



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

Estadísticas de participación y resultados del periodo de aplicación indicativa de la Resolución CRIE-50-2020

23 octubre de 2020

CONTENIDO



Antecedente y protocolo de pruebas



Resultados de Asignación de Derechos Firmes



Resultados de programación de transacciones



Resultados de Conciliación de Transacciones Programadas y Reintegros por PDF



Conclusiones

Antecedente y protocolo de pruebas

Antecedente

- 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."

Protocolo de pruebas Resolución CRIE-50-2020



1. Protocolo de Pruebas CRIE-50-2020

- Remitido mediante nota **EOR-GTE-07-09-202-619** el día 07 de septiembre de 2020 y presentado a los Agentes y OS/OM en Webinar del 18 de septiembre de 2020.

2. Simulación de asignación anual **A2101** y **M2101** de forma indicativa y Conciliación de DT.



3. Elaboración de condiciones y escenarios específicos con el objetivo de corroborar los ajustes normativos de la CRIE-50-2020.

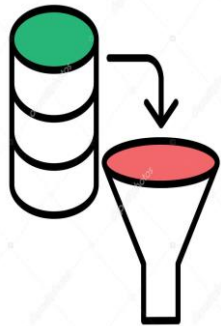
4. Siete días de Predespacho Regional Indicativo, abarcando **tres bloques principales de pruebas** simulando los períodos de diciembre 2020, primer semestre 2021 (enero 2021) y segundo semestre 2021 (julio 2021)



5. Conciliación de Transacciones Programadas y Cálculo de los Reintegros por PDF.

Resultados de Asignación de Derechos Firmes

Principales ajustes en la asignación de Derechos Firmes



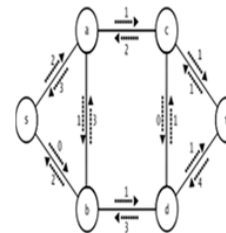
Verificación (**depuración**) de las series históricas para proyección de Precios Ex-ante (**aislamiento de áreas de control y sin congestión**).



El precio mínimo se aplicará en **todas las asignaciones** (anuales y mensuales), excepto si alguna oferta de DT provoca congestión y existen más de dos oferentes.



Metodología de cálculo de las **COTDT**, **Anexo R** del Libro III del RMER.



Modificaciones a las restricciones en la formulación de Derechos Firmes (restricciones de flujos positivos y negativos) evitando un valor “neto” de los flujos en función de los límites de cada restricción.

Resultados de la asignación de DT indicativa A2101 y M2101 (1/3)

Solicitudes de Compra de DF recibidas PERIODO INDICATIVO

País	A2101	M2101
Total general	86	13

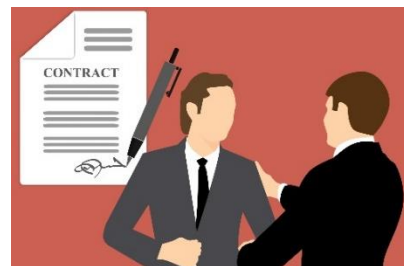
Se rechazaron un total de 12 solicitudes por exceder la cantidad de solicitudes de compra de DT de acuerdo a la Premisa General número 3 del Protocolo de Pruebas del Periodo Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020: "Cada Agente podrá presentar hasta tres (3) solicitudes de Derechos Firms, para cada proceso de asignación."



30 Agentes
autorizados con
SDF aceptadas

Contratos Firms para el Primer Semestre de 2021 (enero) a declarar los días 01 y 02 de octubre de 2020 del PERIODO INDICATIVO

Países: Inyección (i) – Retiro (i)	Cantidad de contratos	Energía Requerida (MWh)
Costa Rica - El Salvador	2	27.821
Costa Rica - Nicaragua	1	21
El Salvador - Guatemala	1	10
El Salvador - Honduras	1	20
El Salvador - Nicaragua	2	31.6
Guatemala - Costa Rica	1	10
Guatemala - El Salvador	7	86.143
Guatemala - Honduras	3	59.935
Guatemala - Nicaragua	2	40
Guatemala - Panamá	1	10
Honduras - Nicaragua	1	20
Nicaragua - El Salvador	2	22
Panamá - Costa Rica	2	35.225
Total	26	393.724



