

INFORME MENSUAL ***DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-***

DICIEMBRE 2025

INFORME SV-04-2026

**UNA VISTA
AL MERCADO
ELÉCTRICO
REGIONAL**

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER.....	3
2.	Transacciones por país miembro	5
2.1.	Excedentes de energía disponibles.....	6
2.2.	Inyecciones	7
2.3.	Retiros.....	9
2.4.	Análisis integrado	11
3.	Transacciones por tipo de mercado	12
4.	Transacciones por tipo de oferta	14
4.1.	Inyecciones	14
4.1.1.	Análisis.....	15
4.2.	Retiros.....	16
4.2.1.	Análisis.....	17
4.3.	Conclusiones	18
5.	Precios del MER.....	18
5.1.	Factores explicativos.....	19
5.2.	Comparación con 2024	21
5.3.	Precios máximos del MER.....	24
5.3.1.	Dinámica general de los precios máximos	24
6.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	26
6.1.	Correlación estadística.....	26
6.2.	Evolución gráfica	28
6.3.	Conclusiones	30
7.	Precios nacionales y su relación con el precio del MER.....	30
7.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER.....	32
7.2.	Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER	34
7.3.	Conclusión sobre la interacción entre los precios nacionales y el MER	35
8.	Monitoreo del MER	37
8.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	37
8.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	39
8.3.	Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER	41
8.4.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	42
8.5.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	43

8.6.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	44
9.	Indicadores técnicos.....	45
9.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) diciembre 2025.....	46
9.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en diciembre de 2025	46

Índice de Figuras

Figura 1.	Excedentes ofrecidos al MER por país miembro.....	6
Figura 2.	Inyecciones al MER por país miembro	9
Figura 3.	Retiros del MER por país miembro	11
Figura 4.	Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	13
Figura 5.	Inyecciones al MER por tipo de oferta	15
Figura 6.	Retiros del MER por tipo de oferta	17
Figura 7.	Variación del consumo interno por país miembro, noviembre-diciembre 2025.....	20
Figura 8.	Precios promedio horarios del MER diciembre 2024-2025	23
Figura 9.	Precios máximos del MER diciembre 2025	25
Figura 10.	Precios del MER y de los combustibles fósiles diciembre 2025	29
Figura 11.	Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER diciembre 2025...	31
Figura 12.	Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER diciembre 2025	33
Figura 13.	Correlación y Covarianza entre precios del MER y CMS nacionales diciembre 2025	36
Figura 14.	Agentes con más inyecciones al MER diciembre 2025	38
Figura 15.	Agentes con más retiros del MER diciembre 2025	40

Índice de Tablas

Tabla 1.	Correlación entre precios del MER y los combustibles fósiles diciembre 2025	27
Tabla 2.	Correlación entre precios del MER y los precios nacionales diciembre 2025	35
Tabla 3.	Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales diciembre 2025.....	35
Tabla 4.	Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	43
Tabla 5.	Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	44
Tabla 6.	Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	45
Tabla 7.	MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	46
Tabla 8.	MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW)	46
Tabla 9.	Evento que afectó la operación regional en diciembre 2025.....	47

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-35-2025 (emitida el 10 de diciembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **San Patricio Renovables, S. A.**, para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: ‘Magdalena Solar’ para la inyección de hasta 50 MW de capacidad (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **San Patricio Renovables, S. A.**, que previo a la puesta en servicio del proyecto de generación fotovoltaica denominado: ‘Magdalena Solar’ para la inyección de hasta 50 MW, cumpla con lo establecido en los numerales 4.5.4.1, 4.11.1, 4.11.2 y 4.11.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **San Patricio Renovables, S. A.**, que durante las pruebas de puesta en marcha del proyecto de generación fotovoltaica denominado: ‘Magdalena Solar’ para la inyección de hasta 50 MW, certifique que éste funciona y responde de acuerdo con los análisis técnicos incluidos en el respectivo estudio de conexión, en especial los requerimientos establecidos en el apartado 4.12 del Libro III del RMER.”.*

*“(...) **INSTRUIR** al **Administrador del Mercado Mayorista (AMM)**, que verifique el funcionamiento del proyecto de generación fotovoltaica denominado: ‘Magdalena Solar’ para la inyección de hasta 50 MW, durante la operación en tiempo real, de conformidad con lo indicado en el Resuelve anterior.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/12/Certificacion-Resolucion-CRIE-35-2025-Solicitud-de-Conexion-a-la-RTR-Guatemala-Proyecto-Magdalena-Solar.pdf>

Mediante resolución CRIE-36-2025 (emitida el 10 de diciembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **Transportes Eléctricos del Sur, S. A.**, para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de transmisión denominado: ‘Línea de Transmisión Magdalena Solar’ de 230 kV (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **Transportes Eléctricos del Sur, S. A.**, que previo a la puesta en servicio del proyecto de transmisión denominado: ‘Línea de Transmisión Magdalena Solar’ de 230 kV, cumpla con lo establecido en los numerales 4.5.4.1, 4.11.1, 4.11.2 y 4.11.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/12/Certificacion-Resolucion-CRIE-36-2025-Solicitud-de-Conexion-a-la-RTR-Guatemala-Linea-de-Transmision-Magdalena-Solar.pdf>

Mediante resolución CRIE-37-2025 (emitida el 10 de diciembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2026 por un monto de USD 10,111,977 (...)”.*

*“(...) **APROBAR** el Cargo por Servicio de Operación del Sistema vigente a partir del uno de enero hasta el treinta y uno de diciembre de 2026, mismo que financiará el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2026, aprobado en el punto anterior, por un monto de USD 9,441,388.”.*

*“(...) **INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) a que los remanentes correspondientes a la subejecución presupuestaria e ingresos extraordinarios del año 2024, por un monto total de USD 670,589, sean destinados para financiar el presupuesto del EOR para el año 2026.”.*

*“(...) **INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) a que remita a la CRIE para su no objeción, los Términos de Referencia para la contratación de la consultoría sobre el Estudio de Clima Organizacional del EOR, conforme a lo dispuesto en la estrategia conjunta adoptada en la reunión bilateral CRIE–EOR llevada a cabo el 13 de octubre de 2025.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/12/Certificacion-Resolucion-CRIE-37-2025-Presupuesto-EOR-2026.pdf>

Mediante resolución CRIE-38-2025 (emitida el 10 de diciembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **MANIFESTAR** la no objeción de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), a la propuesta de Contrato de Crédito No. 2345 para el financiamiento de los ‘proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente- Sandino y La Virgen- Fortuna’ del segundo circuito de la Línea SIEPAC, a ser suscrito entre el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), en cuanto a las condiciones financieras establecidas en la resolución CRIE-07-2025.”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) que, cualquier modificación o ajuste posterior al Contrato de Crédito No. 2345 que implique una variación en las condiciones financieras establecidas en la resolución CRIE-07-2025, deberá ser previamente remitido a la CRIE para su no objeción, acompañado de una justificación que fundamente de manera suficiente la necesidad del cambio.”.*

*“(...) **REITERAR** a la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), que de conformidad con el RESUELVE QUINTO de la resolución CRIE-28-2022, una vez suscrito el Contrato de Crédito No. 2345 para el financiamiento de los ‘proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente- Sandino y La Virgen- Fortuna’ del segundo circuito de la Línea SIEPAC, remita a esta Comisión la solicitud para la inclusión del monto de dicho contrato en el numeral 15.4*

del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), así como del ajuste en el aporte patrimonial.”.

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/12/Resolucion-CRIE-38-2025.pdf>

Mediante resolución CRIE-39-2025 (emitida el 11 de diciembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **Comercializadora de Electricidad Centroamericana de Honduras, S.A. de C.V. (CECHSA)**, para conectar a la RTR de Honduras, el proyecto de generación eléctrica denominado: ‘Central Térmica Brassavola’ para la inyección de hasta 240 MW (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **Comercializadora de Electricidad Centroamericana de Honduras, S.A. de C.V. (CECHSA)**, que previo a la puesta en operación del proyecto de generación eléctrica denominado: ‘Central Térmica Brassavola’ para la inyección de hasta 240 MW, en coordinación con el operador del sistema, Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE), y el agente transmisor, Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), deberá implementar el Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) propuesto por CECHSA, que tiene como finalidad evitar la apertura de la interconexión México-Guatemala ante pérdidas de generación de dicho proyecto. Asimismo, deberá informar al Ente Operador Regional (EOR) sobre el diseño y ajustes finales del EDAC para su aprobación, previo a la implementación, con base en lo establecido en los numerales 4.5.4.1 literal c), 4.11.2 y 16.1.2 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **Comercializadora de Electricidad Centroamericana de Honduras, S.A. de C.V. (CECHSA)**, que deberá cumplir con lo establecido en los numerales 4.5.4.1 y 4.11.3 del Libro III del RMER, para la puesta en servicio del proyecto.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/12/Certificacion-Resolucion-CRIE-39-2025-Solicitud-de-Conexion-a-la-RTR-Honduras-Central-Termica-Brassavola.pdf>

2. Transacciones por país miembro

Durante diciembre de 2025, el comportamiento de los excedentes de energía disponibles en los países miembros, y en consecuencia de las transacciones regionales, estuvo determinado por la interacción de tres factores que incidieron de manera diferenciada en cada país:

1. El aumento generalizado del consumo interno, característico del mes, asociado al incremento de las actividades comerciales, turísticas y recreativas propias de la temporada;

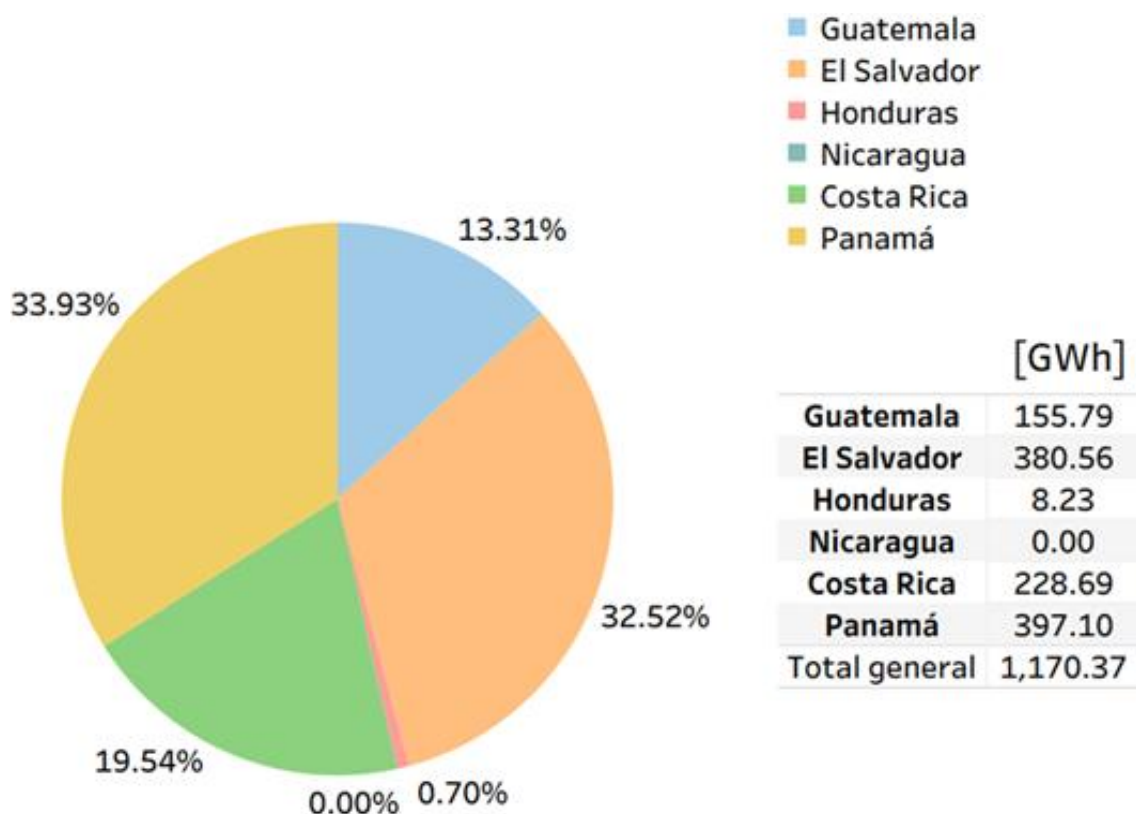
2. El repunte de la generación renovable en varios países, particularmente a partir del inicio y la consolidación de la época zafra, lo cual impulsó de manera significativa la generación a base de biomasa; y
3. La persistencia de condiciones hidrológicas heterogéneas, que continuaron incidiendo en la capacidad de los países miembros para participar en el intercambio regional de energía.

En conjunto, estos elementos redefinieron la dinámica de la disponibilidad de excedentes, la cual se reflejó posteriormente en los volúmenes de inyecciones y retiros en el MER respecto a noviembre, dando lugar a patrones de comportamiento específicos en cada país miembro.

2.1. Excedentes de energía disponibles

Previo al análisis de las transacciones por país miembro, por tipo de mercado y por tipo de oferta, resulta pertinente examinar el comportamiento de la energía ofrecida al MER durante diciembre de 2025, desagregada por país (véase Figura 1).

FIGURA 1. EXCEDENTES OFRECIDOS AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

Los volúmenes observados en la Figura anterior corresponden a la suma de las ofertas de oportunidad de inyección y de los compromisos contractuales¹ que se materializan posteriormente en transacciones regionales, en función de las condiciones operativas del sistema regional.

Al respecto, la energía disponible para realizar transacciones en el MER mantiene una relación directa con el comportamiento de la matriz de generación de cada país miembro. En este sentido, se observa que Nicaragua fue el único país que no ofreció energía al MER bajo ninguna modalidad durante el mes de diciembre, ni mediante ofertas de oportunidad ni a través de compromisos contractuales. Sobre este particular, el OS/OM de Nicaragua ha informado que la totalidad de la energía disponible en su área de control se encuentra comprometida en contratos con las distribuidoras del país, por lo que no dispone de excedentes para ofertar en el MER.

En contraste, el resto de los países miembros sí dispuso de excedentes de energía para ofertar al MER, en función de las características estructurales de sus matrices de generación y del comportamiento de su demanda interna, aspectos que se analizan con mayor detalle en las secciones posteriores del presente informe.

Cabe destacar que, si bien existe la obligatoriedad regulatoria de presentar ofertas de oportunidad al MER por parte de los agentes de cada país miembro, el volumen de dichas ofertas puede verse limitado por los requerimientos de cobertura de la demanda interna y por la disponibilidad efectiva de recursos de generación en cada sistema eléctrico nacional², lo cual resulta consistente con las condiciones estructurales observadas durante el mes analizado.

2.2. Inyecciones

El volumen total de inyecciones al MER alcanzó 374.59 GWh en diciembre (véase Figura 2), lo que representó un incremento del 6.24% respecto al mes previo. Panamá, Guatemala y El Salvador se consolidaron nuevamente como los principales países oferentes, en ese mismo orden, concentrando en conjunto más del 98% de la energía exportada al mercado regional durante el mes analizado:

- **Panamá (136.64 GWh – 36.48%):** Se consolidó nuevamente como el principal país oferente del MER, con un incremento de 9.03 GWh en sus inyecciones respecto a noviembre. Este desempeño estuvo sustentado en el repunte de la generación eólica (+25.96 GWh) y solar (+16.53 GWh), así como en el uso estratégico de

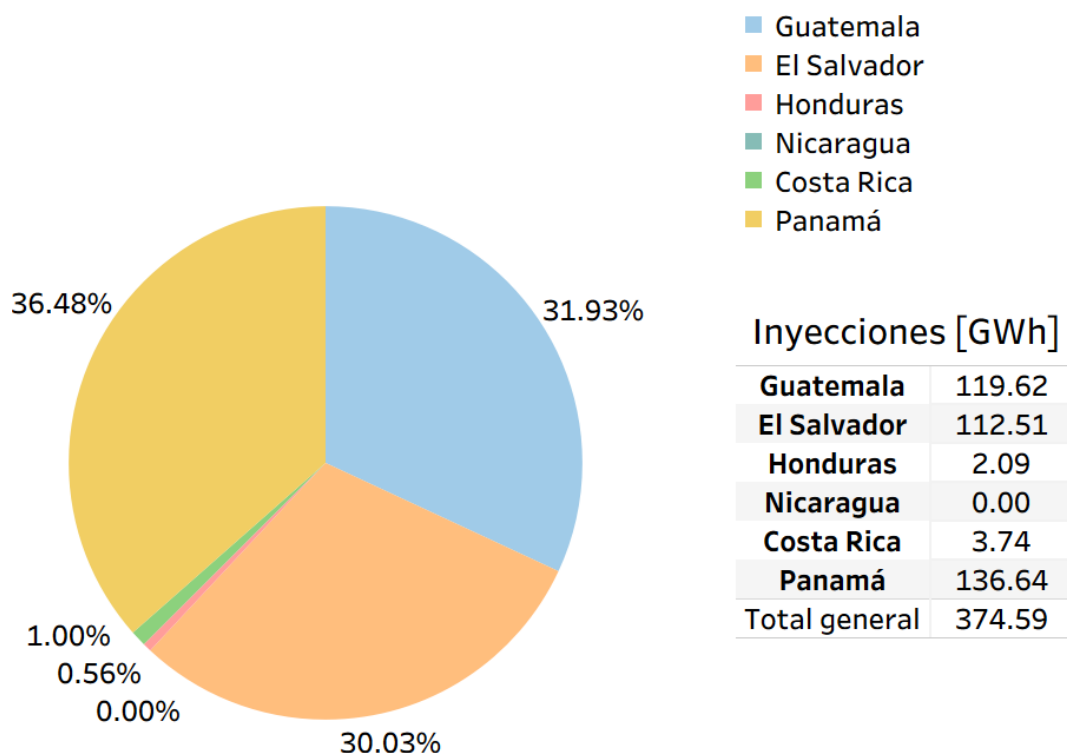
¹ Numerales 5.2.1 y 5.2.2 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

² Literal b), numeral 5.2.2 del Libro II del RMER.

generación térmica a base de gas natural (+11.68 GWh), lo que permitió compensar la disminución de la generación hidroeléctrica (-54.98 GWh).

- **Guatemala (119.62 GWh – 31.93%):** Registró un incremento moderado de 2.76 GWh en sus inyecciones con relación al mes previo. Este resultado se alcanzó pese a la reducción en la generación hidroeléctrica (-48.34 GWh) y geotérmica (-1.29 GWh), las cuales fueron ampliamente compensadas por un mayor aporte de generación a base de biomasa (+159.40 GWh), en línea con el inicio y consolidación de la época de zafra, así como por aumentos moderados en la generación eólica (+1.15 GWh) y solar (+2.86 GWh).
- **El Salvador (112.51 GWh – 30.03%):** Presentó el mayor incremento intermensual de inyecciones en diciembre, con un aumento de 32.70 GWh respecto a noviembre. Este desempeño estuvo sustentado principalmente en el repunte de la generación a base de biomasa (+86.06 GWh), junto con mayores aportes de generación geotérmica (+6.20 GWh) y solar (+0.17 GWh). Estos incrementos compensaron la reducción de la generación hidroeléctrica (-33.81 GWh) y eólica (-0.05 GWh), permitiendo la colocación de volúmenes significativos de excedentes en el MER.
- **Costa Rica (3.74 GWh – 1.00%):** Experimentó un incremento intermensual muy significativo en su producción renovable durante diciembre, destacando los aumentos en la generación hidroeléctrica (+735.05 GWh), eólica (+162.74 GWh), geotérmica (+122.48 GWh), a base de biomasa (+6.34 GWh) y solar (+3.38 GWh). No obstante, las inyecciones al MER fueron inferiores a las del mes previo (-24.58 GWh), comportamiento que se explica principalmente por el aumento del consumo interno (+8.87 GWh) y por la priorización del abastecimiento nacional en un contexto de elevada demanda asociada a la actividad comercial y turística propia de la temporada.
- **Honduras (2.09 GWh – 0.56%):** Presentó un incremento marginal en sus inyecciones al MER, luego de no haber registrado exportaciones en noviembre. Este resultado se dio en un contexto de disminución de la generación hidroeléctrica (-80.75 GWh) y eólica (-2.32 GWh), parcialmente compensadas por mayores aportes de generación a base de biomasa (+17.23 GWh), solar (+6.66 GWh) y geotérmica (+0.51 GWh). Estas condiciones permitieron exportaciones puntuales en lapsos temporales en los que los precios nacionales resultaron competitivos frente al precio del MER.
- **Nicaragua (0.00 GWh – 0.00%):** En continuidad con la tendencia observada desde los últimos meses de 2024, Nicaragua no registró inyecciones al MER durante diciembre de 2025, aun cuando se observaron incrementos respecto al mes previo en la generación a base de biomasa (+49.71 GWh), eólica (+7.04 GWh), geotérmica (+2.85 GWh) y solar (+0.51 GWh). Este comportamiento respondió a su elevada dependencia del mercado regional, asociada al alto componente térmico de su matriz de generación, así como a la necesidad de priorizar el abastecimiento de la demanda interna en un contexto de aumento del consumo nacional (+18.07 GWh) y de una leve reducción en la generación hidroeléctrica (-0.73 GWh).

FIGURA 2. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

2.3. Retiros

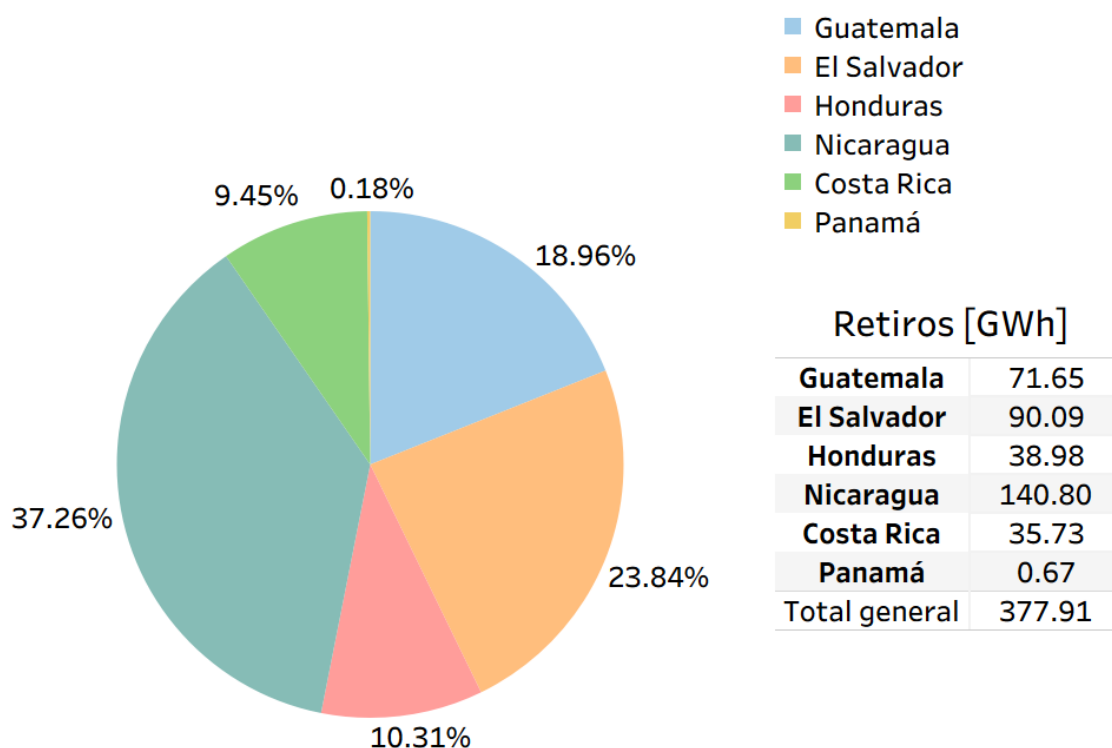
El volumen total de retiros alcanzó 377.91 GWh (véase Figura 3), lo que representó un incremento del 6.62% respecto al volumen registrado en el mes previo. Este comportamiento reafirma el aumento de la demanda regional, asociado al mayor consumo interno observado en los países miembros. Cabe destacar que, una vez más, Nicaragua se consolidó como el principal demandante del MER durante el período analizado:

- Nicaragua (140.80 GWh – 37.26%):** Se mantuvo como el principal país importador del MER; sin embargo, registró una disminución de 10.16 GWh en sus retiros respecto a noviembre. Este comportamiento estuvo apoyado por un aumento generalizado de la generación renovable, particularmente en las tecnologías geotérmica (+2.85 GWh), eólica (+7.04 GWh), a base de biomasa (+49.71 GWh) y solar (+0.51 GWh). No obstante, la leve reducción en la generación hidroeléctrica (-0.73 GWh), el incremento significativo del consumo interno (+18.07 GWh) y la elevada participación térmica en su matriz de generación, continuaron condicionando su dependencia del mercado regional, lo que explica su consolidación como el mayor importador de energía durante el mes.

- **El Salvador (90.09 GWh – 23.84%):** En línea con el comportamiento de sus inyecciones, el país registró un incremento de 13.90 GWh en sus retiros respecto a noviembre. Este resultado estuvo asociado principalmente a la reducción de la generación hidroeléctrica (-33.81 GWh) y eólica (-0.05 GWh), así como al aumento del consumo interno (+12.14 GWh), lo que generó lapsos temporales en los que los precios regionales resultaron más competitivos que los precios nacionales. Esta dinámica reafirmó el rol dual de El Salvador dentro del MER, con participaciones relevantes tanto en las inyecciones como en los retiros de energía en el mercado regional.
- **Guatemala (71.65 GWh – 18.96%):** Mostró un comportamiento similar al de El Salvador, con una participación relevante tanto en las inyecciones como en los retiros del MER. Durante diciembre, registró una disminución de 11.59 GWh en sus retiros respecto a noviembre, en coherencia con el incremento significativo de la generación a base de biomasa (+159.40 GWh). No obstante, la reducción en la generación geotérmica (-1.29 GWh) e hidroeléctrica (-48.34 GWh), junto con un aumento considerable del consumo interno (+27.28 GWh), dio lugar a lapsos temporales, principalmente durante la primera semana del mes, en los que los precios regionales resultaron más competitivos que los precios nacionales, incentivando, al igual que en el caso de El Salvador, mayores compras en el mercado regional.
- **Honduras (38.98 GWh – 10.31%):** Si bien mantuvo una participación relevante en los retiros del MER, registró una disminución marginal de 4.47 GWh respecto al mes previo. Este comportamiento estuvo asociado al incremento en la generación a base de biomasa (+17.23 GWh), solar (+6.66 GWh) y geotérmica (+0.51 GWh), lo que permitió compensar parcialmente la significativa reducción de la generación hidroeléctrica (-80.75 GWh), así como el aumento del consumo interno (+38.20 GWh).
- **Costa Rica (35.73 GWh – 9.45%):** Fue el país que registró el mayor incremento intermensual en los retiros del MER, al pasar de no registrar compras regionales en noviembre a retirar 35.73 GWh en diciembre. Este comportamiento estuvo asociado, por un lado, al aumento del consumo interno (+8.87 GWh) y, por otro, a la dinámica operativa propia del país, caracterizada por una matriz de generación con alta participación renovable. En este contexto, Costa Rica prioriza el abastecimiento de la demanda interna con generación renovable propia y recurre al MER en aquellos lapsos temporales en los que la energía regional resulta más competitiva que la generación no renovable interna, permitiendo así una combinación eficiente entre generación nacional renovable e importaciones regionales competitivas.
- **Panamá (0.67 GWh – 0.18%):** Registró un aumento marginal de 0.06 GWh en sus retiros respecto a noviembre, en un contexto marcado por la disminución de la generación hidroeléctrica (-54.98 GWh) y el incremento del consumo interno

(+52.67 GWh). No obstante, el repunte de la generación eólica (+25.96 GWh) y solar (+16.53 GWh), así como el uso eficiente de generación térmica a base de gas natural (+11.68 GWh), permitió mantener precios nacionales más competitivos que el precio regional, aspecto que se analiza con mayor detalle más adelante en el presente informe, lo que derivó en una utilización limitada del MER para la adquisición de energía durante el mes.

FIGURA 3. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

2.4. Análisis integrado

Diciembre presentó un comportamiento atípico en comparación con otros meses del año, explicado principalmente por los siguientes factores:

- ✓ **Aumento de la demanda interna por actividad turística y comercial**
 - Todos los países miembros registraron incrementos en el consumo interno.
 - La menor demanda industrial fue compensada por el aumento de la actividad turística, comercial y residencial, característica de la temporada.
 - Este patrón incidió directamente en la disponibilidad de excedentes exportables y en los requerimientos de energía provenientes del MER.
- ✓ **Época de zafra**

- La zafra impulsó significativamente la generación de electricidad a base de biomasa, principalmente en Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua.
- Este aporte permitió contener presiones sobre los precios nacionales, pese al incremento generalizado del consumo interno y a la disminución de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros.
- Asimismo, fue un factor clave para sostener los volúmenes de exportación, especialmente en El Salvador y Guatemala, y en menor medida en Honduras.
- ✓ **Heterogeneidad hidrológica**
 - Persistieron diferencias marcadas en la disponibilidad hidroeléctrica entre los países miembros:
 - Fuerte repunte de la generación hidroeléctrica en Costa Rica.
 - Disminuciones significativas en Guatemala, El Salvador, Honduras y Panamá.
 - Comportamiento relativamente estable en Nicaragua.
 - Esta heterogeneidad condicionó los patrones de intercambio regional y el equilibrio entre la oferta y la demanda del MER.

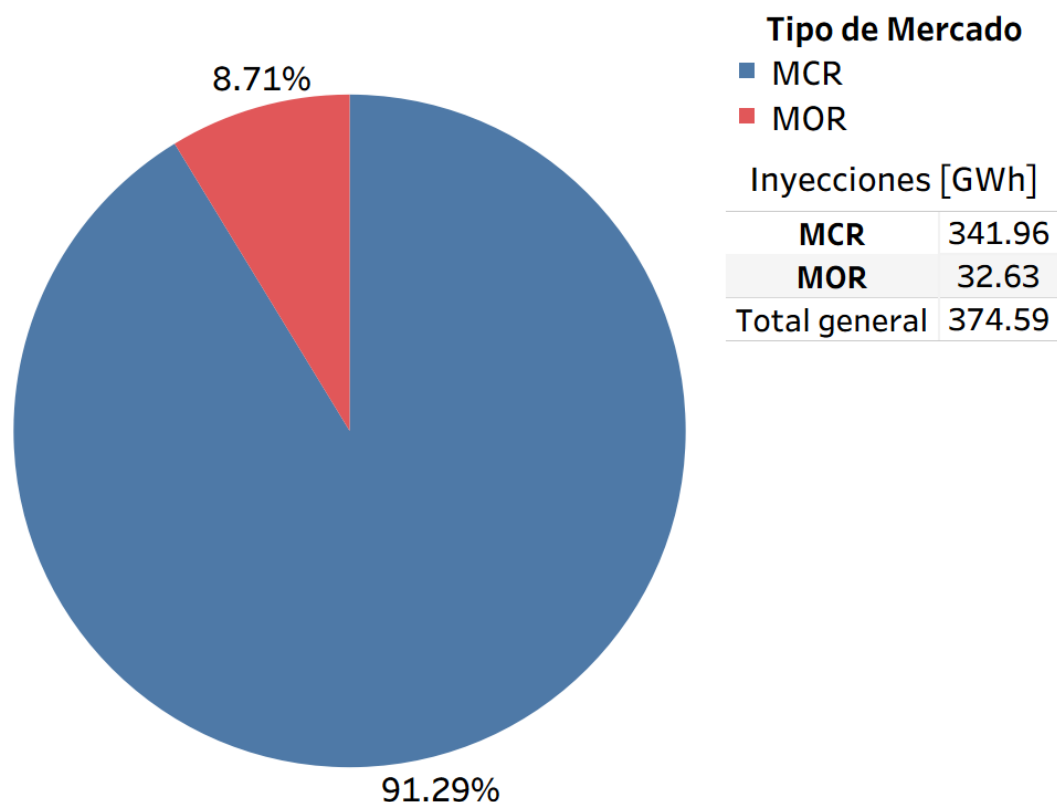
Cabe señalar que los datos de generación y consumo interno por país fueron obtenidos de los sitios web oficiales de los respectivos Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS).

3. Transacciones por tipo de mercado

En diciembre de 2025, la dinámica de las transacciones del MER volvió a evidenciar el papel central del Mercado de Contratos Regional (MCR) como principal mecanismo para canalizar las inyecciones de energía. Este comportamiento se desarrolló en un contexto caracterizado, respecto a noviembre, por una menor disponibilidad hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, un aumento generalizado del consumo interno y el inicio y consolidación de la época de zafra en la región. Tal como se muestra en la Figura 4, el 91.29% de las inyecciones, equivalente a 341.96 GWh, se realizó a través del MCR, mientras que el 8.71% restante (32.63 GWh) correspondió a transacciones efectuadas en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

Esta distribución consolida la tendencia observada a lo largo de 2025, en la que los contratos continúan siendo el principal instrumento utilizado por los agentes para asegurar la colocación de energía en el mercado regional. En particular, los Contratos Firmes (CF) y los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) mantuvieron su relevancia en un entorno marcado por las condiciones descritas. La estabilidad inherente a estos instrumentos resultó nuevamente determinante para los principales países exportadores, especialmente Panamá, Guatemala y El Salvador, que, pese a enfrentar reducciones en su generación hidroeléctrica, lograron sostener niveles significativos de inyección mediante una gestión eficiente de sus compromisos contractuales.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

En comparación con noviembre, se observó un incremento en la participación del MCR, que pasó de 87.88% a 91.29%, acompañado de una reducción marginal en la participación del MOR, de 12.12% a 8.71%. Este comportamiento refleja una dinámica transaccional coherente con la del mes previo y confirma la preferencia de los agentes por esquemas contractuales en escenarios de mayor estabilidad operativa, propiciada principalmente por la consolidación de la época de zafra en la región.

Cabe señalar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran juntamente con los CF y los CNFFF, en la práctica corresponden a transacciones de oportunidad³. Durante diciembre de 2025, este tipo de ofertas alcanzó 91.34 GWh, equivalente al 24.38% del total de inyecciones, razón por la cual su análisis se aborda posteriormente dentro del comportamiento del MOR al examinar las transacciones por tipo de oferta.

En conjunto, la estructura de participación entre el MCR y el MOR durante diciembre reafirma la importancia de los esquemas contractuales como elementos estabilizadores del MER. La mayor parte de las transacciones permaneció respaldada por acuerdos

³ Literales b) y c), numeral 1.4.2.1 del Libro II del RMER.

previamente establecidos, mientras que el MOR continuó con un rol complementario al absorber ajustes puntuales derivados de la operación diaria del sistema regional. Esta configuración permitió sostener un flujo ordenado de intercambios de energía en un mes caracterizado por un aumento generalizado de las inyecciones totales, con la excepción de Costa Rica y Nicaragua, y por ajustes tanto en las matrices de generación de los países miembros como en los niveles de consumo interno.

4. Transacciones por tipo de oferta

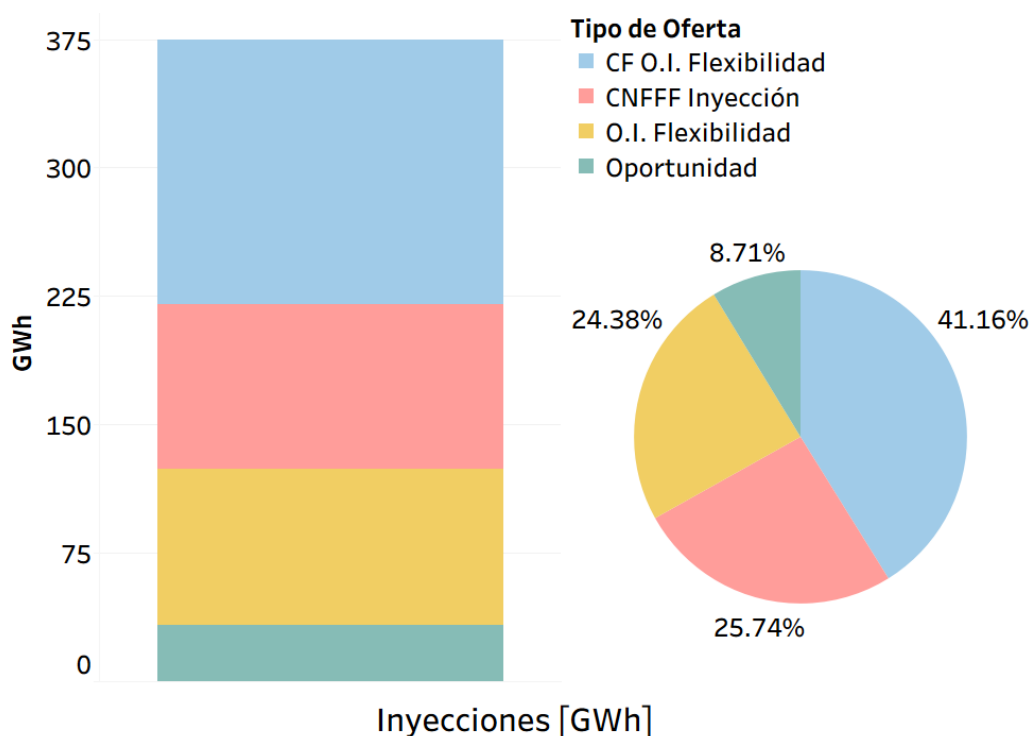
La composición de las ofertas de inyección y retiro en el MER durante diciembre de 2025 mantuvo una estructura similar a la observada en el mes previo, aunque con variaciones derivadas de la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica en la región y del aumento del consumo interno en los países miembros, factores que fueron compensados por la consolidación de la época de zafra. En términos agregados, las ofertas asociadas a los Contratos Firmes (CF) continuaron concentrando la mayor proporción tanto de las inyecciones como de los retiros, reafirmando su papel central en el despacho de energía en el mercado regional.

4.1. Inyecciones

El volumen total de inyecciones ascendió a 374.59 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 154.18 GWh – 41.16%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 96.44 GWh – 25.74%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 91.34 GWh – 24.38%
- **Ofertas de Oportunidad:** 32.63 GWh – 8.71%

FIGURA 5. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
154.18	96.44	91.34	32.63	374.59

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.

4.1.1. Análisis

Al igual que en meses anteriores, durante diciembre las ofertas asociadas a los CF concentraron la mayor proporción de las inyecciones, lo que reafirma la relevancia de los compromisos firmes en la operación del mercado regional. Asimismo, se observó un incremento generalizado en los volúmenes exportados por los principales países oferentes analizados en la Sección 2 del presente informe, en coherencia con una mayor disponibilidad de generación a base de biomasa en Guatemala y El Salvador, asociada a la consolidación de la época de zafra. Este aporte permitió compensar tanto la disminución de la generación hidroeléctrica como el aumento del consumo interno en dichos países. En el caso de Panamá, la reducción de la generación hidroeléctrica fue contrarrestada por el repunte de la generación eólica y solar, así como por una gestión eficiente de la generación térmica a base de gas natural.

Por su parte, las ofertas de oportunidad mostraron una disminución respecto al mes previo, comportamiento consistente con las condiciones operativas observadas en diciembre, caracterizadas por un mayor uso de esquemas contractuales para la gestión de las inyecciones. Este patrón indica que no se presentó una menor holgura en la disponibilidad de excedentes exportables hacia la región respecto a noviembre, dado el aporte significativo de la generación a base de biomasa durante el mes.

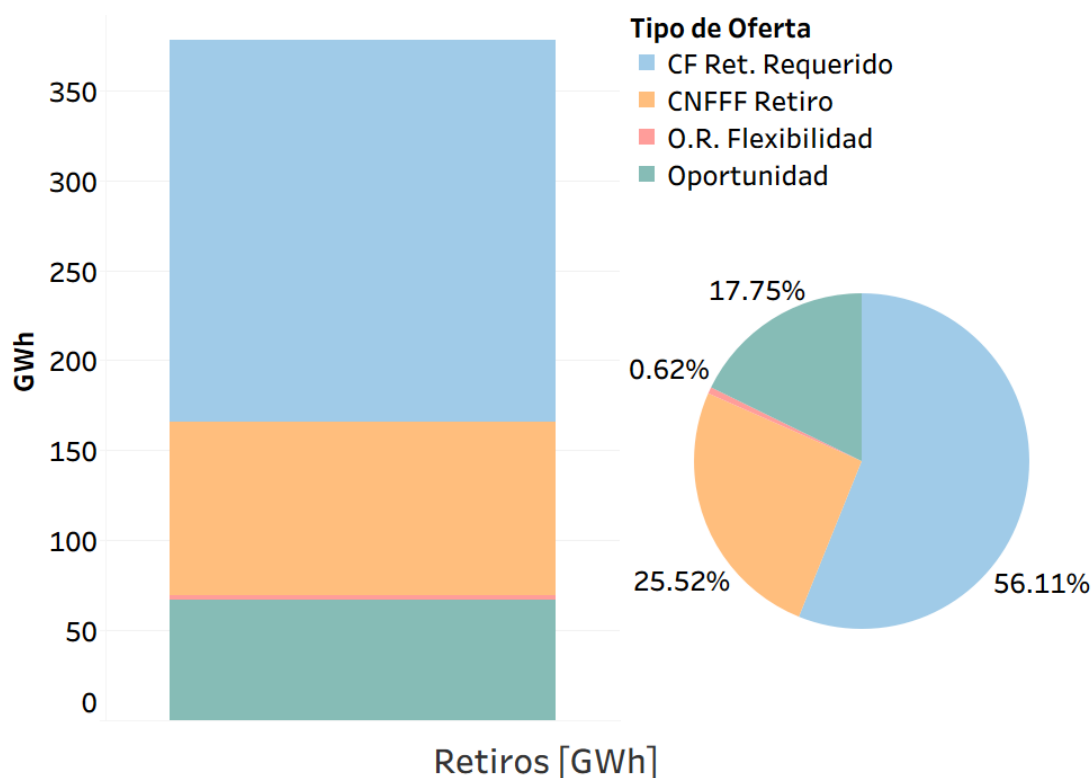
En conjunto, el 66.90% de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales, CF y CNFFF, mientras que el 33.10% restante correspondió a transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad. Este resultado confirma que, durante diciembre, al igual que en el mes anterior, los contratos continuaron siendo el principal mecanismo para el despacho regional de excedentes, en un entorno operativo caracterizado por la compensación de la oferta regional derivada del repunte de la generación a base de biomasa, que contrarrestó la reducción hidroeléctrica y el aumento del consumo interno en los países miembros.

4.2. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó 377.91 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 212.05 GWh – 56.11%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 96.44 GWh – 25.52%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 2.36 GWh – 0.62%
- **Ofertas de Oportunidad:** 67.06 GWh – 17.75%

FIGURA 6. 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.

4.2.1. Análisis

De manera similar a lo observado en el mes anterior, los CF continuaron siendo el principal componente de los retiros, al concentrar más del 55% del total. Este comportamiento se encuentra estrechamente vinculado a la necesidad de asegurar cobertura firme para la atención de las demandas nacionales, particularmente en países como Nicaragua, El Salvador y Guatemala. En términos intermensuales, las compras regionales disminuyeron en Nicaragua y Guatemala respecto a noviembre, mientras que El Salvador fue el país que registró el mayor incremento. Cabe destacar que, entre estos tres principales compradores del MER, Nicaragua fue el único país miembro que se configuró como comprador neto durante diciembre.

Por su parte, los CNFFF mantuvieron una participación significativa respecto a noviembre, registrando incluso un aumento leve pero relevante de 8.85 GWh, lo que refleja una relativa estabilidad en los requerimientos asociados a la atención directa de los retiros físicos de energía. Adicionalmente, los retiros declarados como ofertas de oportunidad mostraron un incremento considerable de 42.98 GWh en comparación con el mes previo, coherente con un mercado regional caracterizado por un entorno de precios menos volátil, que facilitó la realización de compras en lapsos temporales en los que el precio regional resultó más competitivo que los precios nacionales.

En conjunto, los CF y los CNFFF concentraron el 81.63% de los retiros regionales, lo que evidencia la preferencia de los países importadores por mecanismos de contratación previsible y con menor exposición al riesgo económico y operativo. Por su parte, las ofertas de flexibilidad y de oportunidad desempeñaron un rol complementario, al representar el 18.37% del total de los retiros y atender variaciones de corto plazo y requerimientos operativos específicos.

4.3. Conclusiones

La estructura de las ofertas durante diciembre se caracterizó por los siguientes elementos:

- ✓ Predominio de los CF y de los CNFFF como los principales mecanismos para canalizar tanto las inyecciones como los retiros de energía.
- ✓ Participación relevante de las ofertas de oportunidad, tanto de inyección como de retiro, en coherencia con un mercado regional que presentó menores niveles de volatilidad en los precios.

En conjunto, los resultados de diciembre reflejan un mercado regional más holgado, influenciado principalmente por la consolidación de la época de zafra en la región. Este factor permitió mitigar los efectos de la reducción de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros y del aumento generalizado del consumo interno, favoreciendo la disponibilidad de excedentes exportables hacia el mercado regional.

5. Precios del MER

El precio promedio del MER durante diciembre de 2025 se ubicó en 96.25 USD/MWh, lo que representa un incremento interanual de aproximadamente 117% respecto al mismo mes de 2024, cuando el valor promedio fue de 42.72 USD/MWh. En términos intermensuales, el precio también registró un aumento cercano al 13% en comparación con noviembre de 2025, cuyo promedio se situó en 82.22 USD/MWh.

Esta variación intermensual evidencia que, durante diciembre, el mercado regional operó bajo condiciones en las que, pese a una mayor disponibilidad de excedentes para exportación, la oferta estuvo asociada a tecnologías de generación relativamente menos competitivas. Este comportamiento respondió a la reducción generalizada de la generación hidroeléctrica en la región, junto con el aumento del consumo interno en los países miembros, lo que se tradujo en una mayor presión sobre el precio regional, particularmente durante la primera mitad del mes.

Asimismo, el comportamiento del precio promedio en diciembre confirma la continuidad de un entorno operativo relativamente estable en el sistema regional, aun en un contexto de mayor demanda interna y menor disponibilidad hidroeléctrica. Cabe destacar que, si bien la generación a base de biomasa presenta costos variables comparables e incluso más competitivos que los costos de operación y mantenimiento de algunas centrales hidroeléctricas, esta tecnología renovable no cuenta con la misma flexibilidad operativa. Esta limitación puede dar lugar a episodios de vertimiento en lapsos de baja demanda, lo cual incide en la formación de precios nacionales más elevados y, en consecuencia, en el comportamiento del precio del mercado regional.

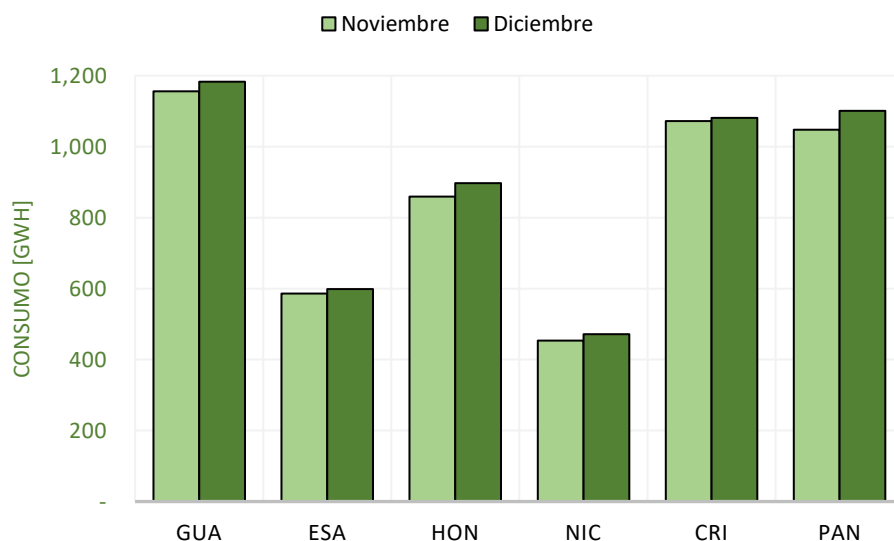
5.1. Factores explicativos

Los precios observados durante diciembre de 2025 reflejaron un mercado caracterizado por la continuidad del uso predominante del MCR como principal mecanismo para canalizar las transacciones de energía entre los países exportadores e importadores. No obstante, a diferencia de noviembre, el comportamiento del precio regional estuvo influenciado por una combinación de factores estructurales y estacionales propios del cierre del año, que derivaron en niveles de precios superiores tanto en términos intermensuales como interanuales, tal como se aprecia en la Figura 8. En este contexto, los siguientes factores resultaron determinantes:

- **Menor disponibilidad hidroeléctrica y recomposición de la oferta renovable:** Diciembre estuvo marcado por una reducción generalizada de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, en contraste con un fuerte repunte de la generación a base de biomasa asociado a la consolidación de la época de zafra, particularmente en Guatemala y El Salvador. Asimismo, se observaron incrementos relevantes en la generación eólica y solar en Panamá, junto con una gestión eficiente de la generación térmica a base de gas natural en dicho país. Si bien estos aportes permitieron sostener los volúmenes exportables, los excedentes disponibles se asociaron en mayor medida a centrales térmicas renovables, principalmente ingenios cogeneradores, con menor flexibilidad operativa que la hidroeléctrica, lo cual contribuyó a un mayor nivel del precio regional, especialmente durante la primera mitad del mes.

- **Predominio del MCR como canal principal de transacciones:** Al igual que en meses anteriores, las inyecciones y los retiros canalizados mediante esquemas contractuales (CF y CNFFF) continuaron superando ampliamente a las transacciones realizadas en el MOR. Este predominio favoreció una mayor estabilidad operativa del mercado regional; sin embargo, no evitó un incremento del precio promedio, en la medida en que los contratos reflejaron las nuevas condiciones de costo marginal derivadas de la menor hidrología y del aumento del consumo interno.
- **Participación complementaria del MOR y ajustes operativos de corto plazo:** La participación del MOR se mantuvo en niveles moderados, coherentes con un entorno de precios relativamente menos volátil que permitió su utilización para ajustes puntuales. No obstante, su menor peso relativo respecto a noviembre reafirma la preferencia de los agentes por esquemas contractuales en un mes caracterizado por una mayor demanda interna y por la necesidad de asegurar cobertura firme.
- **Incremento del consumo interno y efectos estacionales de fin de año:** El aumento generalizado del consumo interno (véase Figura 7), asociado a las actividades comerciales, turísticas y residenciales propias de diciembre, junto con la reducción de excedentes hidroeléctricos, contribuyó a que el despacho regional se apoyara en tecnologías marginales de mayor costo, presionando al alza el precio del MER, principalmente durante la primera mitad del mes.

FIGURA 7. VARIACIÓN DEL CONSUMO INTERNO POR PAÍS MIEMBRO, NOVIEMBRE-DICIEMBRE 2025



Fuente: Elaboración propia con información de las páginas web de los OS/OMS.

En conjunto, estos factores configuraron durante diciembre de 2025 un mercado regional operativamente estable, pero con niveles de precios significativamente superiores a los observados en el mes previo y en diciembre de 2024. La dinámica observada confirma que,

aun en presencia de una mayor disponibilidad de energía renovable asociada a la biomasa, la menor flexibilidad operativa de dicha tecnología y el aumento estacional de la demanda interna inciden de forma relevante en la formación del precio regional, particularmente cuando la generación hidroeléctrica presenta una contracción generalizada.

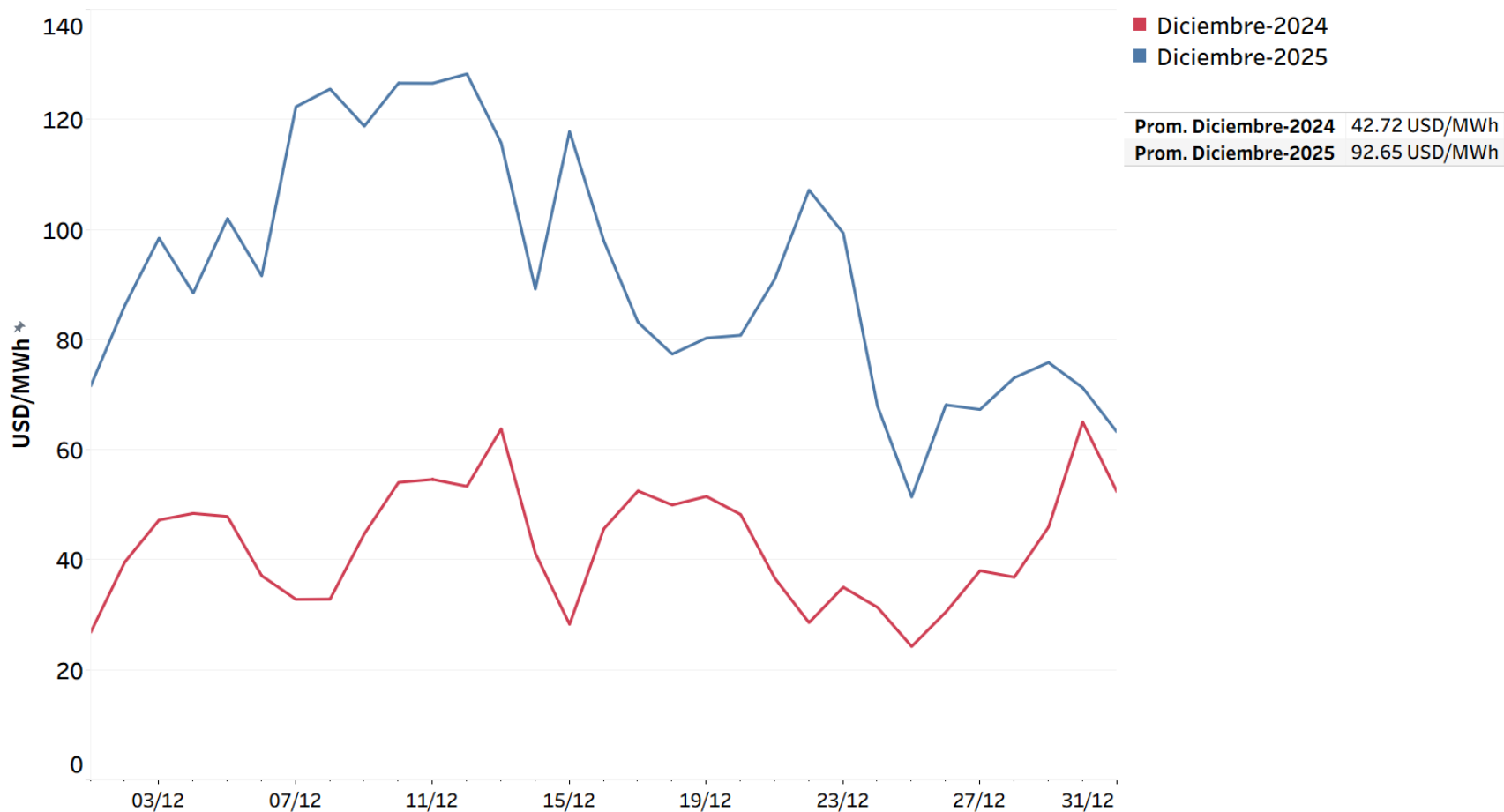
5.2. Comparación con 2024

El precio promedio del MER en diciembre de 2025 se ubicó en 96.25 USD/MWh, registrando un incremento interanual significativo respecto al mismo mes de 2024, cuando el valor promedio fue de 42.72 USD/MWh. Este aumento, equivalente a más del doble del nivel observado el año previo, responde a una combinación de factores que incidieron de manera directa en la formación del precio regional:

- **Contracción generalizada de la generación hidroeléctrica a nivel regional:** Durante diciembre de 2025 se observó una reducción significativa de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, particularmente en Guatemala, El Salvador, Honduras y Panamá. Dado el carácter históricamente competitivo de esta tecnología, su menor disponibilidad elevó el costo marginal del despacho regional.
- **Mayor participación de tecnologías con menor flexibilidad operativa:** El repunte de la generación a base de biomasa, asociado a la consolidación de la época de zafra, permitió sostener la oferta regional. No obstante, esta tecnología presenta una menor flexibilidad operativa en comparación con la hidroelectricidad, lo que limitó su capacidad para moderar los precios nacionales y, por ende, el precio regional.
- **Incremento del consumo interno y efectos estacionales de fin de año:** El aumento generalizado del consumo interno en los países miembros redujo la holgura de excedentes competitivos disponibles para exportación, propiciando el despacho de tecnologías marginales de mayor costo y presionando al alza el precio del MER.
- **Mayor nivel y amplitud del precio respecto a 2024:** Tal como se aprecia en la Figura 6, el comportamiento del precio durante diciembre de 2025 se situó de forma sistemática por encima de los valores observados en diciembre de 2024, con oscilaciones más amplias y picos de precio más elevados, particularmente en la primera mitad del mes, lo que refleja un entorno operativo más exigente para el abastecimiento de la demanda regional.
- **Incremento de las transacciones regionales respecto a 2024:** En diciembre de 2025, el volumen de transacciones regionales aumentó de manera significativa respecto al mismo mes de 2024, pasando de 251.45 GWh a 374.59 GWh (incremento interanual de 48.97%). En este contexto, la atención de una mayor demanda regional requirió el despacho de ofertas asociadas a precios más elevados, lo cual contribuyó al incremento del precio promedio del MER observado durante el mes.

