



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

JULIO 2025

INFORME SV-39-2025

A magnifying glass with a black handle and a silver rim, positioned in the bottom right corner. The lens is focused on the text below.

**UNA VISTA
AL MERCADO
ELÉCTRICO
REGIONAL**

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER	4
2.	Transacciones por país miembro	5
2.1.	Inyecciones	5
2.2.	Retiros.....	6
3.	Transacciones por tipo de mercado.....	8
4.	Transacciones por tipo de oferta	9
4.1.	Inyecciones	10
4.2.	Retiros.....	11
5.	Precios del MER.....	13
5.1.	Factores explicativos.....	13
5.2.	Comparación con 2024	14
5.3.	Precios máximos del MER.....	16
6.	Precios del MER, del petróleo y del gas natural.....	18
6.1.	Correlación estadística.....	18
6.2.	Evolución gráfica.....	19
6.3.	Conclusiones	21
7.	Precios nacionales.....	21
7.1.	Correlación entre CMS nacionales y el precio del MER.....	25
8.	Monitoreo del MER	28
8.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	28
8.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	30
8.3.	Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER	32
8.4.	Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	32
8.5.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	33
8.6.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	34
9.	Indicadores técnicos.....	36
9.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) julio 2025.....	36
9.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en julio de 2025	37

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	7
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	8
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	9
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	11
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	12
Figura 6. Precios promedio horarios del MER julio 2024-2025.....	15
Figura 7. Precios máximos del MER julio 2025.....	17
Figura 8. Precios del MER, del petróleo y del gas natural julio 2025	20
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER julio 2025	22
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER julio 2025	24
Figura 11. Correlación y Covarianza entre precios del MER y CMS nacionales julio 2025	27
Figura 12. Agentes con más inyecciones al MER julio 2025.....	29
Figura 13. Agentes con más retiros del MER julio 2025.....	31

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, del petróleo y del gas natural julio 2025	18
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los CMS nacionales julio 2025	26
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los CMS nacionales julio 2025	26
Tabla 4. Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	33
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	34
Tabla 6. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	35
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	36
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW)	36
Tabla 9. Actualización Importación S-N de El Salvador, para demanda media en los periodos de 6 a 9, en el mes de julio 2025 (MW)	37
Tabla 10. Eventos que afectaron la operación regional en julio 2025.....	38

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-19-2025 (emitida el 24 de julio de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **ESTABLECER** para el cálculo de la Compensación Mensual del Mercado Eléctrico Regional (MER), derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en noventa y uno por ciento (91%), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado por esta Comisión mediante resolución.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/08/Certificacion-Resolucion-CRIE-19-2025-PC-segundo-semester-2025.pdf>

Mediante resolución CRIE-20-2025 (emitida el 25 de julio de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **DECLARAR** parcialmente con lugar la solicitud planteada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), en cuanto a que resulta procedente adecuar las disposiciones emitidas por esta Comisión para la ejecución de los ‘proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente-Sandino y La Virgen-Fortuna’ del segundo circuito de la Línea SIEPAC, con el fin de armonizarlas con los lineamientos que deben observarse ante la participación del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) como entidad financiera. (...)”.*

*“(...) **APROBAR** el procedimiento aplicable a los procesos de contratación vinculados a los ‘proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente-Sandino y La Virgen-Fortuna’ del segundo circuito de la Línea SIEPAC, que integra las disposiciones previas emitidas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) en torno a este tema, con aquellos aspectos de la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) que se estimaron procedentes, (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para que, en el marco de la ejecución de los ‘proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente-Sandino y La Virgen-Fortuna’ del segundo circuito de la Línea SIEPAC, dé cumplimiento al procedimiento aprobado en el Resuelve Segundo.”.*

*“(...) **REITERAR** a la Empresa Propietaria de la Red, S. A. (EPR) que esta Comisión realizará las auditorías necesarias para determinar, entre otros aspectos, el costo final de los ‘proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente- Sandino y La Virgen-Fortuna’ del segundo circuito de la Línea SIEPAC, y lo que correspondería reconocer a través del Ingreso Autorizado Regional (IAR), verificando el cumplimiento de los principios de transparencia, eficiencia, competencia y rendición de cuentas en el uso de los recursos.”.*

“(…) **ESTABLECER** que las disposiciones emitidas por esta Comisión mediante las resoluciones CRIE-22-2024, CRIE-40-2024, CRIE-01-2025 y CRIE-07-2025 relacionadas con la ejecución de los ‘proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente-Sandino y La Virgen-Fortuna’ del segundo circuito de la Línea SIEPAC, mantendrán su validez en aquellos extremos que no se contrapongan con el procedimiento aprobado en el Resuelve Segundo.”.

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/08/Certificacion-Resolucion-CRIE-20-2025-Modificacion-disposiciones-proyectos-segundo-circuito-Linea-SIEPAC.pdf>

2. Transacciones por país miembro

Durante julio de 2025, el comportamiento de las inyecciones y retiros en el MER reflejó un fortalecimiento de los países con alta disponibilidad de recursos renovables, mientras que los países con matrices dependientes de generación térmica continuaron presentando una elevada demanda regional.

2.1. Inyecciones

En cuanto a las inyecciones, Costa Rica y Panamá se consolidaron como los principales exportadores netos del mes:

- **Costa Rica** alcanzó 104.46 GWh (27.75%), un incremento de 37.05 GWh respecto a junio (67.41 GWh, 19.45%); este comportamiento se asocia al repunte de 67.2 GWh de generación renovable, principalmente eólica, según datos del DOCSE-ICE. Estas condiciones climáticas se vinculan con un fortalecimiento de los vientos alisios en la vertiente del Pacífico Norte, reportado por el Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica (IMN), lo cual incrementó la producción de parques eólicos y permitió sostener exportaciones elevadas al MER.
- **Panamá** inyectó 103.12 GWh (27.40%), registrando una disminución de 16.10 GWh en comparación con junio (119.22 GWh, 34.39%). Sin embargo, según información del CND-ETESA, la generación renovable en dicho país aumentó en 139.6 GWh, principalmente por un repunte en la hidrología de las cuencas del Chagres y Bayano, complementada con aportes eólicos y solares. Según el Boletín Climático de CATHALAC – julio 2025, el aumento de lluvias en dichas cuencas favoreció la recuperación de los embalses, lo que explica la fortaleza exportadora panameña a pesar de la baja en su saldo neto de inyecciones.
- **Guatemala** registró 97.41 GWh (25.88%), un aumento de 7.13 GWh respecto a junio (90.28 GWh, 26.04%). El incremento estuvo impulsado por 44.3 GWh adicionales de

generación renovable, principalmente eólica, junto con el aumento de 29.3 GWh de importaciones desde México, según datos del AMM. El Boletín Climático de INSIVUMEH – julio 2025 destaca que los vientos en el corredor central del país se intensificaron durante el mes, lo que explica el repunte eólico. Este incremento permitió cubrir un consumo interno mayor (+50.99 GWh) y mantener una oferta exportable relevante.

- **El Salvador** aportó 71.43 GWh (18.98%), prácticamente estable respecto a junio (69.73 GWh, 20.12%).
- **Honduras y Nicaragua** no realizaron inyecciones al MER, manteniendo la misma condición observada en meses previos.

En conjunto, las cifras muestran un reacomodo de los exportadores: Costa Rica y Panamá compartieron el liderazgo, mientras Guatemala consolidó su papel como oferente, apoyada en un contexto climático favorable para la generación eólica y en el acceso a importaciones mexicanas.

2.2. Retiros

En materia de retiros, se mantuvo la alta concentración en Nicaragua, Guatemala, El Salvador y Honduras, aunque con variaciones intermensuales significativas:

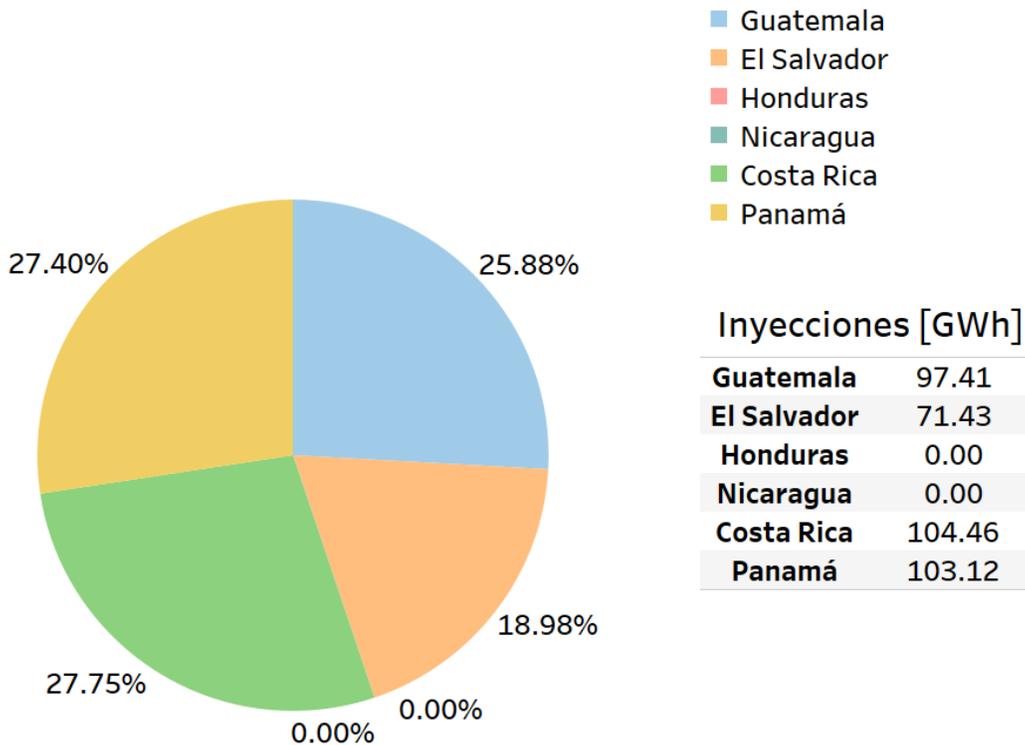
- **Nicaragua** fue nuevamente el principal importador, con 132.17 GWh (35.14%), aumentando 16.37 GWh respecto a junio (115.80 GWh, 33.31%). Esta situación refleja la persistente sequía en el norte del país, señalada en el Boletín Climático del INETER – julio 2025, que redujo los aportes hidroeléctricos y obligó a un mayor requerimiento del MER.
- **Guatemala** demandó 98.69 GWh (26.24%), con un leve aumento de 3.92 GWh con relación a junio (94.77 GWh, 27.26%). Este comportamiento se relaciona con el crecimiento intermensual en su consumo interno (+50.99 GWh), que, aunque parcialmente cubierto con generación renovable e importaciones desde México, requirió soporte adicional desde el MER.
- **El Salvador** retiró 67.39 GWh (17.91%), lo que representa una disminución aproximada de 13.54 GWh en comparación con junio (80.93 GWh, 23.28%). Esta reducción estuvo asociada a que, durante varios periodos de julio, los precios nacionales se mantuvieron en niveles muy cercanos e incluso inferiores al precio promedio regional, lo que redujo los incentivos para recurrir al MER y se reflejó en una menor demanda neta de energía desde dicho mercado.
- **Honduras** incrementó sus retiros a 66.03 GWh (17.55%), con un aumento aproximado de 11.56 GWh respecto a junio (54.47 GWh, 15.67%). Esto estuvo vinculado a precios internos persistentemente superiores al precio promedio regional, incentivando la compra de energía más barata en el MER.

