Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME DE VIGILANCIA Y EVALUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

INFORME SV-30-2025

PRIMER CUATRIMESTRE 2025

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
COORDINACIÓN Y VIGILANCIA DEL MER
5ta. avenida 5-55 zona 14 Edificio Europlaza
Torre I, PH Oficina 1903, Guatemala. Teléfono: (502) 2495-1777

Contenido

1. Resumen 6
2. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) 7
2.1. Inyecciones totales al MER 7
2.2. Inyecciones y retiros por país miembro 9
2.3. Transacciones por tipo de mercado 14
2.4. Transacciones por tipo de oferta 16
2.5. Evolución histórica de las inyecciones al MER hasta abril de 2025 18
2.6. Abastecimiento de la demanda regional con energía del MER hasta abril de 2025 19
3. Precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER) 19
3.1. Costos Marginales de los países miembros del MER 24
3.2. Precios del MER, del petróleo y del gas natural 28
3.2.1. Metodología de análisis de correlación entre precios del MER y combustibles fósiles 31
3.2.2. Resultados de correlación entre precios del MER y combustibles fósiles 31
3.2.3. Interpretación de resultados de correlación entre precios del MER y combustibles fósiles 32
4. Transacciones con México 33
5. Comportamiento de los agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER) 35
5.1. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER 35
5.2. Inyecciones y retiros por agente 36
6. Análisis de la Competencia y la Eficiencia del Mercado Eléctrico Regional (MER) 39
6.1. Competencia en el MER 39
6.1.1. Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR 40
6.1.2. Agentes que ofertaron con precios iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR 42
6.1.3. Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados CF 43
6.2. Eficiencia del MER 45
6.2.1. Índices de Concentración de Mercado 45
6.2.1.1. Índice IHH e indicadores C4, C8 y CR1 46
6.2.1.2. Coeficiente de Gini e índice de Theil 49
6.2.1.2.1. Análisis cuatrimestral 49
6.2.1.2.2. Análisis mensual 51
6.2.2. Índices de Poder de Mercado 53
6.2.2.1. Correlación de los CMS con los precios del MER 53
6.2.2.2. Índice RSI (*Residual Supply Index*) 55
7. Conciliación de las transacciones 62

8. Generación y demanda en los países miembros del MER 66
8.1. Energía demandada 66
8.2. Demanda máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER) 67
8.3. Energía generada por tecnología en el MER 68
9. Indicadores técnicos del MER 70
9.1. Mantenimientos de instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR) .. 70
9.2. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) 71
9.2.1. Actualizaciones solicitadas por los OS/OMS 74
9.3. Eventos de impacto regional durante los meses de enero a abril de 2025 75

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones diarias al MER, enero-abril 2024 y 2025 8
Figura 2. Inyecciones mensuales al MER, enero-abril 2024 y 2025 9
Figura 3. Inyecciones al MER por país miembro, enero-abril 2025 10
Figura 4. Retiros del MER por país miembro, enero-abril 2025 10
Figura 5. Inyecciones mensuales al MER por país miembro, enero-abril 2025 12
Figura 6. Retiros mensuales del MER por país miembro, enero-abril 2025 13
Figura 7. Inyecciones al MER por tipo de mercado, enero-abril 2025 15
Figura 8. Inyecciones al MER por tipo de oferta, enero-abril 2025 16
Figura 9. Retiro del MER por tipo de oferta, enero-abril 2025 17
Figura 10. Inyecciones diarias al MER, enero 2014-abril 2025 18
Figura 11. Abastecimiento de la demanda regional, enero 2014-abril 2025 19
Figura 12. Precios promedio horarios del MER, enero-abril 2025 20
Figura 13. Precios máximos horarios del MER, enero-abril 2025 22
Figura 14. Relación entre las inyecciones al MER y los precios promedio horarios del MER, enero-abril 2025 23
Figura 15. Precios promedio diarios en los mercados nacionales, enero-abril 2025 25
Figura 16. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales, enero-abril 2025 26
Figura 17. Precios promedio cuatrimestrales por país miembro, enero-abril 2025 27
Figura 18. Precios del MER y precios del petróleo, enero-abril 2025 29
Figura 19. Precios del MER y precios del gas natural, enero-abril 2025 30
Figura 20. Correlación entre los precios del MER y los del petróleo y gas natural 32
Figura 21. Transacciones con México y precios asociados 34
Figura 22. Agentes con mayor cantidad de inyecciones, enero-abril 2025 37
Figura 23. Agentes con mayor cantidad de retiros, enero-abril 2025 38

Figura 24. Evolución de índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1), enero 2014-abril 2025 48
Figura 25. Indicadores de desigualdad asociados a las inyecciones (Gini y Theil), enero-abril 2025 50
Figura 26. Indicadores de desigualdad asociados a los retiros (Gini y Theil), enero-abril 2025 51
Figura 27. Coeficientes de correlación entre los CMS nacionales y los precios del MER, enero 2014-abril 2025 55
Figura 28. Comportamiento del RSI de energía declarada y de energía despachada, enero 2014-abril 2025 57
Figura 29. Agentes con RSI de energía declarada < 1, enero-abril 2025 58
Figura 30. Agentes con RSI de energía despachada < 1, enero-abril 2025 59
Figura 31. Comportamiento del Índice de Lerner del agente 5GICE, enero-abril 2025 60
Figura 32. Comportamiento del Índice de Lerner del agente 1GGENALENR, enero-abril 2025 61
Figura 33. Conciliación de las transacciones, enero-abril 2025 64
Figura 34. Cargo Variable de Transmisión Neto (CVTn), enero-abril 2025 65
Figura 35. Consumo energético por país miembro, enero-abril 2025 66
Figura 36. Consumo energético regional, enero-abril 2025 67
Figura 37. Demanda máxima del SER, enero-abril 2025 67
Figura 38. Energía generada en la región por tecnología, enero-abril 2025 69
Figura 39. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Norte-Sur (MW), enero-abril 2025 72
Figura 40. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Sur-Norte (MW), enero-abril 2025 73
Figura 41. Eventos de impacto regional, enero-abril 2025 76
Figura 42. Repercusiones por eventos de impacto regional, enero-abril 2025 77

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre los precios del MER y los del petróleo y gas natural 32
Tabla 2. Precios promedio mensuales del MER, de México y de Guatemala 35
Tabla 3. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER a abril 2025 35
Tabla 4. Agentes que ofertaron con precios elevados en el MOR (≥ 400 USD/MWh) 41
Tabla 5. Agentes que ofertaron con precios bajos en el MOR (≤ 10 USD/MWh) 42
Tabla 6. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh 44
Tabla 7. Índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1), enero-abril 2025 47
Tabla 8. Evolución de índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1), enero 2014-abril 2025 48

Tabla 9. Indicadores de desigualdad asociados a las inyecciones (Gini y Theil), enero-abril 2025 . 50

Tabla 10. Indicadores de desigualdad asociados a los retiros (Gini y Theil), enero-abril 2025..... 51

Tabla 11. Coeficientes de correlación entre los CMS nacionales y los precios del MER, enero-abril 2025..... 55

Tabla 12. Agentes con RSI de energía declarada < 1, enero-abril 2025 58

Tabla 13. Agentes con RSI de energía despachada < 1, enero-abril 2025 58

Tabla 14. Índice de Lerner promedio, enero-abril 2025..... 59

Tabla 15. Cargo por CVTn, enero-abril 2025 62

Tabla 16. Consumo energético por país miembro, enero-abril 2025 66

Tabla 17. Energía generada por tecnología y por país miembro (GWh), enero-abril 2025 68

Tabla 18. Ejecución global de mantenimientos de instalaciones de la RTR, enero-abril 2025 70

Tabla 19. Ejecución por área de control de mantenimientos de instalaciones de la RTR, enero-abril 2025..... 71

Tabla 20. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Norte-Sur (MW), enero-abril 2025 72

Tabla 21. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Sur-Norte (MW), enero-abril 2025 73

Tabla 22. Actualización de exportación total máxima de Panamá hacia Costa Rica (Sur-Norte) a partir del 03 de abril de 2025 (MW) 74

Tabla 23. Actualización de importación total máxima de El Salvador para el día 16 de abril de 2025 (MW)..... 74

Tabla 24. Actualización de importación total máxima de El Salvador para los días 17 y 18 de abril de 2025 (MW)..... 74

Tabla 25. Actualización de importación total máxima de El Salvador para los días 19 y 20 de abril de 2025 (MW)..... 75

Tabla 26. Actualización de exportación total máxima de Panamá hacia Costa Rica (Sur-Norte) para los días 21, 22 y 23 de abril de 2025 (MW)..... 75

1. Resumen

En cumplimiento del numeral 2.2.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el presente informe describe las actividades de vigilancia y evaluación realizadas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) en el Mercado Eléctrico Regional (MER) durante el primer cuatrimestre de 2025. También se incluyen estudios y análisis específicos relacionados con eventos relevantes ocurridos en ese período.

Durante estos meses, no se presentó el fenómeno climático *"El Niño"*, que en años anteriores (2023 y 2024) afectó considerablemente la generación hidroeléctrica. No obstante, se observaron otras condiciones climáticas que influyeron directamente en el comportamiento del MER. Entre enero y febrero se manifestó una breve fase del fenómeno *"La Niña"*, que incrementó la disponibilidad hídrica y favoreció la generación hidroeléctrica. En marzo, una intensa ola de calor elevó significativamente la demanda eléctrica, llevando a varios países a registrar sus máximos históricos de consumo.

Estas condiciones se reflejaron en una alta volatilidad de los Costos Marginales de los Sistemas (CMS). Por ejemplo, Costa Rica registró en enero un CMS promedio mensual de 6.51 USD/MWh, y en marzo alcanzó el valor más alto del cuatrimestre con 187.21 USD/MWh.

A pesar de la presión climática, el volumen de inyecciones eléctricas en el MER aumentó un 39% respecto al mismo período de 2024, impulsado por una mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica y la ausencia de fenómenos extremos.

En este contexto, la CRIE reafirma la importancia de mantener una vigilancia continua sobre el comportamiento del MER. El análisis de transacciones, precios, participación de los agentes y su interacción con variables externas, como los fenómenos climáticos, resulta esencial para identificar conductas anómalas, preservar la eficiencia del mercado y promover condiciones de competencia justa en la región.

2. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

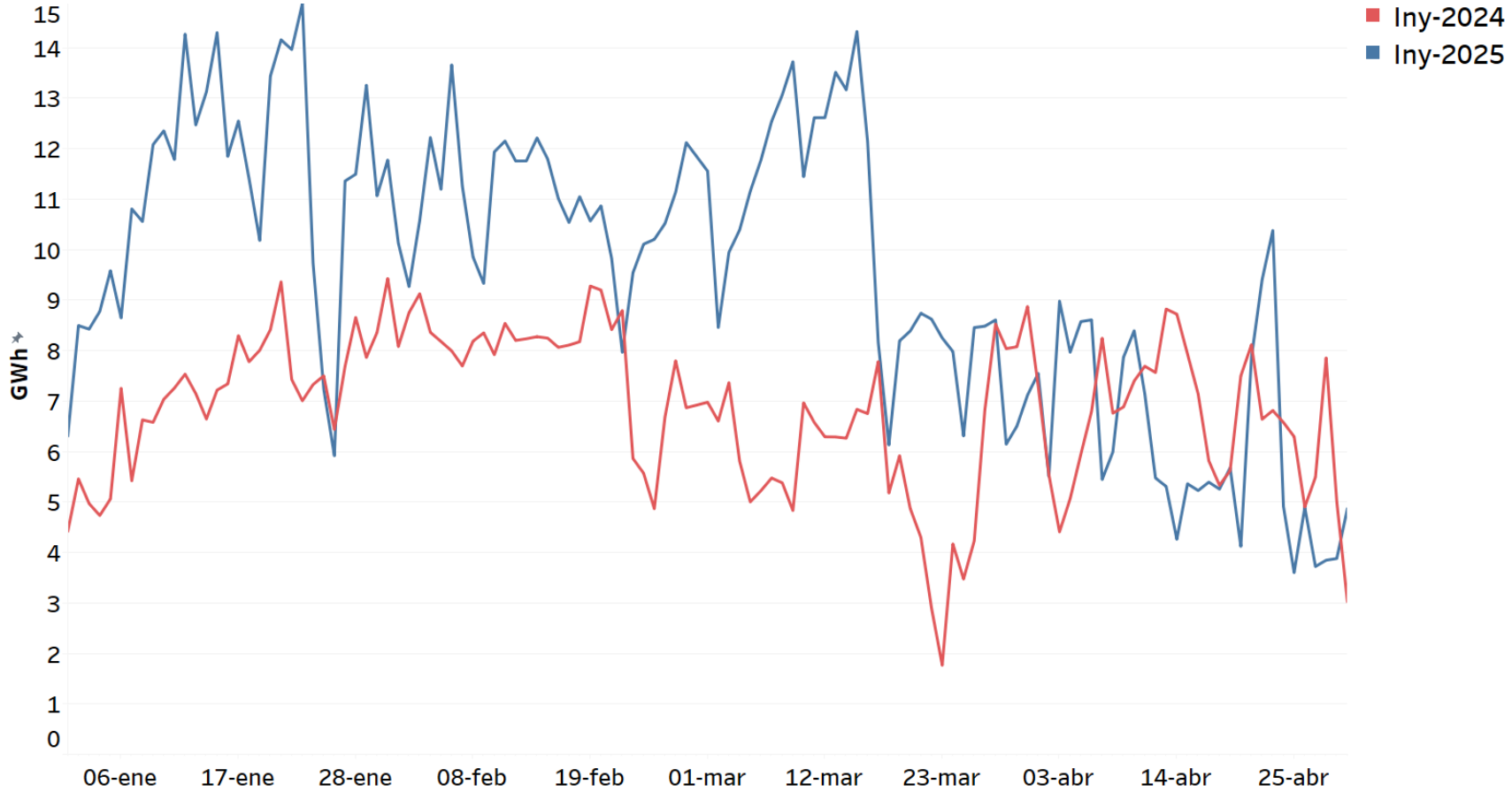
Esta sección presenta el análisis de las transacciones registradas en el MER entre enero y abril de 2025. Se detallan las inyecciones y retiros por país miembro, el comportamiento de los diferentes tipos de mercado y de oferta, así como la evolución histórica de las inyecciones y el grado de cobertura de la demanda regional con energía proveniente del MER.

2.1. Inyecciones totales al MER

Durante el primer cuatrimestre de 2025, el volumen total de inyecciones al MER alcanzó los 1,145 GWh, lo que representa un incremento del 39% respecto al mismo período de 2024 (823 GWh). Este aumento se atribuye principalmente a la ausencia del fenómeno de *"El Niño"*, presente el año anterior, y a la breve fase de *"La Niña"* ocurrida entre enero y febrero de 2025, que mejoró la disponibilidad hidroeléctrica regional.

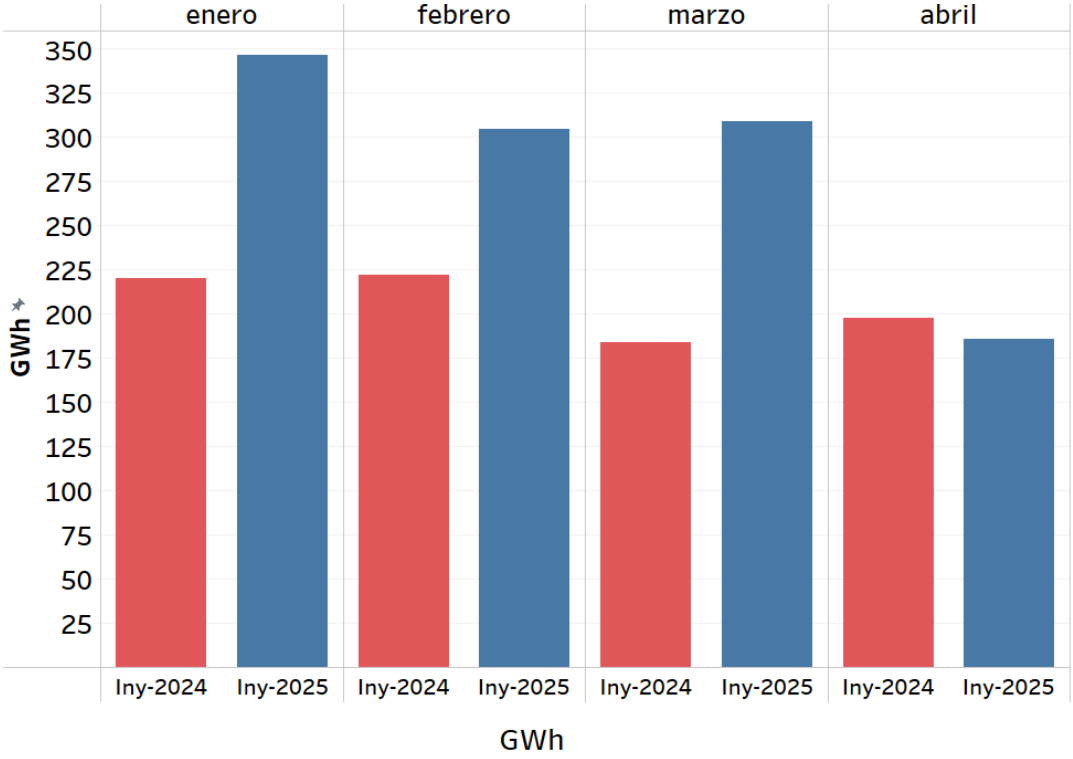
Durante esa fase, las inyecciones crecieron hasta un 56% en comparación con el mismo lapso de 2024. En el resto del cuatrimestre (segunda quincena de marzo y abril), el incremento fue más moderado (9%).

FIGURA 1. INYECCIONES DIARIAS AL MER, ENERO-ABRIL 2024 Y 2025



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

FIGURA 2. INYECCIONES MENSUALES AL MER, ENERO-ABRIL 2024 Y 2025



	enero	febrero	marzo	abril
Iny-2024	220.2	221.8	183.5	197.2
Iny-2025	346.3	304.6	308.5	185.5

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

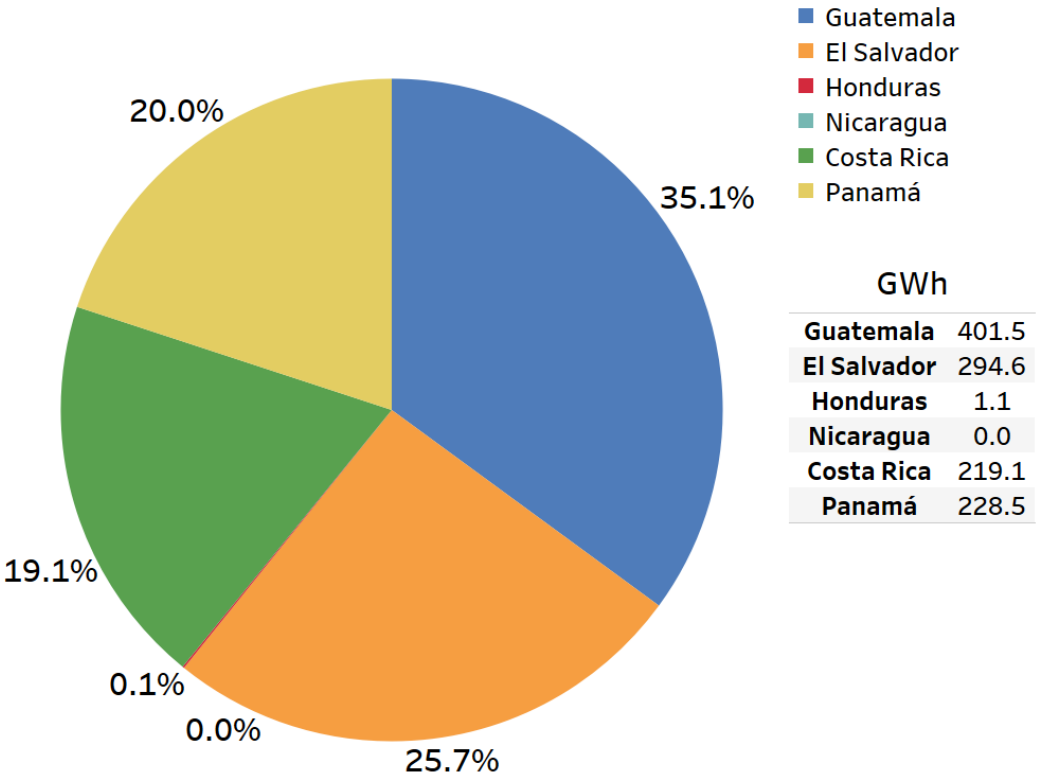
2.2. Inyecciones y retiros por país miembro

Durante el período analizado, Guatemala fue el principal país que inyectó al MER, con aproximadamente 402 GWh, equivalentes al 35.1% del total. Le siguieron El Salvador con 295 GWh (25.7%), Panamá con 229 GWh (20.0%) y Costa Rica con 219 GWh (19.1%). Honduras registró apenas 1.1 GWh (0.1%), mientras que Nicaragua no reportó inyecciones.

Respecto a los retiros, Nicaragua encabezó la lista con 344 GWh (30.3%), seguida de El Salvador con 340 GWh (30.0%). Guatemala, Honduras y Costa Rica registraron 184 GWh (16.2%), 119 GWh (10.5%) y 109 GWh (9.6%), respectivamente. Panamá tuvo el menor volumen de retiro, con 39 GWh (3.4%).

Las Figuras 3 y 4 presentan los resultados agregados por país, mientras que las Figuras 5 y 6 muestran el comportamiento mensual.

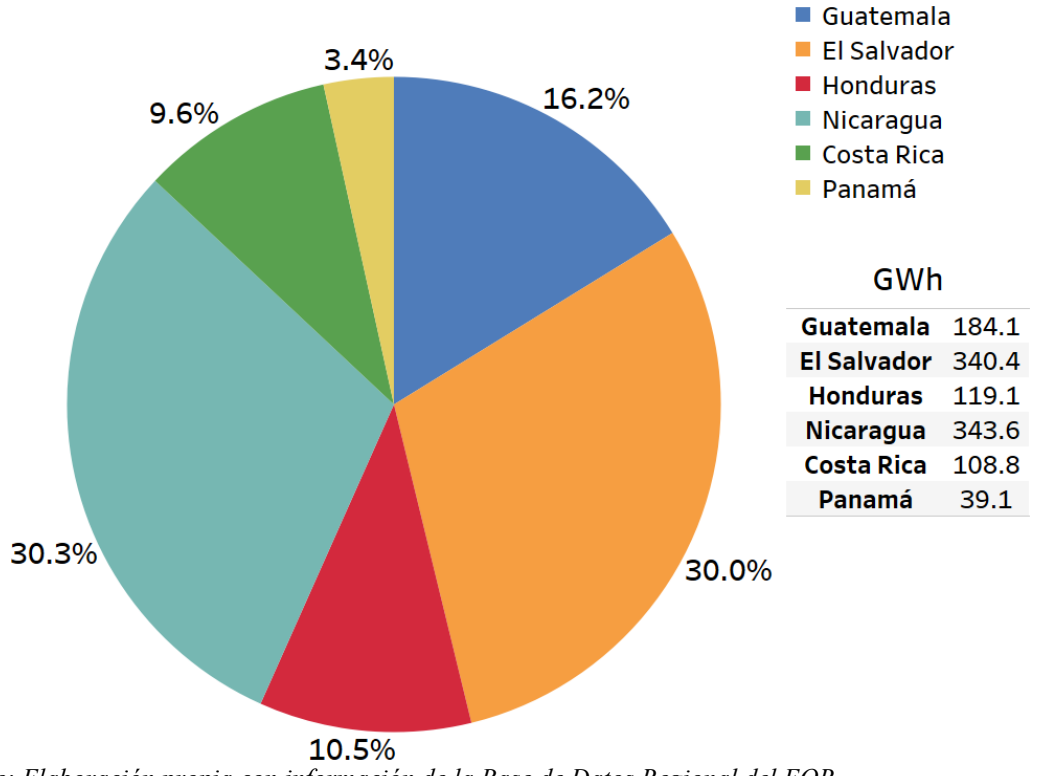
FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2025



GWh	
Guatemala	401.5
El Salvador	294.6
Honduras	1.1
Nicaragua	0.0
Costa Rica	219.1
Panamá	228.5

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

FIGURA 4. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2025



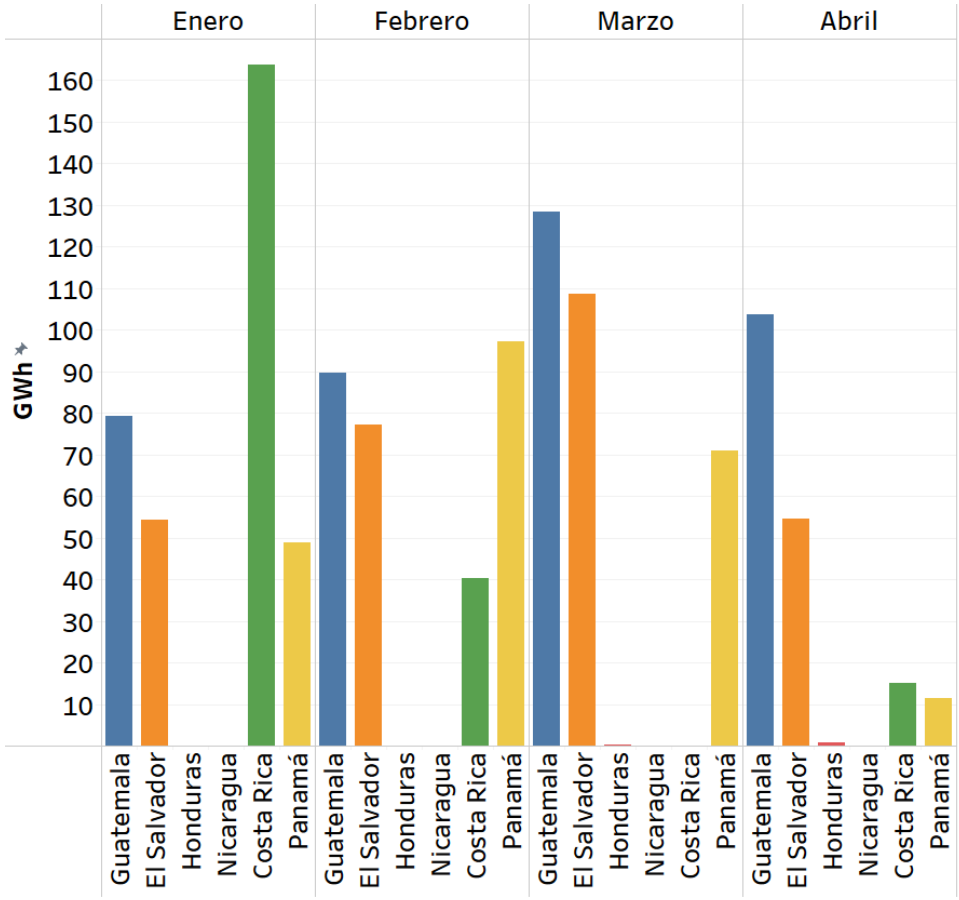
GWh	
Guatemala	184.1
El Salvador	340.4
Honduras	119.1
Nicaragua	343.6
Costa Rica	108.8
Panamá	39.1

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

En términos mensuales, Guatemala lideró las inyecciones durante todo el cuatrimestre, salvo en enero, cuando fue superado por Costa Rica. Esta consistencia refleja la diversificación de la matriz guatemalteca, que permite mantener niveles altos de exportación incluso ante condiciones climáticas adversas. En contraste, la fuerte dependencia de Costa Rica de fuentes renovables influyó en una reducción progresiva de sus inyecciones tras finalizar la breve fase de *"La Niña"*.