En conjunto, la comparación interanual evidencia que el MER operó en diciembre de 2025 con un nivel de precios sustancialmente más alto que en el mismo mes de 2024, en un contexto marcado por menor disponibilidad hidroeléctrica, mayor demanda interna y una oferta regional sustentada en tecnologías con menor flexibilidad operativa. Adicionalmente, el incremento interanual significativo de las transacciones regionales implicó la necesidad de despachar mayores volúmenes de energía a precios más altos, lo que contribuyó al aumento del precio promedio del MER. Aun así, el comportamiento del mercado se mantuvo coherente con las condiciones operativas observadas, confirmando la capacidad del MER para adaptarse a escenarios de mayor exigencia para el despacho regional.

FIGURA 8. PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER DICIEMBRE 2024-2025



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

5.3. Precios máximos del MER

Los precios máximos diarios del MER durante diciembre de 2025 se ubicaron dentro de un rango elevado, aunque sin alcanzar niveles extremos, tal como se aprecia en la Figura 9. Los valores oscilaron entre 92 y 212 USD/MWh, reflejando un entorno operativo en el que el despacho marginal regional operó bajo condiciones más exigentes respecto a noviembre, particularmente durante la primera mitad del mes.

- **Precio máximo del mes:** El valor más alto se registró el 8 de diciembre de 2025, cuando el precio máximo diario alcanzó 212.0 USD/MWh, coincidiendo con el período de mayor demanda en los países miembros.
- **Precio máximo diario más bajo:** El menor valor de los precios máximos diarios se observó el 25 de diciembre de 2025, con 92.1 USD/MWh, asociado a una reducción transitoria de la demanda regional durante los días festivos.

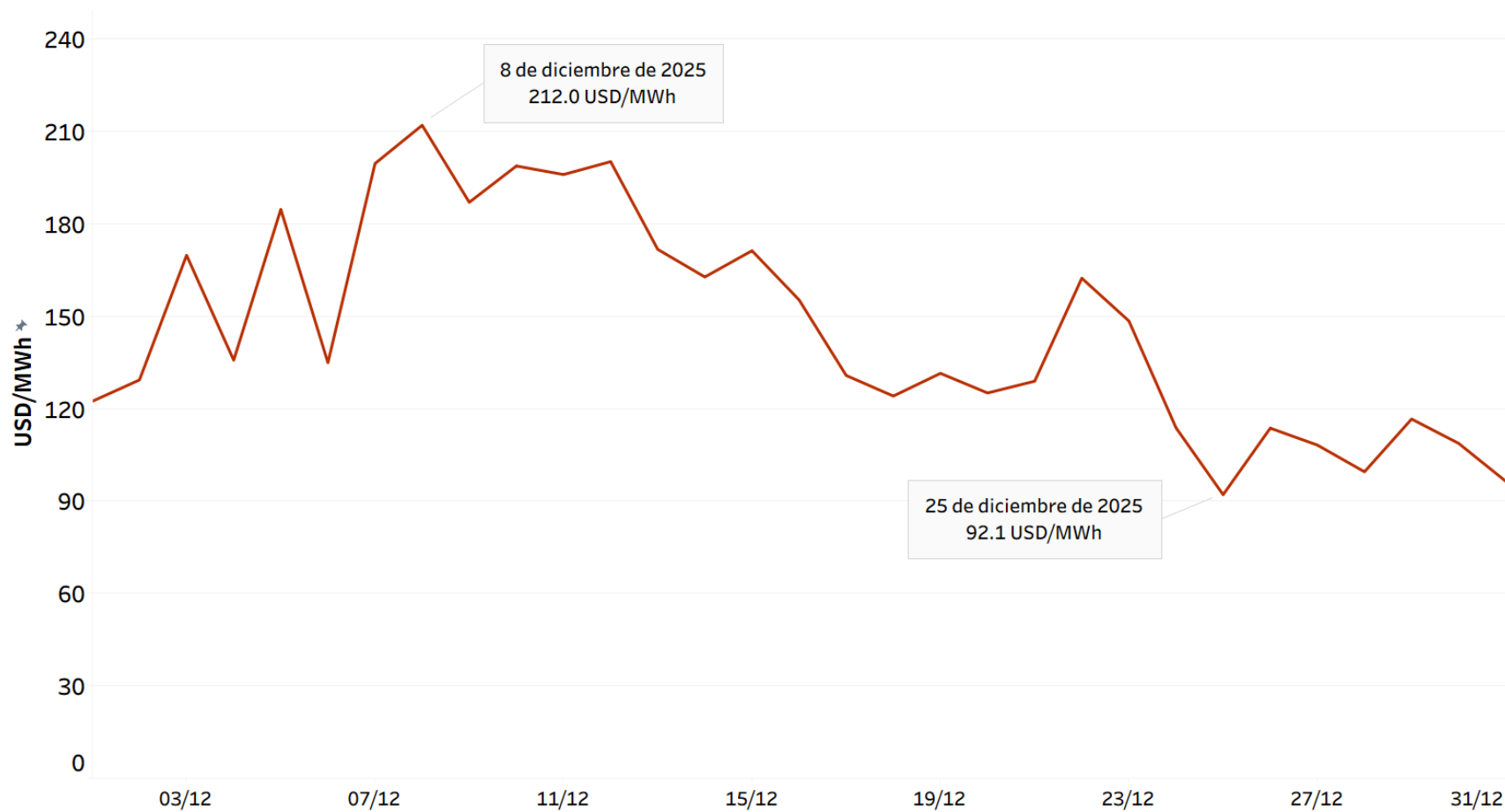
5.3.1. Dinámica general de los precios máximos

A lo largo de diciembre, los precios máximos diarios presentaron las siguientes características:

- Mayor amplitud y niveles superiores de precios, particularmente durante la primera mitad del mes, en contraste con el comportamiento observado en noviembre.
- Aumento del despacho marginal regional, asociado a la reducción generalizada de la generación hidroeléctrica en los países miembros, con excepción de Costa Rica, así como al aumento del consumo interno característico del cierre de año.
- Incidencia de tecnologías con menor flexibilidad operativa, especialmente la generación a base de biomasa vinculada a la época de zafra, la cual, si bien aportó volúmenes relevantes de energía, no ofreció la misma capacidad de modulación horaria que la generación hidroeléctrica.
- Moderación progresiva de los precios hacia la segunda mitad del mes, coherente con los ajustes operativos del sistema regional derivados de una disminución transitoria de la demanda durante el período festivo.

En resumen, el comportamiento de los precios máximos durante diciembre pone de manifiesto un mercado regional que, aunque operativamente estable, operó bajo condiciones más exigentes para la formación de precios en comparación con el mes previo. No obstante, la ausencia de episodios extremos sostenidos confirma la capacidad del MER para absorber variaciones horarias relevantes sin comprometer la estabilidad del precio regional.

FIGURA 9. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER DICIEMBRE 2025



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

6. Precios del MER y de los combustibles fósiles

Durante diciembre de 2025, los precios del MER y de los principales combustibles fósiles mostraron comportamientos diferenciados, en un contexto caracterizado por una mayor presión operativa sobre el sistema regional, asociada a la reducción generalizada de la generación hidroeléctrica, al incremento estacional del consumo interno y a la consolidación de la época de zafra en la mayoría de los países miembros.

El precio promedio del MER se ubicó en 92.65 USD/MWh. En contraste, los mercados internacionales de combustibles fósiles presentaron variaciones moderadas y sin episodios de volatilidad extrema. En particular, el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) fluctuó mayoritariamente en un rango cercano a 56-60 USD/barril; el gas natural (NG) osciló entre 3.8 y 5.1 USD/MMBTU, con una tendencia levemente descendente hacia la segunda mitad del mes; mientras que el carbón térmico (CT) mantuvo un comportamiento relativamente estable, con precios en torno a 107-110 USD/tonelada (véase Figura 10).

6.1. Correlación estadística

Los resultados estadísticos correspondientes al último mes de 2025 confirman, en línea con lo observado en meses anteriores, la existencia de una relación limitada entre el precio del MER y los precios internacionales de los combustibles fósiles. Este comportamiento refuerza el carácter predominantemente interno de los factores que inciden en la formación del precio regional. En este contexto, las covarianzas y los coeficientes de correlación de *Spearman* calculados para el mes correspondiente se presentan a continuación:

- **WTI vs. MER:**
 - Covarianza: **5.51**
 - Coeficiente de *Spearman*: **0.24**

La covarianza positiva y el coeficiente de *Spearman* bajo indican una correlación directa débil, insuficiente para establecer una relación significativa entre el precio del petróleo y el precio del MER. Las variaciones observadas en el WTI durante diciembre no se trasladaron de forma consistente al mercado regional, lo cual resulta coherente con una estructura de despacho regional poco dependiente de centrales térmicas basadas en derivados del petróleo.

- **NG vs. MER:**
 - Covarianza: **1.88**

- Coeficiente de *Spearman*: **0.24**

El gas natural presentó una correlación directa débil con el precio del MER. A pesar de su participación relevante en algunos sistemas nacionales, particularmente en Panamá y El Salvador, su incidencia marginal en el despacho regional fue limitada, por lo que las variaciones en el precio de este combustible no se reflejaron de manera significativa en la formación del precio regional durante diciembre.

- **CT vs. MER:**

- Covarianza: **11.72**
- Coeficiente de *Spearman*: **0.57**

El carbón térmico fue el único combustible que mostró una correlación positiva moderada con el precio del MER. No obstante, este resultado no implica una relación causal directa, sino que refleja una coincidencia temporal entre el comportamiento del precio regional y el de los precios del carbón térmico, en un mes en el que la presión sobre el despacho marginal fue mayor. En este contexto, puede asociarse la utilización efectiva de generación a carbón a una participación relevante en determinados períodos, en los que centrales de este tipo permanecieron en línea debido a restricciones técnicas de arranque y parada. Ello propició escenarios en los que parte de los excedentes disponibles para exportación al mercado regional estuvieron vinculados a dicha tecnología.

TABLA 1. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS COMBUSTIBLES FÓSILES DICIEMBRE 2025

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	5.51
NG (x), MER (y)	1.88
CT (x), MER (y)	11.72
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	0.24
NG (x), MER (y)	0.24
CT (x), MER (y)	0.57

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

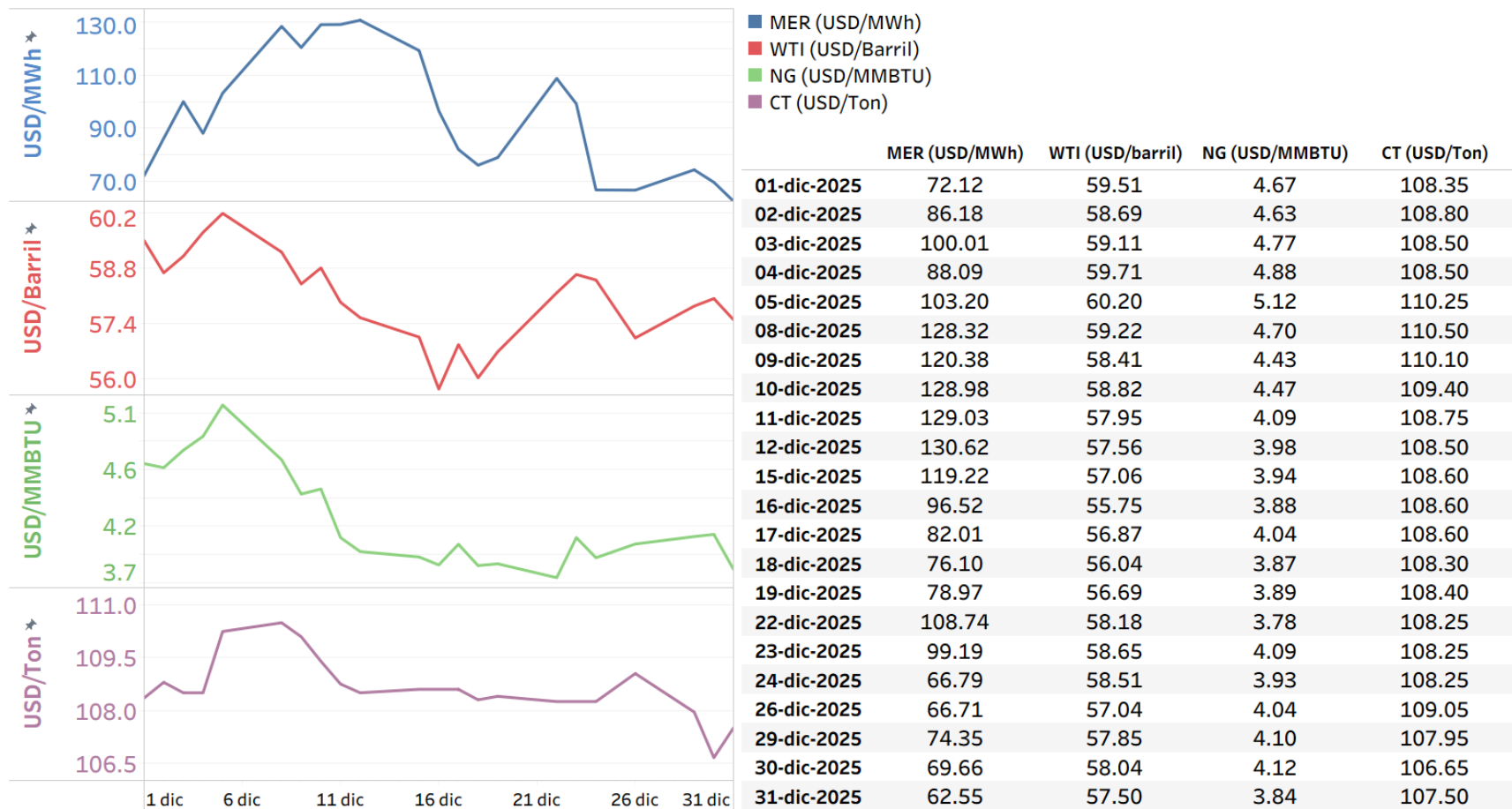
En conjunto, los resultados estadísticos correspondientes a diciembre confirman que, aun cuando se identifican asociaciones parciales con los principales combustibles fósiles, la evolución del precio del MER no estuvo determinada de manera predominante por dichas variables externas. Por el contrario, el comportamiento del precio regional respondió principalmente a factores internos, tales como la disponibilidad de generación, la configuración del despacho y la dinámica de la demanda regional.

