

EVALUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER- Y DEL ESTADO DE COMPETENCIA

INFORME SV-15-2026

INFORME ANUAL
2025



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

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.	Antecedentes	7
2.	Hechos relevantes.....	8
3.	Indicadores socioeconómicos.....	9
3.1.	Precio del petróleo	10
3.2.	Precio del gas natural.....	12
3.3.	Precio del carbón térmico	13
4.	Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER).....	15
4.1.	Excedentes disponibles para exportación al MER.....	15
4.2.	Inyecciones totales al MER	17
4.3.	Inyecciones y retiros por país miembro	20
4.4.	Inyecciones por tipo de mercado	22
4.4.1.	Inyecciones y retiros por tipo de oferta	24
4.5.	Inyecciones y retiros por tipo de actividad	30
4.6.	Evolución histórica de las transacciones en el MER hasta 2025	31
4.7.	Abastecimiento de demanda regional con energía del MER hasta 2025	37
4.7.1.	Abastecimiento de demandas nacionales con energía del MER hasta 2025	38
5.	Transacciones con México.....	39
6.	Precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER).....	41
6.1.	Precios nacionales de los países miembros del MER	51
6.2.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	55
6.2.1.	Metodología de análisis de correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	59
6.2.2.	Resultados de correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	59
6.2.3.	Interpretación de resultados de correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	60
7.	Comportamiento de los agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER)	62
7.1.	Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER	62
7.2.	Inyecciones y retiros por agente	63
8.	Análisis de la Competencia y la Eficiencia del Mercado Eléctrico Regional (MER).....	66
8.1.	Competencia en el MER.....	66
8.1.1.	Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR. 67	
8.1.2.	Agentes que ofertaron con precios iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR... 70	
8.1.3.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados CF..... 72	
8.2.	Eficiencia del MER.....	74
8.2.1.	Índices de Concentración de Mercado.....	75
8.2.1.1.	Índice IHH e indicadores C4, C8 y CR1	75

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

8.2.1.2.	Coeficiente de Gini e índice de Theil	79
8.2.1.2.1.	Análisis anual	79
8.2.1.2.2.	Análisis mensual	81
8.2.2.	Índices de Poder de Mercado	82
8.2.2.1.	Correlación de los precios nacionales con el precio del MER	84
8.2.2.2.	Índice RSI (<i>Residual Supply Index</i>)	87
8.2.2.3.	Índice de Lerner.....	91
9.	Conciliación de las transacciones.....	96
9.1.	Impacto económico de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) sobre los mercados nacionales.....	100
9.1.1.	Mercado de Oportunidad Regional (MOR)	100
9.1.1.1.	Impacto económico por inyecciones de energía	100
9.1.1.2.	Impacto económico por retiros de energía	102
9.1.1.3.	Resultados obtenidos.....	103
9.1.2.	Mercado de Contratos Regional (MCR)	104
9.1.2.1.	Impacto económico por inyecciones y retiros de energía	105
9.1.2.2.	Resultados obtenidos.....	107
9.1.3.	Resumen del impacto económico por transacciones en el MCR y en el MOR.....	108
9.1.4.	Impacto económico neto por transacciones en el MCR y en el MOR	110
10.	Demanda, capacidad disponible y energía generada por los países miembros del Mercado Eléctrico Regional (MER).....	114
10.1.	Energía demandada.....	114
10.2.	Demanda máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER).....	117
10.3.	Capacidad disponible de generación.....	118
10.4.	Energía generada por tecnología en el MER	121
11.	Indicadores técnicos del Mercado Eléctrico Regional (MER).....	123
11.1.	Mantenimientos de instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR)	123
11.2.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP).....	124
11.2.1.	Actualizaciones solicitadas por los OS/OMS	127
11.3.	Eventos regionales ocurridos en 2025	131

Índice de Figuras

Figura 1. Histórico del precio promedio mensual del petróleo, período 2019-2025.....	11
Figura 2. Histórico del precio promedio mensual del gas natural, período 2019-2025	13
Figura 3. Histórico del precio promedio mensual del carbón térmico, período 2019-2025.....	14
Figura 4. Excedentes diarios disponibles para exportación al MER en 2024 y 2025	16
Figura 5. Excedentes disponibles para exportación al MER por país miembro en 2025	17
Figura 6. Inyecciones diarias al MER en 2024 y 2025	19
Figura 7. Inyecciones al MER por país miembro en 2024 y 2025.....	20
Figura 8. Retiros del MER por país miembro en 2024 y 2025.....	21
Figura 9. Inyecciones al MER por tipo de mercado, período 2014-2025	23
Figura 10. Inyecciones al MER por tipo de oferta, período 2014-2025.....	25
Figura 11. Retiro del MER por tipo de oferta, período 2014-2025.....	28
Figura 12. Inyecciones y retiros por actividad de los agentes del MER en 2025.....	30
Figura 13. Evolución de las inyecciones al MER, período 2014-2025.....	33
Figura 14. Evolución de las inyecciones y retiros en el MER por país miembro, período 2014-2025	35
Figura 15. Abastecimiento de demanda regional, período 2014-2025.....	37
Figura 16. Abastecimiento de demandas nacionales, período 2014-2025	38
Figura 17. Transacciones de Guatemala con México y precios asociados en 2025.....	40
Figura 18. Precios promedio diarios del MER en 2025	43
Figura 19. Precios máximos horarios del MER en 2025.....	46
Figura 20. Relación entre las inyecciones diarias al MER y los precios promedio diarios del MER en 2025.....	47
Figura 21. Precios nodales promedio por país miembro en 2025	49
Figura 22. Precios promedio en los nodos de enlace de la RTR en 2025	50
Figura 23. Precios promedio diarios en los mercados nacionales y regional en 2025	52
Figura 24. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales y regional en 2025	53
Figura 25. Evolución de los precios promedio mensuales en los mercados nacionales y regional, período 2019-2025	54
Figura 26. Precios promedio diarios del MER y precios diarios del petróleo en 2025	56
Figura 27. Precios promedio diarios del MER y precios diarios del gas natural en 2025.....	57
Figura 28. Precios promedio diarios del MER y precios diarios del carbón térmico en 2025	58
Figura 29. Correlación entre los precios del MER y de los combustibles fósiles	60
Figura 30. Agentes con mayor cantidad de inyecciones en 2025.....	64
Figura 31. Agentes con mayor cantidad de retiros en 2025	65
Figura 32. Evolución de índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1), período 2014-2025.....	78

Figura 33. Indicadores de desigualdad asociados a las inyecciones (Gini y Theil) en 2025.....	80
Figura 34. Indicadores de desigualdad asociados a los retiros (Gini y Theil) en 2025	81
Figura 35. Coeficientes de correlación entre los precios nacionales y los precios del MER en 2025	85
Figura 36. Comportamiento del RSI de energía declarada en 2025.....	89
Figura 37. Comportamiento del Índice de Lerner del agente 5GICE en 2025	93
Figura 38. Comportamiento del Índice de Lerner del agente 6GEGESA en 2025	94
Figura 39. Comportamiento del Índice de Lerner del agente 6GACP en 2025	95
Figura 40. Conciliación de las transacciones en 2025.....	98
Figura 41. Cargo Variable de Transmisión Neto (CVTn) en 2025.....	99
Figura 42. Impacto económico por inyecciones en el MOR durante 2025	101
Figura 43. Impacto económico por retiros en el MOR durante 2025.....	103
Figura 44. Impacto económico por inyecciones en el MCR durante 2025	106
Figura 45. Impacto económico por retiros en el MCR durante 2025.....	106
Figura 46. Impacto económico por país miembro en 2025	109
Figura 47. Impacto económico por país miembro y tipo de agente en 2025.....	110
Figura 48. Consumo energético por país miembro en 2025.....	114
Figura 49. Consumo energético regional en 2025.....	115
Figura 50. Consumo energético por país miembro, período 2014-2025	116
Figura 51. Consumo energético regional, período 2014-2025	117
Figura 52. Demanda máxima del SER en 2025	117
Figura 53. Demanda máxima anual por país miembro, período 2019-2025	118
Figura 54. Capacidad disponible de generación por país miembro en 2025.....	120
Figura 55. Energía generada por tecnología en 2025 [%].....	122
Figura 56. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Norte-Sur en 2025 [MW]	127
Figura 57. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Sur-Norte en 2025 [MW]	127
Figura 58. Eventos regionales ocurridos en 2025	132
Figura 59. Repercusiones por eventos regionales ocurridos en 2025	133

Índice de Tablas

Tabla 1. Indicadores socioeconómicos de los países miembros del MER en 2025	9
Tabla 2. Variación porcentual del PIB y del IPC, período 2017-2025.....	10
Tabla 3. Precio promedio mensual del petróleo en 2025 [USD/Barril]	11
Tabla 4. Precio promedio mensual del gas natural en 2025 [USD/MMBTU]	12
Tabla 5. Precio promedio mensual del carbón térmico en 2025 [USD/Tonelada].....	14
Tabla 6. Inyecciones al MER por tipo de oferta, período 2014-2025 [GWh].....	26
Tabla 7. Retiros del MER por tipo de oferta, período 2014-2025 [GWh]	29
Tabla 8. Inyecciones anuales por país miembro, período 2014-2025 [GWh].....	36
Tabla 9. Retiros anuales por país miembro, período 2014-2025 [GWh]	36
Tabla 10. Abastecimiento de demandas nacionales, período 2014-2025.....	38
Tabla 11. Precios promedio mensuales del MER, de México y de Guatemala en 2025	41
Tabla 12. Correlación entre los precios del MER y de los combustibles fósiles	60
Tabla 13. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER en 2025	62
Tabla 14. Evolución de los Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, período 2015-2025.....	63
Tabla 15. Agentes que ofertaron con precios elevados en el MOR (≥ 400 USD/MWh)	68
Tabla 16. Agentes que ofertaron con precios bajos en el MOR (≤ 10 USD/MWh).....	71
Tabla 17. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	74
Tabla 18. Índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1) en 2025.....	77
Tabla 19. Evolución de índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1), período 2014-2025	78
Tabla 20. Indicadores de desigualdad asociados a las inyecciones (Gini y Theil) en 2025	80
Tabla 21. Indicadores de desigualdad asociados a los retiros (Gini y Theil) en 2025	81
Tabla 22. Coeficientes de correlación entre los precios nacionales y los precios del MER en 2025	84
Tabla 23. Principales agentes con participación relevante en el MER con base en el índice RSI en 2025	88
Tabla 24. Índice de Lerner promedio en 2025	91
Tabla 25. Cargo por CVTn en 2025.....	97
Tabla 26. Impacto económico asociado al MOR en 2025	103
Tabla 27. Impacto económico asociado al MCR en 2025.....	107
Tabla 28. Impacto económico por país miembro en 2025 [USD].....	109
Tabla 29. Impacto económico por país miembro y tipo de agente en 2025 [USD]	110
Tabla 30. Impacto económico total (incluyendo RC) por país miembro en 2025 [USD].....	111
Tabla 31. Costos en los que incurrió cada país miembro en 2025 [USD].....	111
Tabla 32. Impacto neto e indicador B/C en 2025.....	112
Tabla 33. Consumo energético por país miembro en 2025	115

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Tabla 34. Consumo energético por país miembro, período 2014-2025	116
Tabla 35. Demanda máxima anual por país miembro, período 2019-2025	118
Tabla 36. Capacidad disponible de generación por país miembro en 2025 [MW]	119
Tabla 37. Energía generada por tecnología y por país miembro en 2025 [GWh].....	121
Tabla 38. Ejecución global de mantenimientos de instalaciones de la RTR en 2025	123
Tabla 39. Ejecución por área de control de mantenimientos de instalaciones de la RTR en 2025 .	124
Tabla 40. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Norte-Sur en 2025 [MW]	125
Tabla 41. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Sur-Norte en 2025 [MW]	126
Tabla 42. Actualización de exportación total máxima de Panamá hacia Costa Rica (Sur-Norte) a partir del 03 de abril de 2025 [MW]	128
Tabla 43. Actualización de importación total máxima de El Salvador para el día 16 de abril de 2025 [MW].....	128
Tabla 44. Actualización de importación total máxima de El Salvador para los días 17 y 18 de abril de 2025 (MW).....	128
Tabla 45. Actualización de importación total máxima de El Salvador para los días 19 y 20 de abril de 2025 [MW].....	128
Tabla 46. Actualización de exportación total máxima de Panamá hacia Costa Rica (Sur-Norte) para los días 21, 22 y 23 de abril de 2025 [MW].....	129
Tabla 47. Actualización importación N-S, S-N y total de El Salvador en demanda mínima y media para junio 2025 [MW].....	129
Tabla 48. Valores de exportación de El Salvador a partir del predespacho del día 04 de junio 2025 [MW].....	129
Tabla 49. Valores de exportación de El Salvador a partir del predespacho del día 08 de junio 2025 [MW].....	129
Tabla 50. Actualización importación S-N de El Salvador, para demanda media en los periodos de 6 a 9, en el mes de julio 2025 [MW].....	129
Tabla 51. Valores de importación de El Salvador a partir del 01 de agosto de 2025 [MW].....	130
Tabla 52. Valores de exportación de El Salvador a partir del 25 de septiembre de 2025 [MW]	130
Tabla 53. Valores de transferencia Norte-Sur de El Salvador a partir del 25 de septiembre de 2025 [MW].....	130
Tabla 54. Valores de exportación de El Salvador a partir del 11 de noviembre de 2025 [MW]	130
Tabla 55. Cuadro resumen de importación total, N-S y S-N de El Salvador a partir del 22 de noviembre de 2025 [MW].....	131

1. Antecedentes

Derivado del objeto del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (en adelante, el Tratado Marco), establecido en el artículo 1 de dicho instrumento normativo, relativo a “(...) *la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo (...)*”, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) lleva a cabo actividades orientadas a garantizar la observancia de dichos principios en la operación del mercado.

Lo anterior, con el propósito de que el Mercado Eléctrico Regional (MER) contribuya al desarrollo sostenible de la región, dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.

En esa misma línea, el artículo 2 del Tratado Marco establece los fines del referido instrumento normativo, entre los cuales destacan los siguientes: “(...) *b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. // c. Incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico. // d. Impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional. // (...) g. Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.*”.

Desde esta perspectiva, el artículo 4 del Tratado Marco define al MER como “(...) *el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.*”.

Por lo anterior, resulta fundamental que la CRIE supervise y vigile las actividades desarrolladas en el MER, a fin de garantizar condiciones adecuadas de apertura y competencia. Asimismo, ello permite identificar comportamientos que puedan limitar o afectar la incorporación de nuevos participantes en el mercado.

Con relación a la elaboración de informes vinculados a la supervisión y vigilancia del MER, y al cumplimiento del objeto y los fines del Tratado Marco, el numeral 2.2.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece lo siguiente: “*La CRIE elaborará y publicará, por lo menos una vez cada cuatro (4) meses, informes donde describa las actividades de vigilancia y evaluación del Mercado llevadas a cabo durante el período precedente y los estudios y análisis realizados sobre situaciones particulares. Una vez al año tales informes contendrán la evaluación general de la CRIE sobre el estado de competencia en el MER y la eficiencia del mismo (...)*”.

Bajo estas consideraciones, el presente informe de evaluación del MER y del estado de competencia, presenta un análisis de las principales variables asociadas a la operación técnica y comercial del mercado. Entre estas se incluyen los excedentes exportables, las transacciones de energía, los precios ofertados, el impacto económico por la participación en el mercado regional, la demanda eléctrica, la capacidad instalada y la generación, correspondientes al año 2025.

2. Hechos relevantes

Durante 2025, la región no experimentó la presencia del fenómeno climático “*El Niño*”, lo que se tradujo en un aumento significativo en la disponibilidad de generación regional proveniente de fuentes renovables, en comparación con los años 2023 y 2024, períodos en los cuales la región se vio considerablemente afectada por dicho fenómeno. En este contexto, se registró un incremento del 5% en la generación hidroeléctrica respecto a 2024, mientras que aumentos más pronunciados se observaron en la generación a partir de biomasa (10%), eólica (22%) y solar (23%).

Bajo estas condiciones, durante la mayor parte del período de análisis, el Mercado Eléctrico Regional (MER) operó en un entorno caracterizado por una alta disponibilidad de generación renovable, estabilidad operativa del Sistema Eléctrico Regional (SER) y ausencia de restricciones significativas en la Red de Transmisión Regional (RTR). En este contexto, las inyecciones de energía en el MER durante 2025 presentaron un comportamiento destacado, alcanzando máximos históricos tanto a nivel mensual como anual.

En particular, el volumen mensual máximo se registró en octubre, con 457.5 GWh, lo que representa un incremento de aproximadamente 18% respecto al valor previo de 388.2 GWh, que constituía el máximo histórico hasta ese momento. A nivel anual, se alcanzó un volumen de 4,118 GWh, equivalente a un aumento de aproximadamente 32% respecto a 2022 (3,108 GWh), año en el que se observó un repunte asociado a la reactivación de las actividades económicas y sociales tras la pandemia de COVID-19. Asimismo, el volumen registrado en 2025 representó un incremento cercano al 51% en comparación con 2024 (2,732 GWh), año impactado por el fenómeno climático “*El Niño*”.

Las condiciones favorables de generación descritas también se reflejaron en una reducción significativa del precio regional respecto a 2024. En efecto, el precio promedio anual disminuyó en un 42%, pasando de 167.31 USD/MWh en 2024 a 96.94 USD/MWh en 2025.

Con relación al impacto económico neto derivado de la participación de los países miembros en el MER, en 2025 este se estimó en aproximadamente USD 188 millones, lo que representa un incremento cercano al 40% respecto al valor registrado en 2023 (USD 134 millones) y una leve disminución de alrededor del 2% en comparación con 2024 (USD 192 millones).

En este escenario, la CRIE reafirma la necesidad de mantener una supervisión y vigilancia continua del mercado, considerando la interacción entre factores climáticos, operativos y estructurales que determinan su dinámica. El seguimiento permanente de los precios, las

transacciones y los indicadores de concentración y poder de mercado constituye una herramienta importante para preservar la eficiencia, transparencia y equidad en el funcionamiento del MER, así como para garantizar una competencia efectiva en beneficio de los países miembros del mercado regional.

3. Indicadores socioeconómicos

Tal como se señaló en la sección de Antecedentes del presente informe, uno de los fines del Tratado Marco es establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), de manera que este permita abastecer de manera oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social de los países miembros. Asimismo, el referido instrumento normativo busca propiciar que los beneficios derivados del MER lleguen a toda la población de la región.

En este contexto, el análisis de los principales indicadores socioeconómicos de los países que conforman el mercado regional resulta fundamental, en tanto permite evaluar su evolución en distintos períodos y escenarios, así como comprender de manera integral el impacto de las actividades comerciales y operativas desarrolladas en el MER. No obstante, es importante señalar que estos indicadores pueden presentar variaciones según la fuente de información y la disponibilidad de datos al momento de la elaboración de informes estadísticos del mercado eléctrico de algún país o región.

En concordancia con lo anterior, la siguiente tabla presenta información demográfica de la población total, así como del Producto Interno Bruto (PIB) per cápita de los países miembros del MER para el año 2025. Asimismo, se incluyen indicadores de acceso a la electricidad y consumo eléctrico per cápita en el período analizado.

TABLA 1. INDICADORES SOCIOECONÓMICOS DE LOS PAÍSES MIEMBROS DEL MER EN 2025

País miembro	Población total	PIB per cápita [USD]	Acceso a la electricidad [%]	Consumo eléctrico per cápita [kWh/hab]
Guatemala	18,687,881	6,809	93.45	712
El Salvador	6,365,503	5,744	99.00	1,170
Honduras	11,005,850	3,637	87.67	983
Nicaragua	7,007,502	2,953	99.73	584
Costa Rica	5,152,950	19,104	99.50	2,488
Panamá	4,571,189	19,802	95.00	2,904
MER	52,790,875	9,675	95.73	1,474

Fuente: Elaboración propia con información de www.worldometers.info/es/, www.focus-economics.com/es/, nicaraguainvestiga.com/, agn.gt/, radiolaprimerisima.com/2025, banguat.gob.gt/ y www.laprensa.hn/.

El crecimiento del PIB per cápita y del consumo eléctrico per cápita, tanto a nivel nacional como regional, en comparación con el año anterior, evidencia un mayor dinamismo económico en la región, el cual incide directamente en el incremento de la demanda de

energía eléctrica en cada país miembro, tal como se analiza en secciones posteriores del presente informe. Asimismo, se observa un aumento en el porcentaje de acceso a la electricidad en el MER, que pasó de 95.58% en 2024 a 95.73% en 2025.

Por otro lado, como se muestra en la Tabla 2, en 2025 la tasa de inflación continuó su tendencia a la baja en comparación con 2022 y, en menor medida, respecto a 2024, al pasar de 1.75% a 1.52%. Por su parte, al momento de la elaboración del presente informe, no se dispone de información sobre la variación interanual del PIB correspondiente a 2025; no obstante, en 2023 y 2024 este indicador se ubicó en valores cercanos al 4%.

TABLA 2. VARIACIÓN PORCENTUAL DEL PIB Y DEL IPC, PERÍODO 2017-2025

Año	Variación Interanual del PIB Región CA [%]	Variación Interanual del PIB Región CAPARD [%]	Variación acumulada del IPC Región CA [%]	Variación acumulada del IPC Región CAPARD [%]
2017	3.63	4.26	4.3	3.74
2018	2.43	3.84	2.39	1.76
2019	2.52	3.28	2.79	2.59
2020	-4.32	-7.52	2.89	2.91
2021	9.23	11.07	4.28	5.15
2022	3.98	5.76	8.96	7.71
2023	4.01	3.47	2.79	2.86
2024	3.65	3.9	1.75	1.99
2025	n.d	n.d	1.52	1.36*

Fuente: Elaboración propia con información de www.secmca.org/.

*Datos a agosto de 2025.

n.d: datos no disponibles al momento de la elaboración del presente informe.

IPC: Índice de Precios al Consumidor.

CA: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica.

CAPARD: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá y República Dominicana.

3.1. Precio del petróleo

Los precios internacionales del petróleo, representados por las referencias de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), el Brent (crudo del Mar del Norte utilizado como referencia global) y el *West Texas Intermediate* (WTI, crudo de referencia en Estados Unidos), constituyen indicadores clave por su incidencia en el mercado energético mundial. En el caso del MER, el precio del petróleo adquiere especial relevancia, dado su impacto directo en los costos de generación de electricidad, particularmente en períodos de limitada disponibilidad de recursos renovables.

De acuerdo con la información presentada en la tabla y la figura siguientes, tras el incremento registrado en 2022 como consecuencia del conflicto entre Rusia y Ucrania, los precios del petróleo mostraron aumentos más moderados durante 2023 y 2024, especialmente en períodos de escasez energética asociados al fenómeno climático “*El Niño*”. Este

comportamiento respondió, en gran medida, a la reducción de la disponibilidad de generación renovable en la región, lo que incrementó la dependencia de combustibles fósiles para la producción de electricidad, presionando al alza los precios del crudo.

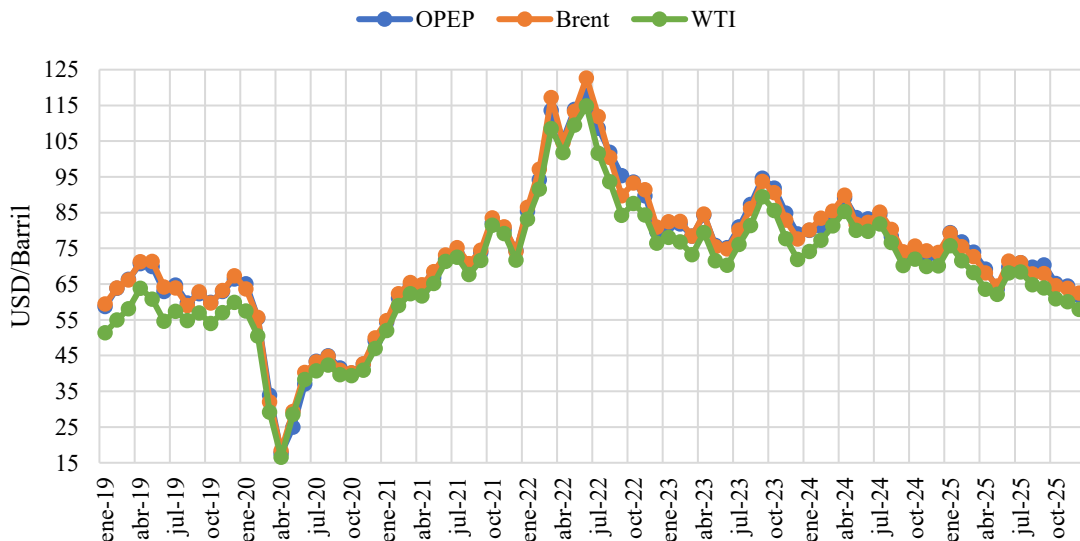
TABLA 3. PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL PETRÓLEO EN 2025 [USD/BARRIL]

Mes	OPEP	Brent	WTI
Enero	79.46	79.27	75.74
Febrero	76.81	75.44	71.53
Marzo	74.00	72.73	68.24
Abril	69.24	68.13	63.54
Mayo	63.62	64.45	62.17
Junio	69.73	71.44	68.17
Julio	70.96	71.04	68.39
Agosto	69.73	67.87	64.86
Septiembre	70.40	67.99	63.96
Octubre	65.21	64.54	60.89
Noviembre	64.46	63.80	60.06
Diciembre	61.82	62.54	57.97

Fuente: Elaboración propia con información de datosmacro.expansion.com/.

Para 2025, se observa una tendencia a la baja en los precios del petróleo, asociada a una menor demanda de este combustible en el contexto energético global. En el caso de la región centroamericana, esta evolución se vincula con condiciones climáticas más favorables respecto a los dos años anteriores, lo que permitió una mayor disponibilidad de generación renovable y, en consecuencia, una menor utilización de fuentes térmicas basadas en combustibles fósiles.

FIGURA 1. HISTÓRICO DEL PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL PETRÓLEO, PERÍODO 2019-2025



Fuente: Elaboración propia con información de datosmacro.expansion.com/.

Asimismo, se identifica que, al igual que en 2023 y 2024, la referencia WTI se mantuvo como la más económica durante 2025.

3.2. Precio del gas natural

En los últimos años, el gas natural ha adquirido una mayor relevancia en la región, impulsado por el incremento en la capacidad instalada de centrales que utilizan este combustible. Esta expansión ha permitido atender tanto la demanda interna de los países miembros como los requerimientos del mercado regional, posicionando al gas natural como una alternativa competitiva frente a otras fuentes de generación térmica, como el petróleo y el carbón.

Uno de los principales factores que explican esta competitividad es su menor costo relativo para la producción de electricidad en comparación con otras tecnologías térmicas basadas en combustibles fósiles. En este sentido, la incorporación de generación a gas natural en las matrices energéticas nacionales puede contribuir a la reducción de los costos marginales y, por ende, de los precios de la electricidad, especialmente en períodos de baja disponibilidad de recursos renovables. Por ello, el seguimiento de la evolución de los precios del gas natural resulta fundamental para evaluar su impacto en el MER, dado que incide directamente en los costos de generación y en la formación de precios en la región. Para este análisis, 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.

En cuanto a la evolución de los precios del gas natural en 2025, como se muestra en la tabla siguiente, el valor promedio mensual más alto se registró en diciembre, mientras que el valor más bajo se observó en agosto, comportamiento consistente con el patrón estacional de la demanda de este combustible.

TABLA 4. PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL GAS NATURAL EN 2025 [USD/MMBTU]

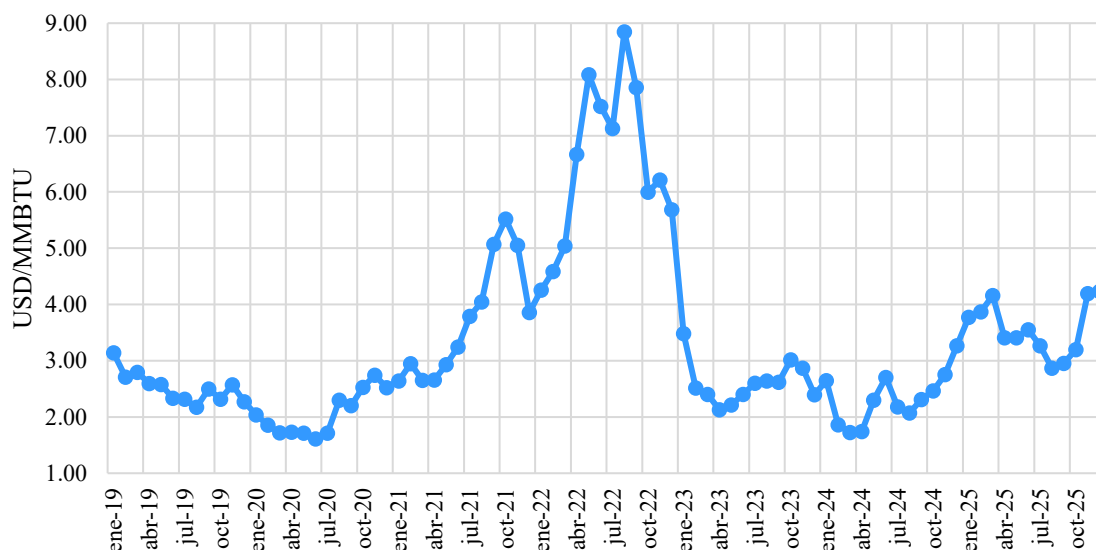
Mes	Precio Gas Natural
Enero	3.77
Febrero	3.87
Marzo	4.16
Abril	3.41
Mayo	3.41
Junio	3.55
Julio	3.27
Agosto	2.87
Septiembre	2.95
Octubre	3.20
Noviembre	4.19
Diciembre	4.23

Fuente: Elaboración propia con información de www.fxempire.es/.

Cabe destacar que, al igual que el petróleo y, como se observa más adelante para el caso del carbón térmico, el gas natural experimentó un incremento significativo en sus precios durante 2022 como consecuencia del conflicto entre Rusia y Ucrania. Posteriormente, los precios retornaron a niveles más moderados, acordes con la estacionalidad de su demanda, similares a los observados previo a dicho conflicto, tal como se ilustra en la Figura 2.

En conclusión, el gas natural continúa consolidándose como una fuente de generación clave en la región. Su evolución de precios y su incidencia en la competitividad del MER deben ser objeto de monitoreo continuo, particularmente en contextos de volatilidad internacional o de variabilidad en la generación renovable asociada a fenómenos climáticos.

FIGURA 2. HISTÓRICO DEL PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL GAS NATURAL, PERÍODO 2019-2025



Fuente: Elaboración propia con información de www.fxempire.es/.

3.3. Precio del carbón térmico

Otro combustible fósil con alta participación, tanto a nivel regional como global, es el carbón térmico, utilizado para la producción de electricidad. Este recurso contribuye a la estabilidad operativa del sistema mediante centrales de arranque lento que permanecen en línea conforme a las políticas operativas de cada país. No obstante, dichas centrales también presentan una limitada flexibilidad operativa debido a características tecnológicas propias, como los procesos de calentamiento y enfriamiento de sus calderas, lo que puede derivar en condiciones de generación forzada que encarecen el abastecimiento de electricidad.

En términos económicos, el precio del carbón térmico asociado a la generación de electricidad incide en costos de producción que, si bien son menos competitivos que los del gas natural, resultan más competitivos que los del petróleo. Por ello, su monitoreo y análisis periódico resulta igualmente relevante dentro del contexto del MER.

Para el análisis del precio del carbón térmico, se empleó el índice *Newcastle Coal*, referencia internacional ampliamente utilizada para este combustible. Como se observa en la tabla

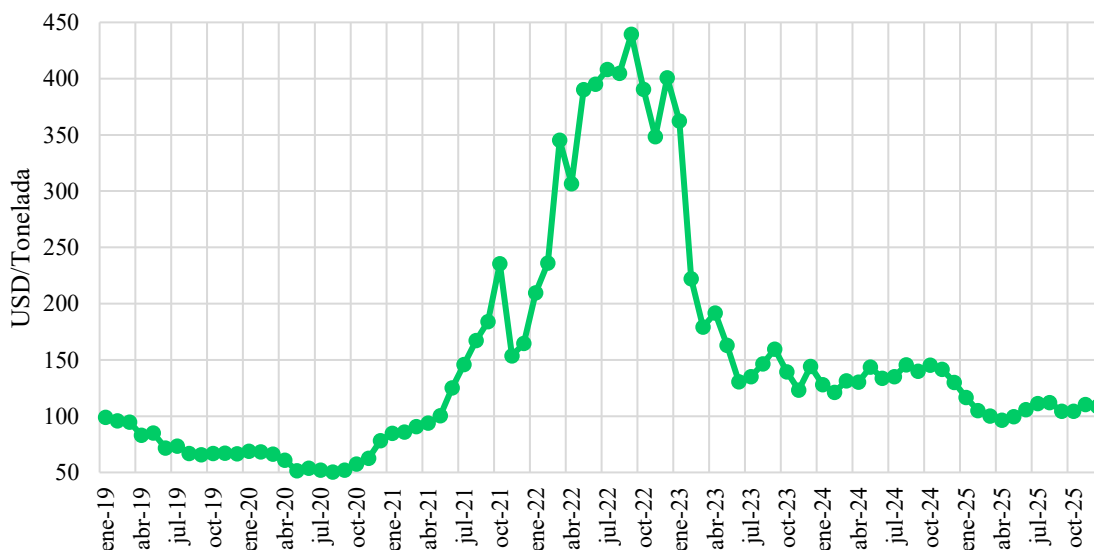
siguiente, en 2025 el mayor valor promedio mensual se registró en enero, mientras que el menor se presentó en abril. Asimismo, el comportamiento histórico del precio del carbón térmico, en comparación con el del petróleo y el gas natural, ha sido relativamente más estable (véase la Figura 3). En particular, los valores promedio mensuales de 2025 evidencian una tendencia a la baja, asociada en buena medida a una menor demanda de este combustible a nivel global y regional.

TABLA 5. PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL CARBÓN TÉRMICO EN 2025 [USD/TONELADA]

Mes	Precio Carbón Térmico
Enero	116.79
Febrero	105.03
Marzo	100.10
Abril	96.38
Mayo	99.58
Junio	105.86
Julio	111.36
Agosto	112.22
Septiembre	104.54
Octubre	104.42
Noviembre	110.43
Diciembre	108.64

Fuente: Elaboración propia con información de es.investing.com/.

FIGURA 3. HISTÓRICO DEL PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL CARBÓN TÉRMICO, PERÍODO 2019-2025



Fuente: Elaboración propia con información de es.investing.com/.

No obstante, es importante recordar que en 2022 se registraron valores excepcionalmente altos como consecuencia del conflicto entre Rusia y Ucrania. En este contexto, resulta

pertinente mantener el monitoreo del precio del carbón térmico, dado su impacto en la formación de los costos marginales en países como Guatemala y Honduras, que cuentan con capacidad de generación instalada basada en este combustible, y su posterior incidencia en los precios de la electricidad en la región.

4. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

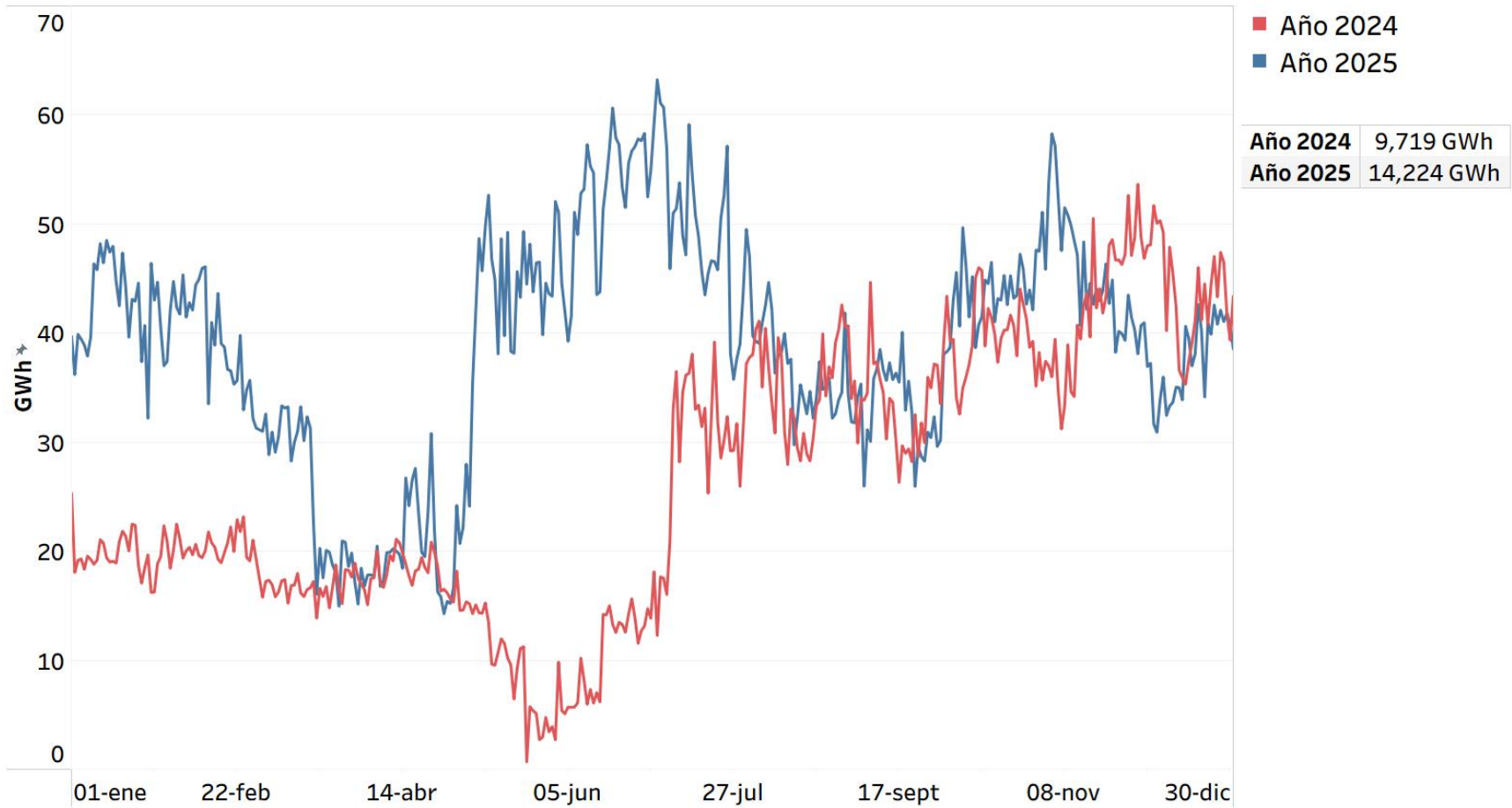
Esta sección presenta el análisis de las transacciones registradas en el MER durante el 2025. En particular, se incluye la caracterización de los excedentes disponibles para exportación; las inyecciones totales; la distribución de inyecciones y retiros por país miembro y por tipo de actividad de los agentes; el comportamiento de las transacciones según los distintos tipos de mercado y de oferta; así como la evolución histórica de las inyecciones y los retiros, y el grado de cobertura de las demandas nacionales y de la demanda regional con energía proveniente del MER.

4.1. Excedentes disponibles para exportación al MER

Desde la perspectiva de los excedentes disponibles para exportación al MER, se evidencia un incremento significativo de aproximadamente 46% en 2025 respecto a 2024, alcanzando un valor de 14,224 GWh. Este aumento se asocia principalmente a condiciones operativas favorables durante el año analizado, derivadas de la ausencia de fenómenos climáticos adversos en la región que limitarían la disponibilidad de generación para su oferta en el mercado regional.

En la Figura 4 se presenta la comparación entre ambos años, observándose que en 2024 hubo días, particularmente en los meses de mayo y junio, en los que no se registraron excedentes disponibles para exportación al MER, como consecuencia del impacto del fenómeno climático “*El Niño*”, el cual afectó principalmente la primera mitad del año. En contraste, durante 2025, si bien se identifican períodos con cierta volatilidad en los excedentes, el comportamiento general responde a la estacionalidad propia de los países miembros, alcanzándose en algunos días disponibilidades superiores a 60 GWh.

FIGURA 4. EXCEDENTES DIARIOS DISPONIBLES PARA EXPORTACIÓN AL MER EN 2024 Y 2025

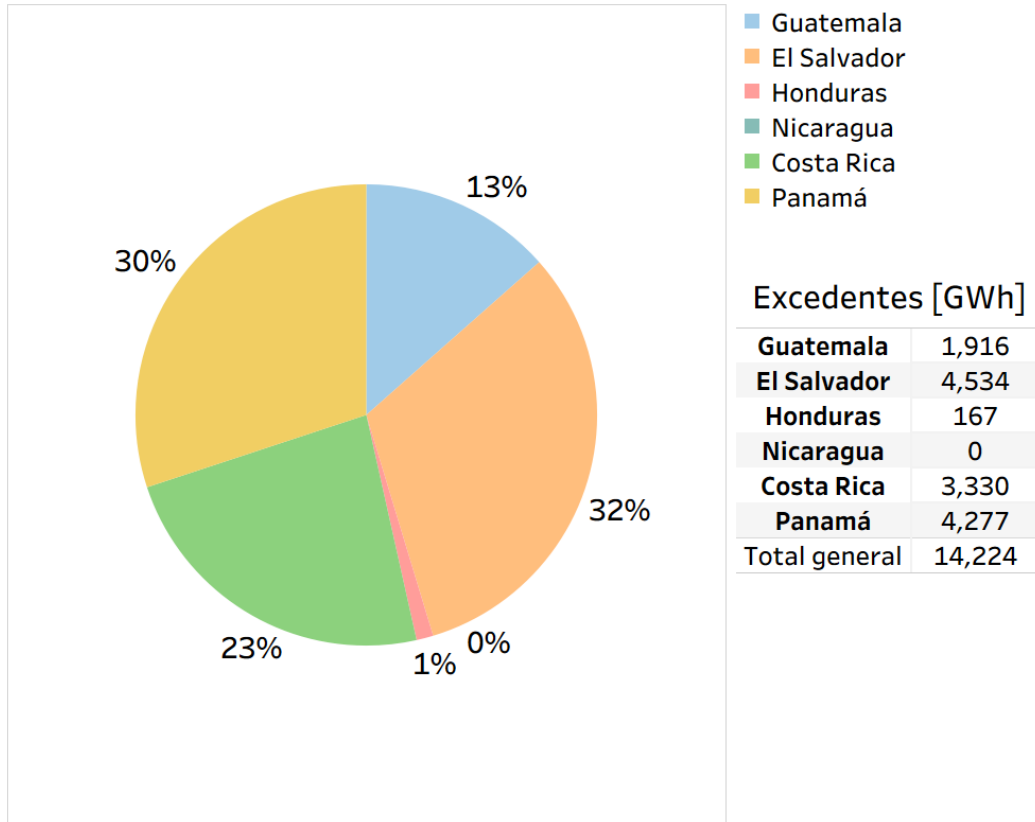


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Por otro lado, la Figura 5 muestra el desglose de los excedentes disponibles para exportación por país miembro. En este sentido, se observa que El Salvador y Panamá fueron los países con mayor disponibilidad de generación para exportación durante 2025, cada uno con una participación del 32% y 30%, respectivamente, seguidos por Costa Rica con 23% y Guatemala con 13%. En contraste, Honduras aportó únicamente el 1% de los excedentes disponibles, mientras que Nicaragua no registró oferta de energía hacia el MER durante el período analizado.

FIGURA 5. EXCEDENTES DISPONIBLES PARA EXPORTACIÓN AL MER POR PAÍS MIEMBRO EN 2025



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

Este comportamiento responde, en gran medida, a las características de las matrices de generación de cada país. En particular, los países con mayor participación en la oferta de excedentes presentan una mayor diversificación de fuentes, especialmente renovables, lo que favorece la disponibilidad de energía para exportación. Por el contrario, aquellos con menor participación muestran una mayor dependencia de tecnologías basadas en combustibles fósiles, lo que limita su capacidad de ofrecer excedentes al mercado regional.

4.2. Inyecciones totales al MER

Con relación a las inyecciones totales al MER, durante 2025 se observó un comportamiento significativamente superior al registrado en 2024, en línea con las condiciones operativas favorables descritas previamente.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

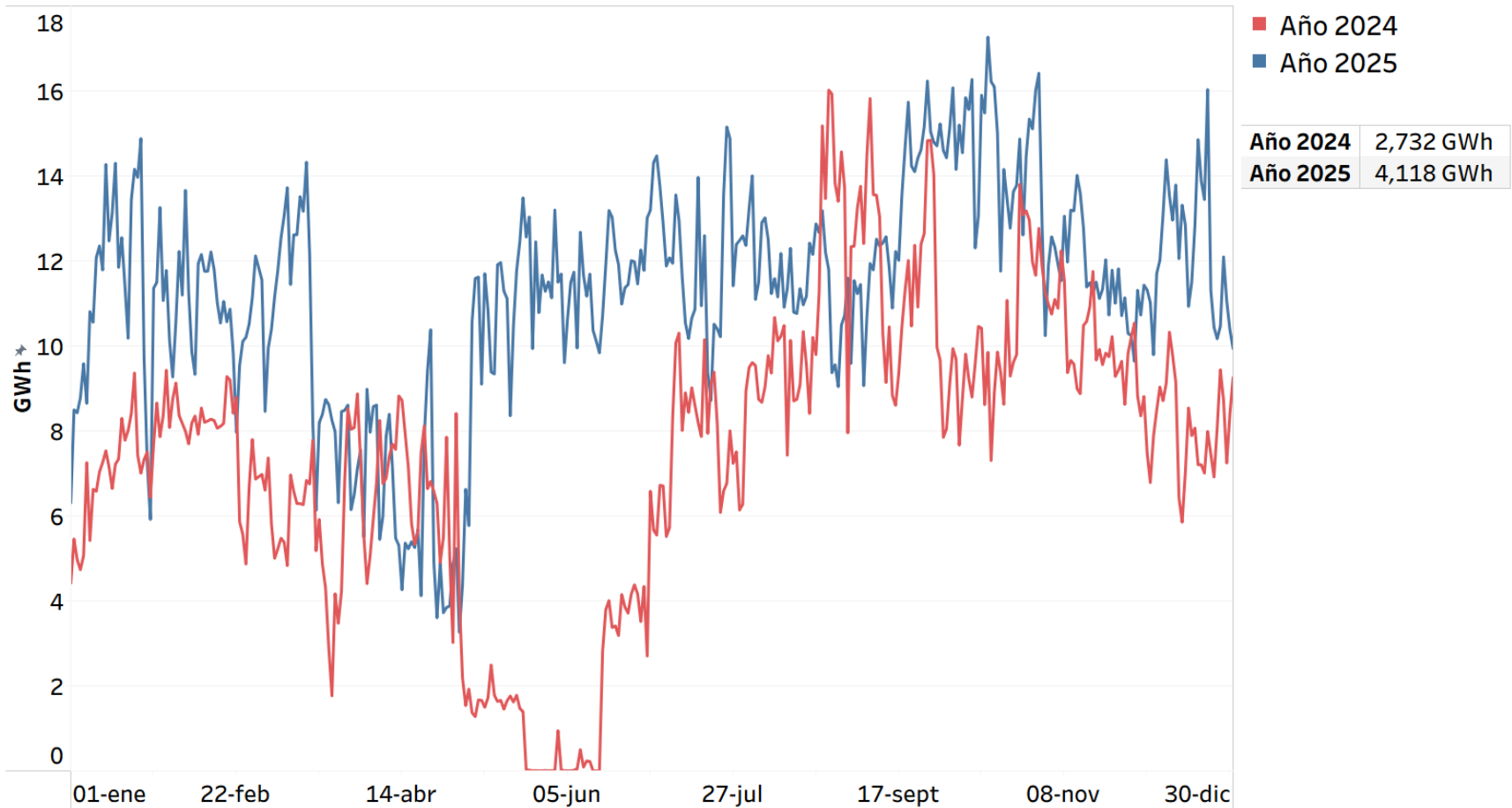
En términos agregados, las inyecciones alcanzaron un volumen anual de 4,118 GWh en 2025, lo que representa un incremento aproximado del 51% respecto a 2024 (2,732 GWh). Este resultado constituye el mayor volumen anual histórico registrado en el MER.

A nivel diario, como se aprecia en la Figura 6, durante 2025 las inyecciones se mantuvieron consistentemente por encima de los niveles observados en 2024 a lo largo de la mayor parte del año. En contraste, durante 2024 se identifican períodos, especialmente entre mayo y junio, en los cuales las inyecciones se redujeron de forma significativa, alcanzando incluso valores de cero en algunos días. Este comportamiento estuvo directamente asociado al impacto del fenómeno climático “*El Niño*”, el cual redujo la disponibilidad de generación renovable en la región, limitando la capacidad de exportación hacia el MER, como fue analizado previamente.

Por su parte, en 2025 se observa una mayor estabilidad en los niveles diarios de inyección, sin evidenciar caídas abruptas como las registradas en el año anterior. Asimismo, se destacan múltiples períodos, particularmente en el segundo semestre, en los que las inyecciones diarias superaron los 15 GWh, reflejando una mayor holgura en la oferta regional.

En conjunto, estos resultados confirman que las condiciones climáticas favorables, la mayor disponibilidad de excedentes basados en recursos renovables y la ausencia de restricciones operativas relevantes en el Sistema Eléctrico Regional (SER) y en la Red de Transmisión Regional (RTR) permitieron un incremento sustancial de las inyecciones al MER en 2025.

FIGURA 6. INYECCIONES DIARIAS AL MER EN 2024 Y 2025



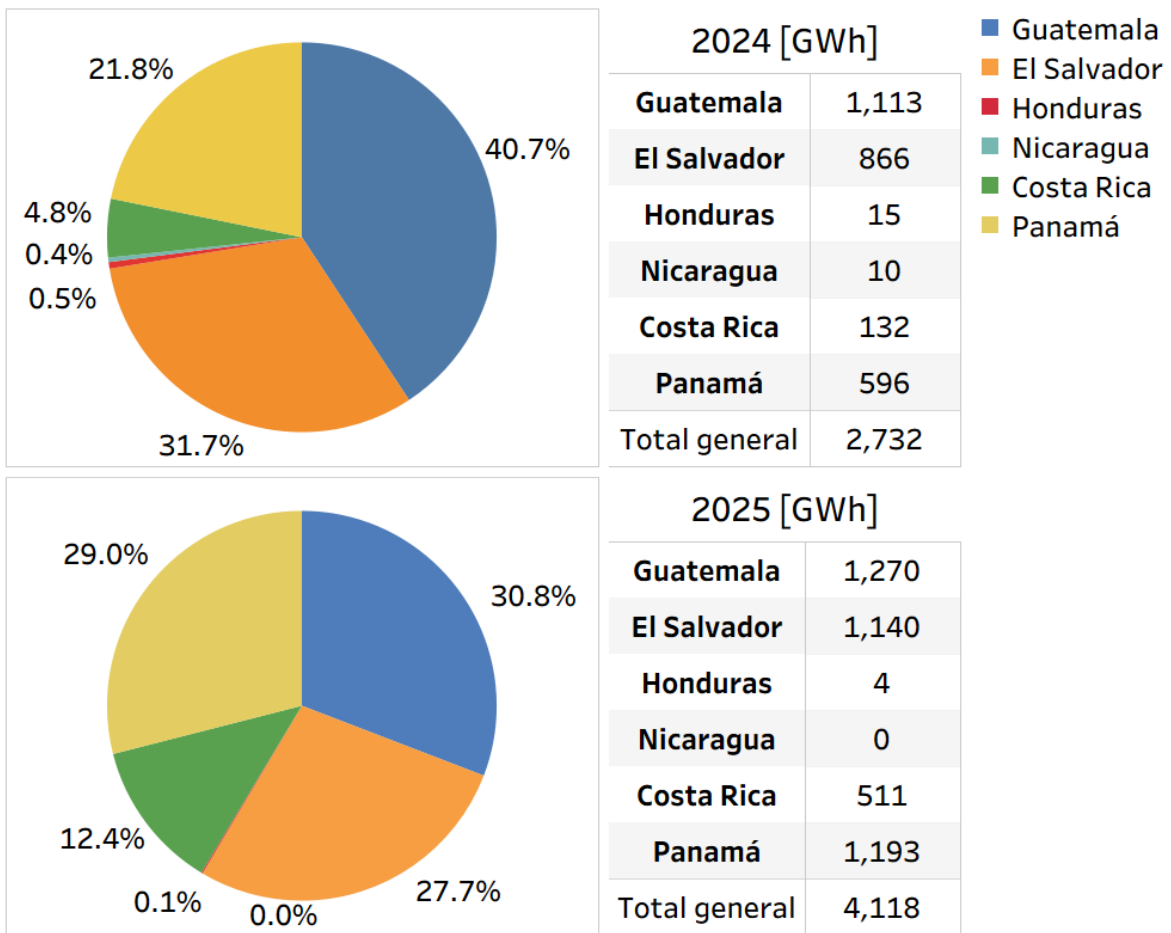
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

4.3. Inyecciones y retiros por país miembro

El análisis de la distribución de las inyecciones por país miembro evidencia cambios relevantes en la participación relativa de cada uno de ellos entre 2024 y 2025. En términos de inyecciones, como se observa en la Figura 7, Guatemala y El Salvador se mantuvieron como dos de los principales vendedores en ambos años, aunque con una reducción en su participación relativa en 2025. En particular, Guatemala pasó de representar el 40.7% en 2024 a 30.8% en 2025, mientras que El Salvador disminuyó de 31.7% a 27.7%, a pesar de registrar incrementos en términos absolutos de energía inyectada.

Por su parte, Panamá y Costa Rica mostraron incrementos significativos en su participación en las inyecciones. Panamá aumentó de 21.8% en 2024 a 29.0% en 2025, consolidándose como uno de los principales oferentes del MER, mientras que Costa Rica incrementó su participación de 4.8% a 12.4%, reflejando un mayor aporte relativo de generación hacia el mercado regional. En contraste, Honduras y Nicaragua mantuvieron una participación marginal en ambos años, con un aporte nulo en el caso de Nicaragua durante 2025.

FIGURA 7. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO EN 2024 Y 2025



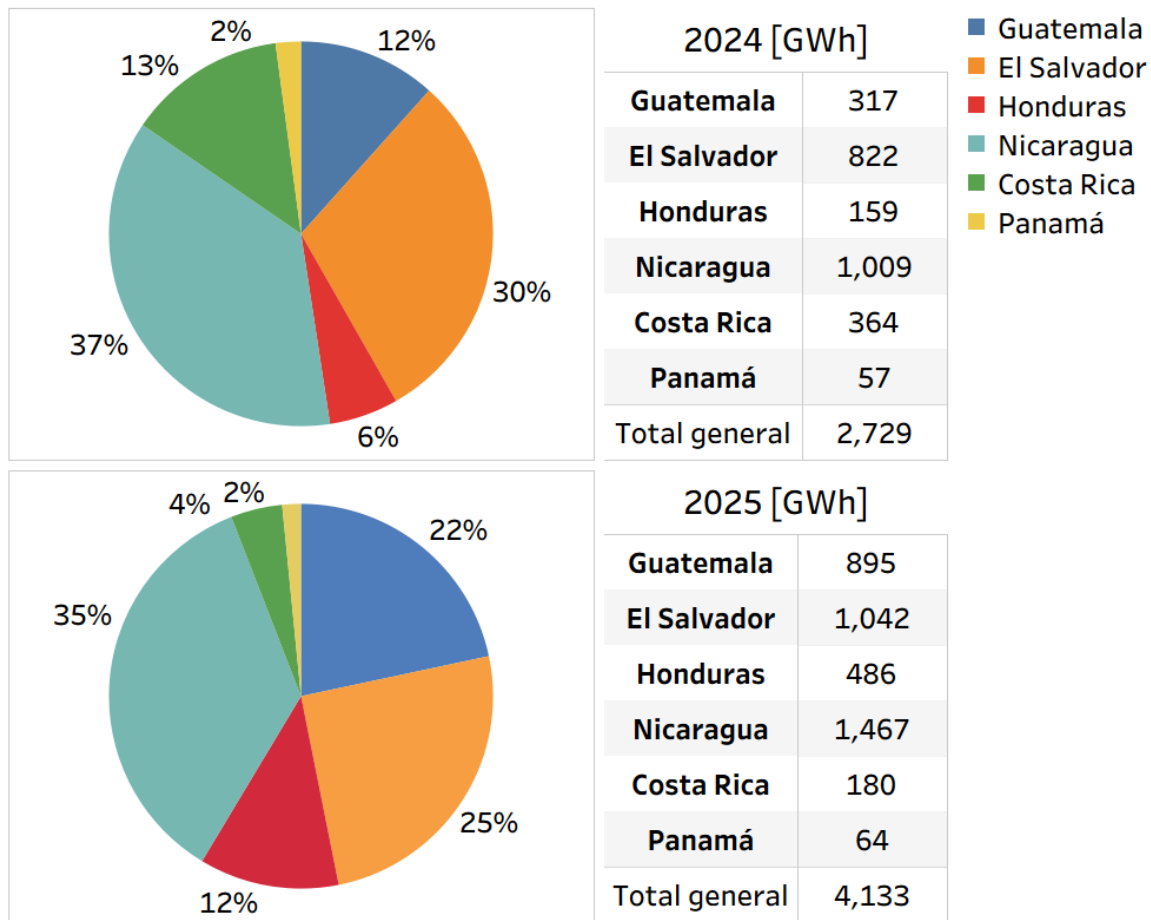
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En cuanto a los retiros, se observa en la Figura 8 una reconfiguración importante en la estructura de la demanda regional. En 2024, Nicaragua concentró la mayor proporción de retiros con un 37%, seguida de El Salvador con 30% y Costa Rica con 13%. Sin embargo, en 2025 se evidencia un cambio en la distribución, donde Nicaragua continúa siendo el principal demandante con 35%, acompañado de un incremento significativo en términos absolutos. Asimismo, Honduras incrementó notablemente su participación, pasando de 6% en 2024 a 12% en 2025, mientras que Guatemala también mostró un aumento relevante, pasando de 12% a 22%.

Por el contrario, Costa Rica redujo significativamente su participación en los retiros, pasando de 13% en 2024 a 4% en 2025, lo que sugiere una menor dependencia del mercado regional para el abastecimiento de su demanda interna. Panamá, por su parte, mantuvo una participación reducida en ambos años, con valores cercanos al 2%.

FIGURA 8. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO EN 2024 Y 2025



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

Con base en estos resultados, se evidencia una mayor diversificación tanto en la oferta como en la demanda dentro del MER durante 2025. Mientras que la oferta se amplió con una mayor participación de países como Panamá y Costa Rica, la demanda mostró una redistribución

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

más equilibrada entre Nicaragua, El Salvador, Guatemala y Honduras, reflejando una dinámica regional más activa y menos concentrada en comparación con 2024.

4.4. Inyecciones por tipo de mercado

El comportamiento de las inyecciones al MER por tipo de mercado evidencia una clara predominancia del Mercado de Contratos Regional (MCR) a lo largo del período 2014-2025. En 2025, como se observa en la Figura 9, las inyecciones canalizadas a través del MCR alcanzaron un volumen de 3,355 GWh, lo que representa aproximadamente el 81% del total, mientras que las transacciones canalizadas a través del Mercado de Oportunidad Regional (MOR) registraron 763 GWh, equivalentes al 19% restante.

En perspectiva histórica, se observa que el MCR ha mantenido una participación mayoritaria de forma sostenida, consolidándose como el principal mecanismo de comercialización de energía en el MER. Este comportamiento refleja la preferencia de los agentes por esquemas contractuales previamente pactados, los cuales brindan mayor certidumbre en precios y cantidades de energía, reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado de corto plazo.

Por su parte, el MOR ha desempeñado un rol complementario, con participaciones que, si bien han mostrado variaciones a lo largo del tiempo, se han mantenido en niveles anuales inferiores respecto al MCR. Se destacan incrementos recientes en su participación durante los años 2021 a 2023, período en el cual el MOR alcanzó valores cercanos o superiores al 25% del total de inyecciones, lo cual sugiere una mayor utilización de este mercado en contextos de mayor variabilidad en la oferta y la demanda regional.

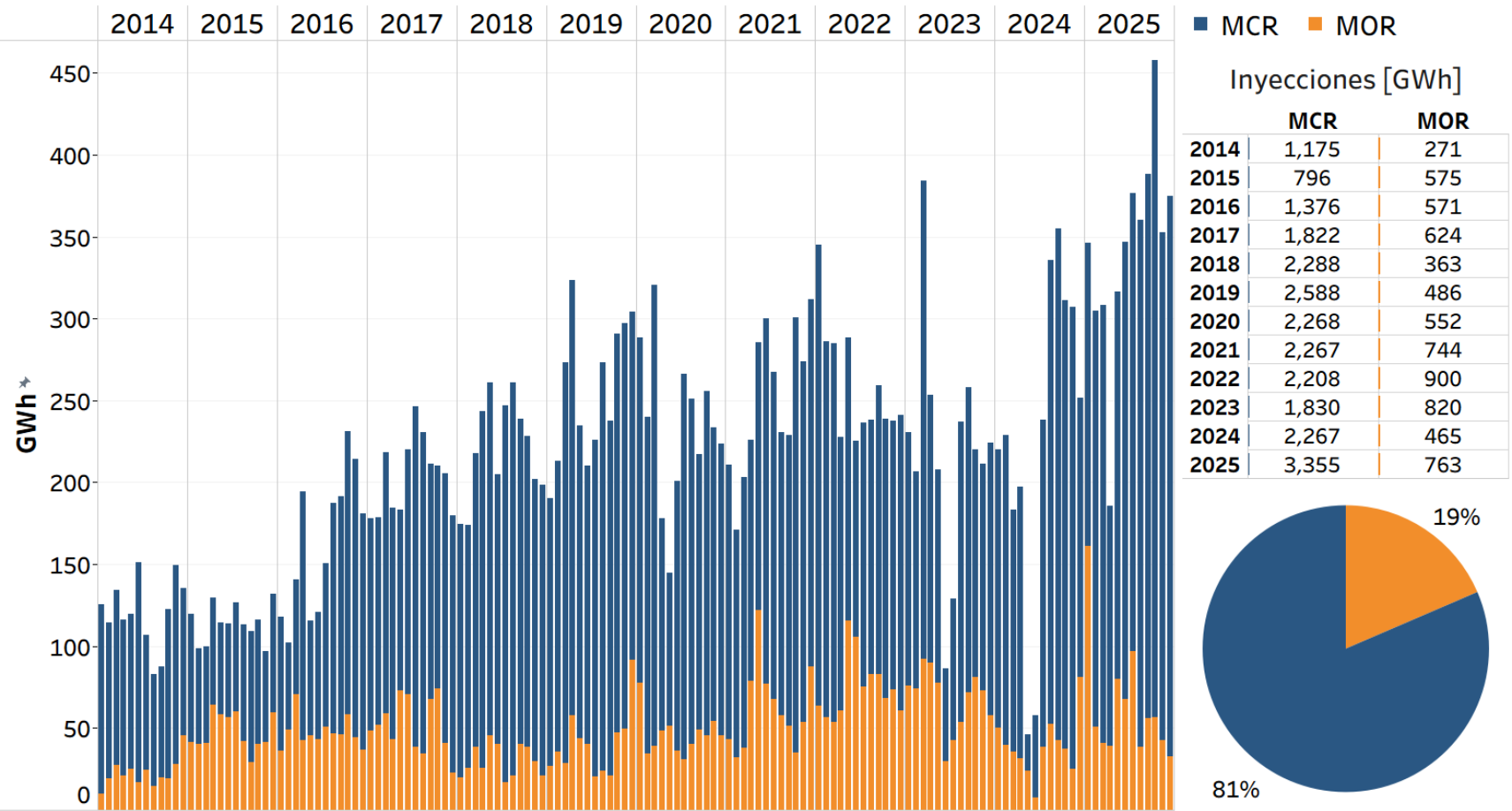
En contraste, para 2025 se observa una reducción en la participación relativa del MOR respecto al período 2021-2023, retornando a niveles cercanos al 20%, comportamiento similar al registrado en 2024, cuando la participación del MOR representó el 17% del total.

El comportamiento observado en 2025 es consistente con un entorno de mayor disponibilidad de generación y una menor necesidad de recurrir a transacciones de corto plazo, favoreciendo la ejecución de contratos previamente establecidos en el MCR. Por su parte, el comportamiento observado en 2024 se asocia a una mayor adaptación de los agentes para operar en el MER en un contexto adverso, caracterizado por una limitada disponibilidad de excedentes para exportación, derivada del impacto del fenómeno climático “*El Niño*”, cuya primera manifestación relevante en la región se registró en 2023.

En términos de tendencia, el crecimiento de las inyecciones totales observado en 2025 se explica principalmente por el incremento en las transacciones del MCR, el cual presentó un aumento significativo respecto a 2024 (de 2,267 GWh a 3,355 GWh). Por su parte, el MOR también registró un incremento interanual en términos absolutos (de 465 GWh a 763 GWh).

En este contexto, estos resultados reflejan una estructura histórica de mercado en la que han predominado las transacciones bajo esquemas contractuales, con un mercado de oportunidad que actúa eficientemente como mecanismo de ajuste de corto plazo ante variaciones en la oferta y la demanda regional.

FIGURA 9. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO, PERÍODO 2014-2025



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

4.4.1. Inyecciones y retiros por tipo de oferta

Con relación a las inyecciones realizadas al MER desglosadas por tipo de oferta, se evidencia una evolución relevante en la composición de los mecanismos de comercialización de energía a lo largo del período 2014-2025, así como cambios significativos en su estructura durante 2025.

En dicho año, como se observa en la Figura 10, las inyecciones se distribuyeron principalmente entre Contratos Firmes (CF), que representaron el 38% del total, seguidos por los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) con un 26%, las Ofertas de Oportunidad con un 19% y, finalmente, las Ofertas de Flexibilidad con un 17%. Esta distribución refleja una estructura relativamente diversificada, en la que, si bien predominan los esquemas contractuales, las ofertas de corto plazo mantienen una participación relevante en el mercado.

En términos históricos (véase la Tabla 6), los CF han mostrado una participación variable, con una tendencia a fortalecerse en años recientes. En particular, en 2025 se registra un incremento significativo en términos absolutos, alcanzando 1,564 GWh, lo que representa un aumento aproximado del 87% respecto a 2024 (837 GWh). Este comportamiento es consistente con el mayor dinamismo observado en el MCR durante 2025, asociado a una mayor disposición de los agentes a asegurar transacciones mediante compromisos contractuales.

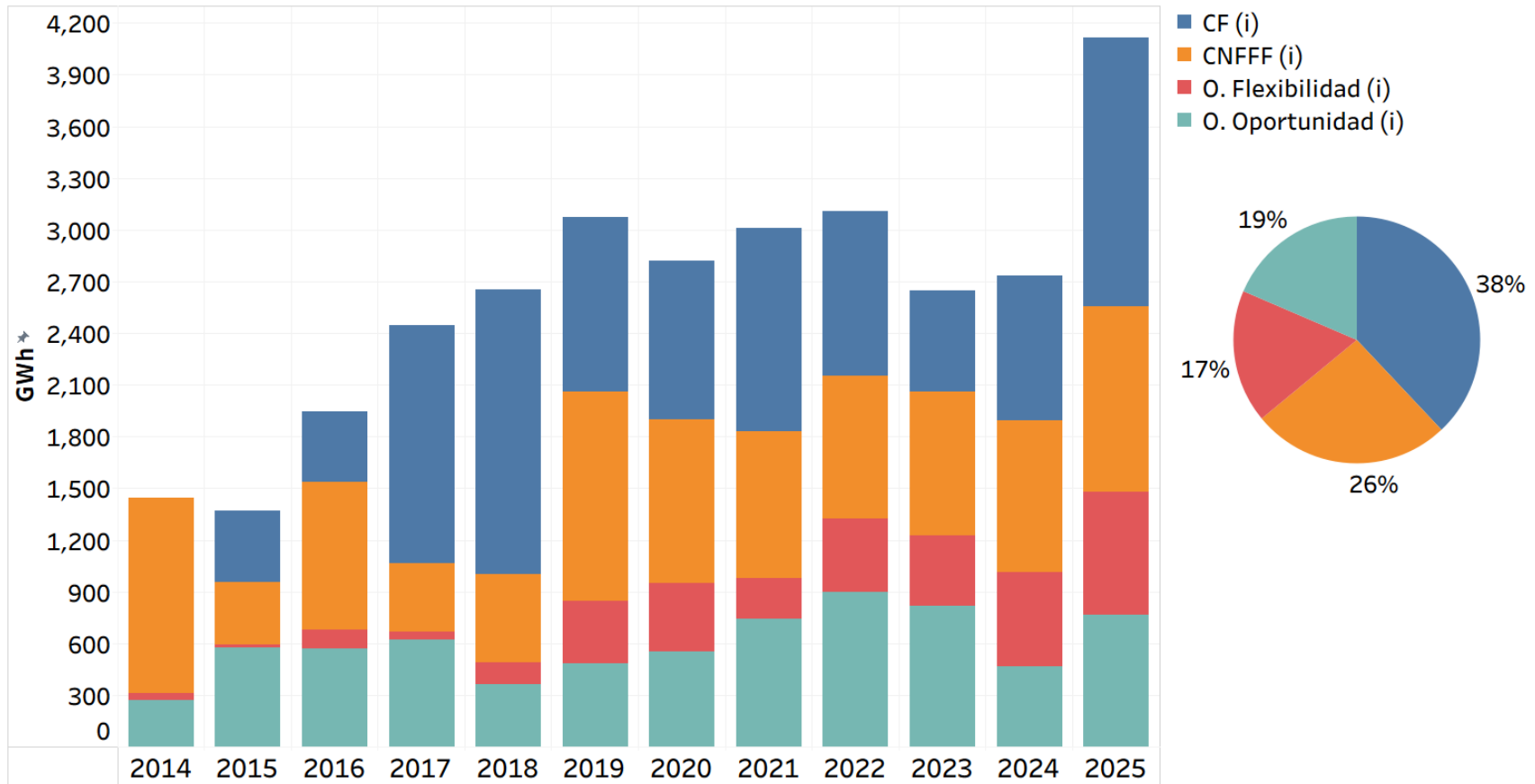
Por su parte, los CNFFF han mantenido una participación relevante y relativamente estable a lo largo del tiempo, consolidándose como un mecanismo intermedio entre los contratos firmes y la flexibilidad de las ofertas de corto plazo. En 2025, este tipo de oferta alcanzó 1,073 GWh, evidenciando también un incremento relevante de aproximadamente 21% respecto al año anterior (884 GWh).

En cuanto a las Ofertas de Flexibilidad, se observa una tendencia creciente en los últimos años, particularmente a partir de 2021. En 2025, estas alcanzaron 718 GWh, lo que refleja un crecimiento interanual aproximado del 32%, superando el valor registrado en 2024 (546 GWh). Este comportamiento sugiere una mayor utilización de este tipo de mecanismo para gestionar la variabilidad operativa del sistema, especialmente en contextos de mayor disponibilidad de generación.

Por otro lado, las Ofertas de Oportunidad, si bien continúan desempeñando un rol importante en el mercado, han mostrado una mayor volatilidad en su participación. En 2025, estas alcanzaron 763 GWh, incrementándose en aproximadamente 64% respecto a 2024 (465 GWh), aunque manteniendo una participación relativa inferior a la observada en años como 2021, 2022 y 2023, cuando este tipo de oferta tuvo un mayor protagonismo.

En términos de tendencia, el crecimiento de las inyecciones totales en 2025 se explica por incrementos en todos los tipos de oferta, destacando especialmente el aumento en los Contratos Firmes y en las Ofertas de Oportunidad. Este comportamiento refuerza la idea de un mercado que combina esquemas contractuales que brindan mayor certidumbre con mecanismos flexibles que permiten ajustes operativos en el corto plazo.

FIGURA 10. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA, PERÍODO 2014-2025



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

- **CF (i):** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.
- **CNFFF (i):** Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O. Flexibilidad (i):** Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O. Oportunidad (i):** Ofertas de oportunidad de inyección.

TABLA 6. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA, PERÍODO 2014-2025 [GWh]

	CF (i)	CNFFF (i)	O. Flexibilidad (i)	O. Oportunidad (i)
2014		1,138	37	271
2015	416	362	18	575
2016	410	860	106	571
2017	1,382	395	45	624
2018	1,650	513	125	363
2019	1,011	1,214	362	486
2020	922	947	400	552
2021	1,183	849	235	744
2022	956	831	422	900
2023	588	837	404	820
2024	837	884	546	465
2025	1,564	1,073	718	763
Total general	10,918	9,904	3,418	7,134

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

Con base en estas consideraciones, los resultados de las inyecciones por tipo de oferta muestran una evolución hacia una estructura de mercado más balanceada, en la que coexisten distintos mecanismos que permiten a los agentes gestionar tanto riesgos comerciales como operativos.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Por otra parte, con relación a los retiros realizados en el MER desglosados por tipo de oferta, se observa una evolución significativa en la forma en que los agentes han estructurado sus estrategias de compra de energía a lo largo del período 2014-2025, así como cambios interanuales relevantes en su composición durante 2025.

En 2025 (véase la Figura 11), los retiros se concentraron principalmente en los CF, que representaron el 54% del total, seguidos por los CNFFF con un 26%, las Ofertas de Oportunidad con un 13% y, finalmente, las Ofertas de Flexibilidad con un 8%. Esta distribución evidencia una mayor concentración en esquemas contractuales en comparación con las inyecciones, reflejando una clara preferencia de los agentes compradores por mecanismos que brindan mayor certidumbre en el abastecimiento.

