

INFORME MENSUAL DEL MER FEBRERO 2025

Una vista al Mercado Eléctrico Regional

COMISIÓN REGIONAL DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Informe SV-16-2025

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER.....	4
2.	Transacciones por país miembro	6
3.	Transacciones por tipo de mercado	8
4.	Transacciones por tipo de oferta	9
5.	Precios del MER.....	11
6.	Precios del MER, precios del petróleo y del gas natural	15
6.1.	Precios nacionales.....	18
7.	Monitoreo del MER	20
7.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	20
7.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	21
7.3.	Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	23
7.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a Contratos Firmes	23
7.5.	Agentes que ofertaron con precios iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	25
8.	Indicadores técnicos.....	26
8.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) febrero 2025	26
8.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en febrero de 2025	27

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	7
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	7
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	8
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	10
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	11
Figura 6. Precios promedio horarios del MER febrero 2024-2025	13
Figura 7. Precios máximos del MER febrero 2025	14
Figura 8. Precios del MER, precios del petróleo y del gas natural febrero 2025	16
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER febrero 2025.....	18
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER febrero 2025	19
Figura 11. Agentes con más inyecciones al MER febrero 2025	21
Figura 12. Agentes con más retiros del MER febrero 2025	22

Índice de Tablas

Tabla 1. Análisis de correlación entre precios del MER, precios del petróleo y del gas natural febrero 2025.....	17
Tabla 2. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh.....	23
Tabla 3. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	24
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	25
Tabla 5. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur	26
Tabla 6. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte	26
Tabla 7. Evento que provocó la activación del EDACBF febrero 2025	27
Tabla 8. Frecuencia registrada y carga desconectada durante evento febrero 2025.....	27

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-06-2025 (emitida el 20 de febrero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **DECLARAR CON LUGAR PARCIALMENTE** el recurso de reposición presentado por el Ente Operador Regional (EOR) en contra de la resolución CRIE-43-2024, únicamente en cuanto al reconocimiento de los montos siguientes: VEINTISÉIS MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y SEIS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 26,646) referente al nuevo puesto de Analista de Información de Mercado el cual incluye Seguro y Beneficio de Salud; CUATRO MIL DOCE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 4,012) en concepto de equipo de cómputo correspondiente a la plaza de Analista de Información de Mercado; NUEVE MIL TRESCIENTOS VEINTIDÓS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 9,322) en concepto de Misiones Oficiales de Trabajo; VEINTIÚN MIL TREINTA Y CUATRO DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 21,034) en concepto de Servicios profesionales de apoyo al Comité de Seguridad Ocupacional; DIEZ MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 10,000) en concepto de servicios de Actualización del Sistema de Gestión del Desempeño; CIENTO CINCUENTA MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 150,000) en concepto de implementación de la Etapa III del proyecto de Fortalecimiento del Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional (SMFSR); OCHO MIL CUATROCIENTOS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 8,400) en concepto de Servicio de enlace dedicado - Proyecto Etapa III SMFSR y MIL QUINIENTOS OCHO DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 1,508) correspondiente al ajuste de los imprevistos.”*

*“(...) **MODIFICAR** el Resuelve Primero de la resolución CRIE-43-2024, con el fin de ajustar el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) correspondiente al año 2025 en DOSCIENTOS TREINTA MIL NOVECIENTOS VEINTIDÓS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 230,922) adicionales, pasando dicho presupuesto de un monto de NUEVE MILLONES SEISCIENTOS UN MIL VEINTIOCHO DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 9,601,028) a un monto de NUEVE MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y UN MIL NOVECIENTOS CINCUENTA DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 9,831,950). (...)”*

*“(...) **CONFIRMAR** el resto del contenido de la resolución CRIE-43-2024 (...)”*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/02/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-06-2025-RR-CRIE-43-2024-EOR.pdf>

Mediante resolución CRIE-07-2025 (emitida el 27 de febrero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** el presupuesto inicial de los “proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente- Sandino y La Virgen- Fortuna” del segundo circuito de la Línea SIEPAC por un monto de USD 46,484,349, sujeto a los resultados de los procesos de licitación, aprobaciones de las autoridades competentes, y cualquier otro evento debidamente justificado.”*

*“(...) **AUTORIZAR** a la Empresa Propietaria de la Red, S. A. (EPR) para financiar el presupuesto de los “proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente- Sandino y La Virgen- Fortuna” del segundo circuito de la Línea SIEPAC, el cual asciende a USD 46,484,349 (...)”*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/03/Certificacion-Resolucion-CRIE-07-2025-financiamiento-obras-segundo-circuito-Linea-SIEPAC.pdf>

Mediante resolución CRIE-08-2025 (emitida el 27 de febrero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(...) Tener por presentadas las observaciones realizadas por ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A, siendo que evacuó en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión.”

*“(...) **APROBAR** la “MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES” (...)”*

“(...) La modificación normativa aprobada en el Resuelve Segundo de la presente resolución, entrará en vigor a partir del Predespacho Regional del día 1 de mayo de 2025. Para su correcta implementación, el EOR deberá publicar en su página web, con al menos 15 días calendario de anticipación a la fecha mencionada, el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”, el cual deberá ser elaborado por el EOR en coordinación con los OS/OMS, conforme a lo establecido en la regulación regional.”

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/03/Cerificacion-de-la-Resolucion-CRIE-08-2025-resultados-CP-03-2024-con-Fe-de-Erratas.pdf>

Mediante resolución CRIE-09-2025 (emitida el 28 de febrero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **ORDENAR** el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 01-2025, a fin de obtener observaciones y comentarios a la “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL APARTADO I2 DEL ANEXO I DEL LIBRO III DEL RMER” (...)”*

*“(...) **INFORMAR** a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 01- 2025, que desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 10 de marzo de 2025, hasta las 16:30 del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 24 de marzo de 2025, se recibirán comentarios y observaciones a la propuesta antes mencionada (...)”*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/03/Resolucion-CRIE-09-2025-inicio-CP-apartado-l2.pdf>

2. Transacciones por país miembro

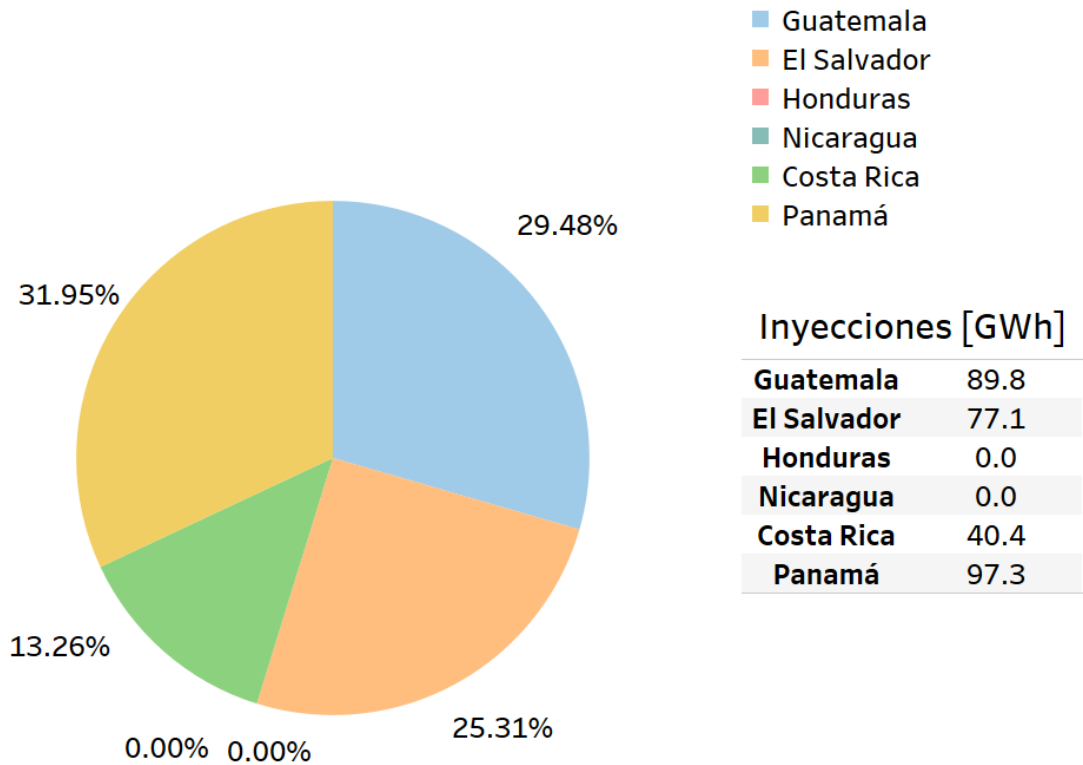
En febrero de 2025, Panamá se consolidó como el principal proveedor de energía al Mercado Eléctrico Regional (MER), con una inyección aproximada de 97 GWh, equivalente al 31.95% del total. Le siguieron Guatemala, con 90 GWh (29.48%), El Salvador, con 77 GWh (25.31%), y Costa Rica, con 40 GWh (13.26%). En contraste, Honduras y Nicaragua no realizaron inyecciones al MER, manteniendo la tendencia observada en los últimos meses de 2024 y en lo que va de 2025.