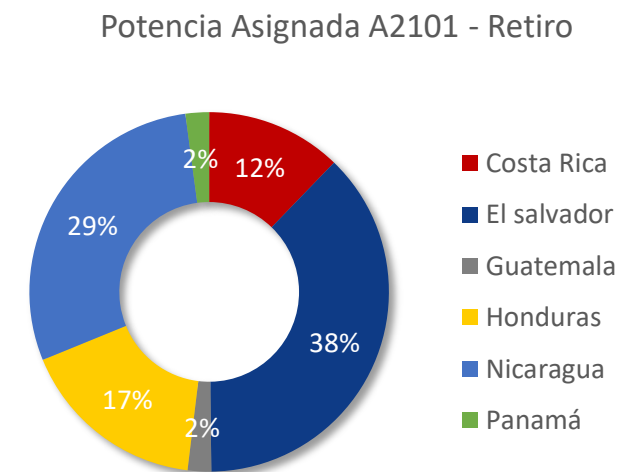
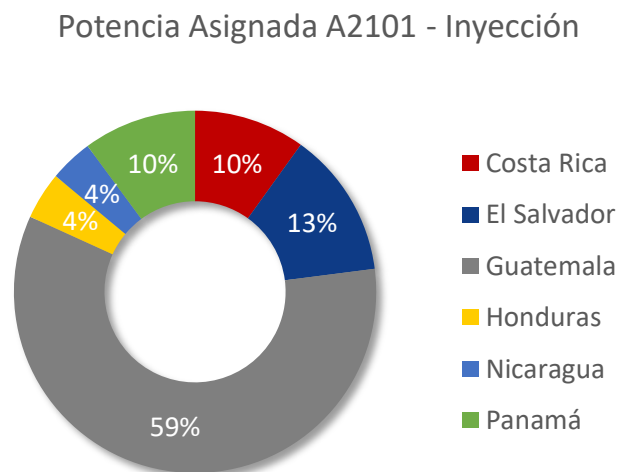
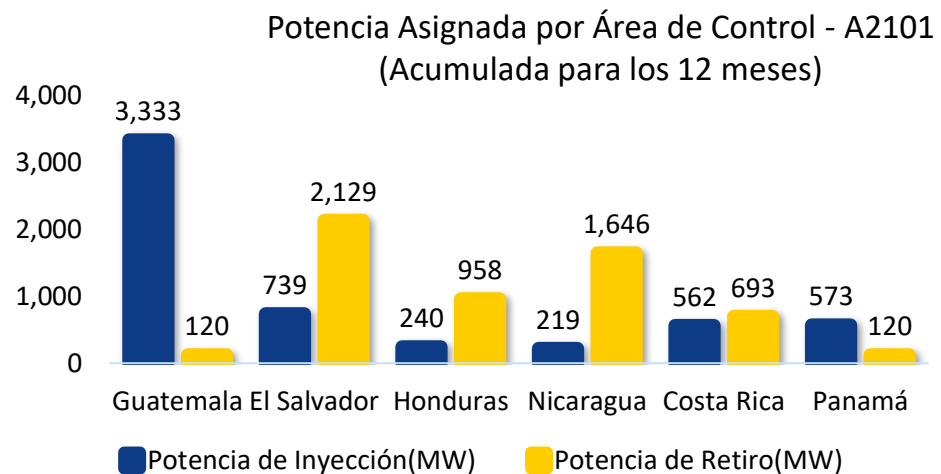
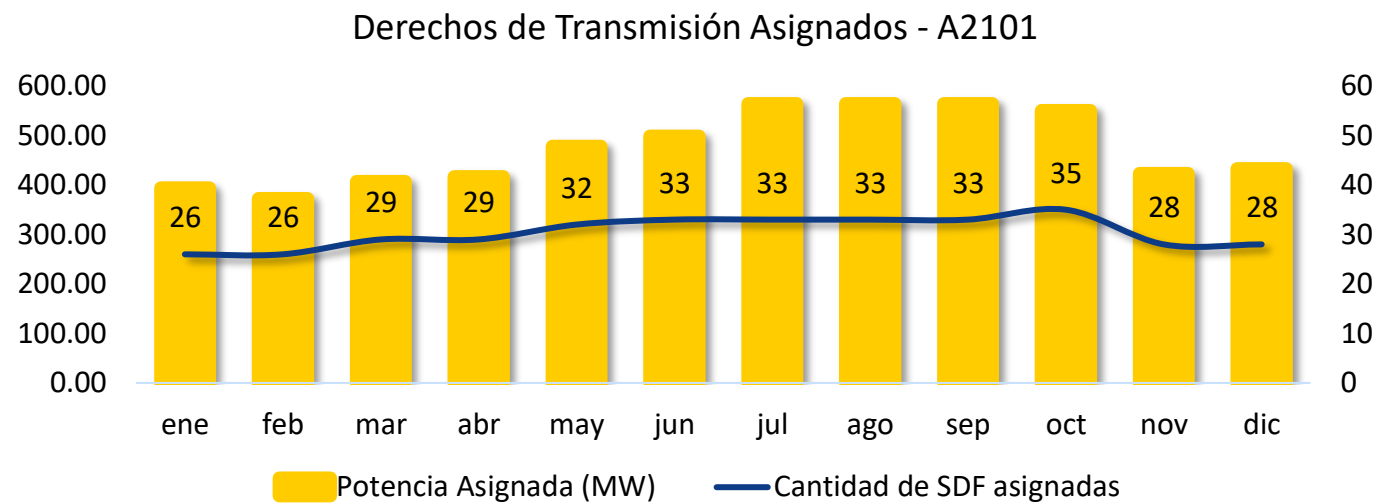
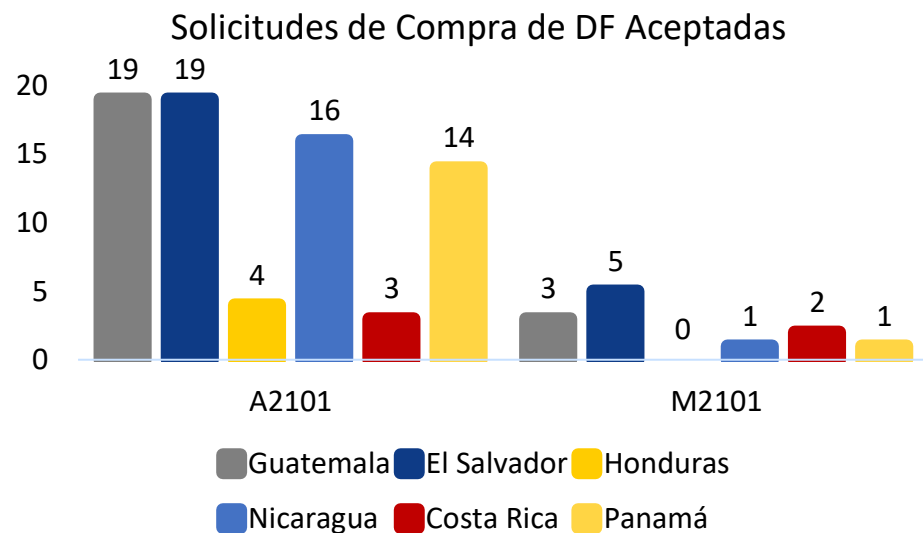
20 Agentes
autorizados con
SDF asignadas y
CF registrados

Contratos Firms para el Segundo Semestre de 2021 (julio) a declarar los días 03, 04 y 05 de octubre de 2020 del PERIODO INDICATIVO

