



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

NOVIEMBRE 2025

INFORME SV-01-2026

**UNA VISTA
AL MERCADO
ELÉCTRICO
REGIONAL**

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER.....	3
2.	Transacciones por país miembro	4
2.1.	Inyecciones	5
2.2.	Retiros.....	7
2.3.	Análisis integrado.....	8
3.	Transacciones por tipo de mercado	9
4.	Transacciones por tipo de oferta	10
4.1.	Inyecciones	11
4.1.1.	Análisis.....	12
4.2.	Retiros.....	12
4.2.1.	Análisis.....	13
4.3.	Conclusiones	14
5.	Precios del MER.....	14
5.1.	Factores explicativos.....	15
5.2.	Comparación con 2024	16
5.3.	Precios máximos del MER.....	18
5.3.1.	Dinámica general de los precios máximos	18
6.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	20
6.1.	Correlación estadística.....	20
6.2.	Evolución gráfica.....	22
6.3.	Conclusiones	24
7.	Precios nacionales y su relación con el precio del MER	24
7.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER	27
7.2.	Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER	29
7.3.	Conclusión sobre la interacción entre los precios nacionales y el MER	30
8.	Monitoreo del MER	33
8.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	33
8.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	35
8.3.	Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER	37
8.4.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	38
8.5.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	39
8.6.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	40

9. Indicadores técnicos.....	41
9.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) noviembre 2025	42
9.2. Eventos de impacto regional ocurridos en noviembre de 2025.....	43

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	6
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	8
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	10
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	11
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	13
Figura 6. Precios promedio horarios del MER noviembre 2024-2025	17
Figura 7. Precios máximos del MER noviembre 2025	19
Figura 8. Precios del MER y de los combustibles fósiles noviembre 2025.....	23
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER noviembre 2025 ...	26
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER noviembre 2025.....	28
Figura 11. Correlación y Covarianza entre precios del MER y CMS nacionales noviembre 2025.....	32
Figura 12. Agentes con más inyecciones al MER noviembre 2025	34
Figura 13. Agentes con más retiros del MER noviembre 2025	36

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER y los combustibles fósiles noviembre 2025.....	21
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los precios nacionales noviembre 2025.....	30
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales noviembre 2025	30
Tabla 4. Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	39
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	40
Tabla 6. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	41
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	42
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW)	42
Tabla 9. Valores de exportación de El Salvador a partir del 11 de noviembre de 2025 (MW)	42
Tabla 10. Cuadro resumen de importación total, N-S y S-N de El Salvador a partir del 22 de noviembre de 2025 (MW)	43

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-31-2025 (emitida el 12 de noviembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la Propuesta final de proyecto de Presupuesto de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) para el año dos mil veintiséis (2026), por un monto total de **CUATRO MILLONES SETECIENTOS TREINTA Y SIETE MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y DOS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 4,737,992)** (...)”.*

*“(...) **REMITIR** a los Entes Reguladores Nacionales, a más tardar el quince (15) de noviembre de dos mil veinticinco (2025), la Propuesta Final de Proyecto de Presupuesto de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica para el año dos mil veintiséis (2026).”.*

*“(...) **TENER** por aprobado el Presupuesto de la CRIE para el año dos mil veintiséis (2026) a partir del uno (1) de diciembre de dos mil veinticinco (2025), de conformidad con lo establecido en el resuelve primero de la presente resolución, salvo que antes de dicha fecha se manifieste la objeción expresa de las dos terceras partes (2/3) de los Entes Reguladores Nacionales sobre el mismo.”.*

*“(...) **PUBLÍQUESE** el Presupuesto aprobado de la CRIE para el año dos mil veintiséis (2026), en la página electrónica de la CRIE a más tardar el dos (2) de diciembre de dos mil veinticinco (2025).”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/11/Certificacion-Resolucion-CRIE-31-2025-Propuesta-final-Proyecto-Presupuesto-CRIE-2026.pdf>

Mediante resolución CRIE-32-2025 (emitida el 24 de noviembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), para el año 2026 en la suma de USD 63,161,762 (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) a realizar los cálculos de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional (CURTR), así como la Conciliación, Facturación y Liquidación de dichos cargos, para la remuneración de la Línea SIEPAC.”.*

*“(...) **ESTABLECER** que el saldo del fondo de regularización de servidumbres, creado a través del acuerdo CRIE-03-145, asciende a un monto de USD 2,751,186; considerando las inversiones y gastos en concepto de regularización de servidumbres al 31 de diciembre de 2023, así como los intereses generados en las cuentas de EPR al 31 de diciembre de 2024 y lo establecido en la resolución CRIE-07-2025 referente al uso de recursos para el financiamiento de los proyectos aprobados mediante la resolución CRIE-22-2024.”.*

“(...) ESTABLECER que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), en el ejercicio de sus competencias, llevará a cabo una verificación de los ingresos y gastos efectuados por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) durante el año 2025; y, en caso de ser necesario, se realizará un ajuste en el IAR correspondiente.”.

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/11/Resolucion-CRIE-32-2025-IAR-2026.pdf>

Mediante resolución CRIE-33-2025 (emitida el 24 de noviembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(...) Declarar no ha lugar la solicitud planteada por EDECSA-GT, Sociedad Anónima tramitada bajo el número de expediente CRIE-SG-06-2025, en virtud de que no existe disposición normativa vigente que sustente la procedencia de lo solicitado.”.

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/11/Resolucion-CRIE-33-2025.pdf>

Mediante resolución CRIE-34-2025 (emitida el 24 de noviembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(...) APROBAR la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por American Recycling, Sociedad Anónima, para conectar a la RTR de Nicaragua, el proyecto denominado: ‘Implantación y Puesta en Marcha de Fábrica de Varillas de Acero’ (...).”.

“(...) INSTRUIR a American Recycling, Sociedad Anónima, que previo a la puesta en operación del proyecto denominado: ‘Implantación y Puesta en Marcha de Fábrica de Varillas de Acero’, 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 American Recycling, Sociedad Anónima, para que cumpla con lo indicado por el CNDC-ENATREL en la nota CNDC-DPO-21-10-2025-121 del 21 de octubre de 2025 (...).”.

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/11/Certificacion-Resolucion-CRIE-34-2025-Solicitud-de-Conexion-Fabrica-Varillas-de-Acero.pdf>

2. Transacciones por país miembro

Durante noviembre de 2025, las inyecciones y los retiros de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) reflejaron una dinámica condicionada principalmente por una menor disponibilidad hidroeléctrica en la mayoría de los países de la región, así como por variaciones en la oferta de generación renovable no convencional respecto al mes anterior. Si bien el volumen total de intercambios regionales se mantuvo en niveles elevados, la mayoría de los países registró una reducción en sus aportes netos en comparación con

octubre, configurando un mes caracterizado por una disminución del consumo interno y una menor holgura de oferta renovable frente al período previo.

Tal como se observa en la Figura 1, las inyecciones de energía disminuyeron en Guatemala, El Salvador, Honduras y Panamá, mientras que Costa Rica fue el único país que incrementó sus ventas al MER en relación con octubre. En el caso de Nicaragua, no se registraron inyecciones durante noviembre, replicando el comportamiento observado desde finales de 2024. Por su parte, los retiros de energía (ver Figura 2) mostraron una tendencia generalizada a la baja, coherente con la reducción de los niveles de consumo interno en todos los países miembros.

2.1. Inyecciones

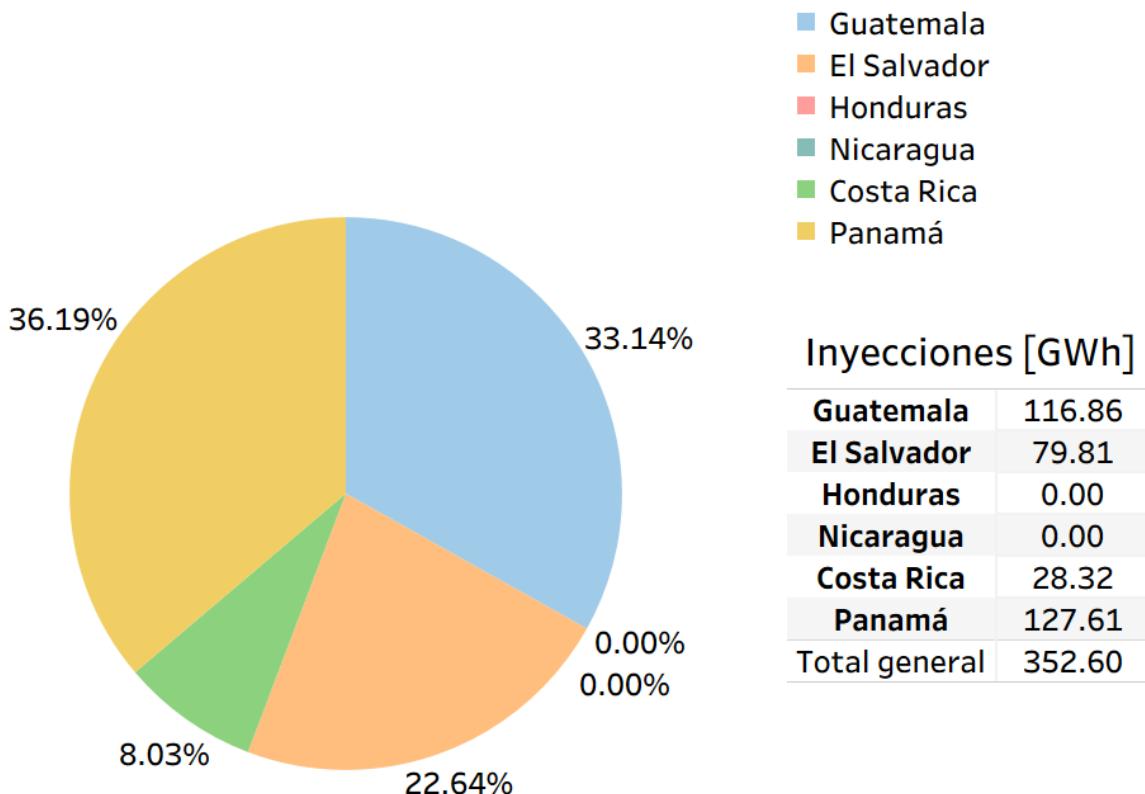
El volumen total de inyecciones al MER registró una contracción en la mayoría de los países tradicionalmente exportadores, atribuible principalmente a la disminución en la disponibilidad de generación hidroeléctrica en la región. En este contexto, los resultados más relevantes se resumen a continuación:

- **Guatemala (116.86 GWh – 33.14%):** Registró una disminución de 14.62 GWh en sus inyecciones al MER respecto a octubre. Este comportamiento estuvo principalmente asociado a una reducción significativa de 242.93 GWh en la generación hidroeléctrica, la cual fue parcialmente compensada por incrementos en la generación eólica (+24.91 GWh), solar (+5.38 GWh) y, especialmente, en la generación a partir de biomasa (+72.98 GWh), esta última vinculada al inicio de la época de zafra en el país. No obstante, dichos aumentos resultaron insuficientes para contrarrestar plenamente la menor disponibilidad hidroeléctrica, reflejándose en una reducción de las inyecciones.
- **El Salvador (79.81 GWh – 22.64%):** Presentó una contracción de 110.45 GWh en sus inyecciones al MER respecto al mes previo. Este resultado se explica por la fuerte caída de la generación hidroeléctrica (-199.15 GWh), que predominó sobre los aumentos registrados en otras tecnologías. En particular, se observó un mayor aporte de la generación térmica a gas natural (+80.93 GWh), así como incrementos en la generación a partir de biomasa (+20.09 GWh), eólica (+14.95 GWh) y solar (+3.63 GWh), los cuales no fueron suficientes para revertir la tendencia descendente de las inyecciones.
- **Honduras (0.00 GWh – 0.00%):** Registró una reducción marginal de 0.06 GWh en sus inyecciones al MER respecto a octubre, lo que se tradujo en la ausencia de inyecciones durante noviembre. Este comportamiento se asoció principalmente a la disminución de la generación hidroeléctrica (-73.29 GWh), solar (-1.79 GWh) y a partir de biomasa (-1.06 GWh), la cual fue parcialmente compensada por un

incremento significativo en la generación eólica (+60.34 GWh). No obstante, dicho aumento resultó insuficiente para sostener excedentes exportables.