Cabe destacar que Costa Rica experimentó una notable reducción en su volumen de inyecciones al MER en comparación con enero de 2025, cuando lideró el suministro regional. Este comportamiento estuvo influenciado por una disminución en la generación hidroeléctrica, atribuida a condiciones climáticas adversas, particularmente en las últimas dos semanas del mes.

En cuanto a los retiros de energía, El Salvador y Nicaragua fueron, una vez más, los principales compradores del MER, con aproximadamente 102 GWh y 93 GWh, representando el 33.07% y el 30.37% del total, respectivamente. Guatemala, Honduras, Panamá y Costa Rica registraron retiros de 50 GWh (16.20%), 48 GWh (15.63%), 9 GWh (2.85%) y 6 GWh (1.90%), respectivamente.

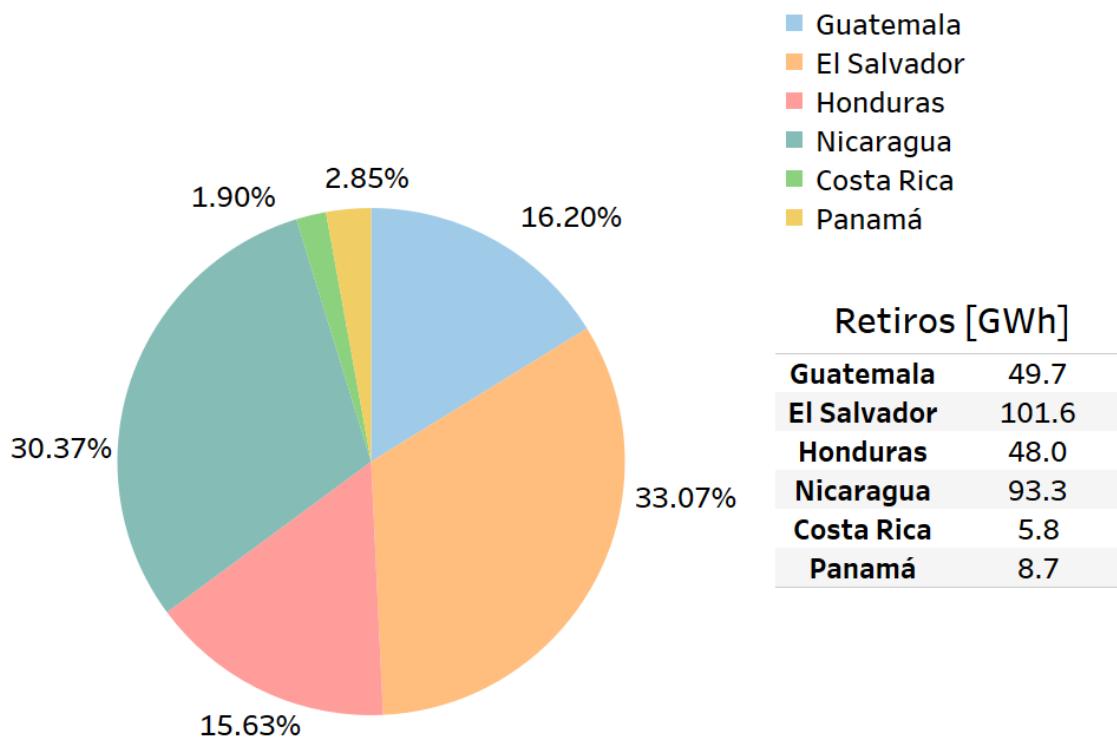
El caso de Costa Rica refleja un patrón estratégico en la gestión de su matriz eléctrica, compensando la reducción en su generación hidroeléctrica con compras en el MER, lo que sugiere un aprovechamiento de energía más económica disponible en el mercado. Por otro lado, la alta demanda de importaciones por parte de El Salvador y Nicaragua responde a la necesidad de complementar su abastecimiento con energía más competitiva en costos dentro del MER, lo que ha sido una constante en su comportamiento durante los últimos meses.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

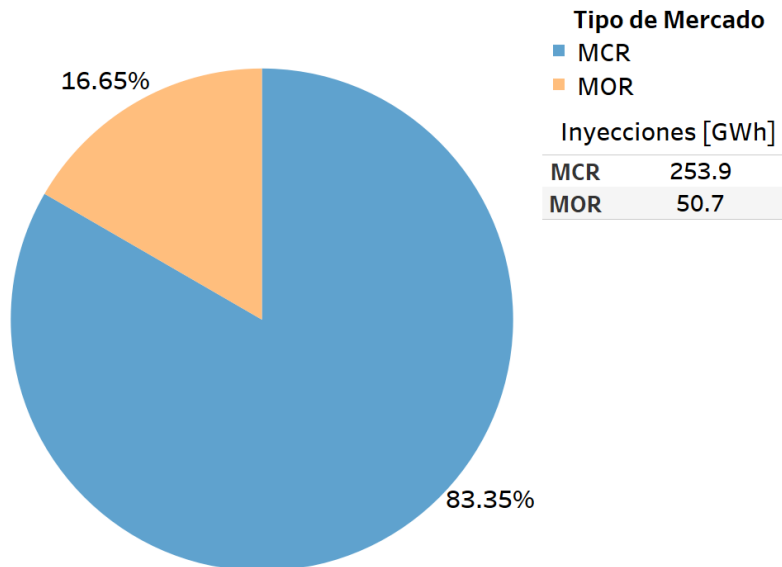
3. Transacciones por tipo de mercado

Durante el segundo mes de 2025, el 83.35% (254 GWh) de las inyecciones de energía al MER se realizaron a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 16.65% (51 GWh) restante se asoció al Mercado de Oportunidad Regional (MOR). A diferencia de diciembre de 2024 y enero de 2025, la participación del MCR incrementó, consolidando su predominio en las transacciones del MER durante este período.

Este comportamiento puede atribuirse a la reducción en la generación hidroeléctrica en la región, la cual incentivó una mayor dependencia de los contratos previamente establecidos en el MCR para garantizar el suministro. En contraste, la menor participación del MOR refleja un ajuste en la dinámica de corto plazo del mercado, influenciado por la menor disponibilidad de excedentes de generación.

A pesar de esta disminución relativa, el MOR continúa desempeñando un papel clave en la flexibilidad comercial del MER, permitiendo la optimización de los intercambios de electricidad en función de las fluctuaciones en la oferta y la demanda. Su capacidad de absorber variaciones en la generación y el consumo facilita el ajuste eficiente del sistema, particularmente en escenarios de variabilidad climática y cambios en la disponibilidad de recursos energéticos.

