



SUPERVISION Y VIGILANCIA DEL MER

INFORME DE SUPERVISIÓN Y VIGILANCIA DEL MER PERÍODO ENERO A JUNIO 2021

10 de agosto 2021

Contenido

ANTECEDENTES	3
I. ACTIVIDADES DE VIGILANCIA DEL MER.....	3
1.1 Auditorías Técnicas- Financieras.....	3
1.2 Implementación del Grupo de Vigilancia del MER.....	5
1.3 Supervisión de inversiones y de mantenimientos en la RTR	6
1.4 Informe evaluación de la eficiencia del MER	6
1.5 Desarrollo de herramientas para monitoreo del MER.....	7
II. APLICACIÓN DE REGULACIÓN REGIONAL	8
2.1 Resolución CRIE-50-2020	8
2.1.1. Mercado de Contratos Regional	15
2.2 Resolución CRIE-109-2018	20

ANTECEDENTES

De acuerdo con el numeral 2.2.9 del Libro IV del RMER, La *CRIE* elaborará y publicará, por lo menos una vez cada cuatro (4) meses, informes donde describa las actividades de vigilancia y evaluación del *Mercado* llevadas a cabo durante el período precedente y los estudios y análisis realizados sobre situaciones particulares.

De esta forma se presente este informe con temas desarrollados de enero a junio 2021 que tienen un impacto en la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER).

I. ACTIVIDADES DE VIGILANCIA DEL MER

Durante el primer semestre del año 2021 se desarrollaron actividades de distinta naturaleza tales como Auditorías Técnicas-Financieras, implementación del Grupo de Vigilancia del MER, informes semanales y mensuales del MER, seguimiento de la ejecución de mantenimientos de la RTR y de los eventos en el SER, análisis sobre el estado de la competencia y eficiencia del MER 2020 así como el desarrollo de herramientas automatizadas que permiten mejorar el monitoreo de variables del MER.

1.1 Auditorías Técnicas- Financieras

Durante el primer semestre del año 2021 se realizaron dos (2) auditorías al Ente Operador Regional (EOR) una de carácter administrativa-financiera y otra de carácter técnica.

Auditoría del proceso de gestión de garantías de pago

De marzo a mayo 2021 se desarrolló una auditoría técnica del proceso de gestión de garantías de pago en el MER del año 2020. El objetivo general de esta auditoría fue el de verificar el debido cumplimiento de lo establecido en la Regulación Regional en todos los aspectos relevantes de la gestión de garantías en el MER por parte del EOR a través de la verificación de los procedimientos internos desarrollados por el EOR. Adicionalmente, se revisaron los mecanismos de control, riesgos asociados y potenciales aspectos de mejora orientados a una administración comercial eficiente por parte del EOR.

Auditoría de Asignaciones de Derechos de Transmisión

De abril a junio de 2021 se desarrolló una auditoría técnica a las asignaciones de derechos de transmisión anuales A2001 y A2101, y las mensuales M2101, M2102, M2103 y M2104, con evaluaciones de aplicación regulatoria comercial y técnica, bajo la aplicación de las resoluciones CRIE-07-2017 y CRIE-50-2020.

Verificación de la Ejecución Presupuestaria del EOR año 2020

El 8 de enero de 2021, el EOR remitió a la CRIE la ejecución presupuestaria del año 2020 con información no auditada y que incluye: a) Provisiones cuyos saldos están siendo revisados como parte del proceso de cierre, y b) Estimaciones presupuestarias que corresponden al cuarto trimestre del año 2020 por lo que dichos saldos podrían variar con respecto a los Estados Financieros definitivos.

Adicionalmente con fecha 29 de junio 2021, conforme lo establecido en el resuelve SEXTO de la Resolución CRIE-71-2020, remitió los Estados Financieros auditados para el año 2020 y un informe del Estado de Ejecución Presupuestaria del EOR correspondiente al ejercicio económico 2020. emitido por un Contador Público independiente

En dicho informe se muestra, para el año 2020, una ejecución presupuestaria de **USD 6,682,482** equivalente al 85.0% del presupuesto aprobado para dicho ejercicio económico, con una subejecución presupuestaria de **USD 1,178,275**. Dicha subejecución el EOR la explica esencialmente como consecuencia de los efectos de la pandemia del COVID-19.

Auditoría de la Cuenta General de Compensación-CGC- del 1 de enero al 31 de diciembre 2020

En cumplimiento con lo establecido en el numeral 3.2 de la *“Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Complementario, Cargo Variable de Transmisión de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional”* de conformidad las resoluciones CRIE-31-2018, CRIE-112-2018 y CRIE-50-2020 durante los meses de abril a junio 2021 por medio del mecanismo de licitación pública la CRIE llevó a cabo el proceso de contratación de los servicios profesionales para la Auditoría Financiera de la Cuenta General de Compensación del MER período 01 de enero al 31 de diciembre 2020,

Como resultado de dicho proceso, la persona jurídica adjudicada fue la firma de auditoría costarricense *Despacho Carvajal & Colegiados Contadores Públicos Autorizados, S.A* la cual será ejecutada a partir del mes de agosto del año 2021.

Auditorías Técnicas Sistematizadas de la EPR año 2020

El RMER en su Libro III Anexo 15 Régimen Tarifario de la Línea SIEPAC que *“la CRIE deberá realizar auditorías técnicas sistematizadas (...) como parte fundamental para el funcionamiento de la Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR.”*

Dichas auditorías se basan en el seguimiento de indicadores de gestión implementados según el documento *“CIER 11-Fase 11-IV” Indicadores técnicos como herramientas de Gestión y Mejoramiento continuo del Negocio de Transporte de Energía*, con el objeto de

supervisar el comportamiento de los equipos y líneas de transmisión y las acciones ejercidas en ellos según los siguientes indicadores: a. Indicadores de Cumplimiento de ejecución física; b. Indicadores de Cumplimiento de ejecución presupuestaria; c. Indicadores de Costos. ; d. Indicadores de Tasa de fallas.; e. Indicadores de Tiempo medio entre fallas . ; f. Indicadores Tiempo medio de reparaciones.

Para su implementación, en el mes de enero de cada año EPR debe presentar los indicadores del año inmediato anterior, sobre ejecución física de mantenimiento, tasas de fallas, tiempo medio entre fallas y tiempo medio de reparación de las instalaciones de la línea SIEPAC. Asimismo, al 31 de mayo de cada año, la EPR presenta los indicadores de ejecución presupuestaria, de gestión y de costos de las instalaciones con información debidamente auditada.

1.2 Implementación del Grupo de Vigilancia del MER

En el Plan Estratégico Institucional (PEI) de la CRIE para los años 2017-2021 dentro del Objetivo Estratégico Cuarto se estableció se identificó como acción estratégica, la contratación y puesta en operación del Grupo de Vigilancia del MER como un cuerpo de asesores a la Junta de Comisionados.

