



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

# INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

INFORME SV-19-2026

FEBRERO  
2026

UNA VISTA  
AL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

## Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el Mercado Eléctrico Regional (MER)	3
2.	Transacciones por país miembro	4
2.1.	Excedentes de energía disponibles	4
2.2.	Inyecciones	6
2.3.	Retiros	8
3.	Transacciones por tipo de mercado	10
4.	Transacciones por tipo de oferta	12
4.1.	Inyecciones	13
4.1.1.	Análisis	14
4.2.	Retiros	14
4.2.1.	Análisis	15
5.	Transacciones por tipo de actividad de los agentes	16
6.	Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)	19
6.1.	Precios máximos del MER	20
6.1.1.	Dinámica general de los precios máximos	20
7.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	23
7.1.	Correlación estadística	23
8.	Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)	27
8.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER	29
8.2.	Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER	31
9.	Monitoreo del MER	33
9.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	33
9.2.	Agentes que más retiraron energía del MER	35
9.3.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	37
9.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	39
9.5.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	40
10.	Indicadores técnicos	42
10.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)	42
10.2.	Eventos regionales	42

## Índice de Figuras

Figura 1. Excedentes ofrecidos al MER por país miembro .....	5
Figura 2. Inyecciones al MER por país miembro .....	8
Figura 3. Retiros del MER por país miembro .....	10
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	11
Figura 5. Inyecciones al MER por tipo de oferta .....	13
Figura 6. Retiros del MER por tipo de oferta .....	15
Figura 7. Inyecciones al MER por tipo de actividad de los agentes .....	17
Figura 8. Retiros del MER por tipo de actividad de los agentes.....	18
Figura 9. Variación intermensual del consumo interno por país miembro .....	19
Figura 10. Precios promedio diarios del MER .....	21
Figura 11. Precios máximos diarios del MER.....	22
Figura 12. Precios del MER y de los combustibles fósiles .....	26
Figura 13. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales y en el MER .....	28
Figura 14. Precios promedio diarios en los mercados nacionales y en el MER .....	30
Figura 15. Correlación y Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales .....	32
Figura 16. Agentes con más inyecciones al MER .....	34
Figura 17. Agentes con más retiros del MER .....	36

## Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles .....	25
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los precios nacionales .....	31
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales.....	32
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh.....	38
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	40
Tabla 6. Agentes con precios de retiro 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. Eventos que afectaron la operación regional en febrero 2026.....	43

## 1. Resumen de actividades relevantes en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Mediante Resolución No. CRIE-05-2026 (emitida el 19 de febrero de 2026) 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-37-2025, únicamente en cuanto al reconocimiento de los montos siguientes: QUINCE MIL SETECIENTOS SETENTA Y CINCO DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 15,775) en concepto del servicio de Seguridad, Salud e Higiene Ocupacional y TRESCIENTOS QUINCE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 315) correspondiente al ajuste del rubro de imprevistos.”.*

*“(...) **MODIFICAR** el Resuelve Primero de la resolución CRIE-37-2025, con el fin de ajustar el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) correspondiente al año 2026 en DIECISÉIS MIL NOVENTA DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 16,090) adicionales, pasando dicho presupuesto de un monto de DIEZ MILLONES CIENTO ONCE MIL NOVECIENTOS SETENTA Y SIETE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 10,111,977) a un monto de DIEZ MILLONES CIENTO VEINTIOCHO MIL SESENTA Y SIETE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 10,128,067). (...)”.*

Fuente: [crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/02/Certificaci%C3%B3n-de-EOR-resoluci%C3%B3n-RR-CRIE-37-2025.pdf](https://www.crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/02/Certificaci%C3%B3n-de-EOR-resoluci%C3%B3n-RR-CRIE-37-2025.pdf)

Mediante Resolución No. CRIE-06-2026 (emitida el 26 de febrero de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **MODIFICAR** el literal ‘s’ del artículo 20 del Reglamento Interno CRIE, relacionado con las funciones de la Junta de Comisionados, para que se lea de la siguiente manera: // ‘s) Autorizar los egresos de la CRIE por sumas superiores a los doce mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 12,000.00) o su equivalente en moneda del país Sede.’”.*

*“(...) **MODIFICAR** los literales ‘b’ y ‘j’ del artículo 21 del Reglamento Interno CRIE, relacionado con las funciones y responsabilidades del Presidente de la Junta de Comisionados, para que se lean de la siguiente manera: // ‘b) Suscribir los actos, contratos y convenios de carácter administrativo que por poseer la representación legal de la Comisión le competan. Cuando estos actos, contratos o convenios impliquen egresos superiores a los doce mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 12,000.00) o su equivalente en moneda del país Sede, deberán ser aprobados por la Junta de Comisionados;’ // ‘j) Otorgar poder al Secretario Ejecutivo para la suscripción de actos y contratos que impliquen egresos de hasta los dos mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 12,000.00) o su equivalente en moneda del país Sede;’”.*

*“(...) **MODIFICAR** el literal ‘z)’ del artículo 29 del Reglamento Interno CRIE, relacionado con las funciones del Secretario Ejecutivo, para que se lea de la siguiente manera: // ‘z) Autorizar todo egreso de la CRIE hasta la suma de doce mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 12,000.00) o su equivalente en moneda del país Sede’.”.*

Fuente: [crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/03/Certificacion-de-Resolucion-CRIE-06-2026.pdf](https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/03/Certificacion-de-Resolucion-CRIE-06-2026.pdf)

---

## 2. Transacciones por país miembro

Durante febrero de 2026, el comportamiento de los excedentes de energía disponibles en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y, en consecuencia, de las transacciones regionales, estuvo determinado principalmente por la interacción de varios factores relevantes que incidieron de manera diferenciada en cada país miembro:

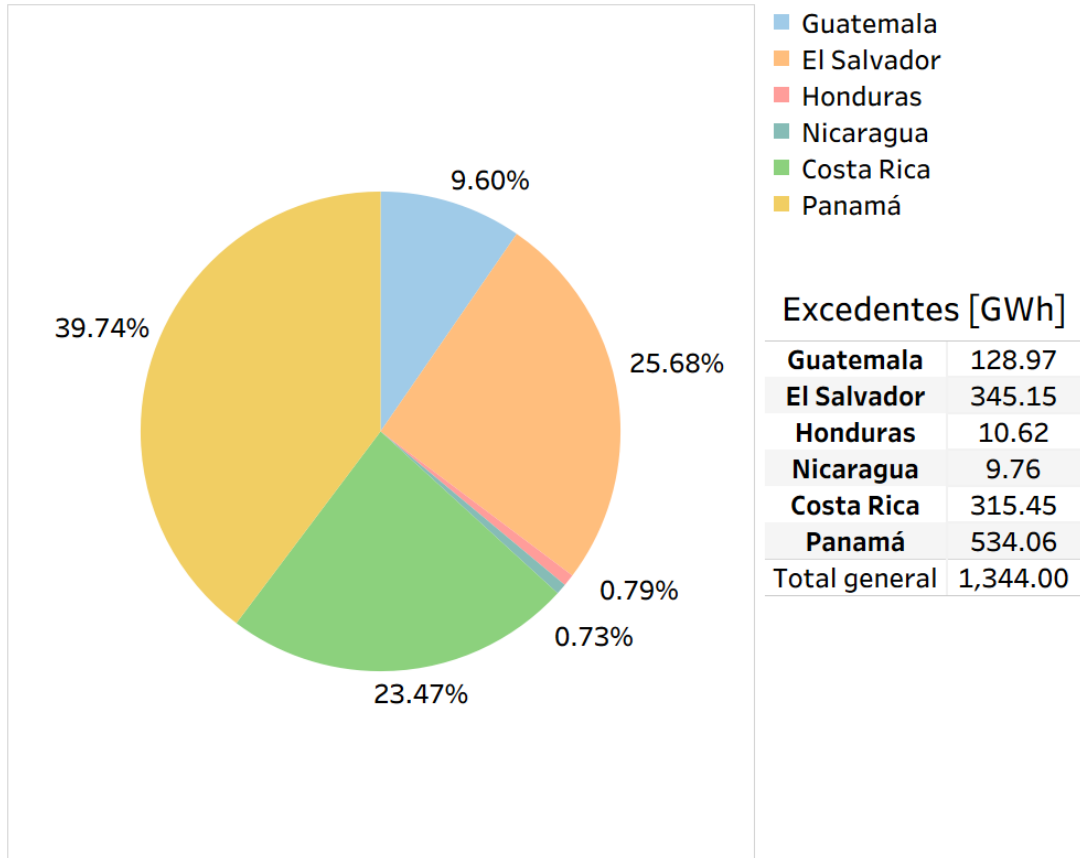
- ✓ Las condiciones climáticas estacionales propias de la época seca en la región.
- ✓ La transición hacia la finalización del período de zafra.
- ✓ La reducción del consumo interno en todos los países miembros y, por ende, de la demanda regional.
- ✓ La recomposición de la matriz de generación regional, caracterizada especialmente por la disminución de los aportes renovables de origen hidroeléctrico, eólico, geotérmico y a base de biomasa.

En términos generales, estos factores redefinieron la dinámica de disponibilidad de excedentes de energía durante febrero de 2026, lo cual se reflejó en la reducción intermensual de las inyecciones y retiros en el MER en la mayoría de los países miembros.

### 2.1. Excedentes de energía disponibles

Previo al análisis de las transacciones por país miembro, por tipo de mercado, por tipo de oferta y por tipo de actividad de los agentes, resulta pertinente examinar el comportamiento de la energía ofrecida al MER durante febrero de 2026 (véase la Figura 1).

FIGURA 1. EXCEDENTES OFRECIDOS AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

Los volúmenes observados en la Figura 1 corresponden a la suma de las ofertas de oportunidad y de los compromisos contractuales<sup>1</sup>, en ambos casos de inyección, los cuales se materializan posteriormente en transacciones regionales en función de las condiciones operativas del MER.

Al respecto, la energía disponible para realizar transacciones en el mercado regional mantiene una relación directa con el comportamiento de la matriz de generación de cada país miembro. En este sentido, se observa que Panamá se consolidó, como el principal oferente de excedentes de energía, con una participación del 39.74% del total regional (534.06 GWh), seguido por El Salvador con un 25.68% (345.15 GWh) y Costa Rica con un 23.47% (315.45 GWh). En un segundo nivel se ubicó Guatemala con una participación de 9.60% (128.97 GWh).

Por su parte, Honduras y Nicaragua presentaron nuevamente aportes marginales de excedentes, con participaciones de 0.79% (10.62 GWh) y 0.73% (9.76 GWh), respectivamente. En el caso particular de Nicaragua, si bien se registró cierto volumen de energía ofrecida al MER durante el mes, este fue considerablemente limitado, lo cual resulta

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

consistente con el hecho de que la mayor parte de la energía disponible en su área de control se encuentra comprometida en contratos con las empresas distribuidoras nacionales, restringiendo la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el mercado regional.

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

Cabe destacar que, si bien existe la obligatoriedad regulatoria de presentar ofertas de oportunidad al MER por parte de los agentes de cada país miembro, la cantidad de dichas ofertas puede verse limitada por los requerimientos de cobertura de la demanda interna y por la disponibilidad efectiva de recursos de generación en cada sistema eléctrico nacional<sup>2</sup>.

## 2.2. Inyecciones

El volumen total de inyecciones al MER alcanzó 282.18 GWh en febrero de 2026 (véase la Figura 2), lo que representó una disminución del 16.06% respecto a enero del mismo año. Panamá, Guatemala y El Salvador se consolidaron nuevamente como los principales países exportadores, en ese mismo orden, concentrando en conjunto más del 80% de la energía inyectada al mercado regional durante el mes analizado:

- ✓ **Panamá (102.00 GWh – 36.15%):** Se consolidó como el principal exportador del MER, a pesar de registrar una disminución considerable de 34.63 GWh en sus inyecciones respecto al mes previo. Este comportamiento se produjo aun cuando fue el único país miembro que registró incrementos en la generación eólica (+11.62 GWh) e hidroeléctrica (+30.53 GWh); no obstante, la reducción de la demanda regional influyó en el requerimiento de energía de los demás países miembros.
- ✓ **Guatemala (75.86 GWh – 26.88%):** Registró una disminución relevante de 38.08 GWh en sus inyecciones con relación al mes previo. Esta contracción estuvo asociada principalmente a la reducción de la generación hidroeléctrica (-92.10 GWh), a base de biomasa (-29.01 GWh) y eólica (-9.83 GWh).
- ✓ **El Salvador (54.93 GWh – 19.46%):** Presentó una disminución significativa de 28.07 GWh en sus inyecciones respecto a enero de 2026. Este resultado se explica, fundamentalmente, por la caída de la generación hidroeléctrica (-30.96 GWh) y geotérmica (-10.65 GWh).

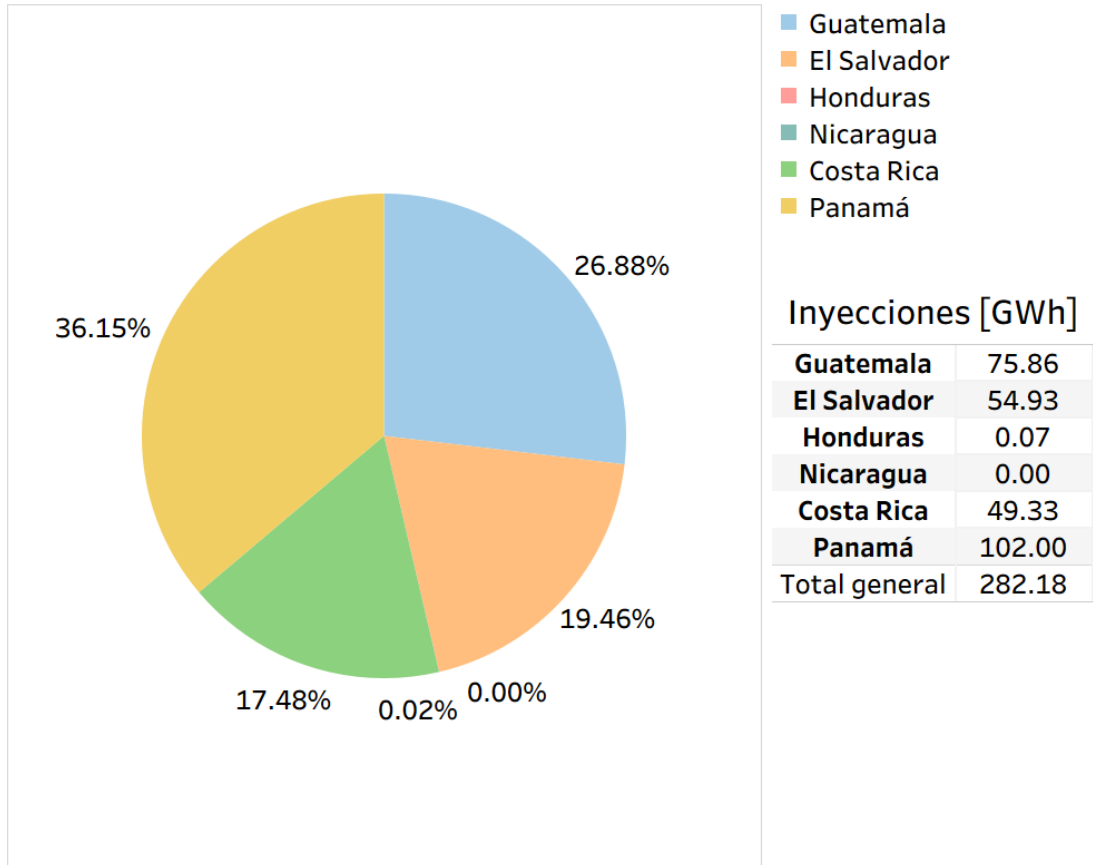
---

<sup>2</sup> Literal b), numeral 5.2.2 del Libro II del RMER.

- ✓ **Costa Rica (49.33 GWh – 17.48%):** Experimentó un aumento intermensual relevante de 47.29 GWh en sus inyecciones al MER, siendo el único país miembro que registró un incremento en dicho rubro durante febrero de 2026. Este resultado se dio en un contexto de reducción del aporte de todas las tecnologías de generación en el país; no obstante, la disminución considerable del consumo interno (-87.21 GWh) permitió mantener niveles significativos de inyecciones al mercado regional. Este comportamiento es consistente con la matriz de generación de Costa Rica, caracterizada por el predominio de fuentes renovables, lo que le permitió ofertar energía a precios competitivos en el contexto del mes analizado.
- ✓ **Honduras (0.07 GWh – 0.02%):** Registró una disminución de 0.48 GWh en sus inyecciones respecto a enero de 2026, manteniendo una participación marginal en el MER. Este comportamiento se explica, en buena medida, por la reducción de la generación hidroeléctrica (-25.32 GWh) y eólica (-14.67 GWh).
- ✓ **Nicaragua (0.00 GWh – 0.00%):** No registró inyecciones al MER durante febrero de 2026, manteniendo la tendencia observada desde 2025. Cabe destacar que el país experimentó disminuciones intermensuales relevantes en la generación a base de biomasa (-20.92 GWh), hidroeléctrica (-8.16 GWh) y geotérmica (-7.15 GWh), lo que, aunado a la alta proporción de energía interna comprometida contractualmente en el mercado local, limitó la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el MER.

En ese sentido, la reducción intermensual observada en las inyecciones regionales durante febrero de 2026 refleja, principalmente, la disminución de la generación proveniente de fuentes renovables, particularmente hidroeléctrica, eólica, geotérmica y a base de biomasa, en la mayoría de los países miembros, así como la reducción de la demanda regional, lo que influyó en el comportamiento de las exportaciones al MER.

FIGURA 2. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

### 2.3. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó 281.72 GWh en febrero de 2026 (véase la Figura 3), lo que representó una disminución del 16.98% respecto al volumen registrado en enero del mismo año. Este comportamiento refleja, principalmente, la reducción de la demanda regional. Cabe destacar que, una vez más, Nicaragua se consolidó como el principal importador del MER durante el mes analizado:

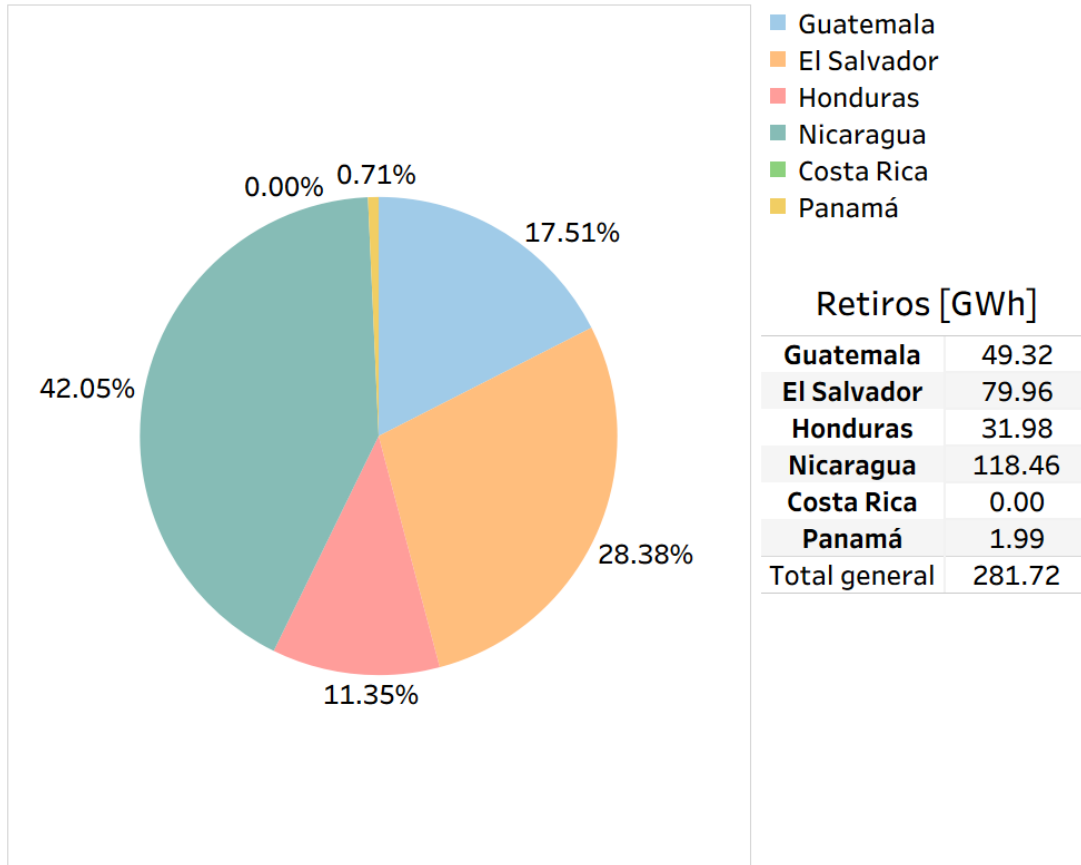
- ✓ **Nicaragua (118.46 GWh – 42.05%):** Se mantuvo como el principal país importador del MER, a pesar de la disminución de 11.44 GWh en sus retiros respecto al mes previo. Esta reducción se asoció, mayormente, a la contracción del consumo interno (-56.20 GWh) y a un leve repunte de la generación solar (+1.89 GWh). Adicionalmente, la alta participación térmica en su matriz de generación, reflejada en precios nacionales persistentemente menos competitivos que el precio regional, continuó condicionando su dependencia del MER, pese al menor requerimiento de importaciones para el abastecimiento de la demanda interna.

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

- ✓ **El Salvador (79.96 GWh – 28.38%):** Registró una disminución de 13.50 GWh en sus retiros respecto a enero de 2026. Este resultado estuvo asociado, en buena parte, a la reducción del consumo interno (-53.17 GWh), en línea con la contracción de la demanda regional.
- ✓ **Guatemala (49.32 GWh – 17.51%):** Presentó una leve disminución de 7.27 GWh en sus retiros respecto al mes previo, en coherencia con la reducción considerable del consumo interno (-100.51 GWh) y con el incremento marginal de la generación solar (+0.88 GWh).
- ✓ **Honduras (31.98 GWh – 11.35%):** Registró un aumento marginal de 1.49 GWh en sus retiros respecto a enero de 2026. Estas condiciones estuvieron presentes a pesar de un leve incremento intermensual en la generación solar (+2.15 GWh), así como de una significativa reducción del consumo interno (-82.65 GWh). Cabe destacar que, de manera similar al caso de Nicaragua, la alta participación térmica en la matriz de generación de Honduras se refleja en precios nacionales persistentemente elevados en comparación con el precio regional, lo que explica que, a pesar de la disminución del consumo interno y un incremento marginal de la generación solar, se mantenga prácticamente la misma participación en los retiros del MER durante el mes analizado.
- ✓ **Panamá (1.99 GWh – 0.71%):** Registró un incremento marginal de 1.29 GWh en sus retiros respecto a enero de 2026, manteniendo una participación prácticamente nula como importador. Este comportamiento se dio en un contexto de significativa reducción del consumo interno (-131.75 GWh); asimismo, el incremento en la generación eólica (+11.62 GWh) e hidroeléctrica (+30.53 GWh) permitió mantener episodios de precios locales bajos en comparación con el precio del MER, limitando la necesidad de importaciones provenientes de dicho mercado.
- ✓ **Costa Rica (0.00 GWh – 0.00%):** Presentó la mayor disminución en los retiros respecto al mes previo, con una reducción de 28.20 GWh. Este resultado se vinculó, principalmente, a la disminución considerable del consumo interno (-87.21 GWh), lo que redujo la necesidad de recurrir al MER para el abastecimiento local, pese a la caída moderada en los aportes de todas las tecnologías en la matriz de generación nacional.

Con base en los resultados anteriores, se observa una disminución intermensual de los retiros regionales durante febrero de 2026, explicada por la contracción de la demanda regional. Esta situación se tradujo en una menor dependencia de las importaciones del MER, pese a la reducción de la generación renovable registrada en la mayoría de los países miembros.

FIGURA 3. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

Cabe señalar que los datos mensuales de generación y consumo interno por país miembro 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 febrero de 2026, la dinámica de las transacciones del MER continuó evidenciando el papel central del Mercado de Contratos Regional (MCR) como principal mecanismo para canalizar las inyecciones de energía. Este resultado se presentó en un escenario caracterizado, por la reducción del aporte de fuentes renovables en la matriz de generación regional, principalmente hidroeléctrica, eólica, geotérmica y a base de biomasa. Asimismo, se observó una reducción intermensual del consumo interno en todos los países miembros, y, por ende, de la demanda regional.

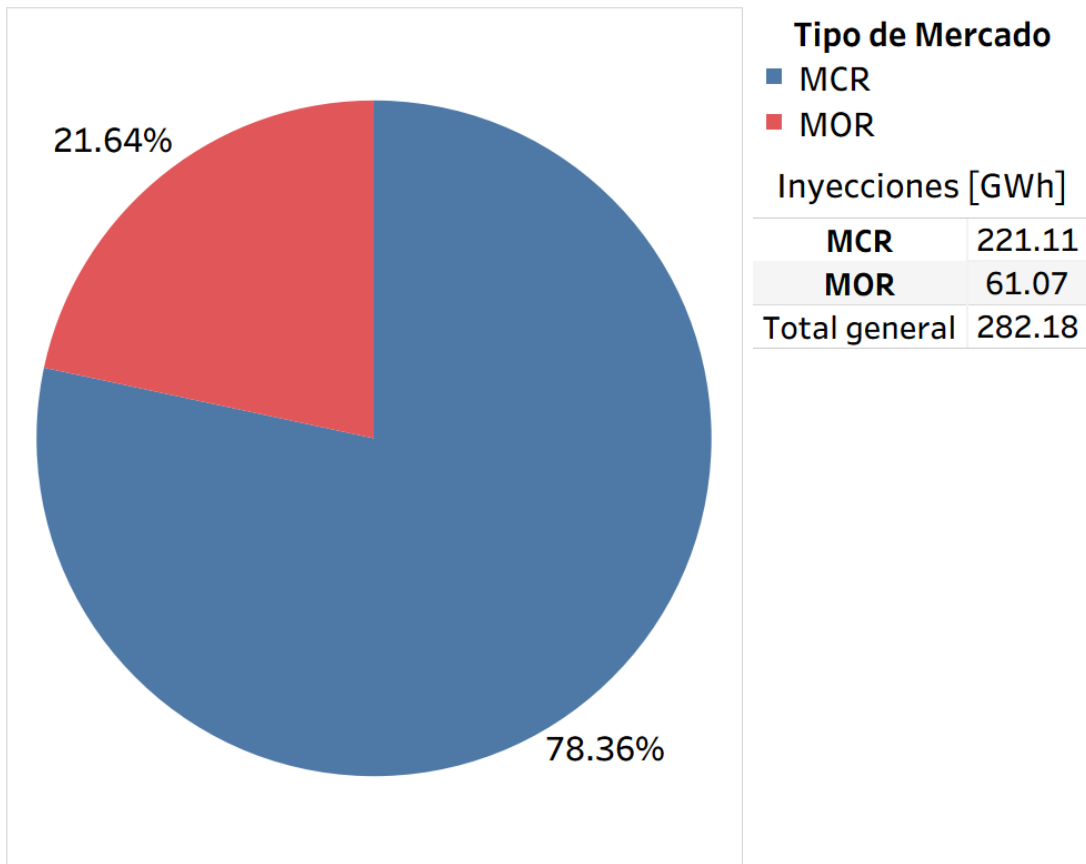
Tal como se muestra en la Figura 4, el 78.36% de las inyecciones, equivalente a 221.11 GWh, se canalizó a través del MCR, mientras que el 21.64% restante (61.07 GWh) correspondió a transacciones efectuadas directamente en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Esta distribución consolida la tendencia observada en meses anteriores, en la que los contratos continúan siendo el principal instrumento utilizado por los agentes para asegurar la colocación de energía en el mercado regional.

En particular, los Contratos Firmes (CF) y los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) mantuvieron su relevancia en un entorno en el que, a pesar de la disminución intermensual de las inyecciones totales (-16.06%), los principales países exportadores, Panamá, Guatemala y El Salvador, lograron sostener niveles significativos de participación en el MER mediante la gestión de sus compromisos contractuales. Sin embargo, es importante señalar que la reducción de la generación proveniente de fuentes renovables en la mayoría de los países miembros fue compensada, en gran medida, por la prominente disminución de la demanda regional, lo que favoreció una mayor colocación de excedentes de corto plazo en el MER, al propiciarse condiciones de diferenciales de precios que incentivaron el aprovechamiento del MOR.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

En comparación con enero de 2026, se observó una disminución considerable en la participación del MCR, que pasó de 92.19% a 78.36%, acompañada de un aumento relevante en la participación del MOR, que pasó de 7.81% a 21.64%. Este comportamiento refleja una dinámica transaccional consistente con la del mes previo y confirma la preferencia de los agentes por esquemas contractuales; no obstante, dicha dinámica se vio influenciada por las condiciones particulares del mes, caracterizadas por escenarios de corto plazo favorables en términos de diferenciales de precios, en un contexto de menor participación de fuentes renovables en la matriz de generación regional, compensada por la reducción significativa del consumo a nivel regional.

Cabe señalar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran juntamente con los CF y los CNFFF, en la práctica corresponden a transacciones de oportunidad<sup>3</sup>. En febrero de 2026, este tipo de ofertas alcanzó 42.84 GWh, equivalente al 15.18% del total de inyecciones, razón por la cual su análisis se aborda posteriormente dentro del comportamiento del MOR, al examinar las transacciones por tipo de oferta.

En conjunto, la estructura de participación entre el MCR y el MOR durante febrero de 2026 reafirma la importancia de los esquemas contractuales como mecanismos que aportan previsibilidad y continuidad a las transacciones del MER. Por su parte, el MOR continuó desempeñando un rol complementario, absorbiendo ajustes puntuales derivados de la operación diaria del mercado, aunque con una mayor participación respecto al mes previo, en línea con las condiciones de generación y demanda regional previamente descritas.

## 4. Transacciones por tipo de oferta

La composición de las ofertas de inyección y retiro en el MER durante febrero de 2026 mantuvo una estructura similar a la observada en enero del mismo año, aunque con ajustes asociados a la menor disponibilidad de generación renovable en la región, así como a la contracción significativa del consumo interno en todos los países miembros. Estas condiciones se tradujeron en, además de la disminución intermensual de carácter general en las inyecciones y retiros, el aumento de las inyecciones de oportunidad, derivado de diferenciales favorables de precios propiciados por la interacción de dichas condiciones de generación y demanda regional.

En términos agregados, las ofertas asociadas a los Contratos Firmes (CF) continuaron concentrando la mayor proporción tanto de las inyecciones como de los retiros, reafirmando su papel central en la programación y el despacho de las transacciones de energía en el mercado regional.

---

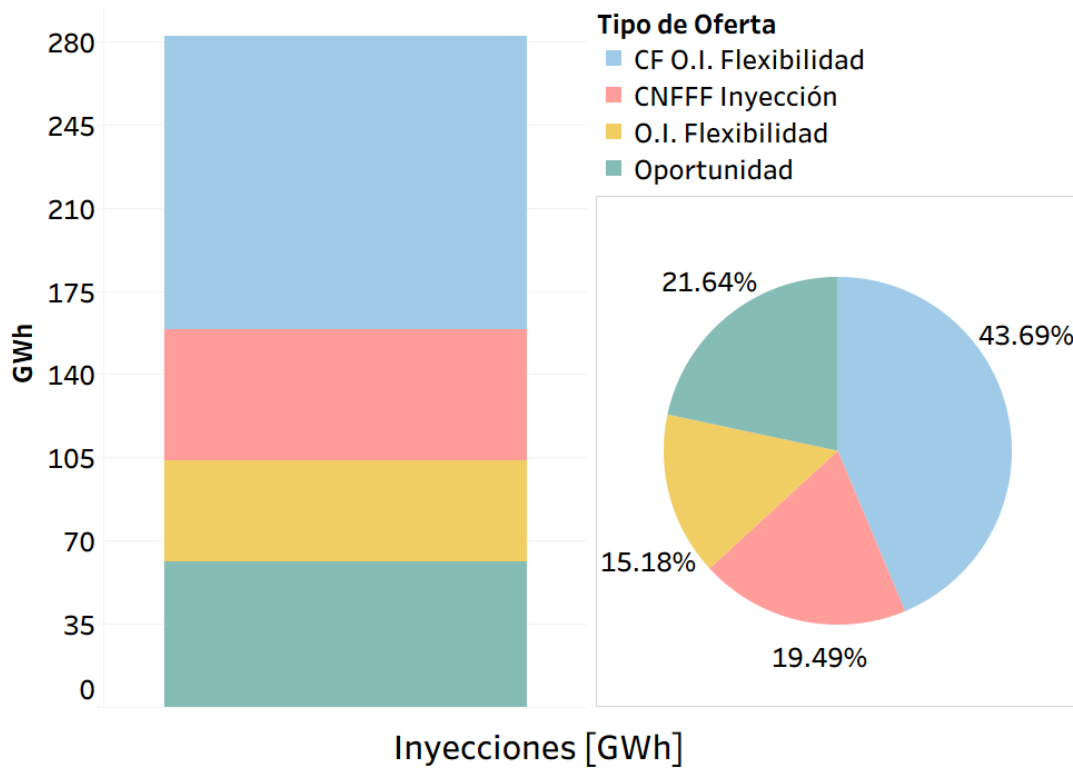
<sup>3</sup> Literales b) y c), numeral 1.4.2.1 del Libro II del RMER.

## 4.1. Inyecciones

El volumen total de inyecciones ascendió a 282.18 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 123.28 GWh – 43.69%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 55.00 GWh – 19.49%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 42.84 GWh – 15.18%
- **Ofertas de Oportunidad:** 61.07 GWh – 21.64%

FIGURA 5. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
123.28	55.00	42.84	61.07	282.18

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

Durante febrero de 2026, las ofertas asociadas a los CF concentraron la mayor proporción de las inyecciones, lo que reafirma la importancia de los compromisos firmes en la operación del mercado regional. Este comportamiento se observó en un contexto en el que, si bien se registró una disminución intermensual de las inyecciones totales (-16.06%), los principales países exportadores sostuvieron una participación relevante en el MER, principalmente mediante la gestión de sus contratos, pese a la reducción de la generación renovable en la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales.

Dicha reducción fue compensada por la contracción de la demanda regional, lo que se tradujo en un incremento de los excedentes disponibles de corto plazo. En consecuencia, las ofertas de oportunidad mostraron un aumento considerable tanto en su participación absoluta como relativa respecto al mes previo.

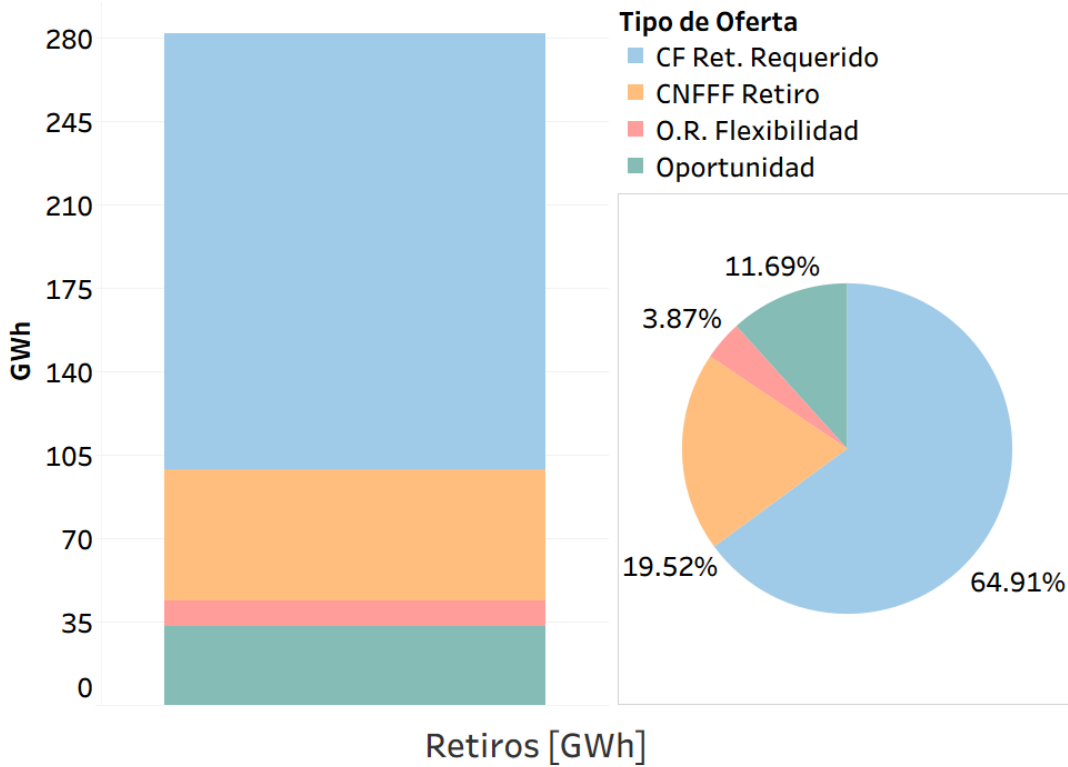
En este contexto, el 63.18% de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales (CF y CNFFF), mientras que el 36.82% restante correspondió a transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad. Este resultado confirma que, durante febrero de 2026, los contratos continuaron siendo el principal mecanismo para la colocación de excedentes en el MER; no obstante, también se observó un incremento en la participación de los agentes en las inyecciones de corto plazo, principalmente a través de ofertas de oportunidad, dadas las condiciones registradas en el mes analizado.

## 4.2. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó los 281.72 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 182.86 GWh – 64.91%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 55.00 GWh – 19.52%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 10.91 GWh – 3.87%
- **Ofertas de Oportunidad:** 32.95 GWh – 11.69%

FIGURA 6. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
182.86	55.00	10.91	32.95	281.72

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

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

#### 4.2.1. Análisis

De manera similar a lo observado en el mes anterior, los CF continuaron siendo el principal componente de los retiros, al concentrar la mayor proporción del total regional (64.91%). Este comportamiento se encuentra estrechamente vinculado a la necesidad de asegurar cobertura firme para la atención de las demandas nacionales, particularmente en países como Nicaragua, El Salvador, Guatemala y Honduras, que se posicionaron nuevamente como los principales compradores del MER. En términos intermensuales, los retiros realizados por los países miembros mostraron una disminución generalizada respecto a enero de 2026, con excepción de Honduras y Panamá, que registraron leves incrementos, mientras que Nicaragua se consolidó nuevamente como el principal importador neto del

mercado regional, pese a la reducción de aproximadamente un 9% en el volumen de sus retiros del MER.

Por su parte, los CNFFF mantuvieron una participación significativa (19.52%), en línea con su función de complementar la cobertura de la demanda bajo condiciones operativas específicas, reflejando una relativa estabilidad en los requerimientos asociados a los retiros físicos de energía respecto al mes previo. En contraste, las ofertas de oportunidad redujeron su participación relativa (11.69%), en coherencia con un entorno en el que, si bien persistieron oportunidades de compra basadas en diferenciales de precios entre el mercado regional y los mercados nacionales, la priorización del abastecimiento interno con recursos locales y mediante retiros contractuales, principalmente firmes, limitó la necesidad de recurrir al mercado de corto plazo en mayor medida. Por su parte, las ofertas de flexibilidad en retiros mantuvieron una participación marginal (3.87%).

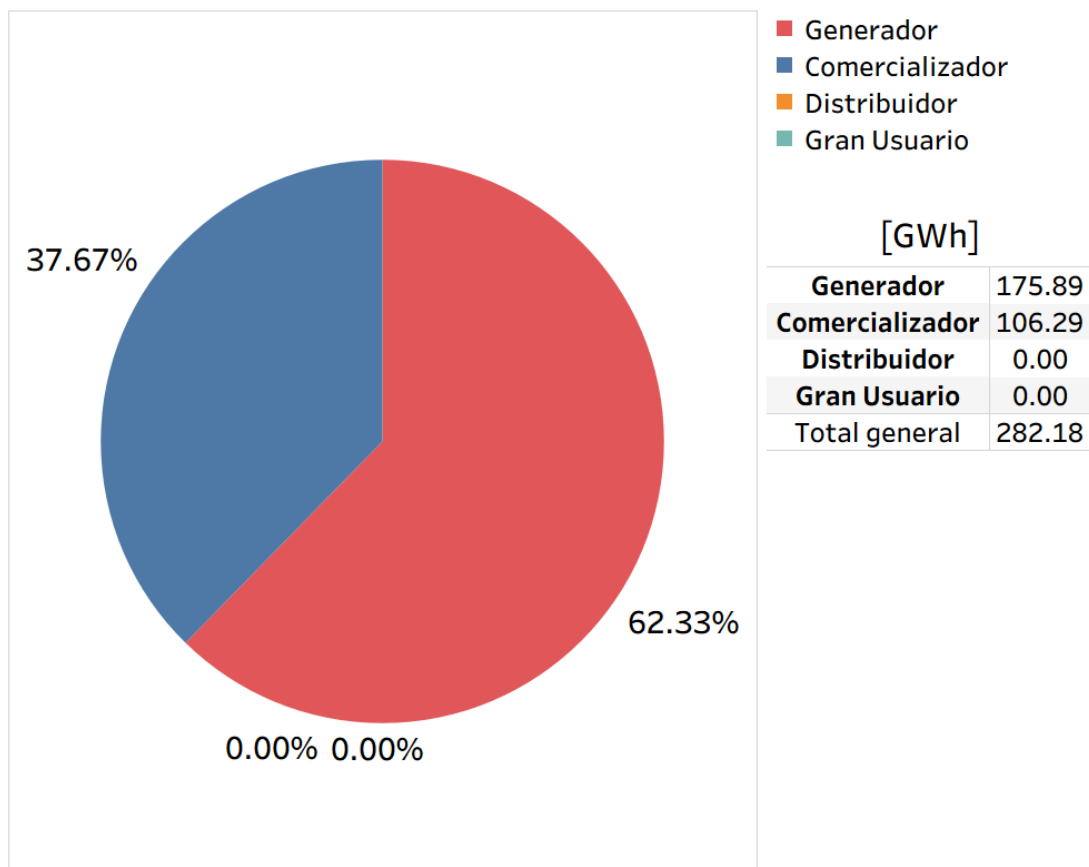
En conjunto, los CF y los CNFFF concentraron el 84.43% de los retiros regionales, lo que evidencia la preferencia de los países importadores por mecanismos de contratación que brindan certidumbre en la cobertura de la demanda. Por su parte, las transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad, representaron el 15.57% restante, desempeñando un rol complementario al atender requerimientos de corto plazo y ajustes operativos en el sistema regional.

## 5. Transacciones por tipo de actividad de los agentes

El análisis de las transacciones del MER por tipo de actividad de los agentes durante febrero de 2026 permite identificar patrones diferenciados entre la estructura de oferta y demanda en el mercado regional, evidenciando el rol específico que desempeña cada categoría en la dinámica de los intercambios de energía. En esta ocasión, dicho análisis se enmarca en un escenario en el que, si bien se registró una disminución de los aportes renovables en la matriz de generación regional, esta fue ampliamente compensada por la prominente reducción del consumo interno en todos los países miembros.

En lo que respecta a las inyecciones (véase la Figura 7), estas se concentraron, una vez más, exclusivamente en generadores y comercializadores, quienes en conjunto representaron el 100% de la energía exportada al MER. En particular, los generadores aportaron 175.89 GWh (62.33%), mientras que los comercializadores contribuyeron con 106.29 GWh (37.67%). Este resultado refleja una participación predominante de los agentes generadores, en un contexto en el que la colocación de excedentes en el mercado regional fue gestionada principalmente desde la oferta primaria de suministro y, de manera complementaria, a través de esquemas de comercialización.

FIGURA 7. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES

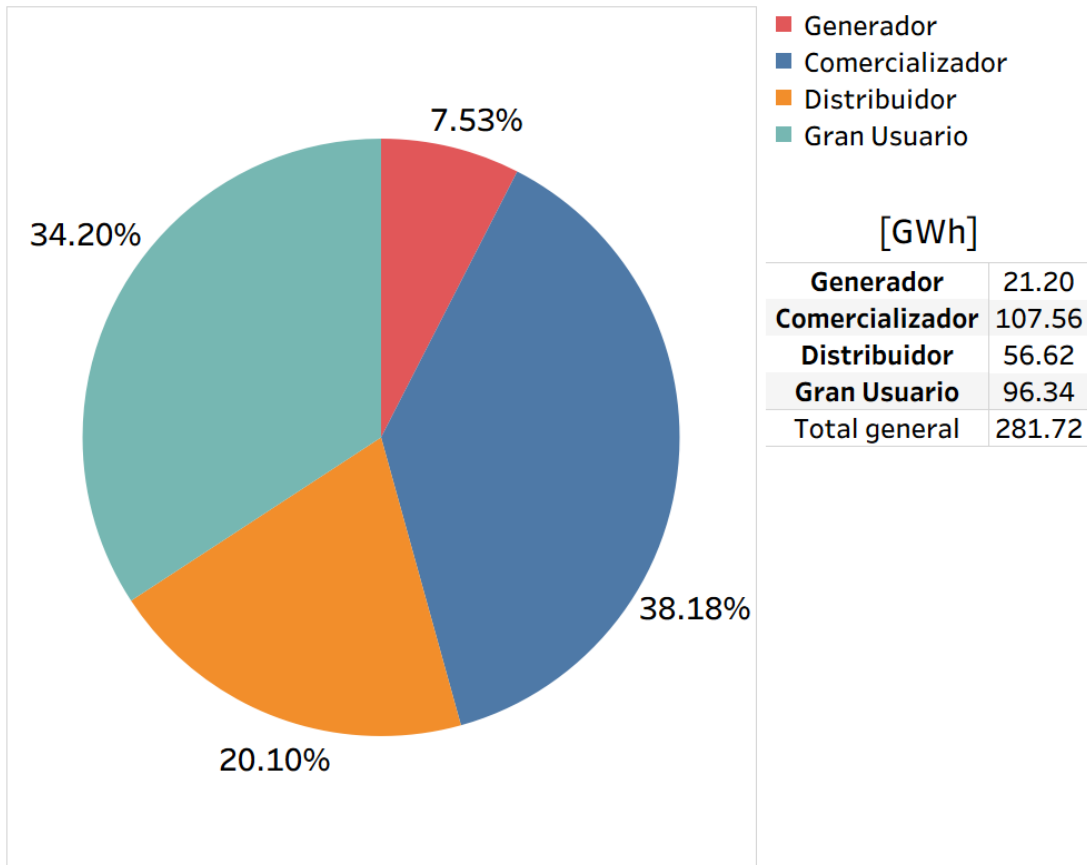


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Por su parte, los distribuidores y grandes usuarios no registraron inyecciones durante el mes analizado, lo cual es consistente con la estructura operativa que persiste en el MER, en la que estos agentes se caracterizan principalmente por su rol como demandantes de energía.

En cuanto a los retiros (véase la Figura 8), se observa una estructura más diversificada. Los comercializadores se posicionaron nuevamente como el principal demandante, con 107.56 GWh (38.18%), seguidos por los grandes usuarios con 96.34 GWh (34.20%), los distribuidores con 56.62 GWh (20.10%) y, finalmente, los generadores, que registraron 21.20 GWh (7.53%).

FIGURA 8. RETIROS DEL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES



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

La participación de los generadores como demandantes de energía responde a necesidades operativas y contractuales específicas, tales como la gestión de su producción en función de sus compromisos comerciales o el cumplimiento de contratos previamente adquiridos, lo cual evidencia la capacidad de los agentes para ajustar su comportamiento operativo y comercial dentro del mercado regional. Este comportamiento también refleja que, en determinados períodos del mes, los generadores pueden recurrir al MER cuando los precios regionales resultan más competitivos que sus propios costos de generación e incluso que las alternativas disponibles en sus mercados nacionales, optimizando así el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Finalmente, la estructura observada durante febrero de 2026 confirma que el MER mantiene una configuración en la que la oferta de energía se encuentra concentrada en un número reducido de tipos de agentes, mientras que la demanda presenta una mayor diversificación, incorporando distintos perfiles de consumo y estrategias de adquisición. Esta dinámica contribuye a una asignación eficiente de los recursos energéticos en la región, al permitir que los excedentes disponibles sean canalizados hacia los agentes con mayores requerimientos, en función de las condiciones operativas y de precios del sistema regional.

## 6. Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)

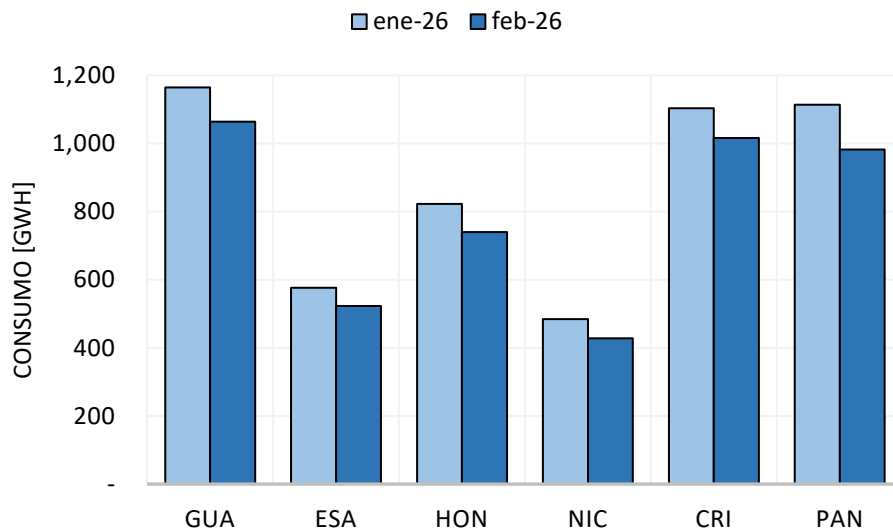
El precio promedio del MER durante febrero de 2026 se ubicó en 70.62 USD/MWh, lo que representa una disminución interanual de aproximadamente 12.32% respecto a febrero de 2025, cuando el valor promedio fue de 80.54 USD/MWh (véase la Figura 10).

Este resultado responde, en gran medida, a la reducción interanual del consumo regional, estimada en aproximadamente 368.18 GWh, según información publicada por el Ente Operador Regional (EOR) en su sitio web oficial, específicamente en los anexos de los respectivos Documentos de Transacciones Económicas y Regionales (DTER).

Adicionalmente, se observa una disminución intermensual del precio del MER cercana al 13.40% respecto a enero de 2026, cuando el valor promedio mensual se situó en aproximadamente 81.55 USD/MWh, lo que evidencia la tendencia de moderación en los niveles de precios al inicio del presente año.

En términos operativos, el comportamiento del precio regional durante febrero de 2026 refleja un entorno caracterizado por una menor disponibilidad de generación renovable en la mayoría de los países miembros, particularmente hidroeléctrica, eólica, geotérmica y a base de biomasa, la cual fue ampliamente compensada por la reducción intermensual de la demanda regional (véase la Figura 9). Estas condiciones incidieron en la formación del precio del MER, manteniéndolo en niveles moderados respecto al mes previo.

FIGURA 9. VARIACIÓN INTERMENSUAL DEL CONSUMO INTERNO POR PAÍS MIEMBRO



Fuente: Elaboración propia con información de los sitios web oficiales de los OS/OMS.

## 6.1. Precios máximos del MER

Los precios máximos diarios del MER durante febrero de 2026 se ubicaron dentro de un rango relativamente elevado, aunque sin alcanzar valores extremos, tal como se aprecia en la Figura 11. En particular, los valores oscilaron entre 86 USD/MWh y 161 USD/MWh, reflejando un entorno operativo caracterizado por el incremento gradual, hacia la segunda mitad del mes, de la exigencia en el despacho marginal regional.

- **Precio máximo del mes:** El valor más alto se registró el jueves 19 de febrero de 2026, cuando el precio máximo del MER alcanzó los 161.19 USD/MWh, coincidiendo con la transición hacia la época cálida en la región, la cual se presenta regularmente a partir de mediados de febrero de cada año.
- **Precio máximo más bajo:** El menor valor de los precios máximos del MER se observó el sábado 7 de febrero de 2026, con 86.37 USD/MWh, en concordancia con el comportamiento de la baja demanda de fines de semana.

### 6.1.1. Dinámica general de los precios máximos

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

- Niveles relativamente estables, con incrementos progresivos hacia la segunda mitad del mes.
- Episodios puntuales de mayor exigencia en el despacho marginal regional, asociados a la transición hacia la época cálida.
- Ausencia de acontecimientos operativos extremos de carácter sostenido.

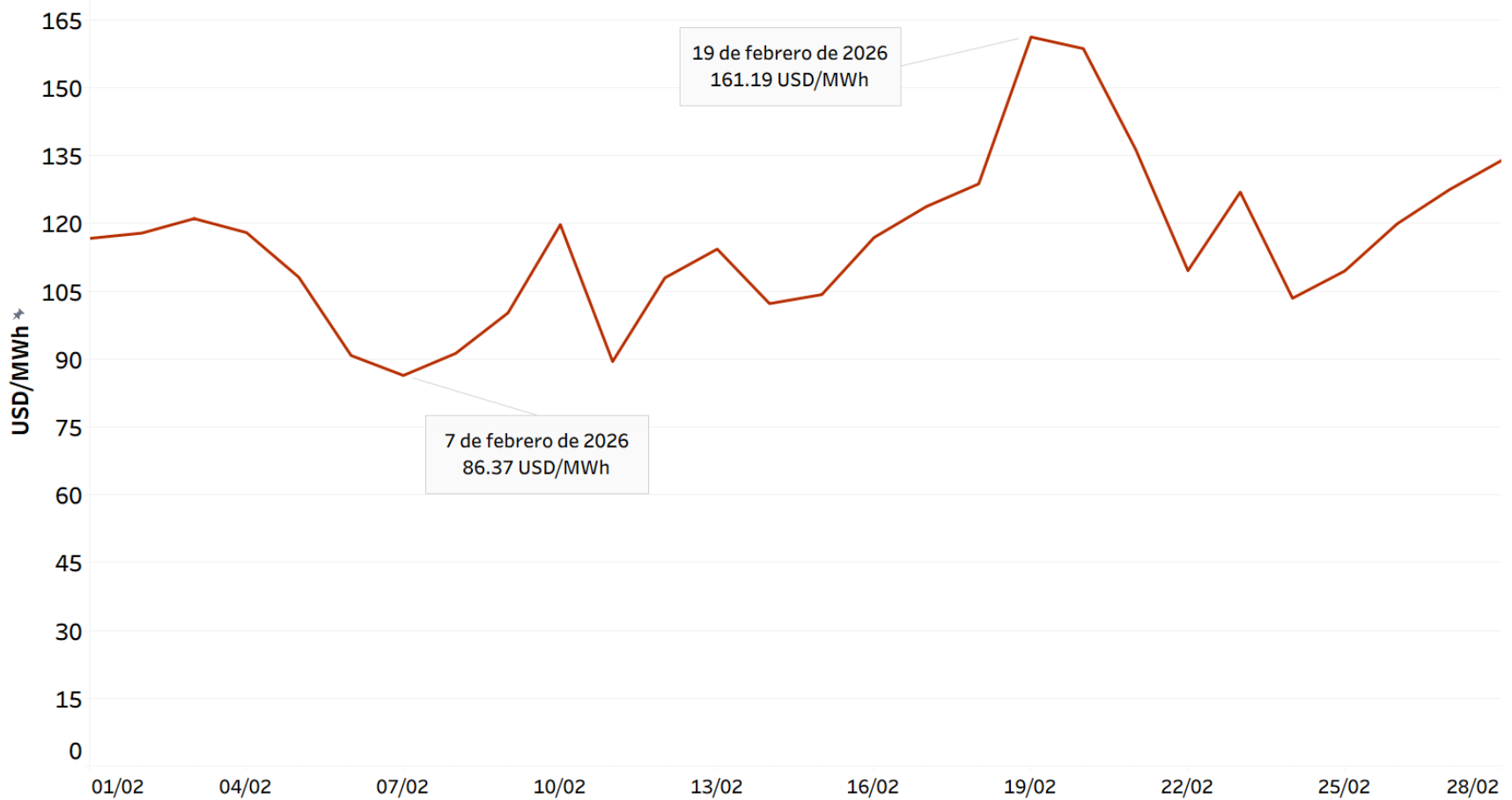
En síntesis, el comportamiento de los precios máximos diarios durante febrero de 2026 refleja un mercado regional que operó bajo condiciones estructuralmente menos exigentes que las observadas en enero del mismo año, manteniendo una operación estable y coherente con la disponibilidad de recursos de generación y los patrones de consumo en la región.

FIGURA 10. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER



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

FIGURA 11. PRECIOS MÁXIMOS DIARIOS DEL MER



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

## 7. Precios del MER y de los combustibles fósiles

Durante febrero de 2026, los precios del MER y de los principales combustibles fósiles mostraron comportamientos diferenciados, en un contexto caracterizado por la reducción de los aportes renovables a la matriz de generación regional y por la disminución del consumo interno en todos los países miembros.

El precio promedio mensual del MER se ubicó en 70.62 USD/MWh. En contraste, los mercados internacionales de combustibles fósiles presentaron dinámicas relativamente estables, aunque con tendencias diferenciadas a lo largo del mes (véase la Figura 12). En particular, el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) mostró una tendencia creciente, pasando de niveles cercanos a 62 USD/Barril a valores superiores a 67 USD/Barril hacia el cierre del mes; el gas natural (NG), medido a través del índice *Henry Hub*, presentó una tendencia descendente a partir de la primera semana, pasando de valores cercanos a 4.4 USD/MMBTU a aproximadamente 3.0 USD/MMBTU; mientras que el carbón térmico (CT), representado por el índice *Newcastle Coal*, mantuvo un comportamiento variable, con precios en torno a 114-117 USD/Tonelada.

### 7.1. Correlación estadística

Los resultados estadísticos correspondientes a febrero de 2026 evidencian una relación diferenciada entre el precio del MER y los precios internacionales de los combustibles fósiles, manteniéndose, en términos generales, una incidencia limitada de estos últimos en la formación del precio regional:

- **WTI vs. MER:**
  - Covarianza: **5.41**
  - Coeficiente de *Spearman*: **0.41**

Los valores positivos de covarianza<sup>4</sup> y del coeficiente de *Spearman*<sup>5</sup> indican una correlación directa moderada entre el precio del petróleo y el precio del MER. Estos resultados sugieren una coincidencia parcial en las tendencias de ambos mercados durante el mes; en ese sentido, esta relación no implica necesariamente una causalidad directa, sino más bien una

---

<sup>4</sup> Covarianza: Medida estadística que indica la dirección de la relación lineal entre dos variables numéricas. Determina si ambas variables aumentan o disminuyen juntas (covarianza positiva) o si una aumenta mientras la otra disminuye (covarianza negativa).

<sup>5</sup> Coeficiente de correlación de *Spearman*: Herramienta estadística robusta utilizada para medir la fuerza y dirección de la relación monótona entre dos variables, especialmente cuando estas relaciones no son lineales o los datos no siguen una distribución normal. A diferencia de *Pearson*, *Spearman* trabaja con rangos (posiciones) de los datos en lugar de sus valores reales, lo que lo hace menos sensible a valores atípicos.

convergencia temporal en un contexto marcado por el incremento gradual del precio del petróleo y la transición regional hacia la época cálida del año. No obstante, derivado de la disminución en la generación renovable en la mayoría de los países miembros, pudieron presentarse episodios puntuales en los que el despacho marginal regional se vinculó a centrales térmicas que utilizan el referido combustible fósil, sin que ello constituyera una condición recurrente a lo largo del mes.

- **NG vs. MER:**

- Covarianza: **-0.23**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.12**

Tanto la covarianza como el coeficiente de correlación de *Spearman*, que en ambos casos registraron valores negativos, evidencian que el gas natural presentó una correlación inversa muy baja con el precio del MER, en concordancia con el comportamiento prácticamente opuesto observado entre ambos mercados. Este resultado sugiere una limitada participación del gas natural en el despacho marginal regional durante febrero de 2026, derivada de las condiciones operativas del sistema, que propiciaron un menor uso de centrales térmicas que emplean este combustible. Este comportamiento fue particularmente evidente en Panamá, que registró una reducción intermensual relevante de 127.57 GWh en la generación a base de gas natural respecto al mes previo; le siguió El Salvador, con una disminución de 10.08 GWh, y finalmente Guatemala, con una reducción marginal de 0.18 GWh.

- **CT vs. MER:**

- Covarianza: **-0.54**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.06**

Por su parte, el carbón térmico evidenció, al igual que el gas natural, una correlación inversa muy baja, incluso más débil, con el precio del MER. Este resultado refleja una asociación prácticamente nula entre el comportamiento de ambos mercados, en línea con la baja incidencia del despacho basado en carbón térmico en el sistema regional. Cabe destacar que esta tecnología se gestiona mediante políticas operativas de corto y mediano plazo en países como Guatemala y Honduras, que cuentan con capacidad disponible de generación basada en este combustible. En este contexto, es posible que dichas centrales hayan operado a plena carga sin incidir en el despacho marginal regional o que no hayan sido requeridas, en función de las condiciones de baja demanda observadas durante el mes. En ambos casos, su impacto sobre la formación del precio regional habría sido limitado.

En ese sentido, los resultados estadísticos de febrero de 2026 confirman que las correlaciones estadísticas registradas entre los combustibles fósiles y el MER estuvieron determinadas predominantemente por factores propios del sistema regional, tales como la disponibilidad de generación, la configuración del despacho y la dinámica de la demanda.

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

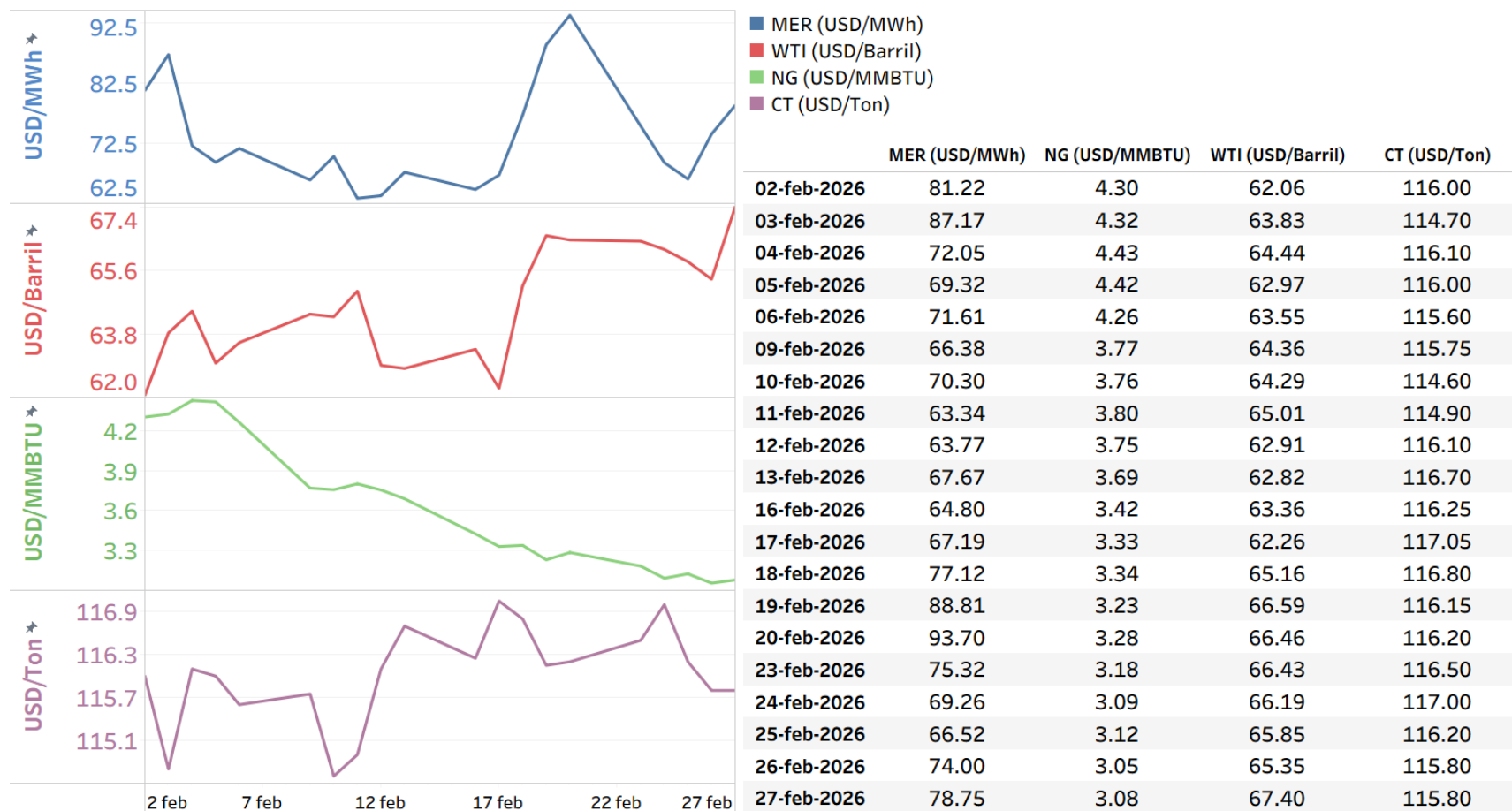
TABLA 1. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	5.41
NG (x), MER (y)	-0.23
CT (x), MER (y)	-0.54
Coeficiente de correlación de Spearman ( $\rho$ )	
WTI (x), MER(y)	0.41
NG (x), MER (y)	-0.12
CT (x), MER (y)	-0.06

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional del EOR, de la web [www.eia.gov](http://www.eia.gov), de la web [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es) y de la web [es.investing.com](http://es.investing.com)

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

FIGURA 12. PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional del EOR, de la web [www.eia.gov](http://www.eia.gov), de la web [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es) y de la web [es.investing.com](http://es.investing.com)

## 8. Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)

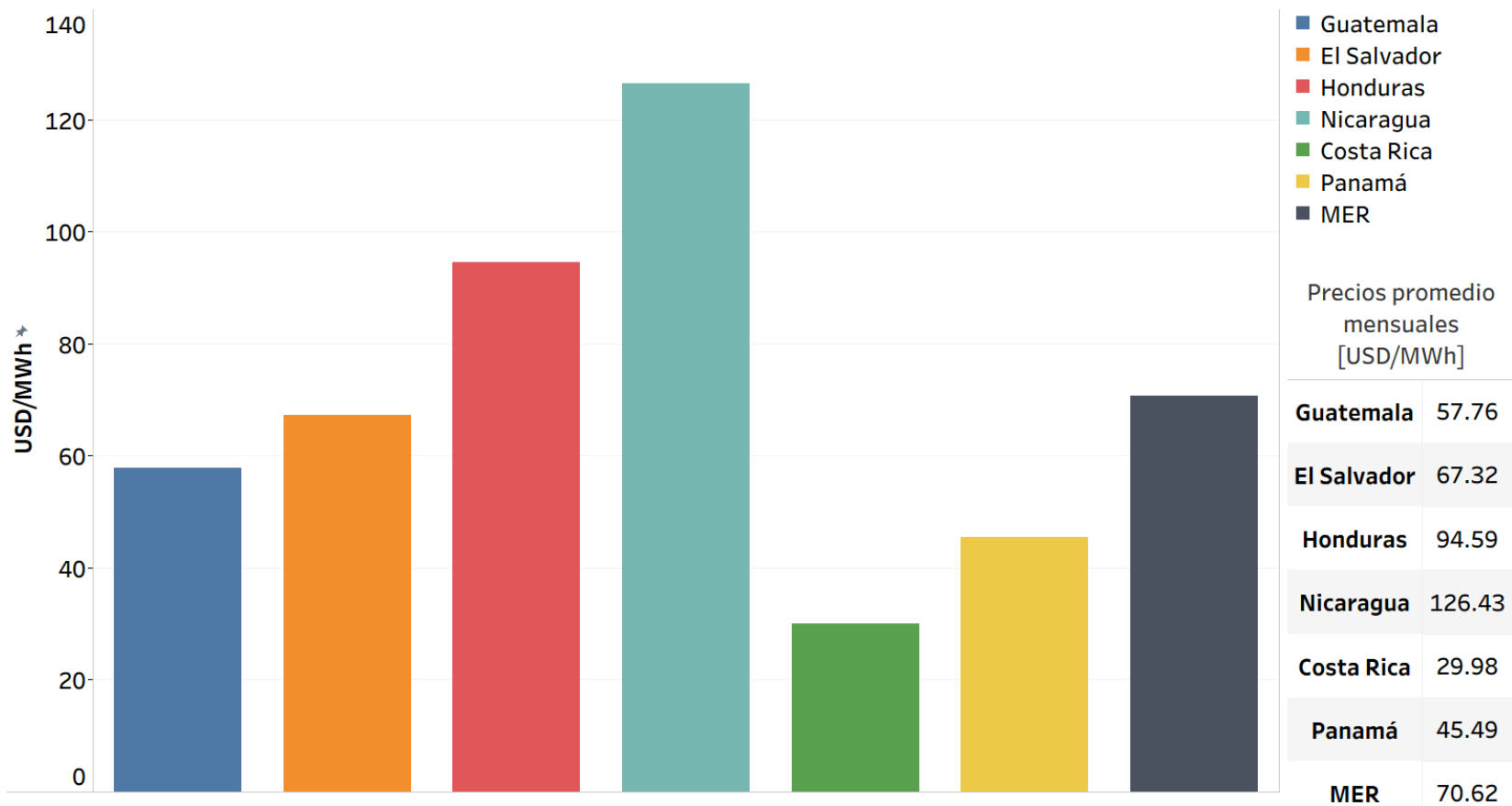
Los precios promedio nacionales, tanto diarios como mensuales, mostraron nuevamente diferencias relevantes entre los países miembros durante febrero de 2026, reflejando tanto la composición de sus matrices de generación como las condiciones operativas registradas en el mes, caracterizadas por un menor aporte renovable al despacho regional y por una reducción generalizada del consumo interno en los países miembros.

Tal como se aprecia en la Figura 13, Nicaragua registró nuevamente el precio promedio mensual más elevado de la región, con 126.43 USD/MWh, seguida por Honduras (94.59 USD/MWh); cabe destacar que ambos países presentaron niveles superiores al precio promedio del MER (70.62 USD/MWh). En contraste, Costa Rica registró el precio promedio más bajo, con 29.98 USD/MWh, seguida por Panamá (45.49 USD/MWh), Guatemala (57.76 USD/MWh) y El Salvador (67.32 USD/MWh), países que mostraron precios más competitivos que el del MER.

El comportamiento observado en Costa Rica resulta particularmente relevante, ya que el país mantuvo niveles de precio bajos en un contexto de disminución moderada de la generación interna renovable, ampliamente compensada por la reducción del consumo interno. Esta dinámica evidencia, a diferencia del mes anterior, la presencia de períodos en los que, pese a la menor disponibilidad de generación renovable, fue posible exportar energía competitiva al mercado regional debido al menor requerimiento local, en concordancia con su matriz de generación predominantemente renovable.

Por su parte, Panamá, Guatemala y El Salvador, que, al igual que Costa Rica, registraron precios promedio mensuales inferiores al del MER, mostraron un comportamiento de precios coherente con matrices de generación más diversificadas. En contraste, Nicaragua y Honduras continuaron reflejando estructuras de costos dominadas por generación térmica, lo que explica la persistencia de precios elevados a lo largo del mes.

FIGURA 13. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LOS MERCADOS NACIONALES Y EN EL MER



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

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

La Figura 14 muestra la evolución diaria de los precios promedio nacionales y su comparación con el precio del MER durante febrero de 2026. En términos generales, se evidencia una marcada heterogeneidad entre los países miembros, coherente con las condiciones de generación y demanda regional observadas durante el mes.

Nicaragua mantuvo precios diarios consistentemente elevados, con valores mayoritariamente superiores a los 120 USD/MWh, reflejando su dependencia estructural de generación térmica local y de las importaciones del mercado regional. Honduras también presentó precios elevados y relativamente estables, cercanos a 100 USD/MWh, en línea con la participación significativa de generación térmica en su despacho, pese a la disminución considerable del consumo interno.

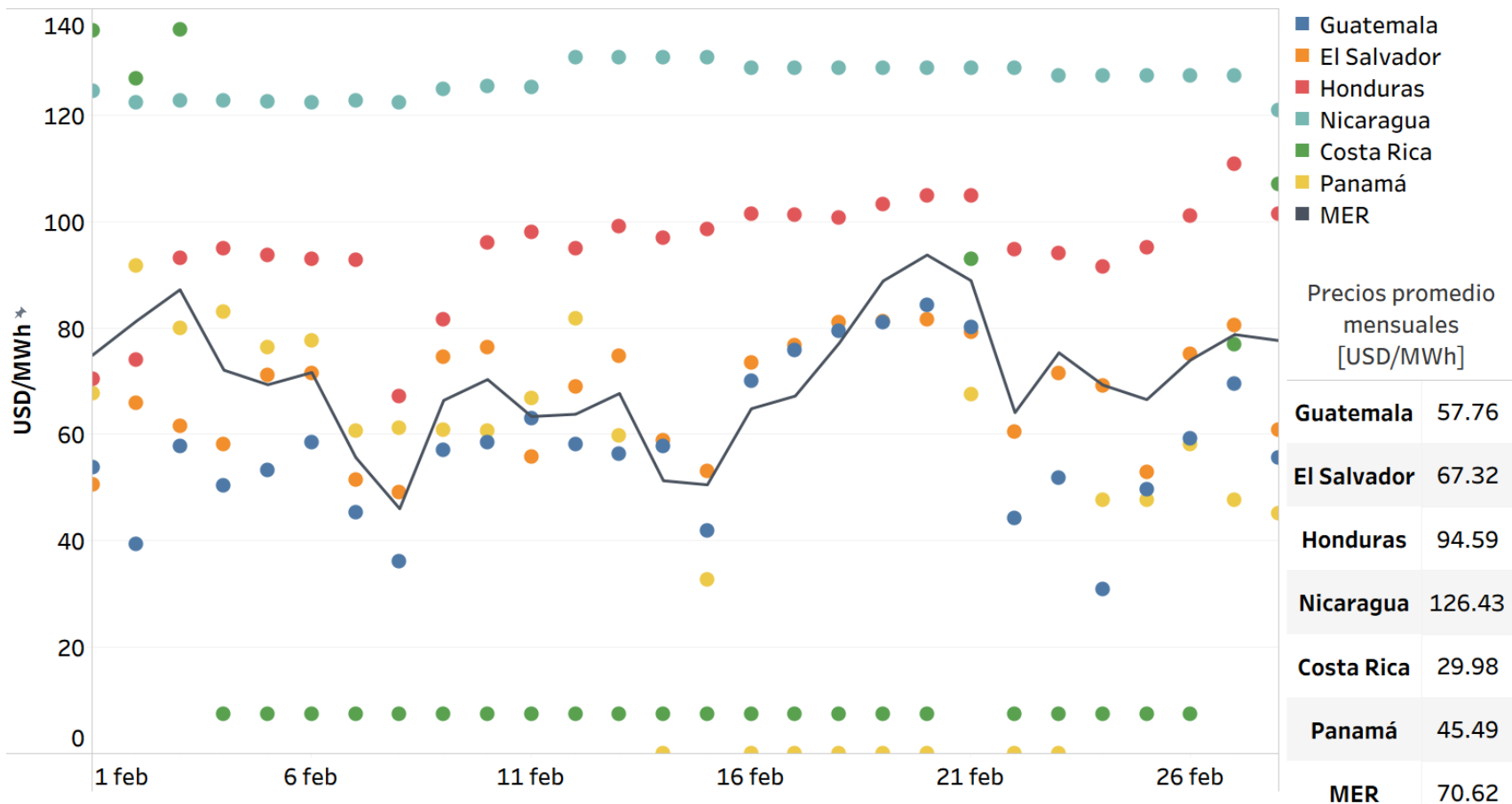
Costa Rica registró niveles de precio bajos durante la mayor parte del mes, con episodios puntuales de precios relativamente elevados al inicio y al final del período, asociados a variaciones en la disponibilidad de generación renovable y a la transición hacia la época cálida en la región.

Por su parte, Guatemala presentó, en la mayoría de los días, valores inferiores a los del MER, consolidando su posición como un sistema relativamente competitivo en términos de costos de generación, aunque con episodios puntuales en los que sus precios superaron la referencia regional, evidenciando su rol dual como exportador e importador en el MER.

El Salvador y Panamá mantuvieron precios con comportamientos cercanos al del MER, sustentados, al igual que en el caso de Guatemala, en la diversificación de sus matrices de generación. No obstante, en el caso de Panamá, se observó que, durante la segunda mitad del mes, registró niveles de precio más bajos, asociados al aumento de la generación hidroeléctrica y eólica, siendo el único país que presentó incrementos en los aportes de estas tecnologías respecto al mes previo.

Finalmente, el precio diario del MER presentó una tendencia relativamente estable, con incrementos hacia la segunda mitad del mes. En este contexto, el precio regional se ubicó de forma alternada por encima o por debajo de los precios nacionales, dependiendo del país miembro, reafirmando su papel como referencia para la optimización de los intercambios de energía en la región.

FIGURA 14. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES Y EN EL MER



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

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

El análisis estadístico mediante covarianza y el coeficiente de correlación de *Spearman* permite evaluar la intensidad y la dirección de la relación entre los precios nacionales y el precio del MER durante febrero de 2026.

Desde la perspectiva de la correlación, Guatemala ( $\rho = 0.43$ ), El Salvador ( $\rho = 0.42$ ) y Honduras ( $\rho = 0.40$ ) registraron los valores más elevados, evidenciando una relación directa de magnitud moderada con el precio regional. Este comportamiento es consistente, en el caso de Guatemala y El Salvador, con la participación de ambos países tanto como oferentes como demandantes a lo largo del mes, así como con la sensibilidad de sus precios nacionales a las condiciones de despacho y demanda regionales y, de manera recíproca, a la señal de precio del MER. En el caso de Honduras, la relación, si bien refleja un comportamiento similar al de la referencia regional en determinados períodos del mes, muestra que, durante la mayor parte de este, el precio nacional se ubicó por encima de dicha referencia, como se observa en la Figura 14, en concordancia con el relevante aporte de generación térmica en el despacho local.

Costa Rica presentó una correlación directa baja ( $\rho = 0.35$ ), lo que refleja una interacción más limitada con el mercado regional, en un contexto de precios nacionales estables y consistentemente inferiores al precio del MER. Por su parte, Panamá ( $\rho = 0.09$ ) y Nicaragua ( $\rho = -0.09$ ) registraron correlaciones directa e inversa, respectivamente, ambas de baja magnitud, lo que indica que sus precios nacionales estuvieron determinados, en mayor medida, por factores internos asociados a la estructura de sus matrices de generación y, por ende, a las condiciones de generación y demanda propias de cada país durante el mes analizado.

**TABLA 2. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES**

<b><math>\rho</math>: Precios Nacionales vs Precio MER</b>	
Guatemala	0.43
El Salvador	0.42
Honduras	0.40
Nicaragua	-0.09
Costa Rica	0.35
Panamá	0.09

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

Desde la óptica de la covarianza, El Salvador (263.24) presentó el valor más elevado, seguido por Costa Rica (225.54), Honduras (154.65) y Guatemala (153.41). Por su parte, Panamá (24.56) y Nicaragua (-1.80) registraron los valores más bajos, incluyendo un valor negativo

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

en el caso de este último país. Estos resultados confirman la dirección de las relaciones entre los precios nacionales y el precio del MER previamente estimadas mediante los coeficientes de correlación de Spearman.

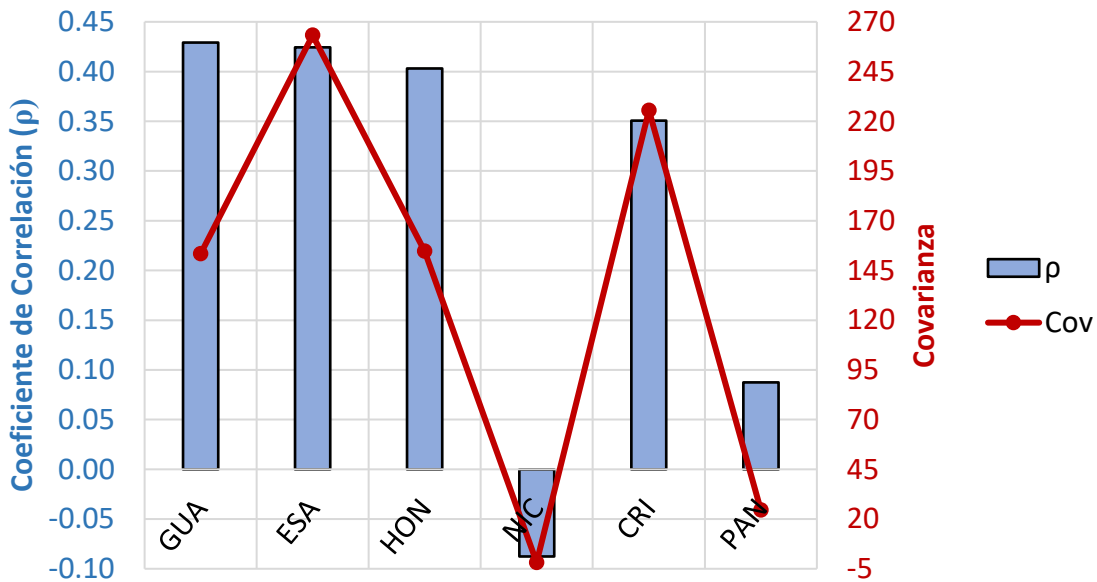
**TABLA 3. COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES**

Cov: Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	153.41
El Salvador	263.24
Honduras	154.65
Nicaragua	-1.80
Costa Rica	225.54
Panamá	24.56

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

En conjunto, estos resultados estadísticos reflejan que la relación entre los precios nacionales y el precio del MER durante febrero de 2026 estuvo determinada principalmente por factores estructurales propios de cada sistema eléctrico, más que por una transmisión directa de señales de precios entre mercados.

**FIGURA 15. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES**



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

## 9. 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.

### 9.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

Durante febrero de 2026, los cinco agentes que registraron las mayores inyecciones de energía al MER fueron los siguientes:

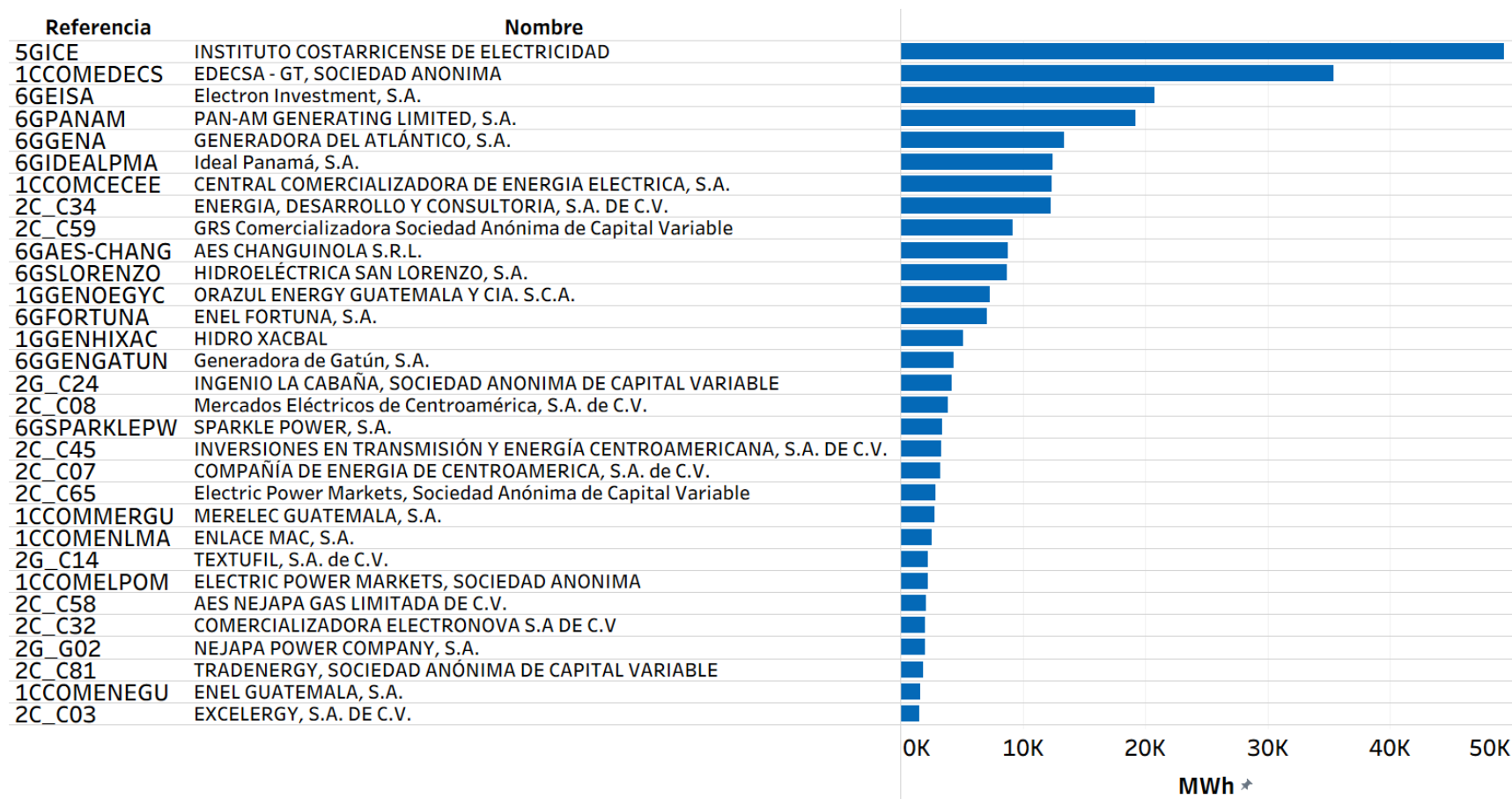
1. **Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)** – Costa Rica: 49,330 MWh (17.48%)
2. **Edecsa - GT, S.A. (1CCOMEDECS)** – Guatemala: 35,385 MWh (12.54%)
3. **Electron Investment, S.A. (6GEISA)** – Panamá: 20,756 MWh (7.36%)
4. **Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM)** – Panamá: 19,192 MWh (6.80%)
5. **Generadora del Atlántico, S.A. (6GGENA)** – Panamá: 13,399 MWh (4.75%)

Estos cinco agentes concentraron cerca del 50% del total de inyecciones durante el período analizado. En este contexto, el agente 5GICE se posicionó como el principal exportador de energía en el mercado regional, en coherencia con el papel desempeñado por el país como el único que registró un incremento en sus inyecciones respecto a enero de 2026 (+47.29 GWh), derivado de la moderada disminución intermensual de su generación renovable, ampliamente compensada por la reducción considerable del consumo interno (-87.21 GWh).

En el caso de Guatemala, el agente 1CCOMEDECS reforzó su relevancia dentro del MER, actuando como intermediario en la colocación de energía en dicho mercado. Este comportamiento se dio en un contexto influenciado principalmente por la reducción de la generación hidroeléctrica (-92.10 GWh) y a base de biomasa (-29.01 GWh) respecto al mes previo, compensada parcialmente por la disminución del consumo interno (-100.51 GWh), lo que evidencia la capacidad del sistema guatemalteco para sostener su competitividad mediante una matriz diversificada y con participación relevante de otras tecnologías de generación.

Los agentes panameños 6GEISA, 6GPANAM y 6GGENA también registraron una participación importante, en un escenario caracterizado por una mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica (+30.53 GWh) y eólica (+11.62 GWh) en Panamá respecto al mes previo, aunado a la significativa reducción del consumo interno en el país (-131.75 GWh), lo que favoreció la disponibilidad de excedentes para su colocación en el mercado regional.

FIGURA 16. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER



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

## 9.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Por el lado de la demanda, durante febrero de 2026, los cinco agentes que registraron las mayores compras de energía en el MER fueron los siguientes:

1. **Edenisa Energy Trading, S.A. (4UEDE TSA)** – Nicaragua: 94,555 MWh (33.56%)
2. **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE)** – Honduras: 31,981 MWh (11.35%)
3. **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU)** – Nicaragua: 22,124 MWh (7.85%)
4. **Merelec Guatemala, S.A. (1CCOMMERGU)** – Guatemala: 17,858 MWh (6.34%)
5. **Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. DE C.V. (2C\_C34)** – El Salvador: 15,985 MWh (5.67%)

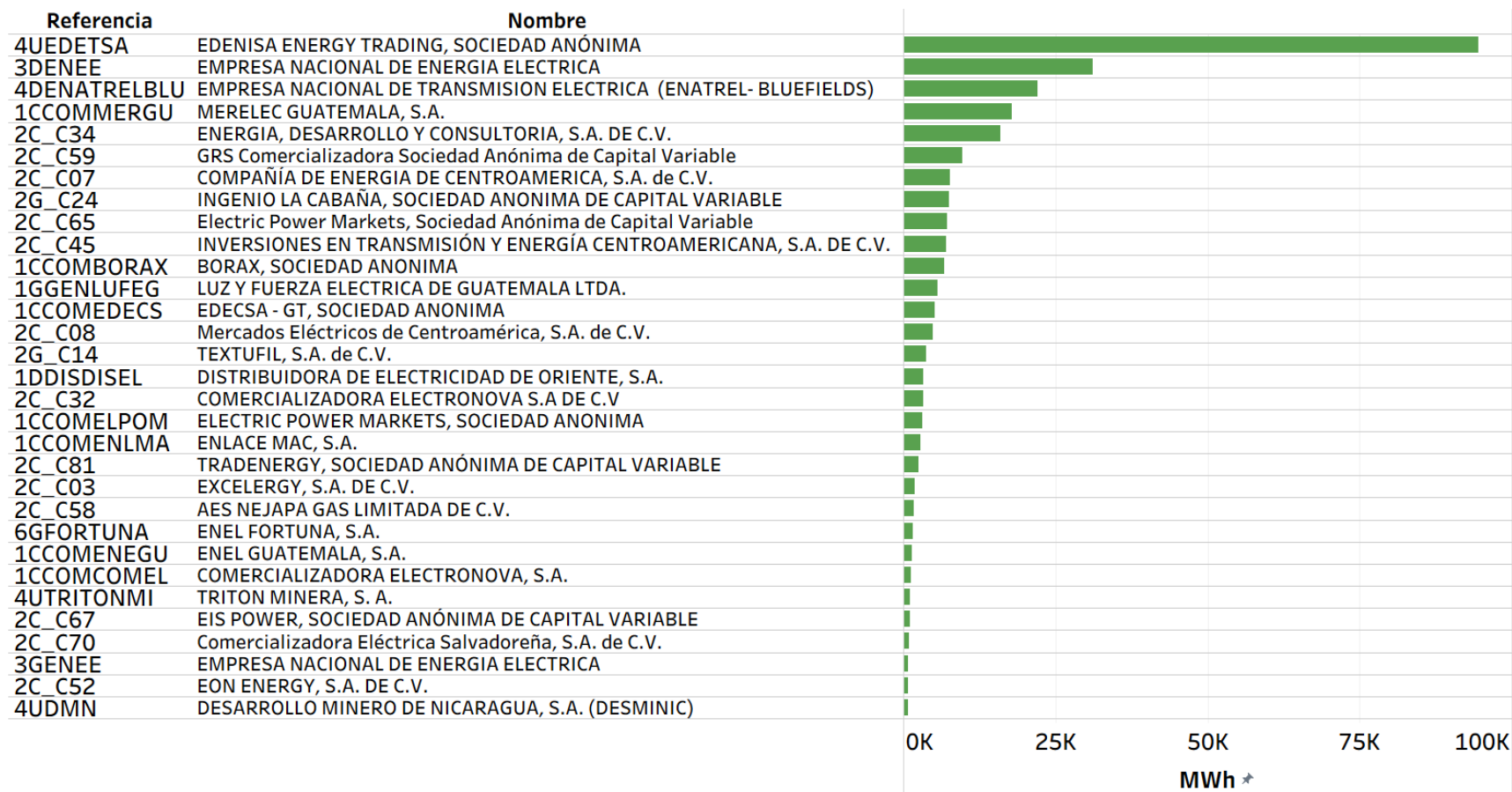
En conjunto, estos agentes concentraron aproximadamente el 65% de los retiros totales del MER durante el mes analizado, lo que pone de manifiesto la elevada dependencia de Nicaragua del suministro de energía regional, consolidándose nuevamente como el principal importador neto. En esta ocasión, dicha posición estuvo liderada principalmente por el gran usuario 4UEDE TSA.

En el caso de Honduras, destacó nuevamente la participación de su único agente activo en el MER (3DENEE/3GENEE), tanto en compras como en ventas. Al igual que en el mes anterior, su intervención estuvo impulsada por precios nacionales elevados, que se ubicaron durante la mayor parte del mes por encima del precio del MER. Estas condiciones posicionaron a Honduras como un comprador relevante de energía en el mercado regional durante febrero de 2026, en una segunda línea junto con Guatemala, después de Nicaragua y El Salvador, que lideraron ampliamente los retiros en dicho mes.

En el caso de Guatemala y El Salvador, los agentes comercializadores 1CCOMMERGU y 2C\_C34 destacaron entre los principales demandantes del MER, en un contexto en el que ambos países sostuvieron el rol dual de oferentes y demandantes que los ha caracterizado a lo largo de 2025 y en lo que va de 2026.

Finalmente, para Nicaragua también resulta relevante destacar al agente distribuidor 4DENATRELBLU, que continuó registrando volúmenes significativos de retiro al inicio del año. Este comportamiento es coherente con el rol estructural de Nicaragua como principal importador regional.

FIGURA 17. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER



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

En coherencia con los resultados anteriores, la vigilancia activa de la CRIE sobre los principales agentes exportadores e importadores continúa siendo un elemento fundamental para:

- ✓ Identificar patrones de comportamiento, tales como variaciones en los volúmenes transados, cambios en la concentración del mercado o modificaciones 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.
- ✓ Evaluar cambios estructurales en la participación de los agentes, como el desplazamiento en el liderazgo de los principales exportadores o compradores, que puedan incidir en la dinámica competitiva del mercado.
- ✓ Fortalecer la transparencia y la competencia efectiva, verificando que la operación del MER se desarrolle conforme al marco regulatorio vigente y contribuya a la eficiencia económica y operativa del sistema regional.

Finalmente, el seguimiento permanente de los agentes con mayor presencia en las transacciones del mercado regional constituye una herramienta clave para anticipar riesgos operativos y comerciales, así como para verificar que la dinámica del MER se mantenga alineada con los principios de eficiencia, transparencia y equidad establecidos en la Regulación Regional, en concordancia con las condiciones de despacho y demanda registradas durante el mes respectivo.

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

Durante febrero de 2026 se identificaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de cinco agentes del MER, conforme se detalla en la Tabla 4. Al igual que en el mes anterior, ninguna de estas ofertas resultó despachada, por lo que no tuvieron incidencia directa en la formación de los precios nodales del mercado regional. No obstante, su monitoreo permanente continúa siendo un elemento relevante dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, en la medida en que este tipo de declaraciones puede reflejar estrategias particulares de comercialización, así como eventuales configuraciones operativas o automatismos de oferta que requieren evaluación y, de ser el caso, ajustes correctivos.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) encabezó nuevamente este grupo, al declarar 38,640.00 MWh con un precio promedio de 440.93 USD/MWh y un precio máximo de 445.50 USD/MWh. Este comportamiento se asocia a la existencia de excedentes de generación térmica basada en combustibles fósiles, cuyos costos se ven significativamente incrementados por la aplicación del impuesto costarricense al uso de combustibles fósiles

para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha indicado de manera reiterada que esta práctica responde a su modelo operativo, particularmente en escenarios de alta disponibilidad de generación renovable, en los cuales se prioriza el abastecimiento del consumo interno con energía de bajo costo y se oferta al MER únicamente la generación térmica no convocada, cuando corresponde.

Por su parte, los agentes panameños Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (6GEGESA), Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) e Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A. (6GSLORENZO) declararon volúmenes de 7,168.32 MWh, 716.83 MWh y 358.42 MWh, respectivamente, con precios promedio y máximos que alcanzaron 879.56 USD/MWh en el caso de 6GEGESA y 6GSLORENZO, y 977.52 USD/MWh en el caso de 6GACP. Estos valores se explican por la utilización de plantillas automáticas de ofertas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA). De acuerdo con la información remitida previamente a esta Comisión por los tres agentes generadores, dicho mecanismo responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incorpora precios predeterminados, por lo que no obedece a una estrategia deliberada de oferta comercial por parte de los agentes.

En el caso del agente guatemalteco 1CCOMECONO, quien declaró 2.62 MWh a un precio considerablemente elevado de 7,738 USD/MWh, se evidenció, tras el debido seguimiento realizado por esta Comisión, que dicho valor correspondió a un error involuntario aislado, sin que representara la intención deliberada de ofertar energía al MER a un precio de tal magnitud. El agente indicó, además, que el valor correcto debió ser 77.38 USD/MWh, en concordancia con los precios ofertados en períodos de mercado subsiguientes. Por su parte, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE mantiene el seguimiento a este tipo de errores en la declaración de ofertas de inyección en el MOR, con el objeto de que los agentes involucrados implementen mejoras que mitiguen la recurrencia de situaciones de esta naturaleza.

**TABLA 4. 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	38,640.00	0.00	440.93	445.50
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	7,168.32	0.00	879.56	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	716.83	0.00	977.52	977.52
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	358.42	0.00	879.56	879.56
1CCOMECONO	ECONOENERGÍA, S.A.	2.62	0.00	7,738.00	7,738.00

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

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

En febrero de 2026, tres agentes del MER presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, asociadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia otorga a los CF una incidencia física directa en el despacho regional, al asegurar la colocación de la generación asociada y desplazar ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede incidir en la dinámica competitiva del mercado, su seguimiento constituye un aspecto prioritario dentro de las labores de supervisión y vigilancia, con el objetivo de salvaguardar la eficiencia, la transparencia y la adecuada señal de precios en el funcionamiento del MER.

Durante el mes analizado, el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE), Ion Energy, S.A. (1CCOMIONEN) y Renace, S.A. (1GGENRNACE) declararon 2,195 MWh, 75 MWh y 30 MWh, respectivamente, asociados a ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh vinculados a CF. Este comportamiento da continuidad a una práctica observada en períodos anteriores y que ha sido debidamente justificada ante esta Comisión por los tres agentes. En términos generales, dichos agentes han señalado que las ofertas a 0 USD/MWh tienen por finalidad evitar el desplazamiento de generación renovable local destinada a cubrir los retiros asociados a CF, en coherencia con la alta participación de fuentes renovables en la matriz de generación de los países involucrados.

Para el caso de Costa Rica, la utilización de esta estrategia se encuentra asociada principalmente a la disminución considerable del consumo interno (-87.21 GWh) respecto a enero de 2026, lo que compensó ampliamente la reducción de 36.62 GWh en la generación renovable local, permitiendo disponer de excedentes renovables competitivos en determinados períodos del mes analizado.

En el caso de Guatemala, esta estrategia se mantuvo a pesar de la disminución de la generación hidroeléctrica local respecto al mes previo (-92.10 GWh); no obstante, se observó un volumen menor en comparación con enero de 2026, cuando se totalizaron 134.00 MWh, correspondientes únicamente al agente 1GGENRNACE. A pesar de esta reducción, los agentes 1CCOMIONEN y 1GGENRNACE, comercializador y generador, respectivamente, continúan siendo actores relevantes en la generación hidroeléctrica del país, en función de su significativa capacidad instalada y de su vinculación a la misma casa matriz.

En este contexto, las justificaciones presentadas por los tres agentes resultaron consistentes con el comportamiento de la generación y la demanda en Costa Rica y Guatemala durante el período analizado.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	2,195.00
1CCOMIONEN	ION ENERGY, S.A.	75.00
1GGENRNACE	RENACE, S.A.	30.00

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

En conjunto, estas ofertas representaron únicamente el 1.26% del total de la energía declarada mediante ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF durante febrero de 2026, un porcentaje marginal, aunque superior al 0.07% observado en enero del mismo año. Este comportamiento se presenta en un contexto de condiciones operativas equilibradas, en el que la reducción generalizada de la generación renovable regional fue ampliamente compensada por la disminución de la demanda en todos los países miembros.

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

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

Durante febrero de 2026, dieciocho agentes, siete de El Salvador y once de Guatemala, presentaron este tipo de ofertas, conforme se detalla en la Tabla 6. En el caso de los agentes salvadoreños, este comportamiento se enmarca en estrategias previamente justificadas ante la CRIE, en las que han señalado que su participación como compradores en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) se limita a escenarios de sobreoferta regional con precios reducidos, en coherencia con una gestión financiera prudente en entornos de alta incertidumbre. Asimismo, indican que consideran condiciones como restricciones de generación local, posibles escenarios de vertimiento y la expectativa de precios nacionales bajos en comparación con el precio del MER, lo cual desincentiva la compra de energía regional para su posterior reventa en el mercado nacional. En este contexto, las ofertas a precios bajos buscan asegurar que cualquier adquisición en el MER resulte económicamente conveniente frente a las alternativas locales, incorporando criterios de mitigación de riesgos.

En el caso de los agentes guatemaltecos, las justificaciones proporcionadas ante esta Comisión se circunscriben a planteamientos similares a los de los agentes salvadoreños, en

los que, en términos generales, se busca aprovechar la compra de energía proveniente del mercado regional cuando esta resulta más competitiva que la local, considerando los análisis previos de riesgo, operativos, económicos y financieros. No obstante, en el mercado eléctrico guatemalteco, la regulación nacional otorga la facultad y responsabilidad al OS/OM del área de Guatemala (AMM) de estimar los precios máximos a los cuales los agentes pueden ofertar en el MOR. Para febrero de 2026, particularmente los días 3, 4, 5, 6, 7, 9 y 28, se reflejaron condiciones operativas excepcionales que propiciaron escenarios estimados de baja demanda y autosuficiencia energética en Guatemala, lo que se tradujo en precios de compra limitados por valores relativamente bajos.

**TABLA 6. AGENTES CON PRECIOS DE RETIRO 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.	9,720.00	5.00	5.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	1,450.00	10.00	10.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	753.78	1.00	1.00
2C_C86	INVERSIONES APH S.A. DE C.V.	196.00	4.48	3.10
2C_C69	COMERCIALIZADORA DE LUZ Y FUERZA, S.A. DE C.V.	163.00	5.00	5.00
2C_C70	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	117.00	7.15	5.00
2C_C67	EIS POWER, S.A. DE C.V.	17.00	7.65	7.50
1CCOMELPOM	ELECTRIC POWER MARKETS, S.A.	9.77	9.19	7.02
1CCOMSOLGU	SOLARIS GUATEMALA, S.A.	9.74	9.19	7.02
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, S.A.	9.73	9.17	7.02
1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S.A.	9.59	9.15	7.02
1CCOMSECOE	SERVICIOS COMERCIALES DE ENERGIA, S.A.	9.59	9.17	7.02
1CCOMBORAX	BORAX, S.A.	9.56	9.27	7.02
1CCOMELESE	ELECTRON SERVICES, S.A.	9.34	9.13	7.02
1CCOMENLMA	ENLACE MAC, S.A.	9.25	9.14	7.02
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	7.63	9.12	7.02
1CCOMCOMEL	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	0.80	9.88	9.84
1CCOMCEPGT	CEPAM GT, S.A.	0.55	9.88	9.84

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

Bajo estos enfoques, dichas ofertas no necesariamente obedecen a intentos de distorsión del mercado, sino que responden a una conducta racional orientada a la optimización de precios y al cumplimiento regulatorio nacional, en un entorno caracterizado por la coexistencia de un mercado regional y mercados locales. No obstante, su recurrencia y

magnitud son objeto de monitoreo permanente por parte de la CRIE, con el propósito de verificar que estas prácticas no generen efectos indeseados sobre la formación de precios ni comprometan la eficiencia del despacho regional.

## 10. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante febrero de 2026 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.

### 10.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR respecto a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) del segundo mes de 2026.

**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
<b>Máxima</b>	300	220	190	20
<b>Media</b>	300	260	300	10
<b>Mínima</b>	300	220	300	10

Fuente: Elaboración propia con información obtenida del sitio web oficial 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.

**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
<b>Máxima</b>	300	240	300	200
<b>Media</b>	300	150	300	200
<b>Mínima</b>	300	250	300	200

Fuente: Elaboración propia con información obtenida del sitio web oficial 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.

### 10.2. Eventos regionales

Durante febrero de 2026 se registraron nueve eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que derivaron en la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional. Los detalles de dichos eventos se presentan en la Tabla 9.

TABLA 9. EVENTOS QUE AFECTARON LA OPERACIÓN REGIONAL EN FEBRERO 2026

Reporte de Evento	Fecha	Hora Inicio	Hora de Normalización del SER	Área de control del SER asociada al inicio del evento	Resumen de la Descripción del Evento	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF regional que actuaron	Total de Carga Desconectada en el SER [MW]
N° 14-2-2026	8-feb-26	14:30:00	14:53:00	Honduras	En Honduras se registró la pérdida de 99.71 MW de generación solar, eólica y pequeñas hidroeléctricas debido a disparo de la línea de transmisión 230 kV Santa Lucía - Chinchayote. En Nicaragua disparó la línea de transmisión 230 kV Nagarote II - Sun Power, desconectando 56.3 MW de generación solar.	59.119	I y II	296.82
N° 15-2-2026	8-feb-26	20:41:00	21:23:00	Nicaragua	Pérdida de 179.67 MW de generación asociada a las plantas Corinto, Momotombo, Monterrosa, Amayo, Centroamérica, Pensa y San Antonio, debido al disparo de las líneas de transmisión 138 kV León I - Pensa, León I - El Viejo y Chinandega - Planta Corinto.	59.265	I	197.07
N° 17-2-2026	11-feb-26	10:23:00	10:34:00	Panamá	Pérdida de 100 MW de generación fotovoltaica por disparo del circuito de distribución 34-13 de subestación Chorrera.	59.130	I y II	380.01
N° 22-2-2026	17-feb-26	10:29:37	10:43:00	Panamá	Pérdida de 224 MW de generación fotovoltaica por recierre de la línea de transmisión 230 kV Progreso - Boquerón III.	59.071	I y II	372.67
N° 23-2-2026	17-feb-26	11:04:00	11:15:00	Panamá	Pérdida de 248 MW de generación fotovoltaica por recierre de la línea de transmisión 230 kV Progreso - Boquerón III.	59.062	I y II	364.08
N° 24-2-2026	17-feb-26	16:40:43	16:55:00	Panamá	Pérdida de 109 MW de generación asociada a la unidad 2 de la planta Gatún, por falla en válvula de sangrado.	59.215	I	256.55
N° 26-2-2026	19-feb-26	15:02:00	15:19:00	Guatemala	El OS/OM del área de control de Guatemala reportó la pérdida de 945 MW de carga en el sistema eléctrico de México.	59.356	I	71.84
N° 29-2-2026	25-feb-26	15:25:40	15:49:00	Nicaragua	Partición del SER en dos islas eléctricas por el disparo de las líneas de transmisión 230 kV La Virgen - Ticuantepe, Masaya - Eolo y Masaya - La Virgen. Bloque sur: Costa Rica, Panamá y el sur de Nicaragua. Bloque norte: Guatemala, El Salvador, Honduras y el centro-norte de Nicaragua.	58.876	I, II y III	557.79
N° 30-2-2026	25-feb-26	15:52:30	17:04:00	Nicaragua	Posterior al evento previo (Reporte N° 29-02-2026), se registra la recuperación súbita de carga en el bloque norte (Guatemala, El Salvador, Honduras y el centro-norte de Nicaragua). Seguidamente se registra la pérdida de 119.28 MW de generación asociada a las plantas ENERSA (117.31 MW) y Danlí (1.97 MW). Finalmente se registra la pérdida de 145.89 MW de generación asociada a la planta LUFUSSA III.	58.952	I y II	269.41

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/>