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

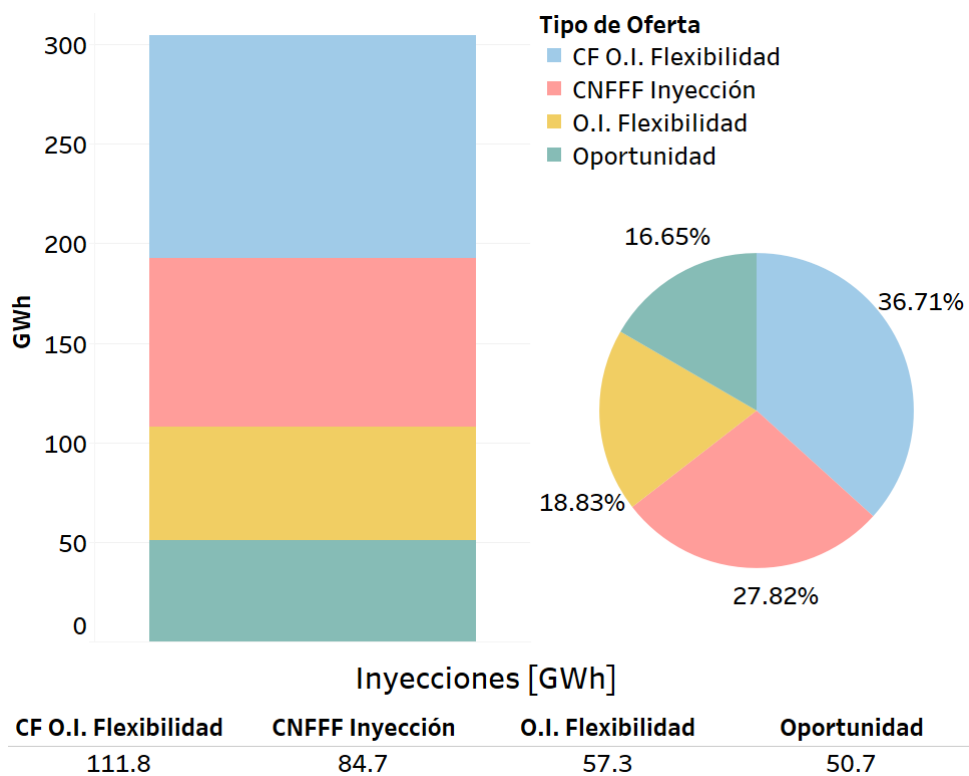
La alta participación de los agentes en el MCR durante febrero de 2025, impulsó un incremento en las inyecciones de energía al MER a través de Contratos Firmes (CF) y Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) respecto al mes anterior, consolidando su rol como mecanismos fundamentales para las transacciones de energía en la región.

En detalle, las inyecciones de energía mediante CF representaron el 36.71% del total, equivalentes a 112 GWh, mientras que las inyecciones físicas provenientes de CNFFF alcanzaron el 27.82% (85 GWh). Por su parte, las Ofertas de Flexibilidad asociadas a CNFFF contribuyeron con el 18.83% (57 GWh), y las Ofertas de Oportunidad representaron el 16.65% (51 GWh).

En cuanto a los retiros de energía del MER, la distribución por tipo de oferta mantuvo una estructura similar a la observada en los últimos meses de 2024 y en enero de 2025. La mayor parte de la energía retirada se realizó a través de CF, alcanzando el 53.01% del total (163 GWh). Le siguieron los retiros físicos asociados a CNFFF, que representaron el 27.59% (85 GWh). Por otro lado, los retiros efectuados en el MOR correspondieron al 10.93% (34 GWh), mientras que los retiros vinculados a Ofertas de Flexibilidad de CNFFF constituyeron el 8.48% (26 GWh).

A continuación, se presentan las figuras que ilustran la distribución de las inyecciones y retiros por tipo de oferta durante el mes analizado.

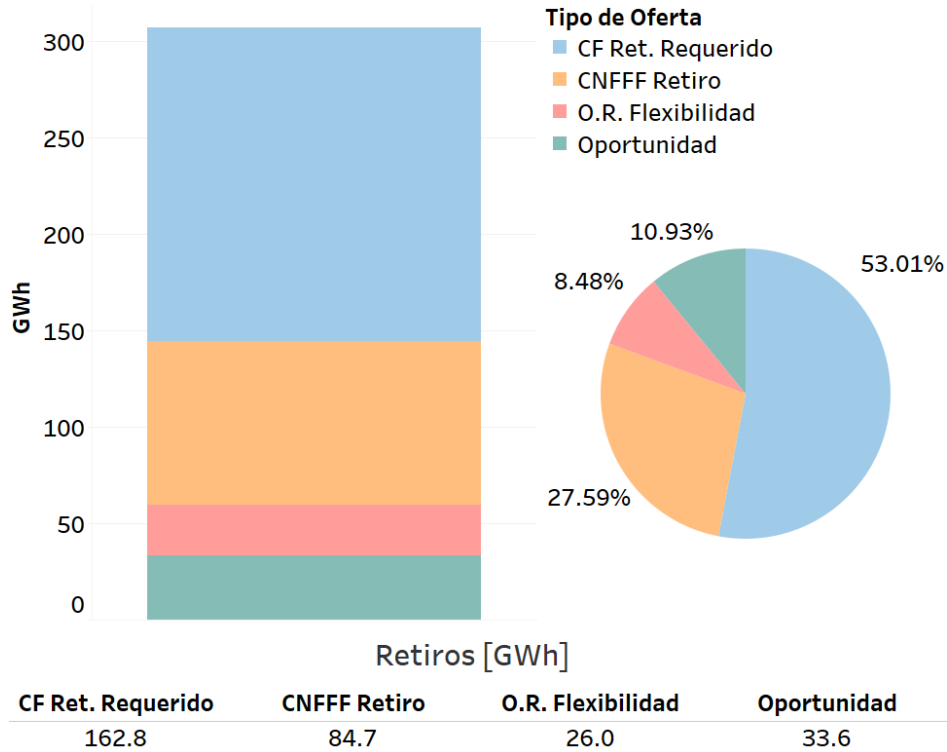
FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



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.

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.

5. Precios del MER

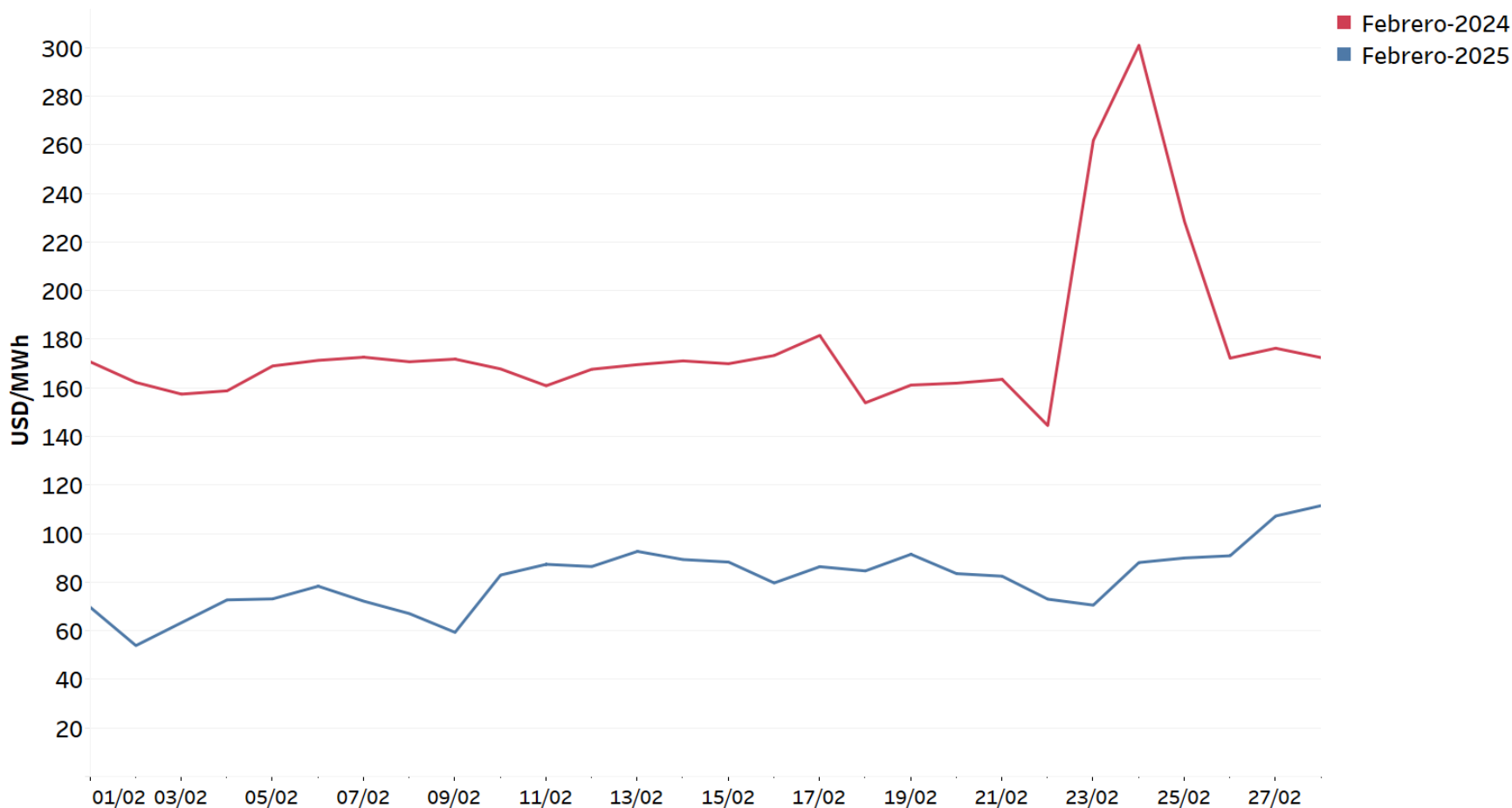
El precio promedio del MER en febrero de 2025 se situó en 80.54 USD/MWh, reflejando una notable reducción del 54.63% en comparación con el mismo mes de 2024, cuando alcanzó 177.50 USD/MWh. Como se observa en la figura 6, el precio promedio diario de febrero de 2025 fue inferior en todos los días del mes respecto a los valores registrados en febrero de 2024, consolidando una tendencia a la baja que se ha manifestado desde finales del año anterior.

