



CRIE

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica





INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

INFORME SV-53-2026

AGOSTO
2026

UNA VISTA AL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

Contenido

1. Panorama del MER 8
1.1. Principales indicadores 8
1.2. Aspectos relevantes 8
1.3. Resolución emitida 9
2. Transacciones de energía en el MER 9
2.1. Energía disponible e inyecciones totales 9
2.2. Participación de los países miembros 11
2.3. Estructura de las transacciones 13
2.4. Participación por tipo de actividad de los agentes 16
3. Precios 17
3.1. Evolución del precio regional 17
3.2. Precios nacionales y precio del MER 19
3.3. Precio del MER y referencias externas 21
4. Supervisión y vigilancia del MER 22
4.1. Participación de los principales agentes 22
4.2. Monitoreo de ofertas 26
4.3. Hallazgos y seguimiento 27
5. Condiciones técnicas y operativas en el SER 28
5.1. MCTP 28
5.2. Redespachos y eventos regionales 30

Índice de Figuras

Figura 1. Evolución diaria de la energía disponible y las inyecciones al MER 10
Figura 2. Inyecciones y retiros por país miembro 11
Figura 3. Inyecciones y retiros por tipo de oferta 15
Figura 4. Inyecciones y retiros por tipo de actividad de los agentes 17
Figura 5. Evolución diaria del precio del MER 18
Figura 6. Precios promedio mensuales de los mercados nacionales y del MER 20
Figura 7. Evolución de los precios del MER y de los combustibles fósiles 21
Figura 8. Agentes con los mayores volúmenes de inyecciones 24
Figura 9. Agentes con los mayores volúmenes de retiros 25

Índice de Tablas

Tabla 1. El MER en cifras 8
Tabla 2. Energía disponible y variaciones intermensuales de las transacciones por país miembro. 11
Tabla 3. Consumo interno y generación local 12
Tabla 4. Inyecciones al MER por tipo de mercado y variación intermensual 13
Tabla 5. Inyecciones y retiros por tipo de oferta y variación intermensual 14
Tabla 6. Inyecciones y retiros por tipo de actividad y variación intermensual 16
Tabla 7. Precios nacionales y variación intermensual 19
Tabla 8. Relación estadística entre el precio del MER y los combustibles fósiles 22
Tabla 9. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh 26
Tabla 10. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh asociados a CF 26
Tabla 11. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh 26
Tabla 12. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW) 28
Tabla 13. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW) 28
Tabla 14. Valores de exportación total del área de control de El Salvador (MW) 29
Tabla 15. Valores de importación total del área de control de El Salvador (MW) 29
Tabla 16. Modificaciones temporales a las Máximas Transferencias 30
Tabla 17. Redespachos regionales 30
Tabla 18. Eventos que involucraron la activación del EDACBF regional 31

1. Panorama del MER

El Mercado Eléctrico Regional (MER) comprende la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad entre los agentes de la región. Estas transacciones se realizan a través del mercado de contratos y del mercado de oportunidad regional, en el que los intercambios de corto plazo resultan de un despacho económico regional coordinado con los despachos nacionales. A partir de este marco, se presentan a continuación los principales indicadores, aspectos relevantes y la resolución emitida durante agosto de 2026, a fin de brindar un panorama general del comportamiento del MER.

1.1. Principales indicadores

Los principales indicadores del MER se muestran en la Tabla 1, con el propósito de facilitar una lectura preliminar de las condiciones observadas en agosto de 2026 y su variación respecto a julio del mismo año.

TABLA 1. EL MER EN CIFRAS

Indicador	Julio 2026	Agosto 2026	Variación
Energía disponible	460.92 GWh	424.00 GWh	-8.01%
Inyecciones	157.66 GWh	140.26 GWh	-11.04%
Retiros	151.95 GWh	138.15 GWh	-9.08%
Precio promedio del MER	188.78 USD/MWh	192.19 USD/MWh	+1.81%
Participación del MCR	84.25%	67.69%	-16.56 p.p.
Participación del MOR	15.75%	32.31%	+16.56 p.p.
País con mayor volumen de inyecciones	*Guatemala* 106.93 GWh (67.82%)	*Guatemala* 68.53 GWh (48.86%)	-38.40 GWh (-18.96 p.p.)
País con mayor volumen de retiros	*Nicaragua* 94.11 GWh (61.93%)	*Nicaragua* 99.65 GWh (72.13%)	+5.54 GWh (+10.20 p.p.)

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.
Mercado de Contratos Regional: MCR; Mercado de Oportunidad Regional: MOR; puntos porcentuales: p.p.

1.2. Aspectos relevantes

En agosto de 2026, se destacó la reducción intermensual de la generación renovable en los países miembros, estimada en 94.36 GWh, mientras que el consumo interno de los sistemas eléctricos nacionales aumentó aproximadamente 39.58 GWh.

Asimismo, durante el mes analizado prevalecieron condiciones operativas excepcionales en las áreas de control de Panamá y El Salvador, las cuales incidieron en sus capacidades máximas de exportación e importación, respectivamente.

Por otro lado, se ejecutaron seis redespachos regionales, vinculados en su mayoría a la pérdida de recursos de generación en el área de control de Guatemala, y se registraron diez eventos que involucraron la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional.

1.3. Resolución emitida

- ✓ **Resolución:** No. CRIE-17-2026
- ✓ **Fecha de emisión:** 27 de agosto de 2026
- ✓ **Contexto y objetivo:** La Resolución No. CRIE-17-2026 certifica el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 01-2026, mediante el cual se somete a consulta una propuesta de modificación normativa relacionada con las subastas de Derechos de Transmisión (DT) en el MER. La propuesta contempla períodos de validez anual, de mayo a abril, y semestral, con el propósito de adecuarlos a los ciclos estacionales que inciden en la congestión de la Red de Transmisión Regional (RTR).
- ✓ **Fuente:** Resolución No. CRIE-17-2026

2. Transacciones de energía en el MER

En esta sección se presenta el comportamiento de las transacciones en el MER durante agosto de 2026, considerando la energía disponible [1], las inyecciones y retiros, la participación de los países miembros y la estructura de dichas transacciones según el tipo de mercado, oferta y actividad de los agentes.

2.1. Energía disponible e inyecciones totales

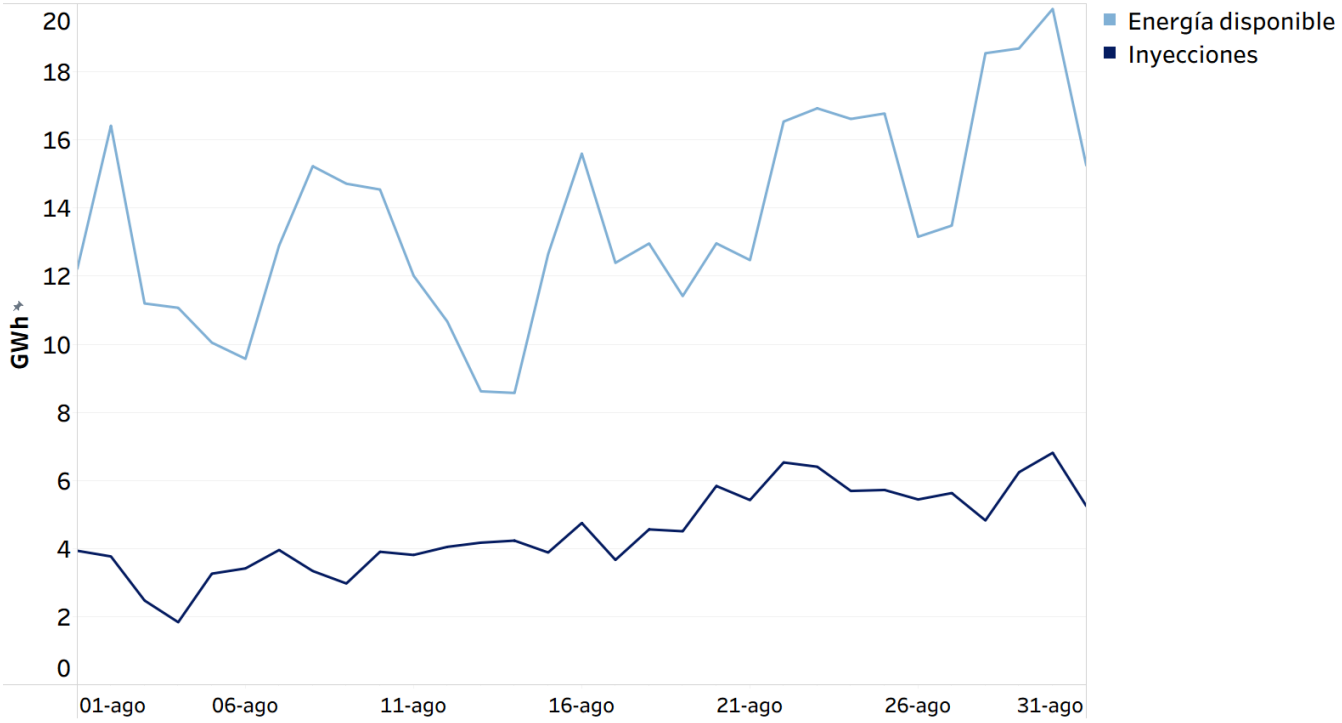
Durante agosto de 2026, la energía disponible y las inyecciones al mercado regional registraron los siguientes valores:

- ✓ **Energía disponible:** 424.00 GWh
- ✓ **Inyecciones:** 140.26 GWh

[1] Energía disponible: corresponde a la suma de las declaraciones de ofertas de oportunidad y de los compromisos contractuales de inyección (numerales 5.2.1 y 5.2.2 del Libro II del RMER).

En ese sentido, la energía disponible disminuyó 8.01% respecto a julio del mismo año, mientras que las inyecciones presentaron una reducción intermensual de 11.04%. A nivel diario, como se observa en la Figura 1, la energía disponible mostró una tendencia creciente hacia los últimos días del mes, período en el que también se observaron los mayores niveles diarios de inyecciones.

FIGURA 1. EVOLUCIÓN DIARIA DE LA ENERGÍA DISPONIBLE Y LAS INYECCIONES AL MER



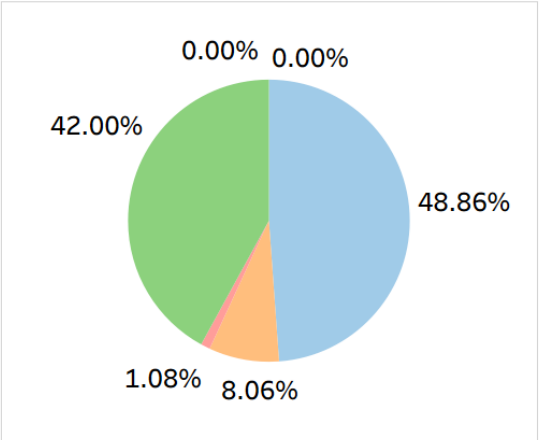
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

2.2. Participación de los países miembros

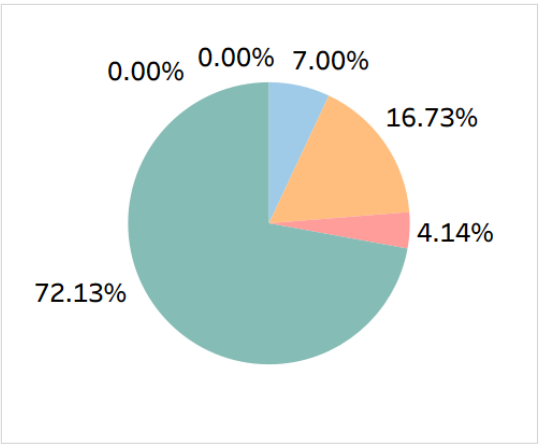
A continuación, en la Figura 2, se detallan los volúmenes de inyecciones y retiros por país miembro durante agosto de 2026:

FIGURA 2. INYECCIONES Y RETIROS POR PAÍS MIEMBRO

Inyecciones (GWh)	
Guatemala	68.53
El Salvador	11.30
Honduras	1.52
Nicaragua	0.00
Costa Rica	58.91
Panamá	0.00
Total general	140.26



Retiros (GWh)	
Guatemala	9.67
El Salvador	23.11
Honduras	5.72
Nicaragua	99.65
Costa Rica	0.00
Panamá	0.00
Total general	138.15



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Adicionalmente, la Tabla 2 presenta la energía disponible por país y las variaciones intermensuales registradas en las inyecciones y retiros.

TABLA 2. ENERGÍA DISPONIBLE Y VARIACIONES INTERMENSUALES DE LAS TRANSACCIONES POR PAÍS MIEMBRO

País miembro	Energía disponible	Δ Inyecciones	Δ Retiros
Guatemala	119.97 GWh	-38.40 GWh (-35.91%)	+7.28 GWh (+304.60%)
El Salvador	39.77 GWh	-18.65 GWh (-62.27%)	-25.00 GWh (-51.96%)
Honduras	3.64 GWh	-1.05 GWh (-40.86%)	+2.13 GWh (+59.33%)
Nicaragua	0.00 GWh	0.00 GWh	+5.54 GWh (+5.89%)
Costa Rica	260.61 GWh	+40.71 GWh (+223.68%)	-3.76 GWh (-100.00%)
Panamá	0.00 GWh	0.00 GWh	0.00 GWh

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Como complemento al análisis de las transacciones en el MER, la Tabla 3 presenta los datos de consumo interno y generación renovable de cada país correspondientes a agosto de 2026, así como sus variaciones intermensuales. Para Guatemala, El Salvador y Panamá se incluye también la información de la generación a base de gas natural, al contar con capacidad disponible de dicha tecnología en sus sistemas.

TABLA 3. CONSUMO INTERNO Y GENERACIÓN LOCAL

Valores mensuales y variación respecto del mes anterior

País miembro	Consumo interno		Generación renovable		Generación con gas natural	
	Energía (GWh)	Variación GWh (%)	Energía (GWh)	Variación GWh (%)	Energía (GWh)	Variación GWh (%)
Guatemala	1,370.46	+7.14 (+0.52%)	538.24	−85.49 (−13.71%)	11.50	−2.48 (−17.73%)
El Salvador	676.40	−13.08 (−1.90%)	270.14	+10.31 (+3.97%)	226.91	−7.14 (−3.05%)
Honduras	1,116.79	+21.77 (+1.99%)	499.47	−55.85 (−10.06%)	—	—
Nicaragua	543.52	+17.29 (+3.28%)	201.88	−14.28 (−6.61%)	—	—
Costa Rica	1,172.14	−7.14 (−0.61%)	1,224.06	+52.50 (+4.48%)	—	—
Panamá	1,114.92	+13.60 (+1.23%)	652.51	−1.55 (−0.24%)	400.04	+13.47 (+3.49%)

Fuente: Elaboración propia con información de los sitios web oficiales de los OS/OMS.

Nota: Δ indica la variación respecto del mes anterior. Los signos positivos representan aumentos y los negativos, disminuciones.

Guatemala se posicionó nuevamente como el país con mayor volumen de inyecciones al mercado regional, con 68.53 GWh, equivalentes al 48.86% del total. No obstante, este volumen disminuyó 35.91% respecto al mes previo, en un contexto en el que su consumo interno se mantuvo relativamente estable (+0.52%), mientras que la generación renovable local y la generación a base de gas natural decrecieron 13.71% y 17.73%, respectivamente. Costa Rica, por su parte, incrementó sus inyecciones de 18.20 GWh a 58.91 GWh (+223.68%), alcanzando una participación de 42.00% del total. Este comportamiento coincidió con un aumento de 4.42% en su generación renovable y una reducción de 0.61% en el consumo interno.

En cuanto a la energía disponible, Costa Rica concentró el 61.47% del total, seguido de Guatemala con 28.30% y El Salvador con 9.38%. La distribución de esta energía se diferenció

de la observada en las inyecciones, lo que evidencia que la disponibilidad constituye una condición para la participación en el MER, pero no necesariamente se materializa de manera proporcional en las transacciones realizadas.

Respecto a los retiros, Nicaragua mantuvo la mayor participación, con 99.65 GWh, equivalentes al 72.13% del total, y un incremento intermensual de 5.89%, en un contexto de aumento de 3.28% en su consumo interno y una reducción de 6.61% en la generación renovable local. En contraste, El Salvador redujo sus retiros 51.96% respecto a julio de 2026, mientras que Guatemala y Honduras registraron incrementos intermensuales de 304.60% y 59.33%, respectivamente. Por su parte, Costa Rica no registró retiros durante agosto.

Es importante destacar que Nicaragua y Panamá no realizaron ofertas de inyección durante agosto de 2026. En el caso de Panamá, esta situación se presentó en un contexto marcado por la continuidad de disposiciones del mercado eléctrico local asociadas a la suspensión de las exportaciones de energía al MER desde finales de junio del mismo año, como consecuencia de la disminución en la disponibilidad del recurso hídrico en dicho país.

En este contexto, si bien la Regulación Regional establece la obligación de presentar ofertas de oportunidad al MER por parte de los agentes de cada país miembro, la cantidad de energía ofertada puede verse limitada por los requerimientos de cobertura del consumo interno y por la disponibilidad de recursos de generación en cada sistema eléctrico nacional[2]. Estas condiciones inciden en los volúmenes de energía disponibles para su comercialización en el mercado regional.

2.3. Estructura de las transacciones

En la Tabla 4 se presenta la distribución de las inyecciones al MER según el mercado en el que fueron canalizadas, ya sea mediante el Mercado de Contratos Regional (MCR) o el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), así como su comparación respecto al mes previo.

TABLA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO Y VARIACIÓN INTERMENSUAL

Mercado	Julio 2026	Agosto 2026	Variación
MCR	132.83 GWh (84.25%)	94.95 GWh (67.69%)	-37.88 GWh (-16.56 p.p.)
MOR	24.82 GWh (15.75%)	45.32 GWh (32.31%)	+20.50 GWh (+16.56 p.p.)

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.
puntos porcentuales: p.p.

Por su parte, la Tabla 5 presenta las inyecciones y retiros con detalle por tipo de oferta y su variación intermensual, mientras que la Figura 3 permite analizar gráficamente su composición durante agosto de 2026.

[2] Numeral 5.2.2, literal b) del Libro II del RMER.

Cabe señalar que las ofertas de flexibilidad se encuentran asociadas a la modalidad en que se materializan los compromisos contractuales. Para el caso de los Contratos Firmes (CF), el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece que las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora se consideran en el predespacho regional como ofertas de oportunidad de inyección y, en la conciliación, como transacciones programadas de oportunidad de retiro o inyección, según corresponda[3]. Asimismo, los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) son compromisos físicos que pueden ser flexibilizados mediante ofertas al MOR u ofertas de flexibilidad, tanto por la parte compradora como por la parte vendedora[4]. En agosto de 2026, las ofertas de flexibilidad de inyección alcanzaron 11.52 GWh, equivalentes al 8.21% del total de inyecciones, mientras que las de retiro registraron 1.52 GWh, correspondientes al 1.10% del total de retiros.

TABLA 5. INYECCIONES Y RETIROS POR TIPO DE OFERTA Y VARIACIÓN INTERMENSUAL

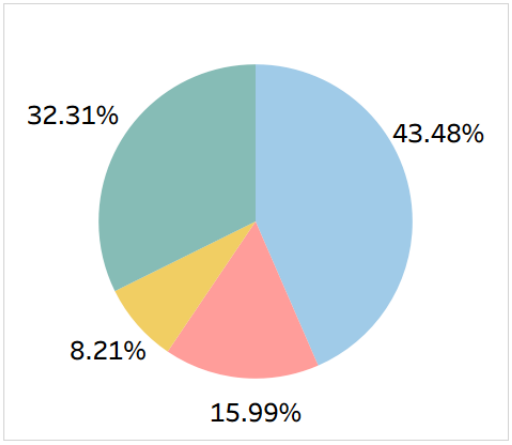
Tipo de oferta	Julio 2026	Agosto 2026	Variación
CF (i)	77.19 GWh (48.96%)	60.99 GWh (43.48%)	-16.20 GWh (-5.48 p.p.)
CNFFF (i)	29.46 GWh (18.69%)	22.43 GWh (15.99%)	-7.03 GWh (-2.70 p.p.)
O. Flexibilidad (i)	26.18 GWh (16.61%)	11.52 GWh (8.21%)	-14.66 GWh (-8.40 p.p.)
O. Oportunidad (i)	24.82 GWh (15.75%)	45.32 GWh (32.31%)	+20.50 GWh (+16.56 p.p.)
CF (r)	80.72 GWh (53.12%)	74.98 GWh (54.27%)	-5.74 GWh (+1.15 p.p.)
CNFFF (r)	29.46 GWh (19.39%)	22.43 GWh (16.24%)	-7.03 GWh (-3.15 p.p.)
O. Flexibilidad (r)	0.91 GWh (0.60%)	1.52 GWh (1.10%)	+0.61 GWh (+0.50 p.p.)
O. Oportunidad (r)	40.86 GWh (26.89%)	39.22 GWh (28.39%)	-1.64 GWh (+1.50 p.p.)

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.
puntos porcentuales: p.p.

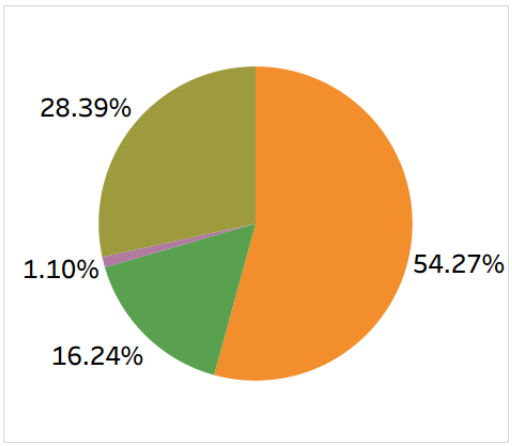
[3] Numeral 1.3.4.3, literal c) del Libro I del RMER.
[4] Numeral 1.3.7.1 del Libro I del RMER.

FIGURA 3. INYECCIONES Y RETIROS POR TIPO DE OFERTA

Inyecciones (GWh)	
CF (i)	60.99
CNFFF (i)	22.43
O. Flexibilidad (i)	11.52
O. Oportunidad (i)	45.32
Total general	140.26



Retiros (GWh)	
CF (r)	74.98
CNFFF (r)	22.43
O. Flexibilidad (r)	1.52
O. Oportunidad (r)	39.22
Total general	138.15



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

En ese sentido, la estructura de las transacciones mantuvo el predominio del MCR, aunque su participación en las inyecciones disminuyó de 84.25% en julio de 2026 a 67.69% en agosto del mismo año. En contraste, la participación del MOR aumentó de 15.75% a 32.31%, con un incremento intermensual absoluto de 20.50 GWh.

Al considerar el tipo de oferta, las inyecciones asociadas a CF y CNFFF representaron en conjunto el 59.47% del total, mientras que las ofertas de oportunidad y de flexibilidad concentraron el 40.52%. En los retiros, los CF y CNFFF alcanzaron en total el 70.51%, en contraste con el 29.49% correspondiente a ofertas de oportunidad y flexibilidad. Esta composición evidencia una mayor presencia relativa de las transacciones de oportunidad y flexibilidad en las inyecciones y retiros respecto al mes previo, sin que los compromisos contractuales dejaran de constituir el principal componente de las transacciones regionales.

Este comportamiento se registró en un entorno caracterizado por la continuidad de los efectos asociados al fenómeno de *El Niño* presente en la región, junto con variaciones intermensuales en la disponibilidad de generación y en el consumo de los países miembros. En este contexto, las condiciones operativas observadas en los sistemas eléctricos

nacionales incidieron en la disponibilidad de energía para su comercialización en el MER y coincidieron con una mayor participación de las transacciones de oportunidad y de los mecanismos de flexibilidad.

2.4. Participación por tipo de actividad de los agentes

Con relación a la participación de los agentes, la Tabla 6 presenta las inyecciones y retiros por tipo de actividad, así como su variación intermensual. Complementariamente, la Figura 4 muestra gráficamente su distribución durante agosto de 2026.

TABLA 6. INYECCIONES Y RETIROS POR TIPO DE ACTIVIDAD Y VARIACIÓN INTERMENSUAL

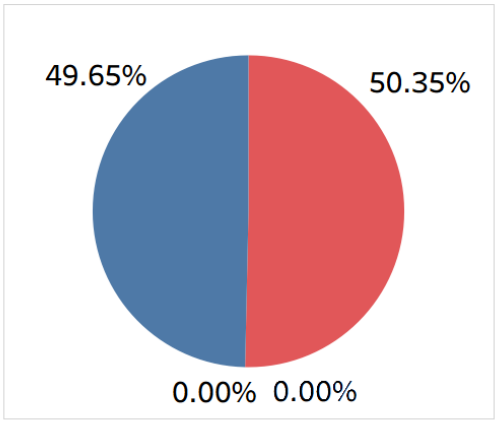
Tipo de actividad	Julio 2026	Agosto 2026	Variación
Generador (i)	47.77 GWh (30.30%)	70.62 GWh (50.35%)	+22.85 GWh (+20.05 p.p.)
Comercializador (i)	109.89 GWh (69.70%)	69.64 GWh (49.65%)	-40.25 GWh (-20.05 p.p.)
Distribuidor (i)	0.00 GWh (0.00%)	0.00 GWh (0.00%)	0.00 GWh
Gran Usuario (i)	0.00 GWh (0.00%)	0.00 GWh (0.00%)	0.00 GWh
Generador (r)	15.58 GWh (10.25%)	5.41 GWh (3.92%)	-10.17 GWh (-6.33 p.p.)
Comercializador (r)	39.88 GWh (26.25%)	28.89 GWh (20.91%)	-10.99 GWh (-5.34 p.p.)
Distribuidor (r)	36.68 GWh (24.14%)	51.92 GWh (37.58%)	+15.24 GWh (+13.44 p.p.)
Gran Usuario (r)	59.81 GWh (39.36%)	51.93 GWh (37.59%)	-7.88 GWh (-1.77 p.p.)

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.
puntos porcentuales: p.p.

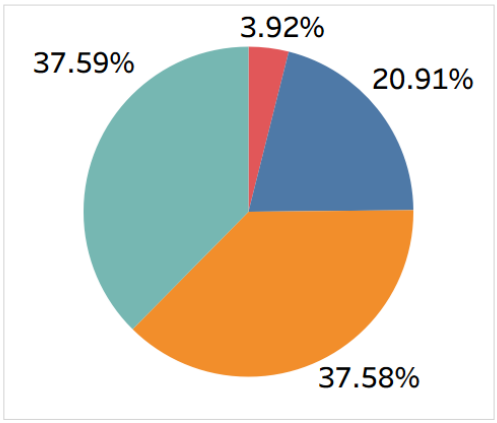
La composición de las inyecciones por tipo de actividad fue más equilibrada durante el mes analizado, con una participación de 50.35% de los generadores y 49.65% de los comercializadores. Este comportamiento representó un cambio respecto a julio de 2026, cuando los comercializadores concentraron el 69.70% de las inyecciones. En los retiros, los distribuidores y grandes usuarios, consumidores naturales de energía, concentraron en conjunto el 75.17% del total, con participaciones prácticamente equivalentes de 37.58% y 37.59%, respectivamente, mientras que los generadores (-10.17 GWh) y los comercializadores (-10.99 GWh) presentaron reducciones intermensuales en sus retiros.

FIGURA 4. INYECCIONES Y RETIROS POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES

Inyecciones (GWh)	
Generador	70.62
Comercializador	69.64
Distribuidor	0.00
Gran Usuario	0.00
Total general	140.26



Retiros (GWh)	
Generador	5.41
Comercializador	28.89
Distribuidor	51.92
Gran Usuario	51.93
Total general	138.15



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

3. Precios

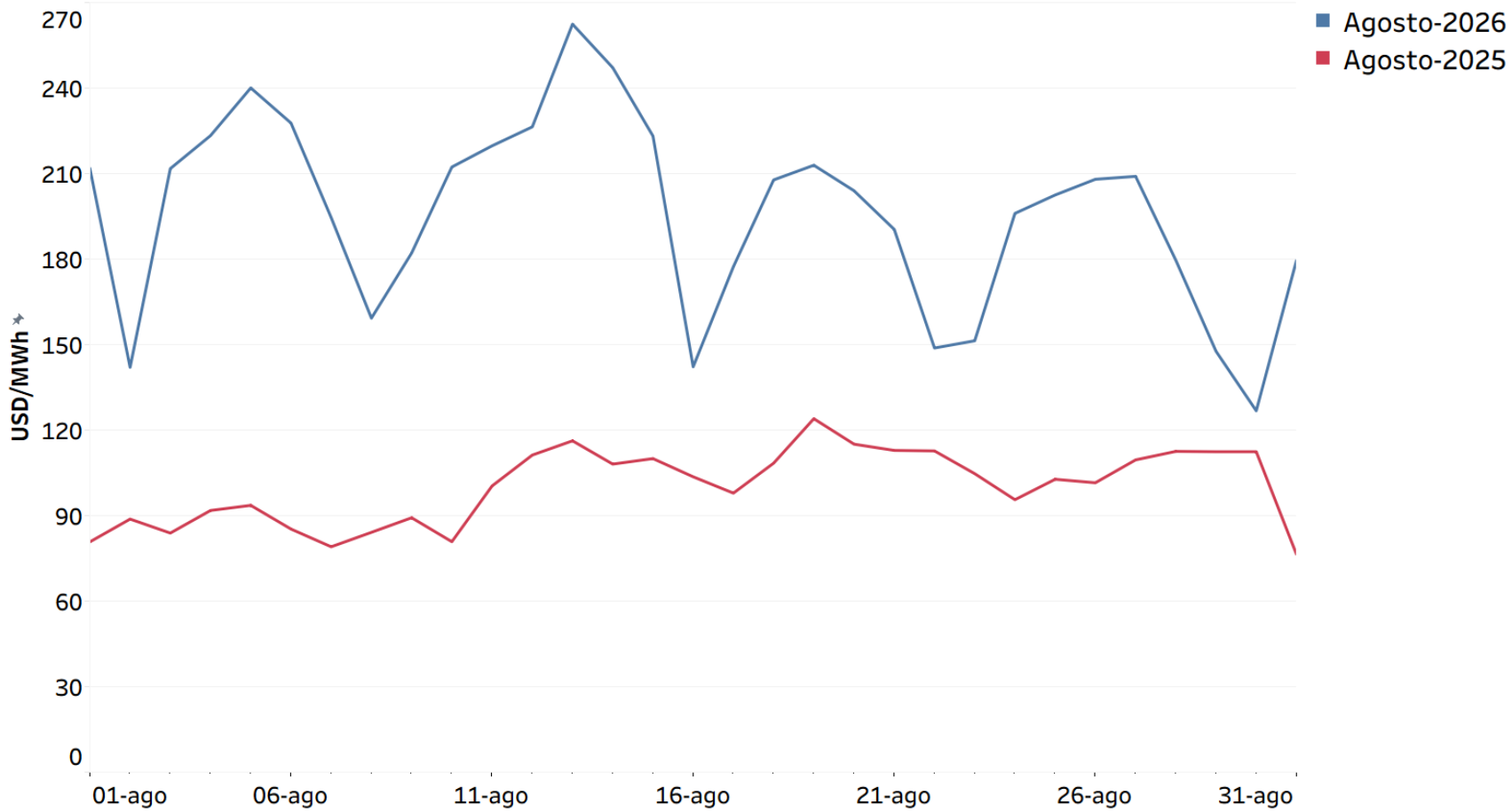
Posterior al análisis de la estructura de las transacciones en el MER, esta sección aborda el comportamiento del precio regional, de los precios nacionales y de referencias externas, como los precios de los principales combustibles fósiles.

3.1. Evolución del precio regional

A continuación, se presentan los indicadores asociados al comportamiento del precio del MER durante agosto de 2026:

- ✓ **Precio promedio mensual:** 192.19 USD/MWh
- ✓ **Variación intermensual:** +1.81%
- ✓ **Variación interanual:** +91.84%

FIGURA 5. EVOLUCIÓN DIARIA DEL PRECIO DEL MER



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

El precio promedio del MER durante agosto de 2026 se ubicó en 192.19 USD/MWh, lo que representó un incremento de 91.84% respecto al mismo mes de 2025, cuando el valor promedio fue de 100.18 USD/MWh. En este contexto, los precios promedio diarios se mantuvieron por encima de los registrados en agosto del año previo (véase la Figura 5).

Asimismo, el precio regional aumentó 1.81% respecto a julio de 2026, cuando el promedio mensual se situó en 188.78 USD/MWh. De esta manera, durante agosto se mantuvieron los niveles de precios observados en el período reciente, en un entorno caracterizado por los efectos asociados al fenómeno climático de *El Niño* y por las condiciones operativas y comerciales presentes en el MER.

3.2. Precios nacionales y precio del MER

Para el caso de los precios nacionales, la Tabla 7 presenta el detalle por país miembro y su respectiva variación intermensual, mientras que la Figura 6 muestra gráficamente los valores promedio mensuales y su comparación con el precio regional.

TABLA 7. PRECIOS NACIONALES Y VARIACIÓN INTERMENSUAL

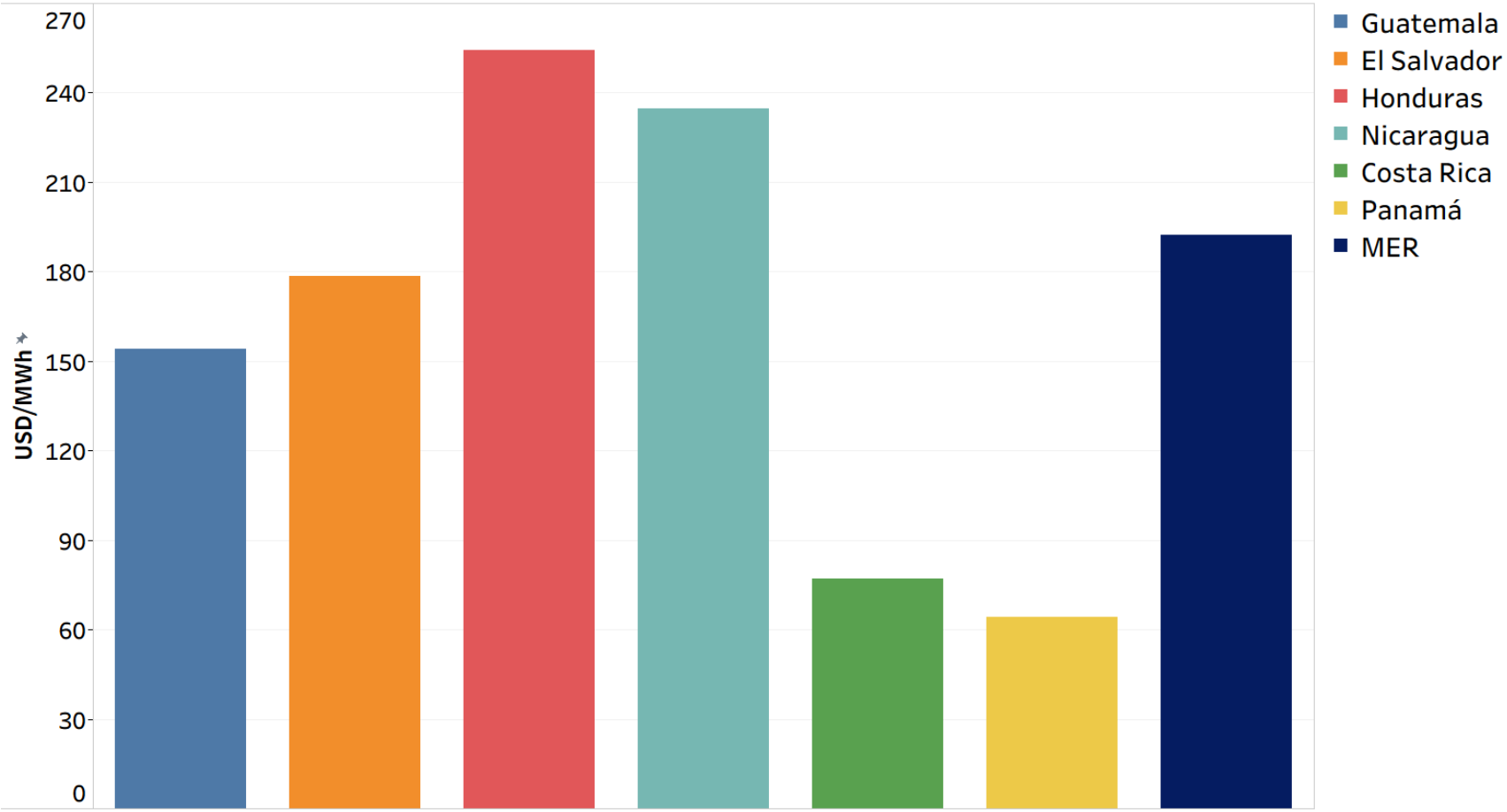
País miembro	Julio 2026	Agosto 2026	Variación
Guatemala	131.07 USD/MWh	154.05 USD/MWh	+22.98 USD/MWh (+17.53%)
El Salvador	180.64 USD/MWh	178.65 USD/MWh	-1.99 USD/MWh (-1.10%)
Honduras	194.64 USD/MWh	254.13 USD/MWh	+59.49 USD/MWh (+30.56%)
Nicaragua	208.59 USD/MWh	234.70 USD/MWh	+26.11 USD/MWh (+12.52%)
Costa Rica	131.79 USD/MWh	76.92 USD/MWh	-54.87 USD/MWh (-41.63%)
Panamá	77.65 USD/MWh	64.32 USD/MWh	-13.33 USD/MWh (-17.17%)

Fuente: Elaboración propia con información de los sitios web oficiales de los OS/OMS.

En este contexto, los precios nacionales mostraron comportamientos diferenciados respecto a julio de 2026. Honduras registró el mayor incremento intermensual, con un aumento de 30.56%, seguido por Guatemala (17.53%) y Nicaragua (12.52%). En contraste, los precios disminuyeron en Costa Rica (-41.63%), Panamá (-17.17%) y El Salvador (-1.10%).

Como se observa en la Figura 6, el precio regional se ubicó por debajo de los registrados en Honduras y Nicaragua, y por encima de los correspondientes a El Salvador, Guatemala, Costa Rica y Panamá. Estas diferencias reflejan las distintas condiciones de formación de precios presentes en los mercados eléctricos nacionales y constituyen uno de los factores que impactan en la posición importadora o exportadora de los países miembros.

FIGURA 6. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DE LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER

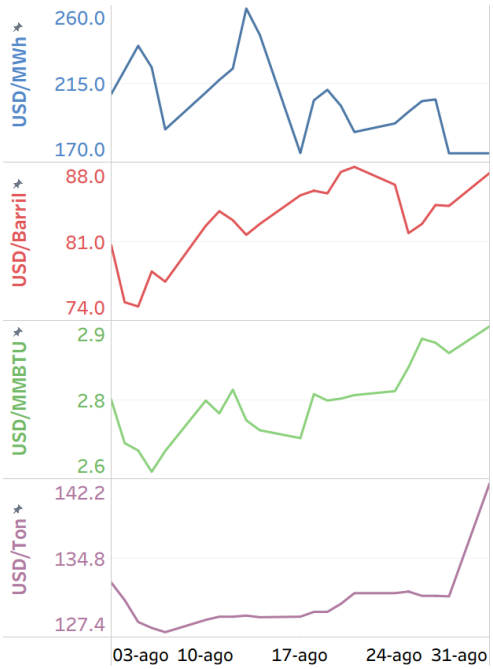


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de los sitios web oficiales de los OS/OMS.

3.3. Precio del MER y referencias externas

A continuación, se presenta el comportamiento del precio regional y de los principales combustibles fósiles (véase la Figura 7). Para el caso del petróleo, la información mostrada corresponde al índice *West Texas Intermediate* (WTI); para el gas natural (NG), al índice *Henry Hub*; y para el carbón térmico (CT), al índice *Newcastle Coal*.

FIGURA 7. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



	MER (USD/MWh)	NG (USD/MMBT..	WTI (USD/Barril)	CT (USD/Ton)
03-ago	208.65	2.78	80.68	132.50
04-ago	222.34	2.69	75.61	130.85
05-ago	236.12	2.68	75.23	128.80
06-ago	223.87	2.63	78.33	128.25
07-ago	188.61	2.68	77.43	127.85
10-ago	209.56	2.78	82.37	129.00
11-ago	216.72	2.75	83.66	129.30
12-ago	223.15	2.80	82.87	129.30
13-ago	257.31	2.74	81.57	129.40
14-ago	242.33	2.72	82.53	129.25
17-ago	175.18	2.70	85.06	129.30
18-ago	205.15	2.79	85.47	129.75
19-ago	211.09	2.78	85.24	129.75
20-ago	202.02	2.78	87.13	130.50
21-ago	187.10	2.79	87.58	131.50
24-ago	191.99	2.80	86.00	131.50
25-ago	198.57	2.85	81.72	131.65
26-ago	204.68	2.90	82.53	131.25
27-ago	205.62	2.90	84.20	131.25
28-ago	175.01	2.87	84.13	131.20
31-ago	175.02	2.93	87.03	141.75

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional del EOR, de la web www.eia.gov, de la web www.fxempire.es y de la web es.investing.com

Por su parte, la Tabla 8 presenta los resultados del análisis de la relación estadística entre el precio regional y los precios de los principales combustibles fósiles, con base en la covarianza[5] y el coeficiente de *Spearman*[6].