6.2. Evolución gráfica

El análisis de la Figura 10 permite identificar los siguientes patrones relevantes:

- **Comportamiento del precio del MER**
 - El mes inició con precios relativamente moderados, los cuales se incrementaron de forma sostenida durante la primera quincena, alcanzando valores superiores a 125-130 USD/MWh.
 - En la segunda mitad del mes se observó una moderación progresiva de los precios, con una caída marcada durante el período festivo, cerrando diciembre con valores cercanos a 63 USD/MWh.
 - La volatilidad intradiaria fue mayor que en noviembre, en coherencia con una mayor presión sobre el despacho marginal y con ajustes operativos asociados a la demanda estacional.
- **Comportamiento del precio del petróleo (WTI)**
 - El WTI mantuvo un comportamiento estable, sin cambios abruptos ni tendencias pronunciadas.
 - Esta estabilidad contrasta con la evolución del precio del MER y refuerza la desvinculación estructural entre ambos mercados.
- **Comportamiento del precio del gas natural (NG)**
 - El gas natural mostró variaciones acotadas y una ligera tendencia descendente hacia el cierre del mes.
 - A pesar de su uso en algunos sistemas nacionales, este comportamiento no se reflejó en el precio del MER, confirmando su rol marginal en la formación del precio regional.
- **Comportamiento del precio del carbón térmico (CT)**
 - El carbón térmico presentó una evolución relativamente estable, con variaciones acotadas a lo largo del mes.
 - Si bien su utilización efectiva en la región continuó siendo limitada, en determinados períodos su permanencia en línea contribuyó a que parte de los excedentes disponibles para exportación al MER se vincularan a esta tecnología.
 - No obstante, esta participación no fue suficiente para configurar una influencia estructural sobre el precio regional.

FIGURA 10. PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES DICIEMBRE 2025



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

6.3. Conclusiones

El análisis correspondiente a diciembre de 2025 permite destacar lo siguiente:

- El precio del MER estuvo determinado principalmente por condiciones operativas internas del sistema regional, evidenciándose que su comportamiento no guardó una relación significativa con la evolución de los mercados internacionales de combustibles fósiles.
- La reducción generalizada de la generación hidroeléctrica, junto con el aumento estacional del consumo interno, incrementó el costo marginal del sistema regional, particularmente durante la primera mitad del mes.
- Los combustibles fósiles mostraron una incidencia limitada en la formación del precio regional, observándose que ni el petróleo ni el gas natural presentaron correlaciones significativas, mientras que el carbón térmico evidenció una correlación moderada sin reflejar una dependencia estructural del mercado.
- El MER demostró capacidad para ajustarse a un entorno operativo más exigente, absorbiendo variaciones relevantes en la oferta y la demanda, lo que permitió evitar episodios de volatilidad extrema y preservar la estabilidad operativa.

En conjunto, estos resultados confirman que el MER mantuvo una estructura de precios coherente con sus condiciones operativas, reafirmando su solidez estructural y su relativa independencia frente a las fluctuaciones de los mercados internacionales de combustibles fósiles.

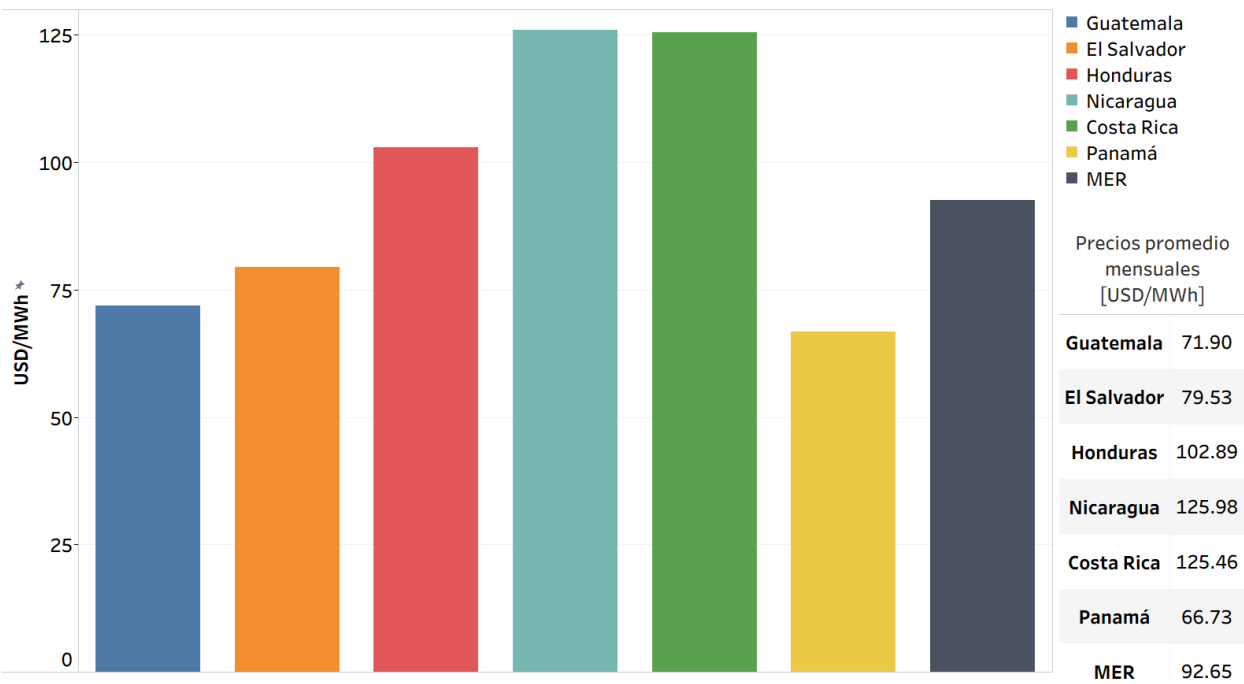
7. Precios nacionales y su relación con el precio del MER

Los precios promedio nacionales mostraron diferencias relevantes entre los países miembros durante diciembre de 2025, reflejando tanto la composición de sus matrices de generación como las condiciones estacionales propias del cierre de año, caracterizadas por una menor disponibilidad hidroeléctrica y un aumento generalizado del consumo interno.

Tal como se aprecia en la Figura 11, Nicaragua registró nuevamente el precio promedio más elevado de la región, con 125.98 USD/MWh, seguida muy de cerca por Costa Rica (125.46 USD/MWh) y Honduras (102.89 USD/MWh). En contraste, Panamá presentó el precio promedio más bajo, con 66.73 USD/MWh, mientras que Guatemala (71.90 USD/MWh) y El Salvador (79.53 USD/MWh), al igual que Panamá, se ubicaron por debajo del precio promedio del MER, el cual alcanzó 92.65 USD/MWh durante el mes.

El comportamiento observado en Costa Rica resulta particularmente relevante, ya que, a diferencia de meses previos, el país registró niveles de precio elevados en un contexto caracterizado por un incremento intermensual de su generación renovable y un aumento moderado del consumo interno. Esta dinámica puede asociarse a episodios puntuales de abastecimiento de la demanda interna mediante generación térmica, los cuales incidieron sobre el costo marginal del sistema. Por su parte, Nicaragua y Honduras continuaron reflejando estructuras de costos dominadas por generación térmica, lo que explica la persistencia de precios elevados a lo largo del mes. En contraste, Guatemala, El Salvador y Panamá mostraron un comportamiento de precios consistente con el observado en noviembre, aunque con variaciones en su magnitud, influenciadas por las condiciones operativas y estacionales propias de diciembre.

FIGURA 11. PRECIOS MENSUALES PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER DICIEMBRE 2025



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

7.1. Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER

La Figura 12 muestra la evolución diaria de los precios nacionales y su comparación con el precio del MER durante diciembre de 2025. En términos generales, se evidencia una marcada heterogeneidad entre los países miembros, coherente con las diferencias estructurales de sus sistemas eléctricos, particularmente en cuanto a la composición de sus matrices de generación y a la dinámica del consumo interno.

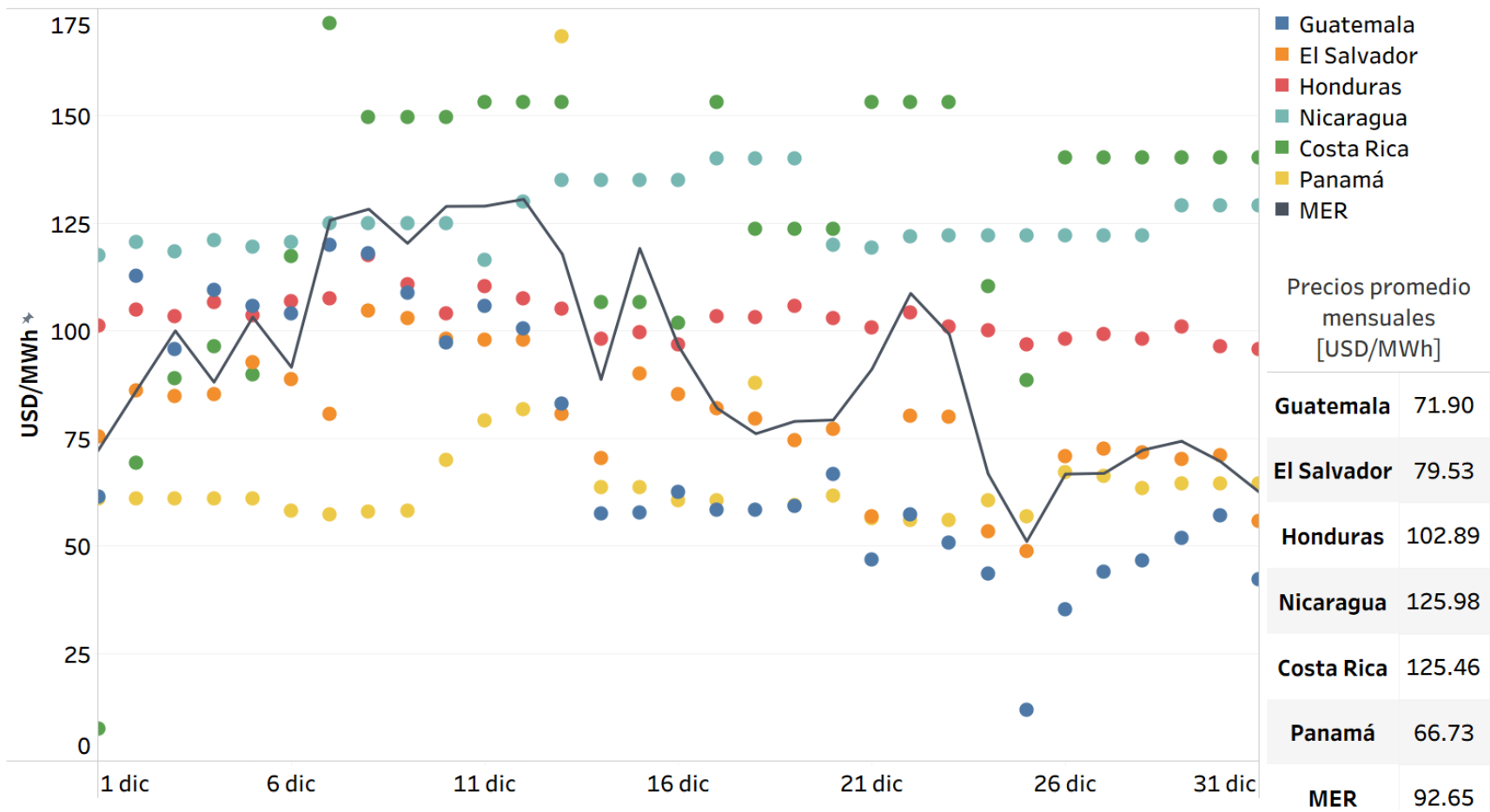
Nicaragua mantuvo precios diarios consistentemente elevados, con valores mayoritariamente superiores a 120 USD/MWh, reflejando su dependencia estructural de generación térmica local, asociada a la limitada participación hidroeléctrica en su matriz de generación. Honduras también presentó precios diarios elevados y relativamente estables, en torno a 100 USD/MWh, comportamiento coherente con la alta participación térmica en su despacho y con el hecho de haber registrado uno de los mayores incrementos intermensuales de consumo interno de la región, solo por detrás de Panamá.

Costa Rica mostró una mayor volatilidad en comparación con meses anteriores, con precios elevados durante la primera mitad del mes y una moderación progresiva hacia el cierre de diciembre. Este comportamiento se asocia a ajustes operativos del sistema eléctrico y a variaciones en la disponibilidad de recursos renovables a lo largo del período. Por su parte, Guatemala y El Salvador registraron, en la mayoría de los días, precios diarios inferiores al precio del MER, consolidando su posición como países con oferta relativamente competitiva durante el mes, en coherencia con sus matrices de generación diversificadas y con una mayor disponibilidad de recursos renovables.

Panamá mantuvo precios diarios bajos y estables en comparación con el resto de los países de la región, sustentados en una gestión eficiente de la generación a base de gas natural, que redujo la presión del despacho marginal local, así como en el repunte de la generación solar y eólica respecto a noviembre.

Finalmente, el precio diario del MER presentó oscilaciones relevantes, con niveles elevados durante la primera mitad del mes y una moderación hacia los últimos días de diciembre. En este contexto, el precio regional se ubicó de forma alternada por encima o por debajo de los precios nacionales, según el país miembro, reafirmando su papel como referencia para la optimización de los intercambios de energía a nivel regional.

FIGURA 12. PRECIOS DIARIOS PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER DICIEMBRE 2025



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

7.2. Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER

El análisis estadístico mediante covarianza y coeficiente de correlación de *Spearman* permite evaluar la intensidad y dirección de la relación entre los precios nacionales y el precio del MER durante diciembre de 2025.

