

INFORME MENSUAL DEL MER MARZO 2025

Una vista al Mercado Eléctrico Regional

COMISIÓN REGIONAL DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Informe SV-20-2025

Contenido

1. Resumen de actividades relevantes en el MER.....	4
2. Transacciones por país miembro	5
3. Transacciones por tipo de mercado	7
4. Transacciones por tipo de oferta	8
5. Precios del MER.....	10
6. Precios del MER, del petróleo y del gas natural.....	14
6.1. Precios nacionales.....	17
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	24
7.5. Agentes que ofertaron con precios iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	25
8. Indicadores técnicos.....	27
8.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) marzo 2025.....	27
8.2. Eventos de impacto regional ocurridos en marzo de 2025	27

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	6
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	6
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado	7
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	9
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	10
Figura 6. Precios promedio horarios del MER marzo 2024-2025	12
Figura 7. Precios máximos del MER marzo 2025	13
Figura 8. Precios del MER, del petróleo y del gas natural marzo 2025	15
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER marzo 2025	17
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER marzo 2025	19
Figura 11. Agentes con más inyecciones al MER marzo 2025	21
Figura 12. Agentes con más retiros del MER marzo 2025	22

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, del petróleo y del gas natural marzo 2025	16
Tabla 2. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	24
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	26
Tabla 5. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur	27
Tabla 6. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte	27
Tabla 7. Eventos que provocaron la activación del EDACBF marzo 2025	28
Tabla 8. Frecuencia registrada y carga desconectada durante eventos marzo 2025	28

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-10-2025 (emitida el 14 de marzo de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **DEROGAR** el Reglamento de Atención de Solicitudes ante la CRIE, aprobado mediante resolución CRIE-39-2016 del 30 de junio de 2016 y modificado mediante resolución CRIE-04-2021 del 11 de marzo de 2021.”.*

*“(...) **APROBAR** la “MODIFICACIÓN Y CONSOLIDACIÓN DE LAS DISPOSICIONES QUE REGULAN LA ATENCIÓN DE SOLICITUDES ANTE LA CRIE AL RMER Y MEJORA DE OTRAS NORMAS RELACIONADAS”, (...)”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/03/Resolucion-CRIE-10-2025-atencion-solicitudes.pdf>

Mediante resolución CRIE-11-2025 (emitida el 27 de marzo de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **AES NEXT, LTDA. DE C.V.**, para conectar a la RTR de El Salvador, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Planta Santa Ana IV” para la inyección de hasta 55 MWn, (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **AES NEXT, LTDA. DE C.V.**, que previo a la puesta en servicio del proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Planta Santa Ana IV” para la inyección de hasta 55 MWn, 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 RMER.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/03/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-11-2025-Conexion-RTR-El-Salvador-Planta-Santa-Ana-IV.pdf>

Mediante resolución CRIE-12-2025 (emitida el 27 de marzo de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **Sun Power, S.A.**, para conectar a la RTR de Nicaragua, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Nicaragua Sun Power” para la inyección de hasta 30 MW, (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **Sun Power, S.A.**, que previo a la puesta en servicio del proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Nicaragua Sun Power” para la inyección de hasta 30 MW, cumpla con lo establecido en los numerales 4.5.4.1, 4.11.1, 4.11.2 y 4.11.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/03/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-12-2025-Conexion-RTR-Nicaragua-Sun-Power.pdf>

2. Transacciones por país miembro

En marzo de 2025, Guatemala se consolidó como el principal proveedor de energía al Mercado Eléctrico Regional (MER), registrando una inyección aproximada de 128.5 GWh, equivalente al 41.66% del total. Le siguieron El Salvador, con 108.7 GWh (35.24%); Panamá, con 71 GWh (23.02%); Honduras, con 0.2 GWh (0.07%); y Costa Rica, con 0.04 GWh (0.01%). Nicaragua, por su parte, no realizó inyecciones al MER, manteniendo la tendencia observada en los últimos meses de 2024 y lo que va de 2025.

Cabe destacar que Guatemala experimentó un incremento notable en su volumen de inyecciones respecto a febrero de 2025, cuando registró aproximadamente 90 GWh. Este aumento se vio impulsado, principalmente, por un mayor aporte de generación solar fotovoltaica y de biomasa. En el caso de la solar fotovoltaica, las condiciones climáticas favorecieron la producción, mientras que en la generación a base de biomasa influyó una mayor disponibilidad de centrales que utilizan dicho recurso primario. Adicionalmente, el incremento en las importaciones de energía desde México permitió a Guatemala disponer de mayores excedentes para exportación al MER.

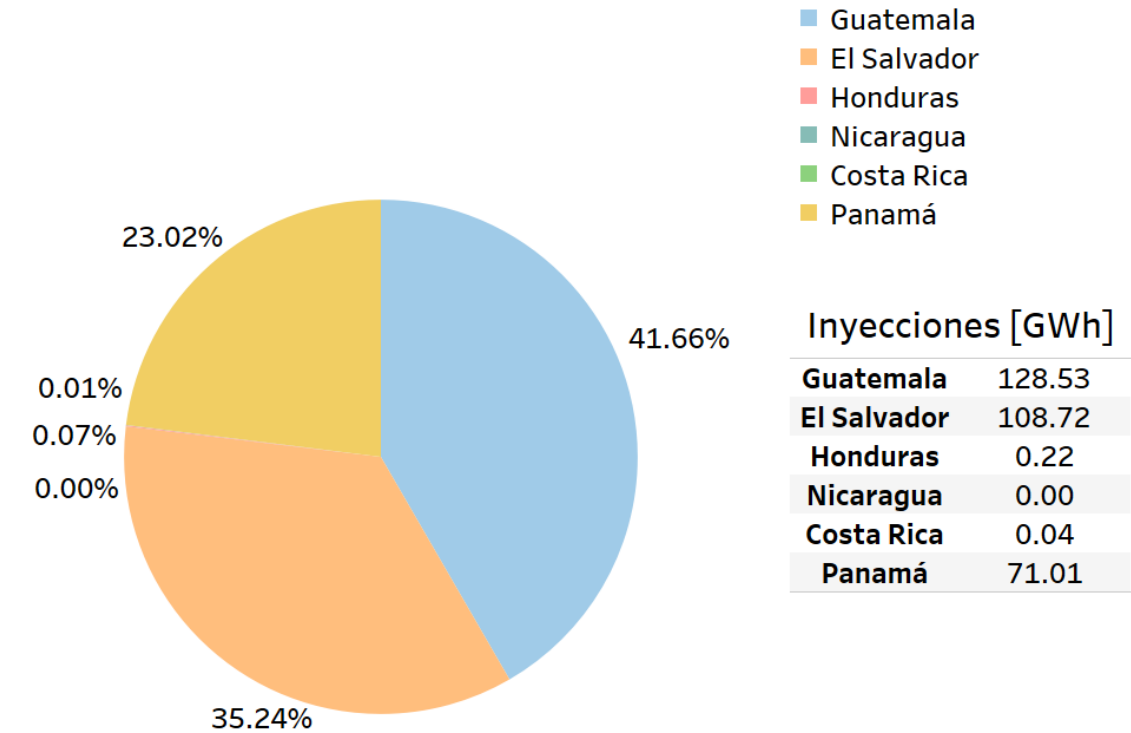
En contraste, Panamá, que en febrero había liderado las inyecciones con 97 GWh, registró en marzo una disminución considerable. Este comportamiento se explica, en gran medida, por la suspensión de inyecciones a través de Contratos Firmes (CF), producto de disposiciones internas en su mercado local, principalmente durante la segunda quincena del mes.

Respecto a los retiros de energía, El Salvador, Costa Rica y Nicaragua fueron los principales compradores del MER en marzo, con volúmenes de aproximadamente 87.3 GWh (28.53%), 80.3 GWh (26.23%) y 74.6 GWh (24.38%), respectivamente. Guatemala, Honduras y Panamá registraron retiros menores, de 37.7 GWh (12.30%), 24.5 GWh (8.01%) y 1.7 GWh (0.54%), en ese orden.

El comportamiento de Costa Rica destaca nuevamente, mostrando un aumento en sus retiros y una disminución considerable en sus inyecciones, en comparación con meses anteriores. Este patrón confirma la tendencia iniciada en febrero, donde la reducción de la generación hidroeléctrica interna ha sido compensada mediante mayores compras de energía en el MER, aprovechando las oportunidades de adquirir energía más competitiva en precio.

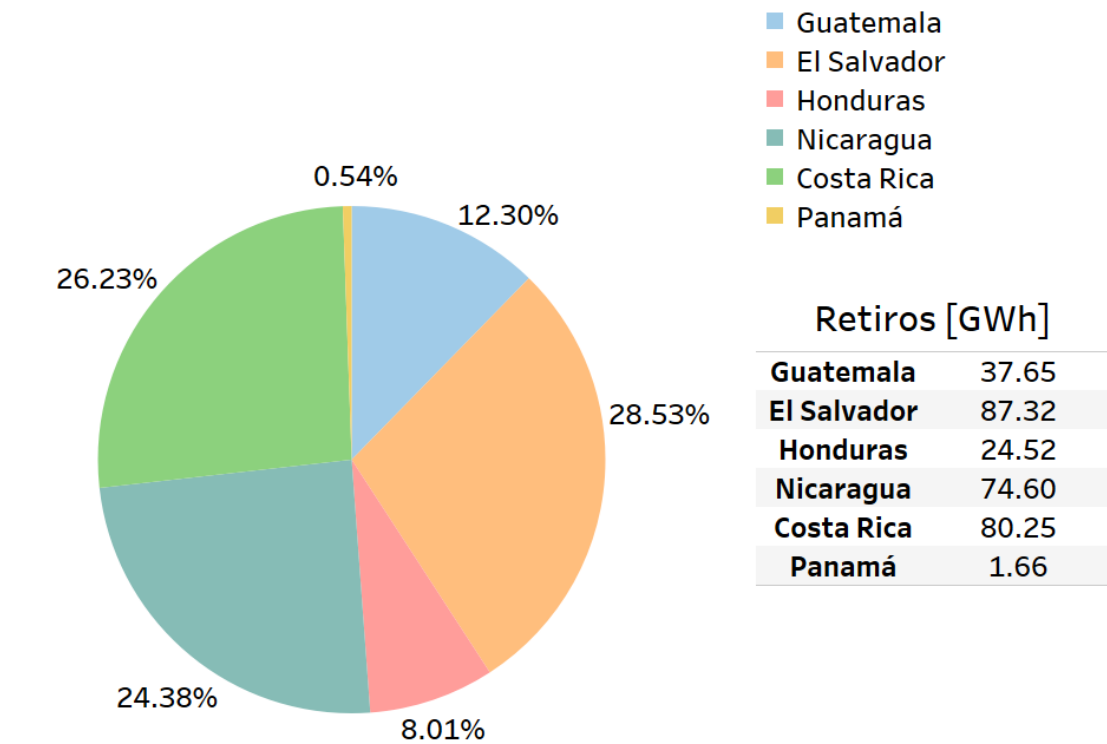
De manera similar, El Salvador y Nicaragua continúan mostrando una elevada dependencia de energía más económica del MER, tanto por la necesidad de complementar su abastecimiento como por la prioridad de atención que reciben a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), una dinámica que se ha mantenido de forma consistente desde finales de 2024 y durante 2025.

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.

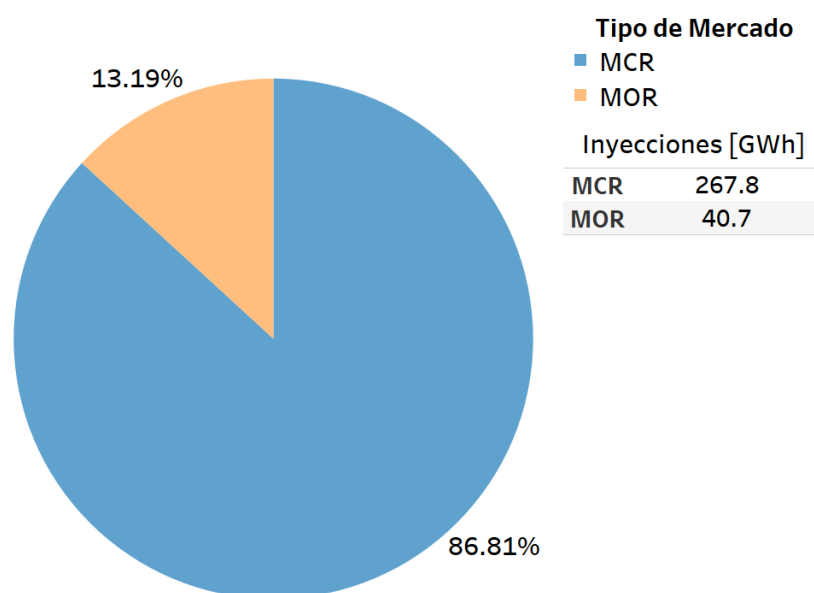
3. Transacciones por tipo de mercado

Durante el tercer mes de 2025, el 86.81% de las inyecciones de energía al MER, equivalente a aproximadamente 268 GWh, se realizó a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 13.19% restante, unos 41 GWh, correspondió a transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). En comparación con meses previos, se observa una mayor concentración de las transacciones en el MCR, consolidando su papel preponderante en la dinámica comercial del mercado durante este período.

Esta tendencia responde, en buena medida, a la persistente disminución de la generación hidroeléctrica en la región, con especial énfasis en Costa Rica, lo que ha impulsado una mayor dependencia de los contratos previamente establecidos en el MCR para asegurar el abastecimiento. Por su parte, la reducción en la participación del MOR refleja una menor disponibilidad de excedentes de generación para transacciones de corto plazo, modificando la dinámica habitual del mercado. En particular, el comportamiento de marzo muestra que el incremento en la participación del MCR prácticamente compensó la disminución registrada en el MOR respecto a febrero.

No obstante, a pesar de esta menor participación relativa, el MOR continúa siendo un componente importante para la flexibilidad operativa del MER. Su función en la gestión de las variaciones de corto plazo entre oferta y demanda sigue siendo crucial, permitiendo ajustes ágiles y eficientes frente a 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

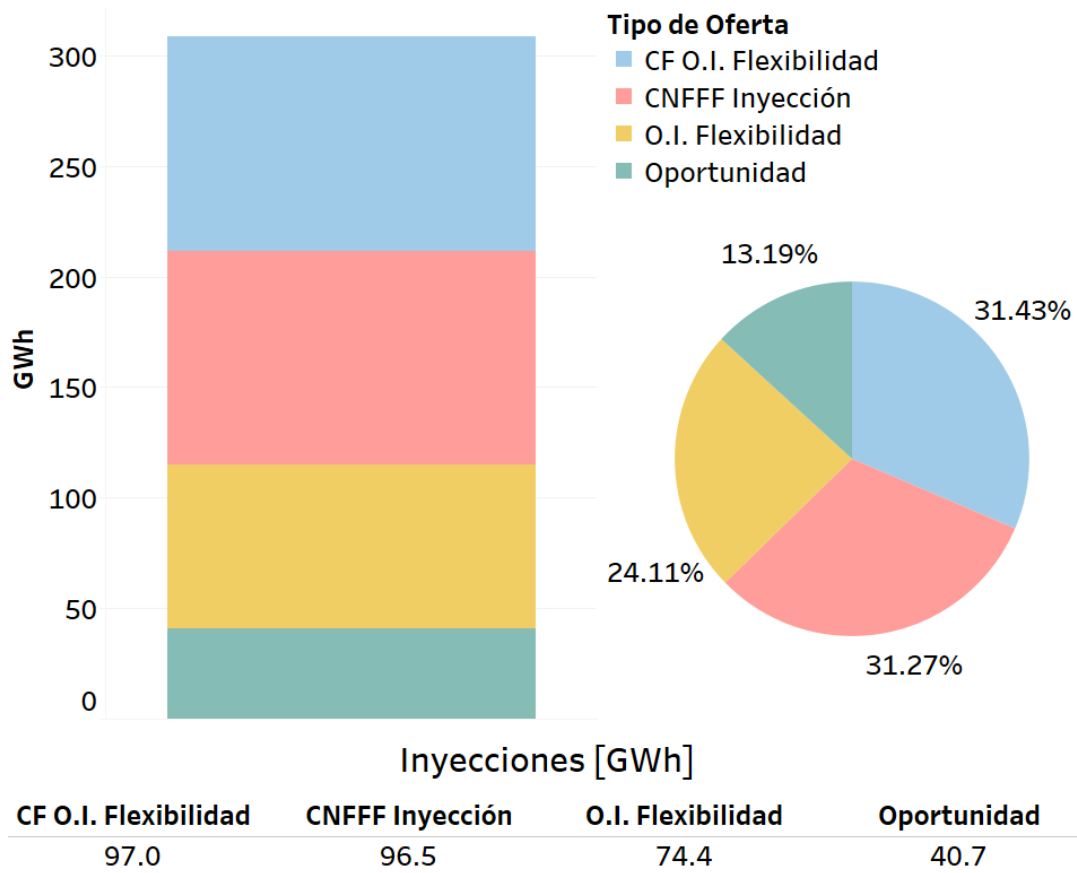
La elevada participación de los agentes en el MCR durante marzo de 2025, impulsó un incremento en las inyecciones físicas de energía al MER a través de Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF) y sus respectivas Ofertas de Flexibilidad de Inyección (O.I. Flexibilidad), en comparación con el mes anterior. En contraste, las inyecciones realizadas mediante Contratos Firmes (CF) mostraron una disminución del 13.24% respecto a febrero, asociada principalmente a la suspensión de las inyecciones de Panamá bajo este mecanismo, conforme a las disposiciones internas de su mercado local previamente mencionadas.

Desglosando la participación por tipo de oferta, las inyecciones a través de CF representaron el 31.43% del total, equivalentes a 97 GWh, mientras que las provenientes de CNFFF alcanzaron el 31.27% (96.5 GWh). Por su parte, las Ofertas de Flexibilidad vinculadas a CNFFF aportaron el 24.11% (74.4 GWh) y las Ofertas de Oportunidad contribuyeron con el 13.19% (40.7 GWh).

En cuanto a los retiros de energía registrados durante el tercer mes del año, la distribución también reflejó el impacto de la suspensión de transacciones de CF por parte de agentes panameños. Los retiros mediante CF continuaron siendo los de mayor volumen, representando el 41.42% del total (126.8 GWh), aunque evidenciaron una disminución de aproximadamente un 22.10% respecto a febrero. A estos les siguieron los retiros físicos asociados a CNFFF, con una participación del 31.53% (96.5 GWh). Los retiros a través del MOR representaron el 21.57% (66 GWh), mientras que los asociados a Ofertas de Flexibilidad de CNFFF constituyeron el 5.48% (16.8 GWh).

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

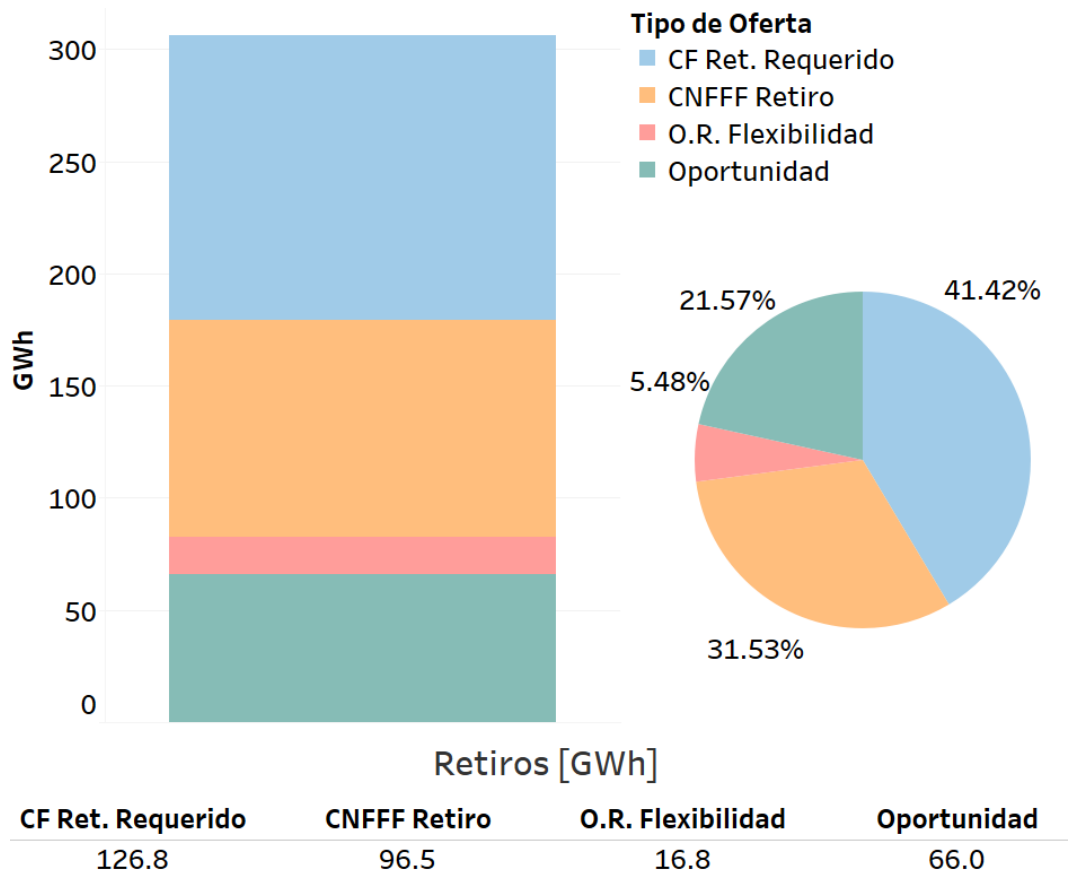
FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



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 durante marzo de 2025 fue de 132.11 USD/MWh, lo que representa una reducción del 43.26% respecto al mismo mes del año anterior, cuando se registró un valor promedio de 232.84 USD/MWh. Tal como se observa en la figura 6, el precio promedio diario de marzo de 2025 fue consistentemente inferior en todos los días del mes en comparación con los valores registrados en marzo de 2024, consolidando así una tendencia a la baja que se ha mantenido desde finales de 2024.

Esta evolución a la baja en los precios se produce a pesar de que en 2024 se registró la presencia del fenómeno climático de “El Niño”, cuyos efectos fueron particularmente intensos durante el primer cuatrimestre, provocando una significativa reducción en la

disponibilidad hidroeléctrica regional. En 2025, si bien se ha observado una disminución en la generación hidroeléctrica a partir de mediados de febrero, esta ha sido menos severa en comparación con la experimentada el año anterior, lo que ha permitido mantener una tendencia descendente en los precios del mercado.

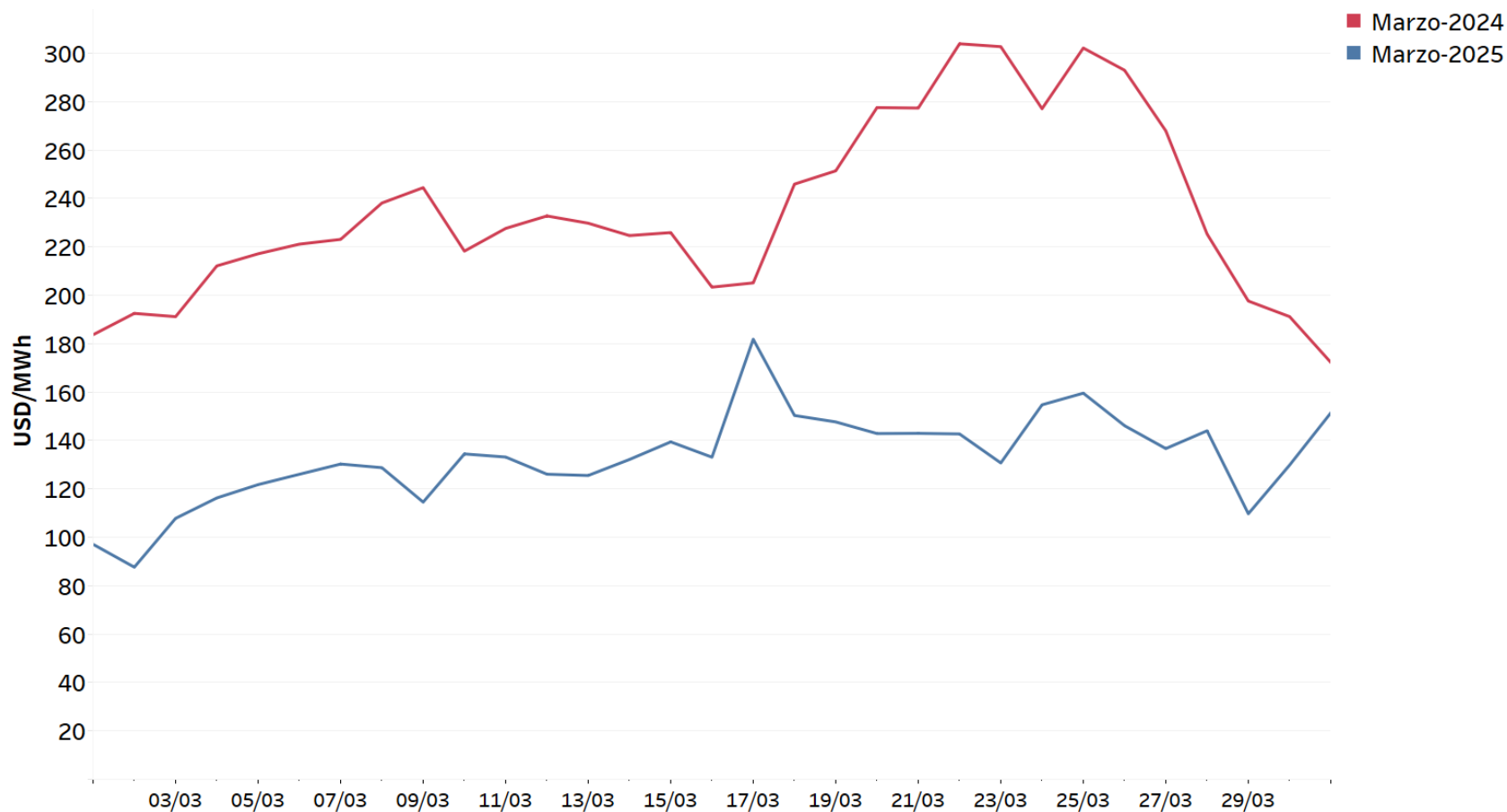
Cabe destacar que, aunque marzo de 2025 mantuvo la trayectoria descendente en los precios regionales, la magnitud de la reducción interanual fue menor que la observada en diciembre de 2024 y los dos primeros meses de 2025. Esto se explica en gran medida por la disminución sostenida de aportes hidroeléctricos, situación que, según los reportes climáticos regionales, se ha relacionado con un déficit de precipitaciones en cuencas clave de países como Guatemala, Costa Rica y Panamá.

En este contexto, la baja de precios también responde a una mayor competitividad en la oferta regional de energía, potenciada por la expansión de la generación renovable, particularmente solar y eólica en Guatemala, Honduras y Nicaragua, así como por una mayor participación de generación térmica eficiente basada en gas natural en Panamá, que ha logrado desplazar fuentes más costosas durante los periodos de menor disponibilidad hidroeléctrica.

No obstante, la disminución de la generación hidroeléctrica observada desde mediados de febrero plantea un posible cambio en la dinámica de precios en los meses siguientes de 2025, ya que el efecto de reducción de dichos precios respecto al año 2024, podría moderarse en función de la evolución del recurso hídrico y de la estacionalidad de la demanda, especialmente en la transición hacia el periodo seco en algunos países.

En conclusión, aunque marzo de 2025 continuó con la tendencia de reducción de precios observada en los meses previos, la menor disponibilidad hidroeléctrica limitó la magnitud de esta caída, enfatizando la vulnerabilidad del MER frente a la variabilidad climática. Este comportamiento refuerza la importancia de diversificar la matriz de generación regional y de implementar estrategias de gestión de riesgos técnicos y comerciales, aspectos que ya están siendo abordados por esta Comisión a través de acciones como la contratación del Grupo de Vigilancia del Mercado (GVM) durante 2025, así como con la próxima entrada en vigor, el 1 de mayo de 2025, de la Resolución CRIE-08-2025, relacionada con la modificación normativa de los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, referentes a los CNFFF y CF.

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

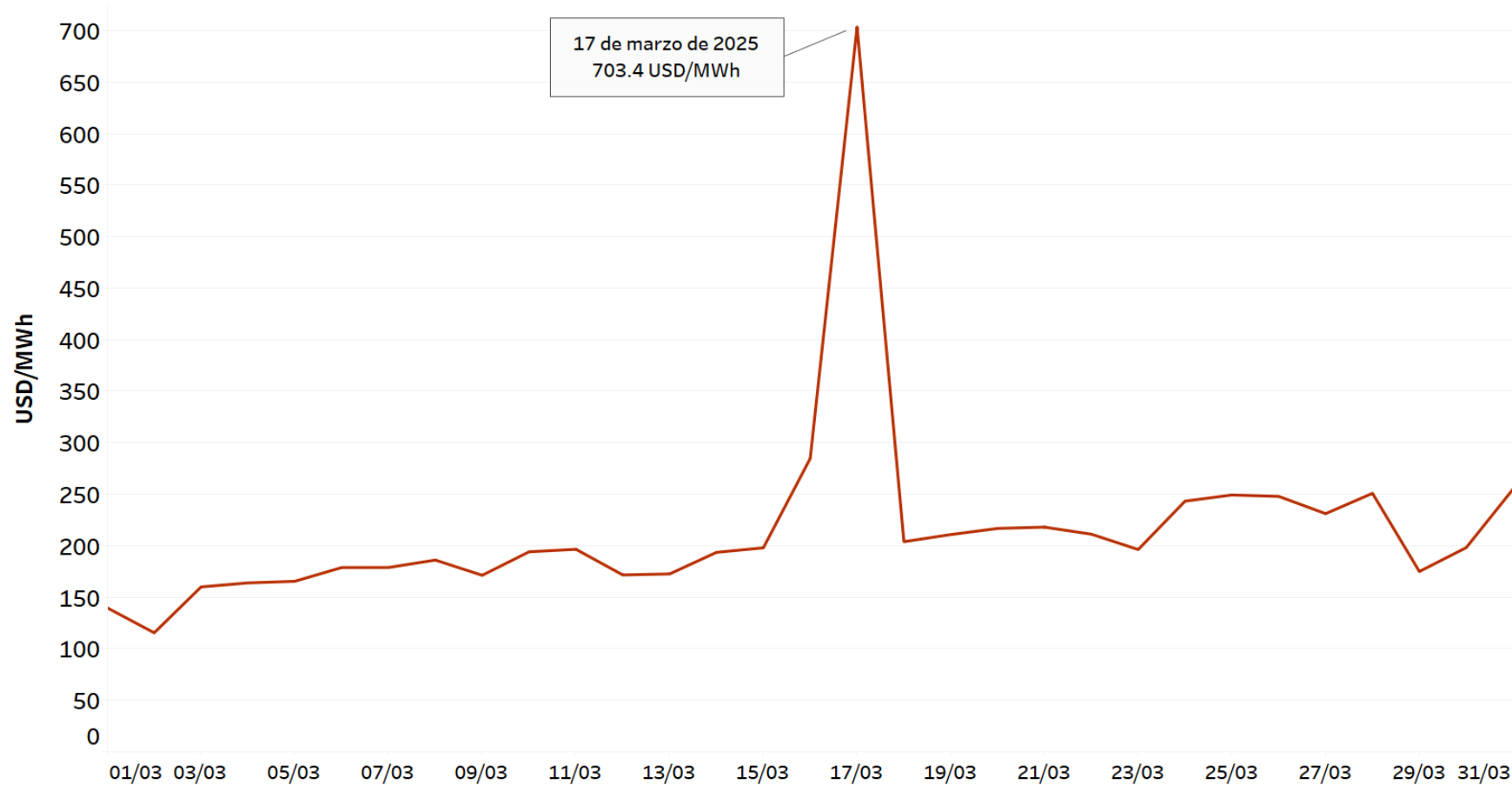


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Como se indicó previamente, el precio nodal promedio del MER en marzo de 2025 fue de 132.11 USD/MWh. En términos de precios máximos, estos se mantuvieron relativamente estables durante la mayor parte del mes. Sin embargo, este comportamiento se vio

interrumpido el 17 de marzo, cuando se registró un pico significativo de hasta 703.4 USD/MWh, atribuible a condiciones excepcionales de operación en el área de control de Panamá.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER MARZO 2025



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

Este evento se originó a partir de una solicitud de Redespacho Regional por parte del Operador del Sistema/Operador del Mercado (OS/OM) de Panamá, debido a la salida imprevista de recursos de generación correspondientes a las unidades 6 y 8 de la central térmica Bahía Las Minas. Esta indisponibilidad redujo la oferta local de generación en la zona atlántica del país, provocando un alza considerable en el precio del nodo 6059, correspondiente a la subestación Las Minas 1 de 115 kV, que además de recibir la inyección de dicha central, abastece carga asociada a la subestación France Field.

Como resultado de esta pérdida de generación, se observó un efecto en cascada sobre los precios nodales de subestaciones adyacentes como Cativa (6270), Cativa II (6290), Santa Rita (6173), Cáceres (6018) y Miraflores (6123), todas en el nivel de tensión de 115 kV. Estos nodos, al encontrarse en una zona eléctricamente próxima, también experimentaron precios elevados.

A pesar de este contexto adverso, no se despacharon ofertas de oportunidad en dichos nodos durante los periodos de mayor precio. No obstante, se registraron abastecimientos a través del MOR, como resultado de la flexibilidad de inyección de los CF que abastecieron el retiro requerido.

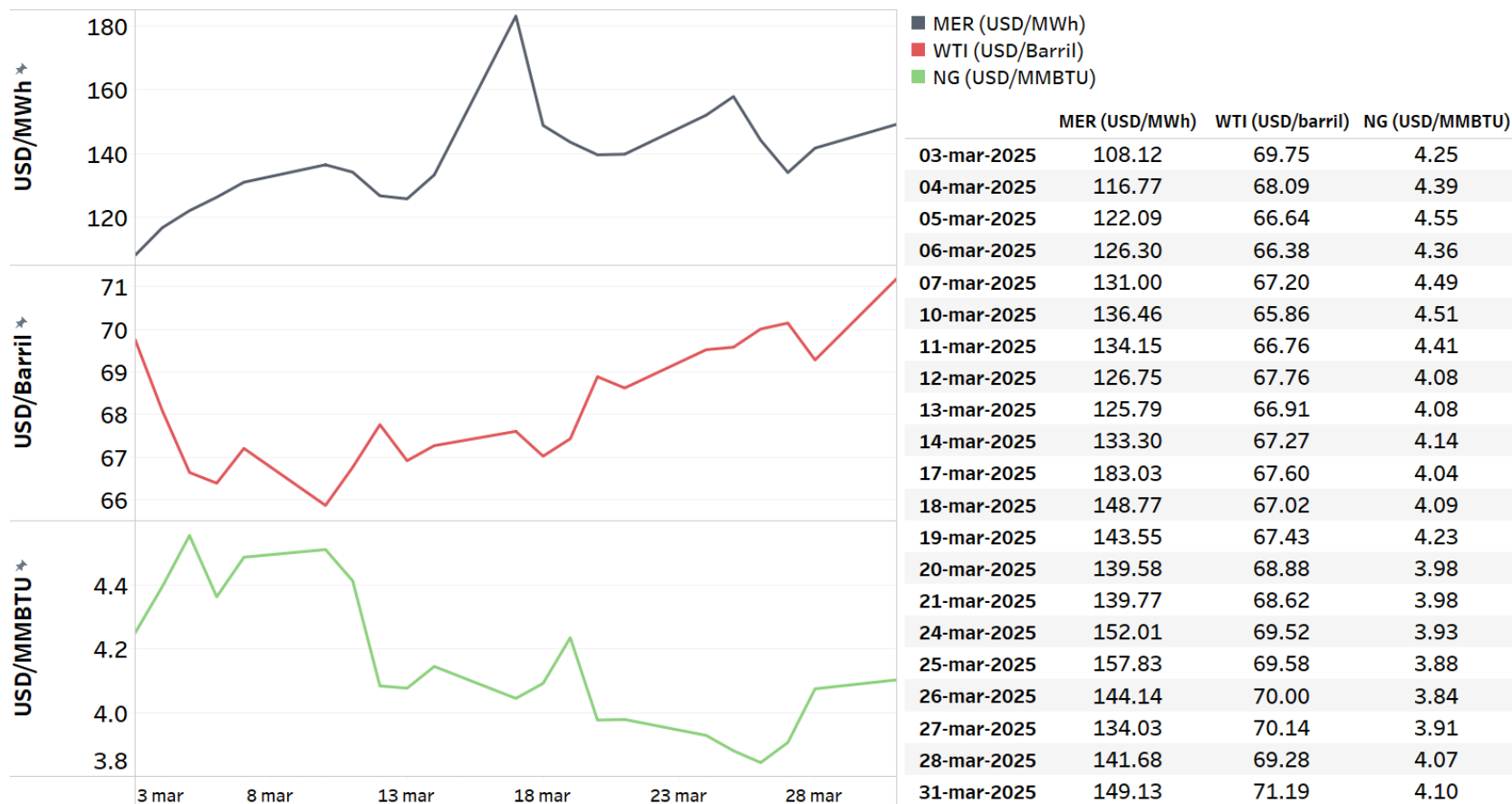
Este comportamiento pone en evidencia señales de escasez local y la necesidad de cubrir la demanda mediante importaciones regionales a precios superiores, estableciendo señales económicas relevantes.

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

En marzo de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural registraron variaciones dentro de rangos específicos, reflejando tanto la dinámica del mercado internacional de combustibles fósiles como factores regionales vinculados a la oferta y demanda de energía. El precio del barril de petróleo, con base en la referencia WTI (*West Texas Intermediate*), se ubicó entre USD 65.86 y USD 71.19. Por su parte, el precio del MMBTU (millón de BTU “*British Thermal Unit*”) de gas natural osciló entre USD 3.84 y USD 4.55.

Durante el mes analizado, se observó una correlación positiva entre el comportamiento del precio promedio del MER y el del petróleo. En contraste, la correlación entre el precio promedio del MER y el del gas natural fue negativa. Estos comportamientos se evidencian tanto en los análisis gráficos como en los resultados estadísticos obtenidos.

FIGURA 8. PRECIOS DEL MER, DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL MARZO 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

La covarianza entre el precio promedio del MER y el precio del petróleo fue positiva (4.37), indicando una relación directa: cuando el precio del petróleo aumentó, el precio del MER también tendió a incrementarse, y viceversa.

En cambio, la covarianza entre el precio promedio del MER y el precio del gas natural fue negativa (-1.75), lo que sugiere una relación inversa. Es decir, aumentos en el precio promedio del MER estuvieron asociados a disminuciones en el precio del gas natural, mientras que reducciones en el precio promedio del MER coincidieron con incrementos del precio del gas natural. Estos resultados se complementan con los coeficientes de correlación: 0.19 para el precio del petróleo y -0.50 para el del gas natural, lo cual indica una correlación positiva muy baja en el primer caso y una correlación negativa moderada en el segundo. Esto sugiere que, aunque hubo días en que los precios internacionales de los combustibles fósiles influyeron en el comportamiento del precio en el MER, su impacto no fue uniforme a lo largo del mes.

Este comportamiento pone de manifiesto que, si bien los Costos Variables de Generación (CVG) térmica influyen en la formación de precios en el MER, otros factores también desempeñan un papel clave. Entre estos se incluyen la disponibilidad de fuentes renovables, la demanda regional y las restricciones operativas en la Red de Transmisión Regional (RTR). Particularmente en marzo, continuando una tendencia iniciada desde la segunda quincena de febrero, las condiciones climáticas adversas redujeron la disponibilidad de generación hidroeléctrica en varios países, incrementando la dependencia de la generación térmica con combustibles fósiles.

En este contexto, la composición de las matrices energéticas nacionales cobró especial relevancia. Durante febrero, Panamá fue el principal inyector neto de energía al MER, apoyado en su capacidad instalada a base de gas natural. Esto contribuyó a que el precio promedio del MER estuviera relacionado con dicho combustible fósil, ya que las plantas de gas natural, por sus menores CVG respecto al carbón o los derivados del petróleo, permiten cubrir la demanda marginal sin convocar unidades más costosas. Sin embargo, en marzo, Panamá redujo significativamente sus inyecciones netas, y Guatemala asumió el liderazgo como principal oferente neto de energía en el MER.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	4.37
NG (x), MER (y)	-1.75
Coeficiente de correlación de Pearson (r)	
WTI (x), MER(y)	0.19
NG (x), MER (y)	-0.50

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

Dado que la matriz de generación guatemalteca incluye una proporción relevante de plantas térmicas a base de carbón mineral y diésel, se modificó la estructura de costos

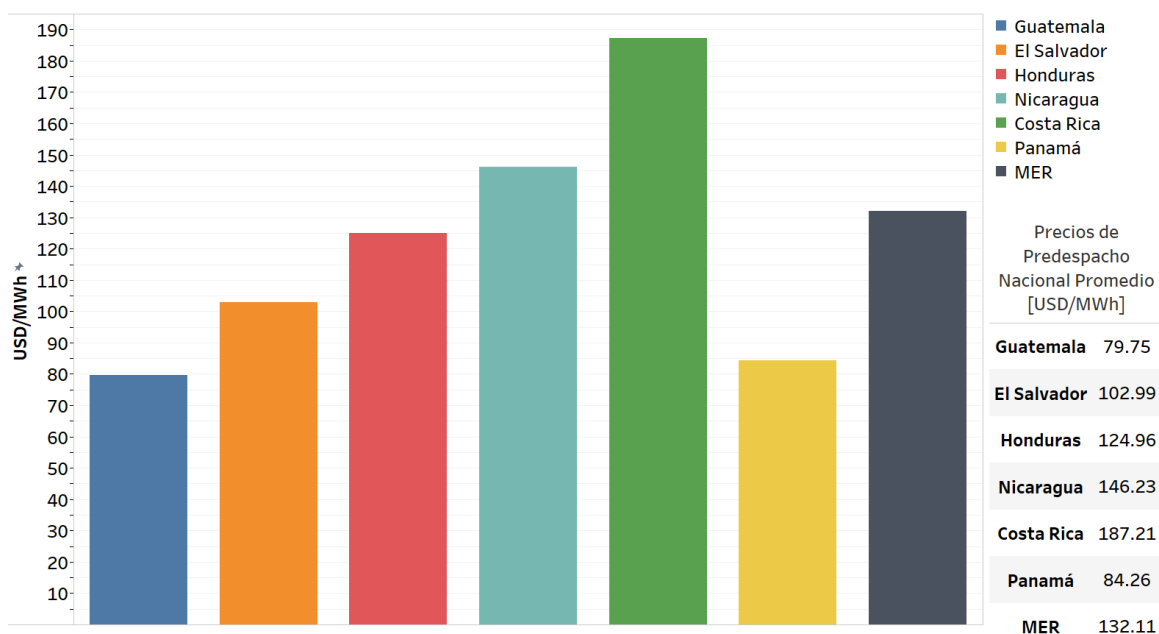
marginales en el MER, lo que, a su vez, se reflejó en un mayor nivel de precios promedio. Además, en ciertos días del mes, el precio promedio del MER pudo haber estado influenciado por el CVG asociado a la energía importada desde México.

En conclusión, el análisis de la relación entre los precios del MER y de los combustibles fósiles confirma la importancia de la generación térmica marginal en la determinación de precios nodales en las distintas áreas de control. La interacción entre los precios internacionales de las diferentes fuentes energéticas y la disponibilidad de recursos renovables regionales sigue siendo un factor clave. En este sentido, es fundamental continuar con el monitoreo detallado de las condiciones climáticas, la composición de las matrices energéticas de los países miembros y la evolución de los mercados internacionales de combustibles fósiles, a fin de comprender mejor las dinámicas de precios del MER y anticipar posibles escenarios de volatilidad.

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, según las figuras 9 y 10, que, durante marzo de 2025, el precio promedio del MER se situó por debajo de los precios promedio registrados en Nicaragua y Costa Rica, mientras que superó los precios de Guatemala, El Salvador, Honduras y Panamá.

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



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

Este comportamiento puede explicarse por la posición relativa de los países como exportadores e importadores de energía dentro del MER. Guatemala, El Salvador y Panamá se consolidaron como algunos de los principales exportadores netos. En particular, Guatemala y Panamá presentaron bajos niveles de retiro, reflejo de una cobertura interna eficiente y de excedentes de generación con costos competitivos. Este desempeño fue favorecido por condiciones propicias en sus sistemas de generación, especialmente durante todo el mes en el caso guatemalteco y en las dos primeras semanas de marzo para Panamá. En ambos casos, sus precios marginales se mantuvieron por debajo del promedio regional, lo cual facilitó una participación activa como exportadores.

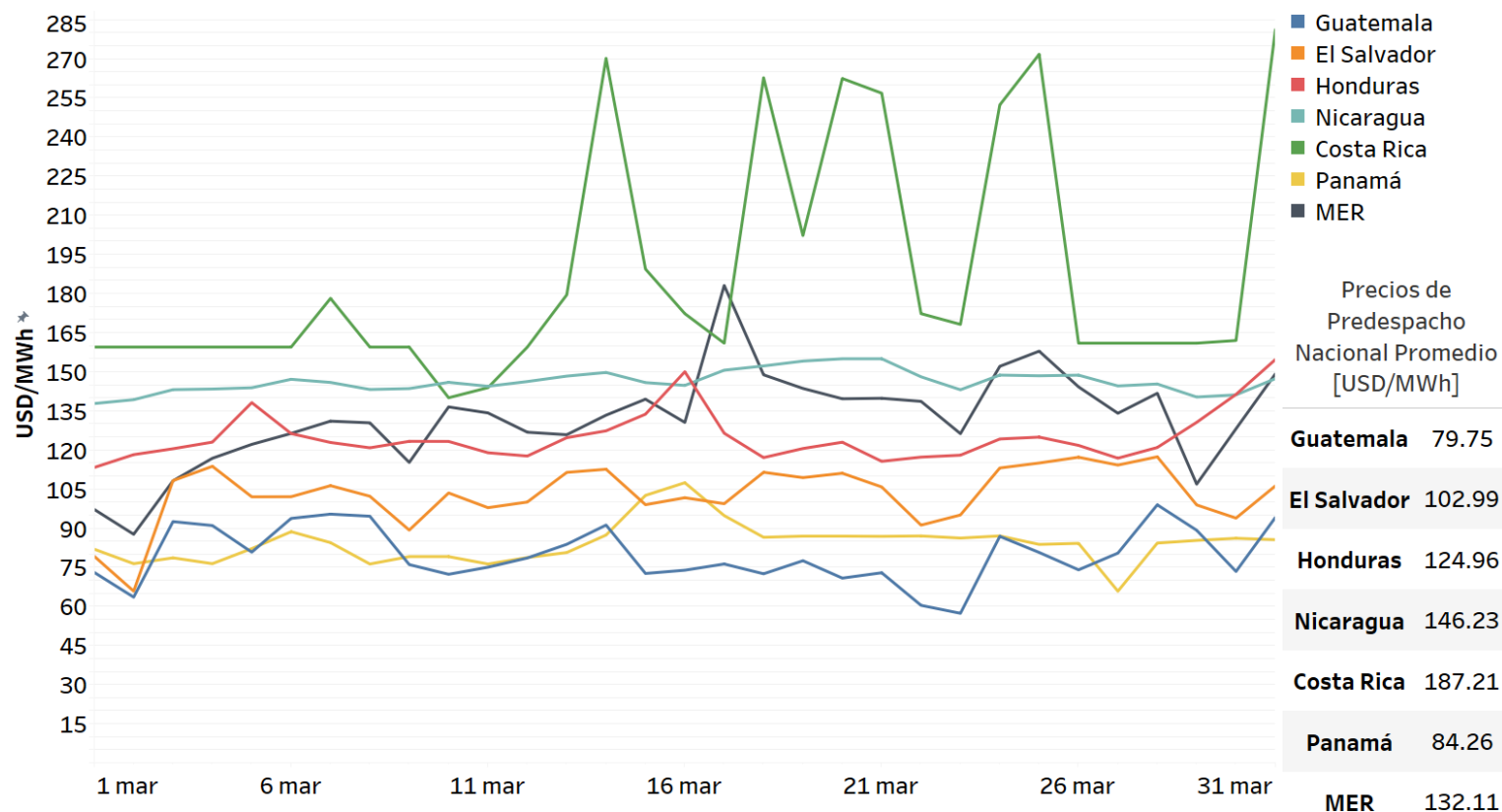
En contraste, Nicaragua y Costa Rica mostraron algunos de los precios promedio más altos de la región, junto con un mayor volumen de retiros. Esto evidencia una mayor dependencia de las importaciones regionales para cubrir su demanda a precios más competitivos. En Nicaragua, esta tendencia se mantiene desde 2024, mientras que en Costa Rica se ha intensificado como resultado de una menor disponibilidad hidroeléctrica.

La reducción en la generación hidroeléctrica incrementó la necesidad de recurrir a unidades térmicas con mayores costos operativos, lo que se tradujo en un alza de los precios locales y en una mayor necesidad de adquirir electricidad en el MER a precios relativamente más bajos. Esta dinámica pone de relieve la relevancia del intercambio regional, que permite a los países afrontar limitaciones internas mediante el acceso a ofertas más competitivas, o bien colocar sus excedentes cuando sus condiciones lo permiten.

Cabe resaltar que el marco regulatorio, y en particular el numeral 1.3 del Libro I del RMER, establece como uno de los objetivos principales del MER, beneficiar a los habitantes de los países miembros a través del abastecimiento económico y oportuno de electricidad. Esto con el fin de garantizar un suministro con mayor confiabilidad, calidad y seguridad. En esta línea, el esquema regional permite aprovechar al máximo los recursos disponibles, reducir los costos globales del sistema y fortalecer la seguridad energética en la región.

Las diferencias en la composición de las matrices de generación influyen de manera directa en el rol que desempeña cada país dentro del MER. Guatemala, con una matriz diversificada que incluye fuentes hidroeléctricas, térmicas y a base de biomasa, mantiene costos competitivos en sus operaciones. Panamá, por su parte, se destaca por su capacidad instalada a base de gas natural, lo que le permite ofertar a precios relativamente bajos en momentos de alta demanda térmica. En cambio, Nicaragua y Costa Rica dependen en mayor medida de la generación hidroeléctrica, por lo que enfrentan un aumento en sus costos cuando las condiciones climáticas no son favorables, obligándoles a recurrir a generación térmica con recursos primarios más caros.

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



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

En resumen, el análisis conjunto de los CMS nacionales, los precios del MER y las tendencias internacionales de los combustibles fósiles demuestra que la interacción entre las condiciones internas de generación, la disponibilidad de recursos renovables y el acceso a tecnologías más eficientes incide directamente en la competitividad de cada país miembro dentro del mercado. Este tipo de análisis refuerza la necesidad de monitorear permanentemente la evolución de las matrices energéticas, así como de continuar promoviendo la eficiencia operativa en el abastecimiento regional de electricidad y la respectiva expansión de la infraestructura de transmisión, en línea con los principios del RMER.

7. Monitoreo del MER

En cumplimiento de las 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 mayores volúmenes de transacciones, tanto de inyección como de retiro. Además, debe identificar y dar seguimiento a aquellos que presentan precios atípicos en sus ofertas dentro del MCR y 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 Regulación Regional.

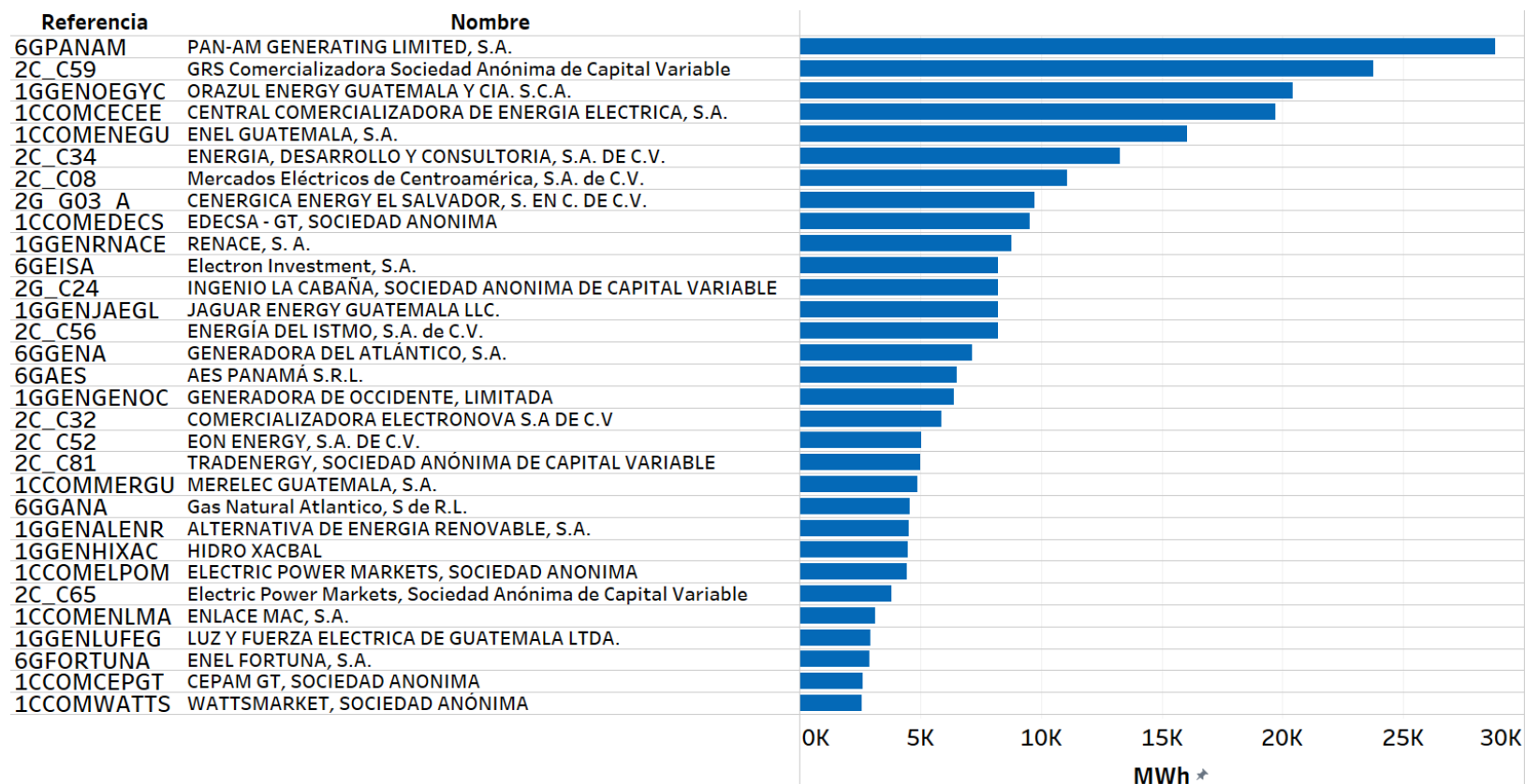
7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

Durante marzo de 2025, el agente *PAN-AM Generating Limited, S.A.* (6GPANAM), de Panamá, se posicionó como el principal vendedor de energía en el MER, con una inyección de 28,808 MWh, equivalente al 9.34% del total mensual. Este resultado rompe la tendencia observada en diciembre de 2024, así como en enero y febrero de 2025, cuando el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) lideró el volumen de energía inyectada.

En segundo lugar, se ubicó *GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable* (2C_C59), de El Salvador, con 23,776 MWh (7.71%), seguido por *Orazul Energy Guatemala y Cía. S.C.A.* (1GGENOEGYC), de Guatemala, que aportó 20,440 MWh (6.63%). Estos tres agentes provienen de los países con mayores niveles de inyección durante el mes analizado.

En el caso específico de 6GPANAM, el alto volumen registrado durante la primera mitad del mes se relaciona con una elevada disponibilidad de generación en el en el área de control de Panamá. No obstante, durante las últimas semanas de marzo se presentaron condiciones internas menos favorables para la exportación, lo que llevó a la suspensión de transacciones asociadas a CF, debido a disposiciones del mercado local, lo que desencadenó a que se limitara la capacidad de inyección al MER hacia el cierre del mes.

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER MARZO 2025



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

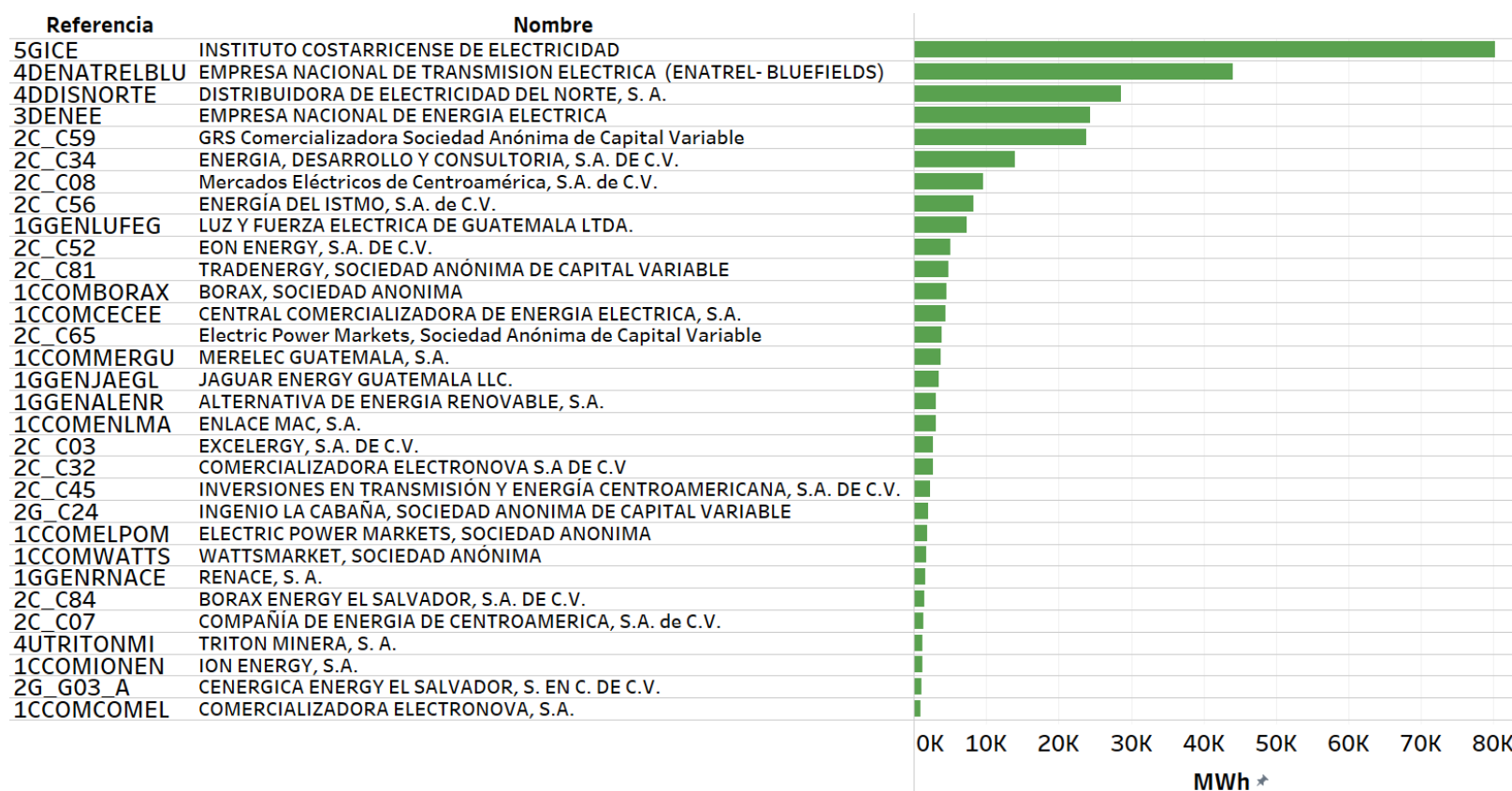
7.2. Agentes que más retiraron energía del MER

En cuanto a los retiros, el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) se posicionó como el principal comprador del MER durante marzo, con un volumen de 80,255 MWh, equivalente al 26.23% del total mensual. Le siguió la *Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL-Bluefields* (4DENATRELBLU), de Nicaragua, con 44,047 MWh (14.39%), luego de haber liderado los retiros en enero

y febrero de 2025. También de Nicaragua, la *Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.* (4DDISNORTE), se ubicó en tercer lugar con 28,567 MWh (9.34%).

Estos tres agentes concentraron los mayores volúmenes de retiro durante el mes, lo que refleja una elevada dependencia de las importaciones del MER para atender la demanda en sus áreas de control. Esta situación es consistente con el papel de Costa Rica y Nicaragua como principales compradores durante el período analizado.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER MARZO 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 el tercer mes de 2025, al igual que en enero y febrero del mismo año, el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) presentó ofertas de inyección con precios significativamente elevados (≥ 400 USD/MWh). En este contexto, Costa Rica registró el CMS más alto de la región, con un promedio mensual de 187.21 USD/MWh. Además, se observaron incrementos relevantes en los CMS diarios de dicho país a lo largo del mes, especialmente a partir de la segunda semana, en coincidencia con la disminución sostenida de generación hidroeléctrica que lo afecta desde la segunda quincena de febrero.

Las ofertas del 5GICE, con un precio promedio de 610.19 USD/MWh, han sido previamente justificadas por el propio agente, argumentando que corresponden a excedentes de generación de la planta térmica Moín III (diésel). Asimismo, el agente ha señalado que estos valores por encima de los 600 USD/MWh, reflejan el impacto del impuesto nacional sobre el uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica, lo que eleva sus costos en comparación con otros países de la región. En condiciones como las observadas durante marzo, los excedentes ofrecidos al MER corresponden exclusivamente a generación térmica, lo cual es habitual en escenarios de limitada disponibilidad hidroeléctrica.

Por otro lado, el agente *Alternativa de Energía Renovable, S.A.* (1GGENALENR), de Guatemala, también presentó ofertas de inyección con precios elevados (≥ 400 USD/MWh), aunque en volúmenes considerablemente menores que los del 5GICE. Es la primera vez, tanto en 2024 como en lo que va de 2025, que este agente declara precios de esa magnitud. Dado que sus centrales son de origen hidroeléctrico, esta Comisión solicitó las justificaciones técnico-económicas correspondientes que sustenten dicha estrategia de oferta.

Cabe señalar que de las ofertas realizadas por el 5GICE se despacharon 44.61 MWh, por lo que dichas ofertas influyeron en la formación de señales de precio durante el mes, especialmente en un contexto marcado por la reducción sostenida de generación hidroeléctrica en la región y por la suspensión de transacciones asociadas a CF de agentes panameños. En cambio, ninguna de las ofertas de 1GGENALENR resultó despachada.

La CRIE mantiene un monitoreo permanente sobre la evolución de estas declaraciones de precios, con el fin de evaluar su impacto en la formación de precios en el sistema regional. Hasta la fecha, ningún otro agente ha registrado ofertas de inyección en el MOR con precios significativamente elevados durante 2025.

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	63,948.00	44.61	610.19	612.00
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	28.17	0.00	447.18	448.41

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 mes analizado, cuatro agentes de Guatemala presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh, correspondientes a energía asociada a CF. A continuación, se detalla la participación de cada uno:

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	18,600.00
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	14,879.16
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	175.00
1GGENLUFEG	LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.	136.80

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

- *Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A.* (1CCOMCECEE) lideró nuevamente este tipo ofertas, concentrando el 55.04% del total.
- *Enel Guatemala, S.A.* (1CCOMENEGU), también de Guatemala, ocupó el segundo lugar con una participación del 44.03%, luego de haber encabezado las declaraciones en febrero.
- En total, del volumen de energía declarado mediante ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a los CF (127 GWh), el 26.66% fue ofertado con precios de 0 USD/MWh, manteniendo la tendencia porcentual observada en el mes anterior.

Los agentes involucrados, con excepción de 1GGENLUFEG, quien recientemente ha adoptado esta práctica, han explicado previamente a la CRIE los motivos de estas declaraciones. Entre las principales razones destacan:

- Asegurar que la generación utilizada para atender los retiros provenga exclusivamente del área de control correspondiente.
- 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 la Regulación Regional no contempla actualmente mecanismos específicos para establecer límites de precios en este tipo de ofertas, lo cual puede abrir espacio a prácticas que, en determinadas circunstancias, afecten la eficiencia y transparencia del MER. Por esta razón, la CRIE mantiene un monitoreo constante sobre su evolución y su incidencia en la formación de precios.

Al igual que en el caso de las ofertas con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh, esta Comisión da seguimiento detallado a aquellas declaradas a 0 USD/MWh, ya que esta práctica convierte los CF en compromisos físicos y puede alterar la dinámica del MER. En ese sentido, se solicitaron las justificaciones técnico-económicas correspondientes al agente 1GGENLUFEG.

Finalmente, es importante destacar que, en ocasiones anteriores, la intervención oportuna de la CRIE, mediante requerimientos formales de justificación a los agentes involucrados, ha contribuido a que algunos ajusten sus procesos internos. Como resultado, se ha observado una mayor alineación de los precios ofertados con las condiciones reales del MER.

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

En marzo de 2025, ocho agentes presentaron ofertas de retiro en el MOR con precios de compra iguales o inferiores 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 provino de agentes de El Salvador, los cuales concentraron el 90.34% del volumen total requerido bajo estas condiciones de precio.

Por su parte, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE), de Honduras, representó el 9.43%, mientras que el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE), de Costa Rica, aportó el 0.23%. Esta distribución es muy similar a la observada en el mes anterior, donde siete agentes salvadoreños, junto con los representantes de Honduras y Costa Rica, también realizaron ofertas de retiro de energía del MER con precios en ese rango.

La información detallada se presenta a continuación 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	10,440.00	5.00	5.00
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.	8,700.00	3.45	3.00
3DENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	2,170.00	10.00	10.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	960.09	1.00	1.00
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	660.00	1.00	1.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	52.80	0.50	0.50
2C_C70	Comercializadora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.	24.00	10.00	10.00
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	8.00	7.50	7.50

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

Durante el período analizado, los agentes salvadoreños volvieron a presentar ofertas de retiro con precios tan bajos como 1 USD/MWh, mientras que el precio promedio diario del MER se mantuvo constantemente por encima del CMS de El Salvador. En promedio, el CMS de este país fue de 102.99 USD/MWh, en comparación con un precio promedio regional de 132.11 USD/MWh.

Por su parte, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE), de Honduras, y el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) también realizaron ofertas de compra con precios bajos, llegando hasta 10 USD/MWh y 0.50 USD/MWh, respectivamente.

En este contexto, se observan ciertas similitudes entre los CMS promedio mensuales por país:

- Honduras registró uno de los niveles más altos, con un CMS de 124.96 USD/MWh.
- Costa Rica presentó el CMS más elevado de la región, con un promedio de 187.21 USD/MWh.

La CRIE mantiene una vigilancia continua sobre este tipo de ofertas de retiro en el MOR, con especial atención a los agentes salvadoreños, quienes concentran la mayor cantidad de ofertas con precios bajos. La diferencia significativa entre sus CMS y los precios declarados en sus ofertas de compra representa un aspecto clave para el análisis de su impacto en la eficiencia del mercado y en la formación de precios a nivel regional.

En línea con esta labor de supervisión y vigilancia, también se ha solicitado información a los agentes que han declarado ofertas de retiro con precios iguales o superiores a 10 USD/MWh. El objetivo es realizar un análisis integral que permita verificar el cumplimiento de la Regulación Regional y asegurar una operación eficiente y transparente del MER.

8. Indicadores técnicos

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

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el Ente Operador Regional (EOR) sobre las MCTP para marzo 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	210	200	10
Media	300	250	270	10
Mínima	300	220	290	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 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	280	200
Mínima	300	250	300	200

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

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

(*) Los valores mostrados en las tablas 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 marzo de 2025

Tres eventos provocaron la activación del EDACBF durante marzo, los cuales se resumen en la siguiente tabla:

TABLA 7. EVENTOS QUE PROVOCARON LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF MARZO 2025

Fecha	Hora	Resumen de la Descripción del Origen del Evento
01/03/2025	09:22:05	Disparo de 122 MW de generación en el área de control de El Salvador y 1,401 MW de generación en el área de control de Honduras (apagón general en Honduras). Lo anterior se originó por falla en la subestación 15 de Septiembre 115 kV del área de control de El Salvador.
15/03/2025	22:28:00	Incendio en la subestación PAN-AM del área de control de Panamá, lo que originó un desbalance entre carga y generación en dicha área de control.
19/03/2025	10:34:55	Se registró déficit de generación en el área de control de Panamá por variación en centrales fotovoltaicas y toma de carga del horno de arco eléctrico de Sidegua en el área de control de Guatemala.

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

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

Los montos de carga que se desconectaron en el Sistema Eléctrico Regional (SER) derivado de los eventos anteriormente descritos, así como las frecuencias mínimas registradas y las etapas del EDACBF que actuaron, se detallan a continuación:

TABLA 8. FRECUENCIA REGISTRADA Y CARGA DESCONECTADA DURANTE EVENTOS MARZO 2025

Fecha	Hora	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF que actuaron en el SER	Total de Carga Desconectada en el SER [MW]
01/03/2025	09:22:05	58.880	1era., 2da. y 3era.	1,660.30
15/03/2025	22:28:00	59.329	1era.*	26.30
19/03/2025	10:34:55	59.180	1era.	256.17

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

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

*Activación parcial únicamente en el área de control de Costa Rica