- **Nicaragua (0.00 GWh – 0.00%)**: No registró inyecciones al MER, replicando el comportamiento observado en octubre. Este resultado respondió a su limitada disponibilidad de generación renovable y a la necesidad de atender la demanda interna mediante recursos térmicos de mayor costo, restringiendo la existencia de excedentes exportables.
- **Costa Rica (28.32 GWh – 8.03%)**: Fue el único país que incrementó sus inyecciones al MER en comparación con el mes previo, con un aumento de 24.87 GWh. Este desempeño estuvo impulsado por un crecimiento de la generación hidroeléctrica (+841.69 GWh), acompañado por incrementos en la generación geotérmica (+91.01 GWh) y eólica (+136.44 GWh), lo que permitió ampliar los excedentes exportables.
- **Panamá (127.61 GWh – 36.19%)**: Registró una reducción de 4.64 GWh en sus inyecciones al MER respecto al mes anterior, explicada principalmente por la disminución de la generación hidroeléctrica (-87.06 GWh). Si bien se observaron incrementos en la generación eólica (+20.71 GWh), estos no lograron compensar la caída hidroeléctrica. No obstante, Panamá se posicionó como el país con mayor volumen de inyecciones al MER durante noviembre.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



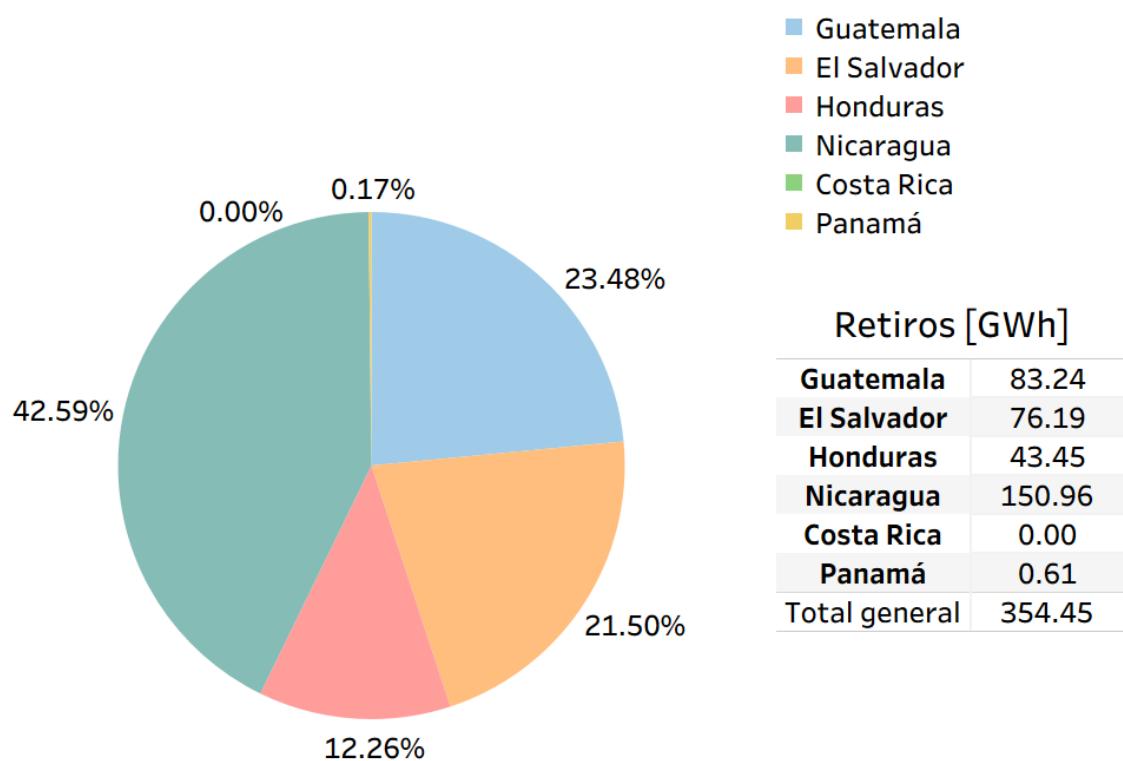
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

2.2. Retiros

Los retiros del MER en noviembre mostraron una reducción generalizada entre los países miembros, coherente con una menor demanda interna y con la reducción de la oferta regional disponible para intercambios.

- **Guatemala (83.24 GWh – 23.48%):** Los retiros se redujeron en 4.22 GWh respecto a octubre, en línea con la disminución de la demanda interna (-43.00 GWh) y con una mayor disponibilidad relativa de generación renovable no convencional, como la eólica, la solar y la generación a partir de biomasa. Estos factores mitigaron la necesidad de importaciones, aun en un contexto de menor generación hidroeléctrica.
- **El Salvador (76.19 GWh – 21.50%):** Redujo sus retiros en 61.56 GWh en comparación con el mes anterior, como resultado de la disminución de la demanda interna (-18.76 GWh) y de una matriz de generación interna relativamente robusta, la cual permitió amortiguar la abrupta reducción de la generación hidroeléctrica y disminuir la necesidad de importaciones.
- **Honduras (43.45 GWh – 12.26%):** Presentó una reducción de 2.20 GWh en sus retiros respecto al mes previo, en línea con la marcada contracción de la demanda interna (-106.65 GWh) y con el fortalecimiento de la generación eólica, factor que contribuyó a compensar la menor disponibilidad de otras tecnologías de generación y a reducir la necesidad de importaciones.
- **Nicaragua (150.96 GWh – 42.59%):** Registró una disminución de 36.95 GWh en los retiros con relación a octubre. La menor demanda interna (13.45 GWh) y una recuperación moderada en la generación eólica, solar y a partir de biomasa, redujeron parcialmente su dependencia del MER, aunque sigue siendo el país miembro más importador.
- **Costa Rica (0.00 GWh – 0.00%):** Redujo sus retiros del MER en 5.38 GWh respecto al mes anterior, lo que se tradujo en la ausencia de importaciones de energía durante noviembre. Este resultado estuvo respaldado por un incremento significativo de la generación interna de origen renovable, junto con una disminución de 30.99 GWh en el consumo interno, factores que reforzaron su condición de autosuficiencia energética.
- **Panamá (0.61 GWh – 0.17%):** Presentó una reducción marginal de 0.70 GWh en sus retiros respecto a octubre, asociada a la disminución de la demanda interna (-67.33 GWh) y a una mayor contribución de la generación eólica, factores que redujeron la necesidad de importaciones desde el mercado regional pese a la caída de la generación hidroeléctrica.

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

2.3. Análisis integrado

La dinámica observada durante noviembre permite destacar los siguientes aspectos:

- ✓ Se evidenció una mayor restricción en la disponibilidad hidroeléctrica a nivel regional, con descensos relevantes en Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá, lo que redujo los volúmenes exportables hacia el MER.
- ✓ Costa Rica se consolidó como el país con mayor holgura de generación renovable, impulsada por un incremento extraordinario en la generación hidroeléctrica.
- ✓ Todos los países miembros registraron una reducción de la demanda interna, lo cual contribuyó de forma generalizada a la disminución de los retiros desde el mercado regional.
- ✓ Guatemala y El Salvador mantuvieron un papel importante tanto en las inyecciones como en los retiros, a pesar de la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica.
- ✓ Nicaragua continuó siendo el país con mayor dependencia del MER; sin embargo, su nivel de retiros se redujo como resultado de una menor demanda interna y de incrementos relevantes en la generación renovable no convencional.

En conjunto, noviembre se caracterizó como un mes de ajuste operativo, marcado por una menor disponibilidad regional de generación hidroeléctrica, compensada parcialmente por

un desempeño destacado de la generación eólica, geotérmica y a partir de biomasa en varios países, así como por la disminución generalizada de la demanda interna. Estos factores incidieron de manera directa en la evolución de los volúmenes de inyecciones y retiros 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 noviembre de 2025, la dinámica de las transacciones del MER volvió a poner de manifiesto el papel central del Mercado de Contratos Regional (MCR) como principal mecanismo para canalizar las inyecciones de energía. Este comportamiento se dio en un contexto caracterizado por una menor disponibilidad hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros y por una reducción generalizada del consumo interno en comparación con octubre. Tal como se presenta en la Figura 3, el 87.88% de las inyecciones, equivalente a 309.88 GWh, se realizaron a través del MCR, mientras que el 12.12% restante, correspondiente a 42.72 GWh, se efectuó mediante el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

Esta distribución consolida la tendencia observada en meses anteriores, en la cual 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 la volatilidad en la disponibilidad de generación renovable. La estabilidad inherente a estos instrumentos resultó nuevamente determinante para los principales países exportadores, especialmente Panamá, Guatemala y El Salvador, que enfrentaron reducciones significativas en su generación hidroeléctrica durante noviembre, pero lograron sostener niveles relevantes de inyecciones mediante una gestión eficiente de sus compromisos contractuales.

En comparación con octubre, se observa un leve incremento en la participación del MCR, que pasó de 87.67% a 87.88%, acompañado de una reducción marginal en la participación del MOR, de 12.33% a 12.12%. Este comportamiento refleja una dinámica transaccional consistente con la del mes previo y reafirma la preferencia de los agentes por esquemas contractuales en escenarios de mayor incertidumbre operativa.

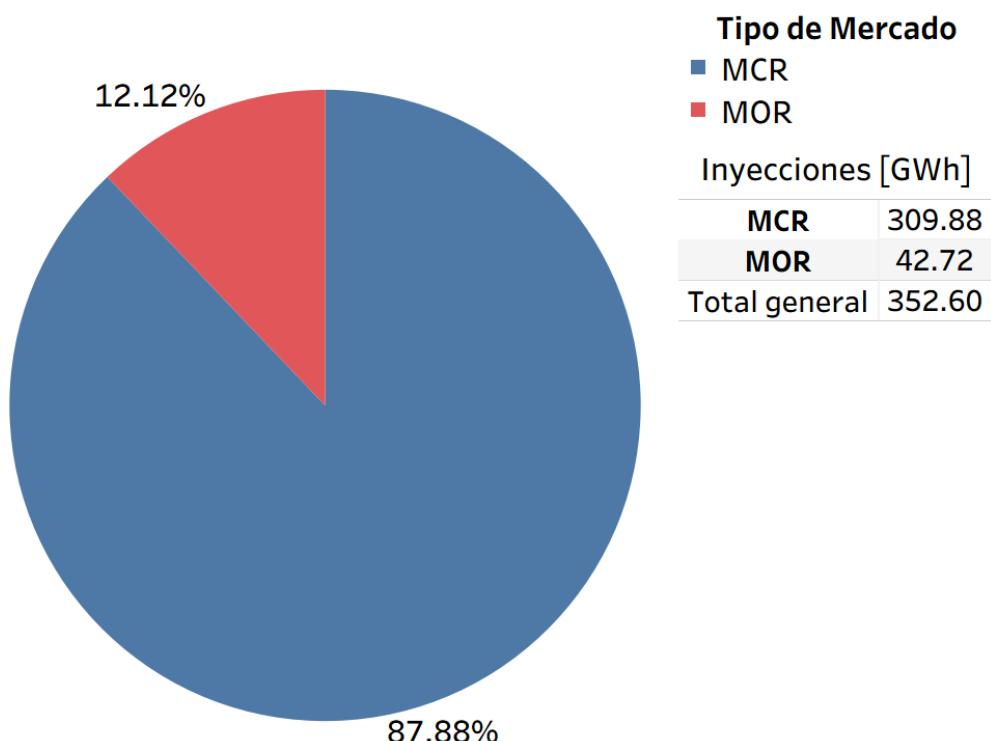
Cabe señalar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran juntamente con los CF y CNFFF, en la práctica corresponden a transacciones de oportunidad¹. Durante noviembre de 2025, este tipo de ofertas alcanzó 64.81 GWh, equivalente al 18.38% del total de

¹ Literales b) y c), numeral 1.4.2.1 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

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 noviembre reafirma la relevancia del esquema contractual como elemento estabilizador del MER. La mayor parte de las transacciones se mantuvo respaldada por acuerdos previamente establecidos, mientras que el MOR desempeñó un papel 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 reducciones generalizadas en las inyecciones totales, con la excepción de Costa Rica, así como por ajustes tanto en las matrices de generación de los países miembros como en los niveles de consumo interno.