Desde la perspectiva de la correlación, Guatemala presentó el valor más elevado ($\rho = 0.67$), seguida por El Salvador ($\rho = 0.61$) y Honduras ($\rho = 0.61$), lo que evidencia una relación positiva de magnitud moderada a alta entre sus precios nacionales y el precio regional. Este comportamiento resulta consistente con la participación de estos países tanto como oferentes como demandantes en el MER, así como con la sensibilidad de sus precios internos a las condiciones del despacho regional y, de manera recíproca, a la señal de precio del mercado regional.

Costa Rica registró una correlación positiva moderada-baja ($\rho = 0.38$), reflejando una interacción más acotada con el MER respecto a meses anteriores. Este resultado es coherente con un contexto en el que se priorizó el abastecimiento de la demanda interna con generación nacional, complementado de forma puntual mediante importaciones regionales. En contraste, Nicaragua presentó una correlación baja ($\rho = 0.08$), lo que confirma que sus elevados niveles de precio respondieron principalmente a factores estructurales internos, asociados a la composición de su matriz de generación y a su dependencia de generación térmica local.

Panamá fue el único país que exhibió una correlación negativa ($\rho = -0.22$), evidenciando un comportamiento desacoplado entre su precio nacional y el precio del MER. Este resultado es coherente con la estructura de su matriz de generación, caracterizada por una gestión eficiente de generación a base de gas natural y una creciente participación de fuentes renovables, lo que derivó en precios internos sistemáticamente inferiores al promedio regional.

Desde la óptica de la covarianza, Guatemala (631.16) y El Salvador (471.82) registraron los valores más elevados, confirmando una alta sensibilidad conjunta de sus precios nacionales frente a las variaciones del precio del MER. Honduras (178.83) y Costa Rica (316.88) mostraron asociaciones de magnitud intermedia, mientras que Nicaragua (3.75) y Panamá (73.50) evidenciaron una vinculación limitada con la dinámica del precio regional.

Cabe señalar que estas relaciones estadísticas deben interpretarse, en términos generales, como el reflejo de la configuración estructural de las matrices de generación de cada país miembro, la cual incide tanto en la formación de los precios nacionales como, de manera agregada, en la determinación del precio del MER.

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

ρ: CMS vs Precio MER	
Guatemala	0.67
El Salvador	0.61
Honduras	0.61
Nicaragua	0.08
Costa Rica	0.38
Panamá	-0.22

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 PRECIOS NACIONALES DICIEMBRE 2025

Cov: CMS vs Precio MER	
Guatemala	631.16
El Salvador	471.82
Honduras	178.83
Nicaragua	3.75
Costa Rica	316.88
Panamá	73.50

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

7.3. Conclusión sobre la interacción entre los precios nacionales y el MER

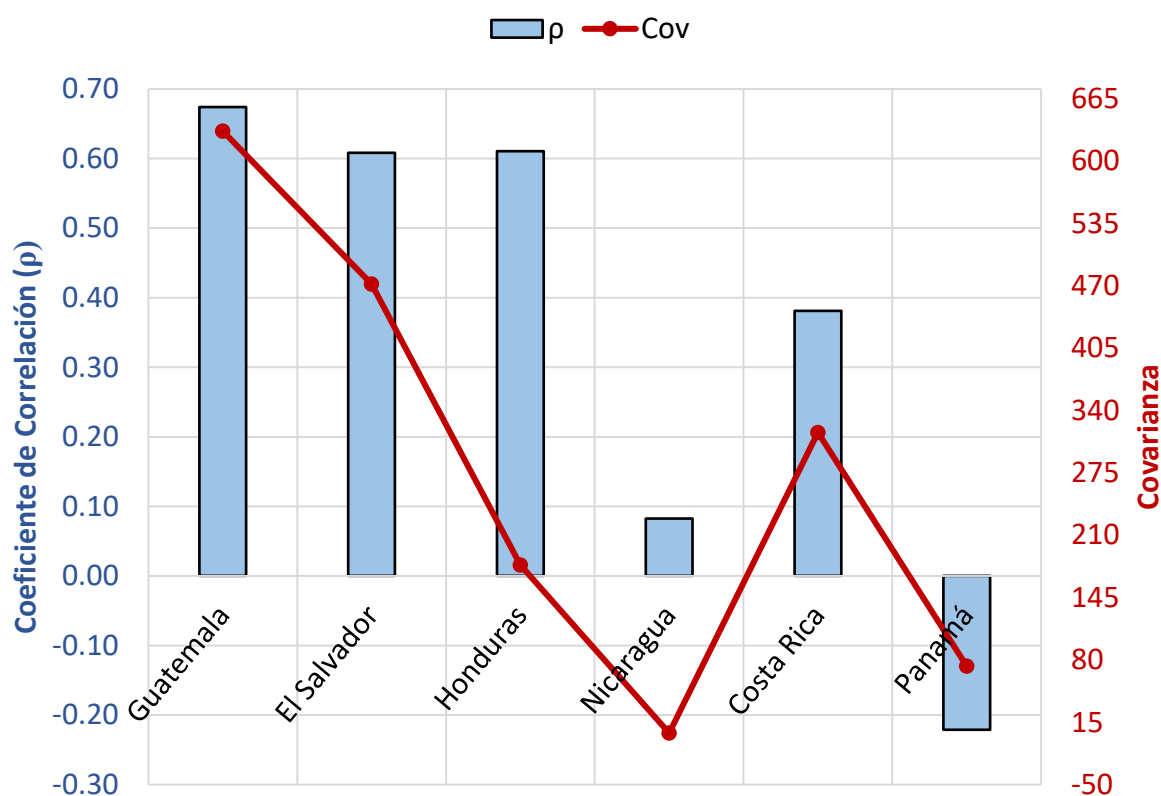
El análisis correspondiente a diciembre de 2025 pone de manifiesto una diferenciación clara entre los países miembros en cuanto a su grado de exposición al precio del MER, diferenciación que estuvo determinada tanto por factores estructurales de sus matrices de generación como por condiciones estacionales propias del cierre del año.

Guatemala, El Salvador y Honduras registraron las correlaciones más elevadas con el precio regional, confirmando que el MER continúa desempeñando un rol relevante como referencia para la formación de sus precios nacionales, y que, a su vez, las condiciones internas de estos países inciden de manera significativa en la señal de precio regional. En contraste, Nicaragua mantuvo niveles de precios elevados, pero estructuralmente desacoplados del MER, reflejando una dinámica dominada por factores internos asociados a su matriz de generación. Panamá, por su parte, mostró un comportamiento predominantemente endógeno, con precios estables y una relación inversa con el mercado regional, consistente con su estructura de costos y su menor dependencia del MER. Costa Rica evidenció una interacción moderada con el MER, superior a la observada en meses

previos, en un contexto de priorización del abastecimiento interno y utilización complementaria del mercado regional.

En conjunto, los resultados confirman que la relación entre los precios nacionales y el precio del MER durante diciembre estuvo condicionada principalmente por la disponibilidad y composición de la generación renovable, en particular la reducción de la hidroelectricidad y el repunte de la generación a base de biomasa, así como por la estructura marginal de costos de cada país miembro y el comportamiento estacional de la demanda característico de la época de fin de año. Estos elementos reafirman el papel del MER como un mecanismo de optimización regional, capaz de absorber tensiones operativas y de facilitar el equilibrio entre sistemas eléctricos con realidades energéticas heterogéneas.

FIGURA 13. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y CMS NACIONALES DICIEMBRE 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 Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (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 agentes con mayor participación relativa 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

En diciembre de 2025, los cinco principales agentes que inyectaron energía al MER fueron:

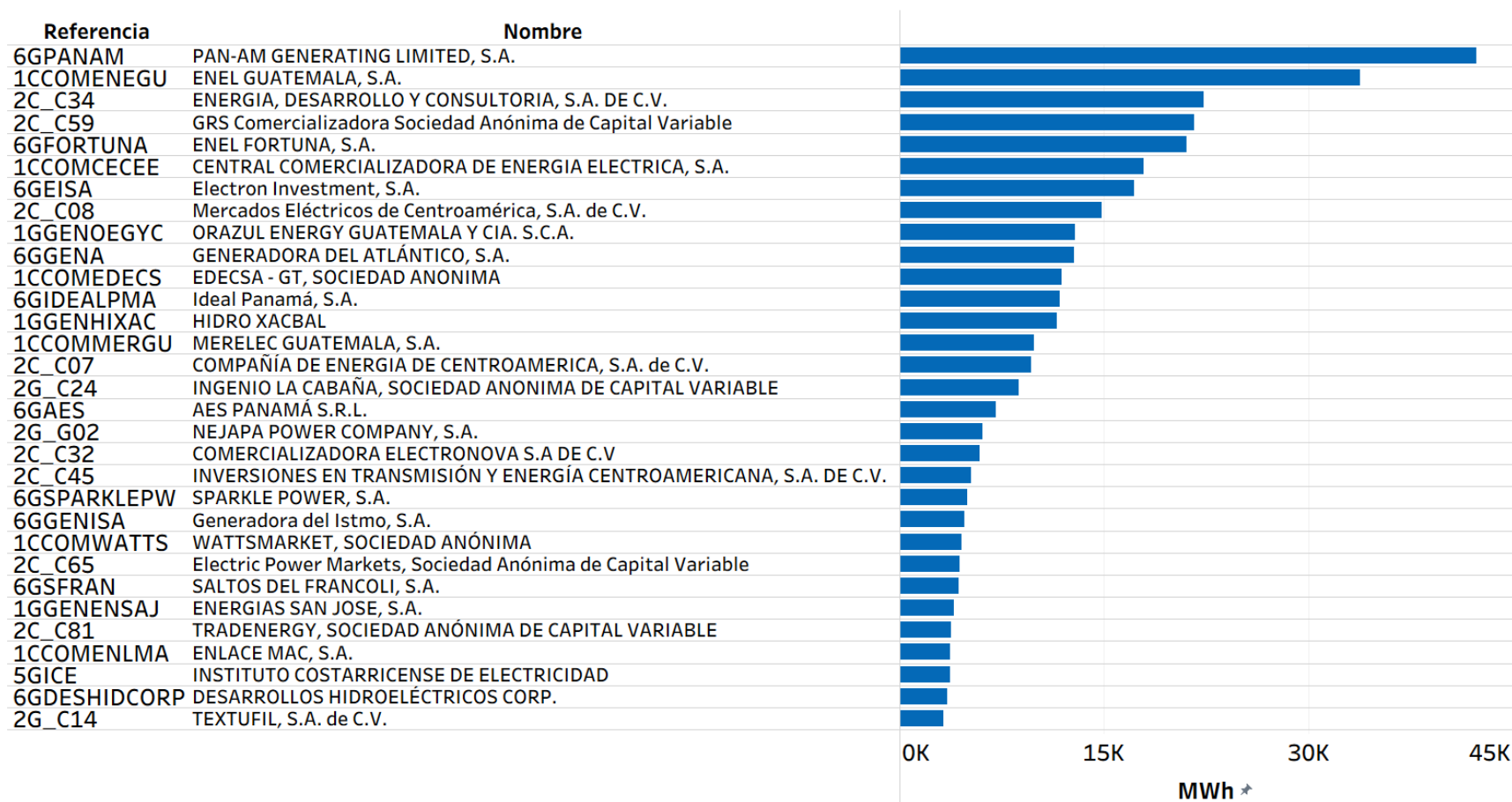
- Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) – Panamá: 42,316 MWh (11.30%)
- Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) – Guatemala: 33,786 MWh (9.02%)
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. DE C.V. (2C_C34) – El Salvador: 22,342 MWh (5.96%)
- GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59) – El Salvador: 21,627 MWh (5.77%)
- Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA) – Panamá: 21,098 MWh (5.63%)

Estos cinco agentes concentraron el 37.68% del total de inyecciones durante el período analizado, lo que confirma, al igual que en el mes anterior, la consolidación de Panamá, Guatemala y El Salvador como los principales países oferentes del MER. En este contexto, el agente 6GPANAM se posicionó nuevamente como el principal exportador de energía en el mercado regional.

En segundo lugar, el agente 1CCOMENEGU mantuvo una participación destacada, sustentada en su base de generación renovable y en su rol estratégico como uno de los principales oferentes de energía en la región, incluso en un escenario de menor disponibilidad hidroeléctrica en Guatemala respecto al mes previo. Por su parte, los agentes 2C_C34 y 2C_C59 reforzaron la relevancia comercial de El Salvador dentro del MER, actuando como intermediarios clave en la colocación de energía regional.

Finalmente, cabe destacar el ingreso del agente 6GFORTUNA al grupo de los principales vendedores de energía durante diciembre, comportamiento consistente con el incremento de las inyecciones registradas por Panamá en el período analizado.

FIGURA 14. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER DICIEMBRE 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 durante diciembre de 2025 fueron:

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU) – Nicaragua: 110,410 MWh (29.22%)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE) – Honduras: 38,980 MWh (10.32%)
- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) – Costa Rica: 35,728 MWh (9.45%)
- Edenisa Energy Trading, S. A. (4UEDETSa) – Nicaragua: 28,479 MWh (7.54%)
- GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59) – El Salvador: 22,076 MWh (5.84%)

En conjunto, estos agentes concentraron el 62.37% de los retiros totales del MER, lo que pone de manifiesto la elevada dependencia de Nicaragua del suministro de energía regional, consolidándose nuevamente como el principal importador neto, principalmente a través del agente distribuidor 4DENATRELBLU.

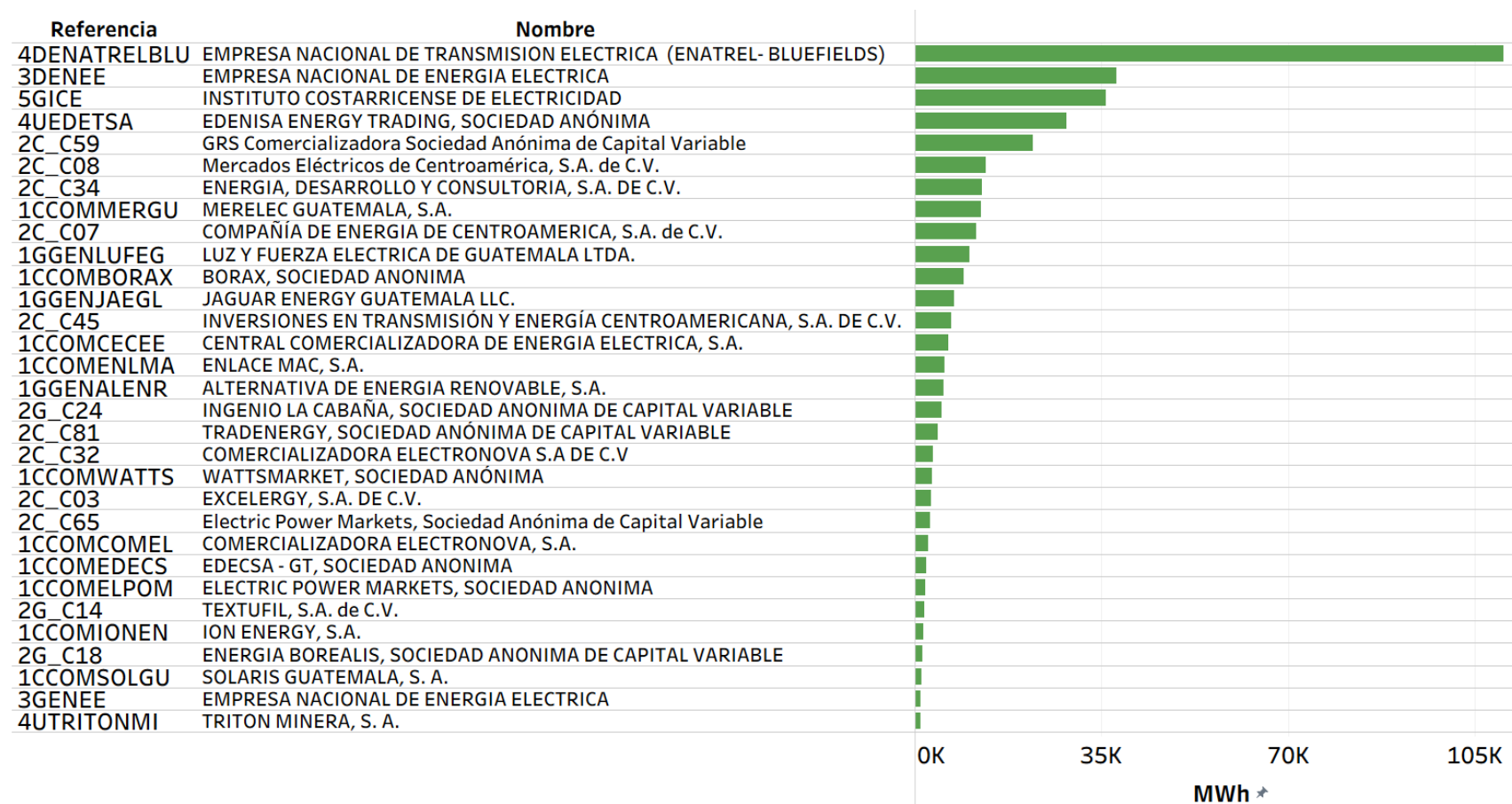
Por su parte, Honduras destacó por la participación de su único agente activo en el MER, 3DENEE/3GENEE, tanto en compras como en ventas. Al igual que en el mes anterior, su intervención estuvo impulsada por precios nacionales elevados, que se ubicaron durante la mayor parte del mes por encima del precio del MER, en un contexto asociado a una matriz de generación predominantemente térmica. Estas condiciones posicionaron a Honduras como el segundo mayor comprador de energía en el mercado regional durante diciembre.

En el caso de Costa Rica, el agente 5GICE concentró la totalidad de las compras realizadas por el país en el MER, reflejando el incremento intermensual de los retiros observado en diciembre, asociado al uso del mercado regional como mecanismo complementario para el abastecimiento interno.

Para Nicaragua, resulta relevante destacar la permanencia, por segundo mes consecutivo, del gran usuario 4UEDETSa dentro del grupo de los principales demandantes del MER. Este comportamiento se observa desde su autorización para realizar transacciones en el mercado regional a mediados de 2025 y es coherente con el rol estructural del país como principal importador de energía en el ámbito regional.

Finalmente, el caso de El Salvador presenta una dinámica particularmente relevante, al registrar una participación significativa en los retiros, además de su presencia destacada en las inyecciones, configurando un rol dual a través del agente 2C_C59. Este comportamiento refleja una posición relativamente equilibrada entre importaciones y exportaciones, plenamente coherente con la dinámica operativa observada en el país durante el período analizado.

FIGURA 15. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER DICIEMBRE 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 diciembre de 2025, el liderazgo exportador del MER volvió a concentrarse en Panamá, Guatemala y El Salvador, países que en conjunto aportaron más del 98% del total de las inyecciones registradas durante el mes. En este contexto, el agente 6GPANAM se posicionó nuevamente como el principal oferente regional, consolidando el rol de Panamá como uno de los actores más relevantes en la provisión de excedentes hacia el mercado regional.

En el caso de Guatemala, el agente 1CCOMENEGU mantuvo una participación destacada, sustentada en la operación de una base de generación renovable competitiva, aunque condicionada por la reducción en la disponibilidad hidroeléctrica respecto a noviembre. Por su parte, El Salvador, a través de los agentes 2C_C59 y 2C_C34, se mantuvo entre los principales oferentes del MER, en línea con el mayor incremento intermensual de inyecciones observado entre los países miembros.

Un elemento relevante durante diciembre fue el ingreso del agente 6GFORTUNA al grupo de los principales vendedores del MER. Este comportamiento respondió al incremento de las inyecciones provenientes de Panamá, reforzando la mayor presencia de dicho país como exportador neto durante el mes, en contraste con meses previos.

En cuanto a los retiros, Nicaragua reafirmó su condición como el principal país importador del MER. Los agentes 4DENATRELBLU y 4UEDETSA concentraron más del 36% de las compras totales, evidenciando una elevada dependencia del suministro regional para cubrir la demanda nacional, en un contexto caracterizado por limitaciones persistentes en la disponibilidad de generación renovable propia y una alta participación de generación térmica marginal.

Honduras también registró una participación relevante en la demanda regional, nuevamente a través de su único agente habilitado, 3DENEE/3GENEE. Su consumo estuvo fuertemente influenciado por precios nacionales elevados durante la mayor parte del mes, asociados a una matriz de generación predominantemente térmica, patrón consistente con lo observado en el mes previo.

Por su parte, Costa Rica concentró sus retiros a través del agente 5GICE, en coherencia con el rol complementario del MER en su esquema de abastecimiento interno y con la mayor competitividad del precio regional frente al precio nacional, el cual se mantuvo por encima del MER durante buena parte del mes.

Finalmente, El Salvador mostró una participación de carácter dual en el mercado regional. La presencia del agente 2C_C59 entre los principales compradores confirma una posición relativamente equilibrada entre importaciones e inyecciones, ajustando sus transacciones en función de la competitividad relativa del MER frente a los precios internos.

En coherencia con lo anterior, la vigilancia activa de la CRIE sobre los principales agentes oferentes y compradores continúa siendo un elemento fundamental para:

- ✓ Identificar patrones de comportamiento relevantes, tales como variaciones significativas en los volúmenes transados, cambios en la concentración del mercado o desplazamientos en la participación relativa de los agentes.
- ✓ Detectar ofertas atípicas, ya sea con precios excepcionalmente altos, bajos o nulos, que puedan distorsionar el orden de mérito o la señal de precios del mercado regional.
- ✓ Garantizar la transparencia y la competencia efectiva, asegurando que la operación del MER se desarrolle conforme al marco regulatorio vigente y contribuya a la eficiencia económica y operativa del sistema regional.

En este contexto, el seguimiento permanente de los agentes con mayor presencia en las transacciones del MER constituye una herramienta clave para anticipar riesgos operativos y comerciales, así como para verificar que la dinámica del mercado se mantenga alineada con los principios de eficiencia, transparencia y equidad establecidos en la Regulación Regional.

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

Durante diciembre de 2025 se identificaron nuevamente ofertas de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de tres agentes del MER, conforme se detalla en la Tabla 4. Al igual que en meses anteriores, ninguna de estas ofertas resultó despachada, por lo que no tuvieron incidencia directa en la formación de los precios nodales del MER. No obstante, su monitoreo permanente continúa siendo un elemento relevante dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, en la medida en que este tipo de declaraciones puede reflejar estrategias particulares de comercialización, así como eventuales configuraciones operativas o automatismos de oferta que requieren evaluación y, de ser el caso, ajustes correctivos.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) encabezó nuevamente este grupo, al declarar 61,344.00 MWh con un precio promedio de 465.33 USD/MWh y un precio máximo de 627.00 USD/MWh. Este comportamiento se asocia a la existencia de excedentes de generación térmica basada en combustibles fósiles, cuyos costos se ven significativamente incrementados por la aplicación del impuesto costarricense al uso de combustibles fósiles para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha indicado de manera reiterada que esta práctica responde a su modelo operativo, particularmente en escenarios de alta disponibilidad de generación renovable, en los cuales se prioriza el abastecimiento del

consumo interno con energía de bajo costo y se oferta al MER únicamente la generación térmica no convocada, cuando corresponde.

Por su parte, los agentes panameños Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (6GEGESA) y Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) declararon volúmenes de 7,885.15 MWh y 358.42 MWh, respectivamente, con precios promedio y máximos que alcanzaron 879.56 USD/MWh en el caso de 6GEGESA y 977.52 USD/MWh en el caso de 6GACP. Estos valores se explican por la utilización de plantillas automáticas de ofertas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA). De acuerdo con la información remitida previamente a esta Comisión por ambos agentes generadores, dicho mecanismo responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incorpora precios predeterminados, por lo que no obedece a una estrategia deliberada de oferta comercial por parte de los agentes.

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	61,344.00	0.00	465.33	627.00
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	7,885.15	0.00	879.56	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	358.42	0.00	977.52	977.52

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

En diciembre de 2025, dos agentes del MER presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, asociadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia otorga a los CF una incidencia física directa en el despacho regional, al asegurar la colocación de la generación asociada y desplazar ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede incidir en la dinámica competitiva del mercado, su seguimiento constituye un aspecto prioritario dentro de las labores de supervisión y vigilancia, con el objetivo de salvaguardar la eficiencia, transparencia y correcta señal de precios en el funcionamiento del MER.

Durante el mes analizado, Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) lideró nuevamente este tipo de declaraciones, con un volumen total de 33,480.00 MWh. Este comportamiento da continuidad a una práctica ya observada en períodos anteriores y que ha sido debidamente justificada ante esta Comisión por el propio agente, así como por el segundo agente que,

en menor magnitud, también realizó este tipo de ofertas, 1GGENRNACE, con 28.00 MWh. En términos generales, ambos agentes han señalado que las ofertas a 0 USD/MWh tienen por finalidad evitar el desplazamiento de generación renovable local destinada a cubrir los retiros asociados a CF, en coherencia con la alta participación de fuentes renovables en la matriz de generación de Guatemala.

Cabe señalar que esta estrategia se mantuvo a pesar de la disminución general de la generación hidroeléctrica respecto al mes previo. No obstante, los agentes involucrados continúan siendo actores relevantes en la generación hidroeléctrica del país, en función de su significativa capacidad instalada. En este contexto, las justificaciones técnicas y operativas presentadas por ambos agentes guatemaltecos resultan consistentes con las condiciones observadas en el sistema eléctrico nacional y con el comportamiento de la generación durante el período analizado.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	33,480.00
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	28.00

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

En conjunto, estas ofertas representaron el 15.80% del total de la energía declarada mediante ofertas de flexibilidad asociadas a CF durante diciembre de 2025, porcentaje muy cercano al 14.08% observado en noviembre. Este leve incremento refleja la disponibilidad puntual de excedentes de generación renovable en determinados períodos del mes, aun en un contexto de reducción generalizada de la generación hidroeléctrica respecto al mes anterior.

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

La vigilancia de las ofertas de retiro con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh constituye una herramienta relevante para identificar oportunamente posibles estrategias comerciales que podrían incidir en la señal de precios del MER. Este tipo de declaraciones puede responder tanto a la intención de asegurar adquisiciones de energía a precios mínimos como al cumplimiento formal de la obligación regulatoria de ofertar, aun cuando no exista una expectativa efectiva de que dichas compras se materialicen.

Durante diciembre de 2025, dos agentes de El Salvador presentaron este tipo de ofertas, conforme se detalla en la Tabla 6:

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, S.A. DE C.V.	11,160.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	915.06	1.00	1.00

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

Este comportamiento se enmarca en una estrategia previamente justificada por ambos agentes salvadoreños ante la CRIE, orientada a garantizar adquisiciones de energía en el MER a precios competitivos en comparación a los precios nacionales, en beneficio del mercado interno, particularmente en un contexto en el que los precios internos de El Salvador mostraron una evolución cercana al precio promedio regional en determinados períodos de diciembre.

Desde una perspectiva económico-operativa, esta conducta puede interpretarse como un mecanismo de gestión de riesgo, mediante el cual los agentes buscan limitar su exposición a escenarios de volatilidad o a incrementos puntuales del precio regional. En este sentido, la presentación de ofertas de retiro a precios bajos opera como una herramienta de protección, que permite priorizar el abastecimiento con recursos locales cuando estos resultan más eficientes desde el punto de vista económico.

Bajo este enfoque, dichas ofertas no necesariamente obedecen a intentos de distorsión del mercado, sino que responden a una conducta racional de optimización de costos en un entorno caracterizado por la coexistencia de un mercado regional con sistemas nacionales que presentan estructuras de costos diferenciadas. No obstante, su recurrencia y magnitud continúan siendo objeto de monitoreo 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.

9. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante diciembre 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) diciembre 2025

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR respecto a las MCTP.

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	210	300	10
Media	300	220	300	10
Mínima	300	210	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	240	300	200
Media	300	150	300	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.

9.2. Eventos de impacto regional ocurridos en diciembre de 2025

Durante diciembre de 2025 se registró un único evento en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que derivó en la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional. Los detalles de este evento se presentan en la Tabla siguiente.

TABLA 9. EVENTO QUE AFECTÓ LA OPERACIÓN REGIONAL EN DICIEMBRE 2025

Fecha	Hora Inicio	Hora de 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, Carga Desconectada en el SER [MW]
31-dic-25	10:45:00	19:27:00	Panamá	Pérdida de 170 MW de generación, debido al disparo de la línea de transmisión 230 kV Mata de Nance – Boquerón.	59.241	I	225.10

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/>