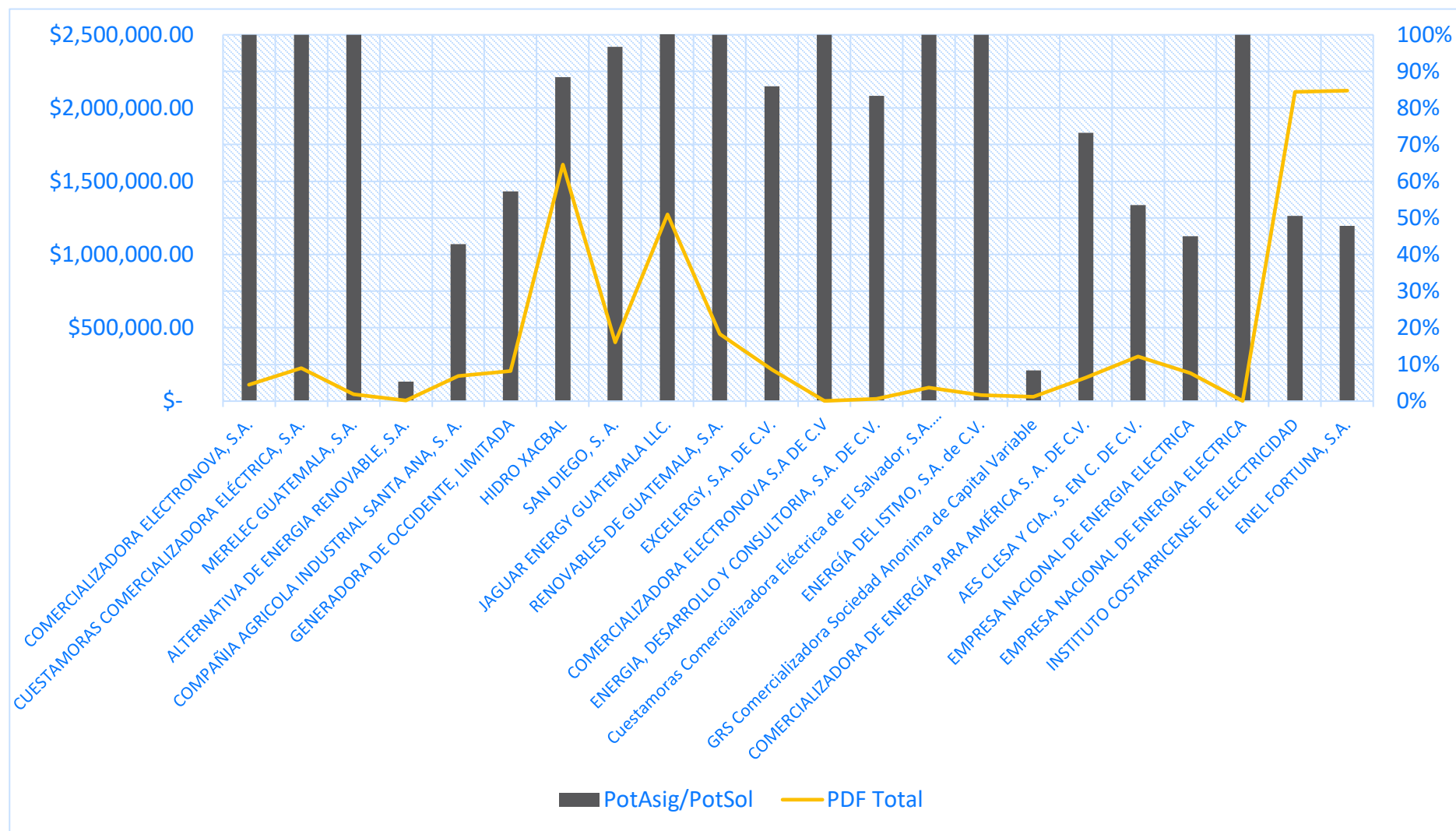
Países: Inyección (i) – Retiro (i)	Cantidad de contratos	Energía Requerida (MWh)
Costa Rica - El Salvador	2	30
Costa Rica - Nicaragua	1	60
El Salvador - Guatemala	1	10
El Salvador - Honduras	1	20
El Salvador - Nicaragua	2	31.6
Guatemala - Costa Rica	1	10
Guatemala - El Salvador	12	159.259
Guatemala - Honduras	4	81
Guatemala - Nicaragua	3	50
Guatemala - Panamá	1	10
Honduras - Nicaragua	1	20
Nicaragua - El Salvador	2	22
Panamá - Costa Rica	2	60.225
Total	33	564.084



Resultados de la asignación de DT indicativa A2101 y M2101 (2/3)



Resultados de la asignación de DT indicativa A2101 y M2101 (3/3)



**Pago de
DF Total**



\$ 9,776,757.01

Nota: No hubo DF asignados para el proceso de asignación mensual M2101 indicativo, dado que la capacidad había sido adquirida por los DF de los procesos A2007 y A2101 indicativo

Cálculo de las COTDT según Anexo R y de ImpTot-ExpTot conforme Res CRIE-50-2020 para periodo indicativo de pruebas

1. Se han calculado las COTDT para cada uno de los meses del periodo de la asignación A2101, con base en los últimos 12 estudios de MCTP publicados por el EOR, considerando las actualizaciones de MCTP y/o las solicitudes de valores específicos de MCTP o de importación total/exportación total para asignación de DT, solicitadas por los OS/OM, y que fueron revisadas y validadas por el EOR en su oportunidad.
2. En este sentido, se utilizaron como base para el cálculo de las COTDT, importación total/exportación total, ejecutado en fecha 14 de septiembre de 2020, los siguientes insumos:
 - a) COTDT-ImpTot-ExpTot para **enero 2021** → estudio MCTP de **enero 2020** y actualizaciones.
 - b) COTDT-ImpTot-ExpTot para **febrero 2021** → estudio MCTP de **febrero 2020** y actualizaciones.
 - c) COTDT-ImpTot-ExpTot para **marzo 2021** → estudio MCTP de **marzo 2020** y actualizaciones.
 - d) ...
 - e) ...
 - f) COTDT-ImpTot-ExpTot para **septiembre 2021** → estudio MCTP de **septiembre 2020** y actualizaciones.
 - g) COTDT-ImpTot-ExpTot para **octubre 2021** → estudio MCTP de **octubre 2019** y actualizaciones.
 - h) COTDT-ImpTot-ExpTot para **noviembre 2021** → estudio MCTP de **noviembre 2019** y actualizaciones.
 - i) COTDT-ImpTot-ExpTot para **diciembre 2021** → estudio MCTP de **diciembre 2019** y actualizaciones.