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

La composición de las ofertas de inyección y retiro en el MER durante noviembre de 2025 conservó una estructura similar a la del mes anterior, aunque con variaciones asociadas a la menor disponibilidad exportable en la mayoría de los países miembros y a las dinámicas analizadas en las secciones precedentes del presente informe. En términos agregados, las ofertas asociadas a los CF continuaron representando la mayor proporción tanto en

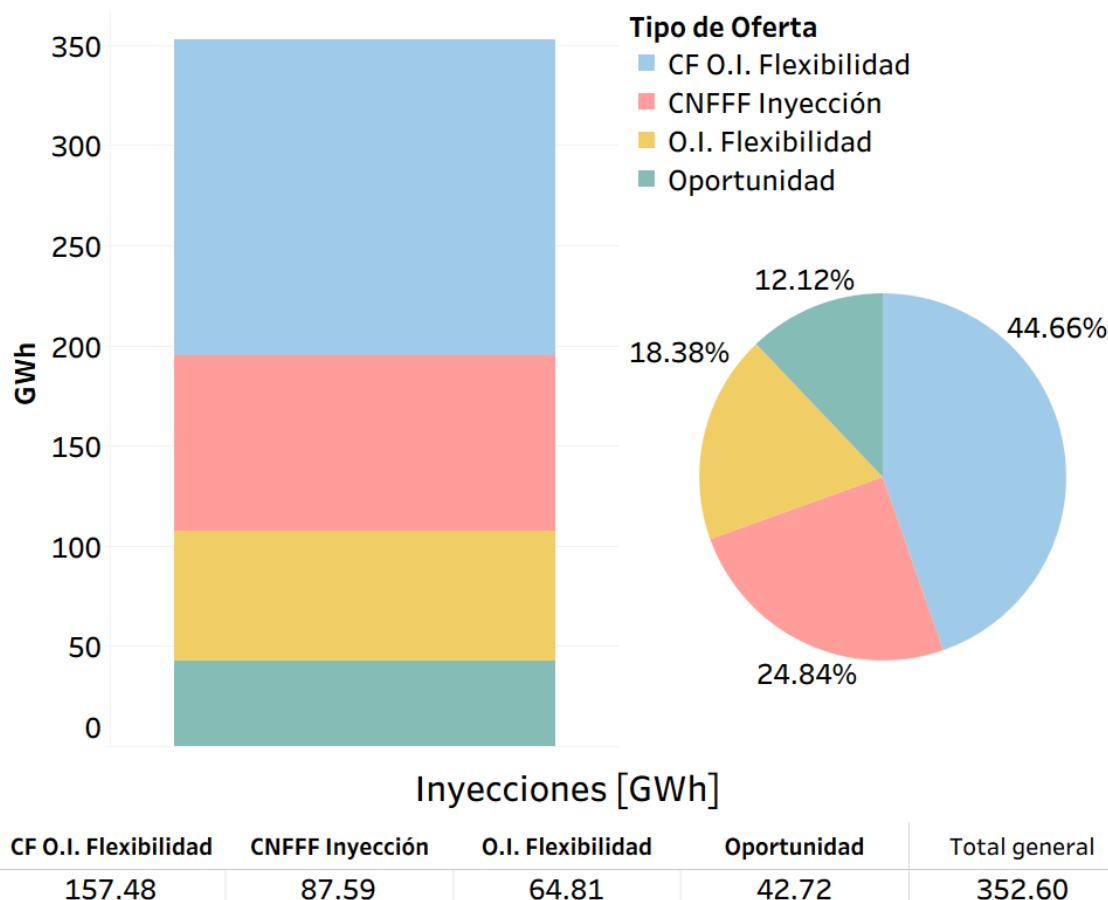
inyecciones como en retiros, reafirmando su papel central en el despacho de energía dentro del mercado regional.

4.1. Inyecciones

Las inyecciones totales alcanzaron los 352.60 GWh, distribuidas de la siguiente manera:

- **Contratos Firmes (CF):** 157.48 GWh – 44.66%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 87.59 GWh – 24.84%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 64.81 GWh – 18.38%
- **Ofertas de Oportunidad:** 42.72 GWh – 12.12%

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



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 noviembre las ofertas asociadas a los CF concentraron la mayor proporción de las inyecciones, lo que pone de manifiesto la relevancia de los compromisos firmes en la operación del mercado regional. Sin embargo, se registró una reducción generalizada en los volúmenes exportados por los principales países oferentes, en línea con la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, con la excepción de Costa Rica.

Por su parte, las ofertas de oportunidad registraron una disminución respecto al mes previo, comportamiento consistente con las condiciones observadas en noviembre, caracterizadas por menores excedentes exportables, una reducción de la generación renovable en la mayoría de los países miembros y un balance regional menos holgado. Este patrón confirma que la disponibilidad de energía competitiva para exportación fue más limitada que en octubre.

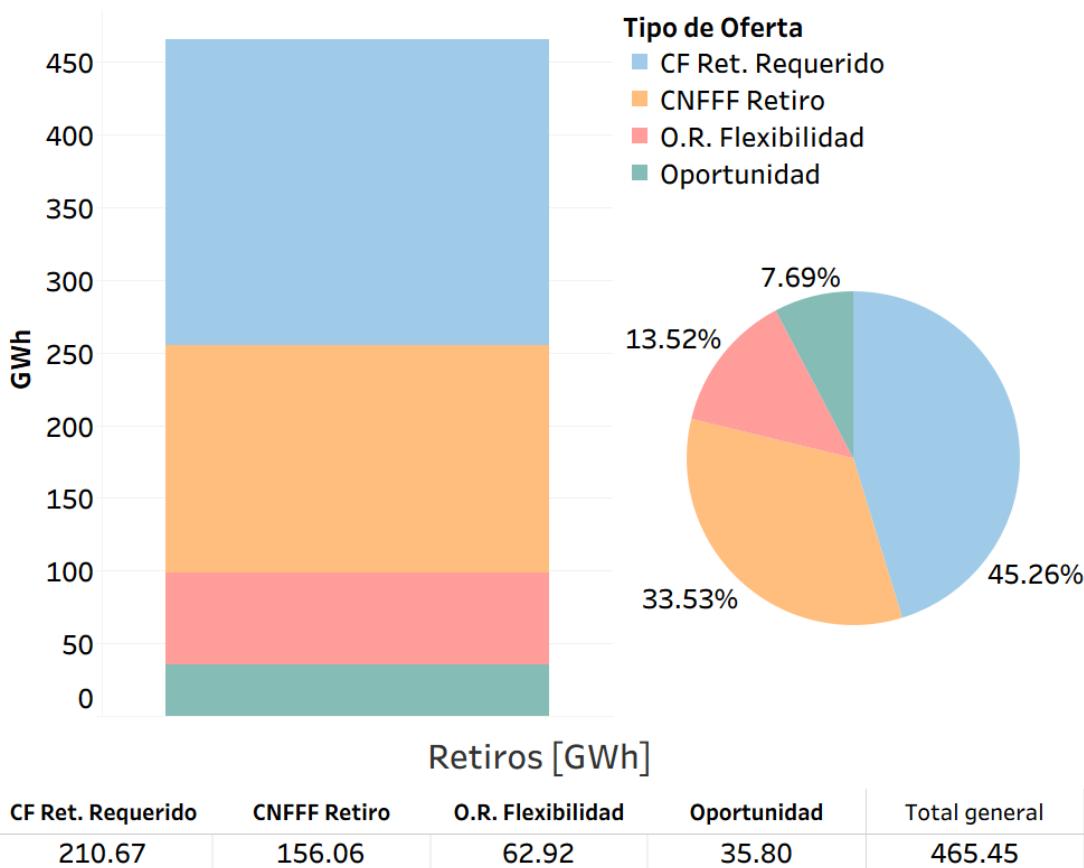
En conjunto, el 69.50% de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales, correspondientes a CF y CNFFF, mientras que el 30.50% restante se realizó mediante transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad. Este resultado confirma que, durante noviembre, al igual que el mes anterior, los contratos continuaron siendo el principal mecanismo para el despacho regional de excedentes, a pesar de la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica y de la reducción del consumo interno.

4.2. Retiros

Los retiros totales sumaron 354.45 GWh, con la siguiente distribución:

- **Contratos Firmes (CF):** 231.94 GWh – 65.43%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 87.59 GWh – 24.71%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 10.84 GWh – 3.06%
- **Ofertas de Oportunidad:** 24.08 GWh – 6.79%

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.

4.2.1. Análisis

De forma similar a lo observado el mes anterior, los CF continuaron siendo el principal componente de los retiros, al concentrar cerca de dos tercios 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 y Honduras, cuyas compras en el mercado regional disminuyeron en términos absolutos, pero mantuvieron un peso relevante dentro de su abastecimiento energético. Cabe destacar que estos fueron los únicos dos países miembros que se configuraron como compradores netos del MER durante noviembre.

Los CNFFF conservaron una participación significativa, en línea con lo observado en octubre, aunque con un descenso considerable durante noviembre, lo que refleja una relativa estabilidad en los requerimientos asociados a la atención directa de los retiros físicos de energía. En contraste, los retiros declarados como ofertas de oportunidad registraron una ligera disminución, coherente con un mercado regional menos dependiente de transacciones puntuales y con un entorno de precios menos volátil.

En conjunto, los CF y los CNFFF concentraron el 90.14% de los retiros regionales, evidenciando la preferencia de los países importadores por mecanismos de contratación previsibles y con menor exposición al riesgo económico y operativo. Por su parte, las ofertas de flexibilidad y de oportunidad mantuvieron un rol complementario, al representar el 9.86% del total de los retiros y atender variaciones de corto plazo y requerimientos operativos específicos.

4.3. Conclusiones

La estructura de las ofertas durante noviembre confirmó la continuidad del patrón observado en octubre, caracterizado por los siguientes elementos:

- Predominio de los CF y de los CNFFF como los principales mecanismos para canalizar tanto las inyecciones como los retiros.
- Reducción de las ofertas de oportunidad, tanto de inyección como de retiro, en coherencia con un mercado regional menos holgado en términos de excedentes exportables.

En conjunto, los resultados de noviembre reflejan un mercado regional más ajustado, influenciado por la disminución de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros y por la consecuente reducción de los excedentes disponibles para exportación.

5. Precios del MER

El precio promedio del MER durante noviembre de 2025 se ubicó en 82.22 USD/MWh, lo que representa un incremento interanual de 9.36% respecto al mismo mes de 2024, cuando el valor promedio fue de 75.18 USD/MWh. En contraste, en términos intermensuales, el precio registró una disminución de 5.27% en comparación con octubre de 2025, cuyo promedio alcanzó los 86.79 USD/MWh.

Esta variación intermensual pone de manifiesto que, durante noviembre, el mercado regional operó bajo condiciones que favorecieron precios más moderados a lo largo de un mayor número de lapsos temporales en relación con el mes previo. Ello ocurrió a pesar de la caída generalizada de la generación hidroeléctrica observada en la región y estuvo

respaldado por la estabilidad en los volúmenes transados mediante esquemas contractuales, los cuales continuaron concentrando la mayor parte de las transacciones tanto de inyección como de retiro. En conjunto, esta dinámica contribuyó a reducir la presión sobre el precio del mercado regional y a atenuar episodios de volatilidad intradiaria.

Asimismo, el comportamiento del precio promedio durante noviembre confirma la continuidad de un entorno operativo relativamente estable en el sistema regional, aun en un contexto de reorganización del despacho interno en varios países miembros, variaciones en la disponibilidad de generación renovable y una reducción del consumo interno.

5.1. Factores explicativos

Los precios observados durante noviembre reflejaron un mercado regional caracterizado por la persistencia del uso predominante del MCR como principal mecanismo para canalizar las transacciones de energía entre los países exportadores e importadores. En este contexto, los siguientes factores resultaron determinantes:

- **Reacomodo de la oferta renovable en la región:** El mes estuvo marcado por ajustes significativos en la disponibilidad de generación interna, con disminuciones en la generación hidroeléctrica en Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá. Estas reducciones coexistieron con aumentos generalizados en la generación eólica en todos los países miembros, un incremento relevante de la generación a base de gas natural en El Salvador y mayores aportes de generación a partir de biomasa en Guatemala, El Salvador y Nicaragua. Si bien la menor disponibilidad hidroeléctrica redujo parcialmente la holgura del sistema regional, el desempeño favorable de la generación eólica, a base de gas natural y de biomasa contribuyó a mitigar presiones sobre el precio regional, evitando incrementos abruptos.
- **Predominio del MCR como canal principal de transacciones:** Las inyecciones y los retiros canalizados mediante esquemas contractuales continuaron superando a las transacciones realizadas en el MOR, manteniendo la tendencia observada en meses anteriores. Este predominio favoreció la estabilidad del precio regional, dado que los CF y los CNFFF proporcionan señales de precio más predecibles y menos expuestas a variaciones horarias.
- **Menor participación del MOR:** La proporción de inyecciones y retiros canalizados a través del MOR fue coherente con la menor disponibilidad de excedentes exportables, derivada de las variaciones internas en generación y consumo. La menor incidencia de este mercado, usualmente asociado a mayor volatilidad de precios, contribuyó a un comportamiento más estable del MER.
- **Disminución en los retiros regionales y ajuste del consumo interno:** La demanda neta del MER disminuyó en todos los países miembros, con reducciones más

pronunciadas en El Salvador y Nicaragua. Este ajuste alivió las presiones sobre el despacho marginal térmico y favoreció un nivel de precios acorde con la disponibilidad regional de los recursos energéticos.