Esta disminución en los precios mantiene el patrón observado en diciembre de 2024 y enero de 2025, meses en los que la reducción interanual también superó el 50%. Sin embargo, a diferencia de los meses previos, la caída de precios en febrero no fue tan pronunciada, debido a una reducción considerable en la generación hidroeléctrica durante las dos últimas semanas del mes.

En este contexto, la reducción de precios interanual refleja una mayor competitividad en la oferta del MER, impulsada por factores como la expansión de generación renovable y la estabilización en los costos de combustibles fósiles en comparación con los altos valores registrados en 2024. Sin embargo, la menor disponibilidad hidroeléctrica observada hacia finales de febrero sugiere que el efecto de precios bajos podría moderarse en los próximos meses, dependiendo de la evolución del recurso hídrico y de la estacionalidad de la demanda.

En conclusión, aunque febrero de 2025 continuó con la tendencia de reducción de precios observada en los meses previos, la disminución en la generación hidroeléctrica en la segunda mitad del mes limitó la magnitud de esta caída. Este comportamiento resalta la importancia de la diversificación en la matriz de generación regional y la necesidad de estrategias de gestión de riesgos para mitigar el impacto de la variabilidad climática en el MER.

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

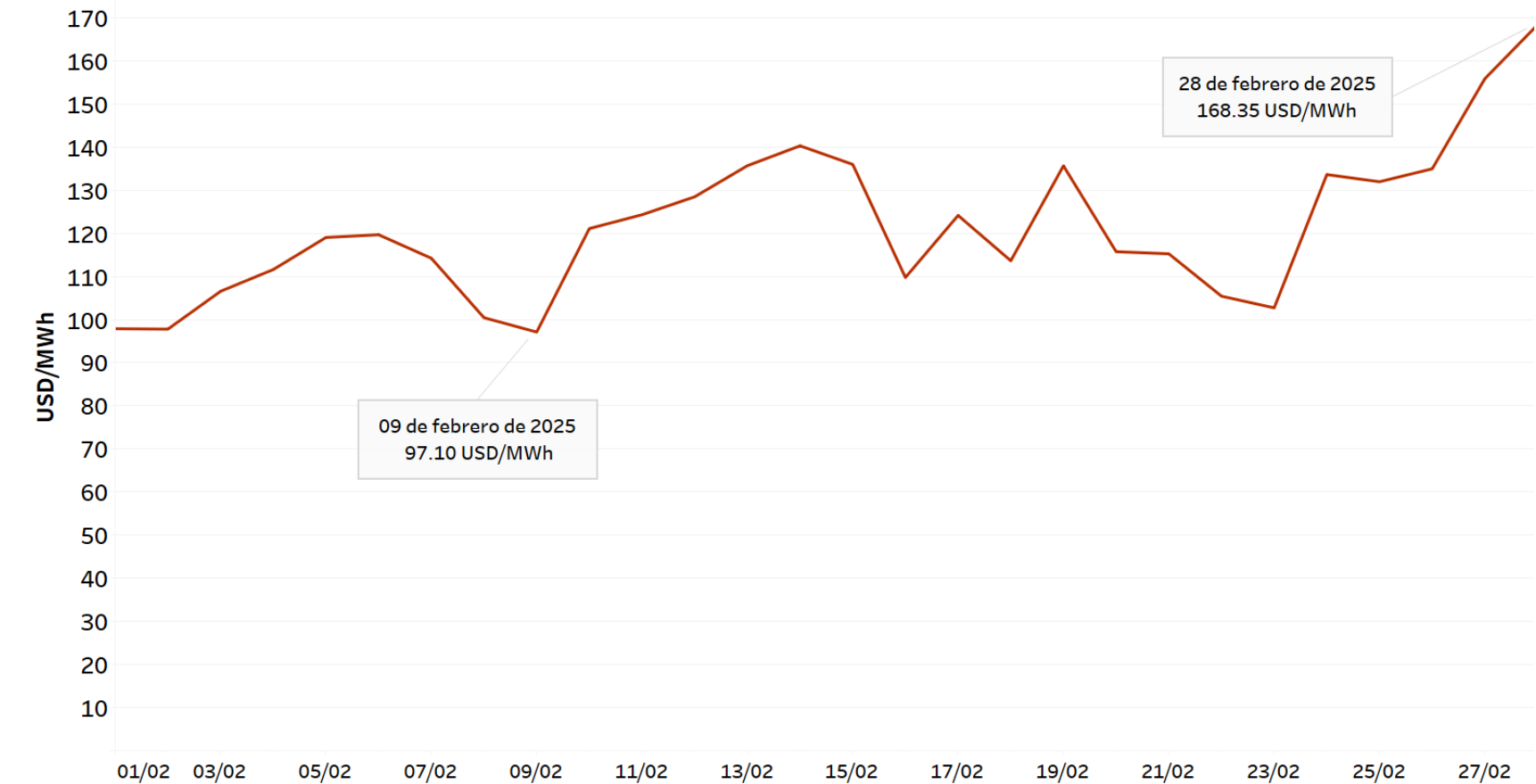


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Como se indicó previamente, el precio nodal promedio del MER en febrero de 2025 se situó en 80.54 USD/MWh. En cuanto a los precios máximos, estos fluctuaron entre 97.10 USD/MWh y 168.35 USD/MWh, registrándose dichos valores al inicio y al final del mes respectivamente.

El análisis del comportamiento semanal revela un patrón estacional característico: los precios máximos tendieron a disminuir durante los fines de semana, mientras que los valores más elevados se registraron en los días laborables, debido a una mayor demanda y a la dinámica del despacho económico. No obstante, en la última semana del mes se observó un incremento más pronunciado en los precios máximos, lo que sugiere un cambio en las condiciones de oferta que alteró la tendencia previa.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER FEBRERO 2025



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

El comportamiento del precio nodal en febrero de 2025 estuvo influenciado por un balance entre la oferta renovable, la competitividad de los costos térmicos y la disponibilidad hidroeléctrica. La reducción de precios en la primera mitad del mes refleja la creciente participación de generación renovable, mientras que el repunte observado hacia el final del mes pone de manifiesto la vulnerabilidad del mercado ante fluctuaciones en la generación hidroeléctrica debido a variaciones climáticas.

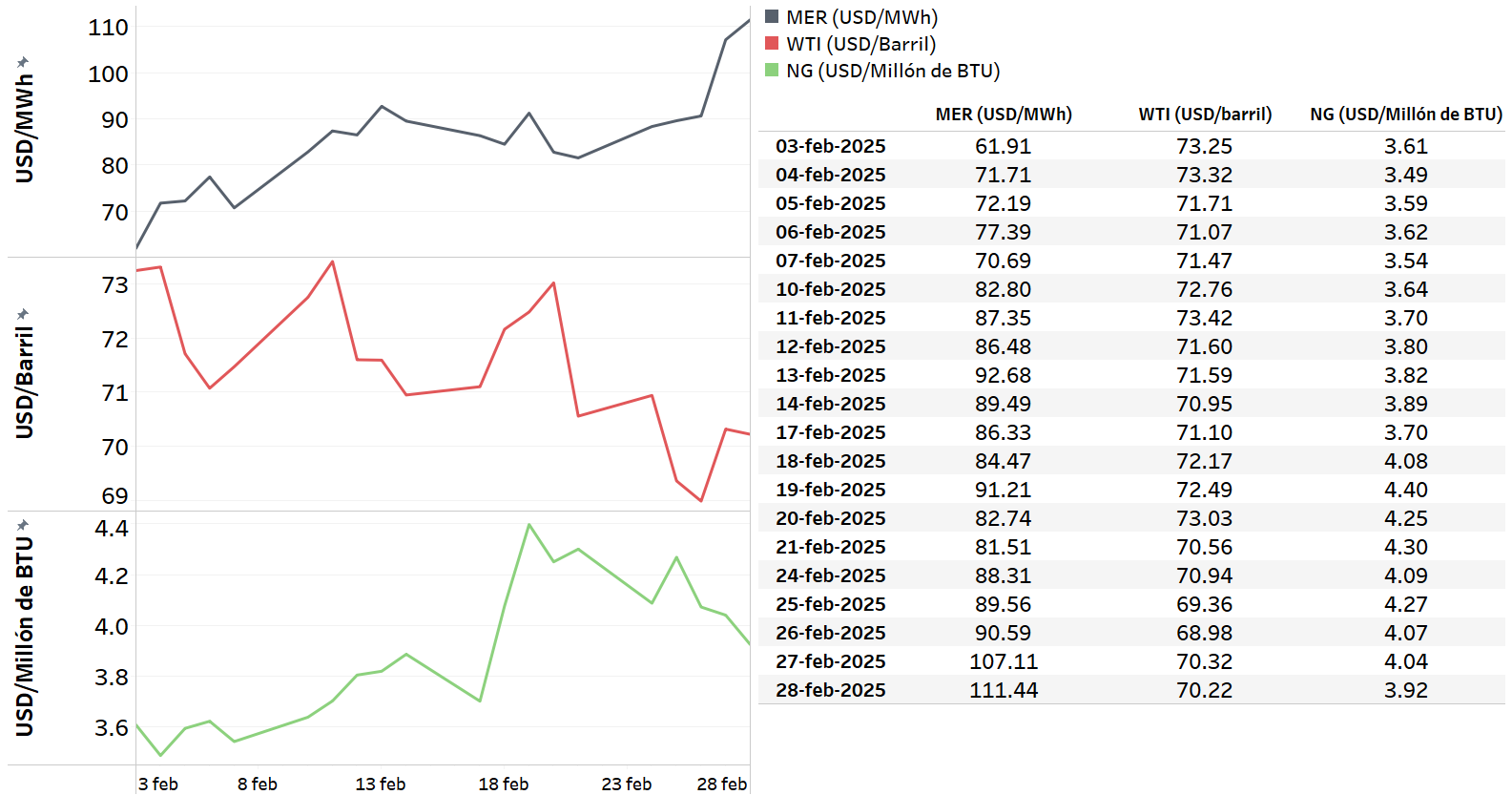
De mantenerse las condiciones secas en los próximos meses, es posible que se observe una mayor volatilidad en los precios, dependiendo de la capacidad de las tecnologías térmicas y renovables para suplir la reducción del recurso hídrico. El monitoreo continuo de las condiciones meteorológicas y de la disponibilidad de generación será clave para anticipar posibles impactos en la estabilidad del MER.

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

En febrero de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural experimentaron variaciones dentro de rangos específicos, reflejando tanto dinámicas del mercado internacional como factores regionales de oferta y demanda. El precio del barril de petróleo, según la referencia WTI (*West Texas Intermediate*), fluctuó entre USD 68.98 y USD 73.42, mientras que el precio del millón de BTU (*British Thermal Unit*) de gas natural osciló entre USD 3.49 y USD 4.40.

Durante el mes analizado, se identificó una relación entre el comportamiento del precio promedio del MER y el precio del barril de petróleo. Por su parte, el precio del gas natural mostró una correlación con el precio promedio del MER, lo que se evidencia en la figura siguiente.

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



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

Además del comportamiento gráfico, el análisis de correlación revela que la covarianza entre el precio promedio del MER y el precio del petróleo fue negativa (-7.59), lo que indica una relación inversa entre estas variables. En términos generales, esto significa que cuando los precios del petróleo aumentaron, el precio del MER tendió a disminuir y, cuando los precios del petróleo bajaron, el precio del MER tendió a incrementarse.

Por otro lado, la covarianza entre el precio promedio del MER y el gas natural fue positiva (1.59), lo que sugiere una relación directa entre ambas variables: un incremento en el precio promedio del MER estuvo asociado con un aumento en los precios del gas natural.

TABLA 1. ANÁLISIS DE CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER, PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL FEBRERO 2025

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-7.59
NG (x), MER (y)	1.59
Coeficiente de correlación de Pearson (r)	
WTI (x), MER(y)	-0.51
NG (x), MER (y)	0.49

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

Adicionalmente, en complemento a las covarianzas calculadas, el coeficiente de correlación entre el precio promedio del MER y el del petróleo fue de -0.51, lo que implica una correlación negativa moderada. Esto indica que, si bien en ciertos días los cambios en el precio del petróleo afectaron inversamente el precio promedio del MER, en otros días no se observó un impacto significativo. Por su parte, el coeficiente de correlación entre el precio promedio del MER y el gas natural fue 0.49, lo que refleja una correlación positiva moderada. En consecuencia, hubo días en los que un aumento en el precio del gas natural impulsó el precio promedio del MER, mientras que en otros días la relación no fue evidente.

Este comportamiento sugiere que, aunque los Costos Variables de Generación térmica (CVG) influyen en los precios del MER, otros factores también desempeñan un papel clave en la formación de precios. Entre estos factores destacan la disponibilidad de fuentes renovables, la demanda interna y las restricciones en la transmisión. En particular, en las dos últimas semanas de febrero, las condiciones climáticas afectaron la disponibilidad de generación hidroeléctrica en algunos países de la región, aumentando la dependencia de la generación térmica.

Asimismo, se observó que Panamá fue el país con mayores inyecciones de energía al MER, lo que, junto con su capacidad instalada de generación a base de gas natural, sugiere que tuvo un papel determinante en la relación positiva entre los precios del MER y del gas natural. Por otro lado, el análisis de correlación de precios confirma que las centrales térmicas a base de gas natural, al ser más económicas en comparación con las que utilizan carbón o derivados del petróleo, tienen un impacto relevante en la estabilidad de los precios de la electricidad cuando la generación hidroeléctrica es limitada. Además, su efecto evita convocar plantas de generación a base de otros combustibles más costosos, lo que permite mantener los precios en niveles moderados.

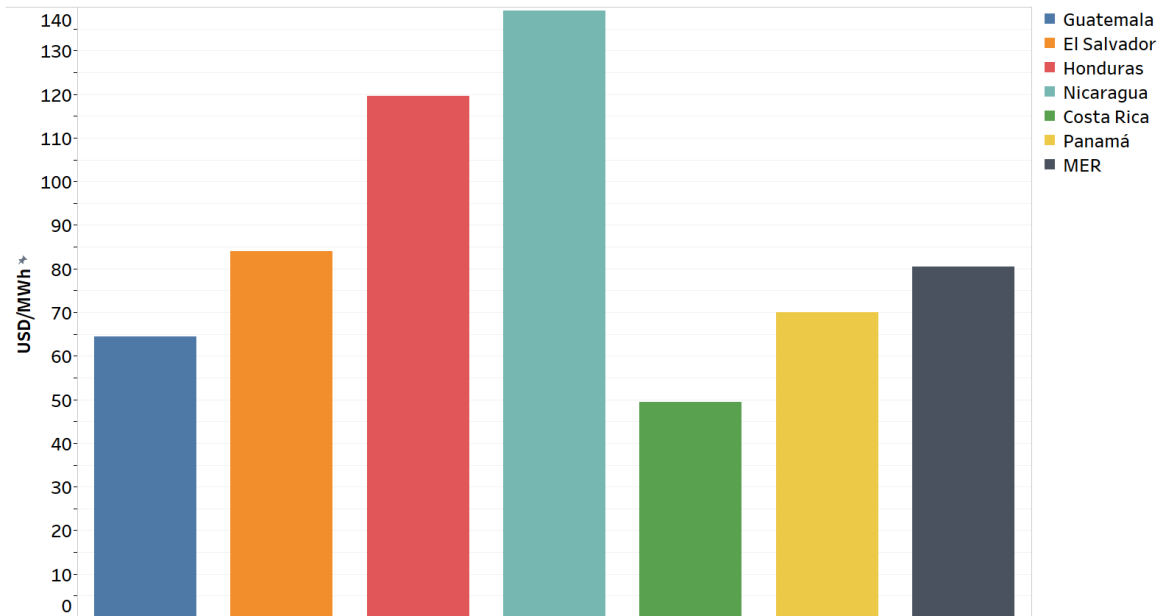
En conclusión, la relación entre los precios del MER y los combustibles fósiles pone en evidencia el impacto de la generación térmica marginal en distintas áreas de control, lo que se traduce en fluctuaciones en los precios nodales de la Red de Transmisión Regional (RTR). Este comportamiento subraya la importancia de seguir monitoreando la participación de las distintas fuentes de generación en la matriz de eléctrica del MER, especialmente en períodos de variabilidad climática y volatilidad en los precios internacionales de los combustibles.