En cuanto a los retiros, Nicaragua y El Salvador fueron los mayores demandantes, ambos con tendencia descendente. Costa Rica mostró un aumento en marzo, como respuesta a la disminución de generación hidroeléctrica y al incremento en la temperatura regional.

FIGURA 5. INYECCIONES MENSUALES AL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2025

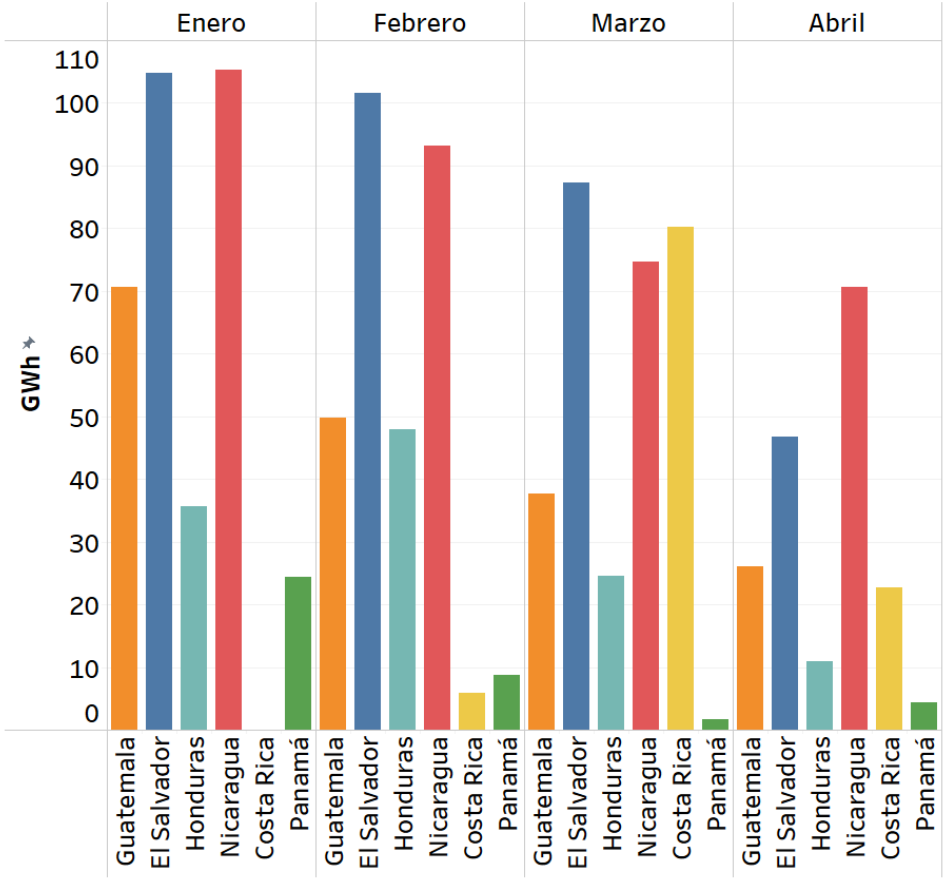


Inyecciones (GWh)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Guatemala	79.3	89.8	128.5	103.8
El Salvador	54.3	77.1	108.7	54.5
Honduras	0.0	0.0	0.2	0.9
Nicaragua	0.0	0.0	0.0	0.0
Costa Rica	163.7	40.4	0.0	15.0
Panamá	48.9	97.3	71.0	11.3

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

FIGURA 6. RETIROS MENSUALES DEL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2025



Retiros (GWh)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Guatemala	70.6	49.7	37.6	26.1
El Salvador	104.8	101.6	87.3	46.8
Honduras	35.6	48.0	24.5	10.9
Nicaragua	105.2	93.3	74.6	70.6
Costa Rica	0.0	5.8	80.3	22.7
Panamá	24.3	8.7	1.7	4.3

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

2.3. Transacciones por tipo de mercado

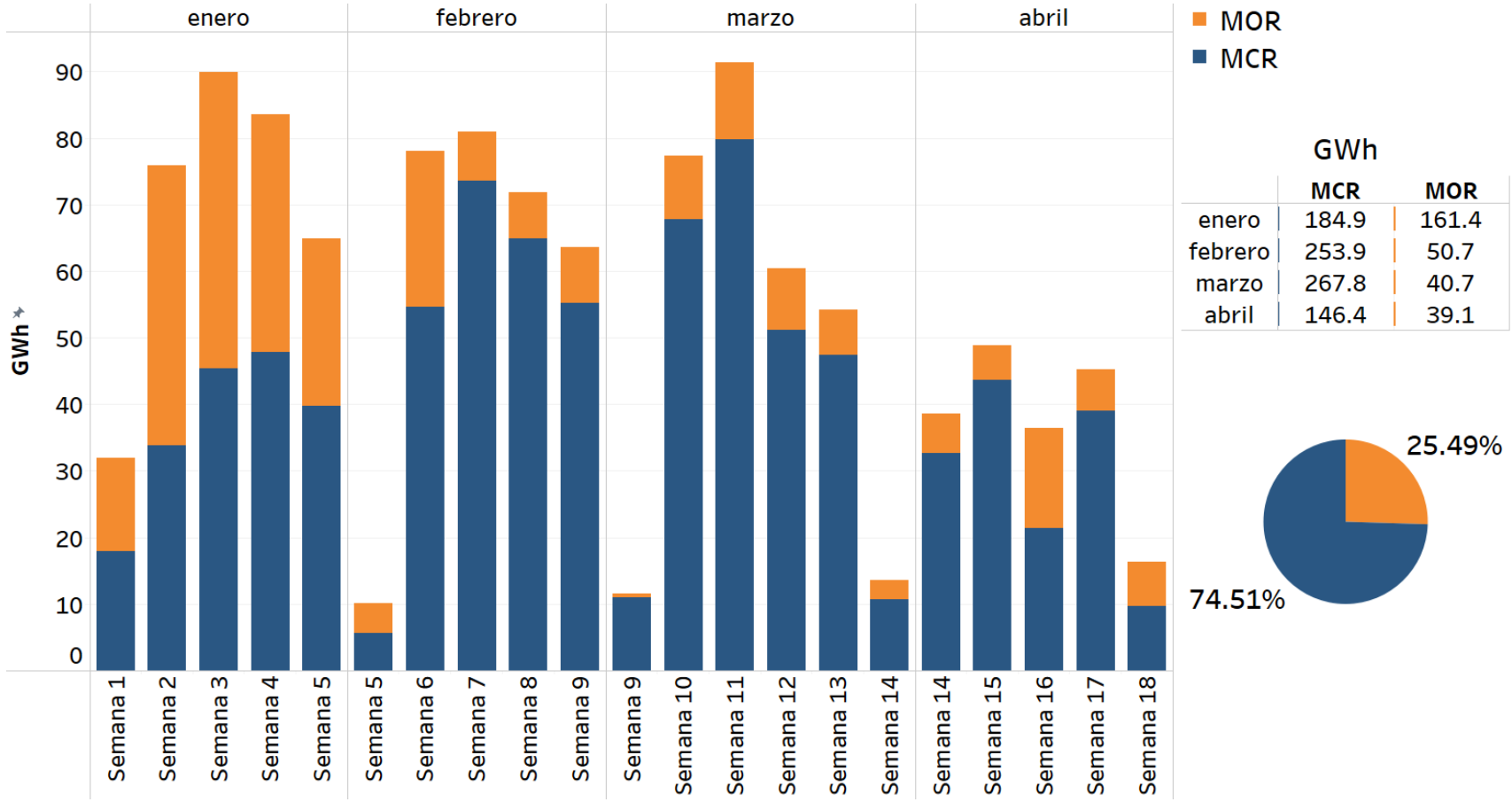
Entre enero y abril de 2025, el 74.51% de las inyecciones al MER (853 GWh) se realizó en el Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 25.49% restante (292 GWh) se canalizó a través del Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

Durante enero y abril se observaron reducciones atípicas en el MCR, atribuibles a la alta disponibilidad de excedentes para el corto plazo y a la restricción de exportación desde Panamá, derivada de decisiones internas en su mercado eléctrico.

En contraste, las inyecciones en el MOR se mantuvieron relativamente constantes de febrero a abril. En enero, la abundancia de recursos hidroeléctricos permitió aumentar las ofertas de corto plazo, destacando el impacto positivo del fenómeno *"La Niña"*.

La Figura 7 presenta la distribución mensual y semanal de las inyecciones diferenciadas por tipo de mercado.

FIGURA 7. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO, ENERO-ABRIL 2025



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

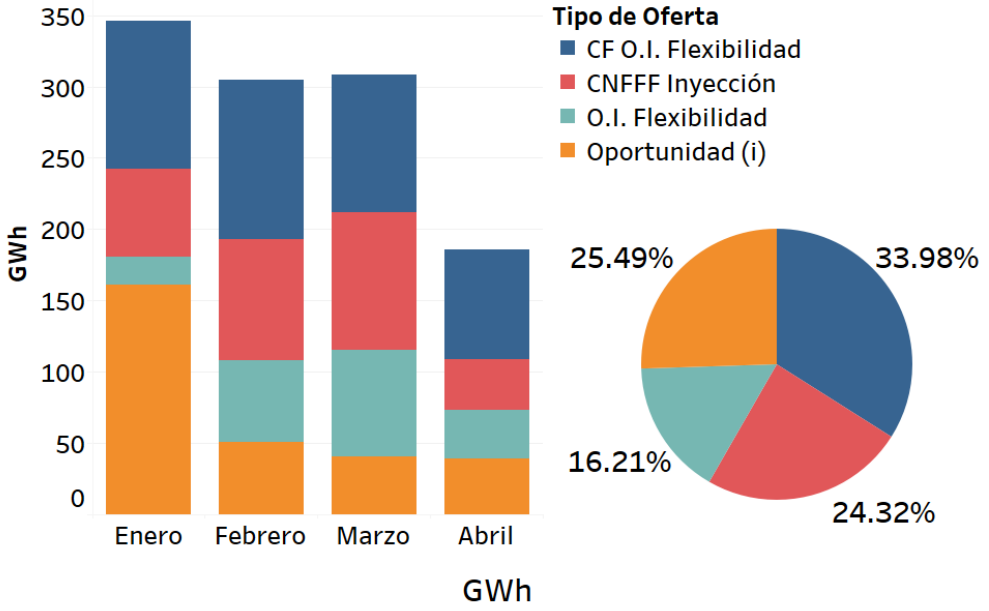
2.4. Transacciones por tipo de oferta

Durante el primer cuatrimestre de 2025, las inyecciones al MER se realizaron mayoritariamente mediante Contratos Firmes (CF), que representaron el 33.98% del total (389 GWh). Les siguieron las ofertas de oportunidad (25.49%), las inyecciones físicas de Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF) con 24.32%, y las Ofertas de Flexibilidad de CNFFF con 16.21%.

En cuanto a los retiros, el 49.92% se ejecutó bajo CF (567 GWh), seguido de los retiros físicos de CNFFF (24.53%), ofertas de oportunidad (17.80%) y Ofertas de Flexibilidad de CNFFF (7.75%).

Estos patrones reflejan la influencia de las condiciones climáticas sobre las decisiones de oferta y retiro de los agentes. La información detallada se presenta en las Figuras 8 y 9.

FIGURA 8. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA, ENERO-ABRIL 2025

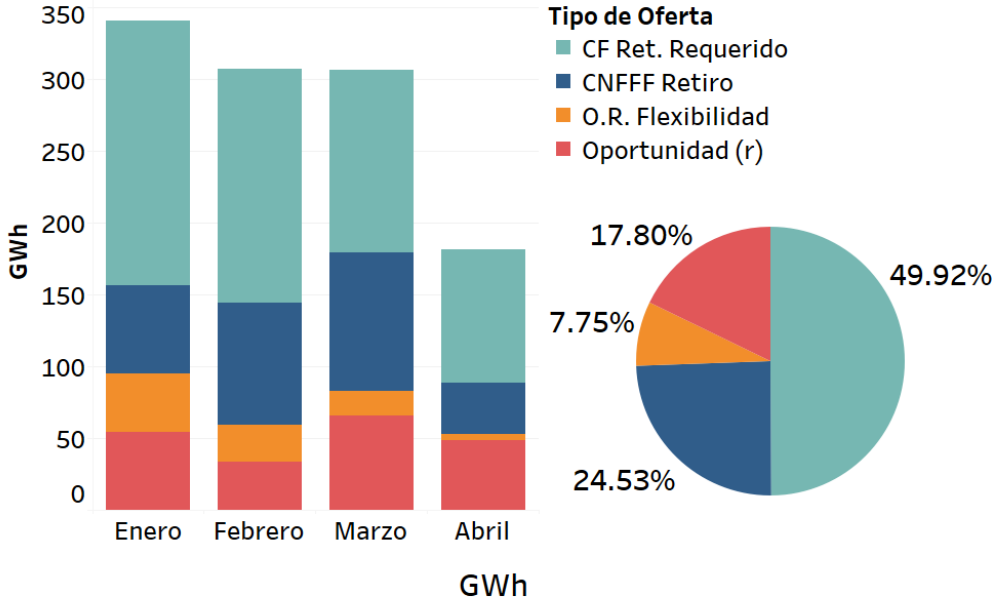


	CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad (i)
Enero	103.9	61.3	19.6	161.4
Febrero	111.8	84.7	57.3	50.7
Marzo	97.0	96.5	74.4	40.7
Abril	76.3	35.9	34.2	39.1

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 9. RETIRO DEL MER POR TIPO DE OFERTA, ENERO-ABRIL 2025



	CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad (r)
Enero	184.2	61.3	41.0	54.1
Febrero	162.8	84.7	26.0	33.6
Marzo	126.8	96.5	16.8	66.0
Abril	92.9	35.9	4.2	48.3

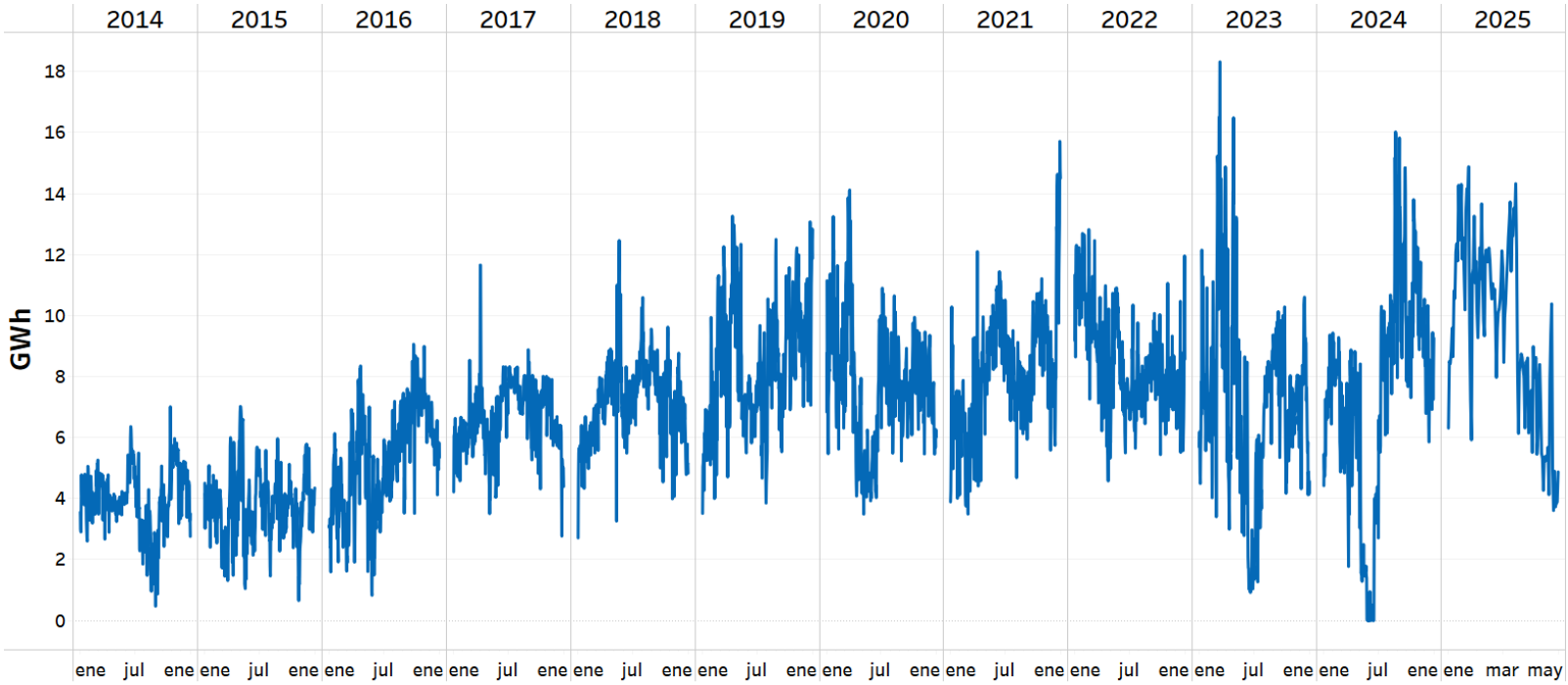
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

- ***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.*

2.5. Evolución histórica de las inyecciones al MER hasta abril de 2025

La Figura 10 muestra la evolución diaria de las inyecciones al MER, desde enero de 2014 hasta abril de 2025. El aumento registrado en los primeros meses de 2025 marca una recuperación notable respecto al mismo período de 2024, lo que sugiere la posibilidad de cerrar el año con niveles superiores al del año anterior.

FIGURA 10. INYECCIONES DIARIAS AL MER, ENERO 2014-ABRIL 2025



Energía/Año [GWh]

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1,446	1,370	1,947	2,447	2,651	3,074	2,821	3,010	3,108	2,649	2,732	1,145

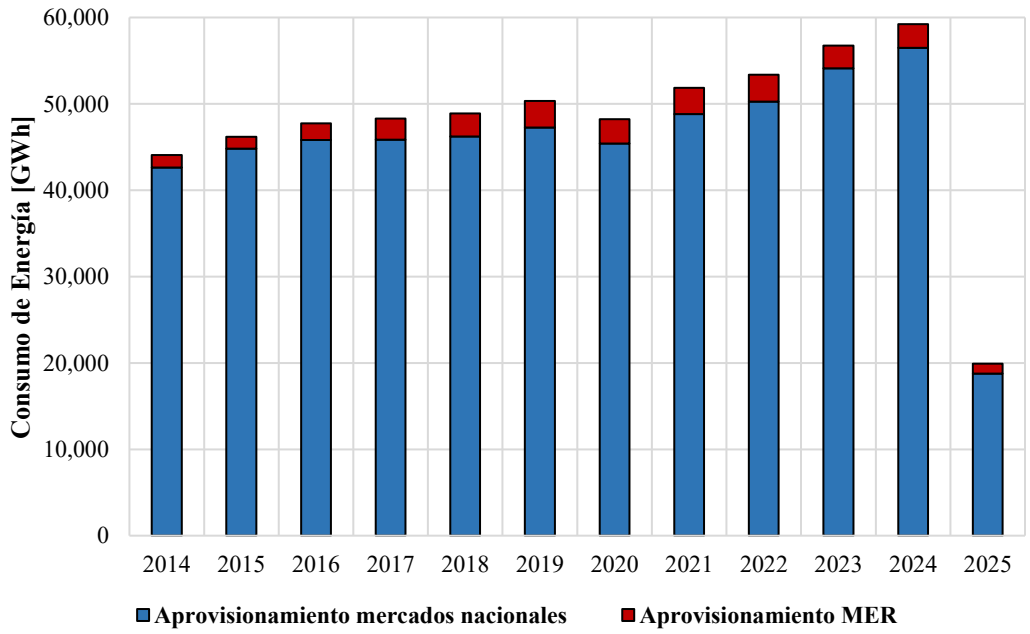
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

2.6. Abastecimiento de la demanda regional con energía del MER hasta abril de 2025

En la Figura 11 se muestran los volúmenes de energía consumida a nivel regional, desglosados según la fuente de aprovisionamiento: Mercados Nacionales y Mercado Eléctrico Regional (MER). Asimismo, se presenta la proporción porcentual que representan las inyecciones al MER respecto al consumo regional de energía, para el período comprendido entre enero de 2014 y abril de 2025.

Se observa que, en lo que va de 2025, el aprovisionamiento mediante inyecciones al MER muestra una recuperación de aproximadamente 1% en comparación con los años 2023 y 2024, marcados por el fenómeno climático de *"El Niño"*. Este comportamiento es similar al registrado en los años 2021 y 2022, tendencia que deberá confirmarse con el análisis correspondiente al segundo cuatrimestre de 2025 y al cierre del año.

FIGURA 11. ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA REGIONAL, ENERO 2014-ABRIL 2025



COBERTURA DE LA DEMANDA REGIONAL (% ANUAL)											
2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025***
3.3%	3.0%	4.1%	5.1%	5.4%	6.1%	5.8%	5.8%	5.8%	4.7%	4.6%	5.7%

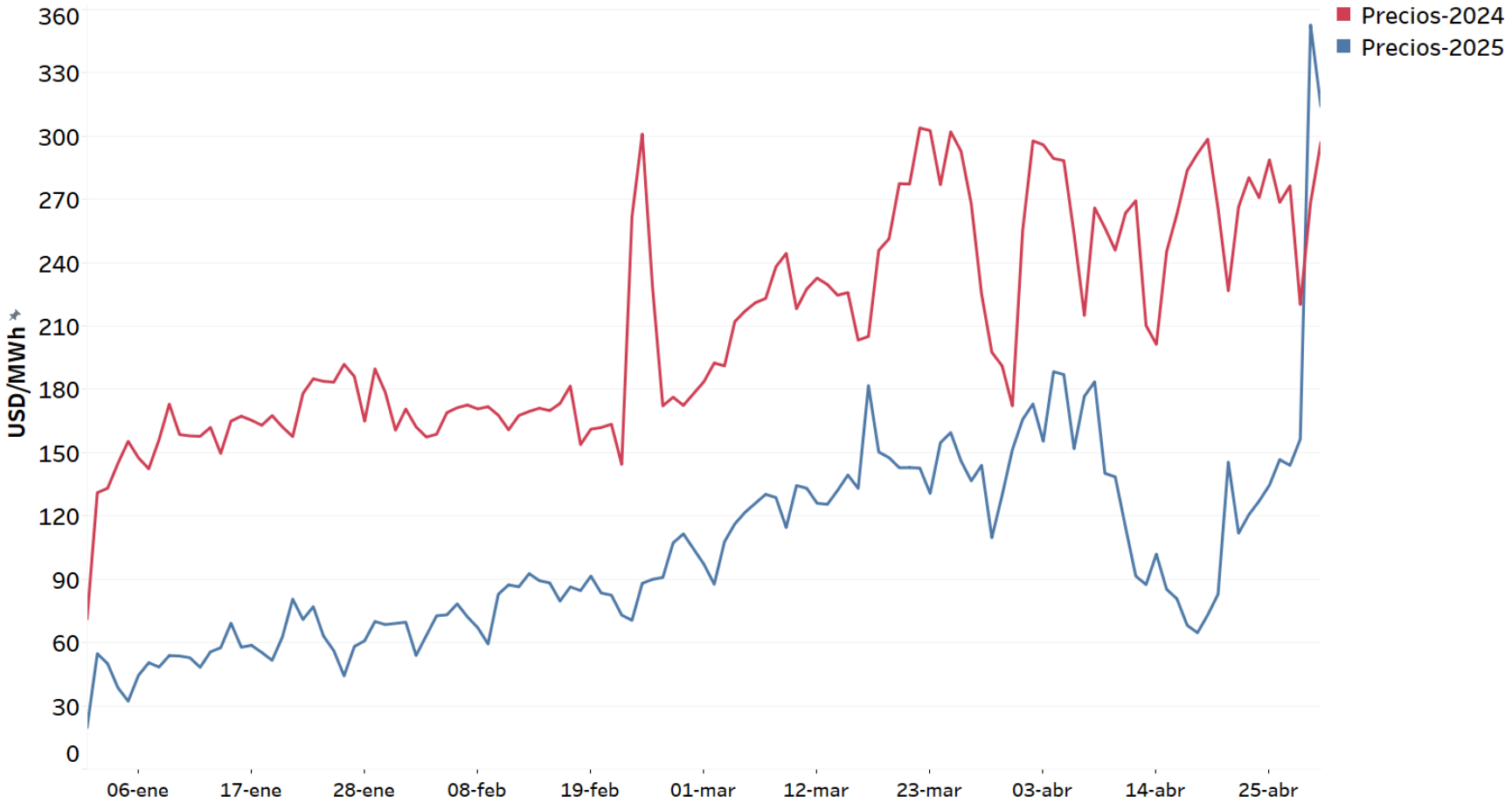
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.
**De enero a abril de 2025*

3. Precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Durante el primer cuatrimestre de 2025, el precio promedio del MER fue de 102.31 USD/MWh, significativamente inferior al valor registrado en el mismo período de 2024 (209.37 USD/MWh), lo que representa una reducción interanual del 51.14%.

Esta disminución se atribuye a la ausencia de fenómenos climáticos extremos, en contraste con los años previos. Las condiciones de menor impacto, como la fase breve de *"La Niña"* y el incremento hidroeléctrico, contribuyeron a estabilizar los precios.

FIGURA 12. PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2025



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

A pesar de que el precio nodal promedio del MER durante el primer cuatrimestre de 2025 fue de 102.31 USD/MWh, se registraron precios máximos significativamente superiores, alcanzando los 712.1 USD/MWh el 30 de abril. Otras alzas se presentaron el 29 de abril (701.8 USD/MWh), el 17 de marzo (703.4 USD/MWh), el 28 de febrero (168.4 USD/MWh) y el 21 de enero (145.9 USD/MWh).