En conjunto, estos factores configuraron un mercado regional estable, con señales claras de eficiencia en la asignación de recursos y con una menor exposición a presiones de precio asociadas a la generación térmica marginal.

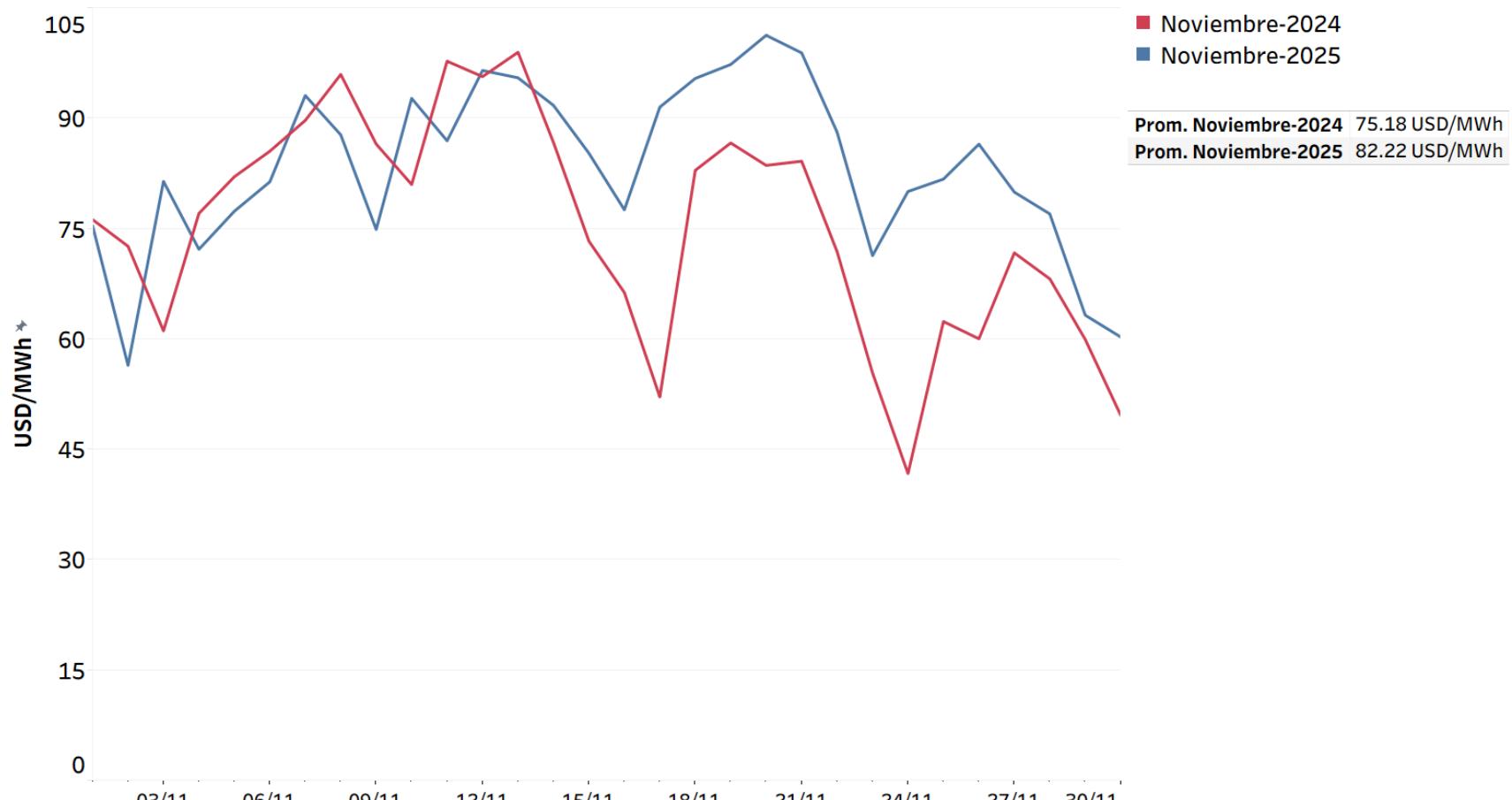
5.2. Comparación con 2024

El precio promedio del MER en noviembre de 2025, situado en 82.22 USD/MWh, se ubicó 7.04 USD/MWh por encima del registrado en noviembre de 2024, cuando el valor promedio fue de 75.18 USD/MWh. Este diferencial interanual responde a los siguientes factores:

- Una reducción significativa de la generación hidroeléctrica a nivel regional, particularmente en Guatemala y El Salvador, países con una participación relevante tanto en inyecciones como en retiros durante el mes analizado.
- El incremento sustancial de la generación eólica, así como de la generación a base de gas natural y de biomasa, que contribuyó a sostener un nivel de precios regional relativamente estable, aunque sin lograr compensar plenamente la menor disponibilidad hidroeléctrica.
- El análisis gráfico presentado en la Figura 6 muestra que, a diferencia de 2024, el comportamiento del precio en 2025 fue más estable, con oscilaciones más acotadas y de carácter predominantemente estacional y semanal.

En conjunto, la comparación interanual muestra un MER ligeramente más costoso que en 2024, pero con un comportamiento más estable y resiliente, incluso en un contexto de menor holgura hidroeléctrica.

FIGURA 6. PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER NOVIEMBRE 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 noviembre de 2025 se mantuvieron dentro de un rango moderado, tal como se observa en la Figura 7, con valores que oscilaron entre 100 y 160 USD/MWh. Este comportamiento fue coherente con las condiciones de oferta y demanda regional que prevalecieron durante el mes.

- **Precio máximo del mes:** El valor más alto se registró el 19 de noviembre de 2025, alcanzando 160.06 USD/MWh.
- **Precio máximo diario más bajo:** El menor valor de los precios máximos diarios se observó el 29 de noviembre de 2025, con 99.36 USD/MWh.

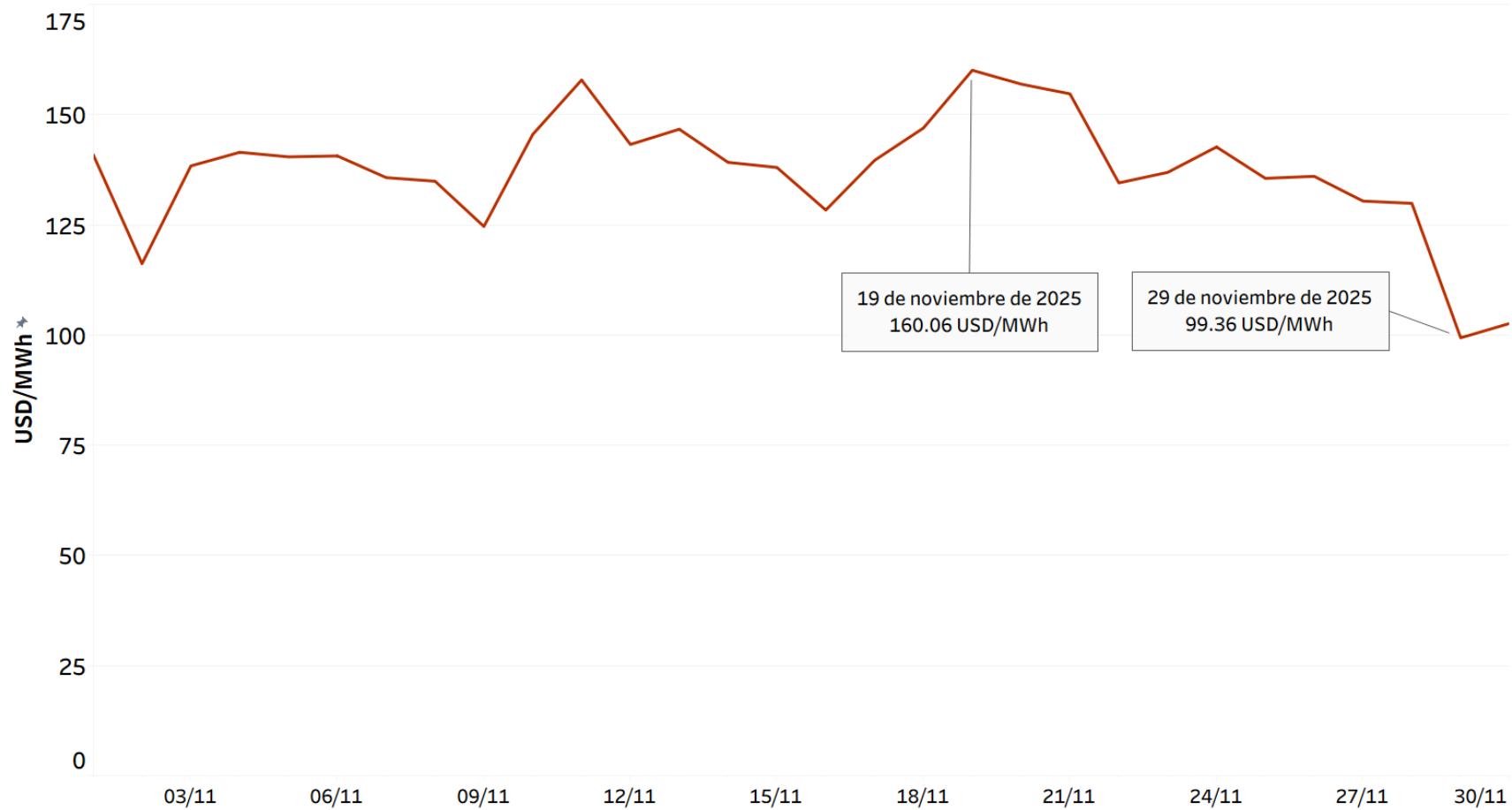
5.3.1. Dinámica general de los precios máximos

A lo largo del mes, los precios máximos diarios presentaron las siguientes características:

- Se mantuvieron dentro de un rango contenido, sin registrarse episodios extremos de precios.
- Mostraron una evolución consistente con una menor presión del despacho marginal térmico, en línea con la reducción del consumo interno observada en todos los países miembros.
- Estuvieron influenciados por ajustes en la disponibilidad hidroeléctrica, los cuales fueron parcialmente compensados por una mayor contribución de fuentes renovables no convencionales, especialmente durante la segunda mitad del mes.

En síntesis, el comportamiento de los precios máximos durante noviembre confirma la presencia de un mercado regional estable, con baja volatilidad y con una configuración de oferta capaz de absorber fluctuaciones horarias sin generar tensiones significativas sobre los precios.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER NOVIEMBRE 2025



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

6. Precios del MER y de los combustibles fósiles

Durante noviembre de 2025, los precios del MER, del petróleo, del gas natural y del carbón térmico exhibieron comportamientos diferenciados, en un contexto marcado por ajustes en la disponibilidad de generación renovable en la región, variaciones en el consumo interno de los países miembros y movimientos moderados en los mercados internacionales de combustibles fósiles.

El precio promedio del MER se situó en 82.22 USD/MWh. En los mercados internacionales, el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) fluctuó en un rango moderado de 58 a 61 USD/barril; el gas natural (NG) presentó una tendencia ascendente, alcanzando valores cercanos a 4.60 USD/MMBTU y manteniéndose dentro de un rango de 3.75 a 4.61 USD/MMBTU; mientras que el carbón térmico (CT) mostró un comportamiento relativamente estable, con precios en torno a 108 a 111 USD/tonelada, sin registrarse incrementos abruptos (véase Figura 8).

6.1. Correlación estadística

Al igual que en meses anteriores, los resultados estadísticos correspondientes a noviembre evidencian una relación limitada o prácticamente nula entre el precio del MER y los precios internacionales de los combustibles fósiles. Las covarianzas y los coeficientes de correlación de *Spearman* calculados para noviembre entre el MER y los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón térmico) se presentan a continuación:

- **WTI vs. MER:**
 - Covarianza: **-1.74**
 - Coeficiente de *Spearman*: **-0.19**

Tanto la covarianza negativa como el coeficiente de *Spearman* cercano a cero reflejan la ausencia de una correlación estadísticamente significativa entre el comportamiento del precio del petróleo y el precio del MER. Las variaciones observadas en el WTI durante noviembre no se trasladaron al mercado regional, lo cual es consistente con un despacho caracterizado por una mayor participación de generación eólica, a base de gas natural y de biomasa, que permitió amortiguar la caída de la generación hidroeléctrica respecto al mes anterior. Adicionalmente, la reducción del consumo interno en los países miembros disminuyó la necesidad de convocar centrales térmicas de mayor costo, haciendo suficiente la oferta renovable disponible, aun con las limitaciones observadas durante el mes.