- **Panamá** reportó un retiro de 11.87 GWh (3.16%), muy por encima de los 1.71 GWh de junio (0.49%), aunque todavía en niveles marginales frente a sus inyecciones.
- **Costa Rica** no registró retiros, reafirmando su condición de exportador neto por segundo mes consecutivo.

El comportamiento de julio de 2025 reafirma el papel del MER como plataforma de optimización regional. Costa Rica, Panamá y Guatemala consolidaron su liderazgo exportador gracias al repunte de la generación renovable, favorecida por condiciones climáticas favorables (aumento de lluvias en Panamá y mayor intensidad de vientos en Costa Rica y Guatemala). En contraste, Nicaragua y Honduras fortalecieron su posición como compradores netos, en un contexto de alta dependencia térmica y restricciones de generación renovable.

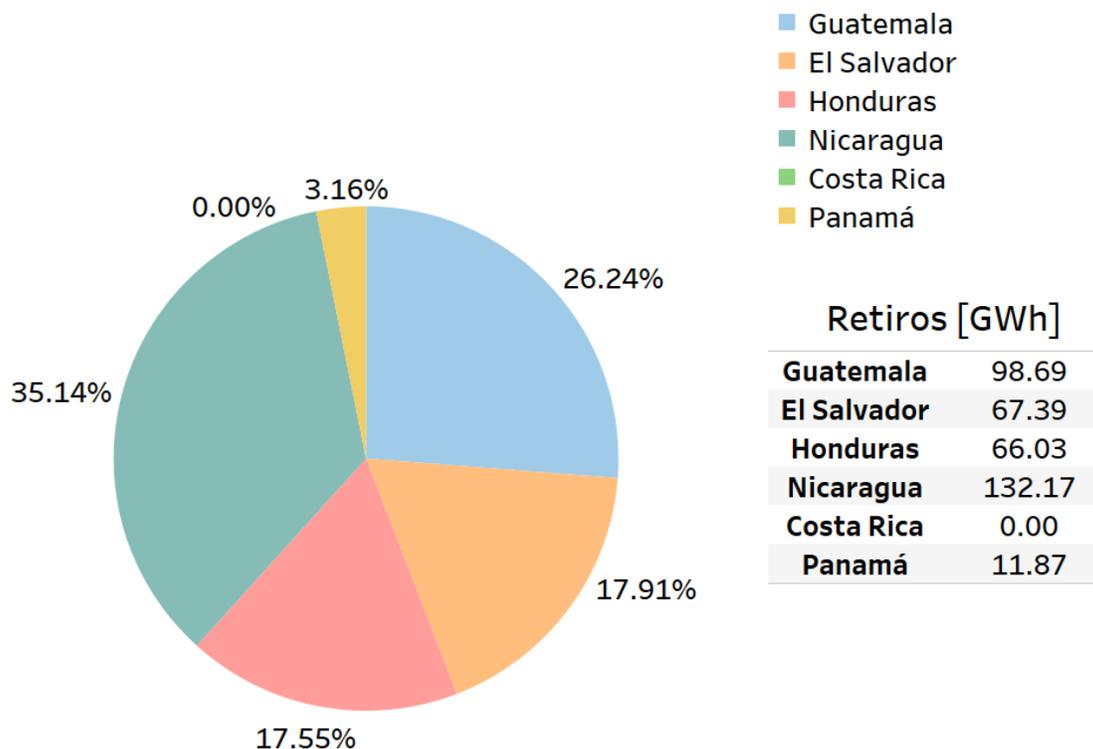
En conjunto, estas dinámicas muestran cómo los factores climáticos y la disponibilidad de recursos renovables inciden directamente en la estructura de inyecciones y retiros del MER, reafirmando su rol como mecanismo compensador que facilita la cobertura de la demanda regional con base en los excedentes más eficientes.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

3. Transacciones por tipo de mercado

En el séptimo mes de 2025, el 74.31% de las inyecciones de energía al MER (279.7 GWh) se realizaron a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 25.69% restante (96.7 GWh) se canalizó mediante el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución evidencia un reacomodo respecto a junio, cuando el MCR concentró el 80.40% de las inyecciones (278.7 GWh) y el MOR el 19.60% (67.9 GWh). En términos absolutos, el MCR se mantuvo prácticamente estable (+1.0 GWh), mientras que el MOR registró un aumento significativo de 28.8 GWh (+42.4% intermensual).

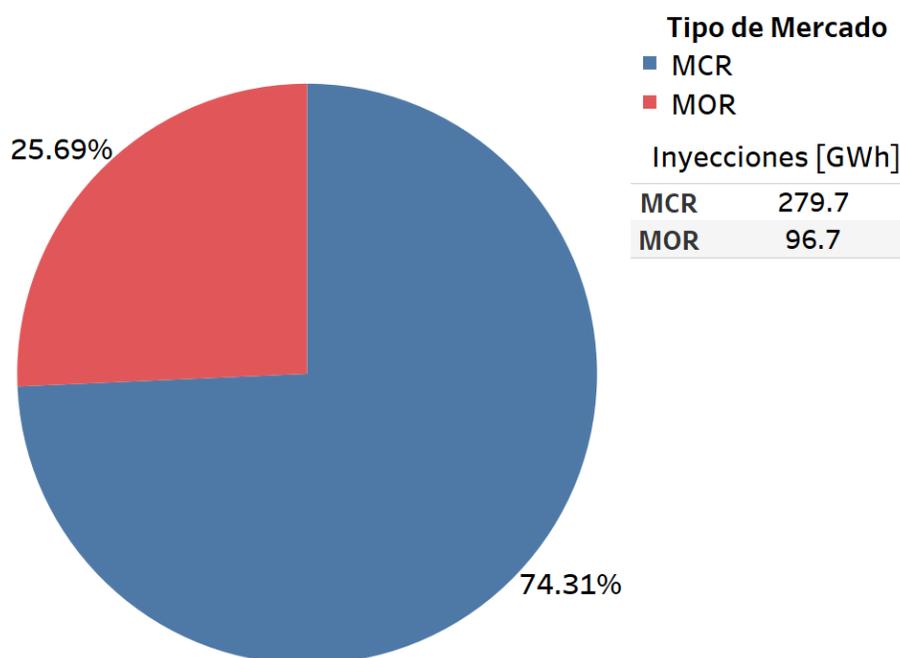
Este cambio en la participación relativa se relaciona directamente con la evolución de la oferta regional de excedentes renovables, especialmente en Costa Rica, Guatemala y Panamá. Como se mencionó anteriormente, el repunte en la generación eólica costarricense y guatemalteca, así como el aumento de la producción hidroeléctrica en Panamá, fortalecieron los excedentes disponibles para transacciones *spot*, incrementando así el volumen de transacciones en el MOR.

En contraste, la estabilidad del MCR refleja la continuidad de los compromisos contractuales y su papel como mecanismo principal para asegurar intercambios firmes y no firmes bajo condiciones planificadas. Esta tendencia reafirma la preferencia de los

principales exportadores (Costa Rica, Panamá y Guatemala) por garantizar certidumbre en la colocación de sus excedentes mediante contratos, al tiempo que aprovechan el MOR como espacio flexible para ubicar volúmenes adicionales vinculados a la variabilidad climática.

En términos estructurales, la proporción registrada en julio (74% MCR y 26% MOR) muestra una ligera recomposición frente a meses anteriores, confirmando al MCR como el instrumento central del intercambio energético regional, mientras que el MOR mantiene su función como canal complementario y estacional, particularmente relevante en escenarios de abundancia renovable como los registrados en el séptimo mes de 2025.

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

4. Transacciones por tipo de oferta

En el MER, las transacciones se estructuran en distintas modalidades de oferta que permiten diferenciar entre compromisos contractuales, mecanismos de flexibilidad y operaciones de oportunidad. El análisis de estas categorías resulta esencial para comprender cómo los países participantes gestionan sus excedentes de generación o sus necesidades de abastecimiento, en función tanto de sus condiciones estructurales como de los factores climáticos y operativos que inciden en cada mes. A continuación, se presentan los resultados de julio de 2025, diferenciando entre inyecciones y retiros de energía.

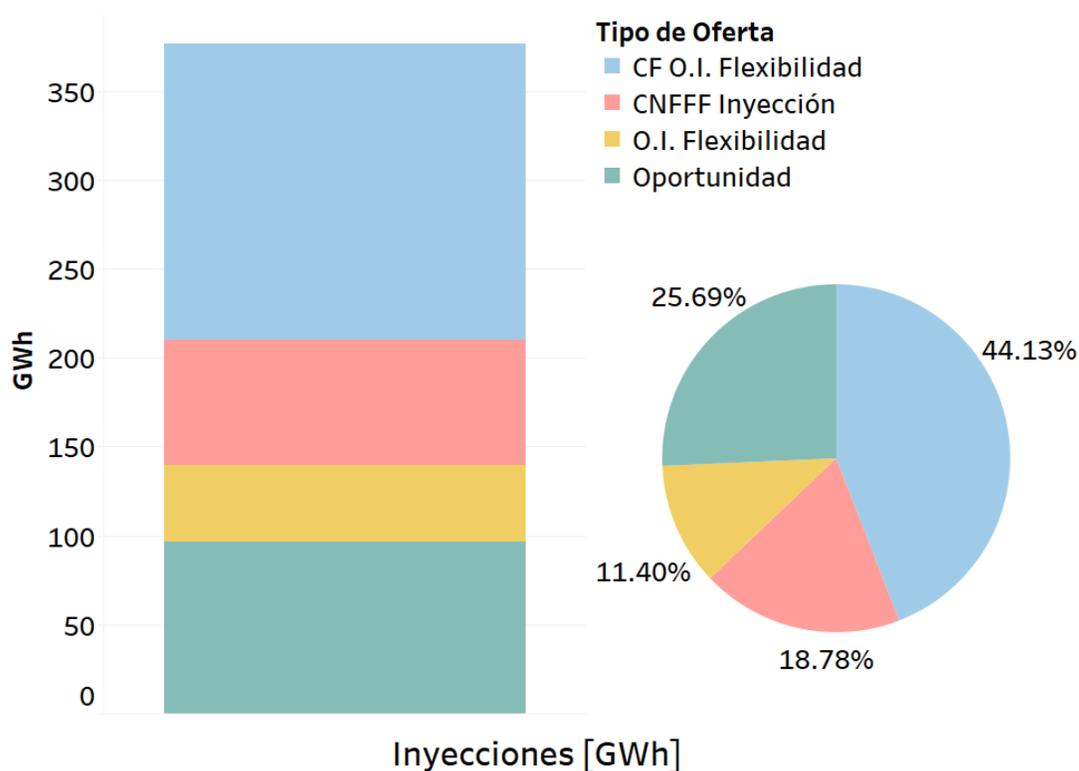
4.1. Inyecciones

Durante julio de 2025, las inyecciones al MER presentaron una estructura diversificada entre las distintas modalidades de oferta, destacando lo siguiente:

- **Contratos Firmes (CF):** 166.1 GWh, que representaron el 44.13% del total inyectado, consolidándose como la principal modalidad de inyección. Este resultado evidencia la continuidad en el uso de los compromisos contractuales como mecanismo prioritario para garantizar la colocación de excedentes de los países exportadores.
- **Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF):** 70.7 GWh (18.78%), manteniendo una participación relevante, aunque inferior a los volúmenes que se presentaron en junio (86.4 GWh).
- **Ofertas de Flexibilidad:** 42.9 GWh (11.40%), mostrando cierta reducción respecto a los valores del mes anterior (55.3 GWh en junio).
- **Ofertas de Oportunidad:** 96.7 GWh (25.69%), lo que significó un incremento de casi 29 GWh en comparación con junio (67.9 GWh). Este aumento está vinculado al repunte en la generación renovable (principalmente eólica e hidroeléctrica) en Costa Rica, Guatemala y Panamá, que permitió colocar excedentes adicionales en el MOR.