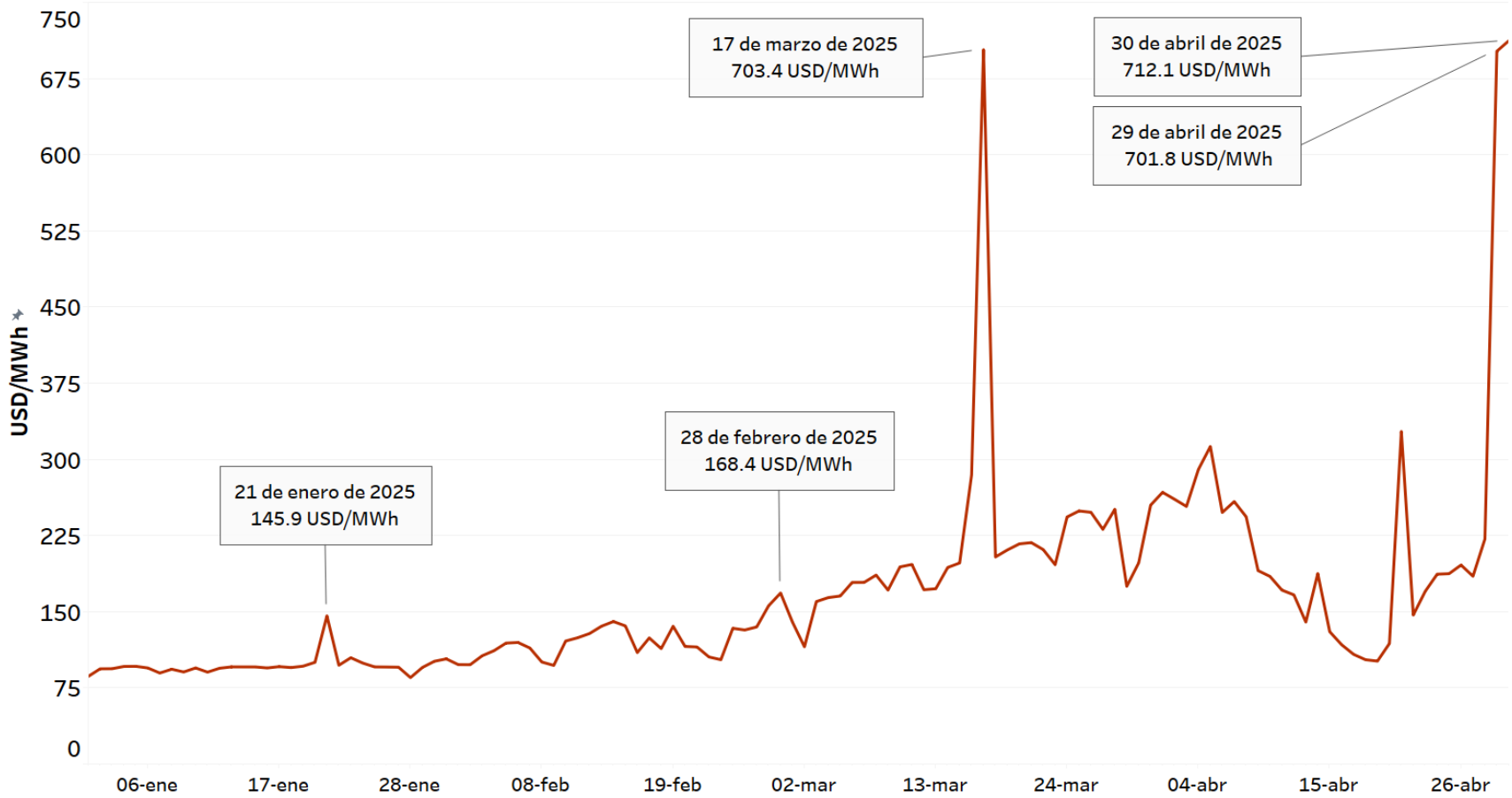
Los precios extraordinarios del 29 y 30 de abril se atribuyen a escenarios de pérdida de recursos de generación en el área de control de Guatemala, sumados a la baja disponibilidad de generación térmica en la zona atlántica del área de control de Panamá. De manera similar, el precio máximo del 17 de marzo obedeció a la limitada disponibilidad de generación térmica en esa misma zona.

En cuanto a los valores registrados el 28 de febrero y el 21 de enero, estos se asociaron a fluctuaciones en la generación hidroeléctrica y en la demanda regional, respectivamente.

Cabe destacar que, en ninguno de estos eventos, se registró el despacho de ofertas en los nodos afectados por los escenarios atípicos. Sin embargo, para los precios máximos de abril y marzo sí se evidenció abastecimiento a través del MOR, gracias a la flexibilidad de inyección de los CF que cubrieron los retiros requeridos. Esto puso de manifiesto señales de escasez local y la necesidad de atender la demanda mediante importaciones regionales a precios más elevados, generando señales económicas relevantes.

Respecto al rol de la CRIE, es importante señalar que se adoptaron medidas conforme a lo dispuesto en la resolución CRIE-08-2025, vigente desde el 1 de mayo de 2025. Dicha resolución, mediante la reforma de los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Libro II del RMER, permite a los agentes del MER consignar, o no, su aceptación de los costos necesarios para cumplir con sus compromisos contractuales (ya sean CNFFF o CF) en situaciones de escasez energética que requieran abastecimiento vía ofertas en el MOR. En caso de no consignar dicha aceptación, el despacho del contrato respectivo se realiza con base en la generación disponible declarada.

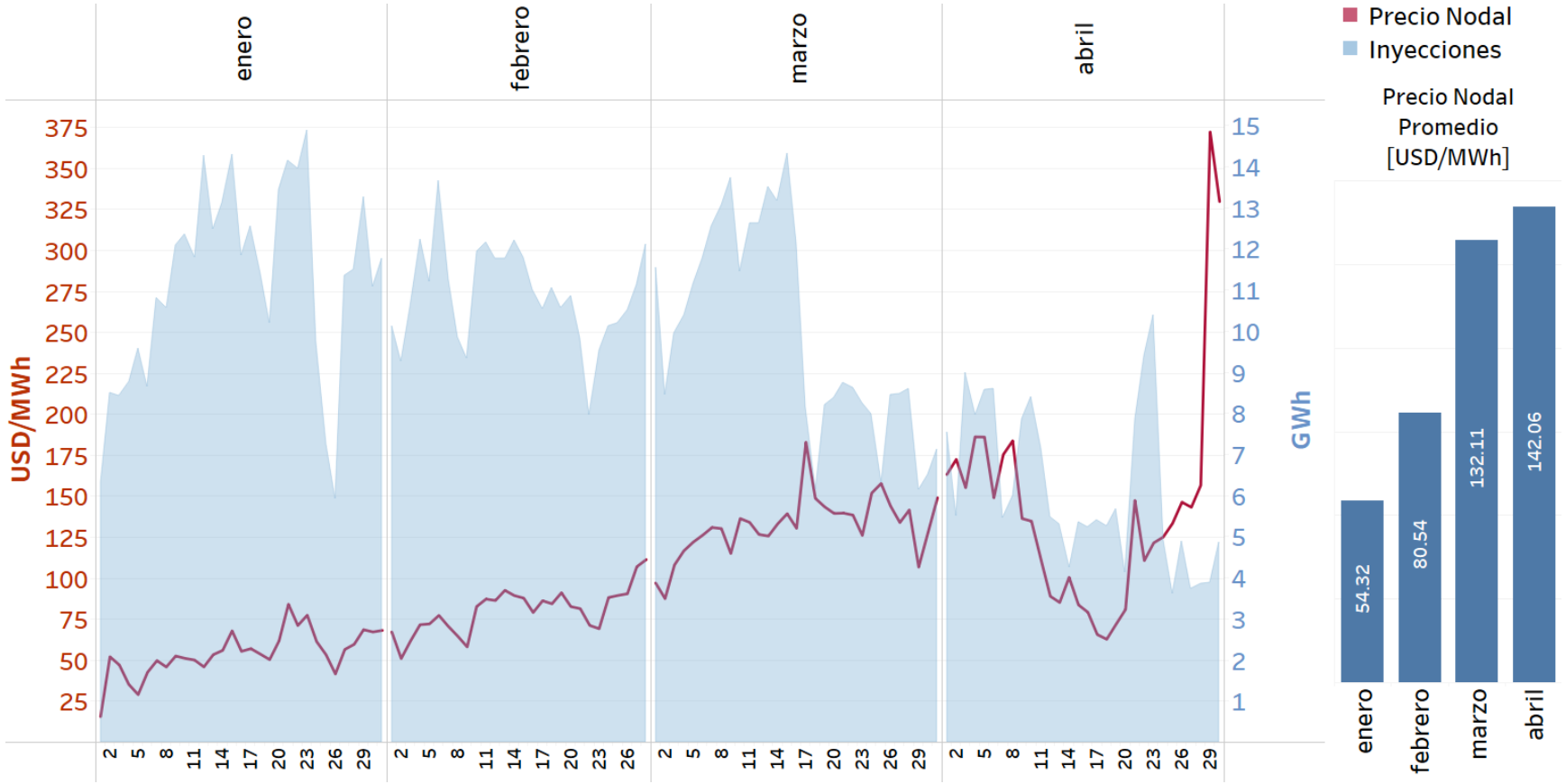
FIGURA 13. PRECIOS MÁXIMOS HORARIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2025



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

Las transacciones regionales muestran una clara dependencia de los precios del MER, como se observa en la Figura siguiente. Es evidente que las inyecciones de energía al MER aumentaron conforme los precios disminuyeron, mientras que, en la última parte del cuatrimestre, dichas inyecciones se redujeron al registrarse un incremento en los precios.

FIGURA 14. RELACIÓN ENTRE LAS INYECCIONES AL MER Y LOS PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2025



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

Este comportamiento responde a una dinámica característica de los mercados eléctricos interconectados, en este caso, del MER: cuando los precios son bajos, se genera un incentivo económico para que los agentes oferten mayores volúmenes de energía, aprovechando la competitividad del mercado y la posibilidad de colocar excedentes de generación. Por el contrario, cuando los precios se elevan, el margen de rentabilidad puede reducirse para ciertos generadores, particularmente aquellos con menores eficiencias o costos más altos, lo que provoca una reducción de las inyecciones.

Es importante destacar que el mayor volumen de inyecciones al MER durante el primer cuatrimestre de 2025 se registró entre enero y mediados de marzo. En contraste, durante la segunda quincena de marzo y hasta finales de abril, período en el que se observó un aumento significativo en los precios del MER, las inyecciones se redujeron considerablemente en comparación con la etapa anterior.

Como se mencionó previamente, este comportamiento está vinculado a condiciones climáticas que caracterizaron dicho cuatrimestre. El aumento en las inyecciones, asociado a una disminución de precios, coincidió con una breve fase del fenómeno climático de *"La Niña"*, que favoreció una mayor disponibilidad hídrica. Por el contrario, la posterior disminución en las inyecciones y el alza de precios se relacionan con una intensa ola de calor, así como con escenarios de pérdida de generación y una limitada disponibilidad de generación térmica en ciertas áreas de control.

3.1. Costos Marginales de los países miembros del MER

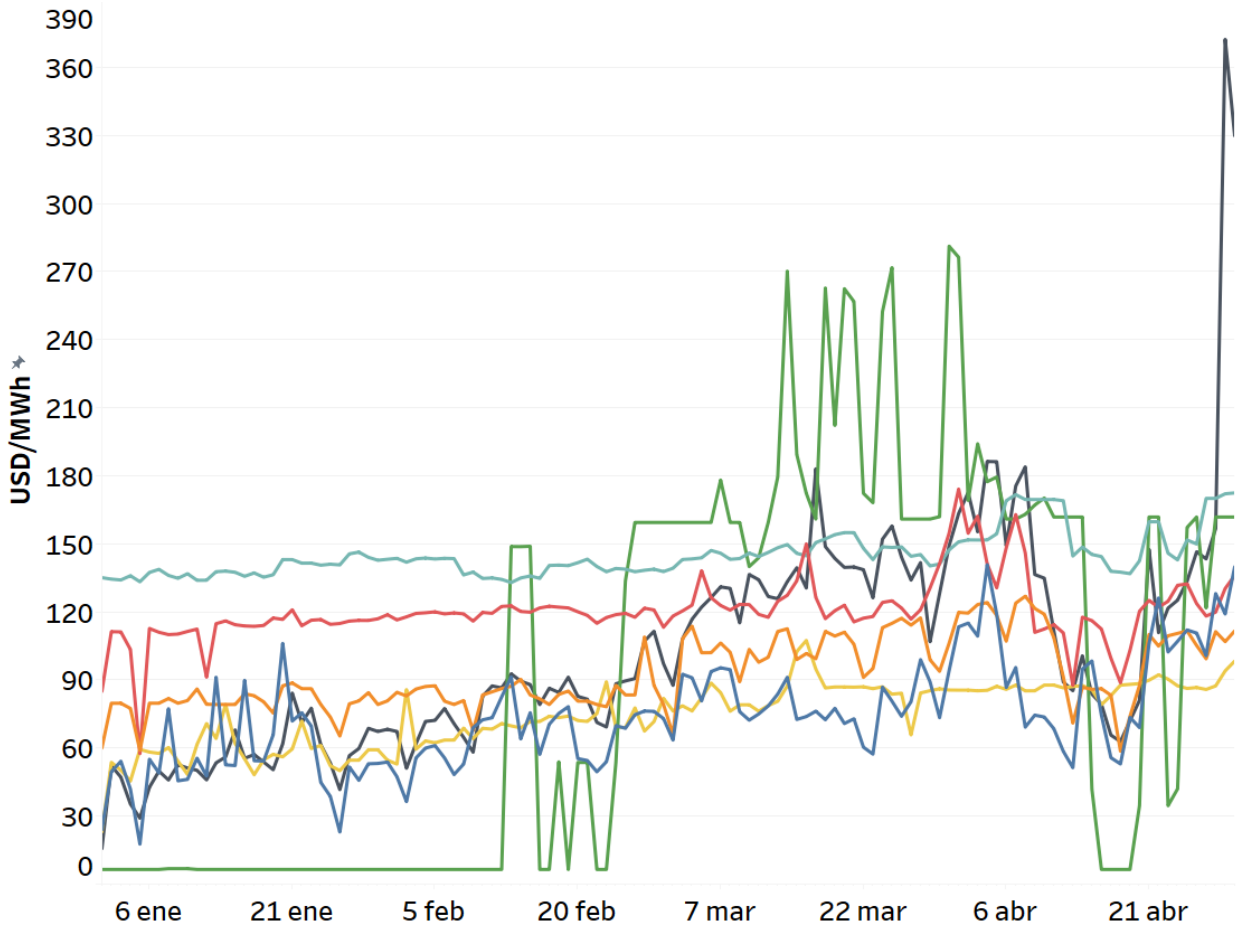
Durante el primer cuatrimestre de 2025, los Costos Marginales de los Sistemas (CMS) reflejaron una alta volatilidad asociada a condiciones climáticas cambiantes. Los valores más altos se registraron en varios días de febrero, en marzo y en la mayor parte de abril, especialmente en el área de control de Costa Rica, donde el promedio cuatrimestral fue de 94.02 USD/MWh.

El mes con el CMS promedio más alto fue marzo, también en Costa Rica, con un valor de 187.21 USD/MWh. En contraste, los costos marginales más bajos se observaron en enero y febrero, particularmente en las áreas de control de Costa Rica, Guatemala y Panamá. El valor mínimo se registró en enero en Costa Rica: 6.51 USD/MWh.

Las Figuras 15 y 16 muestran cómo estos costos estuvieron influenciados por la breve fase de *"La Niña"* al inicio del cuatrimestre, y por una ola de calor e indisponibilidad térmica en su segunda mitad. Estos mismos factores se reflejaron en los precios del MER.

Finalmente, la Figura 17 muestra los precios nodales promedio por país durante el cuatrimestre. Guatemala registró el valor más bajo (99.99 USD/MWh), mientras que Nicaragua presentó el más alto (105.75 USD/MWh), diferencias que se explican por las características específicas de la oferta disponible y el comportamiento de la demanda en cada área de control.

FIGURA 15. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES, ENERO-ABRIL 2025

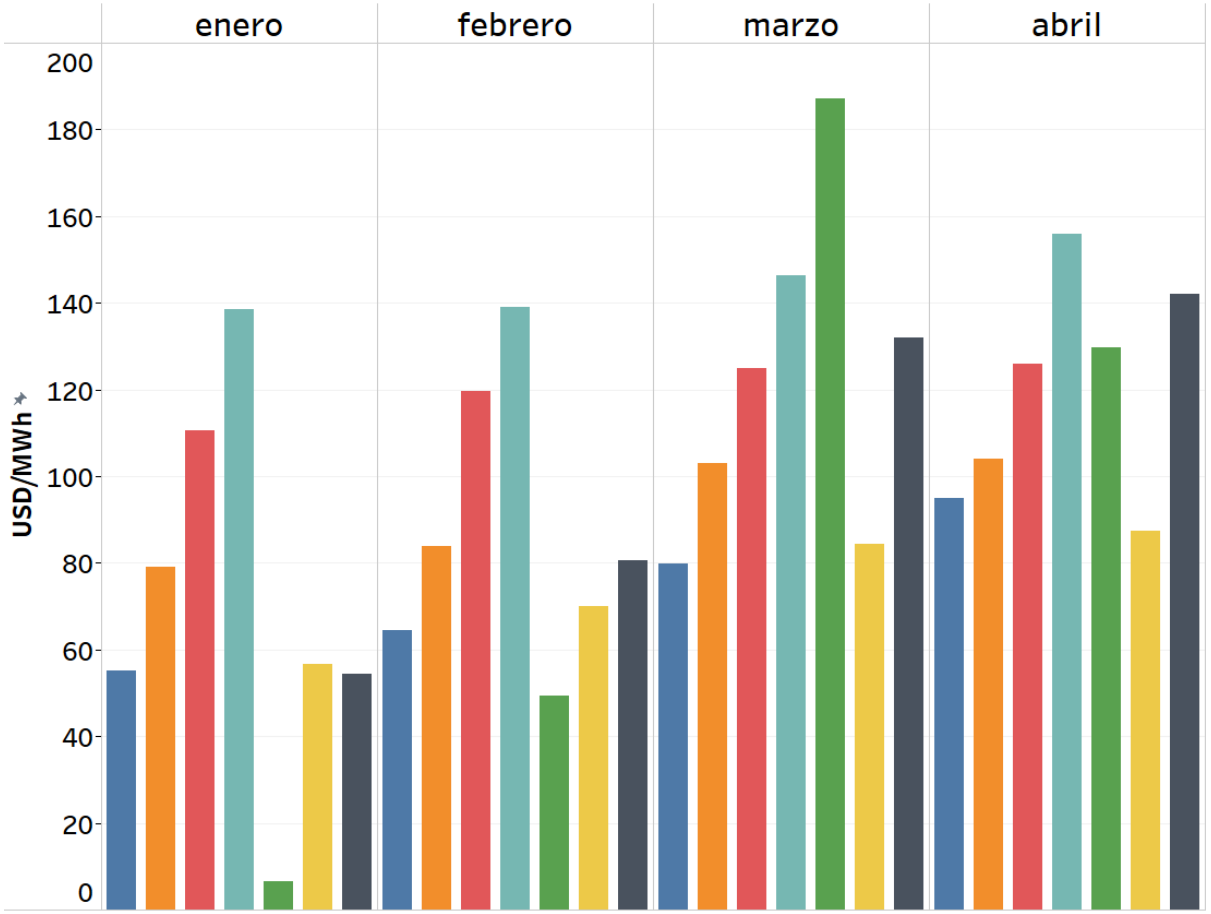


Precios de Predespacho Nacional Promedio [USD/MWh]

	enero	febrero	marzo	abril
Guatemala	55.19	64.48	79.75	94.87
El Salvador	79.17	83.95	102.99	103.91
Honduras	110.61	119.57	124.96	125.92
Nicaragua	138.55	139.14	146.23	155.99
Costa Rica	6.51	49.40	187.21	129.80
Panamá	56.66	69.92	84.26	87.32
MER	54.32	80.54	132.11	142.06

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

FIGURA 16. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LOS MERCADOS NACIONALES, ENERO-ABRIL 2025



Precios de Predespacho Nacional Promedio [USD/MWh]

	enero	febrero	marzo	abril
Guatemala	55.19	64.48	79.75	94.87
El Salvador	79.17	83.95	102.99	103.91
Honduras	110.61	119.57	124.96	125.92
Nicaragua	138.55	139.14	146.23	155.99
Costa Rica	6.51	49.40	187.21	129.80
Panamá	56.66	69.92	84.26	87.32
MER	54.32	80.54	132.11	142.06

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

FIGURA 17. PRECIOS PROMEDIO CUATRIMESTRALES POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2025

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

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

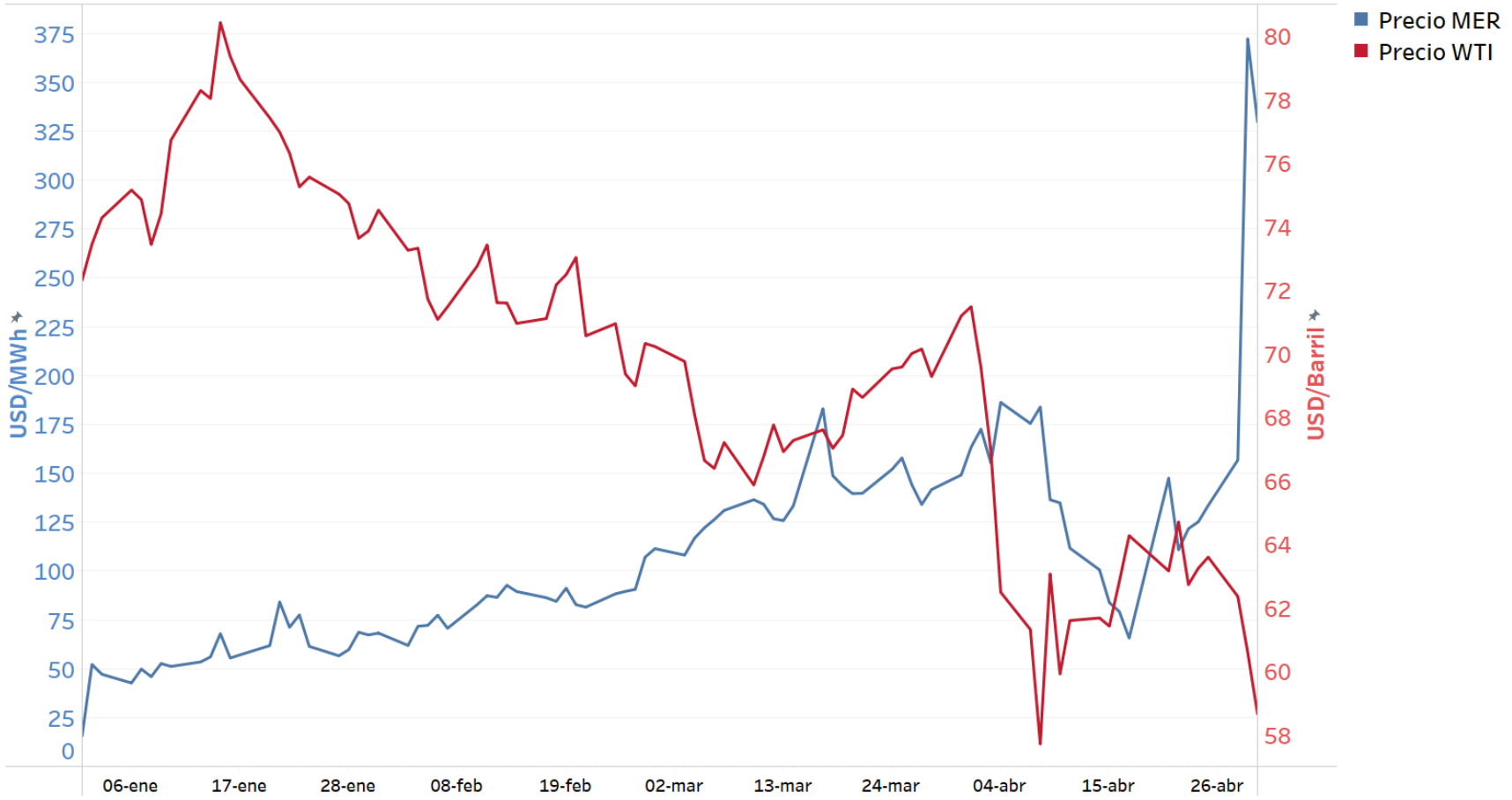
En la Figura 18 se muestra que, durante el primer cuatrimestre de 2025, el precio del petróleo registró una tendencia descendente. El valor promedio diario máximo fue de 80.42 USD/barril al inicio del período, mientras que el mínimo, de 57.71 USD/barril, se alcanzó hacia el final del cuatrimestre.

Por otro lado, la Figura 19 presenta la evolución del precio del gas natural, cuyo comportamiento fue más variable en comparación con el del petróleo. Su valor promedio diario más bajo, de 2.97 USD/MMBtu (*MMBtu*: millones de unidades térmicas británicas), se registró cerca del cierre del cuatrimestre, mientras que el valor máximo, de 4.55 USD/MMBtu, se observó aproximadamente a mediados del mismo.

En contraste con los precios de estos combustibles fósiles, el precio promedio diario del MER mostró una clara tendencia al alza durante el cuatrimestre, con un mínimo de 15.64 USD/MWh y un máximo de 372.28 USD/MWh. Esta diferencia de comportamiento entre las tres variables analizadas sugiere posibles factores adicionales que habrían influido en la dinámica del MER durante ese período.

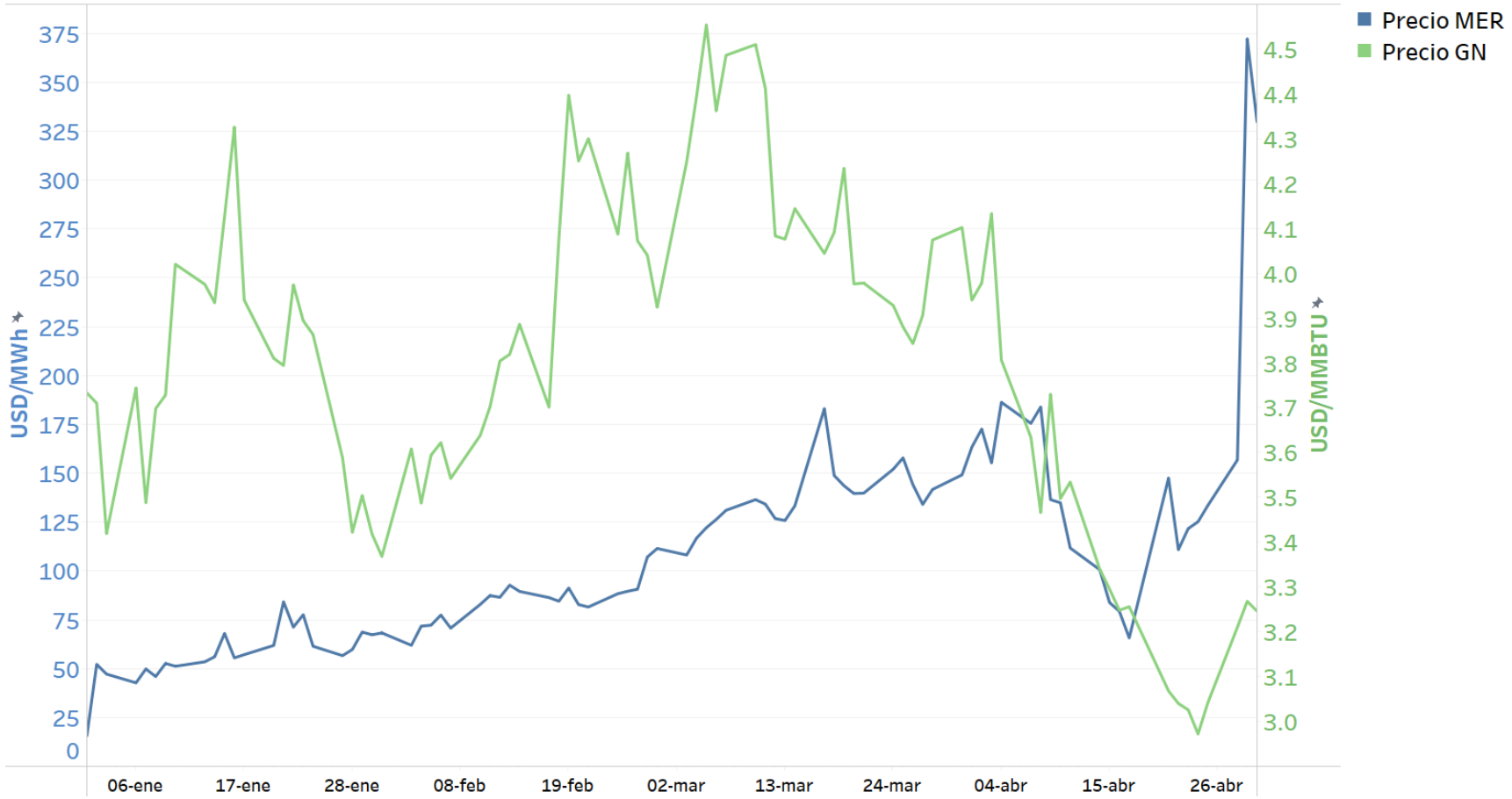
A continuación, se profundiza en el análisis de la relación entre los precios del MER y los precios del petróleo y del gas natural, con el propósito de identificar en qué medida los precios de estos combustibles fósiles pudieron incidir en los precios nodales del mercado. Para el caso del petróleo, se tomó como referencia el WTI (*West Texas Intermediate*), un indicador ampliamente utilizado en la región por su relevancia internacional y su cercanía con los mercados energéticos de Estados Unidos. En cuanto al gas natural, se utilizaron los precios de contratos futuros basados en el índice Henry Hub, referencia habitual para representar los movimientos más significativos en los mercados de gas natural de Estados Unidos y a nivel global.

FIGURA 18. PRECIOS DEL MER Y PRECIOS DEL PETRÓLEO, ENERO-ABRIL 2025



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de la Agencia Internacional de la Energía (EIA). www.eia.gov

FIGURA 19. PRECIOS DEL MER Y PRECIOS DEL GAS NATURAL, ENERO-ABRIL 2025



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de FXEMPIRE.
www.fxempire.es

3.2.1. Metodología de análisis de correlación entre precios del MER y combustibles fósiles

Para el análisis de la relación entre los precios del MER y los precios de los combustibles fósiles (petróleo y gas natural), se utilizó el coeficiente de correlación de Spearman. Esta metodología fue seleccionada debido a que no requiere que los datos cumplan con ciertos supuestos estadísticos, como la existencia de una relación lineal o una distribución normal de los valores.

En términos simples, una relación lineal implica que al aumentar (o disminuir) una variable, la otra también aumenta (o disminuye) de forma proporcional, siguiendo una línea recta. Por ejemplo, si el precio del petróleo subiera 10%, y eso causara un aumento similar y consistente en el precio del MER, se estaría presentando una relación lineal.

Sin embargo, en los mercados energéticos este tipo de comportamiento no siempre se presenta. Es común que existan comportamientos no lineales, donde los aumentos o disminuciones en los precios de un insumo como el petróleo o el gas natural no provocan cambios proporcionales ni constantes en los precios del MER. Estos comportamientos pueden estar influenciados por múltiples factores simultáneos, efectos retardados, condiciones del Sistema Eléctrico Regional (SER), entre otros.

Además, los datos analizados pueden no seguir una distribución normal, es decir, una distribución simétrica en forma de campana, donde la mayoría de los valores se concentran cerca del promedio. En los precios de mercados energéticos, es frecuente encontrar valores atípicos o extremos (picos de precio), que distorsionan los análisis estadísticos tradicionales como el coeficiente de Pearson.

En este contexto, el coeficiente de Spearman resulta más apropiado, ya que se basa en los rangos de los datos y permite detectar relaciones monótonas, es decir, relaciones en las que una variable tiende a aumentar o disminuir de forma consistente cuando la otra varía, aunque no sea de manera proporcional. Por ejemplo, si al aumentar el precio del gas natural generalmente también aumentan los precios del MER, sin importar que lo hagan en distinta magnitud o con alguna dispersión, se consideraría una relación monótona.

Por estas razones, el coeficiente de Spearman proporciona un análisis más flexible y robusto para evaluar la posible influencia de los precios del petróleo y del gas natural sobre los precios nodales del mercado en contextos complejos y dinámicos como el del MER.

3.2.2. Resultados de correlación entre precios del MER y combustibles fósiles

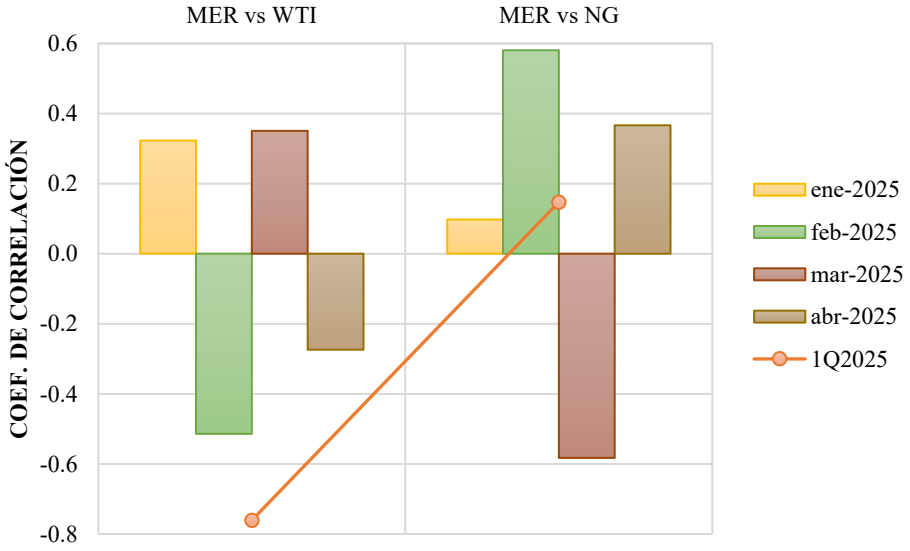
A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante el coeficiente de correlación de Spearman, aplicado para evaluar la relación entre los precios del MER y los precios internacionales del petróleo (WTI) y del gas natural (NG) durante el primer cuatrimestre de 2025.

TABLA 1. CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DEL MER Y LOS DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL

	MER vs WTI	MER vs NG
1Q2025	-0.76	0.15
ene-2025	0.32	0.10
feb-2025	-0.51	0.58
mar-2025	0.35	-0.58
abr-2025	-0.27	0.37

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR, de la Agencia Internacional de la Energía (EIA) y de FXEMPIRE.
www.eia.gov
www.fxempire.es

FIGURA 20. CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DEL MER Y LOS DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR, de la Agencia Internacional de la Energía (EIA) y de FXEMPIRE.
www.eia.gov
www.fxempire.es

3.2.3. Interpretación de resultados de correlación entre precios del MER y combustibles fósiles

Según los resultados presentados en la Tabla 1, que muestra los coeficientes de correlación de Spearman, durante el primer cuatrimestre de 2025 se observó una fuerte correlación negativa entre los precios del petróleo y los precios del MER (-0.76). Este resultado sugiere que, en términos generales, a medida que el precio del petróleo disminuía, los precios en el MER tendían a incrementarse.

Este comportamiento puede entenderse en el contexto de la breve fase del fenómeno climático de *"La Niña"*, que se manifestó durante buena parte de la primera mitad del cuatrimestre. Aunque este fenómeno favoreció una mayor disponibilidad hídrica, su corta

duración y su impacto moderado en la región no fueron suficientes para sostener precios bajos en el MER. A esto se sumó la ola de calor registrada en marzo, la cual incrementó significativamente la demanda eléctrica en varios países, ejerciendo una presión adicional sobre los precios.

A nivel mensual, la relación entre los precios del petróleo y del MER fue variable. En febrero se evidenció una correlación negativa moderada (-0.51), coherente con la caída del precio del petróleo frente al aumento de los precios en el MER. Por el contrario, en enero y marzo se observaron correlaciones positivas débiles, posiblemente relacionadas con condiciones operativas transitorias del SER y eventos climáticos aislados. En abril, la correlación volvió a ser negativa, aunque débil (-0.27), lo que indica una leve tendencia a que los precios del MER aumentaran mientras el precio del petróleo seguía descendiendo. No obstante, la relación no fue fuerte ni sostenida, lo que sugiere que otros factores locales, como la persistencia de una demanda eléctrica elevada tras la ola de calor de marzo, así como restricciones operativas y de oferta en Guatemala y Panamá, respectivamente, tuvieron un mayor peso en la formación de precios que las señales del mercado internacional del petróleo.

En el caso del gas natural, los resultados muestran una correlación débil en términos generales con los precios del MER (0.15), aunque los valores mensuales presentan alta variabilidad y ausencia de una tendencia clara.

En febrero, la correlación fue moderadamente positiva (0.58), posiblemente asociada a un mayor uso de generación térmica con gas natural en países como Panamá y El Salvador, en un contexto de oferta energética ajustada. En contraste, en marzo la correlación se tornó moderadamente negativa (-0.58), lo cual puede atribuirse a la combinación de la ola de calor, el aumento de la demanda eléctrica y la estabilidad, o incluso ligera reducción, en los precios internacionales del gas, frente a un aumento significativo en los precios del MER.

Finalmente, en abril la correlación volvió a ser positiva, aunque débil (0.37), lo que refuerza la conclusión de que la relación entre los precios del gas natural y los precios del MER no es directa ni constante, estando sujeta a múltiples factores regionales y coyunturales.

En conjunto, el análisis de correlación sugiere que, aunque los precios de los combustibles fósiles influyen en los costos de generación, la formación de precios en el MER durante el primer cuatrimestre de 2025 estuvo influenciada en mayor medida por factores climáticos y operativos a nivel regional. Entre estos destacan las altas temperaturas, la breve fase del fenómeno de *"La Niña"*, aumento de la demanda eléctrica y la disponibilidad de generación.

4. Transacciones con México

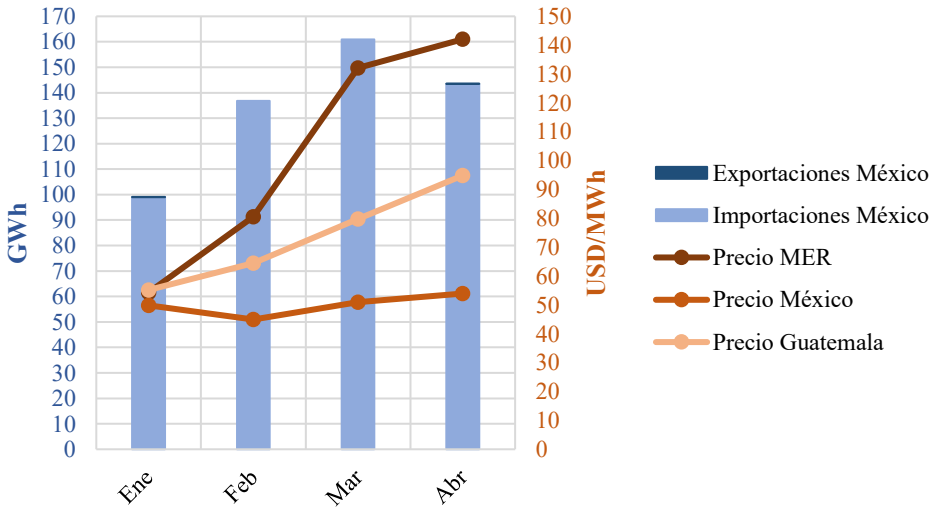
Entre enero y abril de 2025, Guatemala importó un total de 540.20 GWh desde México, a un precio promedio de 49.92 USD/MWh, mientras que las exportaciones de Guatemala hacia México fueron mínimas, sumando apenas 0.05 GWh, registradas únicamente en los meses de enero y abril.

El comportamiento de las importaciones estuvo influenciado por varios factores. En los primeros meses del cuatrimestre, la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica en Guatemala redujo la necesidad de importaciones; por ello, fue durante este período que se adquirió el menor volumen de energía proveniente de México. En cambio, el aumento de la demanda eléctrica en marzo, impulsado por condiciones climáticas extremas como la ola de calor, generó una mayor necesidad de importación desde dicho país vecino.

Cabe resaltar que los precios promedio mensuales de la energía en México fueron consistentemente inferiores a los de Guatemala y del MER durante todo el cuatrimestre. Este diferencial de precios favoreció las importaciones, ya que Guatemala adquiere energía proveniente de México principalmente con base en la diferencia de precios entre ambos países, buscando sustituir generación local más costosa por energía más económica disponible en el mercado mexicano, principalmente a través de ofertas de oportunidad y contratos no firmes.

Adicionalmente, Guatemala mantiene un contrato firme de importación con México, el cual es tratado operativamente como una planta generadora más dentro del sistema eléctrico guatemalteco. Este contrato está asociado a una central térmica a base de gas natural, por lo que su costo variable de generación refleja el comportamiento del precio de dicho combustible, lo que lo hace competitivo frente a otras fuentes, permitiendo que durante buena parte del cuatrimestre haya sido despachado totalmente por criterio económico dentro del mercado guatemalteco.

FIGURA 21. TRANSACCIONES CON MÉXICO Y PRECIOS ASOCIADOS



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).
rd.amm.org.gt/2025/05/30/analisis-del-mercado-mayorista-abril-2025/

Como se indicó previamente, los precios promedio mensuales de la energía en México fueron consistentemente inferiores a los registrados en Guatemala y el MER, durante los primeros cuatro meses de 2025. Esta diferencia de precios favoreció las importaciones desde México, incluso durante los meses en que Guatemala contó con una considerable disponibilidad de

generación hidroeléctrica, como enero y febrero, cuando se importaron aproximadamente 100 GWh y 140 GWh, respectivamente.

Cabe destacar que los precios en el mercado mexicano se mantuvieron relativamente estables a lo largo del cuatrimestre, en contraste con los precios en Guatemala y el MER, los cuales mostraron una tendencia al alza. Estos comportamientos seguirán siendo monitoreados por esta Comisión, con el objetivo de identificar posibles impactos significativos sobre el MER.

TABLA 2. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DEL MER, DE MÉXICO Y DE GUATEMALA

	MER [USD/MWh]	México [USD/MWh]	Guatemala [USD/MWh]
Enero-2025	54.32	49.82	55.19
Febrero-2025	80.54	44.96	64.48
Marzo-2025	132.11	50.93	79.75
Abril-2025	142.06	53.96	94.87

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).
rd.amm.org.gt/2025/05/30/analisis-del-mercado-mayorista-abril-2025/

5. Comportamiento de los agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER)

Esta sección presenta el número de agentes autorizados para operar en el MER al cierre de abril de 2025, así como los principales agentes que realizaron inyecciones y retiros durante el primer cuatrimestre del año.

5.1. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER

Al 30 de abril de 2025, el número de agentes autorizados para realizar transacciones en el MER ascendía a 318, lo que representa la incorporación de un agente adicional en comparación con diciembre de 2024. En la siguiente tabla se presenta el desglose de agentes autorizados por país y por tipo de actividad.

TABLA 3. AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER A ABRIL 2025

País	Comercializador	Distribuidor	Generador	Gran Usuario	**Total**
Guatemala	30	3	59	21	**113**
El Salvador	62	8	13	1	**84**
Honduras	0	1	1	0	**2**
Nicaragua	0	6	18	20	**44**
Costa Rica	0	1	1	0	**2**
Panamá	0	0	73	0	**73**
Total	**92**	**19**	**165**	**42**	**318**

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

De acuerdo con el mercado de cada país miembro, participan los siguientes tipos de agentes:

- **Guatemala y El Salvador:** comercializadores, distribuidores, generadores y grandes usuarios.
- **Costa Rica y Honduras:** tienen un agente comprador (distribuidor) y un agente vendedor (generador).
- **Nicaragua:** distribuidores, generadores y grandes usuarios.
- **Panamá:** generadores, además el agente transmisor ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.) puede realizar compras para atender la demanda.

5.2. Inyecciones y retiros por agente

Los agentes con los mayores volúmenes de inyecciones al MER durante el primer cuatrimestre de 2025 corresponden a Costa Rica, Guatemala y Panamá, destacándose una marcada diferencia en la cantidad de inyecciones realizadas por el agente costarricense:

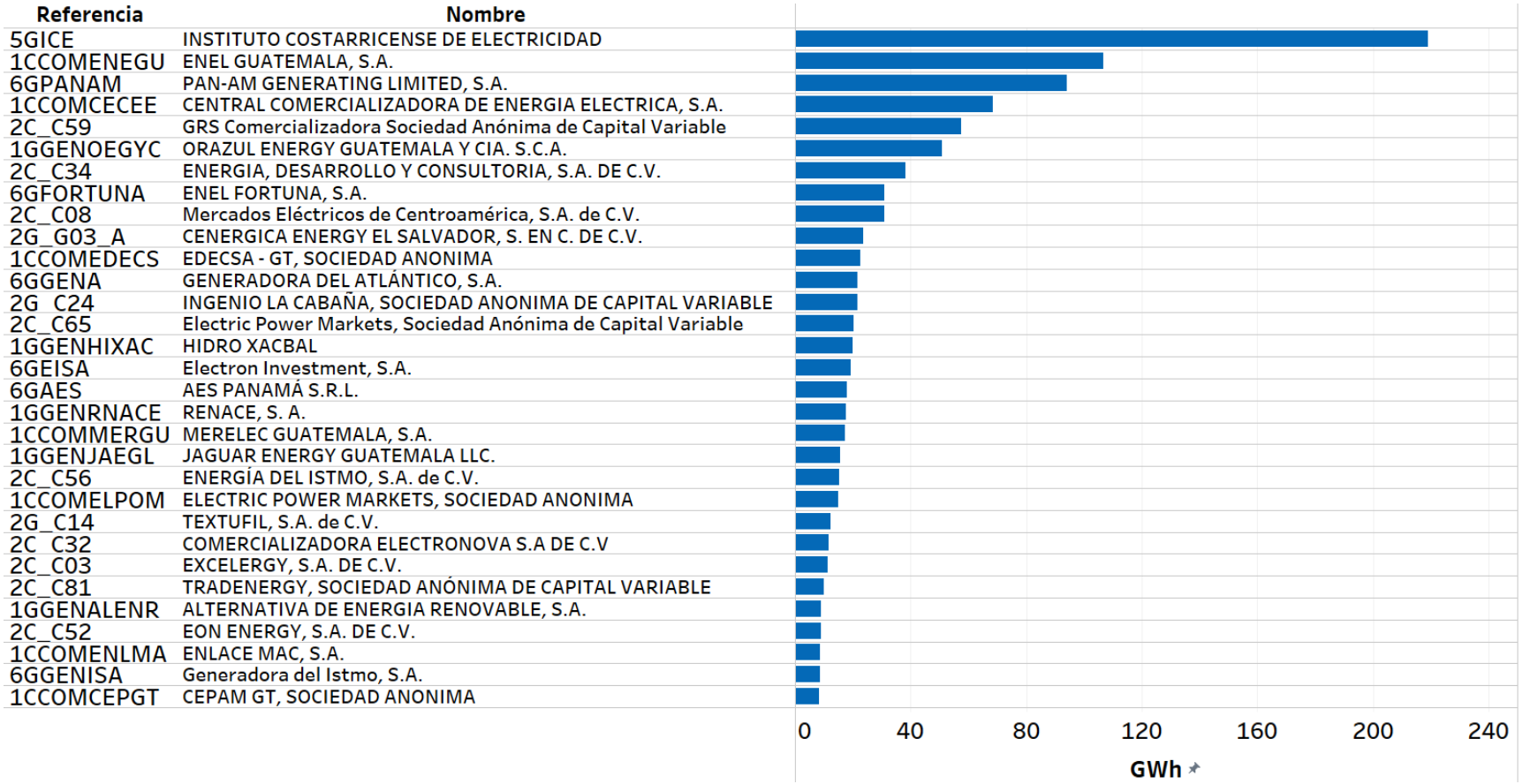
- *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) registró un total de 219 GWh inyectados, lo que representa el 19.14% del total.
- *Enel Guatemala, S.A.* (1CCOMENEGU) registró un total de 107 GWh inyectados, lo que representa el 9.32% del total.
- *Pan-Am Generating Limited, S.A.* (6GPANAM) registró un total de 94 GWh inyectados, lo que representa el 8.23% del total.

Con relación a los volúmenes de retiros del MER, la mayoría fue realizada, como era de esperarse, por dos agentes de Nicaragua, además de un agente de Honduras, destacándose una marcada diferencia en la cantidad de energía retirada por el principal agente nicaragüense:

- *Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel – Bluefields* (4DENATRELBLU) registró un total de 218 GWh retirados, lo que representa el 19.36% del total.
- *Distribuidora de Electricidad del Norte, S. A.* (4DDISNORTE) registró un total de 117 GWh retirados, lo que representa el 10.24% del total.
- *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE) registró un total de 116 GWh retirados, lo que representa el 10.20% del total.

Estos agentes pertenecen a los países que más energía transaron en el MER durante el primer cuatrimestre, y su participación fue determinante en los volúmenes totales de inyecciones y retiros registrados.

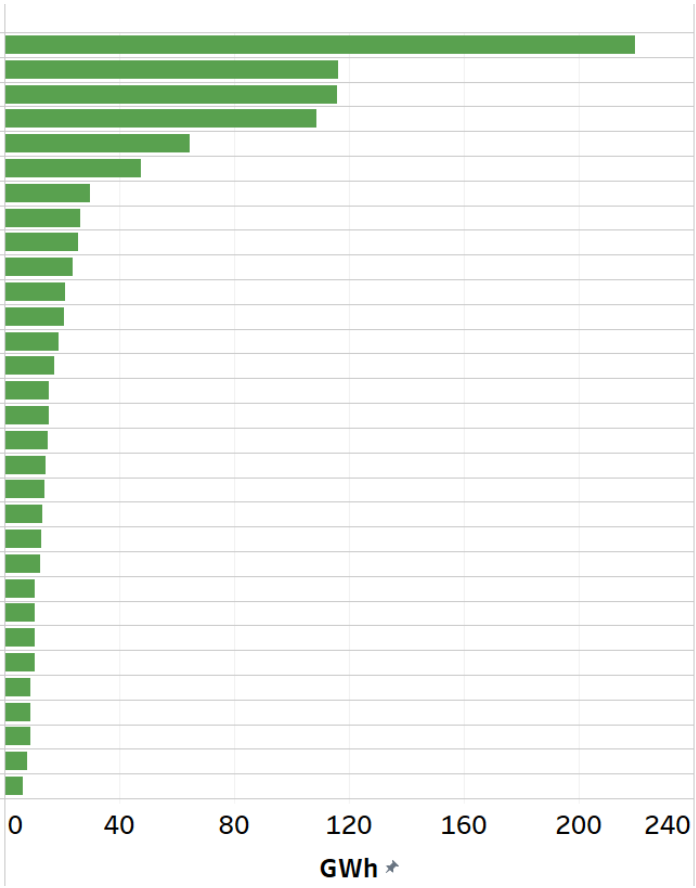
FIGURA 22. AGENTES CON MAYOR CANTIDAD DE INYECCIONES, ENERO-ABRIL 2025



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

FIGURA 23. AGENTES CON MAYOR CANTIDAD DE RETIROS, ENERO-ABRIL 2025

Referencia	Nombre
4DENATRELBLU	EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA (ENATREL- BLUEFIELDS)
4DDISNORTE	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A.
3DENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable
2C_C34	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.
2C_C08	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.
1GGENLUFEG	LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.
2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable
1CCOMBORAX	BORAX, SOCIEDAD ANONIMA
1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S.A.
2G_C24	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.
2C_C07	COMPAÑÍA DE ENERGIA DE CENTROAMERICA, S.A. de C.V.
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.
2G_C14	TEXTUFIL, S.A. de C.V.
1CCOMELPOM	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA
2C_C03	EXCELERGY, S.A. DE C.V.
1CCOMENLMA	ENLACE MAC, S.A.
1GGENJAEGL	JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V
1GGENRNACE	RENACE, S. A.
6GFORTUNA	ENEL FORTUNA, S.A.
2C_C52	EON ENERGY, S.A. DE C.V.
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA
2G_C18	ENERGIA BOREALIS, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE
2G_G03_A	CENERGICA ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.
1CCOMIONEN	ION ENERGY, S.A.



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

6. Análisis de la Competencia y la Eficiencia del Mercado Eléctrico Regional (MER)

Esta sección presenta el análisis de competencia y eficiencia en el MER correspondiente al primer cuatrimestre de 2025. Se basa en los procedimientos de supervisión establecidos en la Regulación Regional, así como en herramientas e indicadores reconocidos internacionalmente.

6.1. Competencia en el MER

En el marco de sus funciones de supervisión y vigilancia del MER, esta Comisión, conforme a lo establecido en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER, realiza un monitoreo continuo de las actividades desarrolladas en dicho mercado, incluyendo las conductas de los agentes, los OS/OMS y el EOR. Estos procedimientos de seguimiento permiten, según lo dispuesto en el numeral 2.1.1 del mismo Libro, identificar:

> *"(...)*
>
> *(a) El cumplimiento o conformidad con la Regulación Regional*
>
> *(b) conductas anómalas o inapropiadas, incluyendo, pero sin limitarse a comportamientos unilaterales o interdependientes que resulten en posibles abusos de poder de mercado o en comportamientos anticompetitivos o especulativos;*
>
> *(c) defectos y otras ineficiencias de la Regulación Regional, que den lugar a conductas de mercado inapropiadas o que son contrarias a la operación eficiente de un mercado competitivo;*
>
> *(d) fallas en el diseño y la estructura del MER, que den lugar a conductas de mercado inapropiadas o que son contrarias a la operación eficiente de un mercado competitivo;*
>
> *(e) acciones correctivas que deberán tomarse para mitigar las conductas, defectos, fallas e ineficiencias mencionadas anteriormente.".*

En el marco de estos procedimientos, la CRIE, en cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 2.2 del Libro IV del RMER, elabora informes anuales, cuatrimestrales y mensuales. La elaboración de dichos informes tiene como objetivo principal detallar e informar sobre las diversas actividades de vigilancia y evaluación del MER llevadas a cabo en cada período precedente, incluyendo el análisis del comportamiento de los agentes, con base en lo establecido en el numeral 2.8.7 del Libro IV del RMER.

Del análisis correspondiente al comportamiento de los agentes durante el primer cuatrimestre de 2025, se identificaron casos en los que algunos agentes ofrecieron inyecciones de oportunidad asociadas a CF con un precio de 0 USD/MWh. Asimismo, se observaron ofertas

de inyección en el MOR con precios elevados, y en contraste, ofertas de retiro con precios bajos. En ese sentido, y conforme a lo establecido en el literal i) del numeral 1.5.2.2 del Libro I del RMER, así como en los numerales 2.2.1 y 2.2.7 del Libro IV, la CRIE solicitó a los agentes involucrados las justificaciones técnico-económicas que respaldaran dichos precios.

Las respuestas proporcionadas por los agentes involucrados fueron analizadas integralmente por esta Comisión, destacándose entre los principales resultados, la relevancia de continuar con las buenas prácticas de supervisión y vigilancia de las diversas actividades que se desarrollan en el MER. En este contexto, la actuación oportuna de la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de esta Comisión ha sido clave para que, en varios casos, los agentes involucrados tomen medidas de seguimiento para corregir internamente sus mecanismos de formulación y declaración de precios, especialmente aquellos ofertados en el MOR. Estas acciones contribuyen al cumplimiento de los objetivos institucionales de la CRIE, establecidos en el artículo 22 del Tratado Marco, tarea que es desempeñada de forma permanente por dicha Coordinación.

Es importante mencionar que el monitoreo y seguimiento realizados durante el cuatrimestre analizado dan continuidad a las acciones efectuadas durante todo el año 2024, así como a los períodos mensuales de 2025 (enero a abril). A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos, así como el detalle general de las acciones emprendidas por esta Comisión en el marco de preservar una competencia óptima en el MER.

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

Durante el período de enero a abril de 2025, se identificó que dos agentes realizaron ofertas de inyección en el MOR con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh: el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) y *Alternativa de Energía Renovable, S.A.* (1GGENALENR). Cabe resaltar que el agente costarricense presentó ofertas con estos niveles de precios en distintos días a lo largo de los cuatro meses analizados, mientras que el agente guatemalteco únicamente lo hizo en días del mes de marzo.

Ante esta situación, la CRIE solicitó a ambos agentes las justificaciones técnico-económicas que respaldaran dichos precios. En respuesta, el agente 5GICE explicó que las ofertas elevadas (≥ 400 USD/MWh) correspondieron a excedentes de generación de la planta térmica Moín III, que opera con diésel. Además, indicó que los precios ofertados, que llegaron hasta los 612 USD/MWh, reflejaron el impacto del impuesto nacional sobre el uso de combustibles fósiles para generación de electricidad, cuyo valor se sitúa alrededor del 31%, encareciendo significativamente sus costos en comparación con otros países de la región.

En condiciones como las observadas durante el primer cuatrimestre de 2025, los excedentes ofrecidos por el agente 5GICE al MER, provinieron exclusivamente de generación térmica, lo cual es común ante una disponibilidad limitada de recursos hidroeléctricos. No obstante, en el contexto costarricense, la alta penetración de fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas, implica que estas se prioricen para el abastecimiento del mercado nacional.

Por tanto, las ofertas de inyección realizadas en el MOR, independientemente del contexto energético de Costa Rica, suelen reflejar los costos de generación térmica, que son las unidades disponibles para exportar energía.

Por su parte, el agente 1GGENALENR no volvió a presentar ofertas con estas características tras la intervención de esta Comisión. Es relevante mencionar que fue la primera vez, tanto en 2024 como en lo transcurrido de 2025, que dicho agente declaró precios de tal magnitud. Esta situación motivó a la CRIE a requerir las justificaciones técnico-económicas correspondientes para sustentar su estrategia de oferta.

En el caso de Guatemala, la regulación nacional faculta al Administrador del Mercado Mayorista (OS/OM del área de control de Guatemala) a formular ofertas de oportunidad al MER utilizando precios determinados con base en valores históricos de los costos marginales nacionales, cuando los agentes no presentan ofertas voluntarias a precios competitivos, y considerando el límite mínimo de precios que dicho OS/OM establece. Lo anterior pone de manifiesto que las ofertas atribuidas al agente 1GGENALENR durante marzo fueron elaboradas directamente por el OS/OM, en aplicación de esta normativa nacional, dado que dicho agente opera centrales hidroeléctricas cuyos costos de operación y mantenimiento (O&M) son considerablemente más bajos que los precios ofertados.

TABLA 4. AGENTES QUE OFERTARON CON PRECIOS ELEVADOS EN EL MOR (≥ 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	296,724.00	1,414.00	606.13	612.00
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	28.17	0.00	447.18	448.41

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

Cabe señalar que, de las ofertas presentadas por el agente 5GICE, se despacharon un total de 1,414.00 MWh, lo que evidencia su incidencia en la formación de señales de precio durante el primer cuatrimestre de 2025. Este comportamiento se dio en un contexto regional marcado por dos eventos climáticos relevantes que afectaron, en distinta medida, la disponibilidad de generación hidroeléctrica y la evolución de la demanda eléctrica: el primero durante la primera mitad del cuatrimestre, y el segundo en el período restante.

La Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE realiza un seguimiento permanente a la evolución de estas declaraciones de precios, con el objetivo de evaluar su incidencia en la formación de precios en el MER y, por ende, prevenir que dichos precios declarados puedan generar distorsiones o impactos significativos en la competencia dentro del Mercado.

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

En el caso de las ofertas de retiro realizadas en el MOR durante el primer cuatrimestre de 2025, se identificó que trece agentes presentaron precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh. Un comportamiento relevante observado es que la mayor parte de la energía asociada a estas ofertas de compra fue declarada por agentes de El Salvador (89.20%), mientras que en menor proporción lo hicieron la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* de Honduras (10.45%) y el *Instituto Costarricense de Electricidad* (0.35%).

TABLA 5. AGENTES QUE OFERTARON CON PRECIOS BAJOS EN EL MOR (≤ 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	42,120.00	5.00	5.00
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. DE C.V.	17,700.00	3.45	3.00
3DENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	7,685.00	9.95	9.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	3,704.51	1.00	1.00
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	2,206.00	1.00	1.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	850.00	9.50	9.00
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	360.00	3.50	3.00
2C_C55	INTELLERGY S.A. DE C.V.	312.00	2.50	1.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	261.60	0.50	0.50
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	210.00	10.00	10.00
2C_C70	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	66.00	10.00	10.00
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	52.00	6.21	2.00
2C_C62	ENERGIÓN DE CENTROAMÉRICA, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	24.00	10.00	10.00

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

En el caso de los agentes de El Salvador, se identificaron ofertas de compra con precios de hasta 1 USD/MWh, pese a que los costos marginales nacionales promedio en enero y febrero fueron de 79.17 USD/MWh y 83.95 USD/MWh, respectivamente, ambos valores superiores a los precios promedio del MER en esos mismos meses (54.32 USD/MWh y 80.54 USD/MWh).

De manera similar, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* de Honduras y el *Instituto Costarricense de Electricidad* realizaron ofertas de compra con precios particularmente bajos, alcanzando mínimos de 9 USD/MWh y 0.50 USD/MWh, respectivamente. En estos casos, también se observaron costos marginales promedio nacionales superiores a los precios del MER: en Honduras, durante enero y febrero, los costos marginales promediaron 110.61 USD/MWh y 119.57 USD/MWh, frente a los precios promedio del MER indicados previamente. En el caso de Costa Rica, el costo marginal promedio en marzo fue de 187.21 USD/MWh, mientras que el precio promedio del MER fue de 132.11 USD/MWh.

La diferencia significativa entre los costos marginales nacionales, los precios del MER y los precios declarados en las ofertas de compra constituyó un elemento clave para el análisis del posible impacto en la eficiencia del mercado y en la formación de precios a nivel regional. En el marco de esta labor de supervisión, se solicitó información a los agentes que presentaron ofertas de retiro con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh. A partir de la información recabada, se identificó que estos precios coincidieron con períodos en los que se estimó que la demanda nacional sería cubierta por generación interna disponible, en su mayoría renovable.

En este contexto, los agentes tendieron a declarar precios bajos en el MER con el objetivo de asegurar que cualquier energía regional adquirida fuera más económica que la disponible internamente. Esta estrategia busca minimizar el riesgo de desplazar generación nacional más eficiente, evitando así compras innecesarias en el MER que podrían resultar en un desaprovechamiento de recursos internos más competitivos.

Si bien este comportamiento no representa una infracción a la Regulación Regional, requiere de un monitoreo constante por parte de la CRIE para asegurar que estas prácticas no afecten la competencia en el mercado. En este sentido, esta Comisión continúa evaluando la evolución de dichas estrategias de oferta, con el propósito de velar por una operación alineada con los principios establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

6.1.3. Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados CF

Durante el período de enero a abril de 2025, un total de diez agentes, siete de Guatemala y tres de Panamá, presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh, asociadas a energía de CF. A continuación, se detalla la participación de los agentes en los casos excepcionales identificados:

- *Enel Guatemala, S.A.* (1CCOMENEGU) lideró este tipo de ofertas, concentrando el 58.96% del total.
- *Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A.* (1CCOMCECEE), también de Guatemala, ocupó el segundo lugar con una participación del 33.98%.
- *Generadora del Atlántico, S.A*. (6GGENA), fue el agente panameño con mayor participación en ese tipo de ofertas, concentrando el 2.33% del total
- Los agentes guatemaltecos concentraron el 96.61% del total, mientras que los agentes panameños representaron el 3.39% restante.

Del volumen total de energía declarado mediante ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF (566,652.90 MWh), el 31.77% fue ofertado a un precio de 0 USD/MWh.

TABLA 6. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A 0 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	106,156.08
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	61,167.89
1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	6,134.67
6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	4,187.89
6GFORTUNA	ENEL FORTUNA, S.A.	1,680.00
6GEISA	ELECTRON INVESTMENT, S.A.	240.00
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	227.00
1GGENLUFEG	LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.	136.80
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	58.67
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	44.65

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

Los agentes involucrados presentaron a la CRIE las justificaciones técnico-económicas que respaldaron la declaración de ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF a un precio de 0 USD/MWh. Entre las principales razones expuestas se destacaron las siguientes:

- Asegurar que la generación utilizada para atender los retiros provenga exclusivamente del área de control correspondiente.
- Limitaciones relacionadas con las garantías requeridas para realizar transacciones de oportunidad en el MER.
- Volatilidad de los precios tanto en el MER como en los mercados nacionales.

Cabe señalar que la Regulación Regional no contempla actualmente mecanismos específicos para establecer límites de precios en este tipo de ofertas, lo cual podría permitir prácticas que, bajo determinadas condiciones, afecten la competencia en el MER. En este sentido, la CRIE, a través de la Coordinación de Supervisión y Vigilancia, mantiene un monitoreo constante sobre la evolución de estas prácticas y su impacto en la formación de precios a nivel regional.

Al igual que en los casos de ofertas declaradas con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh, o iguales o inferiores a 10 USD/MWh, esta Comisión también realiza un seguimiento detallado de aquellas declaradas a 0 USD/MWh. Esta práctica, en particular, transforma los CF en compromisos físicos, lo que puede alterar la dinámica del MER.

6.2. Eficiencia del MER

Para evaluar la eficiencia del MER durante el primer cuatrimestre de 2025, se realizaron cálculos de diversos indicadores comúnmente utilizados a nivel internacional para analizar tanto la concentración como el poder de mercado. Estos indicadores permiten identificar posibles distorsiones en la competencia y valorar si los precios y cantidades transadas reflejan condiciones eficientes en la operación del mercado.

En el contexto de un mercado eléctrico interconectado, como lo es el MER, resulta fundamental que el ente regulador, en este caso, la CRIE, lleve a cabo evaluaciones periódicas que consideren tanto los volúmenes de energía ofertada y transada como los precios declarados. Estos elementos son esenciales para analizar la formación de señales económicas y para evaluar la eficiencia en la asignación de recursos dentro del mercado.

Bajo esta premisa, se calcularon diversos indicadores clasificados en dos categorías, según su propósito analítico: concentración de mercado y poder de mercado. El uso de estos indicadores está respaldado por estudios especializados en competencia y regulación en mercados eléctricos, tales como *Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market* (Borenstein et al., 2002), y el *Competition Assessment Toolkit Vol. 2* de la OECD - *Organisation for Economic Co-operation and Development* (2011).

6.2.1. Índices de Concentración de Mercado

Estos índices permiten identificar si pocas empresas concentran la oferta en el mercado, lo que podría limitar la competencia:

1. **IHH (Índice de Herfindahl – Hirschman)**
   - **Definición:** suma de los cuadrados de las participaciones de mercado (en %) de todos los agentes.
   - **Interpretación:** Valores altos (por ejemplo, >1,800) indican alta concentración. En mercados eléctricos, un IHH elevado sugiere que pocos agentes dominan el despacho o la comercialización.

2. **C4 (Concentración de los 4 principales agentes)**
   - **Definición:** Suma de las cuotas de mercado de los 4 mayores participantes.
   - **Interpretación:** Si supera el 40 – 50%, podría indicar preocupaciones de competencia. Útil para detectar cuasi-oligopolios.

3. **C8 (Concentración de los 8 principales agentes)**
   - **Definición:** Igual que el C4, pero extendido a los 8 mayores.
   - **Interpretación:** Da una visión más amplia de la estructura competitiva del mercado.

4. **CR1 (Cuota del principal agente)**
   - **Definición:** Participación de mercado del agente más grande.
   - **Interpretación:** Si un solo agente tiene más del 30 – 35%, podría ejercer influencia significativa sobre el mercado.

5. **Gini (Coeficiente de Gini)**
   - **Definición:** Mide la desigualdad en la distribución de participación entre agentes. Va de 0 (igualdad total) a 1 (máxima desigualdad).
   - **Interpretación:** En mercados eléctricos, un Gini alto indica que pocos actores controlan gran parte del mercado.

6. **Theil (Índice de Theil)**
   - **Definición:** Índice de desigualdad alternativo al Gini, con mayor descomponibilidad.
   - **Interpretación:** Permite descomponer por submercados o tecnologías (ejemplo: térmico vs. renovable). Valores altos reflejan concentración.

6.2.1.1. Índice IHH e indicadores C4, C8 y CR1

Durante el primer cuatrimestre de 2025, el análisis de concentración de mercado en el MER evidencia una estructura regional que, desde una perspectiva agregada, no presenta indicios preocupantes de dominancia estructural. El valor del Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH), situado en 674.8, se ubica dentro del umbral que caracteriza a los mercados no concentrados (< 1,500), según los criterios establecidos por organismos internacionales como la *Federal Trade Commission* (FTC). Este resultado es consistente con la presencia de múltiples agentes regionales que participan en las inyecciones al MER, lo cual contribuye a una aparente distribución competitiva de la oferta.

No obstante, al profundizar en los indicadores complementarios, como el C4 (42.7%), el C8 (58.2%) y el CR1 (19.14%, correspondiente al *Instituto Costarricense de Electricidad*), se observa que un número reducido de agentes, aunque no dominante, concentra una parte significativa de la actividad de inyección. Esta situación, aunque no alarmante en términos estructurales, revela una tendencia hacia la concentración relativa, que puede volverse más crítica bajo condiciones específicas del sistema regional, como las observadas durante el período analizado de 2025.

TABLA 7. ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1), ENERO-ABRIL 2025

No.	Agente	País	Energía Inyectada [GWh]	Participación Porcentual [%]	Cuadrado de Participación Porcentual
1	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	Costa Rica	219.1	19.1	366.4
2	ENEL GUATEMALA, S.A.	Guatemala	106.7	9.3	86.9
3	PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A.	Panamá	94.2	8.2	67.8
4	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	Guatemala	68.5	6.0	35.8
5	GRS COMERCIALIZADORA SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	El Salvador	57.5	5.0	25.2
6	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	Guatemala	50.9	4.5	19.8
7	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.	El Salvador	38.3	3.4	11.2
8	ENEL FORTUNA, S.A.	Panamá	31.0	2.7	7.3
9	MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V.	El Salvador	30.9	2.7	7.3
10	CENERGICA ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	El Salvador	23.5	2.1	4.2
11	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA	Guatemala	22.7	2.0	3.9
12	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	Panamá	21.5	1.9	3.5
13	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	El Salvador	21.4	1.9	3.5
14	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	El Salvador	20.2	1.8	3.1
15	HIDRO XACBAL	Guatemala	19.8	1.7	3.0
		Subtotal	826.2	72.2	
		Resto	318.6	27.8	
		Total	1,144.8	100.0	
		IHH	674.8		
		C4 [%]	42.7		
		C8 [%]	58.2		
		CR1 [%]	19.1		

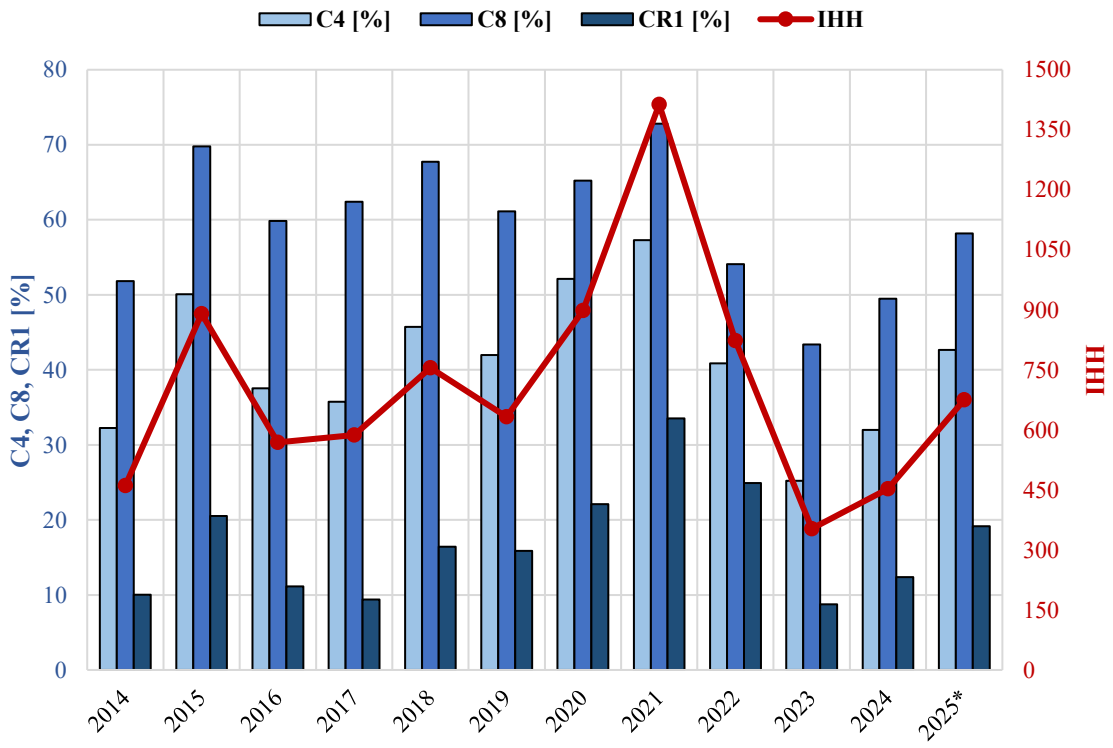
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 8. EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1), ENERO 2014-ABRIL 2025

Año	IHH	C4 [%]	C8 [%]	CR1 [%]
2014	460.6	32.3	51.8	10.0
2015	890.1	50.1	69.8	20.5
2016	568.3	37.6	59.9	11.1
2017	587.1	35.8	62.4	9.4
2018	754.8	45.8	67.7	16.4
2019	632.9	42.0	61.1	15.9
2020	898.2	52.1	65.2	22.1
2021	1413.4	57.3	72.8	33.5
2022	823.4	40.9	54.1	24.9
2023	353.2	25.2	43.4	8.8
2024	452.4	32.0	49.5	12.4
2025*	674.8	42.7	58.2	19.1

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.
**De enero a abril de 2025*

FIGURA 24. EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1), ENERO 2014-ABRIL 2025



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.
**De enero a abril de 2025*

6.2.1.2. Coeficiente de Gini e índice de Theil

A continuación, se presenta el análisis e interpretación de los resultados del coeficiente de Gini y del índice de Theil, tanto a nivel cuatrimestral como mensual, con el objetivo de identificar el comportamiento de estos indicadores de forma global durante el cuatrimestre y de manera desagregada por mes.

6.2.1.2.1. Análisis cuatrimestral

Los indicadores de desigualdad, particularmente el coeficiente de Gini y el índice de Theil, al evaluarse conjuntamente, ofrecen una visión más granular que pone en evidencia una alta concentración a nivel de agentes, tanto en la oferta como en la demanda. Estos indicadores, comúnmente utilizados en economía para medir la desigualdad en la distribución de ingresos o riqueza, se aplican también al análisis de mercados eléctricos para evaluar la distribución de variables como generación (inyecciones) y consumo (retiros) entre distintos actores.

El coeficiente de Gini varía entre 0 (igualdad perfecta) y 1 (máxima desigualdad), y mide la dispersión relativa de una variable, permitiendo identificar qué tan equitativamente está distribuida entre los participantes. Por su parte, el índice de Theil se basa en la teoría de la entropía de la información, que proviene de la estadística y la termodinámica, y se utiliza para cuantificar el grado de desorden o incertidumbre en un sistema. En este contexto, un sistema donde todos los participantes tienen igual participación representa máxima entropía (es decir, máxima equidad), mientras que uno en el que pocos concentran la mayoría de los recursos tiene baja entropía (alta desigualdad). A diferencia del coeficiente de Gini, el índice de Theil no tiene un límite superior fijo y puede tomar valores mayores a 1 cuando la concentración es muy alta, especialmente si hay muchos participantes y uno o pocos de ellos concentran la mayoría del recurso analizado.

Una de las ventajas del índice de Theil frente al coeficiente de Gini es su capacidad de descomposición: permite analizar qué parte de la desigualdad se origina en diferencias dentro de un grupo (por ejemplo, entre agentes de un mismo país) y qué parte proviene de diferencias entre grupos (por ejemplo, entre países). Esta propiedad lo hace especialmente útil para identificar si la concentración observada en el mercado responde principalmente a la participación desigual entre países o a la concentración entre agentes dentro de un mismo país.

En este contexto, mientras a nivel de país la distribución de las inyecciones y los retiros presenta una desigualdad moderada durante el primer cuatrimestre de 2025 (coeficiente de Gini de 0.42 para inyecciones y 0.34 para retiros; índice de Theil de 0.43 y 0.20, respectivamente), los valores a nivel de agentes individuales son considerablemente más altos: el coeficiente de Gini alcanza 0.78 para inyecciones y 0.81 para retiros, mientras que los índices de Theil respectivos son de 1.30 y 1.46. Esta diferencia en los niveles de desigualdad se interpreta con mayor claridad mediante el índice de Theil, ya que su capacidad de descomposición permite distinguir cuánto de la desigualdad total se debe a diferencias

entre países y cuánto a desigualdades dentro de cada país. Así, aunque territorialmente el mercado puede parecer diversificado, el análisis a nivel de agente revela una alta concentración de operaciones en pocos actores, lo que evidencia una estructura de mercado potencialmente desequilibrada. Esta situación puede afectar la eficiencia y la competencia, especialmente bajo condiciones de restricciones operativas o baja flexibilidad del SER, al facilitar la aparición de conductas estratégicas asociadas al poder de mercado.

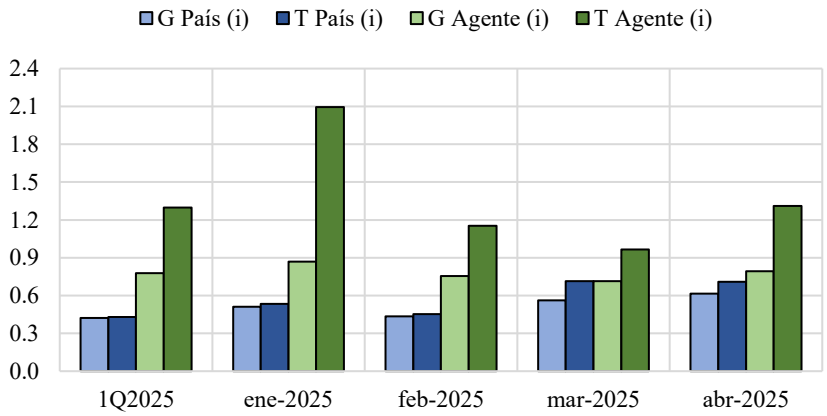
La evaluación conjunta del coeficiente de Gini y del índice de Theil permite obtener una visión más completa de la concentración en el mercado. Mientras el Gini ofrece una medida intuitiva de desigualdad general, el índice de Theil aporta un valor analítico adicional al permitir descomponer esa desigualdad y diferenciar entre concentraciones territoriales y por agente. Esta complementariedad resulta clave para identificar con mayor precisión los focos de concentración que podrían afectar el funcionamiento competitivo del MER.

TABLA 9. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LAS INYECCIONES (GINI Y THEIL), ENERO-ABRIL 2025

	G País (i)	*T* País (i)	*G* Agente (i)	*T* Agente (i)
1Q2025	0.42	0.43	0.78	1.30
ene-2025	0.51	0.53	0.87	2.10
feb-2025	0.43	0.45	0.75	1.15
mar-2025	0.56	0.71	0.71	0.97
abr-2025	0.61	0.71	0.79	1.31

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

FIGURA 25. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LAS INYECCIONES (GINI Y THEIL), ENERO-ABRIL 2025



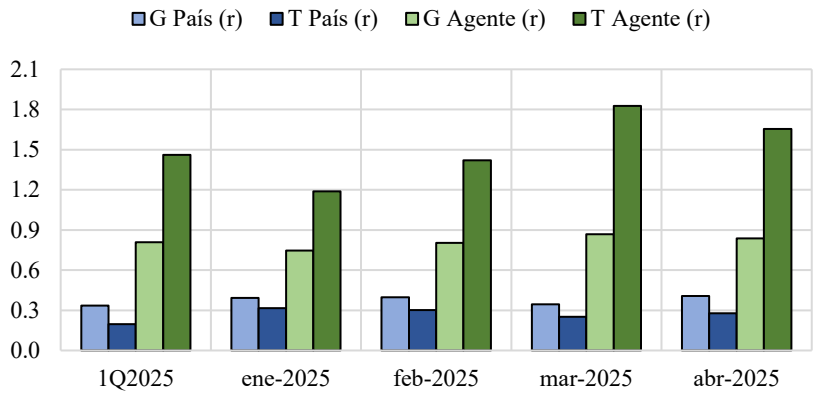
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 10. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LOS RETIROS (GINI Y THEIL), ENERO-ABRIL 2025

	G País (r)	*T* País (r)	*G* Agente (r)	*T* Agente (r)
1Q2025	0.34	0.20	0.81	1.46
ene-2025	0.39	0.32	0.75	1.19
feb-2025	0.40	0.30	0.80	1.42
mar-2025	0.34	0.25	0.87	1.83
abr-2025	0.41	0.28	0.84	1.66

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

FIGURA 26. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LOS RETIROS (GINI Y THEIL), ENERO-ABRIL 2025



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

6.2.1.2.2. Análisis mensual

Un análisis mensual de estos indicadores (coeficiente de Gini e índice de Theil), refuerza la relación entre los fenómenos climáticos, las condiciones operativas y la concentración efectiva del mercado. En enero de 2025, por ejemplo, el coeficiente de Gini para inyecciones por agente alcanzó 0.87 y el índice de Theil 2.10, los valores más altos del cuatrimestre. Este comportamiento se explica en gran parte por la significativa participación del *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE), agente que inyectó la mayor cantidad de energía durante ese mes. En el caso particular de Costa Rica, la estructura de mercado concentra en un solo agente la totalidad de las declaraciones de ofertas de inyección, tanto por contratos como por ofertas de oportunidad. Además, la alta disponibilidad de recursos hidroeléctricos, favorecida por el efecto del fenómeno de *"La Niña"* en enero, incrementó el volumen de energía exportable a precios competitivos, elevando así su peso relativo dentro del mercado regional y, consecuentemente, los niveles de desigualdad observados.

Durante marzo, los indicadores de concentración en inyecciones por agente disminuyeron de forma sensible (Gini de 0.71 y Theil de 0.97), reflejando una estructura de oferta menos concentrada. Esta variación coincidió con la intensa ola de calor que elevó considerablemente la demanda regional y redujo las reservas hidráulicas disponibles, lo cual obligó a diversificar el despacho mediante generación térmica de múltiples agentes en varios países. Esta mayor

participación de distintos actores en la oferta energética regional contribuyó a reducir momentáneamente los niveles de desigualdad observados.

En abril, sin embargo, se registró nuevamente un repunte de los indicadores (Gini de 0.79 y Theil de 1.31), impulsado en gran parte por la elevada participación del agente *Enel Guatemala, S.A.* (1CCOMENEGU), quien inyectó la mayor cantidad de energía durante ese mes. Este agente opera únicamente centrales hidroeléctricas en Guatemala, lo cual, en combinación con las restricciones operativas hacia el sur del mercado, específicamente en Costa Rica por la reducción de su generación hidroeléctrica y en Panamá por la actualización de su capacidad máxima de exportación a 0 MW durante la mayoría de días del mes, reforzó el desplazamiento de la oferta exportable hacia el norte de la región. Al analizar la concentración por país para las inyecciones, se observa una tendencia similar: el coeficiente de Gini aumenta a 0.42 en el cuatrimestre, y alcanza su valor máximo en abril con 0.61; el índice de Theil por país alcanza su valor máximo de 0.71 tanto en marzo como en abril. Esto sugiere que, además de la concentración por agente, también se acentuó la disparidad territorial en el origen de la energía exportada, con un mayor peso relativo de países como Guatemala, El Salvador y Costa Rica en la oferta regional.

En cuanto a los retiros, la desigualdad por agente se mantuvo elevada durante todo el cuatrimestre, con coeficientes de Gini que variaron entre 0.75 y 0.87, y un índice de Theil que alcanzó su punto más alto en marzo (1.83). Este valor refleja un comportamiento asimétrico en la demanda, donde pocos agentes concentraron el consumo efectivo del mercado regional. El repunte en marzo puede atribuirse a la concentración de la demanda en países con alta participación relativa como El Salvador, Nicaragua y Costa Rica, cuya cobertura local no fue suficiente para suplir la demanda interna, lo que aumentó la dependencia de las importaciones regionales a través de agentes específicos. En abril, aunque el índice de Theil bajó ligeramente (1.66), se mantuvo dentro de un rango alto, lo cual refleja la persistencia de estructuras concentradas en el lado de la demanda.

A nivel de país, los retiros mostraron una desigualdad más moderada, pero con una tendencia creciente: el coeficiente de Gini pasó de 0.34 en el promedio cuatrimestral a 0.41 en abril, mientras que el índice de Theil por país aumentó de 0.20 a 0.28 en ese mismo periodo. Este comportamiento revela un aumento en la disparidad del consumo regional entre países, probablemente influenciado por las condiciones climáticas y las restricciones comerciales que limitaron la capacidad de retiro de ciertos países, incrementando el peso relativo de otros con mayor flexibilidad operativa.

En conjunto, los resultados obtenidos evidencian que, si bien el MER mantiene una estructura formalmente competitiva, la alta concentración operativa por agente en ciertas condiciones, amplificada por factores climáticos y restricciones físicas de interconexión, puede tener impactos relevantes en la formación de precios y en la eficiencia del mercado. Por ello, se vuelve fundamental el monitoreo continuo de estos indicadores, particularmente aquellos que reflejan la desigualdad en la participación real de los agentes, como el coeficiente de Gini y el índice de Theil, así como el seguimiento del comportamiento estratégico de los participantes en períodos de estrés del sistema eléctrico de la región.

6.2.2. Índices de Poder de Mercado

Miden la capacidad de un agente o grupo de agentes para manipular el precio del mercado a su favor.

1. **Correlación de los CMS con el precio del MER**
   - **Definición:** Correlación estadística (Spearman) entre los Costos Marginales del Sistema (CMS) nacionales y el precio regional del MER.
   - **Interpretación:** Alta correlación puede indicar que ciertos agentes o áreas influyen significativamente en la formación de precios regionales.

2. **RSI (*Residual Supply Index*)**
   - **Definición:** Mide si el mercado puede ser abastecido sin la oferta de un agente específico. $\text{RSI} = (\text{Oferta Total} - \text{Oferta del Agente})/\text{Demanda Total}$
   - **Interpretación:** RSI < 1 indica que el agente es *"pivotal"* y puede influir en el precio (potencial de poder de mercado).

3. **Índice de Lerner**
   - **Definición:** Mide el margen entre el precio de mercado y el costo marginal: $(\text{Precio Ofertado} - \text{CMS})/\text{Precio Ofertado}$
   - **Interpretación:** Un valor positivo indica la capacidad del agente para fijar precios por encima del costo, lo cual refleja poder de mercado.

Durante el primer cuatrimestre de 2025, el análisis del poder de mercado en el MER pone en evidencia la existencia de condiciones que, si bien no reflejan una situación estructural de colusión ni dominancia absoluta, sí revelan oportunidades puntuales para el ejercicio de poder de mercado por parte de determinados agentes. Este análisis cobra especial relevancia al considerar el comportamiento observado durante eventos climáticos relevantes, como la fase transitoria del fenómeno climático de *"La Niña"* entre enero y febrero, la ola de calor registrada en marzo, y las limitaciones en la capacidad de exportación desde Panamá hacia Costa Rica en marzo y abril, factores que alteraron significativamente la dinámica operativa del MER.

6.2.2.1. Correlación de los CMS con los precios del MER

En el contexto de la evaluación de poder de mercado, uno de los principales elementos analizados fue la correlación entre los CMS nacionales y el precio del MER. Los coeficientes de Spearman calculados para el primer cuatrimestre de 2025 muestran valores moderados a altos, con una correlación especialmente elevada para Costa Rica (0.83), seguida de Guatemala (0.69), Panamá (0.67), El Salvador (0.66), Nicaragua (0.65) y Honduras (0.52). Este comportamiento sugiere que las señales de precio del MER estuvieron fuertemente influenciadas por las condiciones operativas y los precios internos de varios países,

especialmente aquellos con mayor volumen exportable o con condiciones críticas de generación.

Costa Rica destaca significativamente en este sentido, lo cual guarda relación con su posición exportadora y su participación activa en el MER a través del *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE), cuyas ofertas térmicas de respaldo alcanzaron precios elevados durante momentos de estrés del sistema. En contraste, el caso de Honduras merece una aclaración: si bien presenta un coeficiente de correlación cuatrimestral relativamente alto (0.52), este no se asocia necesariamente con una participación activa en el mercado regional, dado que su operatividad en términos de inyecciones, se limita principalmente a la ejecución esporádica de transacciones de CF de la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE). La correlación observada podría deberse a coincidencias en patrones de precios vinculados a condiciones regionales similares (como la disponibilidad hidráulica o el clima), o incluso a efectos indirectos derivados del comportamiento de precios en países vecinos. Sin embargo, no debe interpretarse como una señal de integración activa en términos de precios marginales.

El análisis mensual de esta correlación permite observar cómo el grado de influencia de cada país varió a lo largo del período estudiado. Por ejemplo, en enero, la correlación fue débil o nula para Costa Rica (-0.10) y El Salvador (0.13), reflejando un entorno menos presionado por restricciones o precios extremos, en parte debido al efecto moderador del fenómeno climático de *"La Niña"*. A partir de febrero, las correlaciones aumentaron sostenidamente en casi todos los países, alcanzando valores altos en marzo y abril, como resultado de la intensificación de factores estresantes: ola de calor, disminución de reservas hidráulicas, mayor despacho térmico regional y restricciones de exportación.

Un caso particular es el de Panamá, cuyo comportamiento presenta una aparente contradicción: mientras que sus coeficientes mensuales son moderados o bajos (0.37 en enero, 0.19 en febrero, 0.20 en marzo y -0.12 en abril), el valor cuatrimestral es relativamente alto (0.67). Esta discrepancia se explica por el hecho de que el cálculo mensual está más expuesto a variaciones puntuales y ruidos transitorios en la señal de precio local, mientras que el análisis agregado del cuatrimestre suaviza esas fluctuaciones y captura mejor las tendencias estructurales. En este caso, aunque Panamá presentó momentos de baja correlación puntual, el patrón general durante el cuatrimestre estuvo alineado con los precios del MER en varios episodios relevantes, lo cual justifica el valor más alto al considerar todo el período.

En conclusión, el análisis mensual y cuatrimestral de la correlación entre los CMS nacionales y el precio del MER, evidencia una influencia significativa de las condiciones internas de varios países sobre la dinámica regional de precios, especialmente en contextos de alta demanda y restricciones operativas. La elevada correlación observada en países como Costa Rica y Guatemala refleja su papel activo y sensible dentro del mercado regional. En contraste, casos como el de Honduras requieren un análisis más cuidadoso para no malinterpretar relaciones estadísticas que no se corresponden con una participación operativa directa. En este contexto, los resultados obtenidos ofrecen insumos valiosos para el seguimiento que realiza la CRIE en materia de poder de mercado y funcionamiento competitivo del MER. La

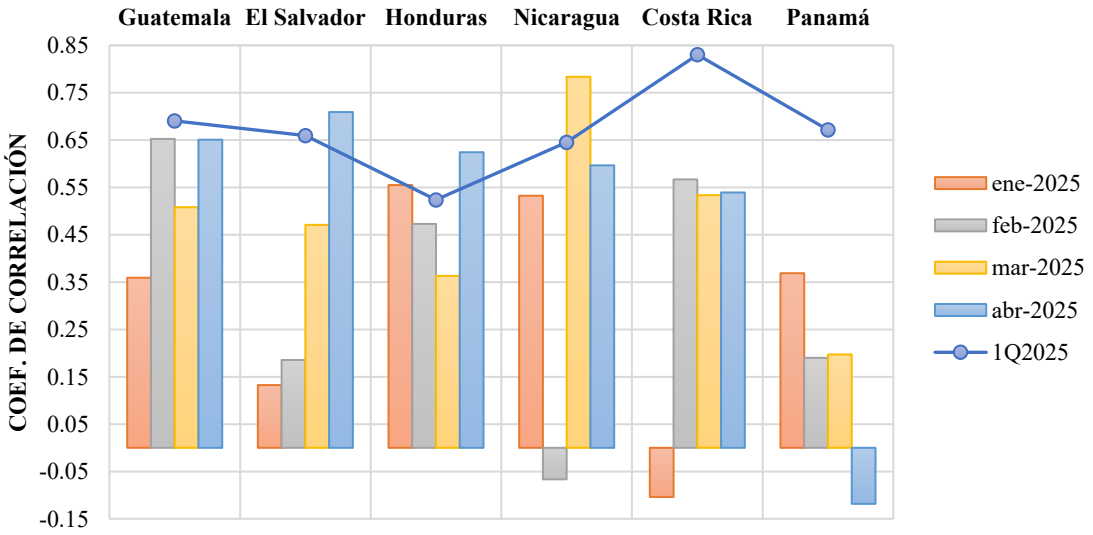
correlación entre los CMS nacionales y el precio regional permite identificar no solo el grado de integración efectiva de cada país al mercado, sino también la sensibilidad de sus precios internos frente a condiciones regionales críticas.

TABLA 11. COEFICIENTES DE CORRELACIÓN ENTRE LOS CMS NACIONALES Y LOS PRECIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2025

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1Q2025	0.69	0.66	0.52	0.65	0.83	0.67
ene-2025	0.36	0.13	0.55	0.53	-0.10	0.37
feb-2025	0.65	0.19	0.47	-0.07	0.57	0.19
mar-2025	0.51	0.47	0.36	0.78	0.53	0.20
abr-2025	0.65	0.71	0.62	0.60	0.54	-0.12

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

FIGURA 27. COEFICIENTES DE CORRELACIÓN ENTRE LOS CMS NACIONALES Y LOS PRECIOS DEL MER, ENERO 2014-ABRIL 2025



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

6.2.2.2. Índice RSI (*Residual Supply Index*)

En cuanto a la participación de los agentes, el índice RSI (*Residual Supply Index*) constituye un indicador clave para identificar la posibilidad de ejercer poder de mercado. El RSI mide cuánta capacidad de generación estaría disponible en el sistema si se excluyera a un agente específico, comparándola con la demanda total. Teóricamente, cuando el RSI de un agente es mayor a 1, significa que la demanda puede ser satisfecha sin necesidad de recurrir a su oferta, por lo que el agente no es considerado *"pivotal"* y su capacidad de influir en el precio es limitada. En cambio, si el RSI es menor o igual a 1, se considera que su oferta es indispensable para abastecer la demanda, colocándolo en una posición potencial de poder de mercado.

Durante el primer cuatrimestre de 2025, el RSI promedio basado en energía declarada fue de 1.12, mientras que el correspondiente a energía despachada fue de 1.05. Estos valores

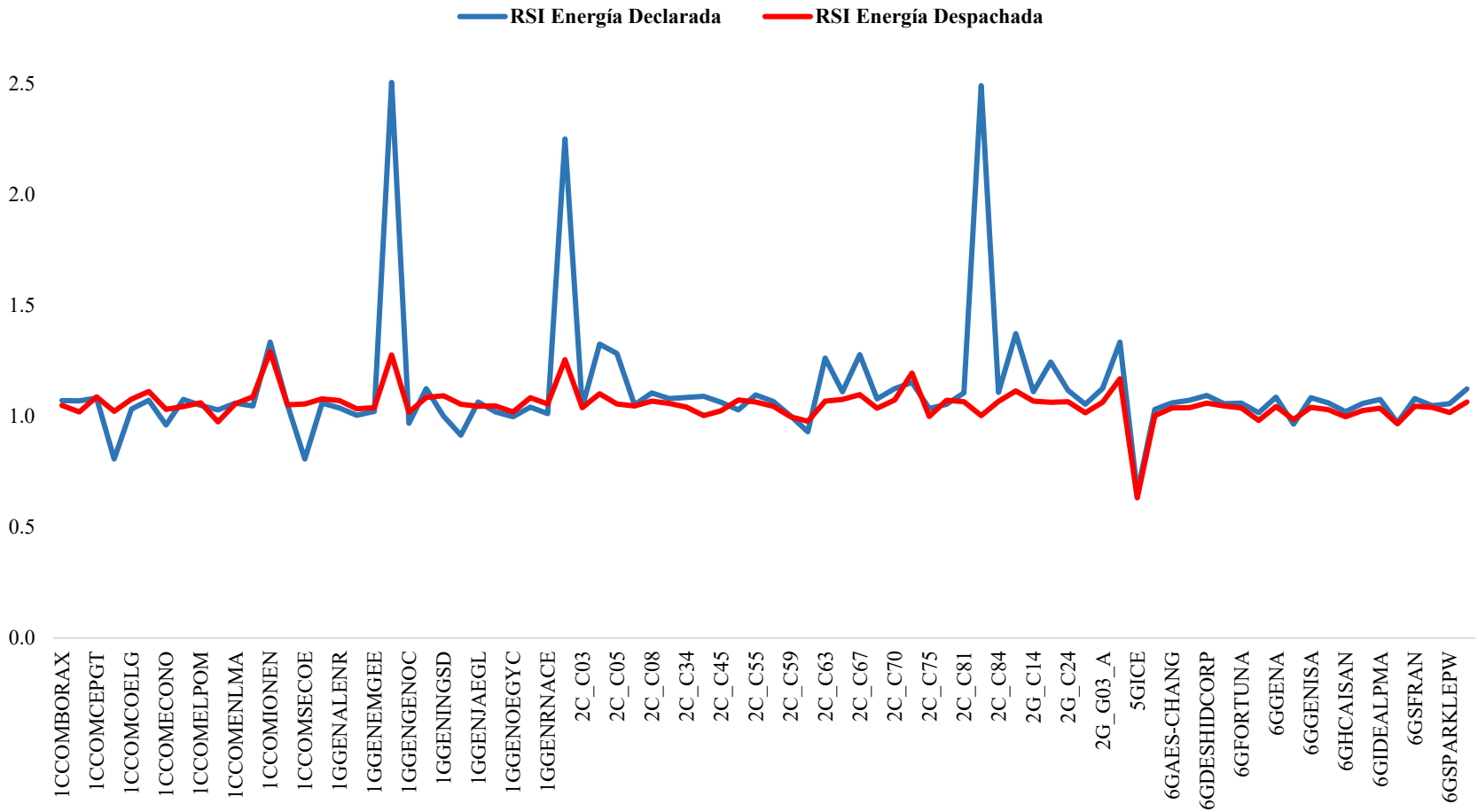
sugieren que, en términos generales, el MER pudo haber sido abastecido sin requerir la participación forzosa de ningún agente específico, lo que apunta a un entorno competitivo aceptable en promedio. Sin embargo, esta interpretación cambia al examinar casos individuales.

Por ejemplo, el agente *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) registró un RSI promedio cuatrimestral de 0.66 con base en energía declarada y de 0.63 con base en energía despachada, ambos por debajo del umbral de 1. Esto indica que, bajo determinadas condiciones operativas, la energía ofrecida por este agente fue indispensable para cubrir la demanda regional, situándolo en una posición *"pivotal"* que le permitió influir directamente en la formación de precios en el MER. Este comportamiento debe entenderse también dentro del contexto del sistema eléctrico costarricense, donde el 5GICE es el único agente que realiza inyecciones al MER, dado el diseño regulado y centralizado del mercado eléctrico de Costa Rica. Además, la matriz energética costarricense presenta una alta participación de fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas, lo que condiciona su patrón de oferta en el mercado regional y puede acentuar su papel estratégico en momentos de estrés del sistema.

Casos similares, aunque menos pronunciados, se observaron en otros agentes guatemaltecos como 1CCOMCOECA, 1CCOMSECOE y 1GGENINGUN, cuyos RSI promedio cuatrimestrales se ubicaron entre 0.81 y 0.97, reflejando una disponibilidad limitada de capacidad remanente en el sistema regional al margen de su participación.

Esta situación se vio amplificada por las restricciones operativas observadas en marzo y abril, cuando, durante una cantidad considerable de días, la capacidad de exportación desde Panamá hacia Costa Rica fue nula. Al limitarse comercial y físicamente el acceso de la oferta panameña al resto del mercado, los agentes localizados al norte de la región, especialmente en Guatemala y El Salvador, adquirieron mayor relevancia relativa en la conformación de precios. En este contexto, la combinación de factores estructurales, como la concentración de la capacidad térmica, y coyunturales, como las restricciones de transmisión, permitió que ciertos agentes ocuparan posiciones temporales de poder de mercado, incluso cuando el promedio regional del RSI sugiere condiciones más competitivas.

FIGURA 28. COMPORTAMIENTO DEL RSI DE ENERGÍA DECLARADA Y DE ENERGÍA DESPACHADA, ENERO 2014-ABRIL 2025



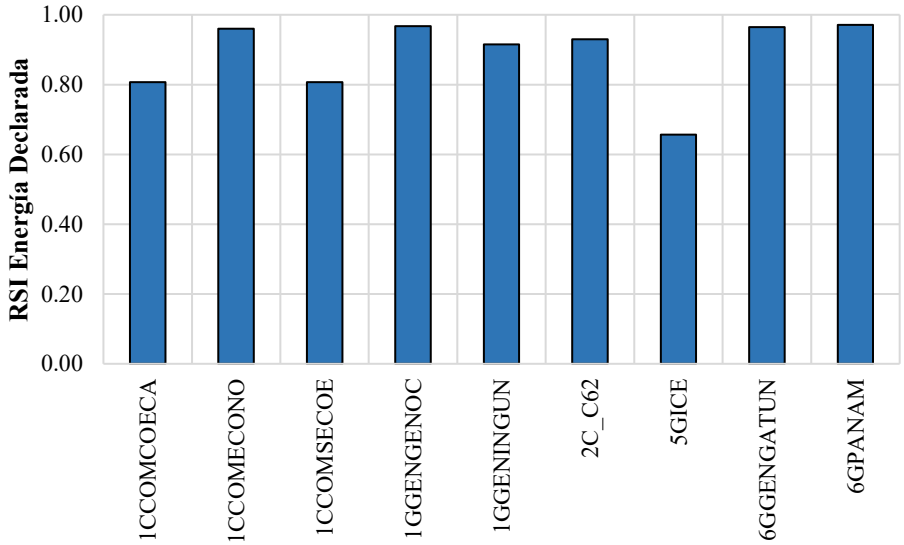
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 12. AGENTES CON RSI DE ENERGÍA DECLARADA < 1, ENERO-ABRIL 2025

Agente	RSI Energía Declarada
1CCOMCOECA	0.81
1CCOMECONO	0.96
1CCOMSECOE	0.81
1GGENGENOC	0.97
1GGENINGUN	0.91
2C_C62	0.93
5GICE	0.66
6GGENGATUN	0.96
6GPANAM	0.97

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

FIGURA 29. AGENTES CON RSI DE ENERGÍA DECLARADA < 1, ENERO-ABRIL 2025



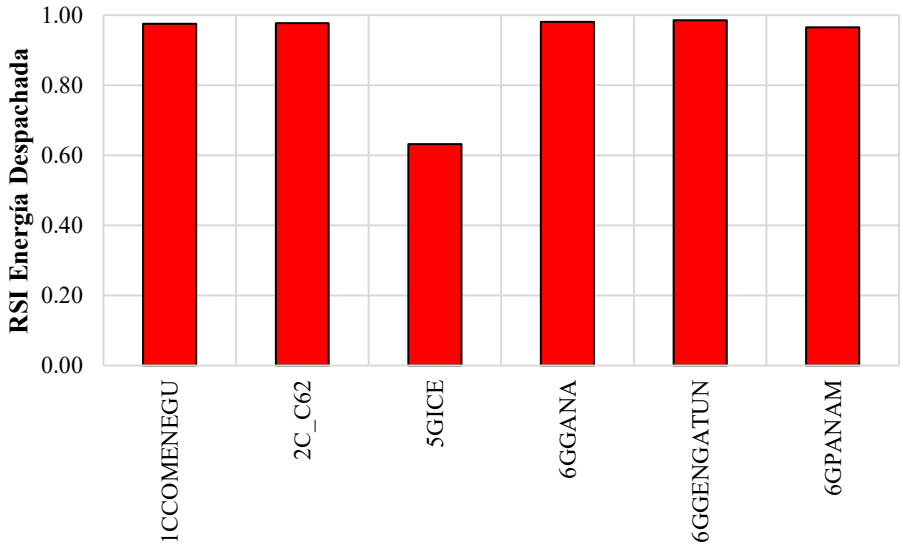
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 13. AGENTES CON RSI DE ENERGÍA DESPACHADA < 1, ENERO-ABRIL 2025

Agente	RSI Energía Despachada
1CCOMENEGU	0.98
2C_C62	0.98
5GICE	0.63
6GGANA	0.98
6GGENGATUN	0.98
6GPANAM	0.97

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

FIGURA 30. AGENTES CON RSI DE ENERGÍA DESPACHADA < 1, ENERO-ABRIL 2025



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

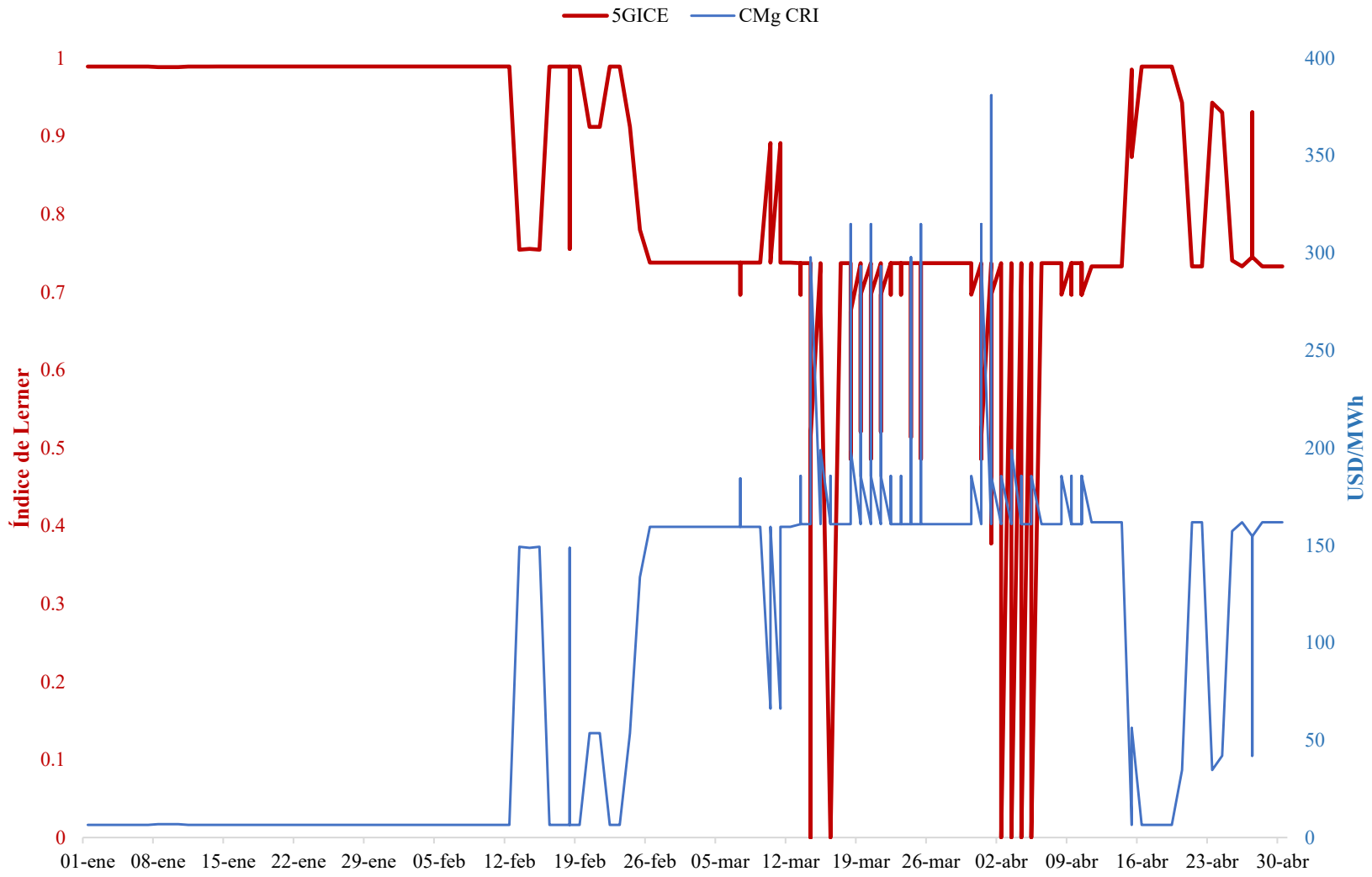
Complementando este análisis, los resultados del Índice de Lerner confirman que ciertos agentes captaron márgenes significativamente superiores a sus costos marginales. Tal es el caso del agente 5GICE, cuyo índice alcanzó un valor promedio de 0.85, lo que implica que el precio promedio de sus ofertas superó en un 85% los costos marginales de Costa Rica. Una situación similar se presentó con el agente guatemalteco 1GGENALENR, que registró un índice de 0.80. Estos valores son particularmente relevantes si se consideran las ofertas realizadas en el MOR por estos agentes, algunas de las cuales superaron los 400 USD/MWh, lo cual fue objeto de supervisión y solicitud de justificaciones técnico-económicas por parte de la CRIE. En ambos casos, los márgenes elevados reflejan no solo el costo asociado al tipo de tecnología utilizada (por ejemplo, generación térmica diésel con cargas tributarias elevadas en el caso de Costa Rica), sino también la capacidad de los agentes para posicionarse estratégicamente en momentos de estrechez del sistema regional.

TABLA 14. ÍNDICE DE LERNER PROMEDIO, ENERO-ABRIL 2025

Referencia	Agente	Índice de Lerner
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	0.85
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	0.80

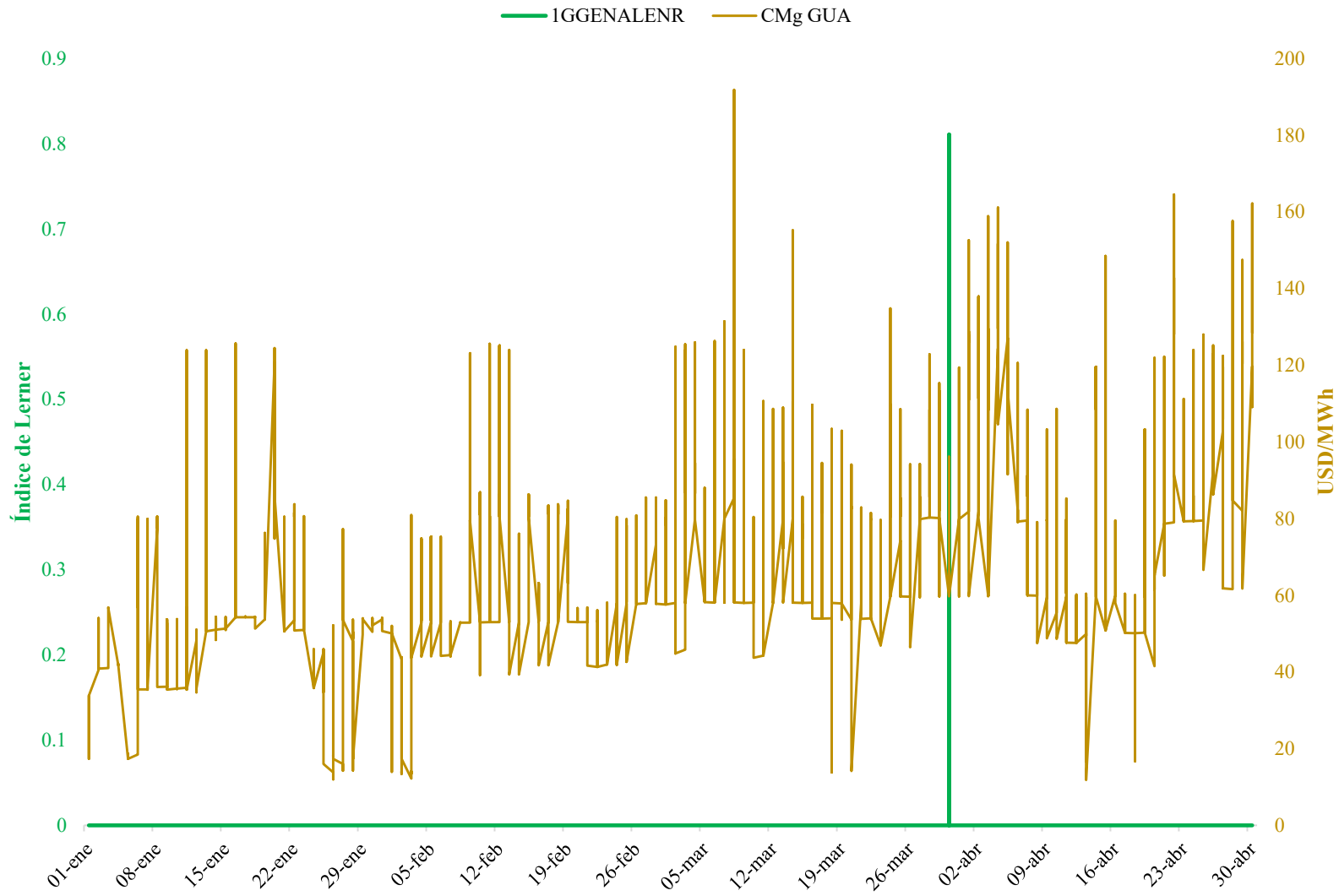
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de los OS/OMS.

FIGURA 31. COMPORTAMIENTO DEL ÍNDICE DE LERNER DEL AGENTE 5GICE, ENERO-ABRIL 2025



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

FIGURA 32. COMPORTAMIENTO DEL ÍNDICE DE LERNER DEL AGENTE 1GGENALENR, ENERO-ABRIL 2025



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

En resumen, aunque el análisis agregado de los indicadores de poder de mercado no revela una situación generalizada de dominancia en el MER, sí se identifican momentos y condiciones específicas en las que ciertos agentes lograron ejercer un poder de mercado relevante, producto de una combinación de factores climáticos, operativos y estructurales. Esto refuerza la importancia de mantener una vigilancia continua sobre las estrategias de oferta, especialmente cuando coinciden con restricciones en la red de transmisión de la región o condiciones extremas de generación. En este sentido, el monitoreo conjunto de los indicadores RSI, Lerner y de correlación de precios permite a la CRIE identificar zonas de riesgo para la competencia y actuar preventivamente para garantizar la eficiencia y transparencia del MER.

7. Conciliación de las transacciones

En la Figura 31 se presentan los montos conciliados correspondientes a las transacciones en el MER durante el período de enero a abril de 2025. Para este análisis, se consideró únicamente el cálculo del Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual (CMORC) de los Contratos No Firmes, dado que el CMORC de los Contratos Firmes se compensa directamente con la Renta de Congestión, y por tanto no requiere conciliación adicional.

En cuanto al Cargo Variable de Transmisión Neto (CVT_n), este representó un abono neto a favor de la Cuenta General de Compensación (CGC) por un total de USD 4,422,838 durante el primer cuatrimestre de 2025. Este cargo refleja la compensación económica por el uso de la red regional de transmisión eléctrica a nivel regional.

La Figura 32 muestra el comportamiento diario del CVT_n en el mismo período. Como puede observarse, este cargo fue positivo (abono) en casi todos los días del cuatrimestre, con excepción de los días 29 de marzo, 3, 9, 10, 11, 12, 20, 24 y 25 de abril, en los cuales se registraron cargos netos por un total de USD 18,802 (Tabla 15), lo que equivale al 0.43% del monto total recaudado en el cuatrimestre.

TABLA 15. CARGO POR CVT_n, ENERO-ABRIL 2025

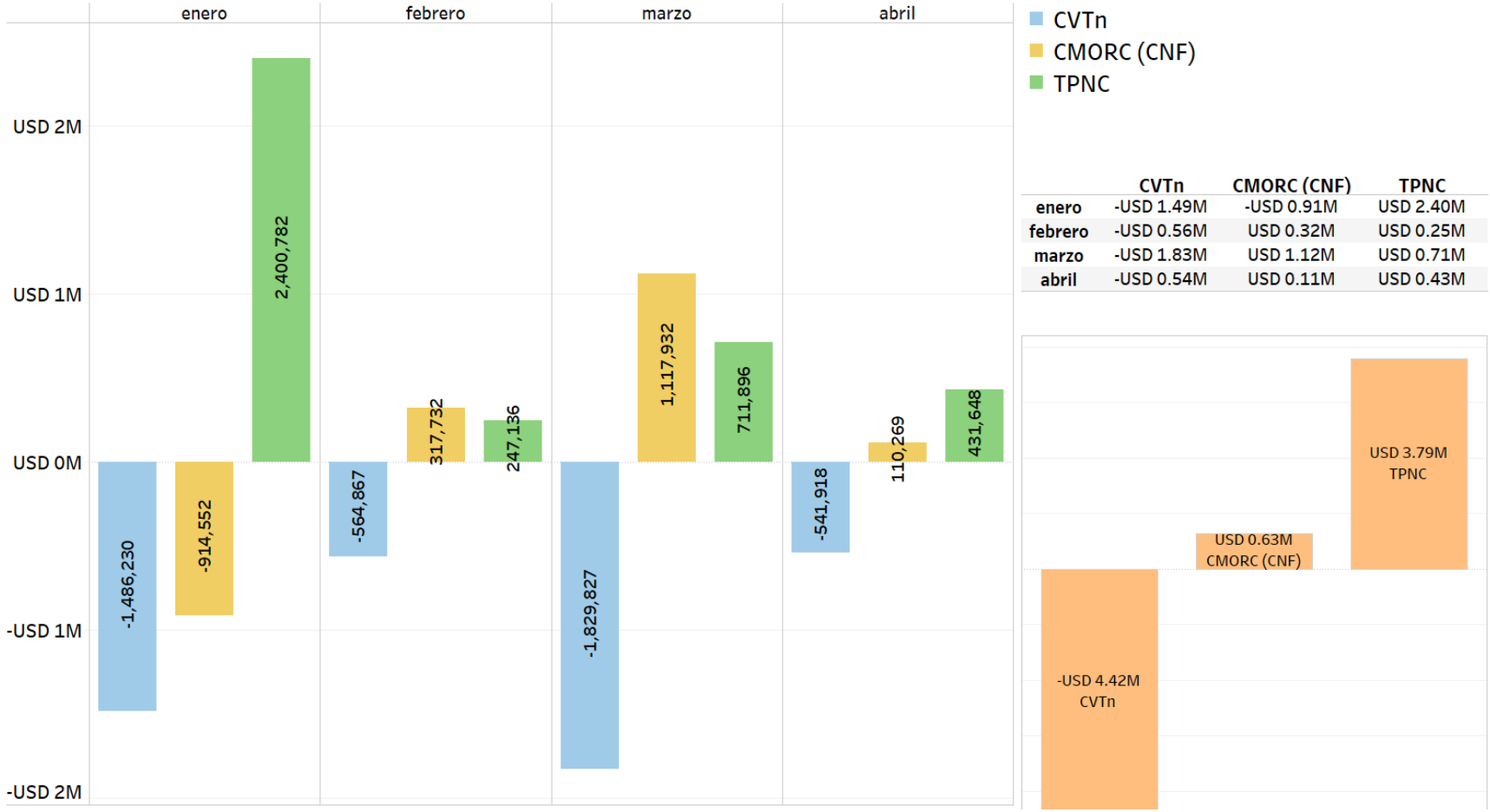
Fecha	CVT_n [USD]
29/03/2025	1,859
3/04/2025	3,027
9/04/2025	2,873
10/04/2025	2,581
11/04/2025	2,626
12/04/2025	1,708
20/04/2025	31
24/04/2025	3,419
25/04/2025	678

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

Estos días atípicos, en los que el CVT_n representó un cargo en lugar de un abono, podrían estar relacionados con eventos excepcionales o con fluctuaciones en las condiciones de operación del mercado, como variaciones en la oferta y demanda de energía. En particular, las fechas coinciden con días en los que Panamá no exportó energía al MER, condición que se presentó por restricciones propias del mercado eléctrico panameño, como por la actualización a 0 MW de las capacidades máximas de exportación desde Panamá hacia el resto de los países del MER. Esta disminución en los flujos regionales de energía generó desequilibrios temporales en el uso de la red regional de transmisión, lo que se tradujo en cargos específicos por CVT_n durante las fechas de marzo y abril mencionadas previamente.

En resumen, los resultados observados durante el primer cuatrimestre de 2025 reflejan una tendencia favorable en los procesos de conciliación de las transacciones en el MER, así como en la gestión del CVT_n, lo cual evidencia una operación más eficiente y equilibrada del mercado regional.

FIGURA 33. CONCILIACIÓN DE LAS TRANSACCIONES, ENERO-ABRIL 2025



	CVTn	CMORC (CNF)	TPNC
enero	-USD 1.49M	-USD 0.91M	USD 2.40M
febrero	-USD 0.56M	USD 0.32M	USD 0.25M
marzo	-USD 1.83M	USD 1.12M	USD 0.71M
abril	-USD 0.54M	USD 0.11M	USD 0.43M

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

- **CMORC:** Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual
- **TPNC:** Transacciones Programada No Comprometida en Contratos
- **CVT_n:** Cargo Variable de Transmisión Neto

FIGURA 34. CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN NETO (CVT_n), ENERO-ABRIL 2025

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

8. Generación y demanda en los países miembros del MER

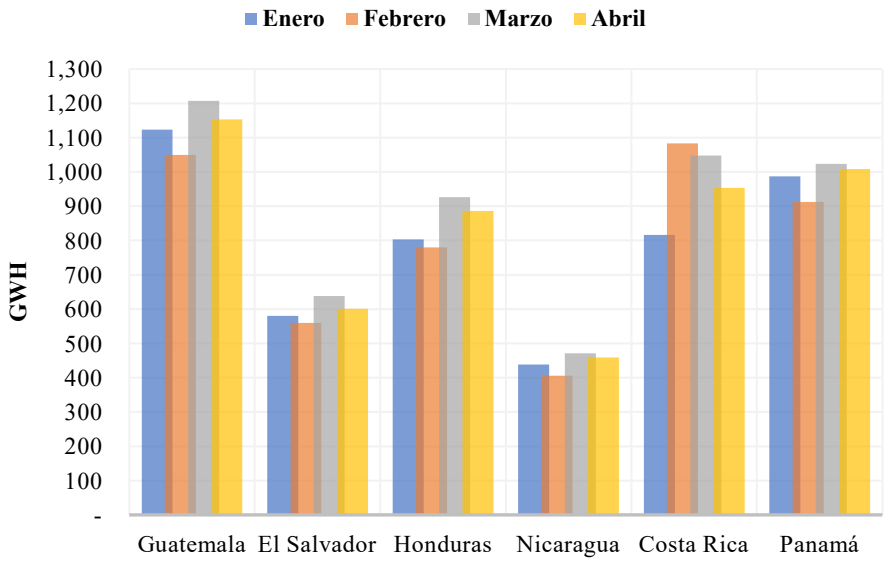
A continuación, se presenta la información y el análisis relacionados con el consumo de energía en el MER, así como con la generación regional correspondiente al período de enero a abril de 2025.

8.1. Energía demandada

Tal como se muestra en las Figuras 33 y 34, el mes de marzo registró el mayor nivel de consumo energético en la región, acompañado de un incremento significativo en el requerimiento de generación proveniente de centrales térmicas que utilizan fuentes no renovables. Esta situación está estrechamente vinculada a la ola de calor que afectó a la mayoría de los países miembros del MER durante ese mes, provocando un aumento en la demanda eléctrica, especialmente para sistemas de climatización.

En cuanto al consumo por país, Guatemala se posicionó como el principal consumidor de energía en el período analizado, seguido por Panamá y Costa Rica.

FIGURA 35. CONSUMO ENERGÉTICO POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2025



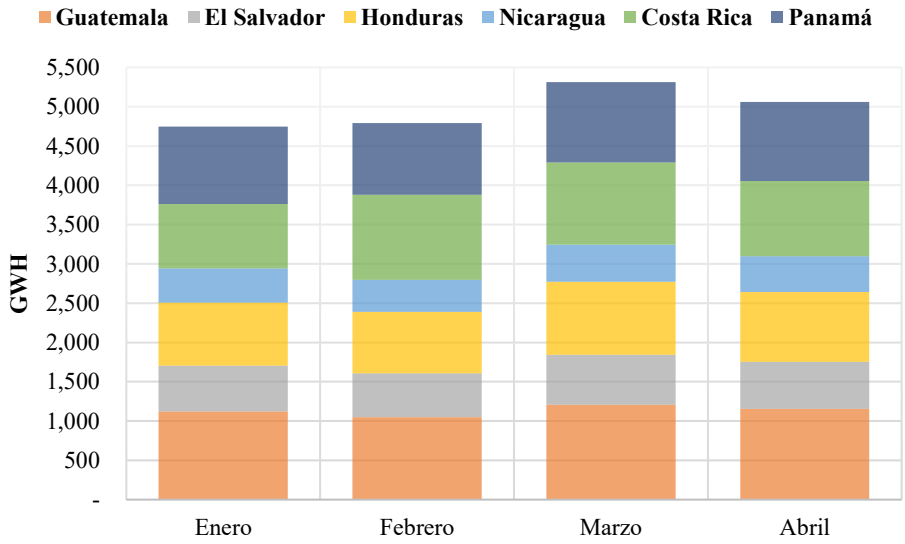
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 16. CONSUMO ENERGÉTICO POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2025

Consumo de Energía [GWh]						
Año	**Guatemala**	**El Salvador**	**Honduras**	**Nicaragua**	**Costa Rica**	**Panamá**
Enero	1,123.39	580.44	803.11	438.12	816.57	987.46
Febrero	1,049.74	559.30	780.24	405.57	1,083.38	912.45
Marzo	1,207.57	637.69	926.41	471.09	1,048.17	1,023.54
Abril	1,153.41	600.53	886.57	459.35	953.23	1,008.20

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

FIGURA 36. CONSUMO ENERGÉTICO REGIONAL, ENERO-ABRIL 2025

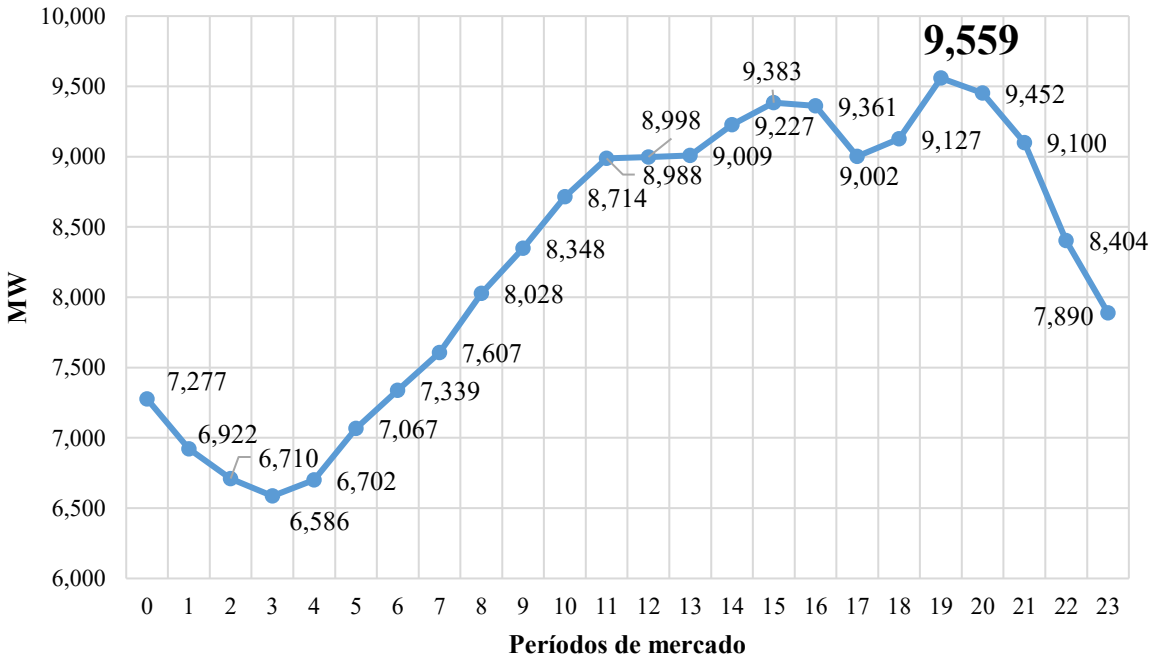


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

8.2. Demanda máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER)

La demanda máxima en el Sistema Eléctrico Regional (SER), correspondiente al período de enero a abril de 2025, se registró el 2 de abril a las 19:00 horas, alcanzando un valor de 9,559 MW. Este dato representa un incremento interanual del 1.31% en comparación con el mismo período de 2024, cuando la demanda máxima fue de 9,435 MW.

FIGURA 37. DEMANDA MÁXIMA DEL SER, ENERO-ABRIL 2025



Fuente: Elaboración propia con información de proporcionada por la Gerencia de Operación del Sistema del EOR.

8.3. Energía generada por tecnología en el MER

Durante el primer cuatrimestre de 2025, el 73.24% de la energía generada en la región provino de fuentes renovables, siendo la hidroeléctrica la principal, con una participación del 39.52% del total generado.

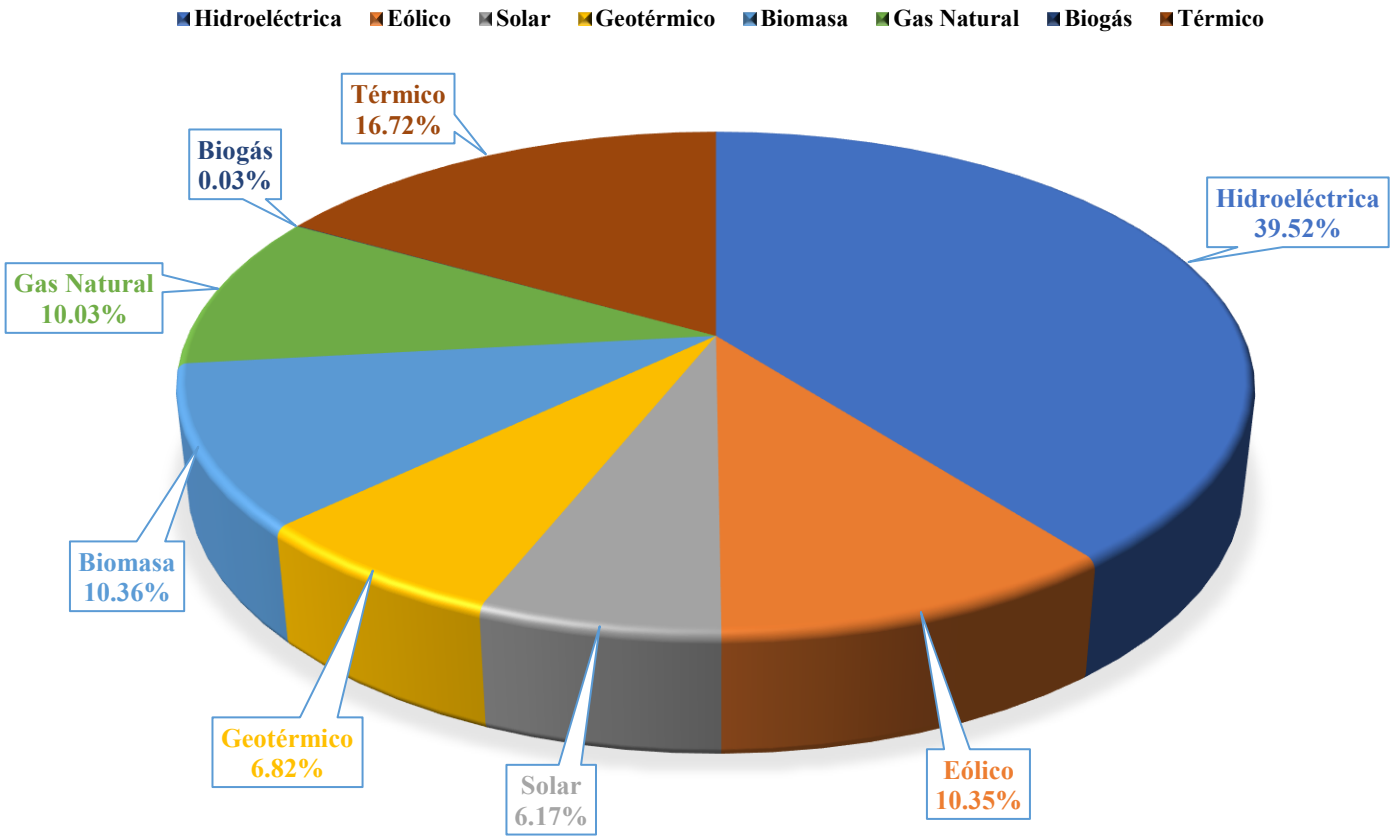
En cuanto a la generación por país miembro, Guatemala se posicionó como el mayor generador de energía en la región, seguido por Panamá y Costa Rica. La distribución de la energía generada por tipo de tecnología o fuente primaria, así como por país, se presenta en la Tabla 17 y en la Figura 36.

TABLA 17. ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA Y POR PAÍS MIEMBRO (GWH), ENERO-ABRIL 2025

País	Hidroeléctrica	Eólico	Solar	Geotérmico	Biomasa	Gas Natural	Biogás	Térmico	TOTAL
Guatemala	1,429.46	137.79	145.97	89.81	1,149.47	29.88	6.27	1,384.00	**4,372.65**
El Salvador	365.05	73.25	204.69	487.38	396.70	760.10	0.00	92.85	**2,380.02**
Honduras	1,153.27	315.30	377.14	73.98	194.05	0.00	0.00	1,276.52	**3,390.26**
Nicaragua	188.99	345.89	17.37	214.60	287.16	0.00	0.00	398.38	**1,452.40**
Costa Rica	2,743.84	725.76	12.80	499.90	47.19	0.00	0.00	136.82	**4,166.31**
Panamá	2,035.70	475.47	478.90	0.00	0.00	1,220.25	0.00	61.51	**4,271.84**
TOTAL	**7,916.32**	**2,073.47**	**1,236.87**	**1,365.67**	**2,074.57**	**2,010.23**	**6.27**	**3,350.08**	**20,033.48**
%	**39.52%**	**10.35%**	**6.17%**	**6.82%**	**10.36%**	**10.03%**	**0.03%**	**16.72%**	

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

FIGURA 38. ENERGÍA GENERADA EN LA REGIÓN POR TECNOLOGÍA, ENERO-ABRIL 2025



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

9. Indicadores técnicos del MER

En cuanto a los indicadores técnicos más relevantes del MER durante el primer cuatrimestre de 2025, a continuación, se presenta la información relacionada con la ejecución de mantenimientos en las instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR), las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), y los eventos regionales ocurridos durante el período de análisis.

Cabe señalar que los datos y análisis incluidos en esta sección del informe estadístico cuatrimestral provienen principalmente de información proporcionada y/o publicada por el EOR, en el marco de las funciones (facultades y responsabilidades) que le otorga la Regulación Regional en lo relativo a la operación técnica y jerárquica del MER, en coordinación con los OS/OMS y los Agentes del mercado.

9.1. Mantenimientos de instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR)

El porcentaje global de ejecución de los mantenimientos realizados en instalaciones asociadas a la RTR durante el primer cuatrimestre de 2025 fue de 41.25% respecto al total de trabajos programados en el Plan Anual de Mantenimientos (PAM). Estos trabajos fueron previamente coordinados entre el EOR, los OS/OMS y los Agentes transmisores, antes de ser formalmente incluidos en el PAM.

Este resultado representa un incremento en la ejecución en comparación con el mismo período de 2024, cuando el porcentaje fue de 38.20%. Asimismo, al analizar la evolución interanual, se observa una reducción significativa en el porcentaje de cancelaciones de trabajos informadas por los OS/OMS al EOR, pasando de 61.80% en el primer cuatrimestre de 2024 a 38.75% en el mismo período de 2025.

TABLA 18. EJECUCIÓN GLOBAL DE MANTENIMIENTOS DE INSTALACIONES DE LA RTR, ENERO-ABRIL 2025

Estado Final	Cantidad de SOLMANT (2024)	Porcentaje de Ejecución 2024 [%]	Cantidad de SOLMANT (2025)	Porcentaje de Ejecución 2025 [%]
Ejecutado	144	**38.20%**	125	**41.25%**
Cancelado	233	**61.80%**	178	**58.75%**
Total	**377**		**303**	

Fuente: Elaboración propia con información de proporcionada por la Gerencia de Operación del Sistema del EOR.

A continuación, se presentan los resultados de ejecución de mantenimientos por área de control, los cuales reflejan variaciones significativas entre países, dependiendo en parte del número de trabajos programados en el PAM para el período de enero a abril de 2025.

El área de control con mayor nivel de ejecución fue El Salvador, que alcanzó un 100% de cumplimiento de los mantenimientos programados. Le siguen Guatemala, con un 96.15%, y Costa Rica, con un 91.67%.

En contraste, el área de control con menor porcentaje de ejecución fue Panamá, con solo un 10.94% de mantenimientos realizados respecto a los programados. Le siguen Nicaragua con un 32.43% y Honduras con 33.33%.

TABLA 19. EJECUCIÓN POR ÁREA DE CONTROL DE MANTENIMIENTOS DE INSTALACIONES DE LA RTR, ENERO-ABRIL 2025

OS/OM Solicitante	Estado Final	Cantidad de SOLMANT (2024)	Porcentaje de Ejecución 2024 [%]	Cantidad de SOLMANT (2025)	Porcentaje de Ejecución 2025 [%]
AMM/GUA	Ejecutado	28	**100.00%**	25	**96.15%**
	Cancelado	0	**0.00%**	1	**3.85%**
	Total	**28**		**26**	
UT/ESA	Ejecutado	21	**87.50%**	23	**100.00%**
	Cancelado	3	**12.50%**	0	**0.00%**
	Total	**24**		**23**	
CND-ENEE/HON	Ejecutado	37	**32.46%**	47	**33.33%**
	Cancelado	77	**67.54%**	94	**66.67%**
	Total	**114**		**141**	
CNDC-ENATREL/NIC	Ejecutado	12	**21.82%**	12	**32.43%**
	Cancelado	43	**78.18%**	25	**67.57%**
	Total	**55**		**37**	
DOCSE-ICE/CRI	Ejecutado	14	**100.00%**	11	**91.67%**
	Cancelado	0	**0.00%**	1	**8.33%**
	Total	**14**		**12**	
CND-ETESA/PAN	Ejecutado	32	**22.54%**	7	**10.94%**
	Cancelado	110	**77.46%**	57	**89.06%**
	Total	**142**		**64**	

Fuente: Elaboración propia con información de proporcionada por la Gerencia de Operación del Sistema del EOR.

Con relación a los resultados previamente expuestos sobre la ejecución de mantenimientos en instalaciones asociadas a la RTR, el EOR informó a esta Comisión que las cancelaciones de solicitudes programadas en el PAM, durante el período de enero a abril de 2025, obedecieron a diversas causas.

Entre dichas causas se encuentran: proyectos no ejecutados, decisiones operativas tomadas en tiempo real, limitaciones logísticas (como falta de personal o equipos), resultados de inspecciones que determinaron que no era necesaria la libranza, solicitudes de no ejecución por parte de otros OS/OMS, así como condiciones sociales o climáticas adversas que impidieron la realización de los trabajos programados.

9.2. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)

Las siguientes Tablas y Figuras se resumen los valores de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) entre áreas de control adyacentes, considerando los tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima, en ambas direcciones de flujo, Norte-Sur

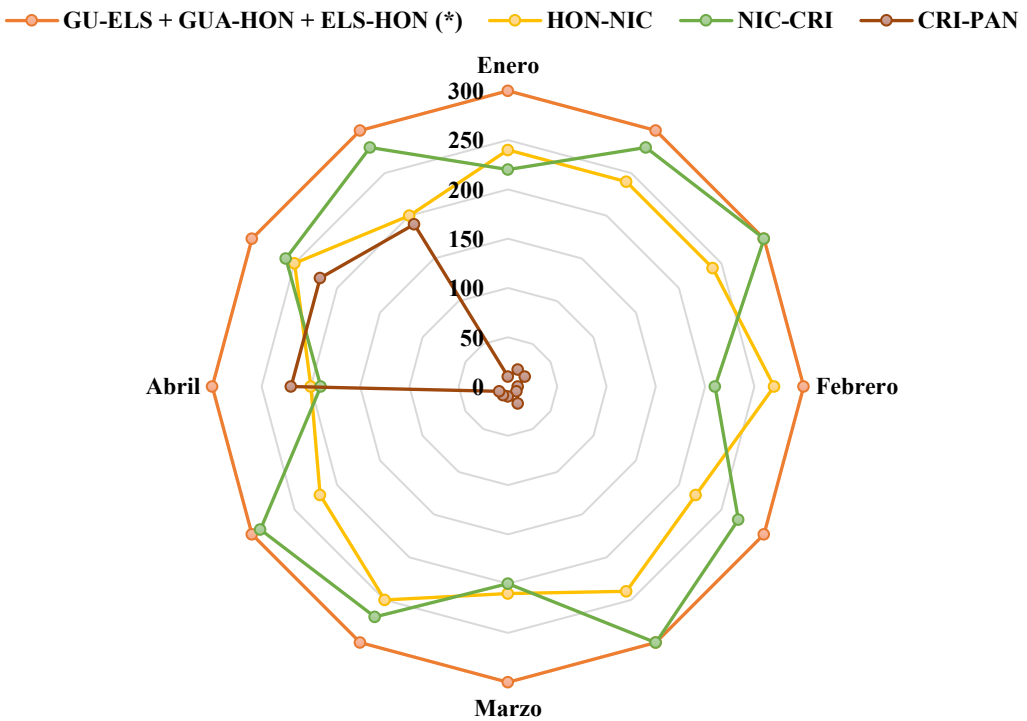
y Sur-Norte. Estos valores son calculados mensualmente por el Ente Operador Regional (EOR) con base en la información contenida en la Base de Datos Regional.

TABLA 20. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN NORTE-SUR (MW), ENERO-ABRIL 2025

	Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Enero	Máxima	300	240	220	10
	Media	300	240	280	20
	Mínima	300	240	300	20
Febrero	Máxima	300	270	210	10
	Media	300	220	270	10
	Mínima	300	240	300	20
Marzo	Máxima	300	210	200	10
	Media	300	250	270	10
	Mínima	300	220	290	10
Abril	Máxima	300	200	190	220
	Media	300	250	260	220
	Mínima	300	200	280	190

Fuente: Elaboración propia con información de estudios MCTP realizados por el EOR.
(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

FIGURA 39. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN NORTE-SUR (MW), ENERO-ABRIL 2025



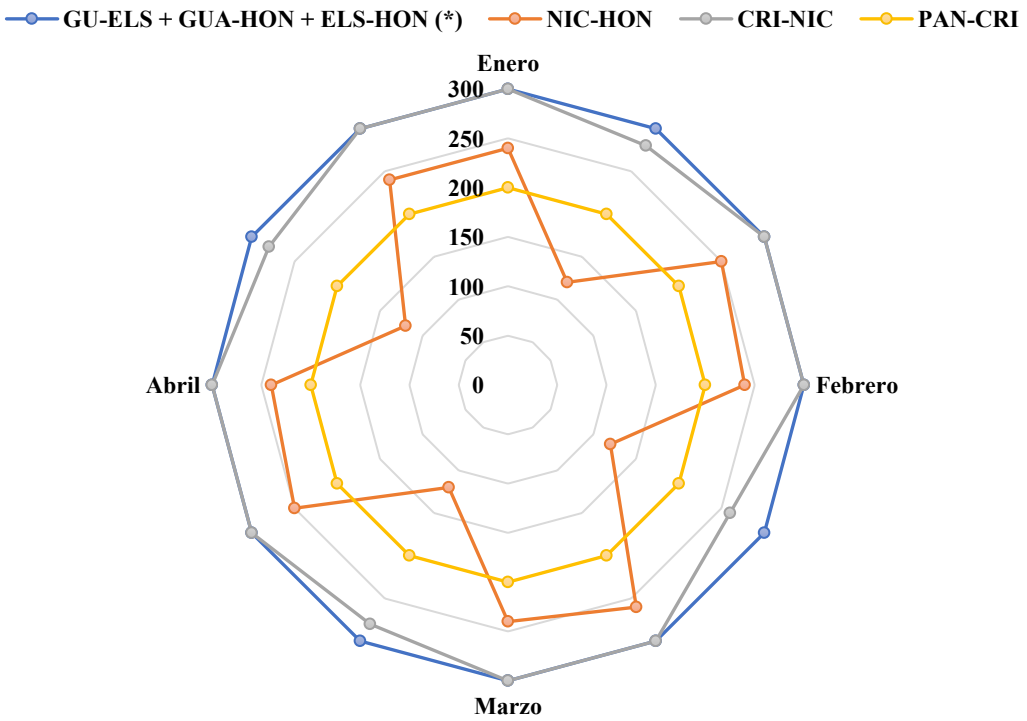
Fuente: Elaboración propia con información de estudios MCTP realizados por el EOR.
(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

TABLA 21. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN SUR-NORTE (MW), ENERO-ABRIL 2025

	Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Enero	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	280	200
	Mínima	300	250	300	200
Febrero	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	260	200
	Mínima	300	260	300	200
Marzo	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	280	200
	Mínima	300	250	300	200
Abril	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	280	200
	Mínima	300	240	300	200

Fuente: Elaboración propia con información de estudios MCTP realizados por el EOR.
(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

FIGURA 40. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN SUR-NORTE (MW), ENERO-ABRIL 2025



Fuente: Elaboración propia con información de estudios MCTP realizados por el EOR.
(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

9.2.1. Actualizaciones solicitadas por los OS/OMS

Durante los primeros cuatro meses de 2025, los OS/OMS de las áreas de control de El Salvador y Panamá solicitaron actualizaciones a los valores de las MCTP previamente calculados por el EOR, con base en la información proporcionada por todos los OS/OMS. Es importante señalar que, a diferencia de la solicitud del OS/OM de Panamá, frecuentemente mencionada en el presente informe, la solicitud del OS/OM de El Salvador se basó en condiciones estimadas del comportamiento de la demanda durante el período vacacional de Semana Santa, así como en la disponibilidad de generación para ese mismo período.

Las siguientes tablas presentan un resumen de cada una de las actualizaciones, con base en la información remitida por el EOR a los OS/OMS, en la cual el Operador Regional notificó su visto bueno a las respectivas solicitudes.

TABLA 22. ACTUALIZACIÓN DE EXPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA DE PANAMÁ HACIA COSTA RICA (SUR-NORTE) A PARTIR DEL 03 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Escenario de Demanda	Exportación de Panamá hacia Costa Rica (Sur-Norte)
Máxima	0
Media	0
Mínima	0

Fuente: Nota EOR-GOS-01-04-2025-046.

TABLA 23. ACTUALIZACIÓN DE IMPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA DE EL SALVADOR PARA EL DÍA 16 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Hora	Importación Total
09:00 – 09:59	10
10:00 – 10:59	0
11:00 – 11:59	0
12:00 – 12:59	0
13:00 – 13:59	15

Fuente: Anexo I de la nota EOR-GOS-11-04-2025-052.

TABLA 24. ACTUALIZACIÓN DE IMPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA DE EL SALVADOR PARA LOS DÍAS 17 Y 18 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Hora	Importación Total
07:00 – 07:59	0
08:00 – 08:59	0
09:00 – 09:59	0
10:00 – 10:59	0
11:00 – 11:59	0
12:00 – 12:59	0
13:00 – 13:59	0
14:00 – 14:59	0
15:00 – 15:59	0

Fuente: Anexo I de la nota EOR-GOS-11-04-2025-052.

TABLA 25. ACTUALIZACIÓN DE IMPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA DE EL SALVADOR PARA LOS DÍAS 19 Y 20 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Hora	Importación Total
07:00 – 07:59	0
15:00 – 15:59	0

Fuente: Anexo I de la nota EOR-GOS-11-04-2025-052.

TABLA 26. ACTUALIZACIÓN DE EXPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA DE PANAMÁ HACIA COSTA RICA (SUR-NORTE) PARA LOS DÍAS 21, 22 Y 23 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Escenario de Demanda	Valor vigente (*)	Valor solicitado
Máxima	0	200
Media	0	200
Mínima	0	200

Fuente: Nota EOR-GOS-14-04-2025-053.
(*) Valor vigente oficializado mediante nota EOR-GOS-01-04-2025-046.

9.3. Eventos de impacto regional durante los meses de enero a abril de 2025

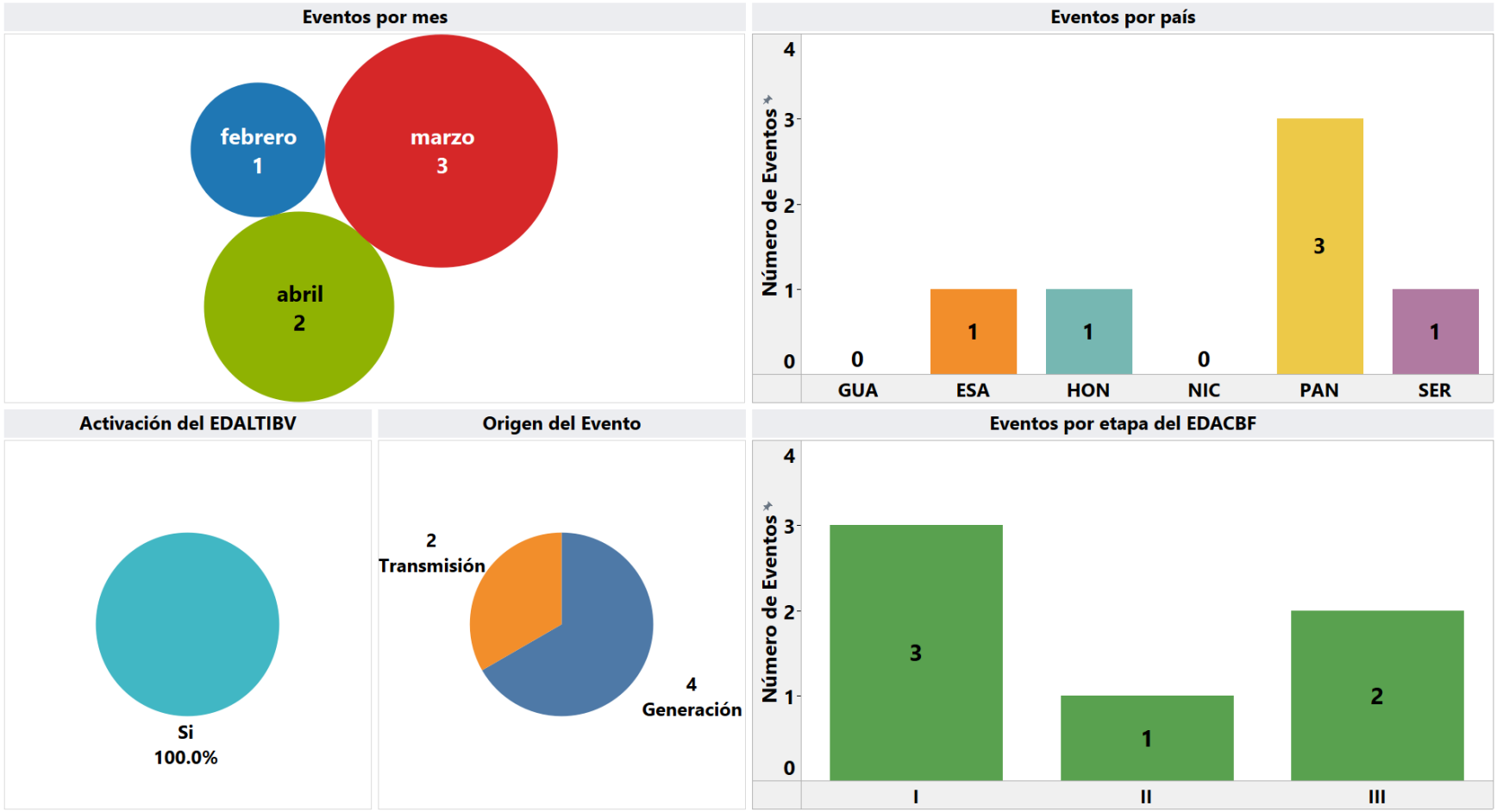
Durante el primer cuatrimestre de 2025 se registraron seis eventos de impacto regional que implicaron la desconexión de demanda mediante el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF). En todos estos casos, previamente actuó el Esquema de Desconexión Automática de Línea de Transmisión de Interconexión por Bajo Voltaje (EDALTIBV), desconectando el enlace extrarregional entre el SER y el sistema eléctrico de México.

De los seis eventos ocurridos, dos se originaron por fallas en instalaciones de transmisión y cuatro por pérdidas de generación. En cuanto a su distribución temporal, uno ocurrió en febrero, tres en marzo y dos en abril; durante enero no se reportaron eventos regionales. Cabe destacar que el área de control de Panamá fue el origen de la mayoría de estos eventos, con un total de tres. Los otros eventos se originaron en las áreas de control de El Salvador (uno), Honduras (uno) y otro tuvo origen en una secuencia de eventos en cadena que involucró a todo el SER.

Respecto a la severidad, tres de los eventos activaron la primera etapa del EDACBF (umbral de frecuencia de 59.3 Hz), uno alcanzó la segunda etapa (59.1 Hz), y dos llegaron a la tercera etapa (58.9 Hz). En particular, el evento originado en el área de control de El Salvador provocó el colapso total de voltaje en Honduras, mientras que otro, iniciado en Panamá, derivó en el colapso de voltaje dentro de esa misma área.

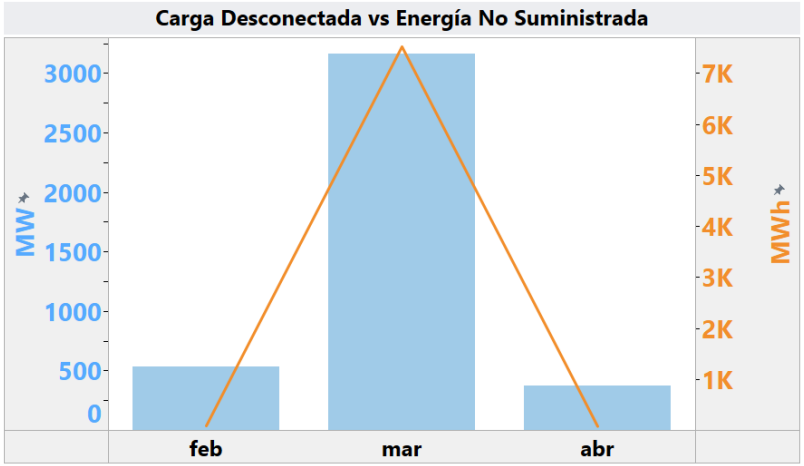
Como resultado, las áreas de control de Panamá y Honduras fueron las más afectadas, con desconexiones de carga de 1,725 MW y 1,336 MW, respectivamente, y energía no suministrada por 3,841 MWh y 3,676 MWh durante el período analizado. Las Figuras 39 y 40 presentan el detalle de los eventos regionales registrados en el primer cuatrimestre de 2025, incluyendo el cálculo del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) realizado por los OS/OMS de cada área de control.

FIGURA 41. EVENTOS DE IMPACTO REGIONAL, ENERO-ABRIL 2025



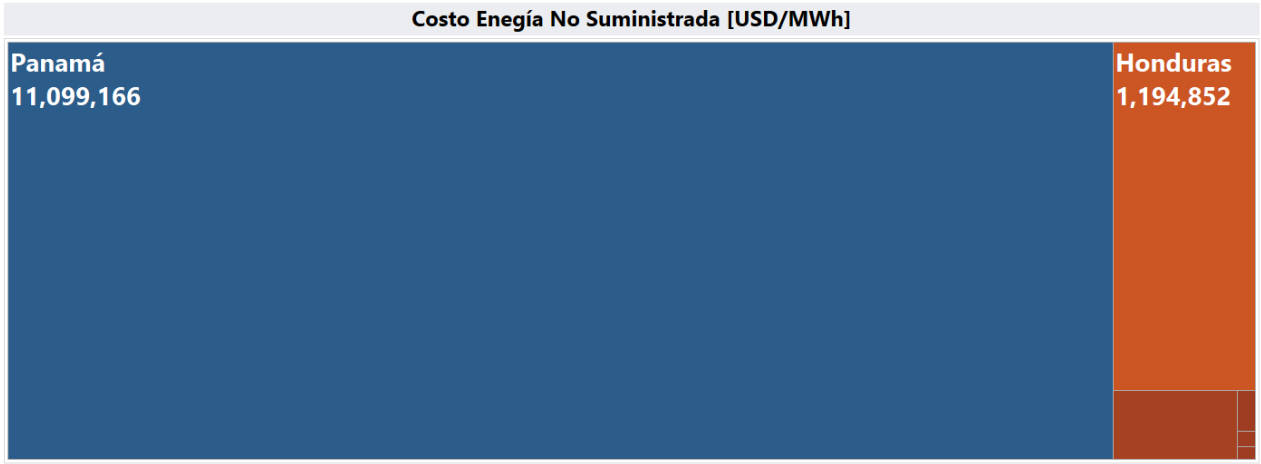
Fuente: Elaboración propia con información obtenida de los informes finales de eventos elaborados por el EOR e información proporcionada por los OS/OMS.

FIGURA 42. REPERCUSIONES POR EVENTOS DE IMPACTO REGIONAL, ENERO-ABRIL 2025



Carga Desconectada EDACBF [MW]	
Guatemala	487
El Salvador	178
Honduras	1,336
Nicaragua	64
Costa Rica	276
Panamá	1,725

Enegía No Suministrada [MWh]	
Guatemala	109
El Salvador	16
Honduras	3,676
Nicaragua	11
Costa Rica	35
Panamá	3,841



Costo Enegía No Suministrada [USD/MWh]	
Guatemala	208,210
El Salvador	6,849
Honduras	1,194,852
Nicaragua	5,420
Costa Rica	17,829
Panamá	11,099,166

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de los informes finales de eventos elaborados por el EOR e información proporcionada por los OS/OMS.