- **NG vs. MER:**
 - Covarianza: **0.69**

- Coeficiente de *Spearman*: **0.31**

El gas natural fue el único combustible que mostró una tendencia al alza durante noviembre, pasando de niveles cercanos a 3.80 USD/MMBTU al inicio del mes a valores superiores a 4.60 USD/MMBTU hacia su cierre. La covarianza positiva y el coeficiente de *Spearman* indican una correlación directa débil, insuficiente para establecer una relación causal. Este resultado es coherente con el hecho de que, si bien existen plantas regionales que utilizan gas natural, su participación marginal en el despacho fue limitada, por lo que el aumento en el precio de este combustible no tuvo un impacto significativo en la formación del precio regional.

- **CT vs. MER:**

- Covarianza: **-0.30**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.09**

El carbón térmico presentó una variación reducida durante noviembre, sin cambios abruptos en su precio. La covarianza negativa y el coeficiente de *Spearman* cercano a cero confirman la ausencia de una relación estadística relevante con el precio del MER. Este comportamiento reafirma que el uso marginal del carbón térmico en la región fue mínimo durante el mes, evitando la transmisión de señales directas hacia el precio del mercado regional.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-1.74
NG (x), MER (y)	0.69
CT (x), MER (y)	-0.30
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	-0.19
NG (x), MER (y)	0.31
CT (x), MER (y)	-0.09

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 correspondientes a noviembre confirman que la formación de los precios en el MER estuvo determinada fundamentalmente por la disponibilidad regional de generación, el comportamiento del consumo interno de los países miembros, la dinámica de las inyecciones y los retiros de energía, así como por la voluntad declarativa de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, y no por la evolución de los precios internacionales de los combustibles fósiles.

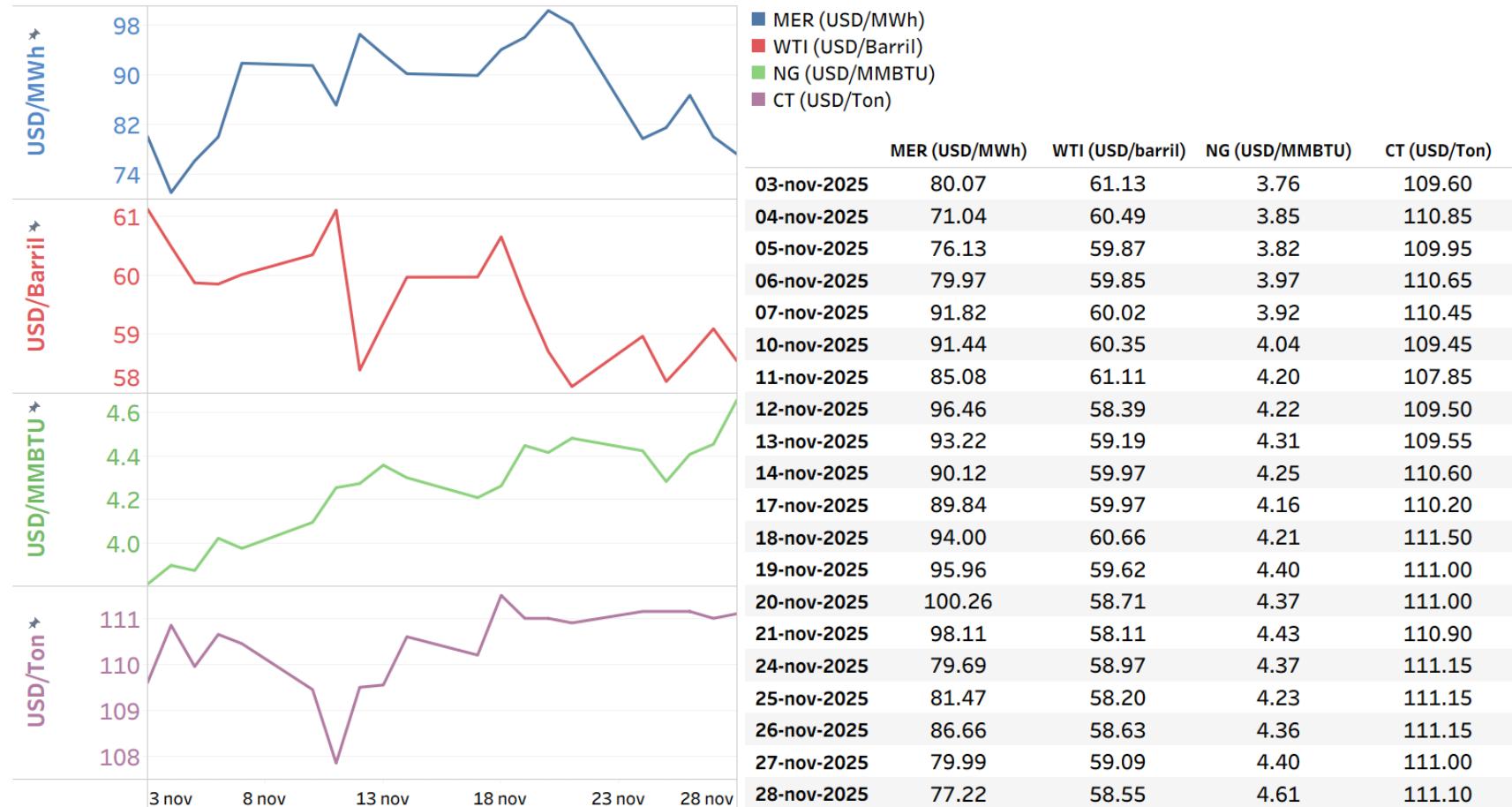
6.2. Evolución gráfica

El análisis de la Figura 8 permite identificar los siguientes patrones:

- **Comportamiento del precio del MER**
 - El mes inició con precios en un rango de 71 a 80 USD/MWh, los cuales aumentaron gradualmente hasta alcanzar valores cercanos a 100 USD/MWh hacia la segunda mitad del período.
 - En la etapa final del mes, los precios descendieron hasta niveles próximos a 77 USD/MWh, cerrando con un comportamiento moderado.
 - La volatilidad intradiaria se mantuvo en niveles moderados, aunque ligeramente superiores a los observados en octubre, en coherencia con los ajustes registrados en la disponibilidad de generación renovable y en el consumo interno.
- **Comportamiento del precio del petróleo (WTI)**
 - El precio del WTI fluctuó dentro de un rango acotado de 58 a 61 USD/barril, sin cambios bruscos ni episodios de volatilidad significativa.
 - 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 presentó una tendencia claramente alcista, con un incremento superior a 0.80 USD/MMBTU a lo largo del mes.
 - No obstante, este aumento no se reflejó en el precio del MER, a pesar de la relevancia de este combustible para ciertas plantas de generación en la región.
 - Este desacople confirma que el despacho térmico a gas natural no fue predominante, incluso en un contexto de menor disponibilidad hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros.
- **Comportamiento del precio del carbón térmico (CT)**
 - El precio del carbón térmico se mantuvo estable en un rango aproximado de 108 a 111 USD/tonelada, sin variaciones relevantes que pudieran incidir en el mercado regional.
 - Este comportamiento plano confirma la mínima incidencia de dicho combustible fósil en la estructura marginal de precios del MER.

En conjunto, el análisis gráfico y estadístico confirma que las dinámicas del petróleo, del gas natural y del carbón térmico no explican el comportamiento del precio del MER durante noviembre. Al igual que en el mes previo, la evolución del precio regional respondió fundamentalmente a factores internos, asociados a la disponibilidad de generación y a las condiciones de demanda, lo que evitó que centrales térmicas basadas en combustibles fósiles marginaran e influyeran de manera significativa en la formación del precio regional.

FIGURA 8. PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES NOVIEMBRE 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 comportamiento observado durante noviembre de 2025 permite destacar los siguientes elementos:

- **Autonomía del MER frente a los combustibles fósiles:** Las covarianzas y correlaciones bajas o prácticamente nulas confirman que la formación del precio regional continuó respondiendo fundamentalmente a factores internos, y no a la dinámica de los mercados internacionales de combustibles fósiles.
- **Gas natural con impacto limitado:** A pesar del incremento sostenido en el precio del gas natural, este no se tradujo en efectos significativos sobre el MER, debido a la participación marginal acotada de la generación térmica a gas natural en el despacho regional.
- **Estabilidad del carbón térmico:** El comportamiento del carbón térmico no mostró una relación estadísticamente relevante con el MER, lo que reafirma su escaso rol marginal en la formación del precio regional.
- **Mayor sensibilidad del MER a factores internos:** La tendencia observada en noviembre refuerza que la configuración de la matriz regional de generación, con predominio de fuentes renovables, continúa siendo el principal determinante del comportamiento del precio del MER.

En conjunto, estos elementos ponen de manifiesto la solidez estructural del MER y su capacidad para sostener señales de precio estables y alineadas con las condiciones operativas internas, aun en presencia de variaciones en los precios internacionales de los combustibles fósiles.

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

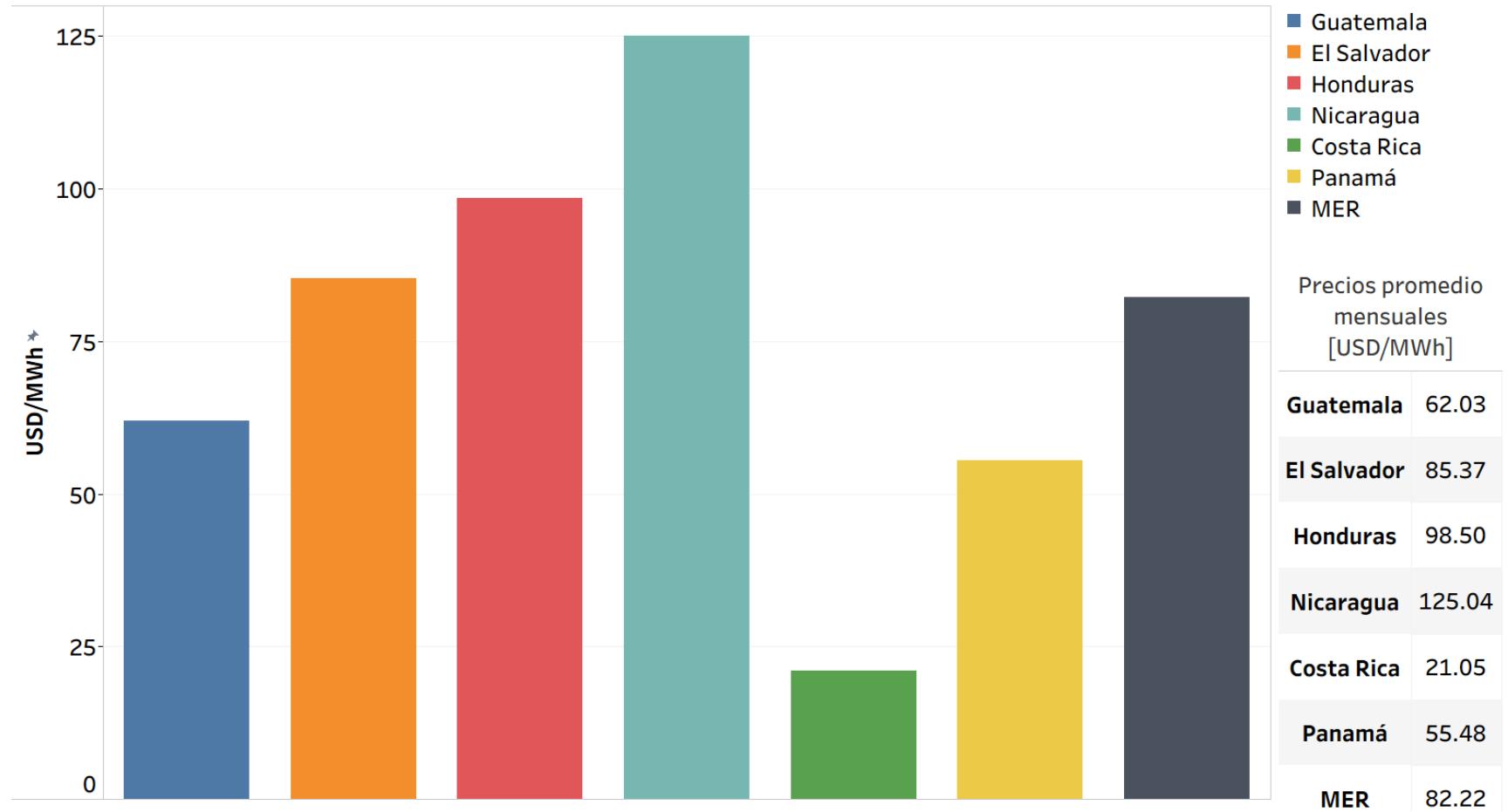
Los precios promedio nacionales presentaron diferencias significativas entre los países miembros durante noviembre de 2025, reflejando tanto la composición de sus matrices de generación como la disponibilidad relativa de recursos energéticos en cada área de control.