En conjunto, el predominio de los CF reafirma el carácter planificado de los intercambios, mientras que el aumento en las Ofertas de Oportunidad refleja el aprovechamiento de condiciones climáticas favorables que incrementaron la disponibilidad de excedentes renovables.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad
166.1	70.7	42.9	96.7

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

- **CF O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.
- **CNFFF Inyección:** Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme Físico Flexible.
- **Oportunidad:** Ofertas de oportunidad de inyección.

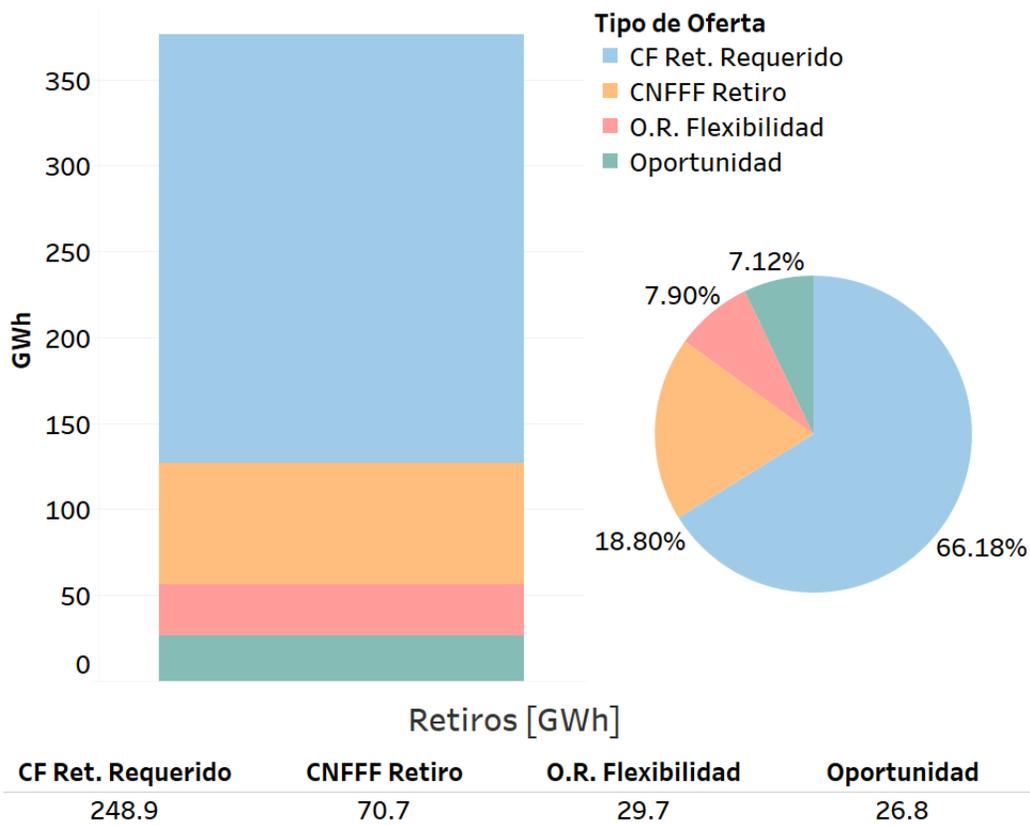
4.2. Retiros

En cuanto a los retiros, la estructura de julio 2025 confirma el papel de los CF como principal vía de abastecimiento, pero con una mayor diversificación hacia mecanismos de corto plazo:

- **Contratos Firmes (CF):** 248.9 GWh, equivalentes al 66.18% del total retirado, consolidando esta modalidad como la principal fuente de cobertura de la demanda regional.
- **Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF):** 70.7 GWh (18.80%), manteniendo una proporción similar a la observada en junio, lo que muestra estabilidad en su utilización como mecanismo complementario.

- **Ofertas de Flexibilidad:** 29.7 GWh (7.90%), con un leve crecimiento en relación con junio (24.5 GWh).
- **Ofertas de Oportunidad:** 26.8 GWh (7.12%), significativamente menores a las de junio (46.8 GWh). Esta caída refleja una menor presión sobre el MOR como canal de compra, en un contexto donde los países con mayor demanda (Nicaragua y Guatemala) concentraron sus adquisiciones principalmente bajo CF y CNFFF para asegurar certidumbre en su abastecimiento.

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



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

- **CF Ret. Requerido:** Retiro Requerido del Contrato Firme.
- **CNFFF Retiro:** Retiro físico del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O.R Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de retiro asociada a la parte de inyección de un Contrato No Firme Físico Flexible.
- **Oportunidad:** Ofertas de oportunidad de retiro.

El comportamiento de julio 2025 confirma dos dinámicas principales:

1. Para las inyecciones, los contratos siguen liderando (63% entre CF y CNFFF), pero con un repunte importante de las ofertas de oportunidad, vinculadas a la mayor disponibilidad de recursos renovables en países exportadores.

2. Para los retiros, predominaron los CF (66%), lo que reafirma la preferencia de los países importadores por mecanismos de seguridad, en un contexto de precios internos altos en Nicaragua y Honduras.

En conjunto, la estructura del mercado en julio muestra un balance entre estabilidad contractual y flexibilidad operativa, con el MOR reforzado en las inyecciones por abundancia renovable, mientras que en los retiros se priorizó el uso de contratos para garantizar cobertura confiable.

5. Precios del MER

El precio promedio del MER durante julio de 2025 se situó en 81.31 USD/MWh, lo que representa una disminución interanual del 19.52% frente al valor observado en julio de 2024 (101.04 USD/MWh). En comparación con el mes anterior, junio de 2025 (83.52 USD/MWh), el precio regional experimentó una reducción leve, de aproximadamente 2.21 USD/MWh consolidando la tendencia descendente que ha prevalecido desde finales de 2024.

5.1. Factores explicativos

Tal como se expuso en las secciones anteriores, este comportamiento está estrechamente relacionado con el repunte de la generación renovable en países exportadores:

- **Costa Rica:** registró un incremento de 67.2 GWh de generación renovable, principalmente eólica (DOCSE-ICE). De acuerdo con el Instituto Meteorológico Nacional (IMN), esta expansión se vinculó al fortalecimiento de los vientos alisios en la vertiente del Pacífico Norte, lo que permitió sostener exportaciones netas elevadas y presionar a la baja los precios regionales.
- **Guatemala:** experimentó un aumento de 44.3 GWh de generación renovable (AMM), también principalmente eólica, reforzado por condiciones climáticas favorables en el corredor central (INSIVUMEH – julio 2025). Aunque el país incrementó simultáneamente su consumo interno respecto a junio (+50.99 GWh), la mayor oferta renovable y las importaciones desde México (+29.3 GWh) ayudaron a contener sus precios internos y sostener un saldo exportador positivo.
- **Panamá:** aportó un repunte de 139.6 GWh de generación renovable (CND-ETESA), destacando un mejor desempeño de sus recursos hidroeléctricos por las lluvias en las cuencas del Chagres y Bayano (Boletín Climático de CATHALAC – julio 2025), además de aportes eólicos y solares. Esto contribuyó a mantener una oferta competitiva, aunque su volumen neto de inyección disminuyó levemente respecto a junio.

En contraste, los países con matrices más dependientes de la generación térmica, particularmente Nicaragua y Honduras, continuaron desempeñando un papel de importadores netos. Sus precios internos se mantuvieron por encima del promedio regional, lo que reforzó su participación como demandantes de energía en el MER y consolidó la convergencia de precios hacia un nivel intermedio.

5.2. Comparación con 2024

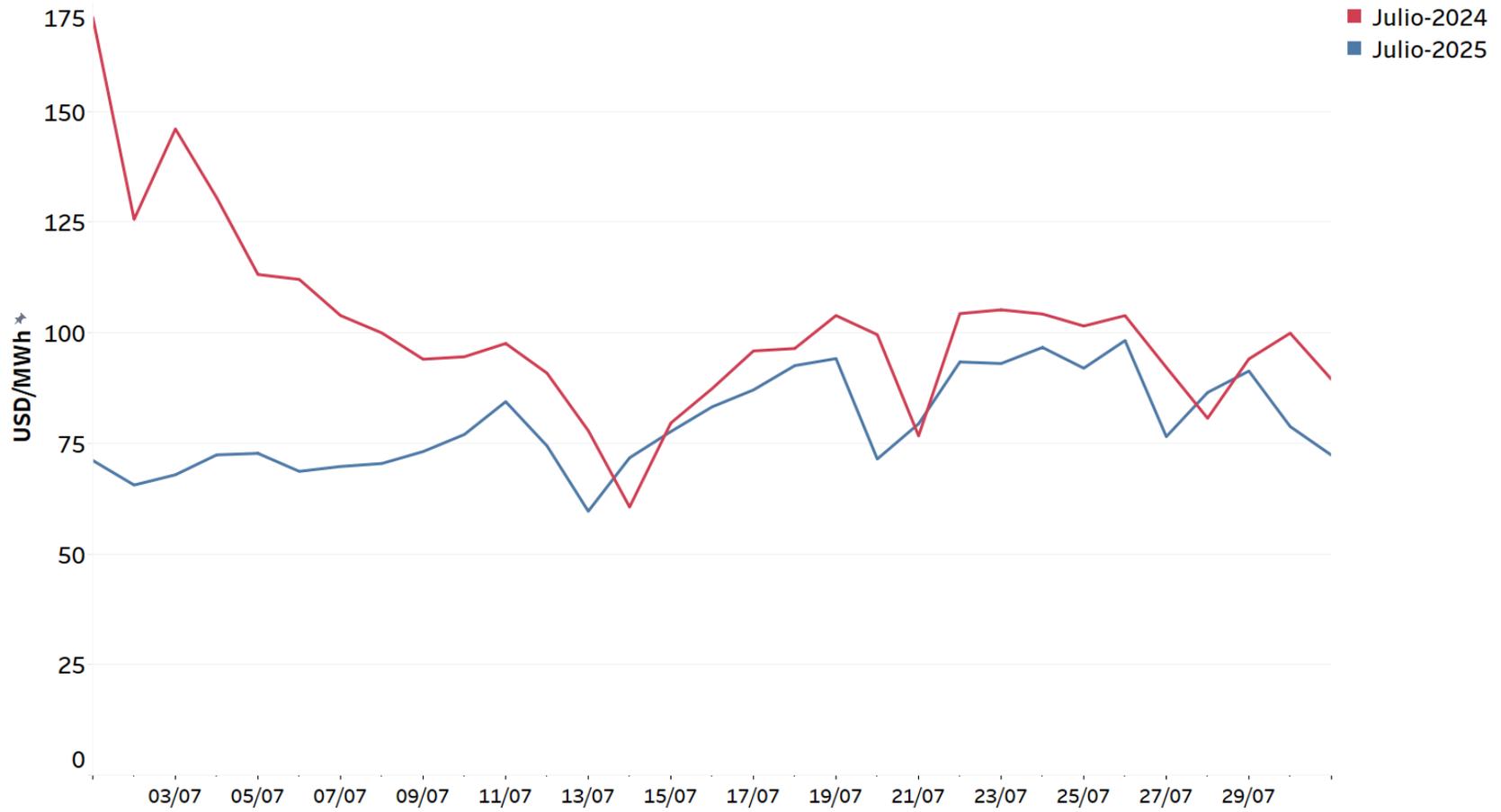
La disminución interanual de casi 20 USD/MWh respecto a julio de 2024 confirma la consolidación de un escenario de precios más moderados en la región. Mientras en 2024 se mantenían aún los efectos rezagados de un período seco prolongado, en 2025 las condiciones hidrometeorológicas han sido considerablemente más favorables, ampliando la disponibilidad renovable y reduciendo la necesidad de generación térmica costosa.