6.1. Precios nacionales

Al comparar los precios de los Predespachos Nacionales o Costos Marginales de los Sistemas (CMS) con los precios del MER, se observa en las figuras 9 y 10 que, durante febrero de 2025, el precio promedio del MER fue inferior al precio promedio de Nicaragua, Honduras y El Salvador, mientras que superó el precio promedio del resto de los países miembros (Costa Rica, Guatemala y Panamá).

Este comportamiento se explica por el hecho de que Panamá, Guatemala y Costa Rica fueron de los principales proveedores de energía al MER y, a su vez, de los países que menos energía retiraron del mercado regional. Esto se debe a condiciones internas favorables de generación que se presentaron en ciertos días del mes, especialmente durante las primeras dos semanas. En particular, el comportamiento del CMS de Costa Rica y Panamá evidencia un menor costo marginal en esos periodos, lo que favoreció su capacidad de exportación.

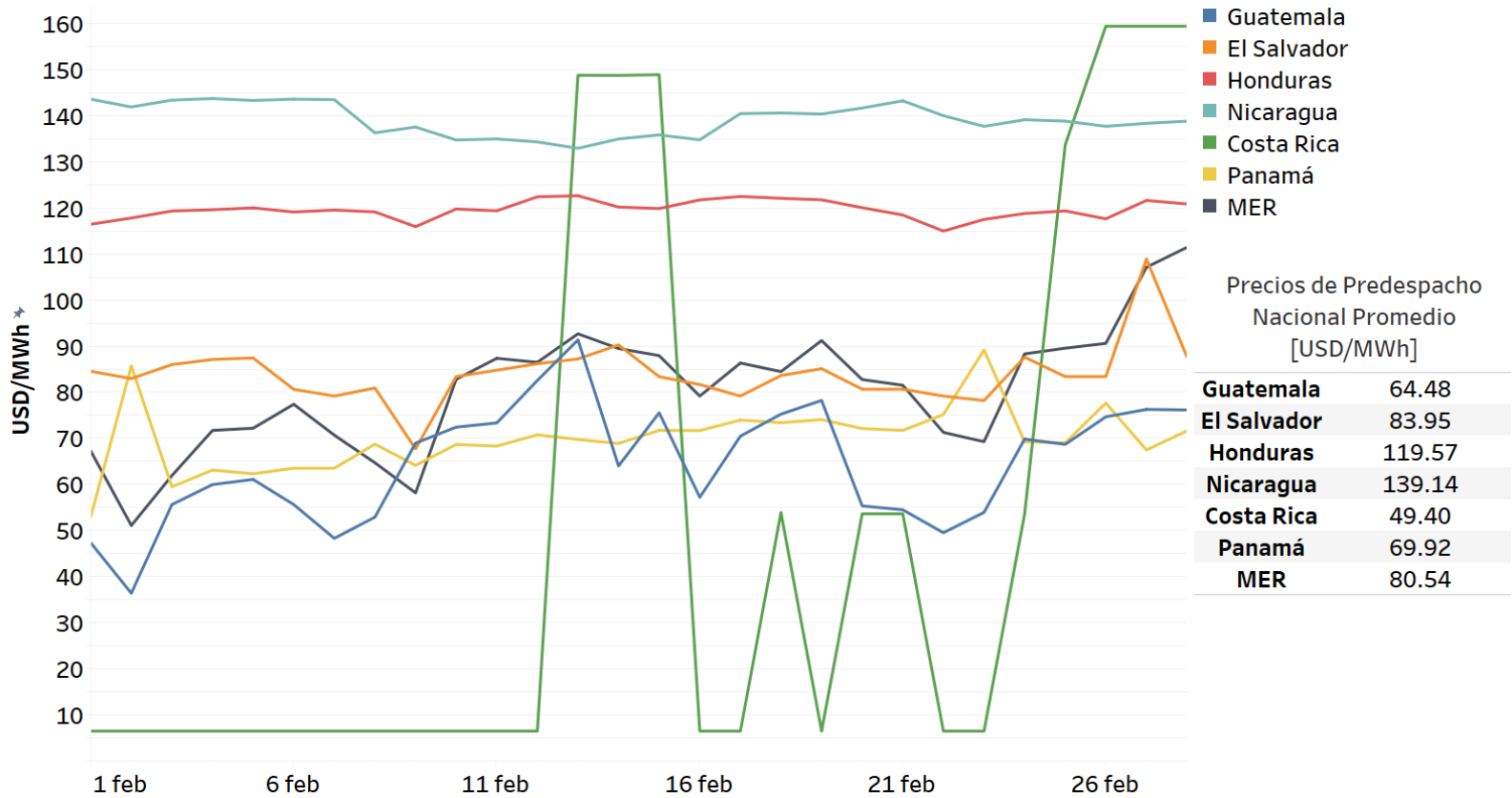
FIGURA 9. PRECIOS MENSUALES PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER FEBRERO 2025



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

En contraste, El Salvador y Nicaragua, que registraron los mayores retiros de energía del MER, presentaron algunos de los precios promedio más altos en comparación con el mercado regional. Este fenómeno resalta su necesidad de adquirir energía a menor costo, una tendencia que se ha mantenido desde 2024 en el caso de Nicaragua y que se ha extendido a El Salvador en lo que va de 2025. Con relación a lo anterior, factores como la reducida disponibilidad de generación hidroeléctrica en estos países, debido a condiciones climáticas menos favorables en las últimas semanas del mes, y la mayor dependencia de generación térmica con costos variables más altos han contribuido a este comportamiento.

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



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

Cabe destacar que el MER brinda a todos los países miembros la oportunidad de adquirir energía a un costo inferior al disponible en sus respectivas áreas de control o, en caso de déficit, garantizar su abastecimiento. Asimismo, permite la venta de excedentes en condiciones favorables, siempre que la disponibilidad interna lo permita. Esto está alineado con lo establecido en el numeral 1.3 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), que define los objetivos del mercado y promueve la integración regional para una mayor eficiencia en el suministro eléctrico.

7. Monitoreo del MER

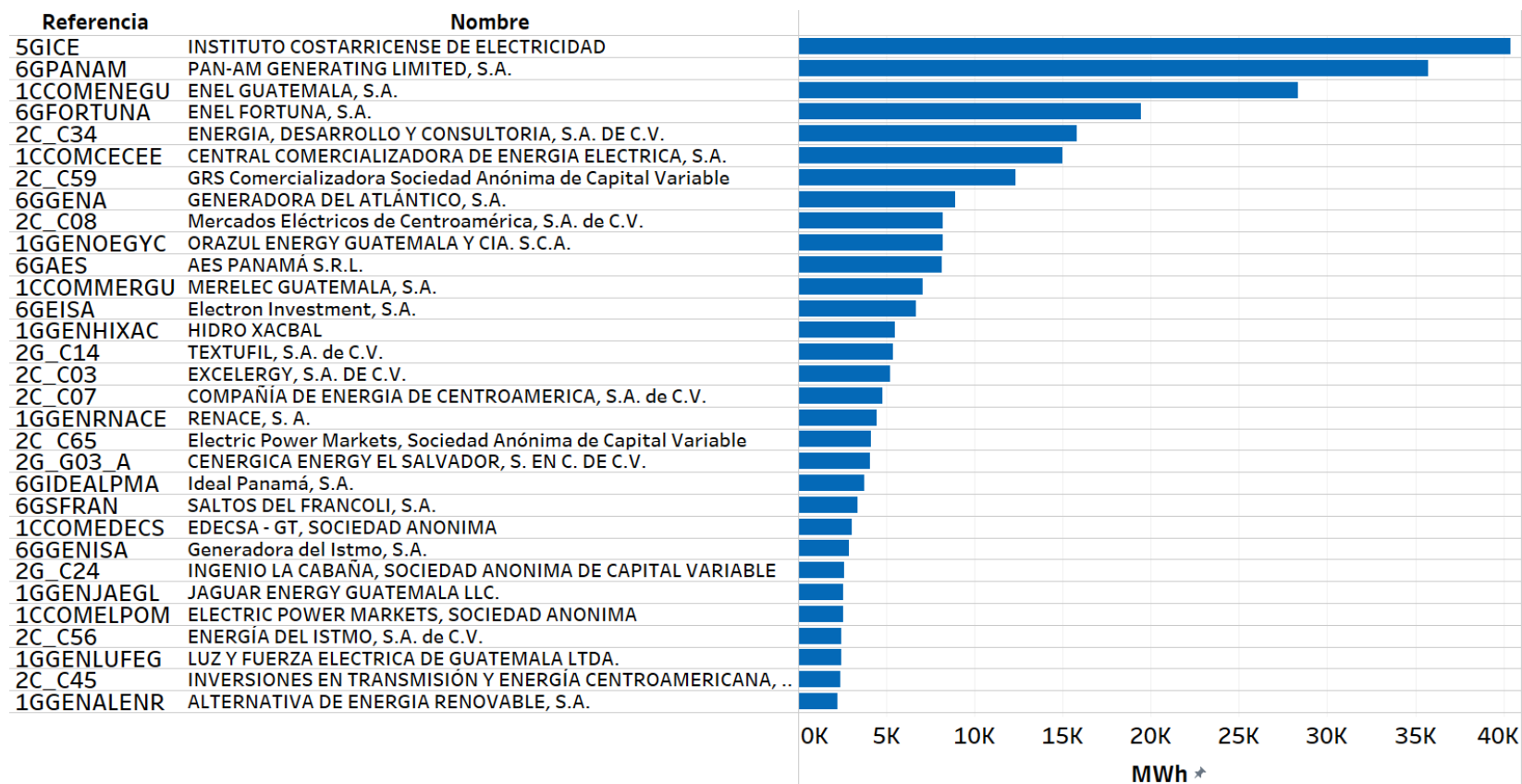
Como parte de sus funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER, la CRIE tiene la responsabilidad de monitorear a los agentes con mayor volumen de transacciones de energía, tanto en inyecciones como en retiros. Asimismo, debe identificar y dar seguimiento a los agentes que declaran precios con características particulares en las ofertas realizadas en el MCR y en el MOR. Esta labor es esencial para detectar posibles comportamientos anómalos o prácticas de mercado que puedan afectar la transparencia y eficiencia del MER, garantizando el cumplimiento de la normativa vigente.

7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

Durante febrero de 2025, el *Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)*, de Costa Rica, se mantuvo como el principal vendedor de energía en el MER, con una inyección de 40,390 MWh, lo que representó el 13.26% del total. Este comportamiento es consistente con los meses previos, diciembre de 2024 y enero de 2025, cuando también lideró las inyecciones de energía. En segundo lugar, *PAN-AM Generating Limited, S.A. (6GPANAM)*, de Panamá, aportó 35,748 MWh (11.74%), seguido de *Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU)*, de Guatemala, con 28,362 MWh (9.31%). Cabe destacar que estos dos últimos agentes pertenecen a los países que más energía inyectaron al MER durante el período analizado.

En el caso del agente 5GICE, el alto volumen de inyección se explica, en parte, por la disponibilidad de generación hidroeléctrica en Costa Rica durante las primeras dos semanas del mes. Sin embargo, en la segunda mitad de febrero, la generación hidroeléctrica en el país experimentó una reducción significativa debido a la disminución de los niveles de los embalses, consecuencia de una baja en las precipitaciones en comparación con los promedios históricos. Este factor limitó la capacidad de exportación en la última parte del mes y podría impactar la oferta en los meses siguientes.

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER FEBRERO 2025



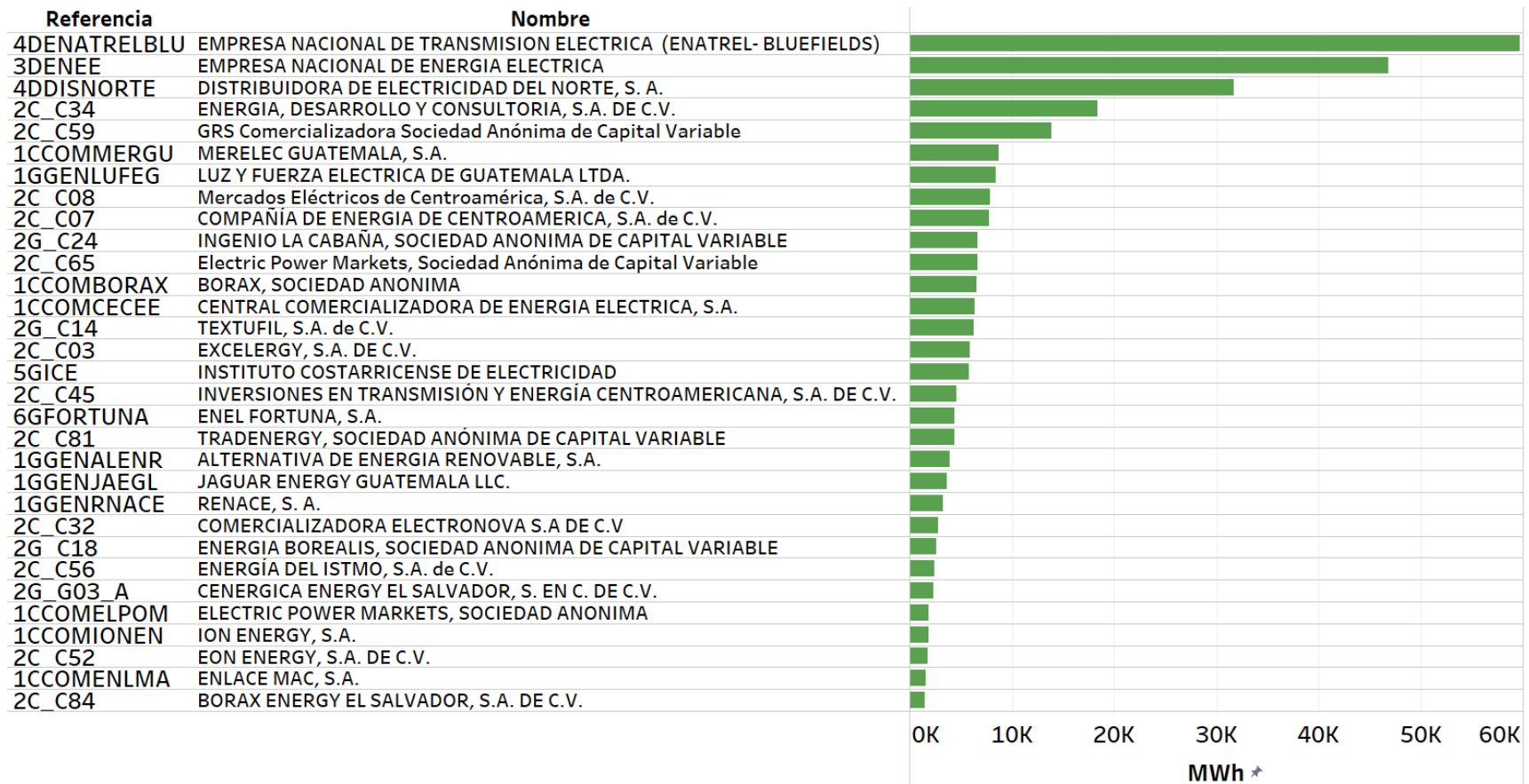
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

7.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Por el lado de los retiros, la *Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields* (4DENATRELBLU), de Nicaragua, se posicionó nuevamente como el mayor comprador de energía del MER, con 59,742 MWh, lo que representó el 19.45% del total. Le siguió la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DNEE), de Honduras, con 46,885 MWh (15.27%). Ambos agentes, dedicados a la distribución

de electricidad, realizaron los mayores retiros de energía durante el mes, reflejando una alta dependencia del MER para suplir la demanda en sus respectivos sistemas eléctricos.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER FEBRERO 2025



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

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

En febrero de 2025, al igual que el mes anterior, el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) presentó ofertas de inyección de energía con precios significativamente elevados (≥ 400 USD/MWh). A pesar de ello, Costa Rica registró el CMS más bajo de la región, con un promedio mensual de 49.40 USD/MWh. No obstante, el país también experimentó incrementos en los CMS diarios durante ciertos días del mes, particularmente después de la primera semana, coincidiendo con una reducción en la generación hidroeléctrica.

Los precios ofertados por el 5GICE, que en promedio alcanzaron los 608.79 USD/MWh, han sido sustentados en diversas ocasiones por el propio agente, argumentando que estos valores corresponden a excedentes de generación provenientes de la central térmica Moín III (Diesel). Además, estos precios reflejan el impacto del impuesto al uso de combustibles fósiles en Costa Rica, el cual incrementa el costo de generación térmica en comparación con otros países de la región. En situaciones como las observadas en febrero de 2025, el 5GICE ofrece al MER los excedentes disponibles, que en este caso corresponden exclusivamente a generación térmica.

Es relevante destacar que ninguna de las ofertas del 5GICE fue despachada, por lo que estos precios elevados no afectaron las señales de mercado durante el período de análisis. No obstante, se mantiene un monitoreo continuo de estas declaraciones de precios con el fin de evaluar su evolución y su posible impacto en la formación de precios en el MER. En lo que va de 2025, ningún otro agente ha realizado ofertas de inyección en el MOR a precios significativamente elevados.

TABLA 2. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MAYORES A 400 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	76,608.00	0.00	608.79	610.50

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

7.4. Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a Contratos Firmes

Durante el período analizado, cinco agentes (cuatro de Guatemala y uno de Panamá) presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh, asociadas a la energía proveniente de los CF. A continuación, se detalla la participación de cada agente en este tipo de ofertas:

TABLA 3. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A 0 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	28,049.98
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	14,966.66
1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	1,343.56
6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	1,102.65
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	44.00

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

- *Enel Guatemala, S.A.* (1CCOMENEGU) lideró la declaración de estas ofertas, representando el 61.64% del total.
- *Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A.* (1CCOMCECEE), también de Guatemala, se ubicó en segundo lugar con un 32.89%.
- En total, del volumen de energía declarado mediante ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a los CF (163 GWh), el 27.95% fue ofertado con precios de 0 USD/MWh.

Los cinco agentes involucrados han manifestado en ocasiones anteriores ante la CRIE las razones por las cuales declaran precios de flexibilidad de inyección a 0 USD/MWh, señalando principalmente:

- La intención de garantizar que la generación para abastecer a su contraparte de retiro provenga específicamente del área de control respectiva.
- Limitaciones en las garantías requeridas para realizar transacciones de oportunidad en el MER.
- Consideraciones financieras y económicas que afectan la estrategia comercial de los agentes.

Cabe resaltar que, en la Regulación Regional vigente, no se han establecido límites de precios que mitiguen posibles prácticas que, en determinadas circunstancias, podrían afectar la eficiencia y transparencia del MER. Esto ha llevado a la CRIE a realizar un monitoreo continuo sobre la evolución de este tipo de ofertas y su impacto en la formación de precios del mercado.

Al igual que en el caso de las ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh, la CRIE mantiene un seguimiento detallado de las declaraciones con precios de 0 USD/MWh, dado que esta práctica convierte los CF en Físicos y puede influir en la dinámica del mercado.

Es importante destacar que, en situaciones anteriores, la intervención oportuna de la CRIE, al solicitar a los agentes involucrados las justificaciones técnico-económicas para este tipo de ofertas, ha llevado a que algunos ajusten sus procesos internos. Como resultado, los

precios ofertados en el MER han mostrado una mayor alineación con las condiciones reales del mercado.

7.5. Agentes que ofertaron con precios iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR

En febrero de 2025, nueve agentes presentaron ofertas de retiro en el MOR con precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh. Al igual que en la mayoría de los meses de 2024 y lo que va de 2025, la mayoría de estas ofertas fueron realizadas por agentes de El Salvador, los cuales representaron el 89.40% del total de la energía requerida bajo estas condiciones de precio. Por su parte, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE), de Honduras, aportó el 10.21%, mientras que el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE), de Costa Rica, contribuyó con el 0.39%. La información detallada se presenta en la siguiente tabla:

TABLA 4. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MENORES A 10 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [USD/MWh]
2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	9,720.00	5.00	5.00
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.	3,900.00	3.45	3.00
3DENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	1,750.00	10.00	10.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	877.41	1.00	1.00
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	463.00	1.00	1.00
2C_C55	INTELLERGY S.A. DE C.V.	216.00	1.00	1.00
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	140.00	4.00	4.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	67.20	0.50	0.50
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	6.00	7.30	7.30

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

Para el periodo analizado, los precios asociados a las ofertas de retiro realizadas por los agentes salvadoreños alcanzaron nuevamente valores tan bajos como 1 USD/MWh, a pesar de que los CMS de El Salvador se mantuvieron elevados en ciertos periodos del mes. En promedio, el CMS en El Salvador fue de 83.95 USD/MWh, en contraste con el precio promedio del MER, que se situó en 80.54 USD/MWh.

Por otro lado, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE) y el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) presentaron ofertas de compra con precios de hasta 10 USD/MWh y 0.50 USD/MWh, respectivamente.

En este contexto, se observó una marcada diferencia en los CMS por país:

- Honduras registró un CMS promedio de 119.57 USD/MWh, uno de los más altos de la región.
- Costa Rica, en contraste, mantuvo un CMS más bajo, con un promedio de 49.40 USD/MWh.

Se mantiene un monitoreo constante sobre este tipo de declaraciones de retiro de energía en el MOR, con especial atención a las ofertas presentadas por los agentes salvadoreños y la empresa hondureña 3DENE. La diferencia significativa entre sus CMS y los precios de sus ofertas de compra es un punto de análisis clave para evaluar posibles impactos en la eficiencia del mercado y en la formación de precios a nivel regional.

8. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante febrero 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 Regional (EDACBF).

8.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) febrero 2025

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el Ente Operador Regional (EOR) sobre las MCTP para febrero de 2025. Cabe destacar que no hubo actualizaciones de dichos valores a solicitud de los OS/OMS o a criterio del propio EOR.

TABLA 5. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Máxima	300	270	210	10
Media	300	220	270	10
Mínima	300	240	300	20

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

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

TABLA 6. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR – NORTE

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Máxima	300	240	300	200
Media	300	120	260	200
Mínima	300	260	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 5 y 6, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

8.2. Eventos de impacto regional ocurridos en febrero de 2025

Un único evento provocó la activación del EDACBF durante febrero, el cual se resume en la siguiente tabla:

TABLA 7. EVENTO QUE PROVOCÓ LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF FEBRERO 2025

Fecha	Hora	Resumen de la Descripción del Origen del Evento
12/02/2025	09:58:00	Pérdida de 231.39 MW de generación de central Costa Norte debido a falla de suministro de gas de dicha central.

Fuente: Elaboración propia con información de los informes preliminares de eventos elaborados por el EOR.
<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/>

El monto de carga que se desconectó en el Sistema Eléctrico Regional (SER) derivado del evento anteriormente descrito, así como la frecuencia mínima registrada y las etapas del EDACBF que actuaron, se detallan a continuación:

TABLA 8. FRECUENCIA REGISTRADA Y CARGA DESCONECTADA DURANTE EVENTO FEBRERO 2025

Fecha	Hora	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF que actuó en el SER	Total de Carga Desconectada en el SER [MW]
12/02/2025	09:58:00	59.084	1era. y 2da.	504.64

Fuente: Elaboración propia con información de los informes preliminares de eventos elaborados por el EOR.
<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/>