Tal como se observa en la Figura 9, Nicaragua registró, al igual que en octubre, el precio promedio más elevado de la región, con 125.04 USD/MWh, seguida por Honduras (98.50 USD/MWh) y El Salvador (85.37 USD/MWh). En contraste, Costa Rica mantuvo el precio promedio más bajo de la región, con 21.05 USD/MWh, en coherencia con su elevada disponibilidad de generación renovable de bajo costo, la cual se incrementó de manera considerable respecto al mes previo. Por su parte, el precio promedio del MER durante noviembre se ubicó en 82.22 USD/MWh, ligeramente por encima del valor registrado en octubre.

En términos comparativos, Guatemala (62.03 USD/MWh) y Panamá (55.48 USD/MWh) se situaron por debajo del precio regional, con valores intermedios entre los niveles más elevados y el menor precio observado en la región. Si bien ambos países experimentaron reducciones en la disponibilidad de generación hidroeléctrica, lograron mantener una oferta suficiente que permitió contener presiones alcistas significativas sobre sus precios locales.

En relación con la evolución diaria de los precios, la Figura 10 permite identificar con claridad los países que, a lo largo del mes, registraron precios promedio inferiores y superiores al precio del MER. Esta diferenciación fue determinante para su posicionamiento como exportadores o importadores netos en el mercado regional durante noviembre, y resulta consistente con el comportamiento observado en la generación y en el consumo interno de cada país miembro.

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

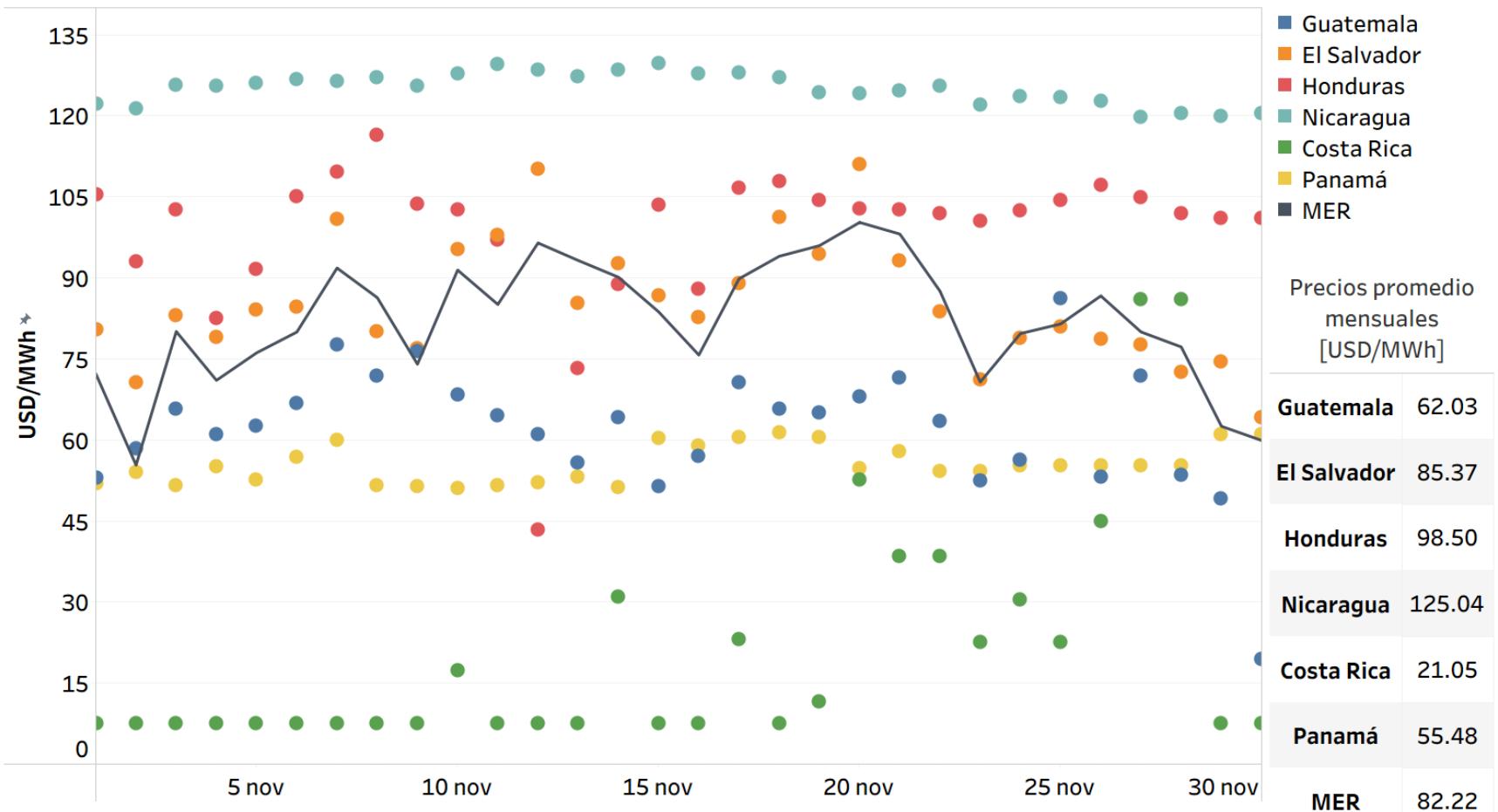
La Figura 10 presenta el comportamiento diario de los precios nacionales y su comparación con el precio del MER. Durante noviembre se observó una marcada heterogeneidad entre los países miembros, destacando nuevamente Nicaragua como el país con los niveles de precios más elevados, con valores promedio diarios persistentemente superiores a 120 USD/MWh. Este comportamiento respondió a su alta dependencia de generación térmica local, combinada con una dependencia estructural del mercado regional para cubrir sus retiros, aun cuando estos se redujeron en 36.95 GWh respecto a octubre.

Honduras mantuvo precios promedio diarios relativamente elevados, superando los 105 USD/MWh en varias jornadas, mientras que El Salvador presentó una mayor volatilidad, asociada a su doble condición de país oferente e importador estratégico, tal como se analizó en secciones previas del presente informe. Por su parte, Costa Rica se consolidó como el país con los precios más bajos de la región, mostrando una serie diaria mayoritariamente plana y estable. Este comportamiento refleja una matriz de generación fuertemente sustentada en recursos renovables, reforzada por el notable incremento de 841.69 GWh en generación hidroeléctrica respecto a octubre, lo que le permitió operar con precios nacionales considerablemente inferiores al precio regional.

Guatemala y Panamá también registraron, en la mayoría de los días, precios promedio diarios inferiores al precio del MER. En el caso de Guatemala, este comportamiento se explica por la diversificación de su matriz de generación, que permitió sostener precios nacionales competitivos a pesar de la reducción en su generación hidroeléctrica. En Panamá, si bien se observó una disminución en la generación hidroeléctrica respecto al mes previo, esta fue menos pronunciada que en otros países y estuvo acompañada por un aporte relevante de generación a base de gas natural, tecnología que, con costos intermedios, contribuyó a mantener precios nacionales estables y competitivos.

El precio promedio diario del MER presentó oscilaciones en un rango aproximado de 60 a 100 USD/MWh, ubicándose durante la mayor parte del mes por encima de los precios observados en Guatemala, Costa Rica y Panamá, y por debajo de los registrados en Honduras y Nicaragua. En el caso de El Salvador, el precio regional se situó en algunos días por encima y en otros por debajo de su precio nacional. Estas diferencias reforzaron el papel del MER como un mecanismo de optimización regional de precios, al permitir que los países con precios nacionales más elevados accedieran a energía más barata y contribuyeran a contener presiones adicionales sobre los precios locales.

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

Los indicadores estadísticos calculados, covarianza y coeficiente de correlación de *Spearman*, permiten evaluar la intensidad y el sentido de la relación entre los precios nacionales y el precio del MER durante noviembre de 2025.

Desde la perspectiva de la covarianza, El Salvador presentó la mayor asociación con el precio del MER (286.29), seguido por Guatemala (132.88) y Honduras (115.83). Estos resultados sugieren que los precios en estos países mostraron una mayor sensibilidad a las variaciones del mercado regional, en coherencia con su participación tanto como oferentes como demandantes en el MER. En particular, las correlaciones moderadas observadas en Honduras ($\rho = 0.40$) y Guatemala ($\rho = 0.36$) son consistentes con los patrones operativos descritos en secciones previas, donde los ajustes en la disponibilidad de generación renovable y en la demanda interna influyeron en la formación de los precios locales y, en consecuencia, en sus decisiones de compra y venta en el mercado regional.

En el caso de El Salvador, el coeficiente de correlación de *Spearman* alcanzó el valor más elevado entre los países miembros ($\rho = 0.65$), lo que indica una relación positiva relativamente fuerte con el precio del MER. Este resultado es consistente con su rol dual como exportador e importador relevante, lo cual se tradujo en una evolución de su precio nacional estrechamente alineada con la dinámica del precio regional.

Nicaragua mostró una correlación positiva moderada con el MER ($\rho = 0.47$), aunque acompañada de una covarianza relativamente baja (44.63). Este comportamiento sugiere que, si bien existe cierta asociación en las variaciones diarias, los niveles de precio nacional se mantuvieron estructuralmente elevados y menos dependientes del MER. Ello resulta coherente con el alto volumen de sus retiros regionales, el mayor de la región, y con su marcada dependencia de generación térmica local, factores que tienden a desacoplar parcialmente su formación de precios del mercado regional.

Por su parte, Costa Rica presentó una correlación baja ($\rho = 0.13$) y una covarianza moderada (64.49), confirmando que su matriz de generación predominantemente renovable le permite operar con un alto grado de independencia respecto al MER, aun cuando mantiene una participación como país exportador. Esta condición refuerza la estabilidad de sus precios locales y limita el traslado de variaciones del precio regional hacia su mercado interno.

Finalmente, Panamá registró los valores más bajos tanto de correlación como de covarianza entre los países miembros ($\rho = 0.06$, Cov = 3.34), lo que indica que sus precios nacionales fueron los menos influenciados por la dinámica del MER durante noviembre. Este resultado es consistente con el comportamiento observado en sus precios locales, caracterizados por una trayectoria plana y estable, y con niveles generalmente inferiores al precio regional,

reflejando una formación de precios dominada por condiciones internas más que por señales del mercado regional.

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

ρ: CMS vs Precio MER	
Guatemala	0.36
El Salvador	0.65
Honduras	0.40
Nicaragua	0.47
Costa Rica	0.13
Panamá	0.06

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 NOVIEMBRE 2025

Cov: CMS vs Precio MER	
Guatemala	132.88
El Salvador	286.29
Honduras	115.83
Nicaragua	44.63
Costa Rica	64.49
Panamá	3.34