El desempeño de julio de 2025 refuerza la tendencia a la baja en los precios del MER, explicada principalmente por:

1. El aumento de excedentes renovables en Costa Rica, Guatemala y Panamá.
2. La estabilidad en los compromisos contractuales, que contribuyó a la certidumbre del intercambio.
3. Las condiciones climáticas favorables (mayor intensidad de vientos en Guatemala y Costa Rica, y aumento de lluvias en Panamá), que sostuvieron precios más competitivos.

En conjunto, el precio promedio de 81.31 USD/MWh sitúa a julio como uno de los meses más estables del año, confirmando que la evolución de los precios en el MER depende críticamente de la disponibilidad renovable regional y del comportamiento estacional de los recursos climáticos.

FIGURA 6. PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER JULIO 2024-2025



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

5.3. Precios máximos del MER

El precio máximo del MER durante julio de 2025 se registró el 24 de julio, alcanzando un valor de 168.39 USD/MWh, en el periodo 19. A lo largo del mes, los precios máximos diarios fluctuaron en un rango entre los 110 y los 170 USD/MWh, con una tendencia relativamente estable en la primera mitad y un mayor dinamismo en la segunda quincena (véase Figura 7).

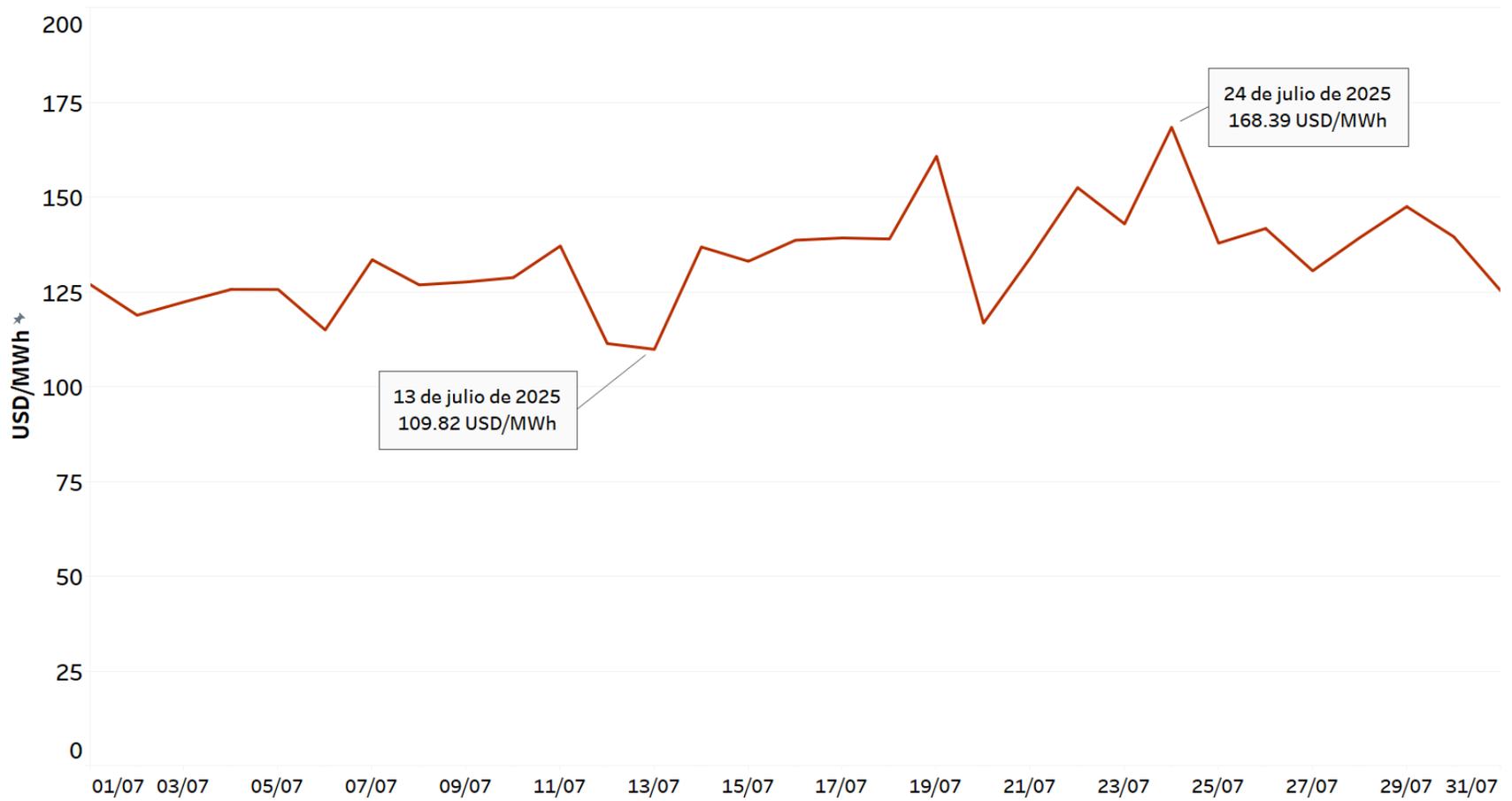
La evolución de los precios altos de julio refleja un escenario distinto al de junio. En lugar de registrar picos extremos aislados, como ocurrió en el mes anterior, el comportamiento se caracterizó por variaciones moderadas y recurrentes, con incrementos puntuales en la tercera semana del mes. Esto coincide con una mayor variabilidad en la disponibilidad de generación renovable en los países exportadores y con la persistencia de precios internos elevados en países con alta dependencia térmica.

Desde la perspectiva climática, el Boletín de CATHALAC – julio 2025 y los reportes nacionales de IMN e INSIVUMEH señalaron una intensificación de los vientos en Costa Rica y Guatemala, lo que favoreció la inyección de energía eólica durante varias jornadas. Sin embargo, la intermitencia de estos recursos y la oscilación de la hidrología en Panamá explican los picos de precio observados, particularmente en la tercera semana, cuando el sistema requirió recurrir a tecnologías térmicas marginales.

A diferencia de junio de 2025, no se identificaron episodios de precios por encima de los 200 USD/MWh, lo que indica que el sistema operó con mayor holgura de excedentes renovables y sin tensiones críticas en la oferta regional. Este comportamiento sugiere que, aunque los picos de precio reflejan la variabilidad natural de la generación y la demanda, la integración de excedentes renovables en el MER contribuyó a contener incrementos más pronunciados.

En conclusión, el análisis de los precios máximos de julio de 2025 confirma que el sistema regional se benefició de una alta participación renovable, la cual limitó la ocurrencia de valores extremos, manteniendo las señales de precio dentro de rangos competitivos. Los picos observados, aunque relevantes, fueron transitorios y se resolvieron en un marco de operación normal, reforzando el papel del MER como mecanismo de estabilización frente a la variabilidad de recursos y de costos marginales internos.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER JULIO 2025



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

6. Precios del MER, del petróleo y del gas natural

Durante julio de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural evolucionaron de forma parcialmente divergente, reflejando nuevamente la interacción entre los factores internos del Sistema Eléctrico Regional y la dinámica internacional de los combustibles fósiles. El precio promedio del MER se situó en 81.31 USD/MWh, mientras que el precio del petróleo (*WTI*) osciló entre 65.99 y 71.19 USD/barril, y el gas natural entre 2.98 y 3.52 USD/MMBTU, como se observa en la Figura 8.

6.1. Correlación estadística

El análisis estadístico confirma una correlación negativa débil entre los precios del MER y los combustibles fósiles:

- **WTI y MER:** covarianza de -3.37 y coeficiente de *Spearman* de -0.33, lo que indica una relación inversa, pero de baja intensidad.
- **Gas natural y MER:** covarianza de -0.37 y coeficiente de *Spearman* de -0.27, mostrando también una correlación negativa, aunque aún más débil que en el caso del petróleo.

Estos resultados sugieren que la formación de precios del MER en julio estuvo nuevamente más influenciada por la disponibilidad interna de recursos renovables que por la dinámica internacional de combustibles fósiles.