[5] Covarianza: medida estadística que indica la dirección de la relación lineal entre dos variables numéricas. Determina si ambas variables aumentan o disminuyen juntas (covarianza positiva) o si una aumenta mientras la otra disminuye (covarianza negativa).

[6] Coeficiente de correlación de *Spearman*: herramienta estadística robusta utilizada para medir la fuerza y dirección de la relación monótona entre dos variables, especialmente cuando estas relaciones no son lineales o los datos no siguen una distribución normal. A diferencia de *Pearson*, *Spearman* trabaja con rangos (posiciones) de los datos en lugar de sus valores reales, lo que lo hace menos sensible a valores atípicos.

TABLA 8. RELACIÓN ESTADÍSTICA ENTRE EL PRECIO DEL MER Y LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

Referencia	Covarianza	*Spearman* (ρ)	Lectura
Petróleo WTI	-21.28	-0.55	Inversa moderada
Gas natural Henry Hub	-19.45	-0.51	Inversa moderada
Carbón térmico Newcastle Coal	-19.35	-0.50	Inversa moderada

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional del EOR, de la web www.eia.gov, de la web www.fxempire.es y de la web es.investing.com

En este contexto, los precios de las tres referencias de combustibles fósiles mostraron variaciones moderadas a lo largo del período analizado, mientras que el precio regional presentó fluctuaciones de mayor magnitud. Como se observa en la Figura 7, la evolución de estas variables no mostró un comportamiento coincidente durante agosto de 2026.

De igual manera, los resultados de la Tabla 8 muestran valores negativos de covarianza entre el precio del MER y las tres referencias externas, en coherencia con los coeficientes de *Spearman* obtenidos: -0.55 para el petróleo, -0.51 para el gas natural y -0.50 para el carbón térmico, correspondientes a relaciones inversas moderadas.

En conjunto, estos resultados estadísticos indican que los movimientos diarios de los precios de los combustibles fósiles presentaron una asociación inversa con el precio regional durante el mes analizado, lo que sugiere que su evolución no constituyó el principal factor asociado al comportamiento del precio del MER, cuya formación responde también a las condiciones comerciales y operativas presentes en el mercado regional.

4. Supervisión y vigilancia del MER

En cumplimiento de las funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER, la CRIE mantiene un monitoreo continuo de los principales agentes que participan en el MER, tanto en las inyecciones como en los retiros. Este seguimiento permite identificar a los agentes con mayor presencia relativa en el mercado, así como comportamientos y condiciones que puedan requerir análisis complementarios.

4.1. Participación de los principales agentes

Durante agosto de 2026, los agentes que registraron los mayores volúmenes de inyecciones al MER fueron los siguientes:

- ✓ **Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)** – Costa Rica: 58,908 MWh (42.00%)
- ✓ **EDECSA – GT, S.A. (1CCOMEDECS)** – Guatemala: 21,907 MWh (15.62%)
- ✓ **Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU)** – Guatemala: 19,132 MWh (13.64%)

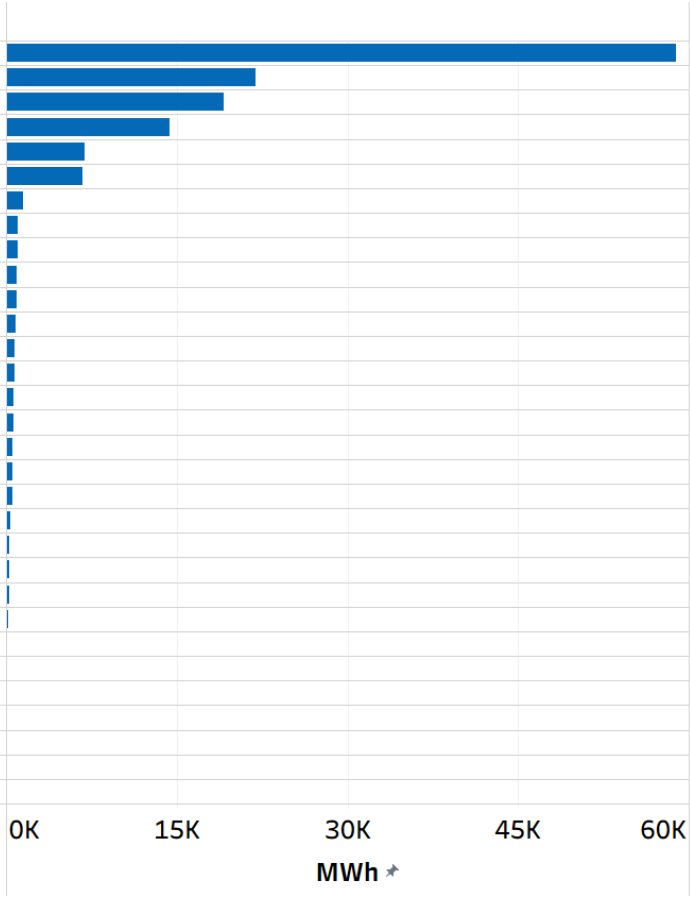
Por su parte, los agentes que registraron los mayores volúmenes de retiros del MER fueron los siguientes:

- ✓ **Edenisa Energy Trading, S.A. (4UEDETSA)** – Nicaragua: 51,430 MWh (37.23%)
- ✓ **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL-BLUEFIELDS (4DENATRELBLU)** – Nicaragua: 47,725 MWh (34.54%)
- ✓ **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59)** – El Salvador: 6,991 MWh (5.06%)

En ese sentido, los tres agentes con los mayores volúmenes de inyecciones concentraron el 71.26% del total registrado en el período analizado, destacando 5GICE con una participación de 42.00% (véase la Figura 8). Asimismo, los tres principales agentes por el lado de los retiros representaron el 76.83% del total regional, del cual el 71.77% correspondió a la participación conjunta de 4UEDETSA y 4DENATRELBLU (véase la Figura 9), ambos de Nicaragua. Estos resultados muestran una concentración relevante de las transacciones en un número reducido de agentes, en correspondencia con el liderazgo de Costa Rica en las inyecciones y de Nicaragua en los retiros de energía del MER durante agosto de 2026.

FIGURA 8. AGENTES CON LOS MAYORES VOLÚMENES DE INYECCIONES

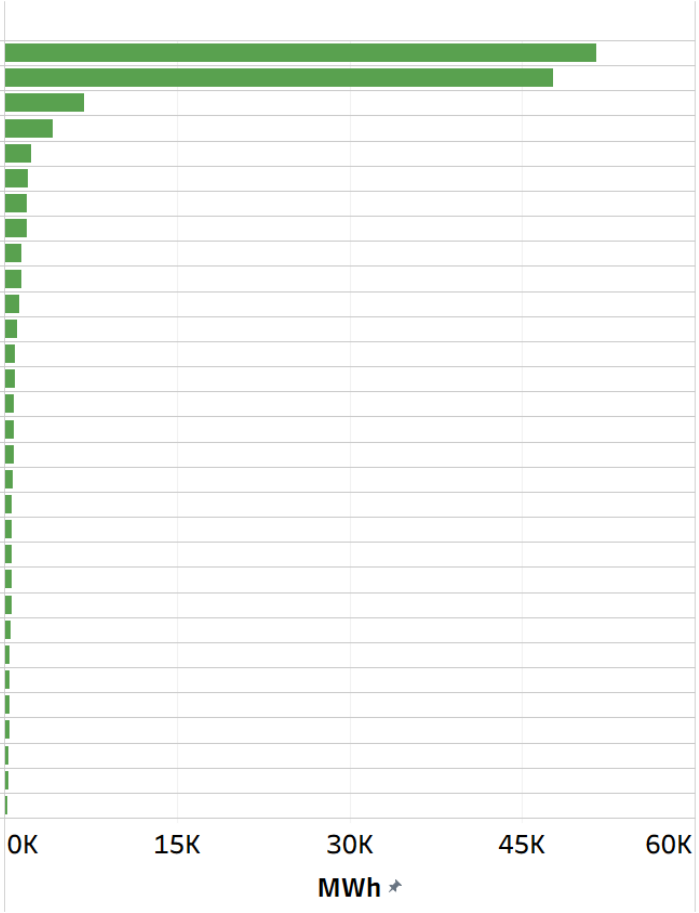
Referencia	Nombre
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
1CCOMEDECS	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.
1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.
2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
2G_C24	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE
1CCOMENLMA	ENLACE MAC, S.A.
1GGENCAISA	COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A.
1CCOMCEPGT	CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA
2C_C34	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.
2C_C08	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.
1GGENJAEGL	JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.
1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S.A.
2C_C63	COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S. A. DE C.V.
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.
1GGENRNACE	RENACE, S. A.
1CCOMENREN	ENRENOV, S.A.
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V
1CCOMCOMEL	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.
1CCOMECONO	ECONOENERGÍA, S. A.
1GGENEMGEE	EMPRESA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE
1CCOMELPOM	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA
1GGENTERMI	TÉRMICA, S. A.
1GGENGRGEO	GRUPO GENERADOR DE ORIENTE, S.A.
1GGENPANTA	Pantaleon S.A.
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.
2C_C84	BORAX ENERGY EL SALVADOR, S.A. DE C.V.