En el año 2020 la CRIE realizó la modificación al Libro IV del RMER para integrar las funciones del Grupo de Vigilancia del MER, estableciendo sus funciones. En 2021 se procedió a la contratación del GRUPO DE VIGILANCIA DEL MER Ramón Sanz-especialista en transmisión Rafael Campo-especialista mercados eléctricos competitivos Claudio Guidi- especialista en diseño tarifas de transmisión para realizar la siguiente tarea:

Las Inversiones en la Red de Transmisión Regional (RTR) de los Países de América Central y las Restricciones Que Se Presentan

Informe I: Diagnóstico de las situaciones que restringen las capacidades de transmisión en la RTR

Informe II: Análisis de mecanismos para fomentar inversiones (propuestas)

Informe III: Análisis de incentivos para inversiones en los países (análisis Beneficio-Costo)

El objetivo particular de la tarea solicitada al GVM fue que presentaran propuestas para superar las restricciones en la RTR que se determinaron, así como un análisis de costo beneficio para estimar el impacto que representaría en los precios de la electricidad de cada país, la realización de las inversiones en refuerzos de transmisión necesarios para alcanzar la capacidad operativa de transmisión (COT) y de esta manera, incentivar su construcción en los países.

1.3 Supervisión de inversiones y de mantenimientos en la RTR

Cumplimiento de la ejecución de obras de refuerzos nacionales año 2020

Se ha dado seguimiento a las obras que requieren los países para alcanzar la capacidad de transmisión nacional de 300 MW, así como la identificación de restricciones operativas que limitan las transacciones. Se pone en conocimiento de las autoridades nacionales sobre dichas limitaciones para su corrección. Adicionalmente, se sostuvieron reuniones con OS/OM de Panamá y con el EOR para solicitar explicaciones sobre las restricciones operativas que se registran. En el mes de abril 2021 se presentó el Informe de Avance de Inversiones de la RTR, en el cual se informó sobre el incremento en las transacciones de Nicaragua a partir de la entrada en operación de la L/T Masaya -La Virgen, así como la implementación del ECS de Panamá que permitió el incremento de la capacidad de exportación hacia el MER (de 50MW a 200MW).

La entrada en operación de la L/T Masaya-La Virgen y líneas asociadas a fines de 2019 incrementó en 2020 la capacidad de transferencia de Nicaragua, incrementando, a su vez, las compras de electricidad desde el sur para abastecer la demanda de dicho país, tal como se aprecia en la evolución del cubrimiento de demanda de Nicaragua:

Análisis de mantenimiento de la transmisión RTR.

La Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER da seguimiento al cumplimiento del Plan Anual de Mantenimiento de la Red de Transmisión Regional (RTR) por parte de los transmisores nacionales y de la EPR. Con ello se busca determinar el cumplimiento de lo indicado en el numeral 5.7.3.1 del libro III del RMER el cual especifica lo siguiente: **“5.7.1.3 El EOR coordinará los programas de mantenimientos con los OS/OM y, de ser necesario, con los Agentes Transmisores, para tener en cuenta las restricciones de cada país. El plan de mantenimiento anual resultante será de cumplimiento obligatorio para los OS/OM y los Agentes Transmisores.”**

1.4 Informe evaluación de la eficiencia del MER

El numeral 2.2.9 del Libro IV del RMER establece que la CRIE elaborará y publicará una vez al año informes que contendrán la evaluación general sobre el MER, el estado de competencia y la eficiencia del mismo. Al respecto, el 25 de junio del año 2021 se publicó en el portal web de la CRIE el Informe del MER año 2020 el cual puede ser consultado por cualquier persona por medio del vínculo: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2021/06/Informe-Anual-MER-2020.pdf>.

Dicho informe contiene entre otros aspectos una evaluación integral de los hechos relevantes del MER durante el año 2020, un análisis de precios y evolución de las transacciones en el MER y un análisis de competencia y eficiencia del MER en el cual se

desarrollan aspectos vinculados a: eficiencia del mercado, estructura del MER, asignaciones eficientes de los recursos y empresas verticalmente integradas.

Por otra parte, la Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER da seguimiento a variables técnico-comerciales que permiten identificar conducta de los agentes, evolución del mercado y aspectos sobre el funcionamiento del MER. Dicha actividad se realiza por medio de informes con periodicidad semanal, mensual y anual.

1.5 Desarrollo de herramientas para monitoreo del MER

La Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER desarrolló, por medio de la plataforma de inteligencia de negocios TABLEAU, una herramienta que permite visualizar de forma más dinámica una serie de variables clave tanto a nivel semanal como acumulada desde 2014. Esta herramienta fue publicada el día 30 de abril 2021 en el portal web de la CRIE en la sección de Supervisión y Vigilancia del MER para que cualquier persona que lo desee pueda consultarla a través del vínculo: <https://crie.org.gt/informes-semanales-del-mer/>

Se presenta una captura de pantalla de la herramienta:



Se puede consultar lo siguiente:

- La evolución de transacciones en el MER comparándola con el año inmediatamente anterior
- Los niveles de transacciones por agente, país y por tipo de mercado
- La evolución de los precios nodales en el MER por periodicidad, tipo de nodo, período de demanda y país.
- Análisis de precios por banda
- Los Costos Marginales de los Sistemas Nacionales en comparación con los precios del MER
- Una Comparación y evolución de los precios nodales del MER con relación a los precios del petróleo (WTI)

Además de la base de datos del EOR, S&V ha desarrollado otra base de datos con información técnica y financiera de resultados de las subastas de DT y de las transacciones económicas del MER, automatizando gráficas para presentar resultados.

II. APLICACIÓN DE REGULACIÓN REGIONAL

Se supervisan las actividades en el MER para identificar, entre otros, el cumplimiento o conformidad de la Regulación Regional y/o defectos y otras ineficiencias de la misma. Durante el primer semestre de 2021 se dio seguimiento a los resultados de la aplicación de la resolución CRIE-50-2020 y sus modificaciones, y la resolución CRIE-109-2018.

2.1 Resolución CRIE-50-2020

Por medio de la resolución CRIE-50-2020 de 6 de agosto 2020 modificada a través de la resolución CRIE-55-2020 y CRIE-72-2020, se estableció lo siguiente:

“SEGUNDO. NO APROBAR las propuestas de modificación regulatoria relacionadas con los criterios generales referentes a la Energía Firme y los Cargos Regionales de Transmisión, que fueron sometidas al proceso de consulta pública 06-2019, siendo necesario profundizar en la evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación.

TERCERO. MODIFICAR el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo 1 que se adjunta a la presente resolución y el cual es parte integrante de la misma.

CUARTO. ESTABLECER como disposiciones transitorias a efectos de garantizar la debida aplicación de las modificaciones aprobadas en el punto anterior, las siguientes:

1. Cualquier trámite o gestión relacionado con el IAR 2020 se regirá por las normas vigentes al momento de la aprobación de éste.
2. El próximo estudio de actualización del AOM deberá realizarse en el año 2023, para su aplicación en el IAR del año 2024; por lo que el valor actual del AOM deberá indexarse para los años 2021 al 2023 inclusive, conforme lo establecido en el numeral 0.3.6 del anexo O del Libro III del RMER, aprobado mediante la presente resolución.
3. Las modificaciones contenidas en el Apartado A1 del Anexo 1, denominado “Modificaciones relacionadas con el AOM de la Línea SIEPAC y la Rentabilidad Regulada de la EPR” que se adjunta a la presente resolución, aprobadas en el Resuelve Tercero de la presente resolución entrarán en vigencia a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.
4. A partir 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 calendarios, 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 período indicativo. Todo lo anterior con el fin que el proceso de asignación de Derechos de Transmisión con período de validez anual y mensual, a realizarse en el mes de diciembre 2020, considere la aplicación de dicha normativa.

- 5. A partir del día 1 de noviembre 2020 se procederá a la aplicación de las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado “Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes de Corto Plazo”, aprobadas en el resuelve TERCERO de la presente resolución.*
- 6. Por única vez y de identificarse necesario, el EOR tendrá hasta el día 16 de noviembre de 2020 para cumplir con la publicación establecida en el numeral 8.3.9 del Libro III del RMER, modificado por el resuelve TECERO de la presente resolución, sin afectaciones a los plazos de las actividades posteriores del proceso de asignación de Derechos de Transmisión correspondiente.*
- 7. Todo proceso de asignación de Derechos de Transmisión que haya sido convocado antes del 1 de noviembre de 2020, así como los Derechos Firmes asignados previamente a dicha fecha y sus Rentas de Congestión asociadas, deberán registrarse mediante la normativa vigente al momento de su convocatoria.*
- 8. Establecer que las asignaciones de CARN_RES y CARN_NO_RES determinadas durante los meses de enero a junio 2020, deberán seguir siendo aplicadas al Cargo Complementario por medio de la CMM, hasta su finalización en el mes de diciembre 2020, conforme la normativa regional vigente antes del 1 de noviembre de 2020.*
- 9. Establecer que el EOR deberá determinar los montos por CARN durante el período de 01 de julio al 31 de octubre 2020, y la identificación de los mercados nacionales responsables, para que sean asignados durante el primer semestre de 2021, en los términos establecidos en las resoluciones CRIE-112-2018 y CRIE-39-2019 y que resulten aplicables para su determinación y asignación de cargos en concepto de CARN_RES a los países responsables y los abonos en concepto de CARN_NO_RES a los países no responsables. Para efectos únicamente de la asignación de componentes de CARN_RES y CARN_NO_RES, se deberá aplicar a la CMM en los tramos No Interconectores, conforme lo establecido en la resolución CRIE-112-2018.*

QUINTO.DEROGAR *a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, las siguientes disposiciones regulatorias:*

- a) Resolución CRIE-54-2016 y sus modificaciones, por medio de la cual se aprobó la Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC propiedad de EPR*

- b) Resolución CRIE-55-2016 y sus modificaciones, por medio de la cual se aprobó la Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC; y
- c) Resolución CRIE-63-2018

SEXTO.DEROGAR a partir del 1 de noviembre de 2020, las siguientes disposiciones regulatorias:

- a) Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes, aprobado mediante el resuelve segundo de la resolución CRIE-46-2015 y sus modificaciones. Asimismo, se deroga el resuelve Sexto de la resolución CRIE-46-2015;
- b) Resuelve Cuarto de la resolución CRIE-30-2017;
- c) Resuelve Segundo de la resolución CRIE-37-2017;
- d) Resolución CRIE-105-2018;
- e) Resuelve Primero y Cuarto de la resolución CRIE-112-2018; y
- f) Resuelve Segundo de la resolución CRIE-39-2019”

Aplicación de Contratos firmes

De conformidad con el Resuelve Cuarto numeral 7, el cual señala que: “*Todo proceso de asignación de Derechos de Transmisión que haya sido convocado antes del 1 de noviembre de 2020, así como los Derechos Firmes asignados previamente a dicha fecha y sus Rentas de Congestión asociadas, deberán regirse mediante la normativa vigente al momento de su convocatoria,*” con los derechos de transmisión (DT) del primer semestre del año 2021 coexistieron diferentes normativas aplicables a DT. Se presenta el detalle de las normativas para contratos firmes según los procesos de asignación de DT:

Proceso de Asignación	Fecha de convocatoria	Normativa Aplicable
A2007	6/5/2020	Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes, aprobado mediante el resuelve segundo de la resolución CRIE-46-2015 y sus modificaciones
M2012	5/10/2020	
A2101	09/11/2020	RMER con las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado “ <i>Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes de Corto Plazo</i> ” aprobadas en la resolución CRIE-50-2020 modificada mediante la resolución CRIE-55-2020 y considerando las modificaciones transitorias al RMER de los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro y D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER aprobadas en la resolución CRIE-63-2020.
M2101	09/11/2020	
M2102	3/12/2020	
M2103	06/01/2021	
M2104	03/02/2021	
M2105	03/03/2021	
M2106	07/04/2021	

Fuente: Elaborado por S&V con información publicada en sitio web de la CRIE y del EOR

Las principales modificaciones comerciales de Derechos Firmes de corto plazo aprobadas en la resolución CRIE-50-2020 se enumeran a continuación:

- 1) La inclusión del rol de una *“Autoridad Nacional Competente”* en cada país que será la encargada de *“registrar, certificar o autorizar la máxima Energía Firme que puede ser transada en los contratos regionales de acuerdo a su derecho interno”*
- 2) Para las asignaciones de Derechos de Transmisión (DT) con período de validez anual podrá asignarse potencias diferentes para cada mes de conformidad con los resultados del Programa de Selección de Solicitudes (PSS).
- 3) Se limitaron los procesos de asignación de DT con período de validez anual a una (1) sola subasta cuya asignación deberá realizarse el mes de diciembre de cada año.
- 4) Se establecieron causales y criterios técnicos para la determinación de las *“Energías Requeridas reducidas”* en Contratos Firmes cuando:
 - a. No exista conectividad eléctrica, entre los nodos de retiro e inyección de los CF en el predespacho regional reduciendo a cero (0) la cantidad de energías requeridas
 - b. Los flujos de potencia con pérdidas de los CF, considerando los flujos de los predespachos nacionales, resulten ser superiores a las capacidades de transmisión de las líneas en un orden superior a 0.001MW o en los casos donde sean superiores a límites determinados por las máximas capacidades de transferencias de potencia (MCTP) en un orden superior a 0.001MW.
- 5) Se estableció una metodología para determinar un monto acreedor en concepto de *“reintegro económico”* a aquellos agentes titulares de DT que se vieron afectados por una reducción de su energías requeridas o declaradas calculado como un prorrateo con base en el monto asignado a pagar por DF resultante del modelo de optimización. Adicionalmente se estableció que los fondos requeridos para realizar dichos reintegros provendrían de la Cuenta General de Compensación (CGC).
- 6) Se modificó el cálculo de la Renta de Congestión para que la misma esté circunscrita únicamente a la *“Energía Declarada”* o *“Energía Requerida Reducida”* en el predespacho o redespacho regional.
- 7) Se estableció para las solicitudes de compra de DT, tanto con validez anual como mensual, precios mínimos aceptables para poder participar en los procesos de asignación.

Con base en los puntos antes expuestos durante el primer semestre del año 2021 se dio seguimiento a la aplicación de los cambios normativos establecidos en la resolución CRIE-50-2020 así como sus disposiciones transitorias.

Como se observa en el balance de Contratos Firmes período enero a junio 2021, los Ingresos por Venta de Transmisión *(ya descontados de los reintegros económicos*

correspondientes) fueron de USD 306,703. Dicho monto permitió financiar el excedente de Renta de Congestión que se generó por la potencia asignada en el proceso A2007 por USD 154,592 y el monto restante de USD 148,357 alimentó de forma neta la Cuenta General de Compensación (CGC).

Es importante aclarar que todavía están pendientes de ser asignados para el segundo semestre del año 2021 un monto de USD 120,554 en concepto de IVDT correspondiente al proceso de asignación A2001.

Proceso de Asignación	ene	feb	mar	abr	may	jun
A2007	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
A2101	110.00	135.00	170.00	170.00	220.00	250.00
M2101	10.35					
M2102		38.18				
M2103			58.01			
M2104				70.76		
M2105					14.09	
M2106						97.64
Potencia Firme Asignada (MW)	170.35	223.18	278.01	290.76	284.09	397.64

Balance de Derechos Firmes período enero a junio 2021

Asignación	Renta de Congestión	Cargos de Transmisión	Excedente	Inversión por adquisición	Resultado	MWh Operados como CF	Uso DT	Energía reducida (%DT)
	Contratos Firmes (A) US\$	Contratos Firmes (B) US\$	(A-B) US\$	de DT (C)* US\$	(A-B) - C US\$			
Normativa aplicable CRIE-46-2015 y sus modificaciones								
A2007	2,263,039	2,104,694	158,345	3,753	154,592	164,887	76%	0.1%
Normativa aplicable RMER (CRIE-50-2020, CRIE-55-2020, CRIE-63-2020 y CRIE-72-2020)								
A2101	9,583,672	9,583,672	-	75,556	(75,556)	519,230	68%	5.9%
M2101	(312)	(312)	-	60	(60)	7,700	100%	0.0%
M2102	(12,939)	(12,939)	-	1,444	(1,444)	25,657	100%	0.0%
M2103	57,084	57,084	-	30,977	(30,977)	27,221	63%	3.5%
M2104	(31,691)	(31,691)	-	179,470	(179,470)	21,590	42%	0.0%
M2105	(13,183)	(13,183)	-	1,452	(1,452)	8,124	78%	0.0%
M2106	1,044,360	1,044,360	-	13,991	(13,991)	60,242	86%	0.3%
Total, general	12,890,030	12,731,685	158,345	306,703	(148,357)	834,652	70%	3.9%

(*) Incluye reintegro económico por DF conforme al numeral 8.7.3 del capítulo 8 del Libro III del RMER

Fuente: Elaborado por S&V con información publicada por el EOR DTER y DTER-DT

Con respecto a los reintegros económicos derivados de la reducción de las energías requeridas a continuación se presenta un cuadro recapitulativo:

Asignación	IVDT Asignado (A) USD	Reintegro Económico (B) USD	IVDT Neto (A-B) USD	Energía Requerida Reducida (MWh)	% de reducción Potencia Firme Asignada
A2007	3,753	-	3,753	235.09	0.1%
A2101	79,609	4,053	75,556	32,382.41	5.9%
M2101	60	-	60	-	0.0%
M2102	1,444	-	1,444	-	0.0%
M2103	31,668	691	30,977	999.84	3.5%
M2104	179,470	-	179,470	-	0.0%
M2105	1,452	-	1,452	-	0.0%
M2106	14,031	40	13,991	187.27	0.3%
Total	311,486	4,784	306,703	33,804.60	3.9%

Fuente: Elaborado por S&V con información publicada por el EOR

Durante el período de enero a junio 2021 el EOR redujo un total de 33,804.60 MWh de las energías requeridas a través de CF lo que representa un porcentaje de reducción de la potencia firme asignada equivalente a 3.9%. Esta reducción de energías requeridas se tradujo en un reintegro económico para los agentes titulares de DT de USD 4,784 únicamente para aquellos agentes que resultaron con montos deudores de cada uno de los procesos de asignación ejecutados a excepción de la asignación A2007 que se rigió por la normativa de la resolución CRIE-46-2015 y sus modificaciones.

De las reducciones de energía requerida se observó que el 80% corresponden a CFs con inyección en Guatemala y retiro en El Salvador y el 15 % corresponden a CFs con inyección en Panamá y Retiro en El Salvador.

País Retiro							Total (MWh)
País Inyección	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	
Guatemala		26,965.61	155.47	1,107.51	-	1.59	28,230.19
El Salvador	-						-
Costa Rica				171.66			171.66
Panamá	43.36	5,139.92		219.48			5,402.75
Total (MWh)	43.36	32,105.53	155.47	1,498.65	-	1.59	33,804.60

Fuente: Elaborado por S&V con información publicada por el EOR

En el mes de junio 2021 finalizó la vigencia de los últimos DT asignados bajo la normativa CRIE-46-2015 y sus modificaciones, y de acuerdo al seguimiento de la operación de los DF se presenta el balance acumulado bajo la normativa que fue derogada a través de la resolución CRIE-50-2020 y sus modificaciones.

2.1.1. Mercado de Contratos Regional

De enero a junio 2021 el Mercado de Contratos Regional (MCR) representó el instrumento utilizado para transar el 74% de la energía en el MER.

Inyecciones compromisos contractuales -MWh-

Mercado	ene	feb	mar	abr	may	jun	Total	%
MCR	180,891	151,984	171,662	170,397	204,254	260,217	1,139,405	74.3%
MOR	43,033	31,970	41,258	78,607	122,143	76,992	394,003	25.7%
Total	223,924	183,954	212,920	249,004	326,397	337,209	1,533,408	100%

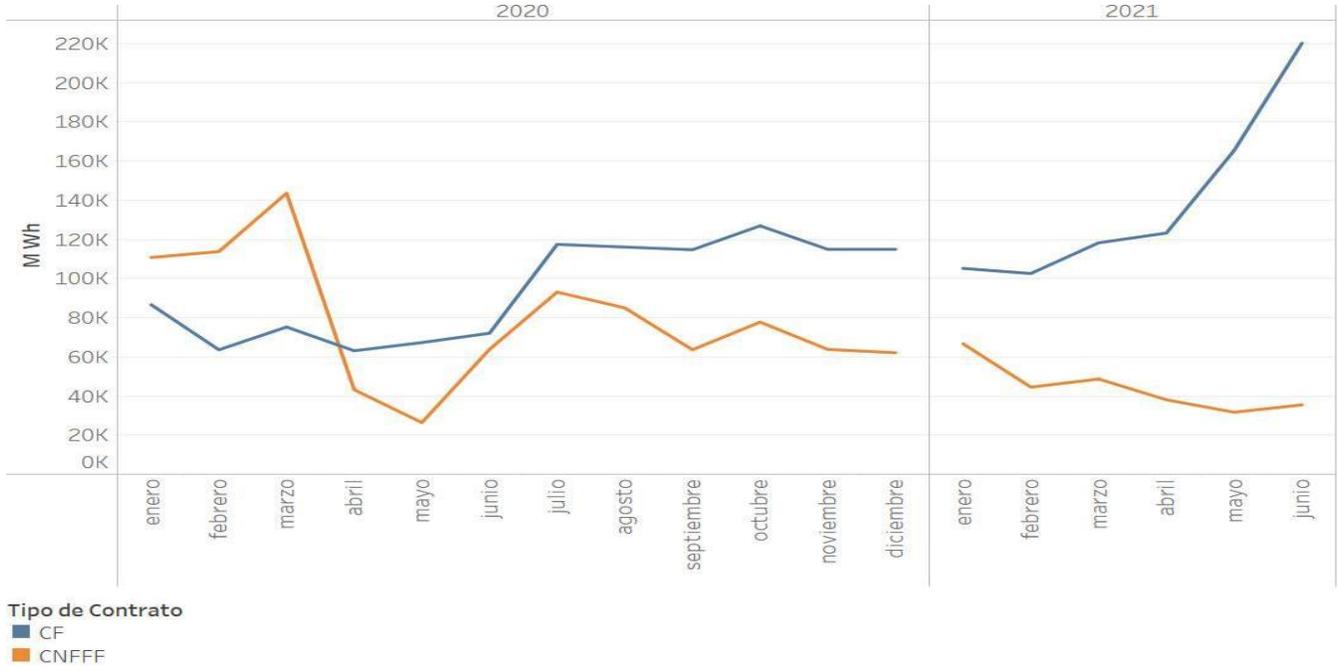
Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

Del total de la energía comprometida contractualmente durante este período el 73% se realizó por medio de contratos firmes (CF) y el 24% por medio de los Contratos no Firmes Físico Flexibles (CNFFF) y el 3 % por medio de los Contratos No Firmes Financieros (CNFF)

Tipo de contrato	ene	feb	mar	abr	may	jun	Total	%
CF	105,156	102,547	118,224	123,192	165,366	220,167	834,652	73 %
CNFF	9,075	4,935	4,785	9,160	7,200	4,600	39,755	3 %
CNFFF	66,660	44,502	48,653	38,045	31,688	35,450	264,998	24 %
Total	180,891	151,984	171,662	170,397	204,254	260,217	1,139,405	100 %

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

**Inyecciones de energía en Contratos Firmes (CF) y Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF)
2020-junio 2021**



Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

En la evolución de la energía contratada se observa un reemplazo de la energía transada bajo el mecanismo de CNFFF por CF lo cual se explica esencialmente por el incremento en los DT asignados para CF debido a que se eliminó la restricción de asignaciones con retiro en El Salvador.

Por otra parte, durante el primer semestre de 2021 se ha observado un incremento en los diferenciales de precios nodales, precios más bajos en Panamá y Costa Rica, con respecto a los precios de El Salvador, Nicaragua, Honduras y Guatemala.

Potencia firme promedio asignada (DT) para CF período ene 21-junio 21 (MW)

País Retiro	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	MW asignados
País Inyección							
Guatemala	-	119.29	7.33	25.28	10.06	17.72	179.68
El Salvador	5.00	-	-	-	-	-	5.00
Costa Rica	-	-	-	29.97	-	-	29.97
Panamá	6.12	24.99	-	28.31	-	-	59.42
MW asignados	11.12	144.28	7.33	83.57	10.06	17.72	274.07

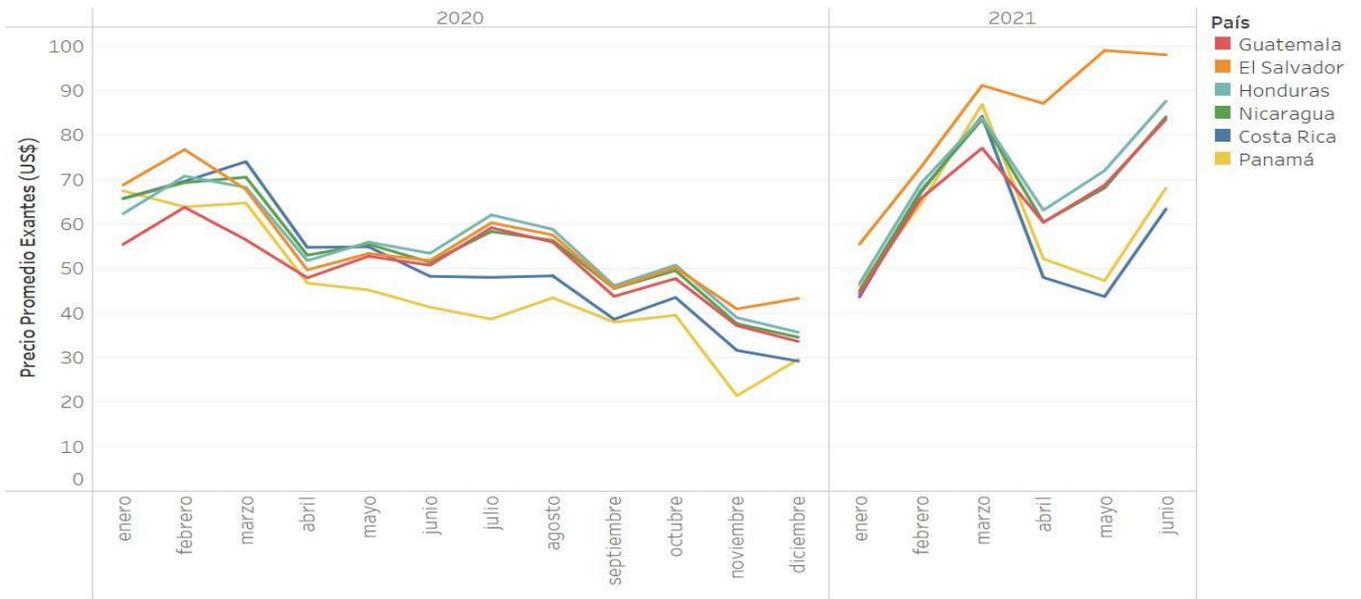
Fuente: Elaborado por S&V con información de los resultados de la asignación de DT

Potencia firme promedio utilizada (DT) para CF período ene 21-junio 21 (MW)

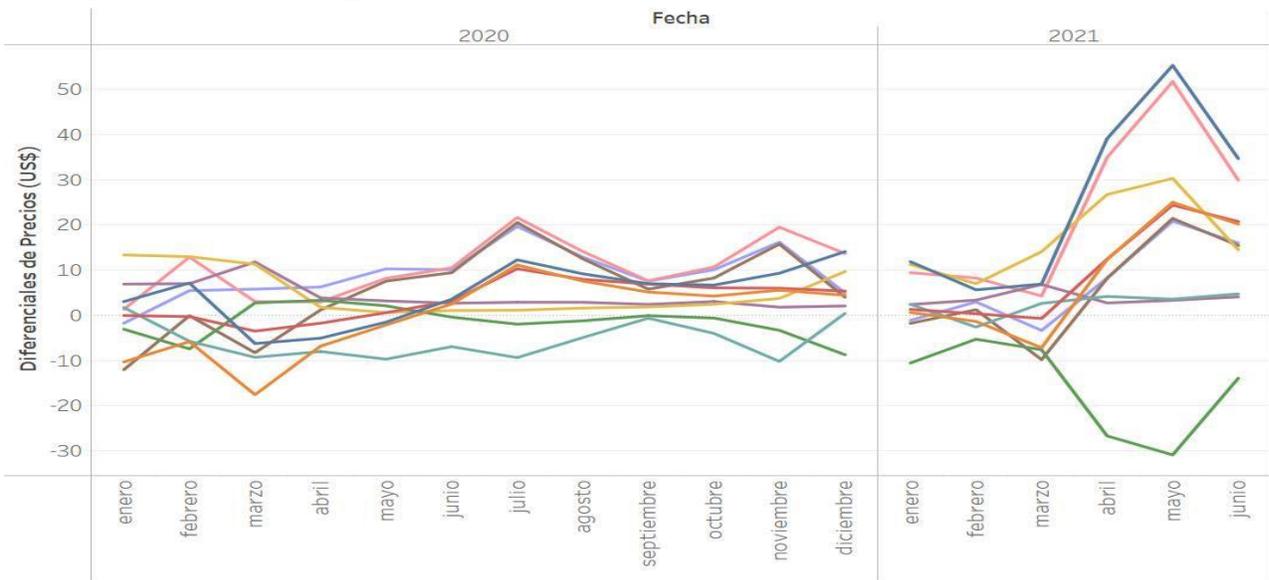
País Retiro	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	MW asignados
País Inyección							
Guatemala	-	86.04	7.30	25.01	0.14	0.05	118.53
El Salvador	-	-	-	-	-	-	-
Costa Rica	-	-	-	23.31	-	-	23.31
Panamá	4.16	23.56	-	22.56	-	-	50.29
MW asignados	4.16	109.61	7.30	70.89	0.14	0.05	192.14