EJEMPLO DE VALORES COTDT-ImpTot-ExpTot PARA PERIODO INDICATIVO, CALCULADOS CONFORME EL ANEXO R DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020

ENTE OPERADOR REGIONAL
GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN
CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA LA ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN (COTDT)
VALIDAS PARA EL PERIODO ENERO 2021

De conformidad con el "Protocolo de Pruebas para aplicar de forma indicativa las modificaciones indicadas en el Apartado A2 de la Resolución CRIE-50-2020", en las siguientes tablas, se muestra la capacidad operativa (MW) a asignar en Derechos Firmes. El cálculo de dichas capacidades operativas se realizó, tomando en consideración el Anexo "R" del RMER de conformidad con la Resolución CRIE-50-2020.

GUATEMALA - EL SALVADOR		GUATEMALA - HONDURAS		EL SALVADOR - HONDURAS		HONDURAS - NICARAGUA		NICARAGUA - COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N
300	300	220	300	220	300	130	210	170	220	50	50

ÁREA DE CONTROL	IMPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA*	EXPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA**
GUATEMALA	300	300
EL SALVADOR	75	220
HONDURAS	70	230
NICARAGUA	140	280
COSTA RICA	170	260
PANAMÁ	50	50

***Importación Total Máxima de un área de control para asignación de DT:** a menos que el OSOM lo solicite y el EOR lo valide, será el menor valor de importación total de los 3 escenarios de demanda, considerando que la importación total de cada escenario de demanda es el mayor entre los valores de importación Norte-Sur y Sur-Norte de dicha área de control.

****Exportación Total Máxima de un área de control para asignación de DT:** a menos que el OSOM lo solicite y el EOR lo valide, será el menor valor de exportación total de los 3 escenarios de demanda, considerando que la exportación total de cada escenario de demanda es el mayor entre los valores de exportación Norte-Sur y Sur-Norte de dicha área de control.

IMPORTANTE: El Informe de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), así como sus actualizaciones individuales solicitadas por algunos OS/OM y validadas por el EOR, que sirven de base para el cálculo de las COTDT y que están vigentes a la fecha de publicación de las mismas, pueden ser descargadas usando el siguiente link:

<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/estudio-de-maximas-capacidades-de-transferencias-de-potencia/>

DERECHOS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES

Para acceder a los derechos firmes existentes haga click en los siguientes links:

Publicado 05/Jun/2020

<https://www.enteoperador.org/archivos/document/DF/DF/A2007.zip>

Período de Validez: Julio 2020 - Junio 2021 / PUB120-A2007 [HOJA: SASIGNADA]

Verificación Complementaria de los resultados de asignación DT, conforme Res CRIE-50-2020 para periodo indicativo de pruebas

1. En fecha 24 de septiembre 2020, se realizó la Verificación Complementaria (validación eléctrica) de los flujos resultantes de la asignación A2101 y M2101 del periodo indicativo.
2. Se utilizó la aplicación desarrollada por el EOR en formato del programa Excel, con la cual se verifica la no superación de las COTDT, importación total/exportación total, comparándolas contra los valores de las MCTP utilizadas para su respectivo cálculo, en cada mes del periodo.
3. Como resultado de la verificación complementaria, se comprobó que los DT resultantes de la asignación A2101 no superaban las COTDT, ni la importación total/exportación total, en todos los meses del periodo; con excepción de la asignación correspondiente a enero 2021, donde aparecieron 2 incumplimientos respecto a la superación de la MCTP de importación N-S de NIC y la importación total de HON en demanda media:

Asignación	A2101	Nicaragua	
Escenario	Demanda	IMP NS	Flujo MW
MCTP (Enero 2021)	Mínima	140.0	-100.3
	Media	60.0	-100.3
	Máxima	110.0	-100.3

Asignación	A2101	Honduras	
Escenario	Demanda	IMP NS	Flujo MW
MCTP (Enero 2021)	Mínima	180.0	-70.0
	Media	60.0	-70.0
	Máxima	300.0	-70.0

4. Por tanto, se procedió a indicar los ajustes respectivos, tanto en el valor de COTDT entre HON-NIC en dirección N-S y la importación total de HON, ambos a 60 MW, por lo que se realizó una nueva simulación del PFS y entonces, por medio de una segunda validación eléctrica (verificación complementaria), se verificó que no se sobrepasaba ninguna MCTP-COTDT.

Aspectos relevantes

- a) En el marco de la asignación de DF, no fue posible aplicar el ajuste regulatorio relacionado con las dos (2) restricciones agregadas por la CRIE a las ecuaciones de optimización, ya que, no se obtuvo convergencia del modelo GAMS utilizando el solver no lineal habitual, por la complejidad del escenario. Por lo que los resultados publicados el jueves 24 de septiembre de 2020 no contemplan dicho ajuste y por lo tanto se presentaron neteos de flujos en la asignación de DT indicativa.

Luego de realizar análisis y pruebas complementarios, se identificó que se obtiene convergencia del modelo, aplicando el ajuste regulatorio antes referido, pero utilizando un solver lineal más robusto que utiliza una linealización de pérdidas de transmisión diferente a la establecida en el RMER.

Por lo que se debe implementar un ajuste regulatorio que contemple la linealización de pérdidas que permita el uso de dicho solver lineal.

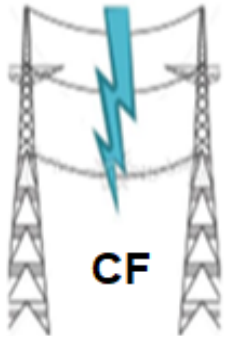
Aspectos relevantes

- b) En relación a 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) se identificaron los siguientes aspectos:
 - i. No consideran en sus límites inferiores y superiores los flujos de los DF previamente asignados.
 - ii. No se especifica que los valores de las variables duales asociadas a estas dos (2) restricciones no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, ni en el cálculo del Pago del Derecho Firme PDF.
 - iii. No se especifica que las restricciones de importación total serán consideradas únicamente cuando existan ofertas con nodos de retiro en el área de control respectiva y las restricciones de exportación total serán consideradas únicamente para los casos donde existan ofertas con nodos de inyección en el área de control respectiva.

Estos aspectos relevantes, se han informado y revisado con el equipo técnico interinstitucional de la CRIE-SE/CDMER y EOR.

Resultados de programación de transacciones

Principales ajustes en la programación de transacciones



Reducción de la energía requerida y de la oferta de oportunidad de inyección del CF, en el caso que no exista conectividad eléctrica o los flujos de CF superan las restricciones de transmisión o las MCTP.



Reducción a cero (0) de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles cuando no tengan ofertas de PMAX, flexibilidades con cero (0) MWh y la factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.



Cambio en el formato de declaraciones de contratos del MER (FC-01) del Predespacho Regional. Se elimina el campo de aceptación del CMORC Adicional.

Resultados de Predespacho Regional

- Se registraron 33 Contratos Firmes correspondientes a los DT asignados en los meses de enero y julio 2021, conforme al Protocolo de Pruebas del Periodo Indicativo. Dicho registro se coordinó y notificó con los OS/OM.
- Se coordinaron con todos los OS/OM las condiciones específicas descritas en el Protocolo para el cumplimiento de todos los escenarios del Período Indicativo y se tomaron en cuenta las solicitudes de los OS/OM para pruebas complementarias.
- En los escenarios se consideraron restricciones de transmisión limitantes en elementos de red, máxima importación y exportación en áreas de control y nodos de inyección y retiro de Contratos Firmes no conexos.

Resultados de Predespacho Regional

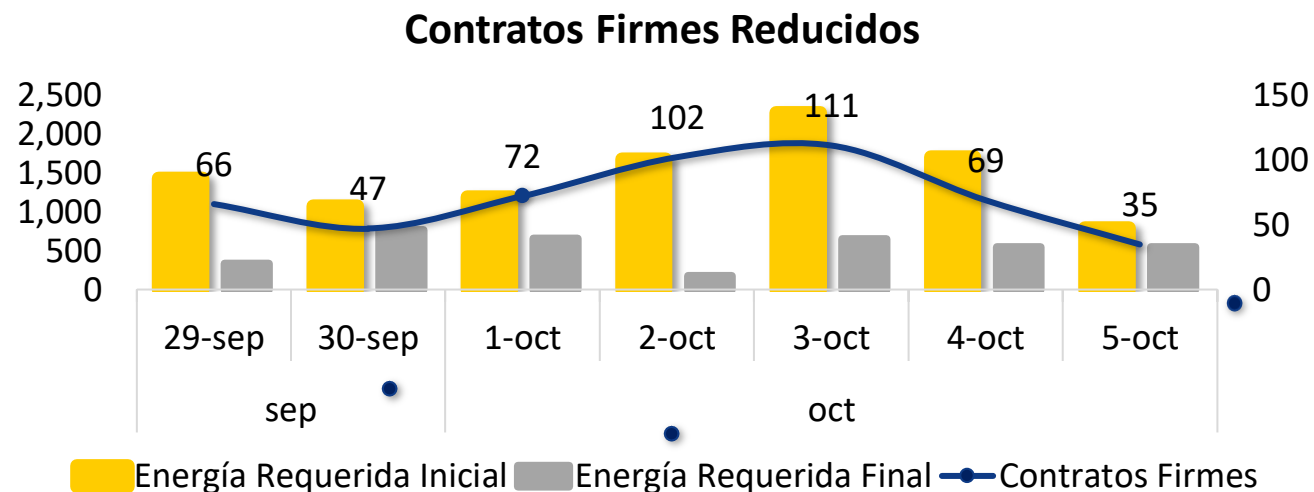
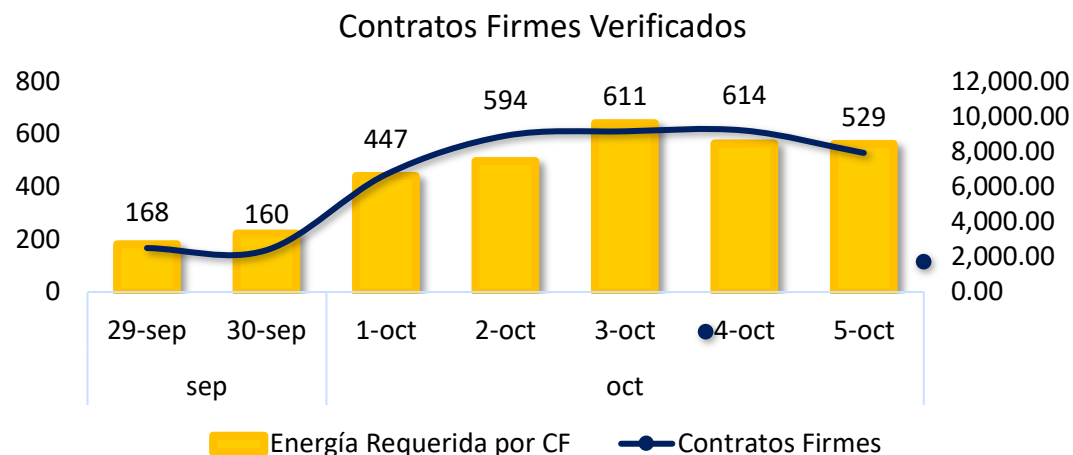
7 Predespachos Regionales Ejecutados

3,123 CF Verificados

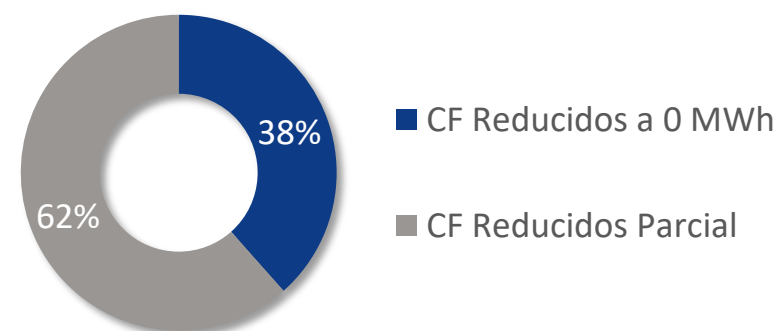
502 CF Reducidos

10,131.32 MWh

3,682.63 MWh



Restricción de Transmisión Limitante	Periodos de Mercado
Elemento de red	21
Exportación Total de Guatemala	3
Exportación Total de Costa Rica	3
Importación Total de Honduras	4
Importación Total de Nicaragua	24
Exportación Total de Panamá	50
Importación Total de El Salvador	17
Nodo de retiro e inyección no conexos	11



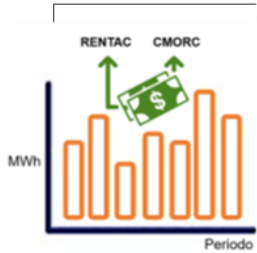
Aspectos Relevantes

Para la aplicación de la Reducción de CNFFF establecida en el numeral A3.4.4.1 del Libro II del RMER, modificado por la Resolución CRIE-50-2020, se aplicó la metodología contenida en el IRMER-O-02-2017 con resultados satisfactorios. Este aspecto ha sido informado a la CRIE en el Informe de resultados del periodo indicativo.

Dentro de las pruebas del Periodo Indicativo 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, por lo que se debe continuar analizando el tema para identificar la manera más adecuada para resolver dicha situación.

Resultados de Conciliación de Transacciones Programadas y Reintegros por PDF

Principales Ajustes en la Conciliación



$$\text{CMORC} = \text{RC}$$

Cargos en el Mercado de Oportunidad Regional
a los Compromisos Contractuales

Renta de Congestión

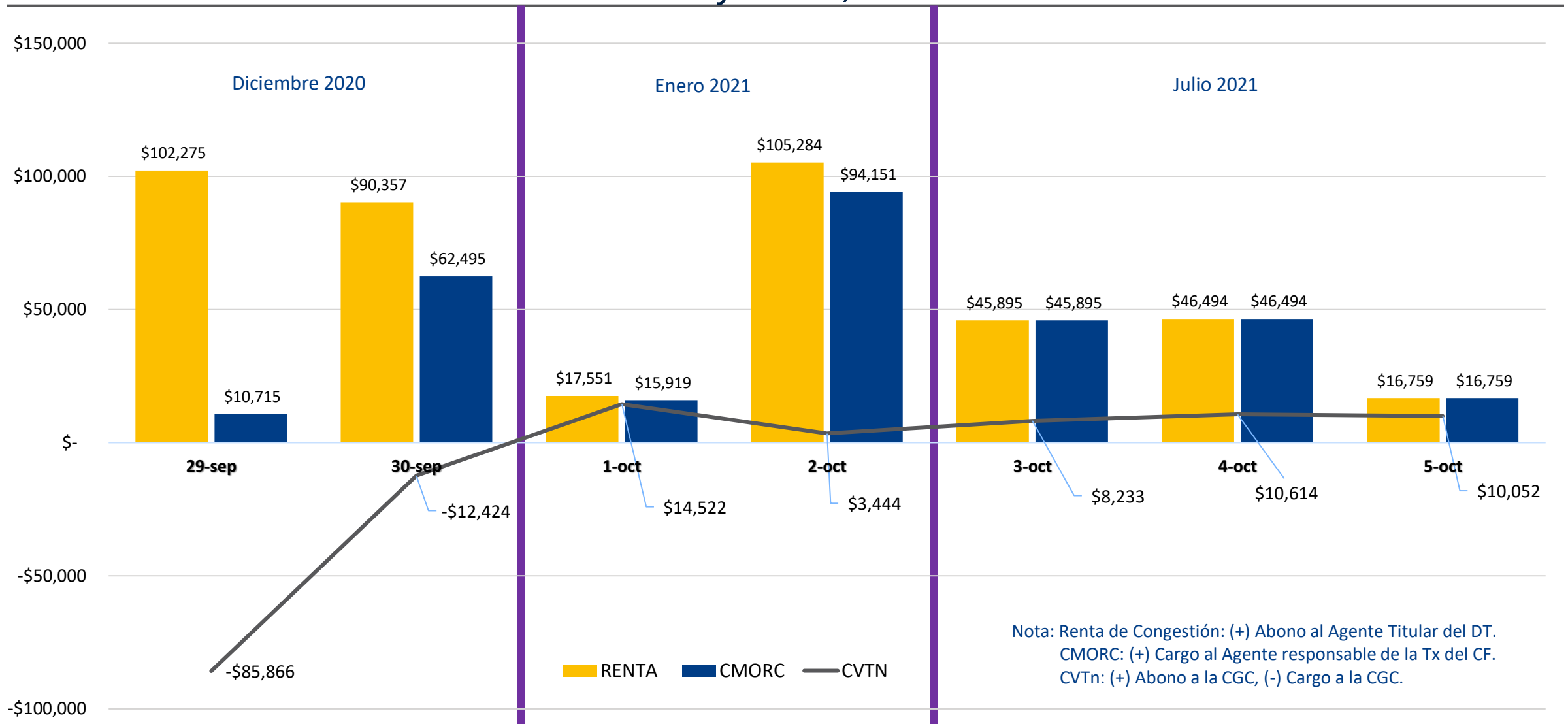


Aquellas asignaciones cuyas convocatorias se hicieron antes del 1 de noviembre de 2020, deberán regirse por las normas vigentes al momento de la convocatoria, encontrándose para dichos procesos vigentes y aplicables las R-CRIE-105-2018, R-CRIE-30-2017 y R-37-2017 (A2001, A2007, M2011 y la M2012)



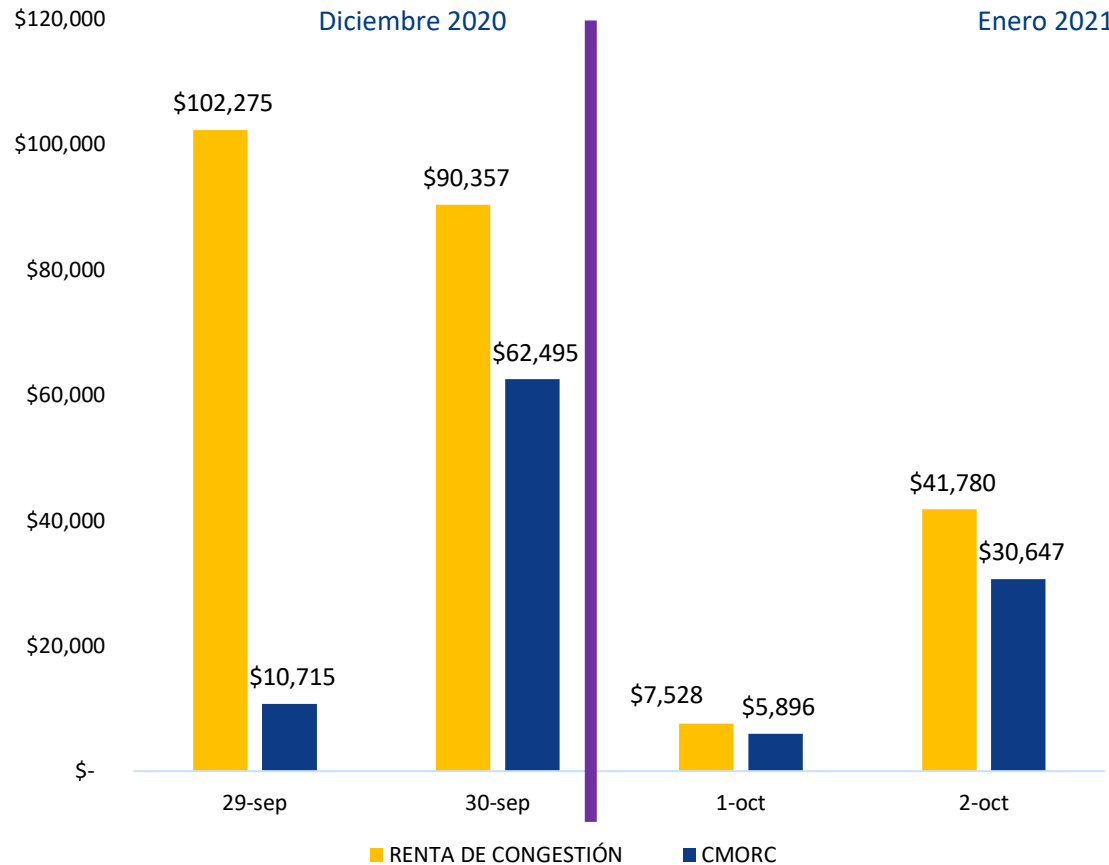
En el caso de la reducción parcial de un CF y que su Renta de Congestión resulte un abono, se realizará un reintegro al Agente, con base en una proporción del Pago por el Derecho Firme (PDF). Si se da una reducción completa del CF, no se realizará reintegro.

Conciliación de Transacciones Programadas (Rentas de Congestión, CMORC y CVTn)



Conciliación de Transacciones Programadas (Rentas de Congestión y CMORC)

Renta de Congestión-CMORC de CF asociados a DF convocados antes del 01 de noviembre de 2020

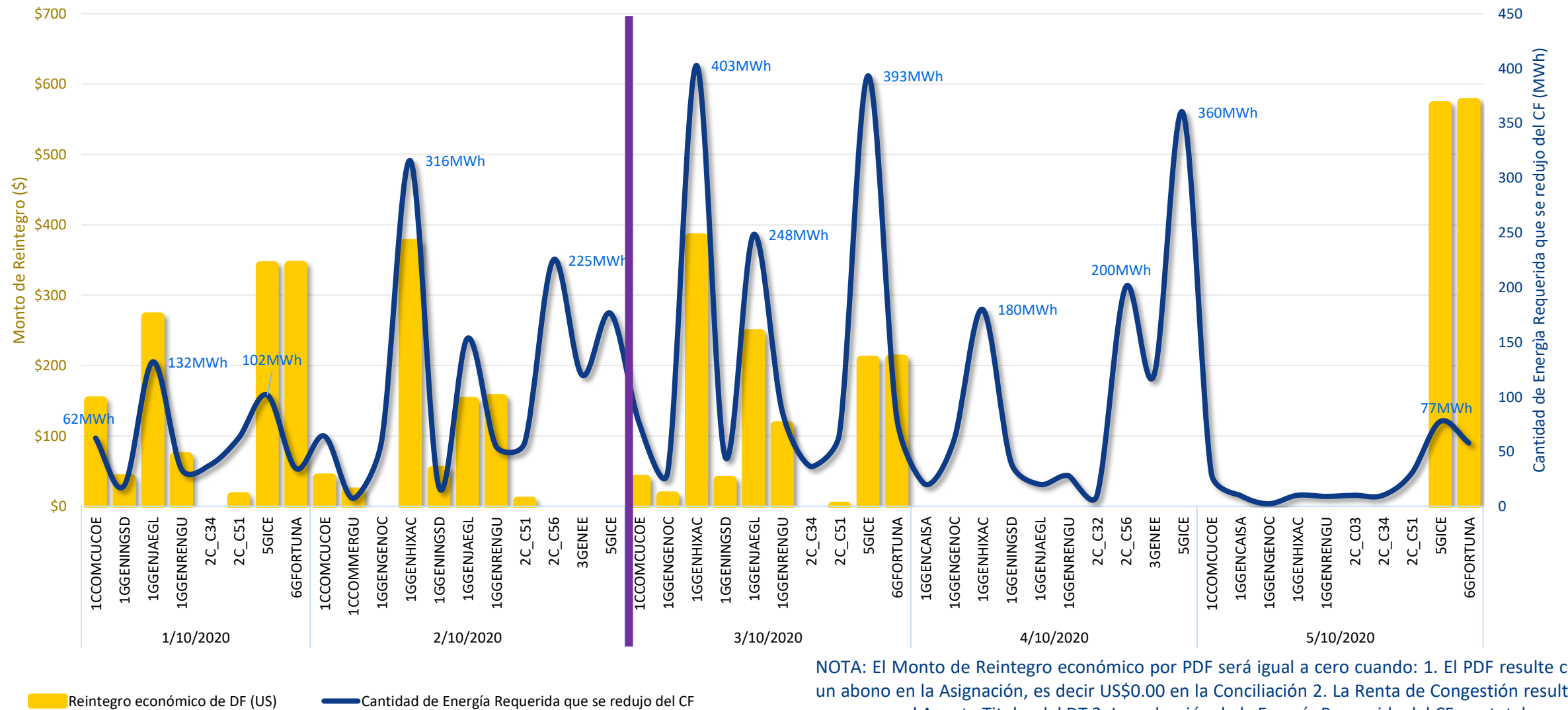


Renta de Congestión – CMORC de CF asociados a DF convocados posterior al 01 de noviembre de 2020



Nota: Renta de Congestión: (+) Abono al Agente Titular del DT; CMORC: (+) Cargo al Agente responsable de la Tx del CF.

Reintegro económico por PDF y Cantidad de Energía Requerida que se redujo del CF



NOTA: El Monto de Reintegro económico por PDF será igual a cero cuando: 1. El PDF resulte como un abono en la Asignación, es decir US\$0.00 en la Conciliación 2. La Renta de Congestión resulte un cargo para el Agente Titular del DT 3. La reducción de la Energía Requerida del CF sea total.

Aspectos relevantes

- 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; conforme lo establecido en el numeral 8.7.3 del Anexo 1 de la Resolución CRIE-50-2020.
- Este aspecto ya ha sido informado previamente a la CRIE y en el primer *“Taller regulatorio sobre la resolución CRIE-50-2020”* se indicó que tiene previsto ajustarlo.

Conclusiones

Conclusiones de los resultados del periodo indicativo

1. Se tuvo una importante participación de Agentes en la simulación de ofertas de compra de Derechos de Transmisión, permitiendo 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.
2. Se realizaron las respectivas pruebas de aplicación de las modificaciones establecidas en la Resolución CRIE-50-2020, excepto la incorporación de las dos restricciones la ecuación (4) del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER (para evitar el "neteo" de flujos de Derechos Firmes).
3. En las pruebas del periodo indicativo, 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.

Conclusiones de los resultados del periodo indicativo

4. Bajo las condiciones específicas de restricciones de transmisión en áreas de control, simuladas en las pruebas del periodo indicativo establecido en la Resolución CRIE-50-2020:
 - a) Cuando existían DF convocados y asignados antes del 01 de noviembre de 2020, resultaron diferencias de precios nodales altos que a su vez generaron Rentas de Congestión altas, que se tradujeron en montos de CVTn como cargos que serían trasladados a la Cuenta General de Compensación (CGC).
 - b) Cuando existían únicamente DF convocados y asignados posteriores al 01 de noviembre de 2020, resultaron montos de CVTn como abonos, que serían trasladados a la Cuenta General de Compensación (CGC), debido a las reducciones de ambas contrapartes de los CF y que la Renta de Congestión se igualó al CMORC

Conclusiones del periodo indicativo

5. Los aspectos relevantes que se han identificado en los resultados de las pruebas del periodo indicativo son los siguientes:
 - a) En el modelo de subastas de DT
 - i. Formulación de linealización de pérdidas de transmisión establecido en la regulación regional debe ajustarse, de manera que permita utilizar el solver lineal más robusto.
 - ii. Respecto de 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) es necesario:
 - Que consideren en sus límites inferiores y superiores los flujos de los DF previamente asignados.
 - Que se especifique que los valores de las variables duales asociadas a estas dos (2) restricciones no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, ni en el cálculo del Pago del Derecho Firme PDF.
 - Que se especifique que las restricciones de importación total serán consideradas únicamente en áreas de control donde se ubiquen nodos de retiro de SDF y las restricciones de exportación total serán consideradas únicamente en áreas de control donde ubiquen nodos de inyección de SDF.

Conclusiones de los resultados del periodo indicativo

- 5. Los aspectos relevantes que se han identificado en los resultados de las pruebas del periodo indicativo son los siguientes (cont.):
 - b) En el proceso de predespacho regional. Que se incorpore la metodología contenida en el IRMER-O-02-2017 para la reducción de CNFFF establecida en el numeral A3.4.4.1 del Libro II del RMER.
 - c) Cálculo de reintegro del pago de DF por la reducción de los CF. Que se considere reintegro del pago del DF, en los casos que la reducción del CF sea total.



Avenida Las Magnolias, n° 128 colonia San Benito,
San Salvador, El Salvador, C.A.
PBX : (503) 2245-9900 FAX : (503) 2208-2368.
www.enteoperador.org

NOTA IMPORTANTE

El contenido del presente documento, junto con cualquier archivo adjunto, puede contener información propiedad del Ente Operador Regional -EOR.- titular de los derechos de autor de todo el contenido, diseño e imagen. Por lo anterior, está prohibido copiar, transmitir, retransmitir, transcribir, almacenar, alterar o reproducir parcial o total por cualquier medio electrónico o mecánico esta información, sin permiso por escrito por parte del EOR. Dicha información podría ser de carácter confidencial, propietaria o con derechos reservados y privilegios legales asociados. Su uso se debe circunscribir solamente al individuo o entidad para el cual la información fue originalmente destinada. Asimismo, el Ente Operador Regional-EOR, no se hace legalmente responsable por daños de cualquier tipo causados por el contenido del mensaje, por errores u omisiones, o por los archivos adjuntos. La integridad y seguridad de este mensaje no pueden ser garantizadas en el Internet.

Si usted no es el destinatario de este mensaje, por favor elimínelo. Asimismo, le agradecemos informarnos de cualquier uso indebido de nuestra infraestructura mediante el envío de un correo electrónico a : consultas-informacion@enteoperador.org