TABLA 1. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER, DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL JULIO 2025

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-3.37
NG (x), MER (y)	-0.37
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	-0.33
NG (x), MER (y)	-0.27

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

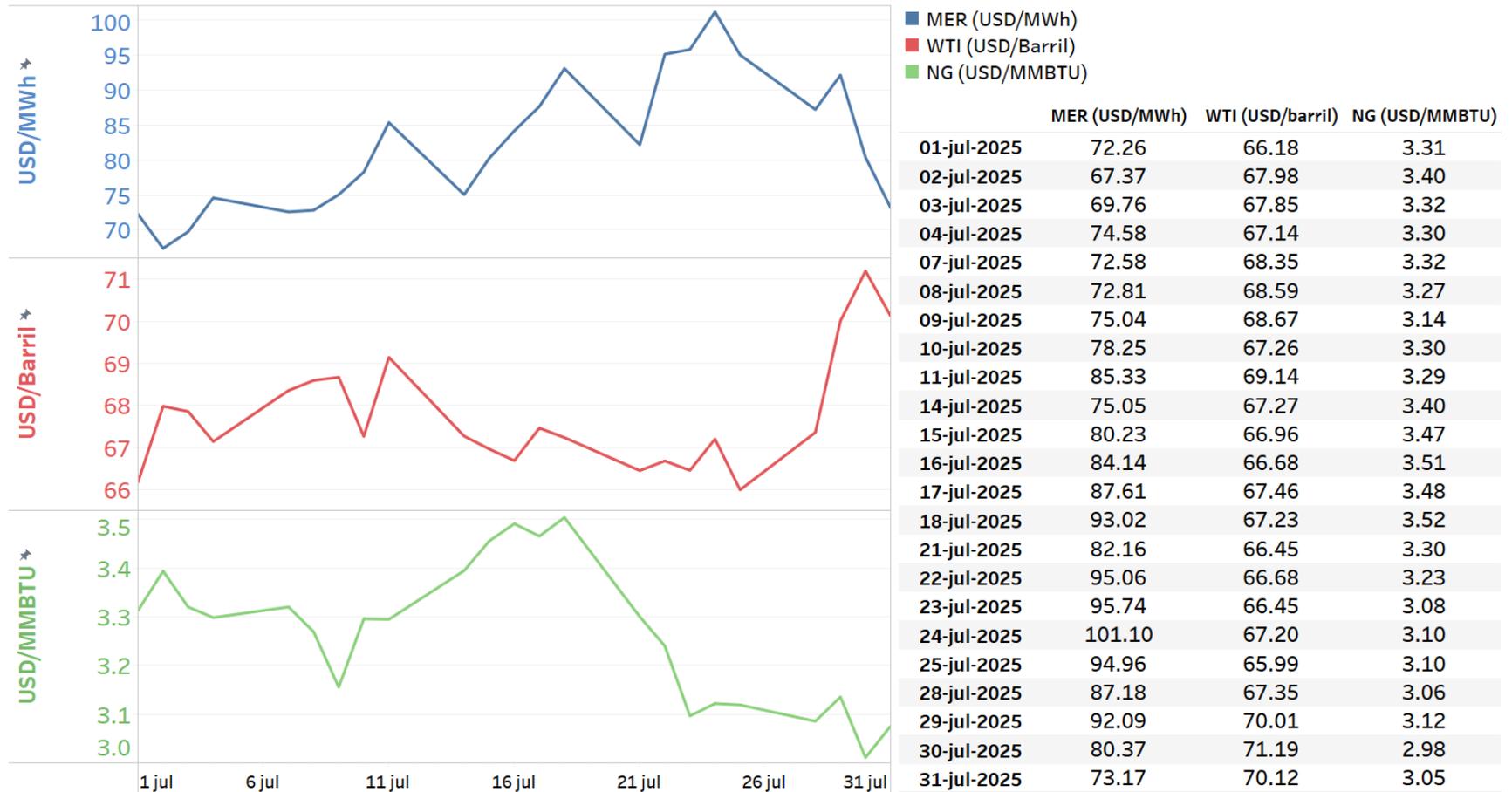
6.2. Evolución gráfica

Desde el enfoque gráfico, se observa que:

- Durante la primera quincena de julio, los precios del MER se mantuvieron relativamente estables (entre 67 y 85 USD/MWh), incluso cuando el *WTI* y el gas natural mostraron ligeras fluctuaciones al alza.
- A partir de mediados de mes, el MER registró incrementos más notorios, alcanzando un máximo de 101.10 USD/MWh el 24 de julio, en un contexto donde los precios del *WTI* también repuntaron, aunque de manera más gradual.
- En contraste, el gas natural mostró una tendencia descendente en la última semana del mes, alcanzando su mínimo de 2.98 USD/MMBTU el 30 de julio, mientras que el MER ya se encontraba en fase de moderación tras los picos de la tercera semana.

Esta dinámica muestra una desvinculación relativa entre los precios del MER y los combustibles fósiles, reforzada por la alta participación de generación renovable observada en Costa Rica, Guatemala y Panamá durante el mes.

FIGURA 8. PRECIOS DEL MER, DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL JULIO 2025



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

6.3. Conclusiones

El comportamiento de julio 2025 ratifica los siguientes puntos:

1. La correlación negativa débil entre el MER y los combustibles fósiles confirma que la disponibilidad de recursos renovables (hidroeléctricos y eólicos) fue el principal determinante del precio regional.
2. Aunque se observaron picos puntuales en el MER hacia la tercera semana del mes, estos no tuvieron un reflejo proporcional en los precios del *WTI* y el gas natural, lo que demuestra la autonomía relativa del mercado regional frente a las variaciones internacionales.
3. La reducción progresiva del gas natural en la última semana del mes no logró arrastrar a la baja al MER, dado que este respondió más a condiciones locales de oferta y demanda eléctrica que a los precios internacionales del combustible.

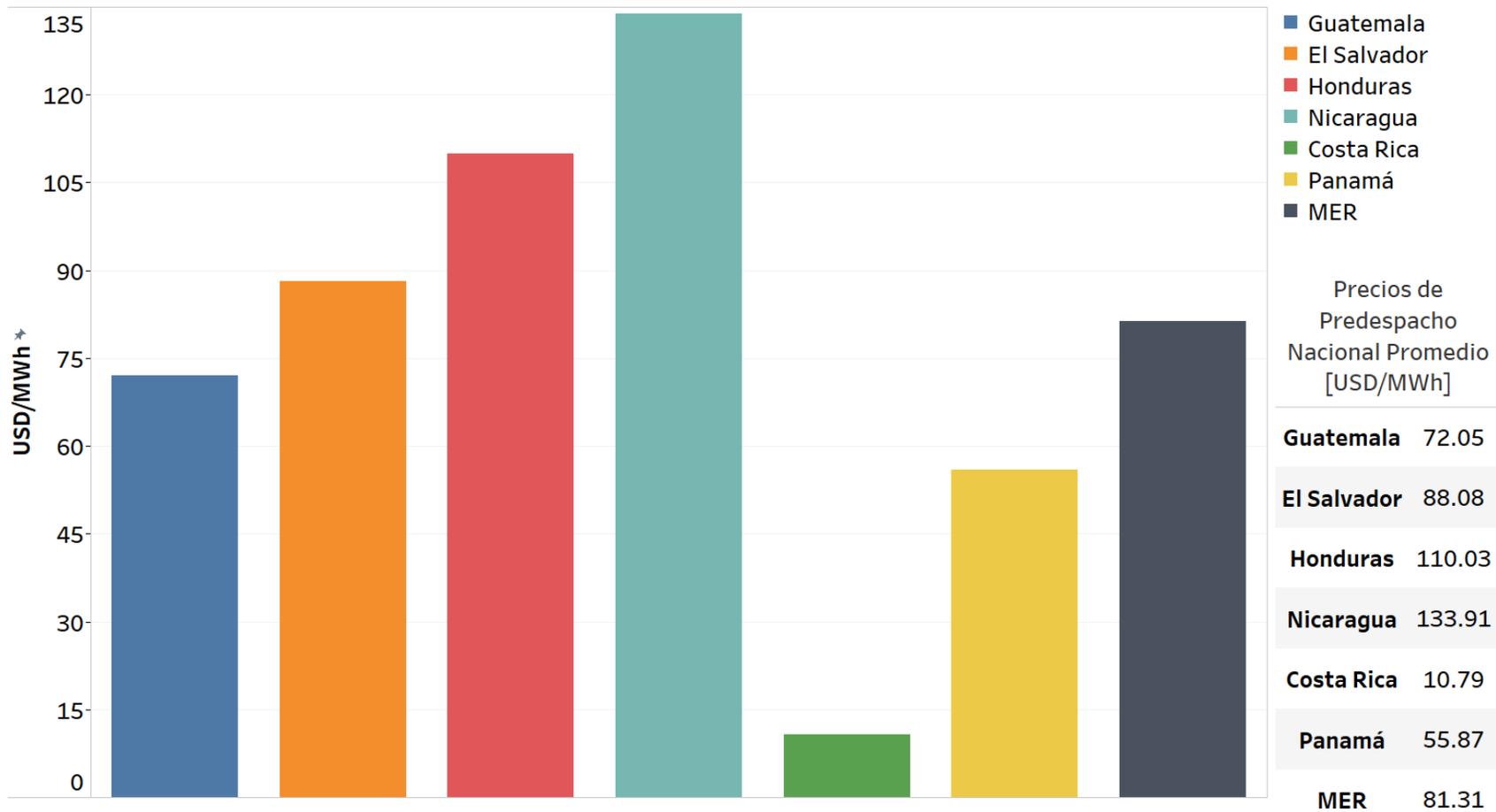
En conclusión, los precios del MER en julio 2025 se mantuvieron moderados y con una baja dependencia de la evolución del petróleo y el gas natural, en línea con la consolidación del aporte renovable regional.

7. Precios nacionales

Al comparar los precios de Predespacho Nacional o Costos Marginales de los Sistemas (CMS) con el precio promedio del MER, durante julio de 2025, se observa, según las Figuras 9 y 10, que el precio regional (81.31 USD/MWh) se situó por debajo de los promedios nacionales registrados en El Salvador, Honduras y Nicaragua, y por encima de los precios observados en Guatemala, Panamá y Costa Rica.

Este comportamiento reafirma la relación entre la estructura de generación de cada país y su rol como exportador o importador neto dentro del mercado regional.

FIGURA 9. PRECIOS MENSUALES PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER JULIO 2025