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

Evolución Precios Nodales



Evolución diferenciales de Precio



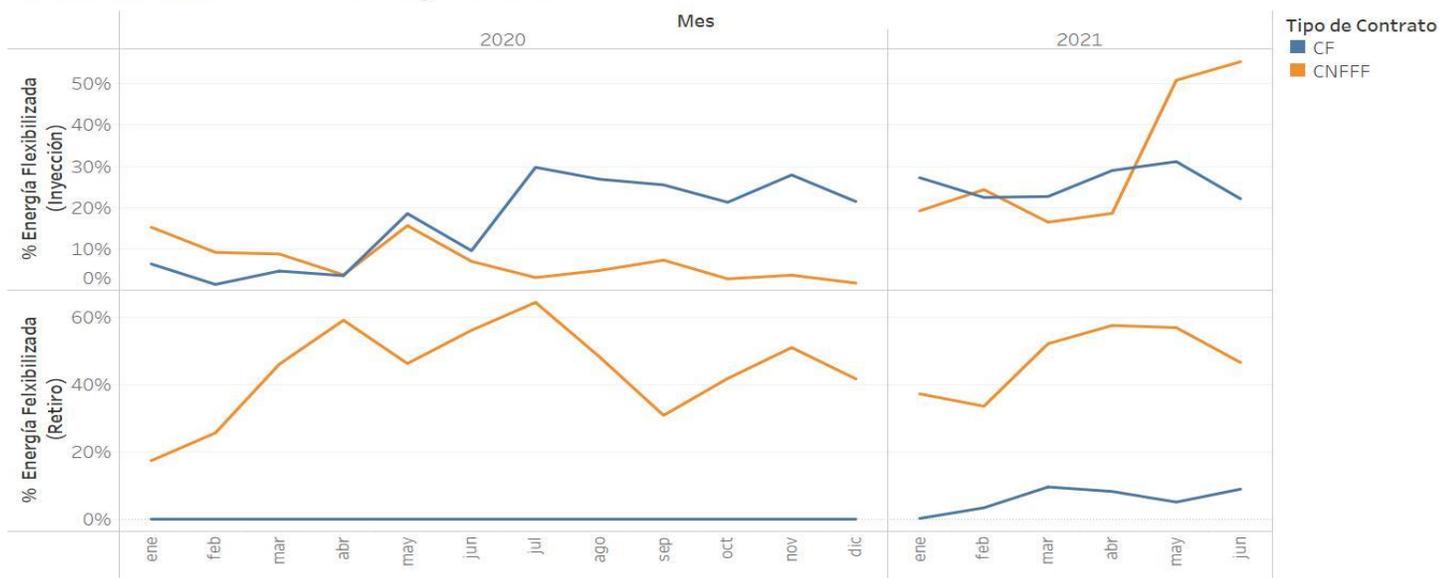
Diferenciales de Precio Promedio

- Inyección CR- Retiro ESA
- Inyección CR- Retiro GT
- Inyección CR- Retiro NIC
- Inyección CR- Retiro PAN
- Inyección ESA - Retiro NIC
- Inyección GT- Retiro ESA
- Inyección GT- Retiro HN
- Inyección PAN- Retiro ESA
- Inyección PAN- Retiro GT
- Inyección PAN- Retiro NIC

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

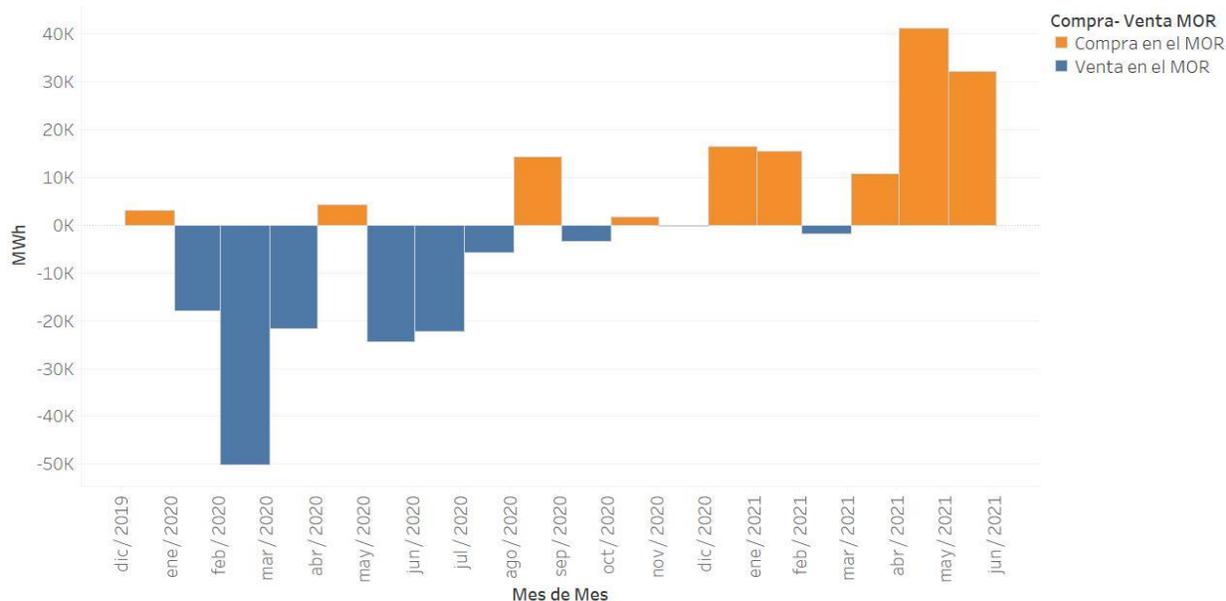
Adicionalmente, a partir del mes de mayo 2021 se observó un fuerte incremento de las inyecciones comprometidas en el MCR que fue suplida con energía más barata en el Mercado de Oportunidad (MOR). Este incremento alcanzó niveles en un 55% - 19,619MWh- para los CNFFF en el mes de junio 2021 y hasta un 31% (51,498 MWh) para los CF en dicho mes, debido a precios nodales en el MOR atractivos para la inyección de energía desde Costa Rica.