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

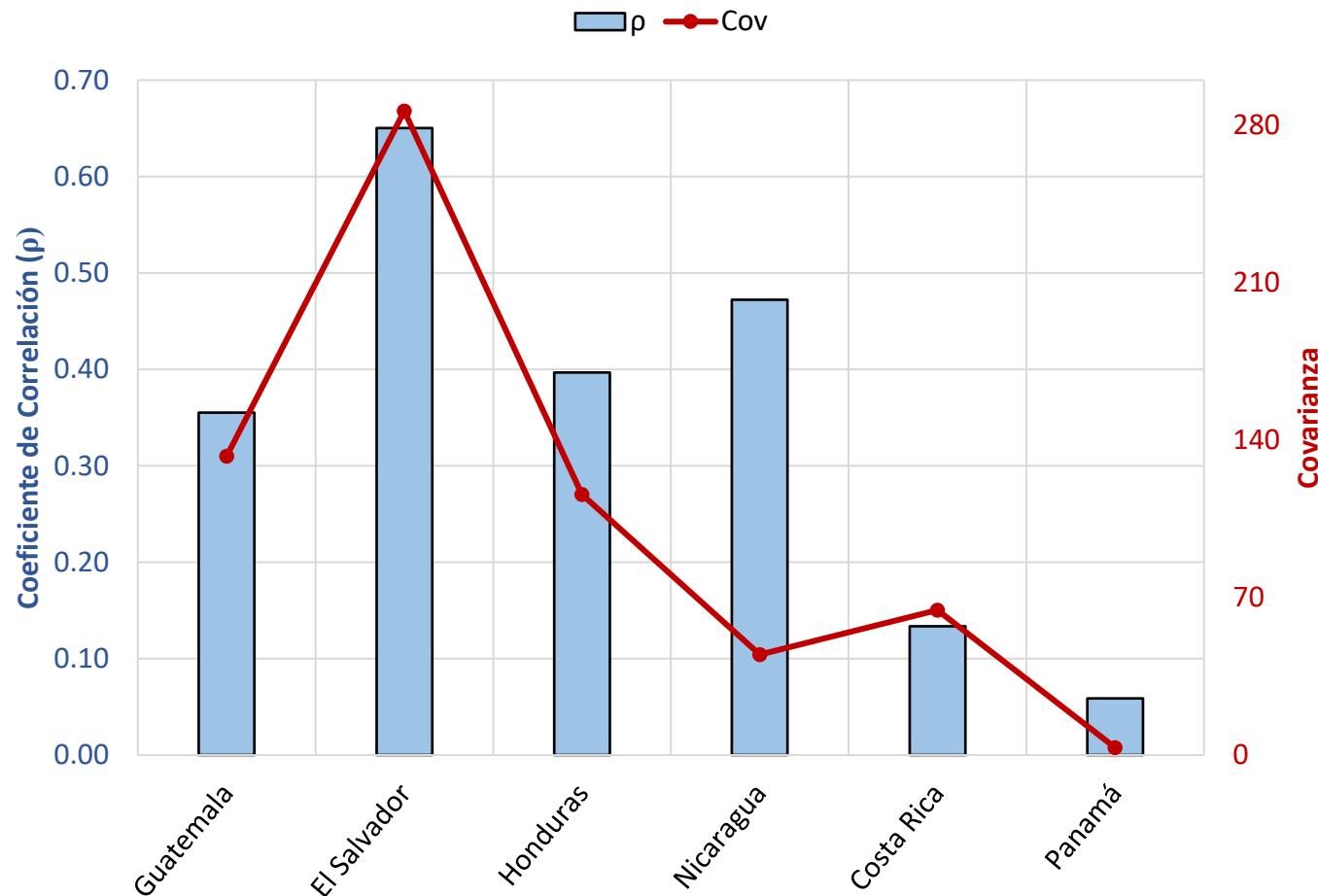
El análisis correspondiente a noviembre de 2025 pone de manifiesto una marcada diferenciación entre los países miembros en cuanto a su grado de exposición al precio del MER, determinada principalmente por la disponibilidad relativa de generación renovable, la reducción del consumo interno observada durante el mes y la estructura marginal de costos de cada sistema eléctrico nacional.

Los países que presentaron mayores niveles de precios y una volatilidad más elevada, en particular Nicaragua y Honduras, exhibieron correlaciones positivas con el precio del MER, lo que evidencia que el mercado regional continúa desempeñando un rol clave como mecanismo de contención y referencia para los precios internos. En contraste, Costa Rica y Panamá mostraron una menor dependencia del precio regional, sustentada en condiciones

operativas más estables y en una menor necesidad relativa de recurrir a transacciones regionales para cubrir su demanda.

En conjunto, los resultados confirman que la interacción entre los precios nacionales y el precio del MER se encuentra fuertemente condicionada por factores tanto estructurales como coyunturales, entre los que destacan las variaciones en la generación hidroeléctrica, el comportamiento de la demanda interna, la disponibilidad de excedentes exportables y la dinámica operativa de los mercados de contratos y de oportunidad (MCR y MOR). Estos elementos permiten comprender cómo el MER desempeña un papel central en la optimización regional de los recursos energéticos y en la estabilidad de los precios nacionales de los países miembros.

FIGURA 11. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y CMS NACIONALES NOVIEMBRE 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 noviembre de 2025, los cinco principales agentes que inyectaron energía al MER fueron:

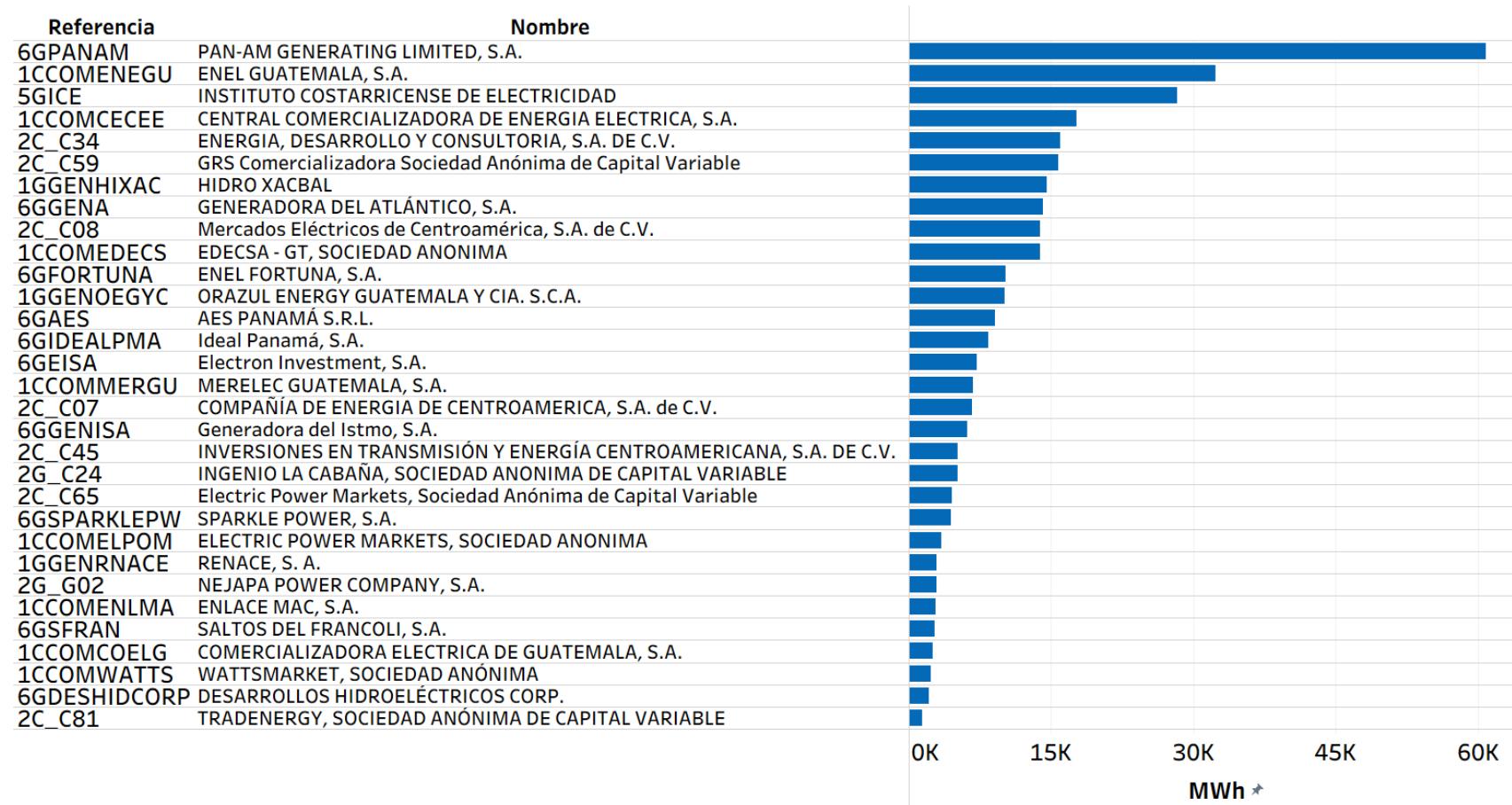
- Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) – Panamá: 60,885 MWh (17.27%)
- Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) – Guatemala: 32,304 MWh (9.16%)
- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) – Costa Rica: 28,323 MWh (8.03%)
- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE) – Guatemala: 17,727 MWh (5.03%)
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. DE C.V. (2C_C34) – El Salvador: 15,975 MWh (4.53%)

Estos cinco agentes concentraron el 44.02% del total de inyecciones durante el período analizado, lo que confirma la consolidación de Panamá, Guatemala y El Salvador como los principales países oferentes en el MER, así como el repunte de las inyecciones provenientes de Costa Rica respecto al mes previo. En particular, el agente 6GPANAM se posicionó nuevamente como el principal exportador, desplazando al agente 2C_C34, que pasó a ocupar la quinta posición luego de haber liderado la clasificación de principales oferentes en octubre.

El agente 1CCOMENEGU mantuvo una posición destacada, sustentada en su sólida base de generación hidroeléctrica y en su rol estratégico como uno de los principales oferentes de energía renovable en la región, aun en un contexto de menor disponibilidad hidroeléctrica en Guatemala respecto al mes anterior. Por su parte, los agentes 1CCOMCECEE y 2C_C34 reforzaron la relevancia comercial de Guatemala y El Salvador dentro del MER, actuando como intermediarios en la colocación de energía regional.

Cabe destacar que el agente 5GICE ingresó nuevamente al grupo de los principales vendedores de energía durante noviembre, tras varios meses fuera de esta clasificación, comportamiento que se encuentra alineado con el incremento de las inyecciones registradas por Costa Rica durante noviembre.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER NOVIEMBRE 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 noviembre de 2025 fueron:

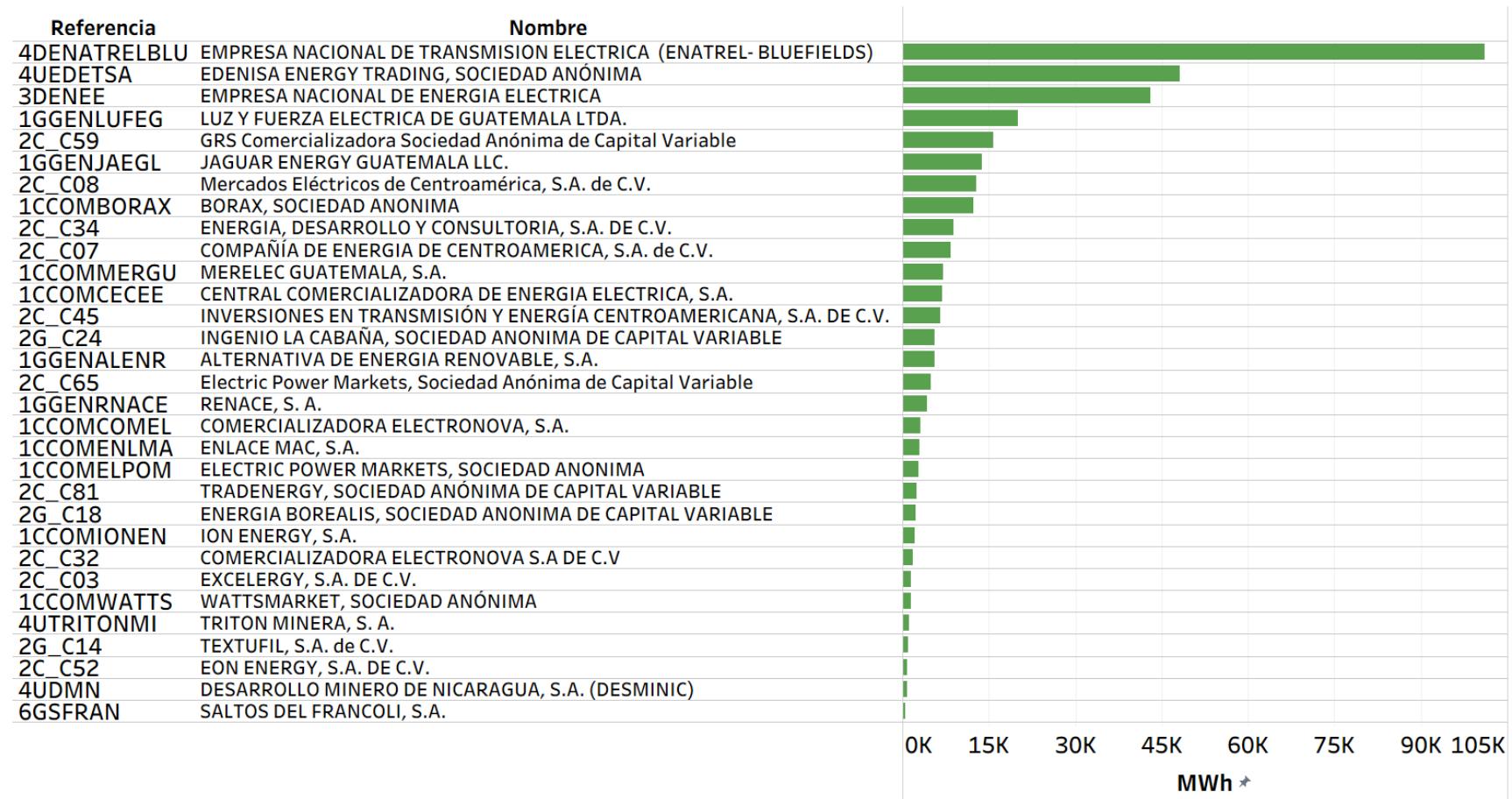
- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU) – Nicaragua: 100,979 MWh (28.49%)
- Edenisa Energy Trading, S.A. (4UEDETSA) – Nicaragua: 48,075 MWh (13.56%)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE) – Honduras: 43,455 MWh (12.26%)
- Luz y Fuerzxa Eléctrica de Guatemala LTDA. (1GGENLUFEG) – Guatemala: 19,972 MWh (5.63%)
- GRS Comercializadora S.A de C.V. (2C_C59) – El Salvador: 15,784 MWh (4.45%)

En conjunto, estos agentes concentraron el 64.39% 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 a través del agente distribuidor 4DENATRELBLU. En el caso nicaragüense, cabe destacar además la incorporación del gran usuario 4UEDETSA a la clasificación de principales demandantes del MER, hecho que se registra por primera vez desde su autorización para realizar transacciones en el mercado regional a mediados de 2025.