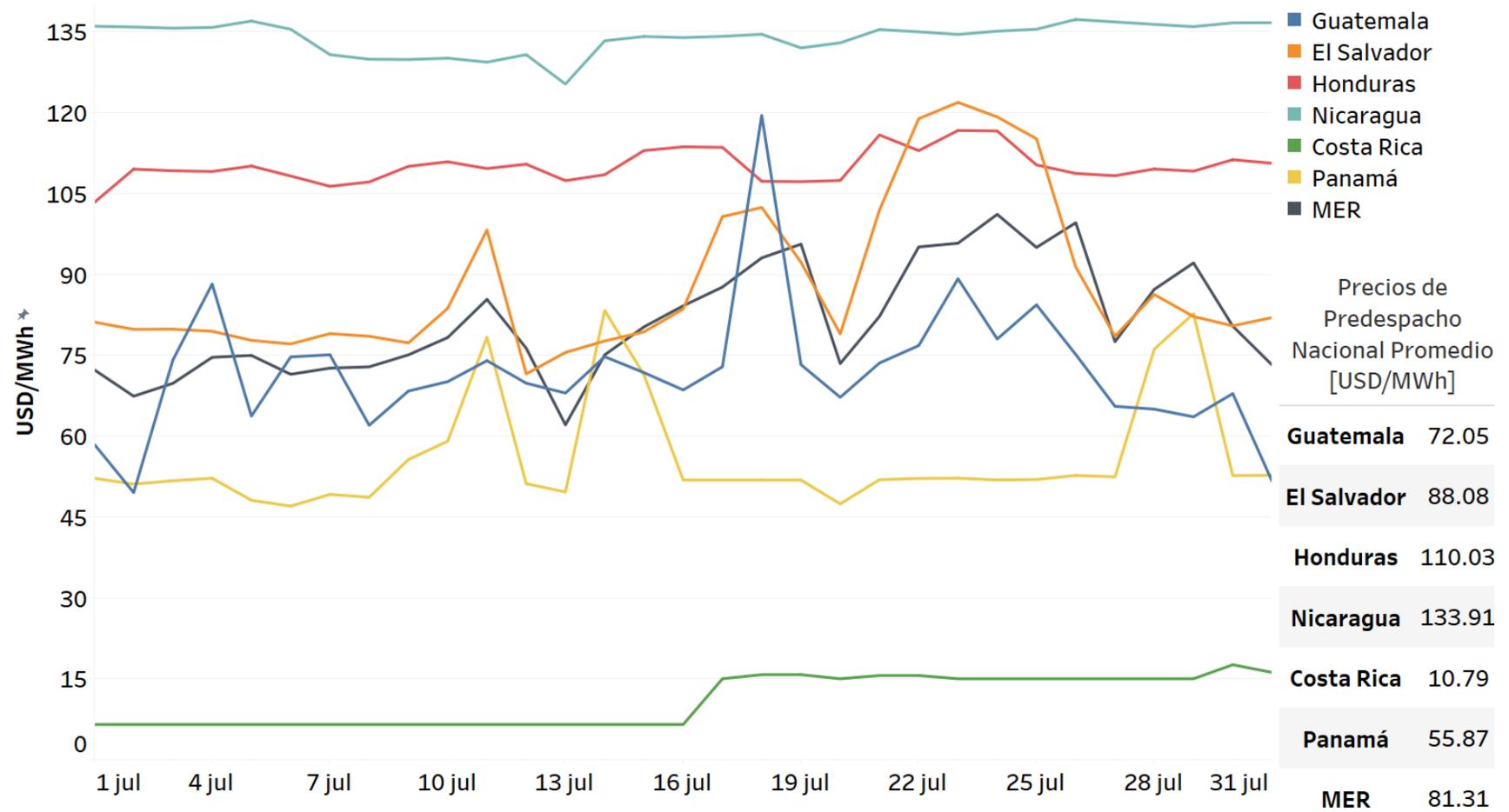


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de las páginas web de los OS/OMS.

- **Costa Rica** presentó nuevamente el CMS más bajo de la región (10.79 USD/MWh), muy por debajo del promedio del MER. Este resultado responde a la elevada disponibilidad de generación eólica e hidroeléctrica a bajo costo, que permitió al país sostener su condición de exportador neto sin necesidad de retiros, desplazando generación térmica marginal de otros sistemas.
- **Panamá** registró un CMS promedio de 55.87 USD/MWh, también por debajo del MER, lo que consolidó su competitividad como oferente regional. Según datos del CND-ETESA, este comportamiento estuvo asociado a la mayor generación hidroeléctrica tras las lluvias en las cuencas del Chagres y Bayano, complementada con recursos eólicos y solares.
- **Guatemala** promedió 72.05 USD/MWh, igualmente inferior al precio del MER. Este nivel estuvo vinculado al incremento de generación eólica y a las importaciones desde México, que permitieron moderar los costos internos y sostener un saldo exportador positivo.
- **El Salvador** registró un CMS de 88.08 USD/MWh, ligeramente superior al promedio del MER. Esta posición intermedia refleja un balance entre importaciones y exportaciones, en un contexto de generación mixta y precios locales próximos al promedio regional.
- **Honduras** alcanzó un CMS promedio de 110.03 USD/MWh, por encima del MER. Este resultado obedece a la alta dependencia de generación térmica marginal, lo que incentivó las compras desde el mercado regional para reducir costos de abastecimiento.
- **Nicaragua** presentó nuevamente el CMS más elevado de los países miembros, con 133.91 USD/MWh, reflejando una fuerte dependencia de generación térmica local de alto costo. Esta situación mantuvo al país como el principal importador neto del MER.

En términos estructurales, en julio se confirma que las diferencias en los CMS nacionales responden principalmente a la disponibilidad de recursos renovables y a la composición de cada matriz energética. Los países con abundancia de recursos hidroeléctricos y eólicos (Panamá, Costa Rica y Guatemala) consolidaron su rol exportador, mientras que aquellos con alta dependencia térmica (Nicaragua y Honduras) mantuvieron precios elevados y posiciones netas importadoras.

FIGURA 10. PRECIOS DIARIOS PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER JULIO 2025



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

En síntesis, el comportamiento de los precios nacionales durante julio de 2025 confirma los siguientes elementos:

1. La alta disponibilidad de generación renovable en Panamá, Costa Rica y Guatemala favoreció precios bajos y una participación exportadora.
2. El Salvador se ubicó en una posición intermedia, con precios locales cercanos al promedio regional y un rol más balanceado entre importaciones y exportaciones.
3. Las matrices térmicas de Nicaragua y Honduras continuaron condicionando precios internos altos, lo que reforzó su necesidad de abastecimiento regional.
4. La operación estable del despacho regional permitió canalizar eficientemente los excedentes renovables hacia los países con mayores costos, fortaleciendo la integración regional.

7.1. Correlación entre CMS nacionales y el precio del MER

En el seguimiento estadístico de la formación de precios del MER se ha venido incorporando el cálculo de la correlación de *Spearman* con respecto a los precios internacionales de combustibles fósiles, lo que permitió comprobar que, durante julio de 2025, la relación entre el precio regional y el petróleo *WTI* o el gas natural fue negativa pero débil, mostrando que la dinámica de los precios regionales respondió mucho más a la disponibilidad de recursos renovables que a las variaciones internacionales de dichos combustibles.

En este mismo enfoque de análisis comparativo, resulta pertinente evaluar también la correlación entre el precio del MER y los CMS nacionales. Este ejercicio permite identificar hasta qué punto los precios locales siguen la tendencia de la señal regional y, con ello, valorar el grado de integración de cada país dentro del mercado eléctrico regional. Para este propósito, el coeficiente de correlación de *Spearman* resulta especialmente útil, ya que mide la fuerza de la relación monótona entre dos variables, independientemente de que sea estrictamente lineal. En el contexto eléctrico, este indicador es particularmente valioso, puesto que los precios pueden estar sujetos a variaciones por factores climáticos, estacionales o por la entrada y salida de tecnologías de costos muy distintos, lo que genera relaciones no necesariamente lineales.

Los resultados de julio muestran diferencias claras entre países. El Salvador presentó la mayor correlación con el MER ($\rho = 0.74$, $Cov = 275.08$), lo que confirma que su estructura de costos se movió de forma muy cercana a la señal regional, coherente con su posición intermedia como importador y exportador. Guatemala ($\rho = 0.65$, $Cov = 132.69$) y Honduras ($\rho = 0.58$, $Cov = 62.76$) también mostraron correlaciones moderadas, reflejando una tendencia conjunta con el MER, aunque con particularidades asociadas al repunte de generación renovable en el caso guatemalteco y a la alta dependencia térmica en el hondureño.

En contraste, Costa Rica ($\rho = 0.37$, $Cov = 30.35$) y Panamá ($\rho = 0.39$, $Cov = 16.25$) presentaron correlaciones más débiles, lo cual resulta lógico si se considera que ambos países lograron sostener precios bajos gracias a su abundancia de recursos renovables, en gran medida desconectados de la señal de precios regional. Finalmente, Nicaragua ($\rho = 0.21$, $Cov = 10.25$) registró la correlación más baja, lo que confirma que sus precios internos, marcadamente altos por la fuerte dependencia térmica local, se encuentran poco alineados con las fluctuaciones del MER.

TABLA 2. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS CMS NACIONALES JULIO 2025

ρ: CMS vs Precio MER	
Guatemala	0.65
El Salvador	0.74
Honduras	0.58
Nicaragua	0.21
Costa Rica	0.37
Panamá	0.39

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

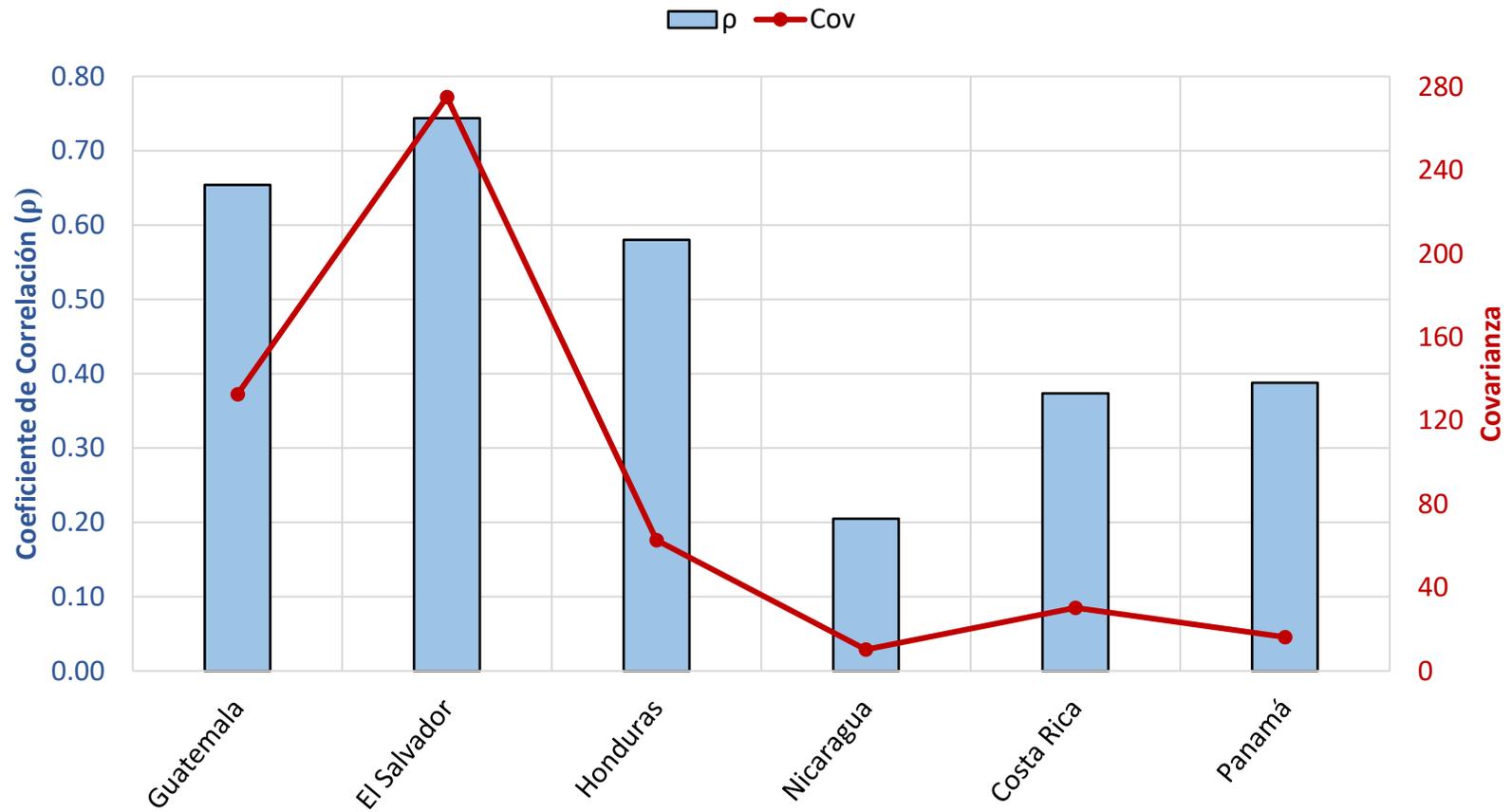
TABLA 3. COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS CMS NACIONALES JULIO 2025

Cov: CMS vs Precio MER	
Guatemala	132.69
El Salvador	275.08
Honduras	62.76
Nicaragua	10.25
Costa Rica	30.35
Panamá	16.25

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

En conjunto, estos resultados indican que los países con matrices energéticas más balanceadas o dependientes de intercambios constantes con el mercado regional (El Salvador, Guatemala y Honduras) muestran una relación más estrecha entre sus precios y el MER. Por el contrario, los países con condiciones extremas, ya sea por abundancia renovable a muy bajo costo (Costa Rica y Panamá) o por fuerte dependencia térmica de alto costo (Nicaragua), se desacoplan parcialmente de la señal regional. Esta comparación, tanto con los combustibles fósiles como con los CMS nacionales, permite concluir que el precio del MER se configura principalmente por la disponibilidad renovable regional y que su grado de transmisión hacia los precios nacionales depende directamente de la estructura y flexibilidad de cada matriz eléctrica.

FIGURA 11. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y CMS NACIONALES JULIO 2025



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

8. Monitoreo 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 por el lado de las inyecciones como de los retiros. Este seguimiento permite identificar a los actores con mayor peso en el mercado, así como posibles conductas que puedan derivar en precios atípicos dentro del MCR y del MOR.

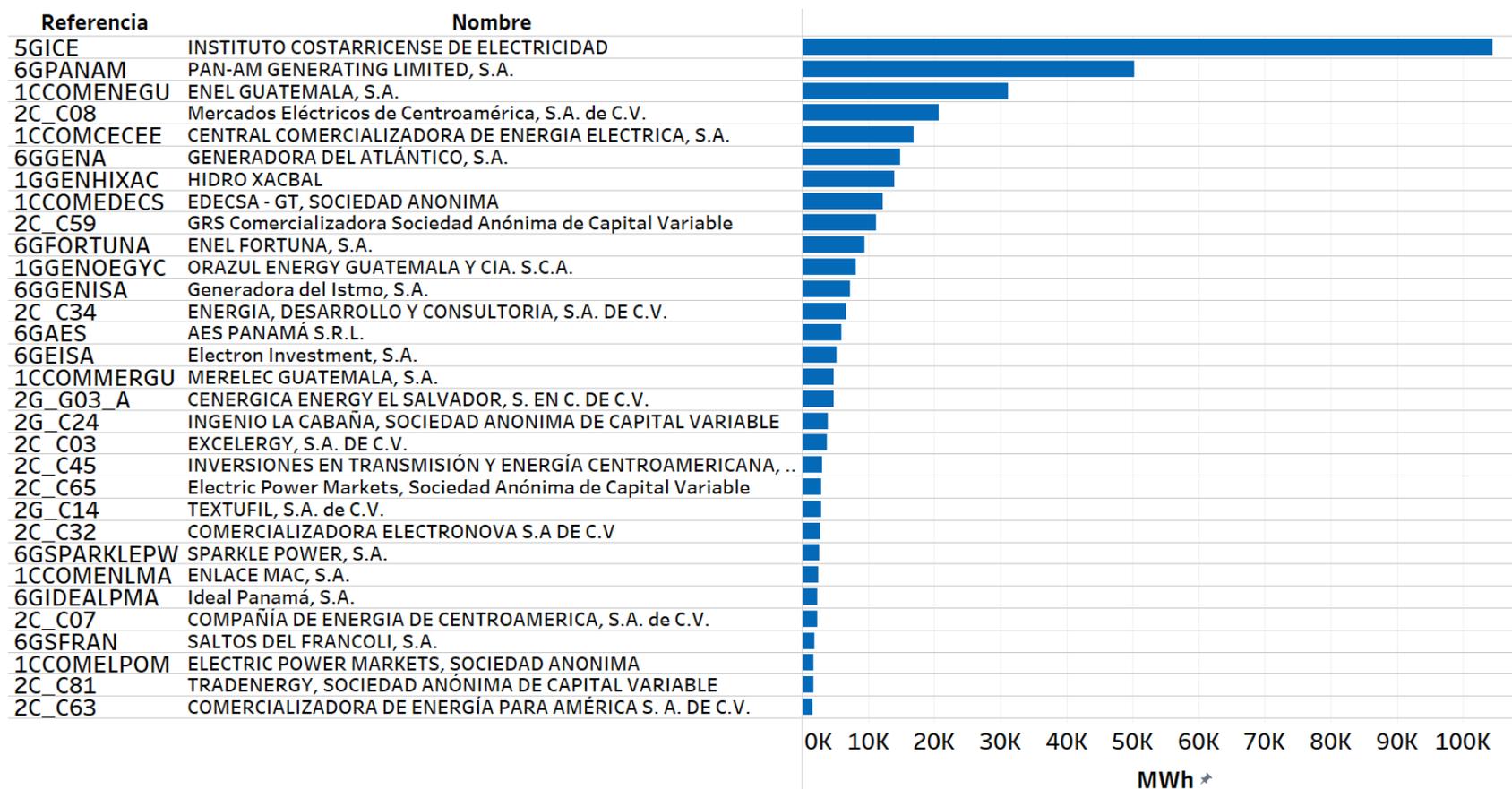
8.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

Durante julio de 2025, los cinco principales agentes inyectores de energía en el MER fueron:

- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) – Costa Rica: 104,463 MWh (27.75%)
- Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) – Panamá: 50,329 MWh (13.37%)
- Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) – Guatemala: 31,237 MWh (8.30%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 20,738 MWh (5.51%)
- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE) – Guatemala: 16,901 MWh (4.49%)

Estos cinco agentes concentraron cerca del 60% de la oferta regional, destacando la continuidad del liderazgo del agente 5GICE de Costa Rica, cuya abundante disponibilidad de generación renovable (principalmente hidroeléctrica y eólica) permitió desplazar tecnologías más costosas del despacho regional. Panamá mantuvo una presencia relevante a través de 6GPANAM, mientras que Guatemala reforzó su rol con la participación de 1CCOMENEGU y 1CCOMCECEE. Para el caso de 2C_C08, dicho agente se mantuvo en la misma posición relativa en la que se posicionó el mes anterior, lo que evidencia la continuidad de la actividad comercial desde El Salvador.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER JULIO 2025



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

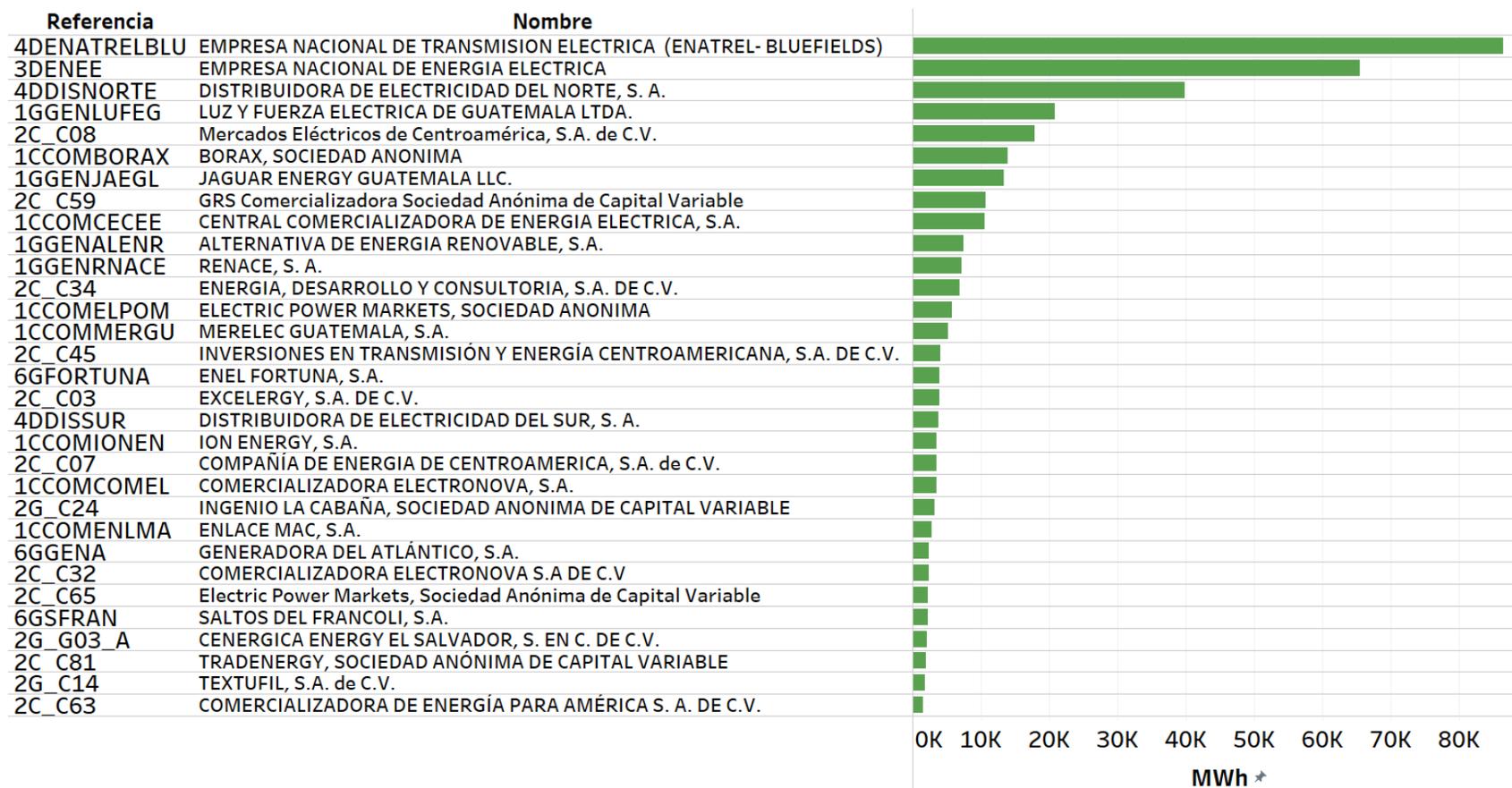
8.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Por el lado de la demanda, los cinco principales agentes compradores en julio de 2025 fueron:

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (4DENATRELBLU) – Nicaragua: 86,548 MWh (23.01%)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE) – Honduras: 66,029 MWh (17.56%)
- Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (4DDISNORTE) – Nicaragua: 39,826 MWh (10.59%)
- Luz y Fuerza Eléctrica de Guatemala Ltda. (1GGENLUFEG) – Guatemala: 20,913 MWh (5.56%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 17,944 MWh (4.77%)

El comportamiento de estos agentes compradores refleja una elevada concentración de la demanda regional en Nicaragua y Honduras, países que continuaron enfrentando altos costos marginales internos, lo que incentivó su participación como principales importadores netos. La demanda de Guatemala, aunque menor, se mantuvo en línea con el crecimiento de su consumo interno, mientras que El Salvador participó de forma más balanceada como comprador y vendedor dentro del mercado.

FIGURA 13. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER JULIO 2025



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

8.3. Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER

En julio de 2025, el liderazgo exportador de Costa Rica, Panamá y Guatemala estuvo respaldado por una elevada disponibilidad de recursos renovables, lo cual permitió colocar energía a precios competitivos en el MER. Por el lado de la demanda, Nicaragua y Honduras reiteraron su dependencia de las compras regionales, consolidando la importancia del mercado como plataforma para optimizar la cobertura de países con costos internos más elevados.

En este contexto, el monitoreo de la participación de los agentes resulta indispensable para identificar patrones de comportamiento, evaluar la racionalidad de sus estrategias comerciales y dar seguimiento a ofertas atípicas, ya sean a precios cero, inusualmente bajos o elevados. La vigilancia activa que ejerce la CRIE sobre estas conductas no solo permite descartar posibles errores o justificar decisiones específicas de los agentes, sino también garantizar que el mercado opere bajo principios de transparencia, eficiencia y competencia efectiva.

8.4. Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR

De conformidad con lo establecido en la regulación regional, la vigilancia del mercado debe identificar prácticas que puedan derivar en conductas anticompetitivas o en un ejercicio indebido de poder de mercado. En este marco, el seguimiento de ofertas de inyección con precios elevados, iguales o superiores a 400 USD/MWh, resulta esencial para verificar la racionalidad económica de dichas declaraciones, evaluar su impacto potencial en la formación de precios regionales y descartar la existencia de patrones que puedan distorsionar el funcionamiento competitivo del MER.

En julio de 2025, se identificaron nuevamente ofertas de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de tres agentes del MER (Tabla 4). Al igual que en meses anteriores, estas ofertas no fueron despachadas, por lo que no incidieron directamente en la formación de precios nodales. Sin embargo, su seguimiento resulta esencial desde el enfoque de supervisión y vigilancia del mercado.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) declaró 52,080 MWh con un precio promedio ofertado de 444.00 USD/MWh y un máximo de 447.00 USD/MWh, valores que responden a excedentes térmicos de generación, basados en combustibles fósiles. De acuerdo con justificaciones presentadas por el agente en meses anteriores, estos precios reflejan los altos costos asociados a dichos combustibles y a la aplicación del impuesto costarricense sobre su uso para generar electricidad, cercano al 31%.

En Panamá, la Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) volvió a declarar precios elevados de hasta 977.52 USD/MWh, los cuales se explican por el uso de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá. Este mecanismo, ya informado a esta Comisión, según disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño, incluye precios predeterminados y no responde a una estrategia deliberada del agente.

Por su parte, el caso más atípico fue el de Tradenergy, S.A. de C.V. (2C_C81), que declaró una oferta aislada de 5 MWh a un precio de 1,142 USD/MWh. En respuesta a la solicitud de esta Comisión, el agente informó que este valor se debió a un error tipográfico al momento de cargar la planilla correspondiente ante el OS/OM del área de control de El Salvador, ya que el precio correcto que debía declararse para los respectivos períodos de mercado era 142 USD/MWh. El agente indicó que se trató de un caso aislado y no de un patrón de comportamiento

TABLA 4. AGENTE 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	52,080.00	-	444.00	447.00
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	6,735.23	-	977.52	977.52
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	5.00	-	1,142.00	1,142.00

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

8.5. Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes

El análisis de ofertas de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh es esencial en la vigilancia del MER, debido a que transforma la naturaleza de los CF, pasando de ser mecanismos financieros de cobertura a convertirse en instrumentos con incidencia física en el despacho. Este comportamiento influye directamente en la asignación de recursos, al asegurar la colocación de generación local y, al mismo tiempo, reduce la posibilidad de despacho de ofertas con precios superiores, lo que puede alterar la dinámica competitiva del mercado. En este contexto, la supervisión de tales ofertas resulta importante para verificar que la estrategia declarada responda a criterios de eficiencia económica y no derive en distorsiones que afecten la transparencia y el funcionamiento competitivo del mercado.

Durante julio de 2025, se identificó la participación de tres agentes que declararon ofertas de inyección asociadas a CF con precios de 0 USD/MWh (Tabla 5).

Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) lideró con 29,160 MWh (60.92% del total), seguido por el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) con 18,561.45 MWh (38.78%), y Electron Investment, S.A. (6GEISA) con 142.66 MWh (0.3%).

TABLA 5. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A 0 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	29,160.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	18,561.45
6GEISA	ELECTRON INVESTMENT, S.A.	142.66

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

Este comportamiento reitera una práctica previamente observada en el MER y que fue mencionada en meses anteriores por los tres agentes indicados anteriormente, la cual ha estado orientada a evitar el desplazamiento de generación renovable local y a cubrir retiros de forma asegurada. En el caso de 6GEISA, se trató de un volumen marginal sin impacto relevante sobre el mercado, aunque se mantiene el seguimiento de estas conductas para verificar su racionalidad económica.

En conjunto, estas ofertas representaron el 19.23% del total de energía declarada mediante ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a CF durante julio de 2025. Este valor se encuentra en línea con el porcentaje observado el mes anterior (19.10%), lo que refleja la continuidad de esta estrategia de oferta por parte de ciertos agentes.

8.6. Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR

El análisis de ofertas de retiro con precios cercanos a USD 0/MWh resulta relevante en la vigilancia del MER, ya que podría reflejar que ciertos agentes declaran valores mínimos únicamente para cumplir con la obligatoriedad de presentar ofertas, más que con el objetivo de participar efectivamente en el despacho. Si bien esta hipótesis no puede asumirse como una certeza, el seguimiento de estas conductas permite a la CRIE evaluar si las ofertas responden a fundamentos económicos reales o si, por el contrario, introducen distorsiones que no se alinean con el funcionamiento esperado de un mercado competitivo. En este sentido, la supervisión continua busca garantizar que las señales de precios expresen de manera adecuada las condiciones de oferta y demanda en el ámbito regional.

En julio de 2025, tres agentes salvadoreños declararon ofertas de retiro con precios iguales o menores a 10 USD/MWh (Tabla 6).

Electric Power Markets (2C_C65) ofertó 10,800 MWh con un precio promedio y mínimo de 5 USD/MWh, mientras que el agente Mayoristas de Electricidad, S.A. de C.V. (2C_C53) declaró 980.97 MWh con un precio promedio y mínimo de 1 USD/MWh. Adicionalmente, EIS Power (2C_C67) declaró 7 MWh con un precio mínimo de 7.50 USD/MWh y un precio promedio de 7.93 USD/MWh.

TABLA 6. 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, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	10,800.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	980.97	1.00	1.00
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	7.00	7.93	7.50

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

Estas prácticas reflejan la intención de los agentes salvadoreños de asegurar adquisiciones en el MER a precios más competitivos que los de su generación nacional disponible. En particular, la CRIE evaluó el caso de 2C_C67, agente que por primera vez realizó declaraciones de ofertas de oportunidad de retiro con tales características de precios bajos en lo que va de 2025. El agente justificó que los valores respondieron a los resultados de sus modelos de simulación y pronóstico, sin elegirlos al azar, tomando en cuenta criterios relacionados con posibles caídas en los CMS de El Salvador, precios del día anterior en el MER, pronósticos de irradiación solar de dicho país, niveles de embalses, etc.

En conclusión, la supervisión que la CRIE realiza mes a mes sobre este tipo de ofertas, ya sean a precios elevados, nulos o inusualmente bajos, constituye un pilar fundamental para preservar la transparencia, eficiencia y competitividad del MER. El análisis sistemático de estos comportamientos no solo permite corregir errores operativos o justificar estrategias puntuales, sino que también asegura que los agentes actúen bajo un marco de equidad y que las señales de precios reflejen adecuadamente las condiciones técnicas y económicas de la región.

9. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante julio de 2025 fueron las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los eventos relacionados con la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional.

9.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) julio 2025

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR sobre las MCTP correspondientes a julio de 2025. Cabe señalar que dichos valores fueron actualizados a solicitud del OS/OM del área de control de El Salvador, en atención a condiciones internas de operación excepcionales.

TABLA 7. 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	230	10
Media	300	250	300	10
Mínima	300	230	300	10

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web del EOR.

<https://www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/>

TABLA 8. 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	250	300	200
Media	300	140	280	200
Mínima	300	250	300	200

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web del EOR.

<https://www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/>

(*) Los valores mostrados en las tablas 7 y 8, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

Como se indicó previamente, el OS/OM del área de control de El Salvador solicitó actualización a las MCTP establecidas para julio de 2025, la cual dio lugar a los siguientes resultados:

TABLA 9. ACTUALIZACIÓN IMPORTACIÓN S-N DE EL SALVADOR, PARA DEMANDA MEDIA EN LOS PERIODOS DE 6 A 9, EN EL MES DE JULIO 2025 (MW)

Hora	Importación N-S	Importación S-N	Importación Total Máxima
00:00 – 05:59	110	100	110
06:00 – 09:59	10	10	10
10:00 – 16:59	10	0	10
17:00 – 21:59	30	30	30
22:00 – 23:59	110	100	110

Fuente: Anexo I de la nota EOR-GOS-27-06-2025-086 (valor en amarillo corresponde a la actualización).

9.2. Eventos de impacto regional ocurridos en julio de 2025

Durante julio de 2025 se registraron seis (6) eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que provocaron la activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional. Dichos eventos se detallan en la siguiente Tabla.

TABLA 10. EVENTOS QUE AFECTARON LA OPERACIÓN REGIONAL EN JULIO 2025

Fecha	Hora Inicio	Hora de Normalización del SER	País en el que Inició el 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]
5-jul-25	07:28:00	08:07:00	Guatemala	Pérdida de 247 MW de generación asociados a la planta Chixoy, debido al disparo de uno de los circuitos que evacúa la generación de dicha planta (Chixoy - Chixoy II 230 kV).	58.428	I, II y III	656.92
9-jul-25	12:29:16	12:48:00	Panamá	Pérdida de 125.59 MW de generación fotovoltaica (Eco Solar, Baco Solar, Madre Vieja) por recierre de la línea 230-B Progreso - Boquerón III.	59.240	I	257.27
14-jul-25	10:26:23	10:36:00	Panamá	Pérdida de 211 MW de generación debido al disparo de 3 unidades de la central Changuinola, lo cuál se originó por el disparo de las líneas 230 kV Fortuna - Esperanza 230-20A y Cañazas - Guasquitas 230-29. También Guatemala reportó pérdida de 70 MW de carga en el sistema eléctrico de México por disparo de banco de transformación en Tapachula.	59.100	I y II	454.22
24-jul-25	15:05:00	15:39:00	Honduras	Reducción de 87.23 MW de generación solar.	58.901	I, II y III	425.71
25-jul-25	19:50:58	20:22:00	El Salvador	Pérdida de 334 MW de generación debido al disparo de la central Energía del Pacífico, lo cuál se originó por descarga atmosférica que provocó la operación de circuito de emergencia de la referida central.	58.878	I, II y III	529.72
31-jul-25	11:07:10	12:17:00	Honduras	Reducción súbita de 178 de MW de generación fotovoltaica por oscilaciones de voltaje.	59.225	I	267.47

Fuente: Elaboración propia con base en los informes preliminares de eventos elaborados por el EOR.

<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/>