Interrelación entre el MOR y el MCR



Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR y DTER

De esta forma la disponibilidad de energía más barata en el MOR ha permitido dinamizar ese mercado para suplir la necesidad de energía comprometida en el MCR.



Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR y DTER

Agentes

El 53% de los compromisos contractuales en el MER involucran a los siguientes diez (10) pares de agentes:

Nombre Agente Inyector	Nombre Agente Retiro	Tipo de Contrato	MWh
IDEAL PANAMÁ, S.A. (PAN)	MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V. (ESA)	CF	102,359
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (CR)	ENEL BLUEFIELDS (NIC)	CF	101,278
GAS NATURAL ATLANTICO, S DE R.L. (PAN)	ENEL BLUEFIELDS (NIC)	CF	85,115
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC. (GUA)	ENEL BLUEFIELDS (NIC)	CF	83,405
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC. (GUA)	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A DE C.V. (ESA)	CF	63,804
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V. (ESA)	ENEL BLUEFIELDS (NIC)	CNFFF	41,583
GENEPAL, S.A. (GUA)	EMPRESA ELECTRICA DE ORIENTE, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE (ESA)	CF	37,473
GENEPAL, S.A. (GUA)	ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V. (ESA)	CF	36,383
HIDRO XACBAL, S.A. (GUA)	EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELECTRICA(ENEE) (HON)	CF	31,700
HIDRO XACBAL, S.A. (GUA)	COMERCIA INTERNACIONAL DE EL SALVADOR S.A. DE C.V. (ESA)	CNFFF	26,144

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

2.2 Resolución CRIE-109-2018

Por medio de la resolución CRIE-109-2018 se establecieron umbrales de precios para valorizar las desviaciones según lo establecido en el Anexo 4 del Libro II del RMER numeral 4.4.9: *“Si en el proceso del posdespacho Regional, se verifica que el precio ex post en un nodo de enlace es mayor que el umbral establecido a través del promedio de los precios ex post de los 90 días anteriores en el mismo nodo más 150% y el precio ex post supera al precio nodal ex ante en 150% para el mismo periodo de mercado del día de operación correspondiente, se procederá a tomar el precio ex ante de dicho nodo más 150%, para efectos del cálculo del promedio ponderado de los precios ex post.”*

En el siguiente cuadro se muestran los días y los nodos en los que se presentaron precios ex post. Estos valores son precios promedio para los días 1, 2 y 3 de enero, y 7 de febrero del 2021.

PRECIOS EXPOST PUBLICADOS EN EL PERÍODO DEL 1 DE ENERO AL 31 DE MAYO DEL 2021 (USD/MWh)

Fecha	GUATEMALA			HONDURAS				NICARAGUA				PANAMÁ			EL SALVADOR		COSTA RICA			
	1124	1126	1710	3183	3211	3301	3310	4402	4403	4406	4750	6014	6260	6440	28161	28181	50000	50050	56050	58350
1-ene-21	310.36	313.35	322.36	326.23	316.96	318.04	316.94	310.49	312.18	307.58	301.68	244.91	242.78	245.23	312.06	312.38	261.47	260.05	247.15	248.06
2-ene-21	265.83	268.70	276.69	279.55	273.79	275.00	274.05	269.92	271.20	268.00	259.80	232.06	228.50	232.69	267.91	268.60	248.07	245.24	234.23	233.85
3-ene-21	366.59	371.37	384.05	391.90	383.83	385.46	384.26	379.10	380.54	376.75	366.02	330.05	329.47	330.26	371.41	376.72	351.01	346.94	332.63	334.54
7-feb-21	347.82	350.74	359.92	364.95	356.28	357.77	355.26	345.76	348.40	342.65	330.64	276.88	290.20	279.86	348.58	350.21	316.13	311.21	283.11	294.39

(-) ABONO AL OPERADOR

(+) CARGO AL OPERADOR

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

Al respecto se constató que para los días y períodos en los cuales el modelo de posdespacho convergió y generó una solución de precios factible; el EOR aplicó lo establecido en el numeral 4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER utilizando para la valorización de las desviaciones los precios ex ante de los nodos de enlace más un 150% .

Para todos los demás períodos y días en los cuales el modelo de posdespacho no generó una solución de precios factibles el EOR aplicó lo establecido en el numeral 4.9 del Anexo 4 del libro II del RMER considerando para la valorización de las desviaciones el promedio de los precios ex ante : *“Si para el cálculo del promedio de los precios ex post en un área de control, no se dispone del precio ex post de algún nodo de enlace, dicho precio será sustituido por el precio ex ante del nodo de enlace respectivo, si este último es igual o mayor que cero. En caso de ausencia de precio ex-ante o éste sea menor que cero, se utilizará el precio nodal calculado con los costos o precios marginales del Posdespacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico nacional, los cuales serán proporcionados por el OS/OM respectivo.”*

Respecto a la clasificación de las desviaciones existen cuatro (4) tipos: Desviaciones Normales, Desviaciones Significativas Autorizadas, Desviaciones Significativas no Autorizadas y Desviaciones Graves

DESVIACIONES NORMALES DE ENERO A MAYO DEL 2021

MES	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh
ENERO	-16,551.91	45.42	-14,905.99	57.38	-66,604.05	45.96	-13,871.66	45.10	-3,133.05	44.15	13,482.52	44.26
FEBRERO	4,954.72	66.36	-16,031.14	72.70	-67,781.57	67.35	6,674.19	67.27	-34,120.69	67.38	-11,488.77	61.89
MARZO	-9,809.60	77.45	-30,425.51	90.96	-60,238.38	82.22	-16,836.28	82.74	-54,749.32	84.71	-3,163.59	83.70
ABRIL	24,299.47	61.76	-24,521.01	88.44	-51,316.74	61.88	-16,305.94	60.18	-57,416.66	47.99	-14,345.79	49.31
MAYO	8,922.43	69.05	-51,940.76	99.82	-49,443.10	70.70	-11,863.04	68.57	-49,680.70	43.76	-9,412.36	43.87
TOTAL	11,815.11	64.11	-137,824.42	81.97	-295,383.83	65.84	-52,202.73	64.66	-199,100.42	57.42	-24,927.99	56.53

(-) ABONO AL OPERADOR

(+) CARGO AL OPERADOR

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

Principales aspectos:

- **Costa Rica**, de los 3624 períodos de mercado de enero a mayo, tuvo 1,789 períodos con desviaciones normales en Exportación en Exceso con un abono de USD 316,849.76, mientras que desviaciones normales en Exportación en Defecto fueron 1698 períodos, que representa un cargo de USD 129,611.73. Adicionalmente se registraron 55 períodos con desviaciones normales en Importación en Exceso con un cargo de USD 6,870.11, mientras que desviaciones normales en Importación en Defecto fueron 67 períodos, que representa un abono de USD 18,732.50; para un balance a favor de USD199,100.42.
- **Honduras**, de los 3624 períodos de mercado de enero a mayo, tuvo 1450 períodos con desviaciones normales en Importación en Exceso con un cargo de USD 146,698.45, mientras que desviaciones normales en Importación en Defecto fueron 1820 períodos, que representa un abono de USD 436,682.85. Adicionalmente se registraron 41 períodos con desviaciones normales en Exportación en Exceso con un abono de USD 10,833.42, mientras que desviaciones normales en Exportación en Defecto fueron 39 períodos, que representa un cargo de USD 5,433.98, para un abono neto de USD295,383.83.
- **El Salvador**, de los 3624 períodos de mercado de enero a mayo, tuvo 1619 períodos con desviaciones normales en Importación en Exceso con un cargo de USD 192,366.96, mientras que desviaciones normales en Importación en Defecto fueron 1680 períodos, que representa un abono de USD 327,553.17. Adicionalmente se registraron 87 períodos con desviaciones normales en Exportación en

Exceso con un abono de USD 11,862.17, mientras que desviaciones normales en Exportación en Defecto fueron 103 períodos, que representa un cargo de USD 9,223.95.

DESVIACIONES SIGNIFICATIVAS AUTORIZADAS DE ENERO A MAYO DEL 2021

MES	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh
ENERO					29.73	57.82						
FEBRERO												
MARZO	3,082.96	55.58	-225.19	85.58	196.11	61.18	-1,239.10	73.10	-456.05	78.38	-1,358.72	81.42
ABRIL			-2,034.18	90.09	-2,235.16	63.29	-1,143.52	70.20	-4,173.29	57.20	-2,420.49	61.71
MAYO	-2,598.51	107.89										
TOTAL	484.44	81.73	-2,259.37	88.59	-2,009.32	61.77	-2,382.62	71.16	-4,629.34	62.50	-3,779.21	68.28

(-) ABONO AL OPERADOR

(+) CARGO AL OPERADOR

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

DESVIACIONES SIGNIFICATIVAS NO AUTORIZADAS POR EL NETO DE ÁREA DE CONTROL (USD)

MES	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/ MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/ MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/ MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/ MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/ MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/ MWh
ENERO	81,402.25	47.48	5,132.24	52.58	7,428.68	46.23	3,825.92	47.15			3,765.33	53.06
FEBRERO	83,989.64	69.11	8,200.51	72.53	14,695.40	69.89	1,061.64	53.52	2,494.66	58.25	7,351.41	59.12
MARZO	150,918.24	83.24	12,647.62	90.67	3,482.96	79.45	7,867.44	91.78	306.41	63.68	0.00	83.52
ABRIL	102,677.88	61.02	32,837.80	75.46	13,395.90	62.44	1,019.41	78.50	937.88	29.08	744.46	33.93
MAYO	107,634.99	75.44	31,038.48	98.97	14,837.67	68.60	11,747.13	61.10			757.76	41.49
TOTAL	526,623.00	66.64	89,856.64	77.52	53,840.61	62.48	25,521.54	69.88	3,738.95	50.34	12,618.97	52.31

(-) ABONO AL OPERADOR

(+) CARGO AL OPERADOR

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

- **Guatemala**, de los 3624 períodos de mercado de enero a mayo, tuvo 328 períodos con desviaciones No autorizadas en Exportación en Exceso con un cargo de USD 100.99, mientras que desviaciones no autorizadas en Exportación en Defecto fueron 369 períodos, que representa un cargo de de USD 512,722.30. Adicionalmente se registraron 22 períodos con desviaciones no autorizadas en Importación en Exceso con un cargo de USD 13,737.13, mientras que desviaciones no autorizadas en Importación en Defecto fueron 24 períodos, que representa un cargo de USD 62.58.
- **El Salvador**: de los 3624 períodos de mercado de enero a mayo, tuvo 24 períodos con desviaciones no autorizadas en Exportación en Exceso con un abono de USD 0.00, mientras que desviaciones no autorizadas en Exportación en Defecto fueron 22 períodos, que representa un cargo de USD 22,738.83. Adicionalmente se registraron 36 períodos con desviaciones no autorizadas en Importación en Exceso con un cargo de USD 67,117.81, mientras que desviaciones no autorizadas en Importación en Defecto fueron 42 períodos, que representa un abono de USD 0.00.

DESVIACIONES GRAVES - FALLAS ENERO A MAYO 2021 (USD)

PAIS RESPONSABLE	FECHA	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
		DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh	DESVIACIÓN USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh
PAN	15/03/2021	-	99.96	778.25	99.02	603.07	99.52	-	98.95	7,136.47	100.55	8,517.79	102.07
PAN	24/03/2021	-	77.08	1,609.66	90.60	1,053.01	79.30	1,045.25	80.11	4,600.91	81.58	8,308.83	82.51
HON	30/04/2021	-	73.45	9,952.88	96.44	9,999.10	72.85	46.22	70.56	-	65.06	-	64.99

(-) ABONO AL OPERADOR

(+) CARGO AL OPERADOR

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

**DESVIACIONES GRAVES NO RESPONSABLE DE LA FALLA ENERO A MAYO 2021
(SOLO EXISTEN PARA EL 28 DE MARZO 2021) (USD)**

PERÍODO	PAIS	DESVIACIÓN GRAVE NO RESPONSABLE DE LA FALLA USD	PRECIO PROM VALORIZACIÓN USD/MWh
13	GUATEMALA	206.01	49.14
	EL SALVADOR	42.46	78.13
	HONDURAS	66.27	49.90
	NICARAGUA	- 90.01	97.27
	COSTA RICA	- 321.32	101.82
	PANAMÁ	96.59	104.15
14	GUATEMALA	261.53	49.57
	EL SALVADOR	267.59	91.44
	HONDURAS	- 510.92	50.12
	NICARAGUA	9.01	97.29
	COSTA RICA	- 179.52	102.70
	PANAMÁ	152.32	103.55

(-) ABONO AL OPERADOR (+) CARGO AL OPERADOR

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR

El 28 de marzo se disparó la interconexión con México, hubo pérdida de carga en 4 países de la región, con esta falla coincidió un minuto después el disparo de una de las interconexiones El Salvador – Honduras; posteriormente hubo una falla en la L/T Panaluya – La Entrada Copán con dificultad de cierre por alto voltaje, y después dos fallas con pérdida de generación y carga en el occidente de Honduras al dispararse el tramo La Entrada – San Buenaventura, igualmente por alto voltaje.

DESVIACIONES TOTALES ENERO-MAYO 2021 (USD)

MES	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
	DESVIACIÓN (USD)					
ENERO	64,850.34	-9,773.75	-59,145.64	-10,045.74	-3,133.05	17,247.85
FEBRERO	88,944.36	-7,830.63	-53,086.17	7,735.83	-31,626.03	-4,137.36
MARZO	144,191.60	-20,390.99	-58,215.39	-11,253.19	-66,636.34	12,304.31
ABRIL	126,977.35	6,282.61	-40,156.00	-16,430.05	-60,652.07	-16,021.82
MAYO	113,958.91	-30,855.16	-24,606.33	-162.13	-49,680.70	-8,654.60
TOTAL	538,922.56	-62,567.92	-235,209.53	-30,155.28	-211,728.19	738.38

Fuente: Elaborado por S&V con información de la base de datos del EOR