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

FIGURA 9. AGENTES CON LOS MAYORES VOLÚMENES DE RETIROS

Referencia	Nombre
4UEDETSA	EDENISA ENERGY TRADING, SOCIEDAD ANÓNIMA
4DENATRELBLU	EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA (ENATREL- BLUEFIELDS)
2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable
3DENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
2G_C24	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE
2C_C08	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.
2C_C07	COMPAÑÍA DE ENERGIA DE CENTROAMERICA, S.A. de C.V.
1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S.A.
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
1CCOMENLMA	ENLACE MAC, S.A.
2G_C18	ENERGIA BOREALIS, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE
1CCOMELPOM	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.
2C_C34	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.
1CCOMBORAX	BORAX, SOCIEDAD ANONIMA
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.
1CCOMEDECS	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA
2C_C63	COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S. A. DE C.V.
2C_C58	AES NEJAPA GAS LIMITADA DE C.V.
1CCOMCOMEL	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.
2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable
2C_C70	Comercializadora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.
1CCOMSOLGU	SOLARIS GUATEMALA, S. A.
1CCOMSECOE	SERVICIOS COMERCIALES DE ENERGIA, SOCIEDAD ANÓNIMA
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA
1CCOMELESE	ELECTRON SERVICES, SOCIEDAD ANÓNIMA
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.
2C_C95	VELHEN ENERGY S.A DE C.V.
4UTRITONMI	TRITON MINERA, S. A.



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

4.2. Monitoreo de ofertas

En este apartado se analizan los agentes que realizaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh (véase la Tabla 9); los que realizaron ofertas de oportunidad o de flexibilidad de inyección a precios de 0 USD/MWh asociadas a Contratos Firmes (véase la Tabla 10); y los que realizaron ofertas de oportunidad de retiro a precios iguales o menores a 10 USD/MWh (véase la Tabla 11).

TABLA 9. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MAYORES A 400 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía declarada (MWh)	Energía despachada (MWh)	Precio promedio ofertado (USD/MWh)	Precio máximo ofertado (USD/MWh)
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	102,216.00	0.00	559.41	681.00
1GGENINGMA	INGENIO MAGDALENA, S.A.	73.33	0.00	422.00	422.00
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, S.A.	23.24	0.00	454.29	460.00
2G_C24	INGENIO LA CABAÑA, S.A. DE CV.	3.00	0.00	455.94	455.94

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 10. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A 0 USD/MWH ASOCIADOS A CF

Referencia	Nombre	Energía declarada (MWh)
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	5,790.00

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 11. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MENORES A 10 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía declarada (MWh)	Precio promedio ofertado (USD/MWh)	Precio mínimo ofertado (USD/MWh)
2C_C65	ELECTRIC POWER MARKETS, S.A. DE C.V.	11,160.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	1,092.66	1.00	1.00
2C_C81	TRADENERGY, S.A. DE C.V.	5.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Durante agosto de 2026, se identificaron cuatro agentes con ofertas de oportunidad de inyección a precios iguales o superiores a 400 USD/MWh. Particularmente, 5GICE, de Costa Rica, lideró este concepto de ofertas con un total de 102,216 MWh y un precio máximo de 681.00 USD/MWh.

Por otra parte, 5GICE fue el único agente que realizó ofertas de oportunidad de inyección a 0 USD/MWh asociadas a Contratos Firmes, registrando 5,790.00 MWh, equivalentes al 7.72% del total de energía ofertada bajo esta modalidad.

Finalmente, las ofertas de oportunidad de retiro a precios iguales o menores a 10 USD/MWh correspondieron a los agentes salvadoreños 2C_C65, 2C_C53 y 2C_C81, destacando 2C_C65, que concentró el 91.05% de la energía declarada mediante este tipo de ofertas.

4.3. Hallazgos y seguimiento

De las ofertas presentadas previamente, a excepción de los nuevos casos asociados a 1CCOMWATTS y 2G_C24, oportunamente la CRIE dio seguimiento a este tipo de declaraciones. Como resultado, los agentes proporcionaron las justificaciones técnicas y económicas que respaldaron sus decisiones de ofertar precios iguales o mayores a 400 USD/MWh, iguales a 0 USD/MWh e iguales o menores a 10 USD/MWh.

Por su parte, para agosto de 2026, esta Comisión verificó que las ofertas de los agentes 1CCOMWATTS y 2G_C24 fueron realizadas en períodos de mercado en los que los precios nacionales resultaron relativamente elevados, en coherencia con el comportamiento del consumo energético de los días y horarios de la semana en que se presentaron dichas ofertas. En ese sentido, no se consideró necesario requerir a dichos agentes justificaciones técnicas o económicas adicionales, tomando en consideración que, para las ofertas de oportunidad de inyección presentadas en el MOR, la Regulación Regional establece que el precio ofertado debe ser mayor o igual al costo declarado o al precio de oferta en el respectivo mercado nacional[7].

Asimismo, se dio seguimiento al agente 2C_C81 por la presentación de ofertas de oportunidad de retiro a un precio de 0 USD/MWh, registradas el 6 de junio de 2025 y los días 27 y 28 de julio de 2026. El 11 de agosto de 2026, mientras aún se encontraba pendiente su respuesta a las consultas de la CRIE sobre dichas ofertas, el agente presentó una nueva oferta con un precio de 0 USD/MWh y una energía asociada de 5 MWh. El 13 de agosto, remitió las justificaciones correspondientes e informó que había implementado controles adicionales en sus procesos internos para evitar la recurrencia de estas declaraciones. Dado que la oferta del 11 de agosto se presentó antes de que el agente informara sobre la implementación de dichos controles, se dará seguimiento a sus ofertas posteriores para verificar la efectividad de las medidas adoptadas.

Finalmente, la recurrencia y magnitud de las ofertas analizadas en esta sección del presente informe son objeto de monitoreo permanente por parte de la CRIE, con el propósito de verificar que estas prácticas no generen efectos indeseados sobre la formación de precios ni comprometan la eficiencia del despacho regional.

[7] Numeral 5.3.2, literal a) del Libro II del RMER.

5. Condiciones técnicas y operativas en el SER

En términos técnicos y operativos, durante agosto de 2026 se identificaron como aspectos relevantes para el Sistema Eléctrico Regional (SER) las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), los redespachos regionales y los eventos que involucraron la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional.

5.1. MCTP

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el Ente Operador Regional (EOR) con relación a las MCTP correspondientes a agosto de 2026 (véanse las Tablas 12 y 13).

Cabe señalar que la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), Operador de Sistema y de Mercado (OS/OM) del área de control de El Salvador, gestionó ante el EOR actualizaciones en las capacidades de importación y exportación de dicha área de control, las cuales, tras la revisión y validación por parte del referido Operador Regional, se mantienen vigentes debido a condiciones operativas excepcionales a nivel local (véanse las Tablas 14 y 15).

Asimismo, como se observa en la Tabla 16, se presentaron restricciones en las capacidades de transferencia y porteo debido a trabajos de mantenimiento en instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR).

TABLA 12. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR (MW)

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Máxima	300	260	240	10
Media	300	290	300	10
Mínima	300	260	280	10

Fuente: Elaboración propia con información obtenida del sitio web oficial del EOR.
https://www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/
(*) Los valores mostrados representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

TABLA 13. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR – NORTE (MW)

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Máxima	300	260	300	200
Media	300	140	300	200
Mínima	300	250	300	200

Fuente: Elaboración propia con información obtenida del sitio web oficial del EOR.
https://www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/
(*) Los valores mostrados representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

TABLA 14. VALORES DE EXPORTACIÓN TOTAL DEL ÁREA DE CONTROL DE EL SALVADOR (MW)

Escenario de Demanda	Exportación Norte-Sur	Exportación Sur-Norte	Exportación Total
Máxima	0	0	0
Media	0	0	0
Mínima	0	0	0

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web del EOR.
https://www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/
Nota: Los valores de exportación total aplicaron a todos los días de agosto de 2026.

TABLA 15. VALORES DE IMPORTACIÓN TOTAL DEL ÁREA DE CONTROL DE EL SALVADOR (MW)

Día / Horario	1, 2, 3, 4, 5, 6	7, 10, 11, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 25, 26, 27, 28, 31	8, 15, 22, 29	9, 16, 23, 30
00:00 - 00:59	60	60	60	60
01:00 - 01:59	60	60	60	60
02:00 - 02:59	60	60	60	60
03:00 - 03:59	60	60	60	60
04:00 - 04:59	60	60	60	60
05:00 - 05:59	60	60	60	60
06:00 - 06:59	--	--	20	10
07:00 - 07:59	--	--	20	10
08:00 - 08:59	0	--	20	0
09:00 - 09:59	0	--	20	0
10:00 - 10:59	0	--	20	0
11:00 - 11:59	0	--	20	0
12:00 - 12:59	0	--	20	0
13:00 - 13:59	0	--	20	0
14:00 - 14:59	--	--	20	55
15:00 - 15:59	--	--	20	55
16:00 - 16:59	--	--	20	55
17:00 - 17:59	40	40	40	40
18:00 - 18:59	40	40	40	40
19:00 - 19:59	40	40	40	40
20:00 - 20:59	40	40	40	40
21:00 - 21:59	40	40	40	40
22:00 - 22:59	60	60	60	60
23:00 - 23:59	60	60	60	60

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web del EOR.
https://www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/maximas-transferencias/
(--) Horario en el que no se actualizó el valor calculado por el EOR en el estudio de las MCTP de agosto de 2026.

TABLA 16. MODIFICACIONES TEMPORALES A LAS MÁXIMAS TRANSFERENCIAS

Días	Horario	Descripción
7, 8, 9	07:00 – 17:59	Modificación a la capacidad de transferencia Norte-Sur Honduras – Nicaragua a 50 MW y Porteo Sur-Norte a 150 MW. Lo anterior debido a SOLMANT 88 y SOLMANT 205.
23	07:00 – 17:59	Modificación a la capacidad de importación Norte-Sur del área de control de El Salvador a 0 MW y modificación a la máxima capacidad de transferencia Norte-Sur entre Guatemala y El Salvador a 75 MW. Lo anterior es debido a la ejecución de SOLMANTS 615, 646 y 640 solicitado por UT y relacionado a la apertura de las siguientes líneas respectivamente: Línea 115 kV: San Antonio Abad – Nejapa; Línea 115 kV: Nejapa – San Matias; Nejapa Barra 2 de 115 kV.
30	08:30 – 16:30	Se limitan las transferencias Norte-Sur y Sur-Norte entre Honduras y Nicaragua a un máximo de 100 MW debido a apertura de línea de transmisión Prados – León, aprobado en SOLMANT 620 de Honduras.
30	07:00 – 17:00	Se limitan las transferencias Norte-Sur y Sur-Norte entre Nicaragua y Costa Rica a un máximo de 220 MW debido a apertura de línea de transmisión Arenal – Miravalles y LT Arenal - Tejona, aprobado en SOLMANT 49 de Costa Rica

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web del EOR.
https://www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/maximas-transferencias/

5.2. Redespachos y eventos regionales

Finalmente, durante agosto de 2026 se ejecutaron seis redespachos regionales, vinculados principalmente a la pérdida de recursos de generación en el área de control de Guatemala, y se registraron diez eventos en el SER que involucraron la activación del EDACBF regional. El detalle de ambos aspectos se presenta en las Tablas 17 y 18, respectivamente.

TABLA 17. REDESPACHOS REGIONALES

Fecha	País	Descripción
3-ago-2026	Guatemala	AMM solicita redespacho por indisponibilidad de planta de generación Magdalena B6 y B7, bajo el causal “Pérdida de recurso de generación” entre las horas de mercado de 14:00 a 23:00 horas.
4-ago-2026	Guatemala	AMM solicita redespacho por indisponibilidad de planta de generación Magdalena B6 y B7, bajo el causal “Pérdida de recurso de generación” entre las horas de mercado de 11:00 a 23:00 horas.
6-ago-2026	El Salvador	UT solicita redespacho entre las horas de mercado de 02:00 a 23:00 horas por finalización anticipada de SOLMANT 589.
17-ago-2026	Guatemala	AMM solicita redespacho por indisponibilidad de planta de generación San José, bajo el causal “Pérdida de recursos de generación” entre las horas de mercado de 12:00 a 23:00 horas.
19-ago-2026	Guatemala	Solicitud de redespacho por pérdida de recursos de generación para los períodos de 19:00 a las 23:00 horas.
31-ago-2026	Guatemala	Solicitud de redespacho por pérdida de recursos de generación para los períodos de 19:00 a las 23:00 horas.

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web del EOR.
https://enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-diarios-de-operacion/

TABLA 18. EVENTOS QUE INVOLUCRARON LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF REGIONAL

Reporte de Evento	Fecha	Hora Inicio	Hora Normalización del SER	Área de control del SER asociada al inicio del evento	Resumen de la Descripción del Evento	Frecuencia Mínima Registrada (Hz)	Etapas del EDACBF regional que actuaron	Total de Carga Desconectada en el SER (MW)
N° 177-8-2026	14-ago-26	15:24:00	15:38:00	Honduras	Déficit de 100 MW de generación solar fotovoltaica en el área de control de Honduras.	59.300	I	97.09
N° 179-8-2026	17-ago-26	12:57:10	13:11:00	Guatemala	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) ante respuesta de regulación primaria de frecuencia al registrarse un valor de 60.057 Hz y abatimiento de voltaje en el nodo Los Brillantes.	59.279	I	258.01
N° 180-8-2026	18-ago-26	12:51:00	13:40:00	SER	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) ante respuesta de regulación primaria de frecuencia al registrarse un valor elevado.	59.287	I	243.61
N° 181-8-2026	18-ago-26	14:11:00	15:20:00	Honduras	Pérdida de aproximadamente 53 MW de generación solar fotovoltaica y bajo perfil de voltaje en el nodo Los Brillantes.	59.297	I	275.04
N° 182-8-2026	18-ago-26	18:46:00	19:05:00	SER	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) ante respuesta de regulación primaria de frecuencia al registrarse un valor elevado.	59.294	I	114.50
N° 183-8-2026	19-ago-26	11:33:11	11:50:00	Guatemala	Exceso de generación en el sistema eléctrico de México y abatimiento de voltaje en el nodo Los Brillantes.	59.275	I	307.30

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web del EOR.
https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/

Continuación de Tabla 18.

Reporte de Evento	Fecha	Hora Inicio	Hora Normalización del SER	Área de control del SER asociada al inicio del evento	Resumen de la Descripción del Evento	Frecuencia Mínima Registrada (Hz)	Etapas del EDACBF regional que actuaron	Total de Carga Desconectada en el SER (MW)
N° 187-8-2026	21-ago-26	12:19:00	14:17:00	Panamá	Pérdida de 111 MW de generación (Centrales solares fotovoltaicas Penonomé) por disparo de la línea de transmisión de 230 kV Burunga - El Coco - 12C y bajo perfil de voltaje en el nodo Los Brillantes.	59.277	I	336.39
N° 189-8-2026	22-ago-26	16:33:00	16:48:00	Guatemala	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) ante respuesta de regulación primaria de frecuencia al registrarse un valor elevado, además de abatimiento de voltaje en el nodo Los Brillantes.	59.295	I	141.37
N° 190-8-2026	25-ago-26	13:39:00	13:55:00	SER	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) ante desviaciones evidenciadas mayormente en las áreas de control de Honduras y Panamá por un valor aproximado de 78 MW.	59.297	I	314.70
N° 191-8-2026	26-ago-26	13:01:00	13:19:00	Guatemala	Pérdida de 90 MW de generación solar fotovoltaica en el área de control de Guatemala.	59.106	II	400.63

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web del EOR.
https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/