Por su parte, Honduras sobresalió por la participación de su único agente activo en el MER tanto en compras como en ventas, 3DENEE/3GENEE. Al igual que en el mes anterior, su intervención estuvo impulsada por los elevados precios nacionales, asociados a una matriz de generación predominantemente térmica, lo que en noviembre lo posicionó como el tercer mayor comprador de energía en el mercado regional.

El caso de Guatemala y El Salvador resulta particularmente relevante, al registrar una participación significativa también en los retiros, además de su presencia destacada en las inyecciones, configurando un rol dual a través de los agentes 1GGENLUFEG y 2C_C59, respectivamente. Este comportamiento refleja una posición relativamente equilibrada entre importaciones y exportaciones, plenamente coherente con la dinámica operativa observada en ambos países durante el período analizado.

FIGURA 13. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER NOVIEMBRE 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 noviembre de 2025, el liderazgo exportador del MER volvió a concentrarse en Panamá, Guatemala y El Salvador, países que en conjunto aportaron más del 91% del total de las inyecciones del mes. Se destaca nuevamente el agente 6GPANAM como principal oferente regional, retomando el primer lugar tras la excepción observada el mes anterior y 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, los agentes 1CCOMENEGU y 1CCOMCECEE mantuvieron una participación destacada, sustentada en la operación de una base renovable competitiva, aunque condicionada por la reducción en la disponibilidad hidroeléctrica respecto a octubre. Por su parte, El Salvador, a través del agente 2C_C34, se mantuvo entre los principales oferentes, si bien con un volumen inferior al registrado en el mes previo.

Un elemento relevante durante noviembre fue el reingreso del agente 5GICE al grupo de los principales vendedores del MER. Este comportamiento respondió al incremento de las inyecciones provenientes de Costa Rica, en contraste con su participación marginal observada en octubre. Si bien el país mantuvo una estrategia predominantemente orientada al abastecimiento de su demanda interna, la mayor disponibilidad de excedentes renovables permitió una presencia más activa en el suministro regional.

En cuanto a los retiros, Nicaragua reafirmó su condición como el principal país importador del MER. Los agentes 4DENATRELBLU y 4UEDETSA concentraron más del 42% de las compras totales, evidenciando una elevada dependencia del suministro regional para cubrir la demanda nacional, en un contexto de persistente limitación en la disponibilidad de generación renovable propia y una alta participación de generación térmica marginal. Resulta especialmente relevante la incorporación, por primera vez, del gran usuario 4UEDETSA al grupo de los principales compradores, tras su autorización para operar en el MER a mediados de 2025.

Honduras también presentó una participación relevante en la demanda regional, nuevamente a través de su único agente habilitado (3DENEE/3GENEE). Su consumo estuvo fuertemente influenciado por los elevados precios nacionales, asociados a una matriz de generación predominantemente térmica, patrón consistente con lo observado en octubre. No obstante, en noviembre su participación en los retiros de energía se ubicó como la tercera más alta dentro del MER.

Finalmente, tanto Guatemala como El Salvador mostraron una participación de carácter dual en el mercado regional. La presencia de los agentes 1GGENLUFEG y 2C_C59 entre los principales compradores confirma la posición relativamente equilibrada de ambos países, que ajustaron sus transacciones en función de la competitividad relativa del MER frente a sus 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 de 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 noviembre de 2025 se identificaron nuevamente ofertas de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de cuatro agentes del MER, conforme se detalla en la Tabla 4. Al igual que en meses anteriores, dichas ofertas no resultaron despachadas, por lo que no incidieron directamente en la formación de los precios nodales del MER. No obstante, su seguimiento continúa siendo un elemento relevante dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, en la medida en que pueden reflejar estrategias particulares de comercialización o posibles errores operativos que requieren evaluación y, en su caso, corrección.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) encabezó nuevamente este grupo, con 50,976.00 MWh declarados a un precio promedio de 446.83 USD/MWh y un precio máximo de 613.50 USD/MWh. Este comportamiento se asocia a la existencia de excedentes de generación térmica basada en combustibles fósiles, cuyos costos se ven incrementados por el impuesto costarricense aplicable al uso de dichos combustibles para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha señalado de forma reiterada que esta práctica responde a su modelo operativo en escenarios de alta disponibilidad de generación renovable, en los que 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), Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) e Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A. (6GSLORENZO) declararon volúmenes de 5,868.23 MWh, 358.42 MWh y 179.21 MWh, respectivamente, con precios promedio y máximos de 879.56 USD/MWh en el caso de 6GEGESA y 6GSLORENZO, y de 977.52 USD/MWh en el caso de 6GACP. Estos valores se explican por el uso de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA). Según lo informado previamente a esta Comisión por los tres agentes generadores, este mecanismo responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incorpora precios predeterminados, por lo que no obedece a una estrategia deliberada de oferta 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	50,976.00	0.00	446.83	613.50
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	5,868.23	0.00	879.56	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	358.42	0.00	977.52	977.52
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	179.21	0.00	879.56	879.56

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 noviembre de 2025, tres agentes presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, asociadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia confiere a los CF una incidencia física directa en el despacho regional, al asegurar la colocación de la generación local y desplazar ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede incidir en la dinámica competitiva del mercado, su seguimiento resulta prioritario dentro de las labores de supervisión y vigilancia, a fin de salvaguardar la eficiencia y la transparencia en el funcionamiento del MER.

Durante el mes analizado, Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) encabezó nuevamente este tipo de declaraciones, con un volumen total de 32,304.00 MWh. Este comportamiento reitera una práctica previamente observada en el MER y ya justificada ante esta Comisión por el propio agente, así como por los otros dos agentes que, en menor magnitud, también realizaron este tipo de ofertas, a saber, 5GICE (204.82 MWh) y 1GGENRNACE (156.00 MWh). En términos generales, estos agentes han explicado que las ofertas a 0 USD/MWh

buscan evitar el desplazamiento de generación renovable local destinada a la cobertura de los retiros asociados a CF, en coherencia con la elevada participación de fuentes renovables en la matriz de generación de ambos países.

En el caso de Guatemala, esta estrategia se ejecutó a pesar de la disminución general de la generación hidroeléctrica respecto al mes previo; no obstante, los agentes involucrados continúan siendo los principales participantes en la generación hidroeléctrica del país, en función de su significativa capacidad instalada. Para el caso de Costa Rica, la utilización de esta estrategia se encuentra asociada al repunte de la generación hidroeléctrica observado durante noviembre. En este contexto, las justificaciones presentadas por los tres agentes resultan consistentes con las condiciones operativas y el comportamiento de la generación en ambos países 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.	32,737.57
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	204.82
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	156.00

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

En conjunto, estas ofertas representaron el 14.08% del total de la energía declarada mediante ofertas de flexibilidad asociadas a CF durante noviembre de 2025, porcentaje muy cercano al 15.54% registrado en octubre. Esta ligera disminución refleja una menor disponibilidad de excedentes de generación renovable, particularmente en el caso de Guatemala.

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 permite identificar oportunamente posibles estrategias 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 real de materialización de la compra.

Durante noviembre de 2025, seis agentes de El Salvador presentaron este tipo de ofertas, tal como 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.	10,800.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	929.46	1.00	1.00
2C_C83	ENERLAT, S.A. DE C.V.	135.00	5.00	5.00
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A. DE C.V.	130.00	7.00	7.00
2C_C70	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	35.00	8.00	8.00
2C_C67	EIS POWER, S.A. DE C.V.	9.00	5.00	5.00

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

Este comportamiento responde a una estrategia previamente justificada por los agentes salvadoreños ante la CRIE, orientada a asegurar adquisiciones de energía en el MER a precios competitivos frente a la generación nacional disponible, particularmente en un contexto en el que los precios internos de El Salvador mostraron una evolución cercana al precio promedio regional.

Desde una perspectiva económico-operativa, dicha 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. La presentación de ofertas de retiro a precios bajos actúa, en este sentido, como una herramienta de protección que permite priorizar el abastecimiento con recursos locales cuando estos resultan más eficientes.

Bajo este enfoque, estas ofertas no necesariamente responden a intentos de distorsión del mercado, sino a una conducta racional de optimización de costos en un entorno de incertidumbre, propia de un mercado regional que coexiste con sistemas nacionales con estructuras de costos diferenciadas. No obstante, su recurrencia y magnitud continúan siendo objeto de monitoreo por parte de la CRIE, a fin de verificar que dichas prácticas no generen efectos indeseados sobre la formación de precios ni sobre la eficiencia del despacho regional.

9. Indicadores técnicos

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

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR respecto a las MCTP. Es importante señalar que estos valores fueron actualizados a solicitud del OS/OM del área de control de El Salvador (UT), en atención a condiciones operativas internas extraordinarias, las cuales se solicitó incorporar a partir del 11 y 22 de noviembre, respectivamente.

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	250	270	10
Media	300	280	300	10
Mínima	300	260	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	260	300	200
Media	300	140	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.

Como se indicó previamente, la UT solicitó actualizaciones a las MCTP establecidas para noviembre de 2025, las cuales dieron lugar a los siguientes resultados:

TABLA 9. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 11 DE NOVIEMBRE DE 2025 (MW)

Hora	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total
Demandas Máxima	100	100	100
Demandas Media	100	100	100
Demandas Mínima	100	100	100

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

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

TABLA 10. CUADRO RESUMEN DE IMPORTACIÓN TOTAL, N-S Y S-N DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 22 DE NOVIEMBRE DE 2025 (MW)

Día	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes a viernes	50	50	50	50	50	50	250	135	65	20	10	35	45	105	150	120	140	90	90	90	90	50	50	
Sábado	50	50	50	50	50	50	195	55	0	0	0	0	0	0	25	120	140	90	90	90	90	50	50	
Domingo	50	50	50	50	50	50	135	0	0	0	0	0	0	0	0	80	140	90	90	90	90	50	50	
Máxima Importación Total (MW) a partir del 22 de noviembre 2025																								
Día	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes a viernes	50	50	50	50	50	50	250	135	65	20	10	35	45	105	150	120	140	90	90	90	90	50	50	
Sábado	50	50	50	50	50	50	195	55	0	0	0	0	0	0	25	120	140	90	90	90	90	50	50	
Domingo	50	50	50	50	50	50	135	0	0	0	0	0	0	0	0	80	140	90	90	90	90	50	50	
Máxima Importación NS (MW) a partir del 22 de noviembre 2025																								
Día	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes a viernes	50	50	50	50	50	50	250	135	65	20	10	35	45	105	150	120	140	90	90	90	90	50	50	
Sábado	50	50	50	50	50	50	195	55	0	0	0	0	0	0	25	120	140	90	90	90	90	50	50	
Domingo	50	50	50	50	50	50	135	0	0	0	0	0	0	0	0	80	140	90	90	90	90	50	50	
Máxima Importación SN (MW) a partir del 22 de noviembre 2025																								
Día	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes a viernes	50	50	50	50	50	50	250	135	65	20	10	35	45	105	150	120	140	90	90	90	90	50	50	
Sábado	50	50	50	50	50	50	195	55	0	0	0	0	0	0	25	120	140	90	90	90	90	50	50	
Domingo	50	50	50	50	50	50	135	0	0	0	0	0	0	0	0	80	140	90	90	90	90	50	50	

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 sin color de relleno corresponden al estudio de MCTP que se encontraba vigente.

**Los valores con relleno en color verde, corresponden a la actualización solicitada por la UT y aprobada por el EOR mediante nota EOR-GOS-20-11-2025-159.

9.2. Eventos de impacto regional ocurridos en noviembre de 2025

Durante noviembre de 2025 no se registraron eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que provocaran la activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional.