reducidos se observan en la Tabla 42, en donde se verifica que los flujos de CF reducidos y sus pérdidas, incluyendo también los flujos de



predespacho nacional y pérdidas, no superan la capacidad del elemento declarado por el OS/OM.

**Tabla 42.** Resultados de los flujos de los CF reducidos en un elemento de red con capacidad reducida.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
6	Elemento de red: 27181-27211-1	0.010	0.000	0.010	0.000
7	Elemento de red: 27181-27211-1	0.010	0.000	0.010	0.000
8	Elemento de red: 27181-27211-1	0.010	0.000	0.010	0.000

En el siguiente bloque de períodos de mercado 8 a 12 se aplicó una reducción debido a la limitación de Importación de El Salvador con valores de 45 MW, 25 MW, 0 MW, 20 MW y 30 MW respectivamente. Los resultados de dicha reducción pueden observarse en la Tabla 43.

**Tabla 43.** Resultados de reducción en los CF debido a restricción de importación de El Salvador.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del NT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
8	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	4.168	9.000	4.168
8	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	16.210	35.000	16.210
8	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	2.315	5.000	2.315
8	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	0.004	10.000	0.004
8	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	4.631	10.000	4.631
8	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.821	8.253	17.821	8.253
8	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.004	10.000	0.004
9	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	2.299	9.000	2.299
9	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	8.944	35.000	8.944
9	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	1.277	5.000	1.277
9	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	2.555	10.000	2.555
9	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	2.555	10.000	2.555
9	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.821	4.554	17.821	4.554
9	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	2.555	10.000	2.555
10	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	0.000	9.000	0.000
10	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	0.000	35.000	0.000
10	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	0.000	5.000	0.000
10	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
10	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
10	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.821	0.000	17.821	0.000
10	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
11	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	1.829	9.000	1.829
11	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	7.115	35.000	7.115
11	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	1.016	5.000	1.016
11	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	2.033	10.000	2.033
11	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	2.033	10.000	2.033
11	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.821	3.623	17.821	3.623
11	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	2.033	10.000	2.033
12	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	2.755	9.000	2.755
12	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	10.717	35.000	10.717
12	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	1.531	5.000	1.531
12	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	3.062	10.000	3.062
12	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	3.062	10.000	3.062
12	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.821	5.457	17.821	5.457
12	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	3.062	10.000	3.062

En este caso, para el período 8, se observa que la suma de las energías requeridas finales está en un valor de 35.585 MWh (sin contar las pérdidas) y no un valor de potencia cercano a 45 MW como se esperaría. Lo anterior debido a que en ese mismo período se encontraban, dentro del grupo de Contratos Firmes a reducir, los contratos CFPI12A00015 Y CFPI52A00032 y cuyo nodo de retiro es el 27211 (Berlín-El Salvador) el cual estaba conectado

con una capacidad de 0.01 MW, esto según la regulación especificada en la CRIE-50-2020 entra a ser prorrateado con las energías requeridas iniciales (10 MWh cada uno) provocando que la prorrata de reducción sea mayor para el resto de contratos, sin embargo de acuerdo al cálculo de reducción establecido en la CRIE-50-2020, se consideran los elementos más restrictivos para todos los CF, siendo esa la razón de considerar la reducción para los contratos cuya limitante más restrictiva fue de 0.01 y los demás relacionados a la de 45 MW.

El caso anterior hubiera sido diferente si el nodo queda aislado completamente ya que esto provocaría una reducción a 0.000 MWh sin ser parte de los contratos prorrateados.

Los resultados de los flujos debido a las reducciones anteriores se presentan en la Tabla 44.

**Tabla 44.** Resultados de los flujos de los CF reducidos debido a restricción de importación de El Salvador.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
8	IMP_TOT_SAL	45.000	0.108	44.843	0.048
9	IMP_TOT_SAL	25.000	0.242	24.744	0.014
10	IMP_TOT_SAL	0.000	0.240	0.000	0.000
11	IMP_TOT_SAL	20.000	0.306	19.685	0.009
12	IMP_TOT_SAL	30.000	0.331	29.649	0.020

Por último, al igual que en el primer bloque, se contempló para el último bloque, la no declaración de los Contratos Firmes indicados en la Tabla 39, con el objetivo de ejemplificar los detalles en la conciliación de las Rentas de Congestión o reintegros que apliquen tanto para Contratos Firmes con DT asignados en procesos convocados antes del 01 de noviembre de 2020 y los asignados posteriores a esta fecha.

En efecto, los OS/OM involucrados para este primer bloque no declararon y por lo tanto no se verificaron los contratos indicados en la Tabla 39, por lo que dichos Contratos Firmes no fueron programados en el Predespacho Regional.

### Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional

**Se cumplieron todas las condiciones específicas para la simulación del escenario descrito en el Protocolo del Período Indicativo.**

**Los resultados de Predespacho Regional del período indicativo para el día 01 de octubre de 2020, están acorde a la regulación vigente y a lo establecido en la Resolución CRIE-50-2020.**



## 2.4.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES

### Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC)

Se comprueba que existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF como resultado de la declaración de los contratos **en condiciones sin reducción de energía**. Se cumple que, la TPNC de "CF O.I. Flexibilidad" que reporta cargos, es etiquetada como "r" en columna transacción.

**Tabla 45.** Predespacho del Contrato CFPI12A00015 sin reducción

**Transacciones de Contratos Regionales**

F. Predespacho:  
01 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado Bloque 1	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exante	MW Predespachado
00	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	N	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	CF O.I. Flexibilidad	0.000	10.000	\$5.00	5.000	\$43.49	5.000
01	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	N	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	CF O.I. Flexibilidad	0.000	10.000	\$5.00	5.000	\$42.71	5.000
02	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	N	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	CF O.I. Flexibilidad	0.000	10.000	\$5.00	5.000	\$42.70	5.000
03	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	N	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	CF O.I. Flexibilidad	0.000	10.000	\$5.00	5.000	\$42.70	5.000
04	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	N	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	CF O.I. Flexibilidad	0.000	10.000	\$5.00	5.000	\$43.59	5.000
05	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	N	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	CF O.I. Flexibilidad	0.000	10.000	\$5.00	5.000	\$48.28	5.000
00	EL SALVADOR	27211	2C_CS1	2_27211_582	CFPI12A00015	N	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	r	CF	CF Ret. Requerido	5.000	10.000	\$0.00	0.000	\$43.00	5.000
01	EL SALVADOR	27211	2C_CS1	2_27211_582	CFPI12A00015	N	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	r	CF	CF Ret. Requerido	5.000	10.000	\$0.00	0.000	\$42.21	5.000
02	EL SALVADOR	27211	2C_CS1	2_27211_582	CFPI12A00015	N	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	r	CF	CF Ret. Requerido	5.000	10.000	\$0.00	0.000	\$42.09	5.000
03	EL SALVADOR	27211	2C_CS1	2_27211_582	CFPI12A00015	N	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	r	CF	CF Ret. Requerido	5.000	10.000	\$0.00	0.000	\$42.05	5.000
04	EL SALVADOR	27211	2C_CS1	2_27211_582	CFPI12A00015	N	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	r	CF	CF Ret. Requerido	5.000	10.000	\$0.00	0.000	\$43.10	5.000
05	EL SALVADOR	27211	2C_CS1	2_27211_582	CFPI12A00015	N	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	r	CF	CF Ret. Requerido	5.000	10.000	\$0.00	0.000	\$47.77	5.000

**Tabla 46.** TPNC conciliada para periodos sin reducción de energía - Contrato CFPI12A00015

**TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

F. Predespacho:  
01 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
1CCOMCUCOE	00	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	5.000	\$43.49	\$217.45
1CCOMCUCOE	01	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	5.000	\$42.71	\$213.55
1CCOMCUCOE	02	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	5.000	\$42.70	\$213.50
1CCOMCUCOE	03	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	5.000	\$42.70	\$213.50
1CCOMCUCOE	04	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	5.000	\$43.59	\$217.95
1CCOMCUCOE	05	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	5.000	\$48.28	\$241.40

Se comprueba que no existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF debido a la reducción de la energía requerida.

**Tabla 47.** Predespacho del Contrato CF64A0000259 con energía reducida

F. Predespacho:  
01 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Exante	MW Predespachado
06	NICARAGUA	4406	4DENELBLUE	4_4406_071	CF64A0000259	S	6GGANA	6_6096_056	r	CF	CF Ret. Requerido	20.579	20.579	51.250	20.579
06	PANAMA	6096	6GGANA	6_6096_056	CF64A0000259	S	4DENELBLUE	4_4406_071	i	CF	CF O.I. Flexibilidad	0.000	20.579	44.640	20.579



**Tabla 48. TPNC conciliada para periodos con reducción de energía - Contrato CFPI12A00015**

<b>TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO</b>									
OS/OM: EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA S.A / CENTRO NACIONAL DE DESPACHO								ENTE OPERADOR REGIONAL F. Pre despacho: 01 de octubre de 2020	
Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Pre despacho	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)	
6GGANA	06	6_6096_056	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	20.579	\$44.64		\$0.00

**TPNC conciliada para periodos con reducción (inyección)**

<b>TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO</b>									
OS/OM: EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA								ENTE OPERADOR REGIONAL F. Pre despacho: 01 de octubre de 2020	
Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Pre despacho	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)	
4DENELBLUE	06	4_4406_071	r	CF Ret. Requerido	0.000	20.579	\$51.25		\$0.00

**TPNC conciliada para periodos con reducción (retiro)**

**Renta de Congestión (RC) y CMORC**

La Renta de Congestión fue conciliada con base en la potencia del DT asignado para los Derechos Firmes de Transmisión que han sido convocados antes del 1 de noviembre, para aquellos contratos que no fueron declarados; como era de esperarse no se les asignó CMORC.

**Tabla 49. RENTAC conciliada para Contratos Firmes CF64A0000258 y CF64A0000259 convocados antes del 1 de noviembre de 2020 y no declarados el primero en los periodos de 00 a 05 y el segundo de 20 a 23.**

<b>RENDA DE CONGESTIÓN</b>												
OS/OM: EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA								ENTE OPERADOR REGIONAL F. Pre despacho: 01 de octubre de 2020				
Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada DT	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
4DENELBLUE	00	CF54A0000258	DF	A0720-0121DF00000014	25.00			50100	43.22	4750	43.94	-18.00
4DENELBLUE	01	CF54A0000258	DF	A0720-0121DF00000014	25.00			50100	42.44	4750	43.14	-17.50
4DENELBLUE	02	CF54A0000258	DF	A0720-0121DF00000014	25.00			50100	42.33	4750	43.03	-17.50
4DENELBLUE	03	CF54A0000258	DF	A0720-0121DF00000014	25.00			50100	42.33	4750	43.03	-17.50
4DENELBLUE	04	CF54A0000258	DF	A0720-0121DF00000014	25.00			50100	43.37	4750	44.08	-17.75
4DENELBLUE	05	CF54A0000258	DF	A0720-0121DF00000014	25.00			50100	48.09	4750	48.87	-19.50
4DENELBLUE	20	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00			6096	44.99	4406	65.97	-524.50
4DENELBLUE	21	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00			6096	49.84	4406	65.92	-402.00
4DENELBLUE	22	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00			6096	44.89	4406	48.43	-88.50
4DENELBLUE	23	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00			6096	41.10	4406	41.70	-15.00

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Pre despacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

**Tabla 50. CMORC conciliado para Contratos Firmes CF64A0000258 y CF64A0000259 convocados antes del 1 de noviembre de 2020 y no declarados**



**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD  
ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

F. Predepacho:

01 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCI (MWh)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
4DENELBLUE	06	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	50.38	4750	4_4750_129	51.12	r	25.000	25.000	18.50
4DENELBLUE	07	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	54.27	4750	4_4750_129	55.08	r	25.000	25.000	20.25
4DENELBLUE	08	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	51.17	4750	4_4750_129	51.85	r	25.000	25.000	17.00
4DENELBLUE	09	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	49.37	4750	4_4750_129	49.95	r	25.000	25.000	14.50
4DENELBLUE	10	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	47.57	4750	4_4750_129	48.10	r	25.000	25.000	13.25
4DENELBLUE	11	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	49.03	4750	4_4750_129	49.67	r	25.000	25.000	16.00
4DENELBLUE	12	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	49.04	4750	4_4750_129	49.72	r	25.000	25.000	17.00
4DENELBLUE	13	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	53.73	4750	4_4750_129	54.70	r	25.000	25.000	24.25
4DENELBLUE	14	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	53.93	4750	4_4750_129	54.91	r	25.000	25.000	24.50
4DENELBLUE	15	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	53.51	4750	4_4750_129	54.59	r	25.000	25.000	27.00
4DENELBLUE	16	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	55.48	4750	4_4750_129	56.59	r	25.000	25.000	27.75
4DENELBLUE	17	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	53.36	4750	4_4750_129	55.32	r	25.000	25.000	49.00
4DENELBLUE	18	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	80.97	4750	4_4750_129	83.94	r	25.000	25.000	74.25
4DENELBLUE	19	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	81.02	4750	4_4750_129	84.00	r	25.000	25.000	74.50
4DENELBLUE	20	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	62.75	4750	4_4750_129	65.31	r	25.000	25.000	64.00
4DENELBLUE	21	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	62.66	4750	4_4750_129	65.21	r	25.000	25.000	63.75
4DENELBLUE	22	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	46.78	4750	4_4750_129	48.10	r	25.000	25.000	33.00
4DENELBLUE	23	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	40.95	4750	4_4750_129	41.59	r	25.000	25.000	16.00

**CMORC de cero en los periodos de 0 a 5 para CF64A0000258**

**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD  
ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

F. Predepacho:

01 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCI (MWh)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
4DENELBLUE	00	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	38.77	4406	4_4406_071	44.23	r	25.000	25.000	136.50
4DENELBLUE	01	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	38.00	4406	4_4406_071	43.43	r	25.000	25.000	135.75
4DENELBLUE	02	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	38.68	4406	4_4406_071	43.31	r	25.000	25.000	115.75
4DENELBLUE	03	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	38.00	4406	4_4406_071	43.30	r	25.000	25.000	132.50
4DENELBLUE	04	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	38.89	4406	4_4406_071	44.37	r	25.000	25.000	137.00
4DENELBLUE	05	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	40.20	4406	4_4406_071	49.17	r	25.000	25.000	224.25
4DENELBLUE	06	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	44.64	4406	4_4406_071	51.25	r	25.000	20.579	136.03
4DENELBLUE	07	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	54.58	4406	4_4406_071	55.19	r	25.000	20.585	12.56
4DENELBLUE	08	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	42.01	4406	4_4406_071	51.91	r	25.000	20.520	203.15
4DENELBLUE	09	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	43.00	4406	4_4406_071	49.97	r	25.000	20.523	143.05
4DENELBLUE	10	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	37.39	4406	4_4406_071	48.11	r	25.000	20.528	220.06
4DENELBLUE	11	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	42.15	4406	4_4406_071	49.68	r	25.000	20.535	154.63
4DENELBLUE	12	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	43.10	4406	4_4406_071	49.74	r	25.000	20.512	136.20
4DENELBLUE	13	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	38.78	4406	4_4406_071	54.80	r	25.000	20.506	328.51
4DENELBLUE	14	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	38.77	4406	4_4406_071	55.02	r	25.000	20.613	334.96
4DENELBLUE	15	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	38.67	4406	4_4406_071	54.75	r	25.000	20.548	330.41
4DENELBLUE	16	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	43.10	4406	4_4406_071	56.78	r	25.000	20.578	281.51
4DENELBLUE	17	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	52.13	4406	4_4406_071	55.89	r	25.000	25.000	94.00
4DENELBLUE	18	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	43.99	4406	4_4406_071	84.74	r	25.000	25.000	1,018.75
4DENELBLUE	19	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	43.70	4406	4_4406_071	84.74	r	25.000	25.000	1,026.00

**CMORC de cero en los periodos de 20 a 23 para CF64A0000259**

La Renta de Congestión fue conciliada con base en la potencia del DT asignado, para los Derechos Firmes de Transmisión correspondientes a los convocados antes del 1 de noviembre en condiciones de energía reducida. El CMORC fue conciliado con la energía declarada reducida, por lo que los montos en concepto de CMORC no compensan los montos de Renta de Congestión

**Tabla 51.** RENTAC conciliada para Contratos Firmes CF64A0000258 y CF64A0000259 convocados antes del 1 de noviembre de 2020, declarados y despachados con energía reducida.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada D'	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
4DENELBLUE	08	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00	25.000	20.520	6096	42.01	4406	51.91	-247.50
4DENELBLUE	07	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00	25.000	20.585	6096	54.58	4406	55.19	-15.25
4DENELBLUE	10	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00	25.000	20.528	6096	37.39	4406	48.11	-268.00
4DENELBLUE	09	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00	25.000	20.523	6096	43.00	4406	49.97	-174.25

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predepacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.



**Tabla 52.** CMORC conciliado para Contratos Firmes CF64A0000258 y CF64A0000259 convocados antes del 1 de noviembre de 2020, declarados y despachados con energía reducida.

\$6,314.85

**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD  
ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

F. Predespacho:  
01 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCI (MW)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
4DENELBLUE	07	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	54.58	4406	4_4406_071	55.19	r	25.000	20.585	12.56
4DENELBLUE	08	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	42.01	4406	4_4406_071	51.91	r	25.000	20.520	203.15
4DENELBLUE	09	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	43.00	4406	4_4406_071	49.97	r	25.000	20.523	143.05
4DENELBLUE	10	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	37.39	4406	4_4406_071	48.11	r	25.000	20.528	220.06

La Renta de Congestión fue conciliada con base en la energía declarada o requerida reducida para los DT asignados a partir del 1 de noviembre de 2020. El CMORC también fue conciliado con base en la energía declarada o requerida reducida.

**Tabla 53.** RENTAC conciliada para Contratos Firmes asignados después del 1 de noviembre de 2020, declarados y despachados con energía reducida.

ENTE OPERADOR REGIONAL

**RENTA DE CONGESTIÓN**

OS/OM:  
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. / CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

F. Predespacho:  
01 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada DT	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
6GFORTUNA	06	CFI65A00026	DF	A0121-0121DF00000006	17.63	17.625	14.508	6096	44.64	50900	50.90	-90.82
6GFORTUNA	07	CFI65A00026	DF	A0121-0121DF00000006	17.63	17.625	14.512	6096	54.58	50900	54.81	-3.34
6GFORTUNA	08	CFI65A00026	DF	A0121-0121DF00000006	17.63	17.625	14.466	6096	42.01	50900	51.68	-139.89
6GFORTUNA	09	CFI65A00026	DF	A0121-0121DF00000006	17.63	17.625	14.468	6096	43.00	50900	49.80	-98.38

**Tabla 54.** CMORC conciliado para Contratos Firmes asignados después del 1 de noviembre de 2020, declarados y despachados con energía reducida.

\$8,587.41

**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD  
ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

F. Predespacho:  
01 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCI (MW)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
5GICE	06	CF	CFI65A00026	A0121-0121DF00000006	6096	6_6096_061	44.64	50900	5_50900_001	50.90	r	17.625	14.508	90.82
5GICE	07	CF	CFI65A00026	A0121-0121DF00000006	6096	6_6096_061	54.58	50900	5_50900_001	54.81	r	17.625	14.512	3.34
5GICE	08	CF	CFI65A00026	A0121-0121DF00000006	6096	6_6096_061	42.01	50900	5_50900_001	51.68	r	17.625	14.466	139.89
5GICE	09	CF	CFI65A00026	A0121-0121DF00000006	6096	6_6096_061	43.00	50900	5_50900_001	49.80	r	17.625	14.468	98.38

## Reintegros

Se generan reintegros conforme a las reglas de negocio establecidas en la Resolución CRIE-50-2020, la cual considera reintegros únicamente para reducciones parciales de Contratos Firmes, de los DT convocados posterior al 1 de noviembre de 2020.

**Tabla 55.** Reintegros conciliados para Contratos Firmes asignados después del 1 de noviembre de 2020, declarados y despachados con energía reducida.



Fecha	Periodo	Id DT	Agente Titular	Subasta	Energía Requerida del CF (MWERCf.h) (MWh)	Energía Requerida Reducida del CF (MWRRcf.h) (MW)	Reintegro económico de DF (US)
01/10/2020	6	A0121-0121DF00000006	6GFORTUNA	A2101	17.625	14.508	\$30.91
01/10/2020	7	A0121-0121DF00000006	6GFORTUNA	A2101	17.625	14.512	\$30.87
01/10/2020	8	A0121-0121DF00000006	6GFORTUNA	A2101	17.625	14.466	\$31.32
01/10/2020	9	A0121-0121DF00000006	6GFORTUNA	A2101	17.625	14.468	\$31.30

No se calculó RC para los contratos no declarados para los DT asignados a partir del 1 de noviembre de 2020.

**Tabla 56.** Reintegros conciliados para Contratos Firmes (CFPI12A00010) asignados después del 1 de noviembre de 2020, no declarados.

**RENTA DE CONGESTIÓN**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM: ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Predespacho: 01 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada D	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US)
DF	A0121-0121DF000000023	10.00	10.000	10.000	1124	46.67	3310	48.64	-19.70			
DF	A0121-0121DF000000027	10.00	10.000	10.000	1124	46.67	6440	44.72	19.50			
DF	A0121-0121DF000000015	5.00	5.000	5.000	1124	46.67	28181	47.91	-6.20			
DF	A0121-0121DF000000020	35.00	35.000	35.000	1124	46.67	28161	48.15	-51.80			
DF	A0121-0121DF000000021	20.00	20.000	20.000	1710	48.05	3183	48.17	-2.40			
DF	A0121-0121DF000000017	5.00	5.000	5.000	1124	46.67	27131	47.34	-3.35			
DF	A0121-0121DF000000025	10.00	10.000	10.000	1124	46.67	4403	48.28	-16.10			
DF	A0121-0121DF000000026	10.00	10.000	10.000	1710	48.05	50100	46.78	12.70			
DF	A0121-0121DF000000014	10.00	9.000	9.000	1124	46.67	27371	48.87	-19.80			
DF	A0121-0121DF000000019	10.00	10.000	10.000	1126	42.71	27211	42.21	5.00			
DF	A0121-0121DF000000021	20.00	20.000	20.000	1710	43.30	3183	43.22	1.60			
DF	A0121-0121DF000000023	10.00	10.000	10.000	1124	41.84	3310	43.04	-12.00			
DF	A0121-0121DF000000025	10.00	10.000	10.000	1124	41.84	4403	43.07	-12.30			
DF	A0121-0121DF000000017	5.00	5.000	5.000	1124	41.84	27131	43.24	-7.00			
DF	A0121-0121DF000000015	5.00	5.000	5.000	1124	41.84	28181	42.55	-3.55			
DF	A0121-0121DF000000027	10.00	10.000	10.000	1124	41.84	6440	37.80	40.40			
DF	A0121-0121DF000000026	10.00	10.000	10.000	1710	43.30	50100	42.44	8.60			
DF	A0121-0121DF000000020	35.00	35.000	35.000	1124	41.84	28161	43.00	-40.60			
DF	A0121-0121DF000000014	10.00	9.000	9.000	1124	41.84	27371	43.44	-14.40			
DF	A0121-0121DF000000019	10.00	10.000	10.000	1126	53.34	27211	52.11	12.30			
DF	A0121-0121DF000000026	10.00	10.000	10.000	1710	54.93	50100	53.73	12.00			

### Conclusiones de la conciliación de transacciones

Los resultados de la conciliación diaria programada fueron satisfactorios, ya que se cumplieron las reglas de negocios establecidas en la Resolución CRIE-50-2020 para los DT's convocados y asignados antes del 1° de noviembre de 2020 y posteriores a dicha fecha.

El CVTn del día de operación 1 de octubre de 2020 indicativo, fue un abono neto de US\$14,522.40

## 2.5 FECHA DE OPERACIÓN 02 DE OCTUBRE DE 2020



## 2.5.1 PREDESPACHO REGIONAL

### Resultados de reducción de Contratos Firmes

Para el Predespacho Regional del día de operación del 2 de octubre se consideraron los Contratos Firmes vigentes con DT asignados con fecha de convocatoria antes del 1 de noviembre de 2020 y los nuevos Contratos Firmes asignados en los procesos de asignación A2101 y M2101, y cuyas vigencias de DT eran para enero 2021.

Las condiciones específicas que se simularon para este escenario y que se coordinaron con los OS/OM fueron las siguientes:

**Tabla 57.** Condiciones específicas bajo las cuales se ejecutó el Predespacho Regional del día de operación 2 de octubre de 2020.

Período	Elemento de Red/MCTP/Condición	Comentario
0	IMP_TOT_SAL	MCTP de importación Total de El Salvador reducida a 110 MW, area de control que retira CF
1	IMP_TOT_SAL	MCTP de importación Total de El Salvador reducida a 55 MW, area de control que retira CF
2	IMP_TOT_SAL	MCTP de importación Total de El Salvador reducida a 35 MW, area de control que retira CF
3	IMP_TOT_SAL	MCTP de importación Total de El Salvador reducida a 25 MW, area de control que retira CF
4	IMP_TOT_SAL	MCTP de importación Total de El Salvador reducida a 25 MW, area de control que retira CF
5	IMP_TOT_SAL	MCTP de importación Total de El Salvador reducida a 25 MW, area de control que retira CF
6	IMP_TOT_SAL	MCTP de importación Total de El Salvador reducida a 25 MW, area de control que retira CF
11	27181-27211-1	Lineas de transmisión que conectan nodo con retiro de CF, con capacidad reducida a 0 MW.
12	27181-27211-1	Lineas de transmisión que conectan nodo con retiro de CF, con capacidad reducida a 0 MW.
13	27181-27211-1	Lineas de transmisión que conectan nodo con retiro de CF, con capacidad reducida a 0 MW.
14	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW, area de control que retira CF
15	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW, area de control que retira CF
16	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW, area de control que retira CF
17	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW, area de control que retira CF
18	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW, area de control que retira CF
19	IMP_TOT_NIC	MCTP de importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW, area de control que retira CF
21	IMP_TOT_HON	MCTP de importación Total de Honduras reducida a 10 MW, area de control que retira CF
22	IMP_TOT_HON	MCTP de importación Total de Honduras reducida a 15 MW, area de control que retira CF
23	IMP_TOT_HON	MCTP de importación Total de Honduras reducida a 25 MW, area de control que retira CF



El bloque de períodos de mercado de 0 a 1, contempló la potencia de importación total de El Salvador a 110 MW para el periodo de mercado 0, y a 55 MW para el periodo de mercado 1, restringiendo la MCTP de IMP\_TOT\_SAL. Como resultado de estas condiciones, no se obtuvieron reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba debido a que los flujos netos de Contratos Firmes no superaron las restricciones de Importación para los periodos de mercado del 0 al 1.

El bloque de períodos de mercado de 2 a 6, contempló la potencia de importación total de El Salvador a 35 MW para el periodo de mercado 2 y a 25 MW para los períodos de mercado de 3 a 6, restringiendo la MCTP de IMP\_TOT\_SAL. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 57, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.

**Tabla 57.** Resultado de reducción de CF bajo restricciones de importación de un área de control con retiro de CF.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
2	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.00	3.37	9.00	3.37
2	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	19.14	7.16	19.14	7.16
2	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	15.00	5.61	35.00	5.61
2	CFPI12A00013	1CCOMMERGU	2C_C08	IMP_TOT_SAL	2.00	0.75	2.00	0.75
2	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.00	1.87	5.00	1.87
2	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	5.00	1.87	10.00	1.87
2	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.00	3.74	10.00	3.74
2	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.82	6.67	17.82	6.67
2	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.00	3.74	10.00	3.74
3	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.00	2.40	9.00	2.40
3	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	19.14	5.11	19.14	5.11
3	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	15.00	4.00	35.00	4.00
3	CFPI12A00013	1CCOMMERGU	2C_C08	IMP_TOT_SAL	2.00	0.53	2.00	0.53
3	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.00	1.33	5.00	1.33
3	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	5.00	1.33	10.00	1.33
3	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.00	2.67	10.00	2.67
3	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.82	4.76	17.82	4.76
3	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.00	2.67	10.00	2.67
4	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.00	2.40	9.00	2.40
4	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	19.14	5.11	19.14	5.11
4	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	15.00	4.00	35.00	4.00
4	CFPI12A00013	1CCOMMERGU	2C_C08	IMP_TOT_SAL	2.00	0.53	2.00	0.53
4	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.00	1.33	5.00	1.33
4	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	5.00	1.33	10.00	1.33
4	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.00	2.67	10.00	2.67
4	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.82	4.76	17.82	4.76
4	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.00	2.67	10.00	2.67
5	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.00	2.40	9.00	2.40
5	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	19.14	5.11	19.14	5.11
5	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	15.00	4.00	35.00	4.00
5	CFPI12A00013	1CCOMMERGU	2C_C08	IMP_TOT_SAL	2.00	0.53	2.00	0.53
5	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.00	1.33	5.00	1.33
5	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	5.00	1.33	10.00	1.33
5	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.00	2.67	10.00	2.67
5	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.82	4.76	17.82	4.76
5	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.00	2.67	10.00	2.67
6	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.00	2.28	9.00	2.28
6	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	19.14	4.85	19.14	4.85
6	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	15.00	3.80	35.00	3.80
6	CFPI12A00013	1CCOMMERGU	2C_C08	IMP_TOT_SAL	2.00	0.51	2.00	0.51
6	CFPI12A00014	1GGENINGS	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.00	1.27	5.00	1.27
6	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.00	2.53	10.00	2.53
6	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.00	2.53	10.00	2.53
6	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	17.82	4.51	17.82	4.51
6	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.00	2.53	10.00	2.53

Cómo se observa en la Tabla anterior, los contratos se reducen según lo establecido en la CRIE-50-2020.

Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, se observan en la Tabla 58, los cuales están acorde las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

**Tabla 58.** Resultado de los flujos de CF en las restricciones limitantes.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
2	IMP_TOT_SAL	35.00	0.17	34.79	0.03
3	IMP_TOT_SAL	25.00	0.16	24.82	0.02
4	IMP_TOT_SAL	25.00	0.17	24.81	0.02
5	IMP_TOT_SAL	25.00	0.17	24.81	0.02
6	IMP_TOT_SAL	25.00	0.18	24.80	0.02

El siguiente bloque de períodos de mercado de 11 a 13, contempló a los elementos de red que interconectan el nodo 27211 (BERL-El Salvador) y que retira energía de un CF, poseen una capacidad de transmisión de 0 MW. Esto provocó la reducción que se describe en la Tabla 59.

**Tabla 59.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de restricción de capacidad de elementos de red.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
11	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	Elemento de red: 27181-27211-1	10.00	0.00	10.00	0.00
11	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	Elemento de red: 27181-27211-1	10.00	0.00	10.00	0.00
12	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	Elemento de red: 27181-27211-1	10.00	0.00	10.00	0.00
12	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	Elemento de red: 27181-27211-1	10.00	0.00	10.00	0.00
13	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	Elemento de red: 27181-27211-1	10.00	0.00	10.00	0.00
13	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	Elemento de red: 27181-27211-1	10.00	0.00	10.00	0.00

Los flujos finales de dichos elementos los vemos en la Tabla 60, en donde la restricción de 0 MW se cumple para todos los períodos contemplando los flujos de potencia de predespacho nacional con pérdidas, los flujos de CF reducidos sin pérdidas y las pérdidas de los CF reducidos.

**Tabla 60.** Flujos de CF reducidos bajo condiciones de nodo con retiro de CF conectado mediante elementos de red con restricciones.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
11	Elemento de red: 27181-27211-1	0.00	0.00	0.00	0.00
12	Elemento de red: 27181-27211-1	0.00	0.00	0.00	0.00
13	Elemento de red: 27181-27211-1	0.00	0.00	0.00	0.00



El siguiente bloque de períodos de mercado de 14 a 19, contempló la potencia de importación total de Nicaragua a 0 MW, restringiendo la MCTP de IMP\_TOT\_NIC. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 61, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.

**Tabla 61.** Resultado de reducción de CF bajo restricciones de importación de un área de control con retiro de CF.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
14	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
14	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
14	CFP14A000004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
14	CFP14A000005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
14	CFP124A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
14	CFP134A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
14	CFP154A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	21.00	0.00	21.00	0.00
15	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
15	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
15	CFP14A000004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
15	CFP14A000005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
15	CFP124A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
15	CFP134A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
15	CFP154A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	21.00	0.00	21.00	0.00
16	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
16	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
16	CFP14A000004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
16	CFP14A000005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
16	CFP124A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
16	CFP134A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
16	CFP154A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	21.00	0.00	21.00	0.00
17	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
17	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
17	CFP14A000004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
17	CFP14A000005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
17	CFP124A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
17	CFP134A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
17	CFP154A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	21.00	0.00	21.00	0.00
18	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
18	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
18	CFP14A000004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
18	CFP14A000005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
18	CFP124A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
18	CFP134A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
18	CFP154A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	21.00	0.00	21.00	0.00
19	CF54A0000258	4DENELBLUE	5GICE	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
19	CF64A0000259	4DENELBLUE	6GGANA	IMP_TOT_NIC	25.00	0.00	25.00	0.00
19	CFP14A000004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
19	CFP14A000005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
19	CFP124A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
19	CFP134A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
19	CFP154A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	21.00	0.00	21.00	0.00

Cómo se observa en la Tabla anterior, los contratos se reducen según lo establecido en la CRIE-50-2020.

Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, se observan en la Tabla 62, los cuales están acorde las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

**Tabla 62.** Resultado de los flujos de CF en las restricciones limitantes.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
14	IMP_TOT_NIC	0.00	-0.15	0.00	0.00
15	IMP_TOT_NIC	0.00	-0.11	0.00	0.00
16	IMP_TOT_NIC	0.00	-0.01	0.00	0.00
17	IMP_TOT_NIC	0.00	0.04	0.00	0.00
18	IMP_TOT_NIC	0.00	0.00	0.00	0.00
19	IMP_TOT_NIC	0.00	0.00	0.00	0.00

Por último, el bloque de períodos de mercado de 21 a 23, contempló la potencia de importación total de Honduras a 10 MW para el periodo de mercado 21, a 15 MW para el periodo de mercado 22 y a 25 MW para el periodo de mercado 23, restringiendo la MCTP de IMP\_TOT\_HON. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 63, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.

**Tabla 63.** Resultados de Predespacho Regional para los Contratos Firmes reducidos por limitación de importación.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
21	CFPI13A00006	1GGENRENGU	3GENEE	IMP_TOT_HON	10.00	1.66	10.00	1.66
21	CFPI13A00017	1GGENHIXAC	3DENEE	IMP_TOT_HON	29.94	4.96	29.94	4.96
21	CFPI23A00029	2C_C56	3DENEE	IMP_TOT_HON	20.00	3.31	20.00	3.31
22	CFPI13A00006	1GGENRENGU	3GENEE	IMP_TOT_HON	10.00	2.48	10.00	2.48
22	CFPI13A00017	1GGENHIXAC	3DENEE	IMP_TOT_HON	29.94	7.44	29.94	7.44
22	CFPI23A00029	2C_C56	3DENEE	IMP_TOT_HON	20.00	4.97	20.00	4.97
23	CFPI13A00006	1GGENRENGU	3GENEE	IMP_TOT_HON	10.00	3.32	10.00	3.32
23	CFPI13A00017	1GGENHIXAC	3DENEE	IMP_TOT_HON	29.94	9.94	29.94	9.94
23	CFPI23A00029	2C_C56	3DENEE	IMP_TOT_HON	20.00	6.64	20.00	6.64

Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, se observan en la Tabla 64, los cuales están acorde las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

**Tabla 64.** Resultado de los flujos de CF en las restricciones limitantes.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
21	IMP_TOT_HON	10.00	0.07	9.93	0.00
22	IMP_TOT_HON	15.00	0.10	14.89	0.01
23	IMP_TOT_HON	20.00	0.09	19.90	0.01

### Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional

Se identificó que para el caso en el que existe un nodo aislado, y se declaran CF (inyección o retiro) y CNFFF de retiro en el mismo nodo, la reducción aplicada se realiza como lo establece la CRIE-50-2020 a los CF involucrados, sin embargo el CNFFF de retiro no se ve afectado por la reducción, provocando que en el Predespacho se programe la oferta



CNFFF Retiro y O.I. Flexibilidad del mismo contrato, esto es posible ya que ante el modelo de Predespacho Regional el balance de energía en el nodo es correcto, sin embargo, se observó que los precios ex ante presentados en el nodo aislado son "no óptimos", por lo que se aplicó el criterio de conectividad eléctrica para cuando existe aislamiento de un nodo, según se establece en la Resolución CRIE-26-2017 y así dar una señal de precios óptimos.

## Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional

**Se cumplieron todas las condiciones específicas para la simulación del escenario descrito en el Protocolo del Período Indicativo.**

**Los resultados de Predespacho Regional del período indicativo para el día 01 de octubre de 2020, están acorde a la regulación vigente y a lo establecido en la Resolución CRIE-50-2020.**

## 2.5.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES

### Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC)

Se comprueba que existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF como resultado de la declaración de los contratos **en condiciones sin reducción de energía**. Se cumple que, la TPNC de "CF O.I. Flexibilidad" que reporta cargos, es etiquetada como "r" en columna transacción.

**Tabla 65.** Energía predespachada para el contrato CFPI12A00002

Período	País	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Exante	MW Predespachado
00	GUATEMALA	1126	1CCOMUCOCE	1_1126_1869	CFPI12A00015	N	2C_CS1	2_27211_582	r	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	10.000	\$37.78	5.000
01	GUATEMALA	1126	1CCOMUCOCE	1_1126_1869	CFPI12A00015	N	2C_CS1	2_27211_582	r	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	10.000	\$36.46	5.000
00	EL SALVADOR	27211	2C_CS1	2_27211_582	CFPI12A00015	N	1CCOMUCOCE	1_1126_1869	r	CF	F Ret. Requerido	5.000	10.000	\$40.00	5.000
01	EL SALVADOR	27211	2C_CS1	2_27211_582	CFPI12A00015	N	1CCOMUCOCE	1_1126_1869	r	CF	F Ret. Requerido	5.000	10.000	\$44.55	5.000

**Tabla 66.** TPNC conciliada para periodos sin reducción para el agente inyector y retirador



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
1CCOMCUOE	00	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	5.000	\$37.70	\$188.50
1CCOMCUOE	01	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	5.000	\$36.46	\$182.30



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
2C_C51	00	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	5.000	5.000	\$40.00	-\$200.00
2C_C51	01	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	5.000	5.000	\$44.55	-\$222.75

Las TPNC de los CF de las contrapartes de inyección que sufrieron reducción se concilian con base a la diferencia entre la energía programada y la energía declarada final.

Se comprueba que no existen TPNC calculada con base a la energía declarada inicial de la contraparte de inyección de los CF, en los periodos en que hubo reducción de la energía requerida.

**Tabla 67.** Energía programada para el contrato CFPI12A00015 en condiciones de reducción de energía.



**Transacciones de Contratos Regionales**

entes de Contratos  
ENTE OPERADOR REGIONAL  
F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto de Medición	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/A)	Agente Contraparte	Punto de Medición Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado (US\$)	Precio Exante	MW Predespachado
03	GUATEMALA	1126	1CCOMCUOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	S	2C_C51	2_27211_582	r	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	1.334	\$5.00	\$36.32	0.000
03	EL SALVADOR	27211	2C_C51	2_27211_582	CFPI12A00015	S	1CCOMCUOE	1_1126_1869	r	CF	F Ret. Requerido	1.334	1.334	\$0.00	\$44.14	1.334

**Tabla 68.** Energía Requerida inicial y Requerida final debido a reducción por las condiciones del predespacho.



**Reducción de Contratos Firmes Regionales**

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del NT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
3	CFPI12A00015	1CCOMCUOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	5.00	1.33	10.00	1.33

**Tabla 69.** TPNC conciliada para periodos con reducción (inyección y retiro)



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
1CCMUCUOE	03	1_1126_1869	r	CF O.I. Flexibilidad	1.334	0.000	\$36.32	\$48.45



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
2C_C51	03	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	0.000	1.334	\$44.14	\$0.00

**Renta de Congestión (RC) y CMORC**

La Renta de Congestión fue conciliada con base en la potencia del DT asignado para los Derechos Firmes de Transmisión correspondientes a los convocados antes del 1 de noviembre. El CMORC fue conciliado con la energía declarada reducida por lo que los montos en concepto de CMORC no compensan los montos de Renta de Congestión

**Tabla 70.** RENTAC conciliada para DT convocados antes del 1 de noviembre en condiciones de reducción de energía

**RENTA DE CONGESTIÓN**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada DT	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
4DENELBLUE	14	CF64A0000259	DF	A0720-0121DF00000013	25.00	25.000	0.000	6096	46.12	4406	59.59	-336.75
4DENELBLUE	14	CF54A0000258	DF	A0720-0121DF00000014	25.00	25.000	0.000	50100	52.54	4750	59.44	-172.50

**Tabla 71.** CMORC conciliada para DT convocados antes del 1 de noviembre en condiciones de reducción de energía

\$30.646.75

**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD  
ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual (CC) (MW)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
4DENELBLUE	14	CF	CF54A0000258	A0720-0121DF00000014	50100	5_50100_001	52.54	4750	4_4750_129	59.44	r	25.000	0.000	0.00
4DENELBLUE	14	CF	CF64A0000259	A0720-0121DF00000013	6096	6_6096_056	46.12	4406	4_4406_071	59.59	r	25.000	0.000	0.00

Por otra parte, la RC fue conciliada con base en la energía declarada o requerida reducida para los DT convocados y asignados a partir del 1 de noviembre de 2020. El CMORC también



fue conciliado con base a la energía declarada o requerida reducida, por lo que se compensa la RC con el CMORC.

**Tabla 72.** RENTAC conciliada para DT asignados después del 1 de noviembre, en condiciones de reducción de energía

**RENDA DE CONGESTIÓN**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada D	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US)
1CCOMCUOE	03	CFP12A00015	DF	A0121-0121DF00000019	10.00	10.000	1.334	1126	36.32	27211	44.14	-10.43

**Tabla 73.** CMORC conciliado para DT asignados después del 1 de noviembre, en condiciones de reducción de energía

**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

\$27.729.90

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CG (MWh)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
1CCOMCUOE	03	CF	CFP12A00015	A0121-0121DF00000019	1126	1_1126_1869	36.32	27211	2_27211_582	44.14	i	10.000	1.334	10.43

No se calculó Renta de Congestión para los contratos no declarados asociados a los DT convocados y asignados a partir del 1 de noviembre de 2020. Como se observa en la imagen, no aparecen registros de Renta de Congestión para el contrato CFP12400027, no declarado.

**Tabla 74.** RENTAC no calculada para el agente titular del contrato firme CFP12400027 sin declaración.

**RENDA DE CONGESTIÓN**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada D	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US)
DF	A0121-0121DF00000007	10.00	10.000	28161	45.25	1126	36.46	87.90				
DF	A0121-0121DF00000009	30.00	30.000	28181	45.08	4403	109.22	-1,924.20				
DF	A0121-0121DF00000008	20.00	20.000	3301	37.13	3301	37.13	159.00				
DF	A0121-0121DF00000013	10.00	10.000	50200	38.04	27211	44.55	-65.10				
DF	A0121-0121DF00000010	10.00	10.000	4750	110.00	28181	45.08	649.20				
DF	A0121-0121DF00000010	10.00	10.000	4750	110.00	28181	47.78	622.20				
DF	A0121-0121DF00000009	30.00	30.000	28181	47.78	4403	109.78	-1,860.00				
DF	A0121-0121DF00000007	10.00	10.000	28161	47.46	1126	47.00	4.60				
DF	A0121-0121DF00000013	10.00	10.000	50200	46.72	27211	47.91	-11.90				
DF	A0121-0121DF00000008	20.00	20.000	4,968	28181	47.78	3301	59.93				
DF	A0121-0121DF00000008	20.00	20.000	20,000	28181	53.38	3301	54.52				
DF	A0121-0121DF00000013	10.00	10.000	2,531	50200	55.09	27211	52.85				
DF	A0121-0121DF00000007	10.00	10.000	28161	53.77	1126	53.60	1.70				
DF	A0121-0121DF00000010	10.00	10.000	2,531	4750	56.01	28181	53.38				
DF	A0121-0121DF00000009	30.00	30.000	30,000	28181	53.38	4403	55.38				
DF	A0121-0121DF00000009	30.00	30.000	30,000	28181	53.38	4403	-60.00				

No se calculó RC para los agentes expulsados del Predespacho Regional por insuficiencia de garantías.



**Tabla 75.** Contrato CFPI42A00023 no despachado por insuficiencia de garantías



**Declaraciones de Contratos Regionales Invalidadas**

ENTE OPERADOR REGIONAL

F. Predespacho:  
02 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Punto Medida	Agente	Tipo Contrato	Motivo de Invalidación
00	EL SALVADOR	28181	2,28181_180	2C_C03	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente de su contraparte
00	NICARAGUA	4403	4,4403_016	4GDISNORTE	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente
01	EL SALVADOR	28181	2,28181_180	2C_C03	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente de su contraparte
01	NICARAGUA	4403	4,4403_016	4GDISNORTE	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente
02	EL SALVADOR	28181	2,28181_180	2C_C03	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente de su contraparte
02	NICARAGUA	4403	4,4403_016	4GDISNORTE	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente
03	EL SALVADOR	28181	2,28181_180	2C_C03	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente de su contraparte
03	NICARAGUA	4403	4,4403_016	4GDISNORTE	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente
04	EL SALVADOR	28181	2,28181_180	2C_C03	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente de su contraparte
04	NICARAGUA	4403	4,4403_016	4GDISNORTE	Contratos Firmes	Garantías Insuficiente

**Tabla 76.** Renta de Congestión no calculada para agente titular del DT (2C\_C03) del Contrato CFPI42A00023



**RENTA DE CONGESTIÓN**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:

02 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada D	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
2C_C51	00	CFPI21A00028	DF	A0121-0121DF00000007	10.00	10.000	10.000	28161	40.18	1126	37.70	24.80
2C_C51	00	CFPI2A00032	DF	A0121-0121DF000000013	10.00	10.000	10.000	50200	38.43	27211	40.00	-15.70
2C_C34	00	CFPI42A00024	DF	A0121-0121DF000000010	10.00	10.000	10.000	4750	110.00	28181	40.17	698.30
2C_C56	00	CFPI24A00030	DF	A0121-0121DF000000009	30.00	30.000	30.000	28181	40.17	4403	109.60	-2,082.90
2C_C56	00	CFPI23A00029	DF	A0121-0121DF000000008	20.00	20.000	20.000	28181	40.17	3301	38.39	35.60

**Reintegros**

Se generan reintegros conforme a las reglas de negocio establecidas en la Resolución CRIE-50-2020, la cual considera reintegros únicamente para reducciones parciales de Contratos Firmes, de los DT convocados posterior al 1 de noviembre de 2020.

**Tabla 77.** Reintegro económico únicamente para contratos con energía reducida.

Fecha	Periodo	Id DT	Agente Titular	Subasta	Energía Requerida del CF (MW Rcf.h) (MWh)	Energía Requerida Reducida del CF (MW Rcf.h) (MW)	Reintegro económico de DF (US)
02/10/2020	3	A0121-0121DF000000019	1CCOMCUCOE	A2101	10	1.334	\$10.51
02/10/2020	3	A0121-0121DF000000015	1GGENINGSD	A2101	5	1.334	\$10.50
02/10/2020	14	A0121-0121DF000000024	1GGENHIXAC	A2101	30	0.000	\$0.00
02/10/2020	14	A0121-0121DF000000005	3GENEE	A2101	20	0.000	\$0.00
02/10/2020	14	A0121-0121DF000000025	1GGENGENOC	A2101	10	0.000	\$0.00
02/10/2020	14	A0121-0121DF000000002	5GICE	A2101	21	0.000	\$0.00
02/10/2020	14	A0121-0121DF000000009	2C_C56	A2101	30	0.000	\$0.00

Al Contrato CFPI42A00023 no despachado por insuficiencia de garantía no se le calculó reintegro, a los contratos CFPI65A00025 y CFPI24A00027 que no fueron declarados tampoco se les calculó reintegros.

**Tabla 78.** Reintegro económico no calculado para contratos no declarados o expulsados por insuficiencia de garantía



ID_DT	No de Contrato	Reintegro económico de DF (US)
A0121-0121DF00000001	CFPI52A00031	0
A0121-0121DF00000002	CFPI54A00033	0
A0121-0121DF00000005	CFPI34A00022	0
A0121-0121DF00000008	CFPI23A00029	0
A0121-0121DF00000009	CFPI24A00030	0
A0121-0121DF00000013	CFPI52A00032	7.627132792
A0121-0121DF00000014	CFPI12A00008	91.07319094
A0121-0121DF00000015	CFPI12A00014	51.14298737
A0121-0121DF00000016	CFPI12A00013	20.46347484
A0121-0121DF00000018	CFPI12A00010	193.707305
A0121-0121DF00000019	CFPI12A00015	40.49155173
A0121-0121DF00000020	CFPI12A00012	148.9208791
A0121-0121DF00000022	CFPI13A00017	179.9582943
A0121-0121DF00000023	CFPI13A00006	61.87701431
A0121-0121DF00000024	CFPI14A00004	0
A0121-0121DF00000025	CFPI14A00005	0

### Conclusiones de la conciliación de transacciones

Los resultados de la conciliación diaria programada fueron satisfactorios, ya que se cumplieron las reglas de negocios establecidas en la Resolución CRIE-50-2020 para los DT's convocados y asignados antes del 1° de noviembre de 2020 y posteriores a dicha fecha.

### Observaciones adicionales respecto a la conciliación diaria de transacciones

Para el contrato CNFFF, que como resultado de la Conciliación se observó con un despacho de energía con un precio no óptimo en un nodo aislado en los periodos de 11 a 13, que inicialmente provocó afectación en la conciliación de TPNC y CMORC por los altos montos que representó; se reejecutó el predespacho como se indicó en el apartado 2.5.1 con lo cual se corrigieron los montos conciliados en concepto de TPNC y CMORC.

El CVTn del día de operación 2 de octubre de 2020 indicativos, fue un abono neto de US\$3,443.43.



## 2.6 FECHA DE OPERACIÓN 03 DE OCTUBRE DE 2020

### 2.6.1 PREDESPACHO REGIONAL

#### Resultados de reducción de Contratos Firmes

Para el Predespacho Regional del día de operación del 03 de octubre se consideraron los Contratos Firmes vigentes con DT asignados en los procesos de asignación A2101 y cuyas vigencias de DT eran para julio 2021.

Las condiciones específicas que se simularon para este escenario fueron las especificadas en la Tabla 79.

**Tabla 79.** Condiciones específicas bajo las cuales se ejecutó el Predespacho Regional del día de operación 03 de octubre de 2020.

Período	Elemento de Red/MCTP/Condición	Comentario
0	IMP_TOT_CRI	Exportación Total de Costa Rica reducida a 0 MW
1	IMP_TOT_CRI	Exportación Total de Costa Rica reducida a 0 MW
2	IMP_TOT_CRI	Exportación Total de Costa Rica reducida a 0 MW
3	IMP_TOT_CRI	Exportación Total de Costa Rica reducida a 80 MW
4	IMP_TOT_CRI	Exportación Total de Costa Rica reducida a 80 MW
5	IMP_TOT_CRI	Exportación Total de Costa Rica reducida a 80 MW
6	IMP_TOT_CRI	Exportación Total de Costa Rica reducida a 90 MW
7	IMP_TOT_CRI	Exportación Total de Costa Rica reducida a 90 MW
8	21371	Nodo Subestación Nejapa cero voltaje.
9	21371	Nodo Subestación Nejapa cero voltaje.
10	21371, IMP_TOT_SAL	Nodo Subestación Nejapa cero voltaje. Importación Total de El Salvador reducida a 45 MW.
11	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 25 MW.
12	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 0 MW.
13	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 0 MW.
14	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 20 MW.
15	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 30 MW.
16	EXP_TOT_GUA_NS	Exportación Total de Guatemala reducida a 200 MW.
17	EXP_TOT_GUA_NS	Exportación Total de Guatemala reducida a 200 MW.
18	EXP_TOT_GUA_NS	Exportación Total de Guatemala reducida a 0 MW.
19	EXP_TOT_GUA_NS	Exportación Total de Guatemala reducida a 0 MW.
20	CRIPAN e IMP_TOT_PAN	Exportación Total de Panamá reducida a 0 MW.
21	CRIPAN e IMP_TOT_PAN	Exportación Total de Panamá reducida a 0 MW.
22	CRIPAN e IMP_TOT_PAN	Exportación Total de Panamá reducida a 60 MW.
23	CRIPAN e IMP_TOT_PAN	Exportación Total de Panamá reducida a 60 MW.



Al igual que en los días previos, las condiciones para el área de control de El Salvador fueron solicitadas específicamente por el correspondiente OS/OM; no se recibieron solicitudes de otros OS/OM para incluir condiciones específicas adicionales.

Para este día de operación, se consideró una reducción en la Exportación Total de Costa Rica, que fue de 0 MW para los períodos 0 al 2, 80 MW para los períodos 3 al 5 y 90 MW para los períodos 6 al 7.

De acuerdo con las condiciones anteriores, se observa en la Tabla 80 las reducciones en los Contratos Firmes que correspondían.

**Tabla 80.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de reducción de Exportación Total de Costa Rica.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del CF	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
0	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_CRI	20.000	0.000	20.000	0.000
0	CFPI52A00032	2C_CS1	5GICE	IMP_TOT_CRI	10.000	0.000	10.000	0.000
0	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_CRI	60.000	0.000	60.000	0.000
1	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_CRI	20.000	0.000	20.000	0.000
1	CFPI52A00032	2C_CS1	5GICE	IMP_TOT_CRI	10.000	0.000	10.000	0.000
1	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_CRI	60.000	0.000	60.000	0.000
2	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_CRI	20.000	0.000	20.000	0.000
2	CFPI52A00032	2C_CS1	5GICE	IMP_TOT_CRI	10.000	0.000	10.000	0.000
2	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_CRI	60.000	0.000	60.000	0.000

Para este caso, observamos que únicamente hubo reducción en los períodos 0, 1 y 2, a pesar de que en el proceso de verificación de Contratos, se observó inyecciones de Contratos Firmes y retiros de Contratos Firmes según lo indicado en la Tabla 81, en donde para los períodos de mercado del 0 al 7 presentó energías de inyección por un valor de 90.000 MW por período y energías de retiro por un valor de 60.225 MWh para los período 0 al 5 y 70.225 MWh para los períodos 6 y 7, lo que da como resultado que los flujos netos de Contratos Firmes no superaron las restricciones de exportación establecidas para los períodos 3 al 7.

**Tabla 81.** Energía de inyección y retiro de Contratos Firmes para el área de control de Costa Rica.



Período	Exportación CF (MWh)	Importación CF (MWh)
0	90.000	60.225
1	90.000	60.225
2	90.000	60.225
3	90.000	60.225
4	90.000	60.225
5	90.000	60.225
6	90.000	70.225
7	90.000	70.225
8	90.000	70.225
9	90.000	70.225
10	90.000	70.225
11	90.000	70.225
12	90.000	70.225
13	90.000	70.225
14	90.000	70.225
15	90.000	70.225
16	90.000	70.225
17	90.000	70.225
18	90.000	60.225
19	90.000	60.225
20	90.000	60.225
21	90.000	60.225
22	90.000	60.225
23	90.000	60.225

Los flujos de Contratos Firmes reducidos y sus correspondientes pérdidas se observan en la Tabla 82, los cuales se reducen según lo establecido en la resolución CRIE-50-2020 de manera que los flujos resultantes no superen el valor de la restricción.

**Tabla 82.** Flujos de CF bajo condiciones de reducción de Exportación Total de Costa Rica.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
0	IMP_TOT_CRI	0.000	0.184	0.000	0.000
1	IMP_TOT_CRI	0.000	0.112	0.000	0.000
2	IMP_TOT_CRI	0.000	0.115	0.000	0.000

En el siguiente bloque, durante los períodos de mercado 8, 9 y 10, El Salvador declaró indisponibilidades para simular en el nodo 21371 (Nejapa-El Salvador) cero voltaje, pero de acuerdo a la declaración de indisponibilidades por dicho OS/OM, el nodo quedaba eléctricamente conectado al Sistema Eléctrico Regional mediante un elemento de red y con una capacidad de transmisión de i a j y de j a i de 0.01 MW, según se observa en la Tabla 82.



**Tabla 83.** Declaración de las Indisponibilidades para el día de operación 3 de octubre por parte del área de control de El Salvador.

Operador	Fecha	Periodo Inicio	Periodo Fin	CKT	Nodoi	Nodoj	Tipo Motivo	Indisponibilidad Total	Capacidad Operativa i a j	Capacidad Operativa j a i	Justificación
UT-SV	03/10/2020	8	10	1	27171	27371	SOLMANT_P	no	0.01	0.01	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	2	27171	27371	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	1	27371	27501	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	1	27301	27371	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	1	27361	27371	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	1	27371	27431	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	1	28371	27371	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	2	28371	27371	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	1	27371	22372	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	2	27371	22372	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	1	22372	28371	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115
UT-SV	03/10/2020	8	10	2	22372	28371	SOLMANT_P	si	0	0	PRUEBA CRIE-50 CERO VOLTAJE EN LA SUBESTACION NEJA 115

La condición anterior, provocó que los resultados de reducción para esos períodos fueran los indicados en la Tabla 84.

**Tabla 84.** Resultados de reducción de CF bajo la condición de nodo con retiro de CF conectado mediante un único elemento de red con capacidad reducida.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del NT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
8	CFP112A00008	2C_C03	1GGENRENGU	Elemento de red: 27171-27371-1	9.000	0.002	9.000	0.002
8	CFP112A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	Elemento de red: 27171-27371-1	30.000	0.007	30.000	0.007
9	CFP112A00008	2C_C03	1GGENRENGU	Elemento de red: 27171-27371-1	9.000	0.002	9.000	0.002
9	CFP112A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	Elemento de red: 27171-27371-1	30.000	0.007	30.000	0.007
10	CFP112A00008	2C_C03	1GGENRENGU	Elemento de red: 27171-27371-1	9.000	0.002	9.000	0.002
10	CFP112A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	Elemento de red: 27171-27371-1	30.000	0.007	30.000	0.007

Tal y como se observa en la Tabla anterior, debido a que no se aisló completamente el nodo y quedó conectado mediante un único elemento de red con capacidad reducida, se observó que los Contratos Firmes con retiro en dicho nodo, no fueron reducidos completamente a 0.000 MWh, si no que utilizando la capacidad de 0.01 MW en el elemento de red, los Contratos Firmes se redujeron hasta donde fue posible cubrir esta capacidad de transmisión.

Los resultados de los flujos de los CF reducidos se observan en la Tabla 85, en donde se verifica que los flujos de CF reducidos y sus pérdidas, incluyendo también los flujos de predespacho nacional y pérdidas, no superan la capacidad del elemento declarado por el OS/OM.



**Tabla 85.** Resultados de los flujos de los CF reducidos en un elemento de red con capacidad reducida.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
8	Elemento de red: 27171-27371-1	0.010	0.000	0.010	0.000
9	Elemento de red: 27171-27371-1	0.010	0.000	0.010	0.000
10	Elemento de red: 27171-27371-1	0.010	0.000	0.010	0.000

Los resultados de predespacho debido a esta condición de reducción se presentan a continuación:

En el siguiente bloque de períodos de mercado del 10 a 15 se aplicó una reducción debido a la limitación de Importación de El Salvador con valores de 45 MW, 25 MW, 0 MW, 0 MW, 20 MW y 30 MW respectivamente. Los resultados de dicha reducción pueden observarse en la Tabla 86.



**Tabla 86.** Resultados de reducción en los CF debido a restricción de importación de El Salvador.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del NT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
10	CFPI12A00003	1GGENGENOC	2C_C52	IMP_TOT_SAL	2.259	0.769	2.259	0.769
10	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	0.002	9.000	0.002
10	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	30.000	0.007	30.000	0.007
10	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	11.924	35.000	11.924
10	CFPI12A00014	1GGENINGSD	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	1.703	5.000	1.703
10	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	3.406	10.000	3.406
10	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	3.406	10.000	3.406
10	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	20.000	6.813	20.000	6.813
10	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	3.406	10.000	3.406
11	CFPI12A00003	1GGENGENOC	2C_C52	IMP_TOT_SAL	2.259	0.424	2.259	0.424
11	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	1.692	9.000	1.692
11	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	30.000	5.643	30.000	5.643
11	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	6.583	35.000	6.583
11	CFPI12A00014	1GGENINGSD	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	0.940	5.000	0.940
11	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	1.880	10.000	1.880
11	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	1.880	10.000	1.880
11	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	20.000	3.761	20.000	3.761
11	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	1.880	10.000	1.880
12	CFPI12A00003	1GGENGENOC	2C_C52	IMP_TOT_SAL	2.259	0.000	2.259	0.000
12	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	0.000	9.000	0.000
12	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	30.000	0.000	30.000	0.000
12	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	0.000	35.000	0.000
12	CFPI12A00014	1GGENINGSD	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	0.000	5.000	0.000
12	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
12	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
12	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	20.000	0.000	20.000	0.000
12	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
13	CFPI12A00003	1GGENGENOC	2C_C52	IMP_TOT_SAL	2.259	0.000	2.259	0.000
13	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	0.000	9.000	0.000
13	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	30.000	0.000	30.000	0.000
13	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	0.000	35.000	0.000
13	CFPI12A00014	1GGENINGSD	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	0.000	5.000	0.000
13	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
13	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
13	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	20.000	0.000	20.000	0.000
13	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
14	CFPI12A00003	1GGENGENOC	2C_C52	IMP_TOT_SAL	2.259	0.338	2.259	0.338
14	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	1.348	9.000	1.348
14	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	30.000	4.496	30.000	4.496
14	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	5.245	35.000	5.245
14	CFPI12A00014	1GGENINGSD	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	0.749	5.000	0.749
14	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	1.498	10.000	1.498
14	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	1.498	10.000	1.498
14	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	20.000	2.997	20.000	2.997
14	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	1.498	10.000	1.498
15	CFPI12A00003	1GGENGENOC	2C_C52	IMP_TOT_SAL	2.259	0.511	2.259	0.511
15	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	2.039	9.000	2.039
15	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	30.000	6.796	30.000	6.796
15	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	IMP_TOT_SAL	35.000	7.929	35.000	7.929
15	CFPI12A00014	1GGENINGSD	2C_C08	IMP_TOT_SAL	5.000	1.132	5.000	1.132
15	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	2.265	10.000	2.265
15	CFPI42A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	2.265	10.000	2.265
15	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	20.000	4.531	20.000	4.531
15	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	2.265	10.000	2.265

En este caso, para el período 10, se observa que la suma de las energías requeridas finales está en un valor de 31.436 MWh (sin contar las pérdidas) y no un valor de potencia cercano a 45 MW como se esperaría. Lo anterior debido a que en ese mismo período se encontraban, dentro del grupo de Contratos Firmes a reducir, los contratos CFPI12A00008 Y CFPI12A00010 y cuyo nodo de retiro es el 27371 (Nejapa-El Salvador) el cual estaba conectado con una capacidad de 0.01 MW, esto según la regulación especificada en la CRIE-50-2020 entra a ser prorrateado con las energías requeridas iniciales (9.000 MWh y 30.000 MWh respectivamente) provocando que la prorrata de reducción sea mayor para el resto de contratos, sin embargo de acuerdo al cálculo de reducción establecido en la CRIE-50-2020,

se consideran los elementos más restrictivos para todos los CF, siendo esa la razón de considerar la reducción para los contratos cuya limitante más restrictiva fue de 0.01 y los demás relacionados a la de 45 MW.

Los resultados de los flujos debido a las reducciones anteriores se presentan en la Tabla 87.

**Tabla 87.** Resultados de los flujos de los CF reducidos debido a restricción de importación de El Salvador.

Periodo	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
10	IMP_TOT_SAL	45.000	0.143	44.720	0.136
11	IMP_TOT_SAL	25.000	0.296	24.690	0.014
12	IMP_TOT_SAL	0.000	0.409	0.000	0.000
13	IMP_TOT_SAL	0.000	0.443	0.000	0.000
14	IMP_TOT_SAL	20.000	0.317	19.674	0.009
15	IMP_TOT_SAL	30.000	0.241	29.739	0.020

El siguiente bloque de pruebas, se restringió la exportación Total de Guatemala a un valor de 200 MW en los periodos 16 al 17 y a 0 MW en los periodos 18 al 19, dando como resultado las reducciones presentadas en la Tabla 88.

**Tabla 88.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de reducción de Exportación Total de Guatemala.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del CF	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial
18	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	EXP_TOT_GUA_NS	30.000	0.000	30.000
18	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	EXP_TOT_GUA_NS	35.000	0.000	35.000
18	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
18	CFPI13A00006	1GGENRENGU	3GENEE	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
18	CFPI13A00017	1GGENHIXAC	3DENEE	EXP_TOT_GUA_NS	29.935	0.000	29.935
18	CFPI14A00004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	EXP_TOT_GUA_NS	30.000	0.000	30.000
18	CFPI14A00005	1GGENENOC	4DENELBLUE	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
18	CFPI14A00019	1GGENINGS	4DDISNORTE	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
18	CFPI16A00009	1CCOMCUCOE	6GPEDREGAL	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
19	CFPI12A00010	1GGENHIXAC	2C_C35	EXP_TOT_GUA_NS	30.000	0.000	30.000
19	CFPI12A00012	1GGENJAEGL	2C_C56	EXP_TOT_GUA_NS	35.000	0.000	35.000
19	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
19	CFPI13A00006	1GGENRENGU	3GENEE	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
19	CFPI13A00017	1GGENHIXAC	3DENEE	EXP_TOT_GUA_NS	29.935	0.000	29.935
19	CFPI14A00004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	EXP_TOT_GUA_NS	30.000	0.000	30.000
19	CFPI14A00005	1GGENENOC	4DENELBLUE	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
19	CFPI14A00019	1GGENINGS	4DDISNORTE	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000
19	CFPI16A00009	1CCOMCUCOE	6GPEDREGAL	EXP_TOT_GUA_NS	10.000	0.000	10.000

Para este caso, observamos que únicamente hubo reducción en los periodos 18 y 19, a pesar de que en el proceso de verificación de Contratos, se observó inyecciones de Contratos Firmes y retiros de Contratos Firmes según lo indicado en la Tabla 89, en donde para los periodos de mercado del 16 y 17 presentó energías de inyección por un valor de 231.194 MW por periodo y energías de retiro por un valor de 10, aún así los resultados de flujos netos de Contratos Firmes superan el valor de 200 MW establecido en la restricción y no se observó reducción. La explicación a lo anterior, radica en que el agente 1GGENENSAJ (Generadora San José) resultó expulsado por insuficiencia de garantías, teniendo verificado



para dichos períodos un total de 30.000 MWh de inyección, lo cual redujo los flujos netos de Contratos Firmes y provocó que al recalcular la reducción, la misma no se presentó.

**Tabla 89.** Energía de inyección y retiro de Contratos Firmes para el área de control de Guatemala.

Período	Exportación CF (MWh)	Importación CF (MWh)
0	211.194	5.000
1	211.194	5.000
2	211.194	5.000
3	211.194	5.000
4	211.194	5.000
5	216.194	5.000
6	231.194	10.000
7	231.194	10.000
8	231.194	10.000
9	231.194	10.000
10	231.194	10.000
11	231.194	10.000
12	231.194	10.000
13	231.194	10.000
14	231.194	10.000
15	231.194	10.000
16	231.194	10.000
17	231.194	10.000
18	174.935	10.000
19	174.935	10.000
20	174.935	10.000
21	174.935	10.000
22	216.194	0.000
23	216.194	0.000

Los flujos de Contratos Firmes reducidos y sus correspondientes pérdidas se observan en la Tabla 90, los cuales se reducen según lo establecido en la resolución CRIE-50-2020 de manera que los flujos resultantes no superen el valor de la restricción.

**Tabla 90.** Flujos de CF bajo condiciones de reducción de Exportación Total de Guatemala.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
18	EXP_TOT_GUA_NS	0.000	0.232	0.000	0.000
19	EXP_TOT_GUA_NS	0.000	0.198	0.000	0.000

En el último bloque de pruebas, se restringió la exportación Total de Panamá a un valor de 0 MW en los períodos 20 al 21 y a 60 MW en los períodos 22 al 23, dando como resultado las reducciones presentadas en la Tabla 91.

**Tabla 91.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de reducción de Exportación Total de Panamá.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
20	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	0.000	29.998	0.000
20	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	0.000	29.998	0.000
20	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	0.000	30.227	0.000
20	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	0.000	30.227	0.000
21	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	0.000	29.998	0.000
21	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	0.000	29.998	0.000
21	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	0.000	30.227	0.000
21	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	0.000	30.227	0.000

Para este caso, observamos que únicamente hubo reducción en los períodos 20 y 21, al igual que en los casos anteriores, los flujos netos de Contratos Firmes eran menores que las restricciones modeladas en los períodos 22 y 23.

Los flujos de Contratos Firmes reducidos y sus correspondientes pérdidas se observan en la Tabla 92, los cuales se reducen según lo establecido en la resolución CRIE-50-2020 de manera que los flujos resultantes no superen el valor de la restricción.

**Tabla 92.** Flujos de CF bajo condiciones de reducción de Exportación Total de Guatemala.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
20	CRIPAN	0.000	0.110	0.000	0.000
20	IMP_TOT_PAN	0.000	0.110	0.000	0.000
21	CRIPAN	0.000	0.069	0.000	0.000
21	IMP_TOT_PAN	0.000	0.069	0.000	0.000

### Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional

Debido a la restricción de Exportación Total de Panamá con un valor de 50 MW durante los períodos de 6 a 16, se observa la reducción en los Contratos Firmes que poseen inyección en el área de control de Panamá, tal y como se observa en la Tabla 93.



**Tabla 93.** Declaración y verificación de Contratos Firmes con energías requeridas.

Periodo	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado Bloque 1	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exante	MW Predespachad
06	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.971	24.971	\$0.00	0.000	\$40.16	24.971
06	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.782	24.782	\$0.00	0.000	\$40.16	24.782
06	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.782	\$45.00	24.782	\$41.50	0.000
06	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.971	\$45.00	24.971	\$41.50	0.000
07	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.682	24.682	\$0.00	0.000	\$40.14	24.682
07	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.870	24.870	\$0.00	0.000	\$40.14	24.870
07	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.682	\$45.00	24.682	\$43.71	0.000
07	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.870	\$45.00	24.870	\$43.71	0.000
08	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.859	24.859	\$0.00	0.000	\$43.55	24.859
08	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.670	24.670	\$0.00	0.000	\$43.55	24.670
08	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.670	\$45.00	24.670	\$43.71	0.000
08	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.859	\$45.00	24.859	\$43.71	0.000
09	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.714	24.714	\$0.00	0.000	\$43.16	24.714
09	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.903	24.903	\$0.00	0.000	\$43.16	24.903
09	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.714	\$45.00	24.714	\$43.71	0.000
09	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.903	\$45.00	24.903	\$43.71	0.000
10	28181	2C_C11	2_28181_267	CFPI52A00031	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	6.813	6.813	\$0.00	0.000	\$43.01	6.813
10	27211	2C_C51	2_27211_581	CFPI52A00032	S	5GICE	5_50200_001	CF Ret. Requerido	3.406	3.406	\$0.00	0.000	\$42.61	3.406
10	50100	5GICE	5_50100_001	CFPI52A00031	S	2C_C11	2_28181_267	CF O.I. Flexibilidad	0.000	6.813	\$0.00	6.813	\$43.04	6.813
10	50200	5GICE	5_50200_001	CFPI52A00032	S	2C_C51	2_27211_581	CF O.I. Flexibilidad	0.000	3.406	\$0.00	3.406	\$42.91	3.406
10	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.699	24.699	\$0.00	0.000	\$43.36	24.699
10	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.887	24.887	\$0.00	0.000	\$43.36	24.887
10	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.699	\$45.00	24.699	\$43.71	0.000
10	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.887	\$45.00	24.887	\$43.71	0.000
11	28181	2C_C11	2_28181_267	CFPI52A00031	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	3.761	3.761	\$0.00	0.000	\$42.97	3.761
11	27211	2C_C51	2_27211_581	CFPI52A00032	S	5GICE	5_50200_001	CF Ret. Requerido	1.880	1.880	\$0.00	0.000	\$42.31	1.880
11	50100	5GICE	5_50100_001	CFPI52A00031	S	2C_C11	2_28181_267	CF O.I. Flexibilidad	0.000	3.761	\$0.00	3.761	\$43.11	3.761
11	50200	5GICE	5_50200_001	CFPI52A00032	S	2C_C51	2_27211_581	CF O.I. Flexibilidad	0.000	1.880	\$0.00	1.880	\$42.97	1.880
11	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.838	24.838	\$0.00	0.000	\$43.42	24.838
11	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.650	24.650	\$0.00	0.000	\$43.42	24.650
11	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.650	\$45.00	24.650	\$43.71	0.000
11	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.838	\$45.00	24.838	\$43.71	0.000
12	28181	2C_C11	2_28181_267	CFPI52A00031	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$43.87	0.000
12	27211	2C_C51	2_27211_581	CFPI52A00032	S	5GICE	5_50200_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$43.05	0.000
12	50100	5GICE	5_50100_001	CFPI52A00031	S	2C_C11	2_28181_267	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$43.15	0.000
12	50200	5GICE	5_50200_001	CFPI52A00032	S	2C_C51	2_27211_581	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$43.02	0.000
12	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.677	24.677	\$0.00	0.000	\$43.43	24.677
12	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.866	24.866	\$0.00	0.000	\$43.43	24.866
12	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.677	\$45.00	24.677	\$43.71	0.000
12	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.866	\$45.00	24.866	\$43.71	0.000
13	28181	2C_C11	2_28181_267	CFPI52A00031	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$46.44	0.000
13	27211	2C_C51	2_27211_581	CFPI52A00032	S	5GICE	5_50200_001	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$45.58	0.000
13	50100	5GICE	5_50100_001	CFPI52A00031	S	2C_C11	2_28181_267	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$43.79	0.000
13	50200	5GICE	5_50200_001	CFPI52A00032	S	2C_C51	2_27211_581	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$43.68	0.000
13	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.692	24.692	\$0.00	0.000	\$44.08	24.692
13	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.880	24.880	\$0.00	0.000	\$44.08	24.880
13	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.692	\$45.00	24.692	\$43.71	0.000
13	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.880	\$45.00	24.880	\$43.71	0.000
14	28181	2C_C11	2_28181_267	CFPI52A00031	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	2.997	2.997	\$0.00	0.000	\$48.41	2.997
14	27211	2C_C51	2_27211_581	CFPI52A00032	S	5GICE	5_50200_001	CF Ret. Requerido	1.498	1.498	\$0.00	0.000	\$47.81	1.498
14	50100	5GICE	5_50100_001	CFPI52A00031	S	2C_C11	2_28181_267	CF O.I. Flexibilidad	0.000	2.997	\$0.00	2.997	\$45.43	2.997
14	50200	5GICE	5_50200_001	CFPI52A00032	S	2C_C51	2_27211_581	CF O.I. Flexibilidad	0.000	1.498	\$0.00	1.498	\$45.31	1.498
14	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.916	24.916	\$0.00	0.000	\$45.69	24.916
14	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.728	24.728	\$0.00	0.000	\$45.69	24.728
14	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.728	\$45.00	24.728	\$43.71	0.000
14	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.916	\$45.00	24.916	\$43.71	0.000
15	28181	2C_C11	2_28181_267	CFPI52A00031	S	5GICE	5_50100_001	CF Ret. Requerido	4.531	4.531	\$0.00	0.000	\$48.97	4.531
15	27211	2C_C51	2_27211_581	CFPI52A00032	S	5GICE	5_50200_001	CF Ret. Requerido	2.265	2.265	\$0.00	0.000	\$48.57	2.265
15	50100	5GICE	5_50100_001	CFPI52A00031	S	2C_C11	2_28181_267	CF O.I. Flexibilidad	0.000	4.531	\$0.00	4.531	\$45.60	4.531
15	50200	5GICE	5_50200_001	CFPI52A00032	S	2C_C51	2_27211_581	CF O.I. Flexibilidad	0.000	2.265	\$0.00	2.265	\$45.47	2.265
15	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.942	24.942	\$0.00	0.000	\$45.84	24.942
15	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.753	24.753	\$0.00	0.000	\$45.84	24.753
15	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.753	\$45.00	24.753	\$41.02	0.000
15	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.942	\$45.00	24.942	\$41.02	0.000
16	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.865	24.865	\$0.00	0.000	\$48.35	24.865
16	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	25.055	25.055	\$0.00	0.000	\$48.35	25.055
16	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.865	\$45.00	24.865	\$40.66	0.000
16	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	25.055	\$45.00	25.055	\$40.66	0.000

Esta condición obedece a que, según el Protocolo del Período Indicativo, se utilizaron las mismas MCTP que en el Predespacho Regional oficial con fecha del 01 de octubre de 2020, en este caso con un valor de 50 MW, y tomando en cuenta que los resultados de la Subasta Indicativa adjudicó potencia de inyección en esa área de control, se observa en la operación



del Predespacho Regional Indicativo una superación de los Flujos de CF y por consiguiente una reducción en los mismos.

## Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional

**Se cumplieron todas las condiciones específicas para la simulación del escenario descrito en el Protocolo del Período Indicativo.**

**Los resultados de Predespacho Regional del período indicativo para el día 03 de octubre de 2020, están acorde a la regulación vigente y a lo establecido en la Resolución CRIE-50-2020.**

### 2.6.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES

#### Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC)

Se comprueba que existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF como resultado de la declaración de los contratos **en condiciones sin reducción de energía**. Se cumple que, la TPNC de "CF O.I. Flexibilidad" que reporta cargos, es etiquetada como "r" en columna transacción.

**Tabla 94.** Energía programada para el contrato CFPI12A0000

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerido	MW Energía Declarada	Precio Ofertado Bloque 1	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exante	MW Predespachado
00	GUATEMALA	1124	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	CFPI12A00002	N	2C_C32	2.27131.191	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$36.05	0.000
01	GUATEMALA	1124	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	CFPI12A00002	N	2C_C32	2.27131.191	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$35.70	0.000
02	GUATEMALA	1124	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	CFPI12A00002	N	2C_C32	2.27131.191	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$34.79	0.000
03	GUATEMALA	1124	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	CFPI12A00002	N	2C_C32	2.27131.191	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$34.73	0.000
04	GUATEMALA	1124	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	CFPI12A00002	N	2C_C32	2.27131.191	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$34.68	0.000
05	GUATEMALA	1124	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	CFPI12A00002	N	2C_C32	2.27131.191	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$36.00	0.000
06	GUATEMALA	1124	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	CFPI12A00002	N	2C_C32	2.27131.191	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$41.38	0.000
00	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2.27131.191	CFPI12A00002	N	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$37.71	0.000
01	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2.27131.191	CFPI12A00002	N	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$37.55	0.000
02	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2.27131.191	CFPI12A00002	N	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$36.68	0.000
03	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2.27131.191	CFPI12A00002	N	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$36.62	0.000
04	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2.27131.191	CFPI12A00002	N	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$36.51	0.000
05	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2.27131.191	CFPI12A00002	N	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$37.85	0.000
06	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2.27131.191	CFPI12A00002	N	1CCOMCOMEL	1.1124.1678	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	5.000	\$0.00	0.000	\$45.92	0.000



**Tabla 95.** TPNC de la parte inyectora del CFPI12A0000



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Preespacho:  
03 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Preespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
1CCOMCOMEL	00	1_1124_1678	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	0.000	\$36.05	\$180.25
1CCOMCOMEL	01	1_1124_1678	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	0.000	\$35.70	\$178.50
1CCOMCOMEL	02	1_1124_1678	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	0.000	\$34.79	\$173.95
1CCOMCOMEL	03	1_1124_1678	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	0.000	\$34.73	\$173.65
1CCOMCOMEL	04	1_1124_1678	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	0.000	\$34.68	\$173.40
1CCOMCOMEL	05	1_1124_1678	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	0.000	\$36.00	\$180.00
1CCOMCOMEL	06	1_1124_1678	r	CF O.I. Flexibilidad	5.000	0.000	\$41.38	\$206.90

Se comprueba que no existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF debido a que la energía requerida reducida del contrato la suplió la completamente la contraparte de inyección del CF.

**Tabla 96.** Energía programada para el contrato CFPI12A00015 en condiciones de reducción de energía.



**Transacciones de Contratos Regionales**

ENTE OPERADOR REGIONAL

F. Preespacho:  
03 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto Medición	Código Contrato Fime	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medición Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exante	MW Preespachado
10	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	S	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	3.406	\$25.00	3.406	\$43.00	3.406
11	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	S	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	1.880	\$25.00	1.880	\$43.25	1.880
12	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	S	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$25.00	0.000	\$43.31	0.000
13	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	S	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$25.00	0.000	\$43.55	0.000
14	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	S	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	1.498	\$25.00	1.498	\$45.46	1.498
15	GUATEMALA	1126	1CCOMCUCOE	1_1126_1869	CFPI12A00015	S	2C_CS1	2_27211_582	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	2.265	\$25.00	2.265	\$45.79	2.265
10	GUATEMALA	1124	1GGGENCOC	1_1124_1684	CFPI12A00003	S	2C_CS2	2_27161_011	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.769	\$0.00	0.769	\$42.32	0.769
11	GUATEMALA	1124	1GGGENCOC	1_1124_1684	CFPI12A00003	S	2C_CS2	2_27161_011	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.424	\$0.00	0.424	\$42.57	0.424
12	GUATEMALA	1124	1GGGENCOC	1_1124_1684	CFPI12A00003	S	2C_CS2	2_27161_011	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$42.69	0.000
13	GUATEMALA	1124	1GGGENCOC	1_1124_1684	CFPI12A00003	S	2C_CS2	2_27161_011	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$42.86	0.000
14	GUATEMALA	1124	1GGGENCOC	1_1124_1684	CFPI12A00003	S	2C_CS2	2_27161_011	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.338	\$0.00	0.338	\$44.69	0.338
15	GUATEMALA	1124	1GGGENCOC	1_1124_1684	CFPI12A00003	S	2C_CS2	2_27161_011	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.511	\$0.00	0.511	\$44.99	0.511

**Tabla 97.** TPNC conciliada para periodos con reducción (inyección y retiro)



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Preespacho:  
03 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Preespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
1CCOMCUCOE	10	1_1126_1869	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	3.406	\$43.00	\$0.00
1CCOMCUCOE	11	1_1126_1869	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	1.880	\$43.25	\$0.00
1CCOMCUCOE	12	1_1126_1869	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$43.31	\$0.00
1CCOMCUCOE	13	1_1126_1869	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$43.55	\$0.00
1CCOMCUCOE	14	1_1126_1869	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	1.498	\$45.46	\$0.00
1CCOMCUCOE	15	1_1126_1869	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	2.265	\$45.79	\$0.00



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:  
03 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
2C_C51	10	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	0.000	3.406	\$42.61	\$0.00
2C_C51	11	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	0.000	1.880	\$42.31	\$0.00
2C_C51	12	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$43.05	\$0.00
2C_C51	13	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$45.58	\$0.00
2C_C51	14	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	0.000	1.498	\$47.81	\$0.00
2C_C51	15	2_27211_582	r	CF Ret. Requerido	0.000	2.265	\$48.57	\$0.00

**Renta de Congestión (RC) y CMORC**

La renta de congestión no fue asignada para para aquellos contratos que no fueron declarados; como era de esperarse además no se les asignó CMORC.

**Tabla 98.** RENTAC conciliada para DT convocados antes del 01 de noviembre en condiciones de reducción de energía

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada D	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Reservada	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
2C	11	CFP112A00001	DF	A0121-0721DF00000193	1.60	1.600	1.600	27131	37.55	4403	38.01	-0.74
2C			DF	A0121-0721DF00000184	10.00	10.000	10.000	28161	36.91	1126	36.51	4.00
2C			DF	A0121-0721DF00000189	20.00	20.000	20.000	28181	36.77	3301	37.35	-11.60
2C			DF	A0121-0721DF00000191	10.00	10.000	10.000	4750	38.46	28181	36.77	16.90
2C			DF	A0121-0721DF00000194	10.00	10.000	0.000	50200	38.29	27211	36.59	0.00
2C			DF	A0121-0721DF00000190	30.00	30.000	30.000	28181	36.77	4403	38.01	-37.20
2C			DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	35.70	28161	36.91	-36.30
2C			DF	A0121-0721DF00000191	10.00	10.000	10.000	4750	82.00	28181	45.26	367.40
2C			DF	A0121-0721DF00000190	30.00	30.000	30.000	28181	45.26	4403	82.16	-1,107.00
2C			DF	A0121-0721DF00000184	10.00	10.000	10.000	28161	45.25	1126	44.85	4.00
2C			DF	A0121-0721DF00000193	1.60	1.600	1.600	27131	46.09	4403	82.16	-57.71
2C			DF	A0121-0721DF00000194	10.00	10.000	10.000	50200	44.99	27211	45.09	-1.00
2C			DF	A0121-0721DF00000189	20.00	20.000	20.000	28181	45.26	3301	46.06	-16.00
2C			DF	A0121-0721DF00000194	10.00	10.000	0.000	50200	43.68	27211	45.58	0.00
2C			DF	A0121-0721DF00000193	1.60	1.600	1.600	27131	47.50	4403	44.34	5.06
2C			DF	A0121-0721DF00000184	10.00	10.000	10.000	28161	47.00	1126	43.55	34.50
2C			DF	A0121-0721DF00000191	10.00	10.000	0.000	4750	44.59	28181	46.44	0.00
2C			DF	A0121-0721DF00000190	30.00	30.000	30.000	28181	46.44	4403	44.34	63.00
2C			DF	A0121-0721DF00000189	20.00	20.000	20.000	28181	46.44	3301	43.89	51.00
2C			DF	A0121-0721DF00000190	30.00	30.000	30.000	28181	42.97	4403	43.96	-29.70
2C			DF	A0121-0721DF00000189	20.00	20.000	20.000	28181	42.97	3301	43.69	-14.40
2C			DF	A0121-0721DF00000194	10.00	10.000	1.880	50200	42.97	27211	42.31	1.24
2C			DF	A0121-0721DF00000193	1.60	1.600	1.600	27131	42.89	4403	43.96	-1.71
2C_C34	11	CFP142A00024	DF	A0121-0721DF00000191	10.00	10.000	1.880	4750	44.07	28181	42.97	2.07

Como era lo esperado, para cada uno de los periodos de mercado, en los que existió declaración del CF se genera un monto de renta de congestión, la cual se equipara con el CMORC pero con signo contrario.

**Tabla 99.** CMORC conciliada para DT convocados antes del 01 de noviembre en condiciones de reducción de energía



\$12,088.83

**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD  
ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:

03 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCJ (MW)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
2D_D03	00	CF	CFP12A00011	A0121-0721DF00000185	1124	1_1124_1691	36.05	28161	2_28161_290	37.32	r	30.000	30.000	38.10
2D_D03	01	CF	CFP12A00011	A0121-0721DF00000185	1124	1_1124_1691	35.70	28161	2_28161_290	36.91	r	30.000	30.000	36.30
2D_D03	02	CF	CFP12A00011	A0121-0721DF00000185	1124	1_1124_1691	34.79	28161	2_28161_290	35.97	r	30.000	30.000	35.40
2D_D03	03	CF	CFP12A00011	A0121-0721DF00000185	1124	1_1124_1691	34.73	28161	2_28161_290	35.91	r	30.000	30.000	35.40
2D_D03	04	CF	CFP12A00011	A0121-0721DF00000185	1124	1_1124_1691	34.68	28161	2_28161_290	35.87	r	30.000	30.000	35.70
2D_D03	05	CF	CFP12A00011	A0121-0721DF00000185	1124	1_1124_1691	36.00	28161	2_28161_290	37.24	r	30.000	30.000	37.20
2D_D03	06	CF	CFP12A00011	A0121-0721DF00000185	1124	1_1124_1691	41.38	28161	2_28161_290	44.89	r	30.000	30.000	105.30

**Tabla 100.** RENTAC conciliada para DT asignados después del 01 de noviembre, en condiciones de reducción de energía



**RENDA DE CONGESTIÓN**

-10,363.82

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:

03 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada D	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestion (US)
2D_D03	00	CFP12A00011	DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	36.05	28161	37.32	-38.10
2D_D03	01	CFP12A00011	DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	35.70	28161	36.91	-36.30
2D_D03	02	CFP12A00011	DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	34.79	28161	35.97	-35.40
2D_D03	03	CFP12A00011	DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	34.73	28161	35.91	-35.40
2D_D03	04	CFP12A00011	DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	34.68	28161	35.87	-35.70
2D_D03	05	CFP12A00011	DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	36.00	28161	37.24	-37.20
2D_D03	06	CFP12A00011	DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	41.38	28161	44.89	-105.30

**Reintegros**

Se generan reintegros conforme a las reglas de negocio establecidas en la Resolución CRIE-50-2020, la cual considera reintegros únicamente para reducciones parciales de Contratos Firmes, de los DT convocados posterior al 01 de noviembre de 2020.



**Tabla 101.** Reintegro económico no calculado para contratos no declarados o expulsados por insuficiencia de garantía

Fecha	Periodo	Id DT	Agente Titular	Subasta	Energía Requerida del CF (MWERcf,h) (MWh)	Energía Requerida Reducida del CF (MWRRCf,h) (MW)	Reintegro económico de DF (US)
03/10/2020	8	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	0.002	\$21.07
03/10/2020	8	A0121-0721DF00000200	1GGENHIXAC	A2101	30	0.007	\$70.25
03/10/2020	9	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	0.002	\$21.07
03/10/2020	9	A0121-0721DF00000200	1GGENHIXAC	A2101	30	0.007	\$70.25
03/10/2020	10	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	0.002	\$21.07
03/10/2020	10	A0121-0721DF00000203	1GGENJAEGL	A2101	35	11.924	\$52.28
03/10/2020	10	A0121-0721DF00000200	1GGENHIXAC	A2101	30	0.007	\$70.25
03/10/2020	10	A0121-0721DF00000202	1GGENGENOC	A2101	2.259	0.769	\$3.17
03/10/2020	10	A0121-0721DF00000197	1GGENINGS	A2101	5	1.703	\$7.84
03/10/2020	11	A0121-0721DF00000197	1GGENINGS	A2101	5	0.940	\$9.65
03/10/2020	11	A0121-0721DF00000203	1GGENJAEGL	A2101	35	6.583	\$64.38
03/10/2020	11	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	1.692	\$17.12
03/10/2020	11	A0121-0721DF00000200	1GGENHIXAC	A2101	30	5.643	\$57.05
03/10/2020	11	A0121-0721DF00000202	1GGENGENOC	A2101	2.259	0.424	\$3.91
03/10/2020	13	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.880	\$53.01
03/10/2020	13	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.692	\$52.61
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000202	1GGENGENOC	A2101	2.259	0.338	\$4.09
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000194	2C_C51	A2101	10	1.498	\$0.25
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	1.348	\$17.92
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000201	1CCOMCUCOE	A2101	10	1.498	\$20.19
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000200	1GGENHIXAC	A2101	30	4.496	\$59.73
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000203	1GGENJAEGL	A2101	35	5.245	\$67.41
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000197	1GGENINGS	A2101	5	0.749	\$10.10
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.728	\$52.25
03/10/2020	14	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.916	\$52.66
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	2.039	\$16.30
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000194	2C_C51	A2101	10	2.265	\$0.23
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000202	1GGENGENOC	A2101	2.259	0.511	\$3.72
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000201	1CCOMCUCOE	A2101	10	2.265	\$18.36
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000200	1GGENHIXAC	A2101	30	6.796	\$54.35
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000203	1GGENJAEGL	A2101	35	7.929	\$61.33
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000197	1GGENINGS	A2101	5	1.132	\$9.19
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.753	\$52.00
03/10/2020	15	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.942	\$52.40
03/10/2020	16	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.865	\$50.89
03/10/2020	16	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	25.055	\$51.28

### Conclusiones de la conciliación de transacciones

Los resultados de la conciliación diaria programada fueron satisfactorios, ya que se cumplieron las reglas de negocios establecidas en la Resolución CRIE-50-2020 para todos los DT's convocados y asignados posteriores al 01 de noviembre que fueron modelados en este escenario

El CVTn del día de operación 03 de octubre de 2020 indicativos, fue un abono neto de US\$8,232.72



## 2.7 FECHA DE OPERACIÓN 04 DE OCTUBRE DE 2020

### 2.7.1 PREDESPACHO REGIONAL

#### Resultados de reducción de Contratos Firmes

Para el Predespacho Regional del día de operación del 04 de octubre se consideraron los Contratos Firmes vigentes con DT asignados en los procesos de asignación A2101 y cuyas vigencias de DT eran para julio 2021.

Las condiciones específicas que se simularon para este escenario y que se coordinaron con los OS/OM fueron las siguientes:

**Tabla 102.** Condiciones específicas bajo las cuales se ejecutó el Predespacho Regional del día de operación 04 de octubre de 2020.

Período	Elemento de Red/MCTP/Condición	Comentario
0	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 95 MW
1	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 90 MW
2	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 80 MW
3	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 80 MW
4	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 95 MW
5	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 100 MW
13	27371	Nodo con retiro de CF aislado eléctricamente
14	27371, IMP_TOT_NIC	Nodo con retiro de CF aislado eléctricamente. Importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW
15	IMP_TOT_NIC	Importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW
16	IMP_TOT_NIC	Importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW
17	IMP_TOT_NIC	Importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW
18	IMP_TOT_NIC	Importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW
19	IMP_TOT_NIC	Importación Total de Nicaragua reducida a 0 MW
23	IMP_TOT_HON	Importación Total de Honduras reducida a 0 MW

Las condiciones para el área de control de El Salvador fueron solicitadas específicamente por el correspondiente OS/OM; no se recibieron solicitudes de otros OS/OM para incluir condiciones específicas adicionales.

El bloque de períodos de mercado de 0 a 5, contempló la potencia de importación total de El Salvador a 95 MW para los periodos de mercado 0 y 4, a 90 MW para el periodo de mercado 1, a 80 MW para los periodos de mercados 2 y 3, y a 100 MW para el periodo de mercado 5, restringiendo la MCTP de IMP\_TOT\_SAL. Como resultado de estas condiciones, no se obtuvieron reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba debido a que los flujos netos de Contratos Firmes no superaron las restricciones de Importación para los periodos de mercado del 0 al 5.

En los periodos de mercados 13 y 14, se observa que en el nodo 27371 (Nejapa-El Salvador) posee retiro de dos Contratos Firmes, CFPI12A00008 y CFPI12A00016, y queda aislado eléctricamente, además de que dichos contratos fueron declarados por ambas partes involucradas y verificados con una energía Declarada y Requerida de 9 MWh y 10 MWh respectivamente durante este bloque de períodos de mercado; por lo cual al aplicar lo establecido en el literal b, del numeral A3.4.4.2 de la resolución CRIE-50-2020, se obtienen los siguientes resultados de reducción del Contrato Firme.

**Tabla 103.** Resultado de reducción de CF bajo condiciones de nodo con retiro de CF eléctricamente aislado.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
13	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	Nodo de retiro e inyección no conexos	9.00	0.00	9.00	0.00
13	CFPI12A00016	1GGENCAISA	2C_C03	Nodo de retiro e inyección no conexos	10.00	0.00	10.00	0.00
14	CFPI12A00008	2C_C03	1GGENRENGU	Nodo de retiro e inyección no conexos	9.00	0.00	9.00	0.00
14	CFPI12A00016	1GGENCAISA	2C_C03	Nodo de retiro e inyección no conexos	10.00	0.00	10.00	0.00

Cómo se observa en la Tabla 103, los contratos fueron reducidos en la energía Declarada y Requerida a 0.000 MWh.

En la Tabla 104, se observan los flujos de CF que fueron reducidos y que están acorde a la Tabla 103. También, se presenta la información del elemento de Transmisión limitante y que en este caso corresponde a nodos de retiro e inyección no conexos.

**Tabla 104.** Flujos de CF reducidos bajo condiciones de nodo con retiro de CF eléctricamente aislado.

Periodo	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW) <sup>^</sup>	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
13	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00
14	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	0.00	0.00

El siguiente bloque de períodos de mercado de 14 a 19, contempló la potencia de importación total de Nicaragua a 0 MW, restringiendo la MCTP de IMP\_TOT\_NIC. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 105, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.



**Tabla 105.** Resultado de reducción de CF bajo restricciones de importación de un área de control con retiro de CF.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
14	CFPI14A00004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
14	CFPI14A00005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
14	CFPI14A00019	1GGENINGS	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
14	CFPI24A00027	4UHOLCIM	2C_C32	IMP_TOT_NIC	1.60	0.00	1.60	0.00
14	CFPI24A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
14	CFPI34A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
14	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	60.00	0.00	60.00	0.00
15	CFPI14A00004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
15	CFPI14A00005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
15	CFPI14A00019	1GGENINGS	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
15	CFPI24A00027	4UHOLCIM	2C_C32	IMP_TOT_NIC	1.60	0.00	1.60	0.00
15	CFPI24A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
15	CFPI34A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
15	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	60.00	0.00	60.00	0.00
16	CFPI14A00004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
16	CFPI14A00005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
16	CFPI14A00019	1GGENINGS	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
16	CFPI24A00027	4UHOLCIM	2C_C32	IMP_TOT_NIC	1.60	0.00	1.60	0.00
16	CFPI24A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
16	CFPI34A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
16	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	60.00	0.00	60.00	0.00
17	CFPI14A00004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
17	CFPI14A00005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
17	CFPI14A00019	1GGENINGS	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
17	CFPI24A00027	4UHOLCIM	2C_C32	IMP_TOT_NIC	1.60	0.00	1.60	0.00
17	CFPI24A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
17	CFPI34A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
17	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	60.00	0.00	60.00	0.00
18	CFPI14A00004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
18	CFPI14A00005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
18	CFPI14A00019	1GGENINGS	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
18	CFPI24A00027	4UHOLCIM	2C_C32	IMP_TOT_NIC	1.60	0.00	1.60	0.00
18	CFPI24A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
18	CFPI34A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
18	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	60.00	0.00	60.00	0.00
19	CFPI14A00004	1GGENHIXAC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
19	CFPI14A00005	1GGENGENOC	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	10.00	0.00	10.00	0.00
19	CFPI24A00027	4UHOLCIM	2C_C32	IMP_TOT_NIC	1.60	0.00	1.60	0.00
19	CFPI24A00030	2C_C56	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	30.00	0.00	30.00	0.00
19	CFPI34A00022	3GENEE	4DDISNORTE	IMP_TOT_NIC	20.00	0.00	20.00	0.00
19	CFPI54A00033	5GICE	4DENELBLUE	IMP_TOT_NIC	60.00	0.00	60.00	0.00

Cómo se observa en la Tabla anterior, los contratos se reducen según lo establecido en la CRIE-50-2020.

Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, se observan en la Tabla 106, los cuales están acorde las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

**Tabla 106.** Resultado de los flujos de CF en las restricciones limitantes.

Periodo	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
14	IMP_TOT_NIC	0.00	0.05	0.00	0.00
15	IMP_TOT_NIC	0.00	0.03	0.00	0.00
16	IMP_TOT_NIC	0.00	0.03	0.00	0.00
17	IMP_TOT_NIC	0.00	0.02	0.00	0.00
18	IMP_TOT_NIC	0.00	-0.07	0.00	0.00
19	IMP_TOT_NIC	0.00	-0.08	0.00	0.00



Por último, el periodo de mercado 23, contempló la potencia de importación total de Honduras a 0 MW, restringiendo la MCTP de IMP\_TOT\_HON. Como resultado de estas condiciones, se observan en la Tabla 107, las reducciones a los Contratos Firmes que aplicaba.

**Tabla 107.** Resultados de Predespacho Regional para los Contratos Firmes reducidos por limitación de importación.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
23	CFPI13A00006	1GGNRENGU	3GENEE	IMP_TOT_HON	10.00	0.00	10.00	0.00
23	CFPI13A00020	1GGENJAEGE	3DNEEE	IMP_TOT_HON	20.00	0.00	20.00	0.00
23	CFPI23A00029	2C_C56	3DNEEE	IMP_TOT_HON	20.00	0.00	20.00	0.00

Los flujos resultantes en los elementos de transmisión que componen la restricción de MCTP, se observan en la Tabla 108, los cuales están acorde las limitaciones establecidas y al resultado de las reducciones.

**Tabla 108.** Resultado de los flujos de CF en las restricciones limitantes.

Periodo	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
23	IMP_TOT_HON	0.00	0.11	0.00	0.00

### Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional

Debido a la restricción de Exportación Total de Panamá con un valor de 50 MW durante los periodos de 6 a 16, se observa la reducción en los Contratos Firmes que poseen inyección en el área de control de Panamá, tal y como se observa en la Tabla 109.



**Tabla 109.** Declaración y verificación de Contratos Firmes con energías requeridas.

Periodo	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Exante	MW Predespachado
06	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.991	24.991	38.960	24.991
06	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.801	24.801	38.960	24.801
07	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.974	24.974	39.060	24.974
07	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.785	24.785	39.060	24.785
08	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.964	24.964	36.690	24.964
08	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.775	24.775	36.690	24.775
09	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.776	24.776	36.350	24.776
09	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.965	24.965	36.350	24.965
10	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.757	24.757	36.820	24.757
10	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.946	24.946	36.820	24.946
11	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.902	24.902	36.620	24.902
11	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.713	24.713	36.620	24.713
12	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.696	24.696	37.270	24.696
12	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.885	24.885	37.270	24.885
13	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.955	24.955	39.220	24.955
13	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.766	24.766	39.220	24.766
14	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	24.986	24.986	37.230	24.986
14	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.797	24.797	37.230	24.797
15	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	25.001	25.001	37.090	25.001
15	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.812	24.812	37.090	24.812
16	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00025	S	6GFORTUNA	6_6096_037	CF Ret. Requerido	24.826	24.826	37.270	24.826
16	50900	5GICE	5_50900_001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6_6096_061	CF Ret. Requerido	25.015	25.015	37.270	25.015
06	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.801	40.000	8.812
07	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.785	40.000	6.889
08	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.775	37.770	0.000
09	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.776	37.410	0.000
10	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.757	37.940	0.000
11	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.713	37.780	0.000
12	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.696	40.000	6.068
13	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.766	40.000	19.831
14	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.797	40.000	6.124
15	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.812	40.000	5.937
16	6096	6GFORTUNA	6_6096_037	CFPI65A00025	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.826	40.000	6.141
06	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.991	40.000	7.086
07	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.974	40.000	5.366
08	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.964	37.770	0.000
09	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.965	37.410	0.000
10	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.946	37.940	0.000
11	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.902	37.780	0.000
12	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.885	40.000	3.488
13	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.955	40.000	20.848
14	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.986	40.000	3.646
15	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	25.001	40.000	3.846
16	6096	6GFORTUNA	6_6096_061	CFPI65A00026	S	5GICE	5_50900_001	CF O.I. Flexibilidad	0.000	25.015	40.000	3.675

Esta condición obedece a que, según el Protocolo del Período Indicativo, se utilizaron las mismas MCTP que en el Predespacho Regional oficial con fecha del 04 de octubre de 2020, en este caso con un valor de 50 MW, y tomando en cuenta que los resultados de la Subasta Indicativa adjudicó potencia de inyección en esa área de control, se observa en la operación del Predespacho Regional Indicativo una superación de los Flujos de CF y por consiguiente una reducción en los mismos.

### Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional

**Se cumplieron todas las condiciones específicas para la simulación del escenario descrito en el Protocolo del Período Indicativo.**



Los resultados de Predespacho Regional del período indicativo para el día 04 de octubre de 2020, están acorde a la regulación vigente y a lo establecido en la Resolución CRIE-50-2020.

## 2.7.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES

### Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC)

Se comprueba que existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF como resultado de la declaración de los contratos **en condiciones sin reducción de energía**. Se cumple que, la TPNC de "CF O.I. Flexibilidad" que reporta cargos, es etiquetada como "r" en columna transacción.

**Tabla 110.** Energía programada para el contrato CFPI34A00022

**Transacciones de Contratos Regionales**

ENTE OPERADOR REGIONAL  
F. Predespacho:  
04 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato FIRM	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrat	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exant	MW Predespachad
01	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFPI34A00022	N	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	20.000	\$35.00	20.000	\$31.9	0
02	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFPI34A00022	N	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	20.000	\$35.00	20.000	\$31.9	0
20	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFPI34A00022	N	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	20.000	\$35.00	20.000	\$3.950	0
21	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFPI34A00022	N	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	20.000	\$35.00	20.000	\$3.930	0
22	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFPI34A00022	N	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	20.000	\$35.00	20.000	\$40.620	0
01	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFPI34A00022	N	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerid	20.000	20.000	\$0.00	0.000	\$69.370	20
02	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFPI34A00022	N	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerid	20.000	20.000	\$0.00	0.000	\$69.380	20
20	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFPI34A00022	N	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerid	20.000	20.000	\$0.00	0.000	\$63.870	20
21	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFPI34A00022	N	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerid	20.000	20.000	\$0.00	0.000	\$63.860	20
22	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFPI34A00022	N	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerid	20.000	20.000	\$0.00	0.000	\$70.090	20

**Tabla 111.** TPNC conciliada para periodos sin reducción para el agente inyector



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

F. Predespacho:  
04 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachad	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
3GENEE	01	3_3034_003	r	CF O.I. Flexibilidad	20.000	0.000	\$31.89	\$637.80
3GENEE	02	3_3034_003	r	CF O.I. Flexibilidad	20.000	0.000	\$31.92	\$638.40
3GENEE	20	3_3034_003	r	CF O.I. Flexibilidad	20.000	0.000	\$63.95	\$1,279.00
3GENEE	21	3_3034_003	r	CF O.I. Flexibilidad	20.000	0.000	\$63.93	\$1,278.60
3GENEE	22	3_3034_003	r	CF O.I. Flexibilidad	20.000	0.000	\$40.62	\$812.40

Se comprueba que no existen TPNC calculada con base a la energía declarada inicial de la contraparte de inyección de los CF, en los periodos en que hubo reducción de la energía requerida.

**Tabla 112.** Energía programada para el contrato CFPI34A00022 en condiciones de reducción de energía.



**Transacciones de Contratos Regionales**

ENTE OPERADOR REGIONAL

F. Predepacho:  
04 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firm	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrat	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exant	MW Predepachad
14	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFP134A00022	S	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.00	0.000	\$5.000	0
15	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFP134A00022	S	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.00	0.000	\$5.000	0
16	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFP134A00022	S	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.00	0.000	\$5.410	0
17	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFP134A00022	S	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.00	0.000	\$4.100	0
18	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFP134A00022	S	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.00	0.000	\$1.070	0
19	HONDURAS	3034	3GENEE	3_3034_003	CFP134A00022	S	4DDISNORTE	4_4402_019	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.00	0.000	\$1.020	0
14	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFP134A00022	S	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$8.990	0
15	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFP134A00022	S	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$9.040	0
16	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFP134A00022	S	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$9.090	0
17	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFP134A00022	S	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$5.000	0
18	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFP134A00022	S	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$9.780	0
19	NICARAGUA	4402	4DDISNORTE	4_4402_019	CFP134A00022	S	3GENEE	3_3034_003	r	CF	F Ret. Requerido	0.000	0.000	\$0.00	0.000	\$9.750	0

**Tabla 113.** TPNC conciliada para periodos con reducción (inyección y retiro)



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

F. Predepacho:

04 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predepachad	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
3GENEE	14	3_3034_003	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.00	\$0.00
3GENEE	15	3_3034_003	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.02	\$0.00
3GENEE	16	3_3034_003	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$35.41	\$0.00
3GENEE	17	3_3034_003	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$40.10	\$0.00
3GENEE	18	3_3034_003	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$61.07	\$0.00
3GENEE	19	3_3034_003	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	0.000	\$61.02	\$0.00



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

F. Predepacho:

04 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predepachad	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
4DDISNORTE	14	4_4402_019	r	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$68.99	\$0.00
4DDISNORTE	15	4_4402_019	r	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$69.04	\$0.00
4DDISNORTE	16	4_4402_019	r	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$69.09	\$0.00
4DDISNORTE	17	4_4402_019	r	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$65.00	\$0.00
4DDISNORTE	18	4_4402_019	r	CF Ret. Requerido	0.000	0.000	\$79.78	\$0.00

**Renta de Congestión (RC) y CMORC**

La renta de congestión no fue asignada para para aquellos contratos que no fueron declarados; como era de esperarse además no se les asignó CMORC

**Tabla 114.** RENTAC conciliada para DT convocados antes del 1 de noviembre en condiciones de reducción de energía



**RENTA DE CONGESTIÓN**

-11,281.88

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:

04 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada (D)	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
24	A	Ordenar de A a Z	DF	A0121-0721DF00000187	10.00	10.000	10.000	1124	38.32	27131	40.83	-25.10
24	Z	Ordenar de Z a A	DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	38.32	28161	39.55	-36.90
24	A	Ordenar por color	DF	A0121-0721DF00000194	10.00	10.000	10.000	50200	40.04	27211	39.25	7.90
24	Z	Vista de Hoja	DF	A0121-0721DF00000193	1.60	1.600	1.600	27131	40.83	4403	70.05	-46.75
24	A	Borrar filtro de "Código de CF"	DF	A0121-0721DF00000189	20.00	20.000	20.000	28181	39.67	3301	40.56	-17.80
24	Z	Filtrar por color	DF	A0121-0721DF00000184	10.00	10.000	10.000	28161	39.55	1126	39.15	4.00
24	A	Filtros de texto	DF	A0121-0721DF00000191	10.00	10.000	10.000	4750	70.00	28181	39.67	303.30
24	Z	CFPI12AA0002	DF	A0121-0721DF00000190	30.00	30.000	30.000	28181	39.67	4403	70.05	-911.40
24	A	No hay coincidencias	DF	A0121-0721DF00000190	30.00	30.000	30.000	28181	31.09	4403	69.00	-1,137.30
24	Z	ACEPTAR	DF	A0121-0721DF00000184	10.00	10.000	10.000	28161	30.96	1126	30.65	3.10
24	A	Cancelar	DF	A0121-0721DF00000187	10.00	10.000	10.000	1124	30.00	27131	31.83	-18.30
24	Z		DF	A0121-0721DF00000194	10.00	10.000	10.000	50200	34.00	27211	30.85	31.50
24	A		DF	A0121-0721DF00000191	10.00	10.000	10.000	4750	70.00	28181	31.09	389.10
24	Z		DF	A0121-0721DF00000189	20.00	20.000	20.000	28181	31.09	3301	31.85	-15.20
24	A		DF	A0121-0721DF00000193	1.60	1.600	1.600	27131	31.83	4403	69.00	-59.47
24	Z		DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	30.00	28161	30.96	-28.80
24	A		DF	A0121-0721DF00000185	30.00	30.000	30.000	1124	32.91	28161	33.77	-25.80
24	Z		DF	A0121-0721DF00000184	10.00	10.000	10.000	28161	33.77	1126	33.54	2.30
24	A		DF	A0121-0721DF00000194	10.00	10.000	10.000	50200	36.18	27211	32.72	34.60
24	Z		DF	A0121-0721DF00000191	10.00	10.000	10.000	4750	36.40	28181	33.45	29.50
24	A		DF	A0121-0721DF00000190	30.00	30.000	30.000	28181	33.45	4403	35.82	-71.10
24	Z		DF	A0121-0721DF00000189	20.00	20.000	20.000	28181	33.45	3301	35.01	-31.20
24	A		DF	A0121-0721DF00000187	10.00	10.000	10.000	1124	32.91	27131	34.88	-19.70
24	Z		DF	A0121-0721DF00000193	1.60	1.600	1.600	27131	34.88	4403	35.82	-1.50

Como era lo esperado, para cada uno de los periodos de mercado, en los que existió declaración del CF se genera un monto de renta de congestión, la cual se equipara con el CMORC pero con signo contrario.

**Tabla 115.** CMORC conciliada para DT convocados después del 01 de noviembre en condiciones de reducción de energía



**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

\$5,376.20

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

F. Predespacho:

04 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCI (MWh)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
3GENEE	00	CF	CFPI34A00022	A0121-0721DF00000182	3034	3_3034_003	35.00	4402	4_4402_019	69.27	i	20.000	20.000	685.40
3GENEE	01	CF	CFPI34A00022	A0121-0721DF00000182	3034	3_3034_003	31.89	4402	4_4402_019	69.37	i	20.000	20.000	749.60
3GENEE	02	CF	CFPI34A00022	A0121-0721DF00000182	3034	3_3034_003	31.92	4402	4_4402_019	69.38	i	20.000	20.000	749.20
3GENEE	14	CF	CFPI34A00022	A0121-0721DF00000182	3034	3_3034_003	35.00	4402	4_4402_019	68.99	i	20.000	0.000	0.00
3GENEE	15	CF	CFPI34A00022	A0121-0721DF00000182	3034	3_3034_003	35.02	4402	4_4402_019	69.04	i	20.000	0.000	0.00
3GENEE	16	CF	CFPI34A00022	A0121-0721DF00000182	3034	3_3034_003	35.41	4402	4_4402_019	69.09	i	20.000	0.000	0.00

**Tabla 116.** RENTAC conciliada para DT asignados después del 01 de noviembre, en condiciones de reducción de energía



**RENTA DE CONGESTIÓN**

-10,752.40

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:

ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

F. Predespacho:

04 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada (D)	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
3GENEE	00	CFPI34A00022	DF	A0121-0721DF00000182	20.00	20.000	20.000	3034	35.00	4402	69.27	-685.40
3GENEE	01	CFPI34A00022	DF	A0121-0721DF00000182	20.00	20.000	20.000	3034	31.89	4402	69.37	-749.60
3GENEE	02	CFPI34A00022	DF	A0121-0721DF00000182	20.00	20.000	20.000	3034	31.92	4402	69.38	-749.20
3GENEE	14	CFPI34A00022	DF	A0121-0721DF00000182	20.00	20.000	0.000	3034	35.00	4402	68.99	0.00
3GENEE	15	CFPI34A00022	DF	A0121-0721DF00000182	20.00	20.000	0.000	3034	35.02	4402	69.04	0.00
3GENEE	16	CFPI34A00022	DF	A0121-0721DF00000182	20.00	20.000	0.000	3034	35.41	4402	69.09	0.00

**Reintegros**

Se generan reintegros conforme a las reglas de negocio establecidas en la Resolución CRIE-50-2020, la cual considera reintegros únicamente para reducciones parciales de Contratos



Firmes, de los DT convocados posterior al 01 de noviembre de 2020. No se presentaron reducciones parciales para este día de operación, solo reducciones completas.

**Tabla 117.** Reintegro económico no calculado para contratos no declarados o expulsados por insuficiencia de garantía

Fecha	Periodo	Id DT	Agente Titular	Subasta	Energía Requerida del CF (MWERCf,h) (MWh)	Energía Requerida Reducida del CF (MWRRcf,h) (MWh)	Reintegro económico de DF (US)
04/10/2020	13	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	0.000	\$0.00
04/10/2020	13	A0121-0721DF00000196	1GGENCAISA	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000207	1GGENINGSD	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000182	3GENEE	A2101	20	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000208	1GGENHIXAC	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000196	1GGENCAISA	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000209	1GGENGENOC	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000190	2C_C56	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000193	2C_C32	A2101	1.6	0.000	\$0.00
04/10/2020	14	A0121-0721DF00000179	5GICE	A2101	60	0.000	\$0.00
04/10/2020	15	A0121-0721DF00000190	2C_C56	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	15	A0121-0721DF00000193	2C_C32	A2101	1.6	0.000	\$0.00
04/10/2020	15	A0121-0721DF00000179	5GICE	A2101	60	0.000	\$0.00
04/10/2020	15	A0121-0721DF00000182	3GENEE	A2101	20	0.000	\$0.00
04/10/2020	15	A0121-0721DF00000208	1GGENHIXAC	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	15	A0121-0721DF00000207	1GGENINGSD	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	15	A0121-0721DF00000209	1GGENGENOC	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	16	A0121-0721DF00000193	2C_C32	A2101	1.6	0.000	\$0.00
04/10/2020	16	A0121-0721DF00000179	5GICE	A2101	60	0.000	\$0.00
04/10/2020	16	A0121-0721DF00000182	3GENEE	A2101	20	0.000	\$0.00
04/10/2020	16	A0121-0721DF00000208	1GGENHIXAC	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	16	A0121-0721DF00000207	1GGENINGSD	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	16	A0121-0721DF00000190	2C_C56	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	16	A0121-0721DF00000209	1GGENGENOC	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	17	A0121-0721DF00000193	2C_C32	A2101	1.6	0.000	\$0.00
04/10/2020	17	A0121-0721DF00000179	5GICE	A2101	60	0.000	\$0.00
04/10/2020	17	A0121-0721DF00000209	1GGENGENOC	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	17	A0121-0721DF00000190	2C_C56	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	17	A0121-0721DF00000182	3GENEE	A2101	20	0.000	\$0.00
04/10/2020	17	A0121-0721DF00000208	1GGENHIXAC	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	17	A0121-0721DF00000207	1GGENINGSD	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	18	A0121-0721DF00000190	2C_C56	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	18	A0121-0721DF00000208	1GGENHIXAC	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	18	A0121-0721DF00000209	1GGENGENOC	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	18	A0121-0721DF00000182	3GENEE	A2101	20	0.000	\$0.00
04/10/2020	18	A0121-0721DF00000179	5GICE	A2101	60	0.000	\$0.00
04/10/2020	18	A0121-0721DF00000193	2C_C32	A2101	1.6	0.000	\$0.00
04/10/2020	19	A0121-0721DF00000182	3GENEE	A2101	20	0.000	\$0.00
04/10/2020	19	A0121-0721DF00000179	5GICE	A2101	60	0.000	\$0.00
04/10/2020	19	A0121-0721DF00000190	2C_C56	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	19	A0121-0721DF00000209	1GGENGENOC	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	19	A0121-0721DF00000208	1GGENHIXAC	A2101	30	0.000	\$0.00
04/10/2020	19	A0121-0721DF00000193	2C_C32	A2101	1.6	0.000	\$0.00
04/10/2020	23	A0121-0721DF00000206	1GGENRENGU	A2101	10	0.000	\$0.00
04/10/2020	23	A0121-0721DF00000189	2C_C56	A2101	20	0.000	\$0.00
04/10/2020	23	A0121-0721DF00000204	1GGENJAEGL	A2101	20	0.000	\$0.00

### Conclusiones de la conciliación de transacciones

Los resultados de la conciliación diaria programada fueron satisfactorios, ya que se cumplieron las reglas de negocios establecidas en la Resolución CRIE-50-2020 para todos los DT's convocados y asignados de este escenario.



El CVTn del día de operación 04 de octubre de 2020 indicativos, fue un abono neto de US\$10,614.72

## 2.8 FECHA DE OPERACIÓN 05 DE OCTUBRE DE 2020

### 2.8.1 PREDESPACHO REGIONAL

#### Resultados de reducción de Contratos Firmes

Para el Predespacho Regional del día de operación del 05 de octubre se consideraron los Contratos Firmes vigentes con DT asignados en los procesos de asignación A2101 y cuyas vigencias de DT eran para julio 2021.

Las condiciones específicas que se simularon para este escenario fueron las siguientes:

**Tabla 118.** Condiciones específicas bajo las cuales se ejecutó el Predespacho Regional del día de operación 05 de octubre de 2020.

Período	Elemento de Red/MCTP/Condición	Comentario
0	CFPI54A00033 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
1	CFPI54A00033 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
2	CFPI54A00033 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
3	CFPI54A00033 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
4	CFPI54A00033 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
5	CFPI54A00033 y CFPI52A00031	No declaración de Contrato Firmes
6		
7		
8		
9	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 75 MW.
10	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 70 MW.
11	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 0 MW.
12	IMP_TOT_SAL	Importación Total de El Salvador reducida a 75 MW.
13	27211, IMP_TOT_SAL	Nodo Subestación Berlín cero voltaje. Importación Total de El Salvador reducida a 85 MW.
14	27211	Nodo Subestación Berlín cero voltaje.
15	CFPI12A00002 y CFPI12A00010	No declaración de Contrato Firmes
16	CFPI12A00002 y CFPI12A00010	No declaración de Contrato Firmes
17	CFPI12A00002 y CFPI12A00010	No declaración de Contrato Firmes
18	CFPI12A00002 y CFPI12A00010	No declaración de Contrato Firmes
19	CFPI12A00002 y CFPI12A00010	No declaración de Contrato Firmes
20	CFPI65A00026	No declaración de Contrato Firmes
21	CFPI65A00026	No declaración de Contrato Firmes
22	CFPI65A00026	No declaración de Contrato Firmes
23	CFPI65A00026	No declaración de Contrato Firmes



Para el primer bloque de períodos de mercado 0 al 5, se contempló la no declaración de los Contratos Firmes indicados en la Tabla 118, con el objetivo de ejemplificar los detalles en la conciliación de las Rentas de Congestión o reintegros que apliquen tanto para Contratos Firmes con DT asignados en procesos convocados antes del 01 de noviembre de 2020 y los asignados posteriores a esta fecha.

En efecto, los OS/OM involucrados para este primer bloque no declararon y por lo tanto no se verificaron los contratos indicados en la Tabla 118, por lo que dichos Contratos Firmes no fueron programados en el Predespacho Regional.

En el siguiente bloque, durante los períodos de mercado 13 y 14, El Salvador declaró indisponibilidades para simular en el nodo 27211 (Berlín-El Salvador) con cero voltaje.

La condición anterior, provocó que los resultados de reducción para esos períodos fuera la siguiente:

**Tabla 119.** Resultados de reducción de CF bajo la condición de nodos de retiro e inyección no conexos.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
14	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	10.000	0.000	10.000	0.000
15	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	Nodo de retiro e inyección no conexos	10.000	0.000	10.000	0.000

Los resultados de los flujos de los CF reducidos se observan en la Tabla 120, en donde se verifica que los flujos de CF reducidos y sus pérdidas, incluyendo también los flujos de predespacho nacional y pérdidas, no superan la capacidad del elemento declarado por el OS/OM.

**Tabla 120.** Resultados de los flujos de los CF reducidos de nodos de retiro e inyección no conexos.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW) (2)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW) <sup>a</sup>	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
14	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	10.00	0.00
15	Nodo de retiro e inyección no conexos	0.00	0.00	10.00	0.00

Los resultados de predespacho debido a esta condición de reducción se presentan a continuación:

En el siguiente bloque de períodos de mercado 9 a 13 se aplicó una reducción debido a la limitación de Importación de El Salvador con valores de 75 MW, 70 MW, 0 MW, 75 MW y 85 MW respectivamente. Los resultados de dicha reducción pueden observarse en la Tabla 21

**Tabla 121.** Resultados de reducción de CF bajo la condición de restricción de capacidad de Importación.

Período	Código Contrato Firme	Agente Titular del CF	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inicial	MW Energía Requerida Final	MW Energía Declarada Inicial	MW Energía Declarada Final
11	CFPI12A00001	2C_C03	1GGGENOC	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
11	CFPI12A00003	1GGGENOC	2C_C52	IMP_TOT_SAL	2.259	0.000	2.259	0.000
11	CFPI12A00008	2C_C03	1GGGENRENGU	IMP_TOT_SAL	9.000	0.000	9.000	0.000
11	CFPI12A00010	1GGGENHIXAC	2C_C35	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
11	CFPI12A00015	1CCOMCUCOE	2C_C51	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
11	CFPI12A00016	1GGGENCAISA	2C_C03	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
11	CFPI12A00024	2C_C34	4DENELBLUE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000
11	CFPI52A00031	5GICE	2C_C11	IMP_TOT_SAL	20.000	0.000	20.000	0.000
11	CFPI52A00032	2C_C51	5GICE	IMP_TOT_SAL	10.000	0.000	10.000	0.000

Estos resultados, corresponden a una reducción de 0 MWh únicamente para el período de mercado 11, debido a que como ya se explicó anteriormente, únicamente en este período los flujos netos de Contratos Firmes superaron la limitación de importación de El Salvador.

Los resultados de los flujos debido a las reducciones anteriores se presentan en la Tabla 122.

**Tabla 122.** Resultados de los flujos de los CF reducidos debido a limitación en capacidad de Importación.

Período	Restricción de Transmisión Limitante	Límite de la Restricción (MW) (1)	Flujo de potencia del Predespacho Nacional con pérdidas (MW)	Flujo de potencia neto de CF reducidos sin pérdidas (MW)	Pérdidas de los CF reducidos (MW)
11	IMP_TOT_SAL	0.000	0.150	0.000	0.000

Por último, al igual que en el primer bloque, se contempló para el último bloque, la no declaración de los Contratos Firmes indicados en la Tabla 118, con el objetivo de ejemplificar los detalles en la conciliación de las Rentas de Congestión o reintegros que apliquen para Contratos Firmes con DT asignados en procesos convocados después del 01 de noviembre de 2020.

En efecto, los OS/OM involucrados para este primer bloque no declararon y por lo tanto no se verificaron los contratos indicados en la Tabla 118, por lo que dichos Contratos Firmes no fueron programados en el Predespacho Regional.

### Observaciones adicionales respecto al Predespacho Regional

Por otro lado, debido a la restricción de Exportación Total de Panamá con un valor de 50 MW durante los períodos de 6 a 16, se observa la reducción en los Contratos Firmes que poseen inyección en el área de control de Panamá, tal y como se observa en la Tabla 123.



**Tabla 123.** Declaración y verificación de Contratos Firmes con energías requeridas.

Periodo	Código Contrato Firme	Agente Titular del DT	Agente Contraparte del CF	Restricción de Transmisión Limitante	MW Energía Requerida Inici	MW Energía Requerida Fin	MW Energía Declarada Inici	MW Energía Declarada Fin
6	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.805	29.998	24.805
6	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.805	29.998	24.805
6	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.994	30.227	24.994
6	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.994	30.227	24.994
7	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.802	29.998	24.802
7	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.802	29.998	24.802
7	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.992	30.227	24.992
7	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.992	30.227	24.992
8	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.798	29.998	24.798
8	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.798	29.998	24.798
8	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.988	30.227	24.988
8	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.988	30.227	24.988
9	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.758	29.998	24.758
9	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.758	29.998	24.758
9	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.947	30.227	24.947
9	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.947	30.227	24.947
10	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.787	29.998	24.787
10	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.787	29.998	24.787
10	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.976	30.227	24.976
10	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.976	30.227	24.976
11	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.748	29.998	24.748
11	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.748	29.998	24.748
11	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.937	30.227	24.937
11	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.937	30.227	24.937
12	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.728	29.998	24.728
12	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.728	29.998	24.728
12	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.917	30.227	24.917
12	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.917	30.227	24.917
13	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.726	29.998	24.726
13	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.726	29.998	24.726
13	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.915	30.227	24.915
13	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.915	30.227	24.915
14	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.730	29.998	24.730
14	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.730	29.998	24.730
14	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.919	30.227	24.919
14	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.919	30.227	24.919
15	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.788	29.998	24.788
15	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.788	29.998	24.788
15	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	24.977	30.227	24.977
15	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	24.977	30.227	24.977
16	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	29.998	24.846	29.998	24.846
16	CFPI65A00025	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	29.998	24.846	29.998	24.846
16	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	IMP_TOT_PAN	30.227	25.036	30.227	25.036
16	CFPI65A00026	6GFORTUNA	5GICE	CRIPAN	30.227	25.036	30.227	25.036

Esta condición obedece a que, según el Protocolo del Período Indicativo, se utilizaron las mismas MCTP que en el Predespacho Regional oficial con fecha del 01 de octubre de 2020, en este caso con un valor de 50 MW, y tomando en cuenta que los resultados de la Subasta Indicativa adjudicó potencia de inyección en esa área de control, se observa en la operación del Predespacho Regional Indicativo una superación de los Flujos de CF y por consiguiente una reducción en los mismos.

### Conclusiones de los resultados de reducción de Contratos Firmes y resultados de Predespacho Regional

**Se cumplieron todas las condiciones específicas para la simulación del escenario descrito en el Protocolo del Período Indicativo.**

**Los resultados de Predespacho Regional del período indicativo para el día 05 de octubre de 2020, están acorde a la regulación vigente y a lo establecido en la Resolución CRIE-50-2020.**



## 2.8.2 CONCILIACIÓN DIARIA DE TRANSACCIONES

### Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC)

Se comprueba que existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF como resultado de la declaración de los contratos **en condiciones sin reducción de energía**. Se cumple que, la TPNC de "CF O.I. Flexibilidad" que reporta cargos, es etiquetada como "r" en columna transacción.

**Tabla 124.** Energía programada para el contrato CFPI24A00027

**Transacciones de Contratos Regionales**

ENTE OPERADOR REGIONAL  
F. Preespacho:  
05 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exante	MW Preespachado
00	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2,27131,192	CFPI24A00027	N	4UHOLCIM	4,4403,045	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	1.600	\$80.00	1.600	\$36.25	0.000
01	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2,27131,192	CFPI24A00027	N	4UHOLCIM	4,4403,045	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	1.600	\$80.00	1.600	\$36.44	0.000
02	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2,27131,192	CFPI24A00027	N	4UHOLCIM	4,4403,045	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	1.600	\$80.00	1.600	\$36.51	0.000
03	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2,27131,192	CFPI24A00027	N	4UHOLCIM	4,4403,045	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	1.600	\$80.00	1.600	\$36.17	0.000
04	EL SALVADOR	27131	2C_C32	2,27131,192	CFPI24A00027	N	4UHOLCIM	4,4403,045	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	1.600	\$80.00	1.600	\$36.06	0.000
00	NICARAGUA	4403	4UHOLCIM4_4403_045	CFPI24A00027	N	2C_C32	2,27131,192	r	CF	F Ret. Requerido	1.600	1.600	\$0.00	0.000	35.970	1.6	
01	NICARAGUA	4403	4UHOLCIM4_4403_045	CFPI24A00027	N	2C_C32	2,27131,192	r	CF	F Ret. Requerido	1.600	1.600	\$0.00	0.000	35.970	1.6	
02	NICARAGUA	4403	4UHOLCIM4_4403_045	CFPI24A00027	N	2C_C32	2,27131,192	r	CF	F Ret. Requerido	1.600	1.600	\$0.00	0.000	35.980	1.6	
03	NICARAGUA	4403	4UHOLCIM4_4403_045	CFPI24A00027	N	2C_C32	2,27131,192	r	CF	F Ret. Requerido	1.600	1.600	\$0.00	0.000	35.720	1.6	
04	NICARAGUA	4403	4UHOLCIM4_4403_045	CFPI24A00027	N	2C_C32	2,27131,192	r	CF	F Ret. Requerido	1.600	1.600	\$0.00	0.000	35.740	1.6	

**Tabla 125.** TPNC conciliada para periodos con reducción (inyección)

**TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL  
F. Preespacho:  
05 de octubre de 2020

OS/OM:  
UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Preespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
2C_C32	00	2,27131,192	r	CF O.I. Flexibilidad	1.600	0.000	\$36.25	\$58.00
2C_C32	01	2,27131,192	r	CF O.I. Flexibilidad	1.600	0.000	\$36.44	\$58.30
2C_C32	02	2,27131,192	r	CF O.I. Flexibilidad	1.600	0.000	\$36.51	\$58.42
2C_C32	03	2,27131,192	r	CF O.I. Flexibilidad	1.600	0.000	\$36.17	\$57.87
2C_C32	04	2,27131,192	r	CF O.I. Flexibilidad	1.600	0.000	\$36.06	\$57.70

Se comprueba que no existen TPNC asociadas a la contraparte de inyección de los CF debido a que la energía requerida reducida del contrato la suplió completamente la contraparte de inyección del CF.

**Tabla 126.** Energía programada para el contrato CFPI65A00026 en condiciones de reducción de energía.

**Transacciones de Contratos Regionales**

ENTE OPERADOR REGIONAL  
F. Preespacho:  
05 de octubre de 2020

Periodo	País	Nodo	Agente	Punto Medida	Código Contrato Firme	Reducción (S/N/NA)	Agente Contraparte	Punto Medida Contraparte	Tipo Transacción	Tipo Contrato	Tipo Oferta	MW Energía Requerida	MW Energía Declarada	Precio Ofertado	MW Ofertados Bloque 1	Precio Exante	MW Preespachado
06	COSTA RICA	50900	SGICE	5,50900,001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6,6096,061	r	CF	F Ret. Requerido	24.994	24.994	\$0.00	0.000	39.740	24.994
07	COSTA RICA	50900	SGICE	5,50900,001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6,6096,061	r	CF	F Ret. Requerido	24.992	24.992	\$0.00	0.000	39.650	24.992
08	COSTA RICA	50900	SGICE	5,50900,001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6,6096,061	r	CF	F Ret. Requerido	24.988	24.988	\$0.00	0.000	40.290	24.988
09	COSTA RICA	50900	SGICE	5,50900,001	CFPI65A00026	S	6GFORTUNA	6,6096,061	r	CF	F Ret. Requerido	24.947	24.947	\$0.00	0.000	40.290	24.947
06	PANAMA	6096	IGFORTUN6_6096_061	CFPI65A00026	S	SGICE	5,50900,001	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	24.994	\$20.00	24.994	24.990	24.994	
07	PANAMA	6096	IGFORTUN6_6096_061	CFPI65A00026	S	SGICE	5,50900,001	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	24.992	\$20.00	24.992	24.990	24.992	
08	PANAMA	6096	IGFORTUN6_6096_061	CFPI65A00026	S	SGICE	5,50900,001	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	24.988	\$20.00	24.988	24.990	24.988	
09	PANAMA	6096	IGFORTUN6_6096_061	CFPI65A00026	S	SGICE	5,50900,001	i	CF	F O.I. Flexibilidad	0.000	24.947	\$20.00	24.947	24.990	24.947	



**Tabla 127. TPNC conciliada para periodos con reducción (inyección y retiro)**



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA S.A / CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

F. Predespacho:  
05 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachado	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
6GFORTUNA	06	6_6096_061	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.994	\$24.99	\$0.00
6GFORTUNA	07	6_6096_061	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.992	\$24.99	\$0.00
6GFORTUNA	08	6_6096_061	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.988	\$24.99	\$0.00
6GFORTUNA	09	6_6096_061	i	CF O.I. Flexibilidad	0.000	24.947	\$24.99	\$0.00



**TRANSACCIONES PROGRAMADAS  
NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

F. Predespacho:  
05 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Punto de Medición	Transacción	Tipo Oferta	IPNC/RPNC	MW Predespachados	Precio Exante (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
5GICE	06	5_50900_001	r	CF Ret. Requerido	0.000	24.805	\$39.74	\$0.00
5GICE	07	5_50900_001	r	CF Ret. Requerido	0.000	24.802	\$39.65	\$0.00
5GICE	08	5_50900_001	r	CF Ret. Requerido	0.000	24.988	\$40.29	\$0.00
5GICE	09	5_50900_001	r	CF Ret. Requerido	0.000	24.947	\$40.29	\$0.00

**Renta de Congestión (RC) y CMORC**

La renta de congestión no fue asignada para para aquellos contratos que no fueron declarados; como era de esperarse además no se les asignó CMORC

**Tabla 128. RENTAC conciliada para DT convocada después del 01 de noviembre en condiciones de reducción de energía**



**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD  
ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

\$10,012.31

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE

F. Predespacho:  
05 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MW)	Compromiso Contractual CCI (MW)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
2C_C08	01	C/NFF	N/A	N/A	6096	6_6096_003	35.08	27301	2_27301_161	36.98	r	4.980	4.980	9.46
2C_C65				N/A	1126	1_1126_1719	35.86	27461	2_27461_692	37.03	r	0.000	0.000	0.00
2C_C07				N/A	1126	1_1126_1453	35.86	28161	2_28161_135	36.04	r	0.000	0.000	0.00
2C_C51				A0121-0721DF00000184	28161	2_28161_583	36.04	1126	1_1126_1870	35.86	i	10.000	10.000	-1.80
2C_C56				A0121-0721DF00000189	28181	2_28181_625	35.99	3301	3_3301_023	36.01	i	20.000	20.000	0.40
2C_C08				N/A	6100	6_6100_061	39.60	27301	2_27301_161	36.98	r	2.777	2.777	-7.28
2C_C08				N/A	6096	6_6096_016	35.08	27211	2_27211_162	35.73	r	6.474	6.474	4.21
2C_C63				N/A	58500	5_58500_001	34.99	27211	2_27211_680	35.73	r	10.000	10.000	7.40
2C_C07				N/A	1126	1_1126_1454	35.86	28161	2_28161_136	36.04	r	0.000	0.000	0.00
2G_C24				N/A	58500	5_58500_001	34.99	27301	2_27301_651	36.98	r	6.211	6.211	12.36
2C_C11				N/A	50100	5_50100_001	35.06	28181	2_28181_264	35.99	r	10.000	10.000	9.30
2C_C56				A0121-0721DF00000190	28181	2_28181_624	35.99	4403	4_4403_119	35.97	i	30.000	30.000	-0.60
2C_C08				N/A	6018	6_6018_195	40.06	27301	2_27301_161	36.98	r	2.243	2.243	-6.91
2C_C08				N/A	6100	6_6100_017	39.60	27211	2_27211_162	35.73	r	3.611	3.611	-13.97
2C_C34				A0121-0721DF00000191	4750	4_4750_137	35.75	28181	2_28181_239	35.99	r	10.000	10.000	2.40
2C_C03				A0121-0721DF00000187	1124	1_1124_1692	35.24	27131	2_27131_180	36.25	r	10.000	10.000	10.10
2C_C51				A0121-0721DF00000194	50200	5_50200_001	35.00	27211	2_27211_581	35.73	r	10.000	10.000	7.30
2C_C59				N/A	1124	1_1124_320	35.24	28161	2_28161_661	36.04	r	1.970	1.970	1.58
2C_C03				A0121-0721DF00000195	1124	1_1124_1686	35.24	27371	2_27371_182	36.76	r	9.000	9.000	13.68
2C_C59				N/A	1124	1_1124_1197	35.24	28161	2_28161_663	36.04	r	12.770	12.770	10.22
2C_C08				N/A	6018	6_6018_209	40.06	27211	2_27211_162	35.73	r	2.915	2.915	-12.62
2C_C11				N/A	50100	5_50100_001	35.05	28181	2_28181_264	36.00	r	10.000	10.000	9.50
2C_C59				N/A	1124	1_1124_320	35.26	28161	2_28161_661	36.06	r	1.970	1.970	1.58
2C_C07				N/A	1126	1_1126_1453	35.88	28161	2_28161_135	36.06	r	0.000	0.000	0.00



Como era lo esperado, para cada uno de los periodos de mercado, en los que existió declaración del CF se genera un monto de renta de congestión, la cual se equipara con el CMORC pero con signo contrario.

**Tabla 129.** CMORC conciliada para DT convocados después del 01 de noviembre en condiciones de reducción de energía

\$12,827.26

**CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD  
ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. / CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

F. Predespacho:  
05 de octubre de 2020

Agente	Periodo	Tipo Contrato	Código de CF	ID DT	Nodo I	Punto Medición I	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Tramacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCI (MW)	Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (US\$)
GGFORTUNA	00	CF	CFP65A00026	A0121-0721DF00000183	6096	6_6096_061	35.08	50900	5_50900_001	35.22	i	30.227	30.227	4.23
GGFORTUNA	01	CF	CFP65A00026	A0121-0721DF00000183	6096	6_6096_061	35.07	50900	5_50900_001	35.19	i	30.227	30.227	3.63
GGFORTUNA	02	CF	CFP65A00026	A0121-0721DF00000183	6096	6_6096_061	35.12	50900	5_50900_001	35.19	i	30.227	30.227	2.12
GGFORTUNA	03	CF	CFP65A00026	A0121-0721DF00000183	6096	6_6096_061	35.00	50900	5_50900_001	35.13	i	30.227	30.227	3.93
GGFORTUNA	06	CF	CFP65A00026	A0121-0721DF00000183	6096	6_6096_061	24.99	50900	5_50900_001	39.74	i	30.227	24.994	368.66
GGFORTUNA	07	CF	CFP65A00026	A0121-0721DF00000183	6096	6_6096_061	24.99	50900	5_50900_001	39.65	i	30.227	24.992	366.38
GGFORTUNA	08	CF	CFP65A00026	A0121-0721DF00000183	6096	6_6096_061	24.99	50900	5_50900_001	40.29	i	30.227	24.988	382.32
GGFORTUNA	09	CF	CFP65A00026	A0121-0721DF00000183	6096	6_6096_061	24.99	50900	5_50900_001	40.29	i	30.227	24.947	381.69

**Tabla 130.** RENTAC conciliada para DT asignados después del 01 de noviembre, en condiciones de reducción de energía

-12,154.28

**RENTA DE CONGESTIÓN**

ENTE OPERADOR REGIONAL

OS/OM:  
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. / CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

F. Predespacho:  
05 de octubre de 2020

Nota: Los campos vacíos en las columnas "Energía Declarada Inicial (MWh)" y "Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)" corresponden a los CF no Registrados o no declarados en el Predespacho Regional, de aquellos DT que han sido convocados y asignados antes del 1 de noviembre del 2020.

Agente	Periodo	Código de CF	Tipo DT	ID DT	Potencia Asignada D	Energía Declarada Inicial (MWh)	Energía Declarada o Requerida Reducida (MWh)	Nodo I	Precio I (US\$)	Nodo R	Precio R (US\$)	Renta de Congestión (US\$)
GGFORTUNA	00	CFP65A00026	DF	A0121-0721DF00000183	30.23	30.227	30.227	6096	35.08	50900	35.22	-4.23
GGFORTUNA	01	CFP65A00026	DF	A0121-0721DF00000183	30.23	30.227	30.227	6096	35.07	50900	35.19	-3.63
GGFORTUNA	02	CFP65A00026	DF	A0121-0721DF00000183	30.23	30.227	30.227	6096	35.12	50900	35.19	-2.12
GGFORTUNA	03	CFP65A00026	DF	A0121-0721DF00000183	30.23	30.227	30.227	6096	35.00	50900	35.13	-3.93
GGFORTUNA	06	CFP65A00026	DF	A0121-0721DF00000183	30.23	30.227	24.994	6096	24.99	50900	39.74	-368.66
GGFORTUNA	07	CFP65A00026	DF	A0121-0721DF00000183	30.23	30.227	24.992	6096	24.99	50900	39.65	-366.38
GGFORTUNA	08	CFP65A00026	DF	A0121-0721DF00000183	30.23	30.227	24.988	6096	24.99	50900	40.29	-382.32
GGFORTUNA	09	CFP65A00026	DF	A0121-0721DF00000183	30.23	30.227	24.947	6096	24.99	50900	40.29	-381.69

## Reintegros

Se generan reintegros conforme a las reglas de negocio establecidas en la Resolución CRIE-50-2020, la cual considera reintegros únicamente para reducciones parciales de Contratos Firmes, de los DT convocados posterior al 01 de noviembre de 2020.



**Tabla 131.** Reintegro económico no calculado para contratos no declarados o expulsados por insuficiencia de garantía

Fecha	Periodo	Id DT	Agente Titular	Subasta	Energía Requerida del CF (MWERcf,h) (MWh)	Energía Requerida Reducida del CF (MWRRCf,h) (MWh)	Reintegro económico de DF (US)
05/10/2020	6	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.805	\$51.49
05/10/2020	6	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.994	\$51.88
05/10/2020	7	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.802	\$51.52
05/10/2020	7	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.992	\$51.90
05/10/2020	8	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.798	\$51.56
05/10/2020	8	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.988	\$51.94
05/10/2020	9	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.947	\$52.35
05/10/2020	9	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.758	\$51.95
05/10/2020	10	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.976	\$52.06
05/10/2020	10	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.787	\$51.67
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000195	1GGENRENGU	A2101	9	0.000	\$0.00
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.937	\$52.45
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000187	2C_C03	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000178	5GICE	A2101	20	0.000	\$0.00
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000191	2C_C34	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000194	2C_C51	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.748	\$52.05
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000201	1CCOMCUCOE	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000202	1GGENGENOC	A2101	2.259	0.000	\$0.00
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000200	1GGENHIXAC	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	11	A0121-0721DF00000196	1GGENCAISA	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	12	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.728	\$52.25
05/10/2020	12	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.917	\$52.65
05/10/2020	13	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.915	\$52.67
05/10/2020	13	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.726	\$52.27
05/10/2020	14	A0121-0721DF00000194	2C_C51	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	14	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.919	\$52.63
05/10/2020	14	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.730	\$52.23
05/10/2020	14	A0121-0721DF00000201	1CCOMCUCOE	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	15	A0121-0721DF00000201	1CCOMCUCOE	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	15	A0121-0721DF00000194	2C_C51	A2101	10	0.000	\$0.00
05/10/2020	15	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	24.977	\$52.05
05/10/2020	15	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.788	\$51.66
05/10/2020	16	A0121-0721DF00000183	6GFORTUNA	A2101	30.227	25.036	\$51.47
05/10/2020	16	A0121-0721DF00000180	5GICE	A2101	29.998	24.846	\$51.08

### Conclusiones de la conciliación de transacciones

Los resultados de la conciliación diaria programada fueron satisfactorios, ya que se cumplieron las reglas de negocios establecidas en la Resolución CRIE-50-2020 para todos los DT's convocados y asignados de este escenario

El CVTn del día de operación 05 de octubre de 2020 indicativos, fue un abono neto de US\$10,051.71

La cuadratura de las transacciones se adjunta en el **ANEXO 2C**



### 3. CONCLUSIONES DEL PERIODO INDICATIVO

---

- a) Se tuvo una importante participación de Agentes en la simulación de ofertas de compra de Derechos de Transmisión, permitiendo de esa manera, contar con DT asignados de forma indicativa y poder simular los procesos diarios de Predespacho Regional y Conciliación de Transacciones en la que se tuvo total colaboración por parte de los OS/OM para llevar a cabo todos los escenarios del Protocolo de Pruebas del Periodo Indicativo.
- b) Todos los ajustes regulatorios establecidos en la Resolución CRIE-50-2020, relacionados con los procesos de asignación de DT fueron aplicados exitosamente, excepto el relacionado con las dos (2) restricciones agregadas a las ecuaciones de optimización, específicamente en la ecuación (4) del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER (“neteo” de flujos de Derechos Firmes), ya que, no se obtenía la convergencia del modelo utilizando los “solvers” COINLOPT y COINOS (modelo no lineal), utilizados por GAMS, tomando en cuenta la complejidad del escenario en cuanto a cantidad de insumos (ofertas de DT, restricciones de elementos de transmisión, así como las COTDT y MCTP) superior a la cantidad de ofertas que se tienen normalmente en los escenarios oficiales. Por lo que los resultados publicados el jueves 24 de septiembre de 2020 no contemplaron dichas restricciones y por lo tanto se presentaron neteos de flujos en la asignación de DT indicativa.

Dado que los análisis complementarios realizados identificaron que sí se obtiene convergencia del modelo incluyendo las dos (2) restricciones referidas, al utilizar el “solver” CPLEX (modelo lineal), es necesario gestionar con la CRIE la integración en la regulación regional, la formulación para linealizar pérdidas que utiliza CPLEX, de manera que se pueda utilizar dicho “solver” en caso de ser necesario, por la no convergencia de los “solvers” no lineales para resolver la situación identificada.

- c) Se identificó que las dos (2) restricciones agregadas a las ecuaciones de optimización, específicamente en la ecuación (4) del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER (“neteo” de flujos de Derechos Firmes) no consideran en sus límites inferiores y superiores los flujos de los DF existentes previamente asignados, provocando que los nuevos DF que se asignen, ocupen capacidad de transmisión que está previamente utilizada por los flujos de los DF existentes, por lo que es necesario



gestionar la incorporación en dichas ecuaciones el descuento de los flujos de los DF existentes.

- d) El tiempo de ejecución de la verificación complementaria (validación eléctrica) de los flujos resultantes de las asignaciones anuales de DT, se ha ampliado para el nuevo proceso (con resolución CRIE-50-2020), en comparación con el proceso anterior (con resolución CRIE-7-2017), ya que en este nuevo proceso se evalúan más valores o restricciones, además que es posible que se efectúen varias iteraciones.
- e) Todos los ajustes regulatorios establecidos en la Resolución CRIE-50-2020, relacionados a la operatividad de los Derechos Firmes y Contratos Firmes en los procesos de Programación de Energía, Conciliación de Transacciones y Administración de Garantías del MER, en el Predespacho Regional, fueron aplicados exitosamente y los resultados de los escenarios simulados fueron los esperados.
- f) Siendo el objetivo del Periodo Indicativo evaluar la aplicación de la Resolución CRIE 50-2020 dentro del proceso se consideraron escenarios cuando un CNFFF se encuentra en un nodo aislado provocando precios no óptimos en dicho nodo los cuales impactaron en la conciliación indicativa de dicho contrato. Esta situación se gestionó estableciendo una conectividad eléctrica (Capacidad de 0.001 MW en un elemento de transmisión que conecta al nodo en condición aislada) de manera similar como se trata los Contratos Firmes conforme la Resolución CRIE-26-2017, por lo que se debe continuar analizando el tema para identificar la manera más adecuada para resolver dicha situación.
- g) Para los escenarios de los casos de reducción de los CNFFF cuando no tienen ofertas de pago máximo por CVT y sus ofertas de flexibilidad son iguales a 0 MW se aplicó la propuesta del EOR contenida en el IRMER-O-02-2017 con resultados satisfactorios. La aplicación de la propuesta en mención se realizó considerando lo indicado por la CRIE en el literal "a) Solicitud de Aclaración 1" de la nota CRIE-SE-GM-GJ-523-10-09-2020.
- h) Bajo las condiciones específicas de las pruebas del periodo indicativo establecido en la Resolución CRIE-50-2020, cuando existen DF convocados y asignados antes del 01 de noviembre de 2020 y se dan condiciones extremas de restricciones de transmisión en áreas de control con DF vigentes, resultan diferencias de precios nodales altos que a su vez generan Rentas de Congestión altas, que se traducen en montos de CVTn como cargos que serían trasladados a la Cuenta General de Compensación



(CGC), debido a que estarán derogadas las Resoluciones CRIE-112-2018 y CRIE-39-2019.

- i) Bajo las condiciones específicas de las pruebas del periodo indicativo establecido en la Resolución CRIE-50-2020, cuando existen únicamente DF convocados y asignados posteriores al 01 de noviembre de 2020 y a pesar que se presenten condiciones extremas de restricciones de transmisión en áreas de control con DF vigentes, debido a las reducciones de las contrapartes de los CF y que la Renta de Congestión es igual al CMORC, resultan montos de CVTn como abonos, que serían trasladados a la Cuenta General de Compensación (CGC).
- j) Para los escenarios en los que hubo reducción total de Energía de los Contratos Firmes, siendo que la Renta de Congestión resulta "cero", el agente titular del DT no recibió reintegro económico; el análisis de la formulación indica que ambos casos no se encuentran contemplados en el numeral 8.7.3 del Anexo 1 de la Resolución CRIE-50-2020.
- k) Con respecto a las garantías de pago, se realizó la verificación de garantías establecida en el numeral 2.10.3.1 del Libro II del RMER, para cada periodo de mercado y para cada día de operación del periodo indicativo, retirando del Predespacho para el periodo respectivo y para los restantes del día a aquellos agentes que no cumplieran con el requisito de garantía simulada para respaldar las obligaciones de pago respectivas, conforme lo establecido en la regulación regional vigente, por lo que, con la aplicación de la resolución CRIE 50-2020, las garantías de pago tuvieron un comportamiento normal.