Históricamente, como se observa en la Tabla 7, los CF han mostrado una tendencia creciente en su participación dentro de los retiros, consolidándose como el principal mecanismo de adquisición de energía en el MER. En 2025, este tipo de transacción alcanzó 2,220 GWh, lo que representa un incremento significativo de aproximadamente 83% respecto a 2024 (1,210 GWh). Este comportamiento se asocia al aseguramiento del suministro mediante contratos en un contexto de mayor estabilidad operativa en la región.

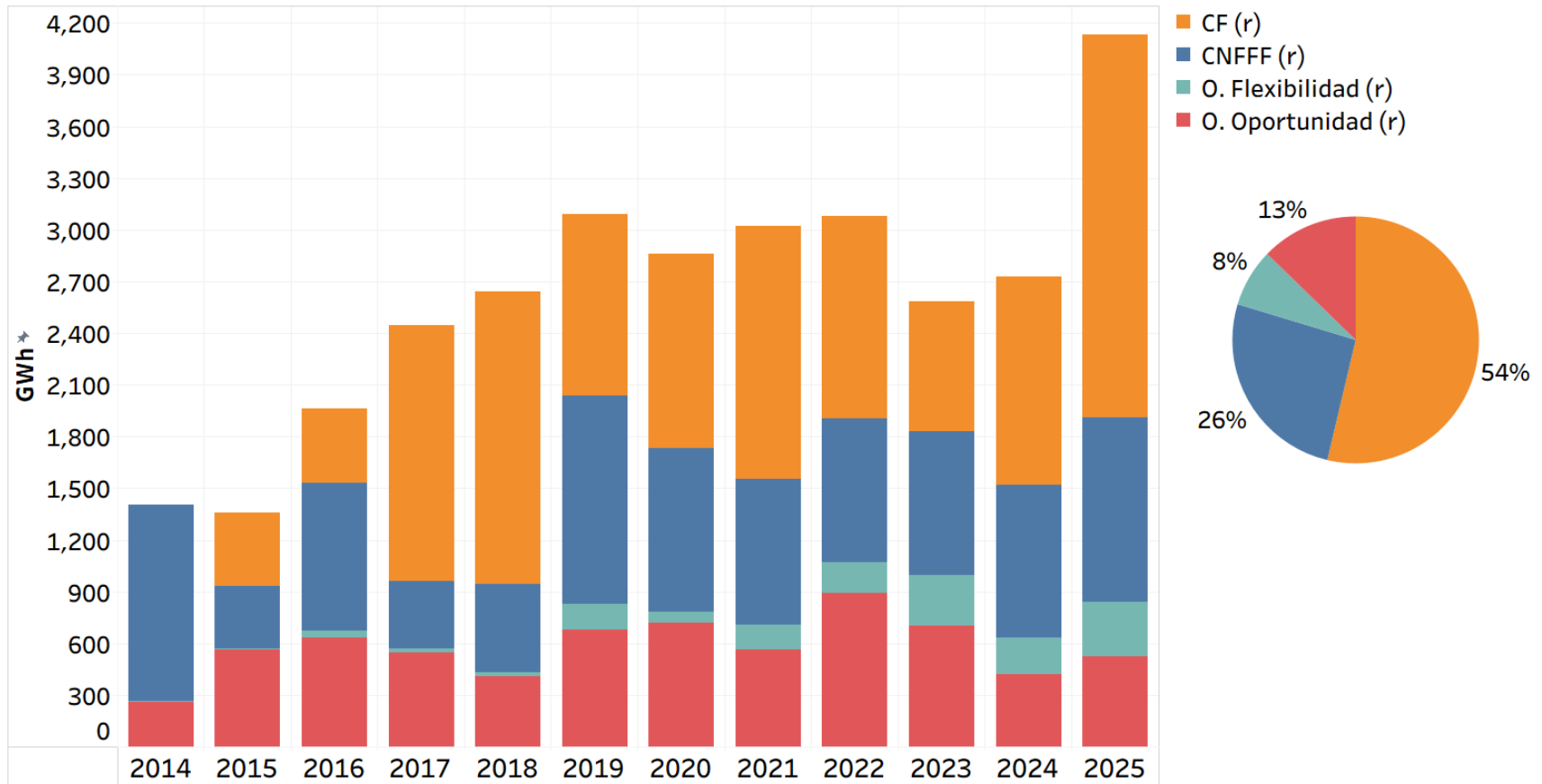
Por su parte, los CNFFF han mantenido una participación relevante a lo largo del tiempo, con relativa estabilidad en su peso dentro del total de retiros. En 2025, estos alcanzaron 1,073 GWh, lo que representa un incremento aproximado del 21% respecto al año anterior (884 GWh), en línea con las inyecciones físicas asociadas a este tipo de contrato, evidenciando la consistencia entre los mecanismos de oferta y su correspondiente demanda.

En cuanto a las Ofertas de Flexibilidad, se observa una participación más limitada dentro de los retiros en comparación con las inyecciones, aunque con una tendencia creciente respecto a 2024 y en niveles similares a los observados en 2023. En 2025, estas alcanzaron 314 GWh, lo que representa un incremento de aproximadamente 45% respecto a 2024 (216 GWh) y de 7% respecto a 2023 (293 GWh). Este comportamiento, aunque relevante, sugiere un uso aún acotado de este mecanismo, principalmente orientado a ajustes operativos específicos en el corto plazo.

Por otro lado, las Ofertas de Oportunidad han mostrado una evolución más volátil en su participación. En 2025, estas registraron 526 GWh, lo que implica un incremento aproximado del 26% respecto a 2024 (419 GWh). No obstante, su participación relativa se mantiene por debajo de los niveles observados en años como 2022 y 2023, cuando este tipo de transacción tuvo un mayor protagonismo en la cobertura de la demanda regional.

En términos de tendencia, el crecimiento de los retiros totales en 2025 se explica principalmente por el aumento significativo en los CF, acompañado por incrementos más moderados en los demás tipos de oferta. Este comportamiento consolida una estructura de demanda más orientada a la contratación anticipada, complementada en menor medida por mecanismos flexibles que permiten ajustes operativos en el corto plazo.

FIGURA 11. RETIRO DEL MER POR TIPO DE OFERTA, PERÍODO 2014-2025



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

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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

TABLA 7. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA, PERÍODO 2014-2025 [GWH]

	CF (r)	CNFFF (r)	O. Flexibilidad (r)	O. Oportunidad (r)
2014		1,138	7	259
2015	430	362	1	568
2016	427	860	41	633
2017	1,482	395	18	549
2018	1,696	513	22	410
2019	1,048	1,214	145	682
2020	1,133	947	67	717
2021	1,468	849	144	562
2022	1,176	831	178	895
2023	753	837	293	702
2024	1,210	884	216	419
2025	2,220	1,073	314	526
Total general	13,043	9,904	1,445	6,921

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

En este contexto, los resultados de los retiros por tipo de oferta evidencian una estructura de mercado en la que predomina la certidumbre en el abastecimiento mediante contratos, con un uso complementario, y relativamente menor, de mecanismos de flexibilidad y oportunidad para la gestión de la demanda en el MER.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

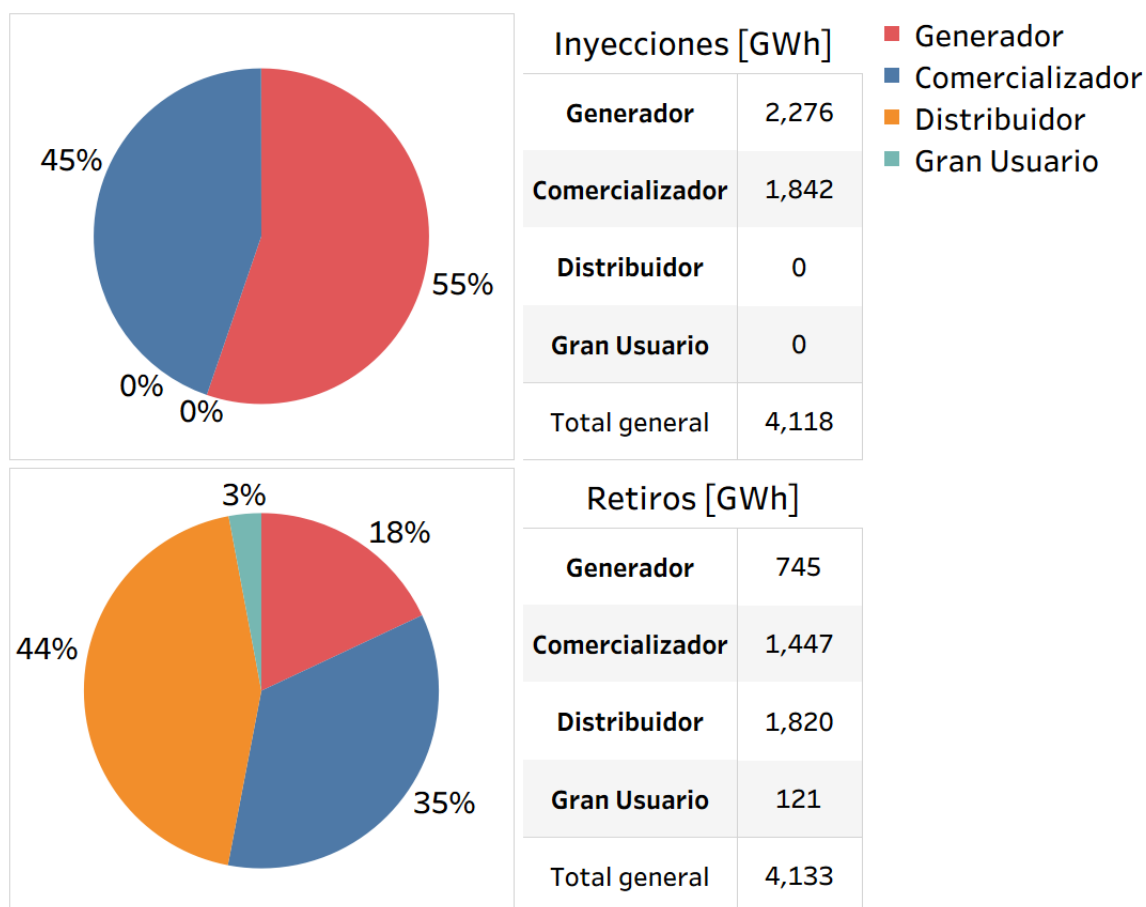
4.5. Inyecciones y retiros por tipo de actividad

La distribución de las transacciones realizadas en el MER por tipo de actividad de los agentes para el año 2025, muestra una clara diferenciación funcional, tanto en el lado de la oferta como de la demanda.

Con relación a las inyecciones, en la Figura 12 se observa que estas fueron realizadas exclusivamente por agentes generadores y comercializadores. Los generadores concentraron la mayor participación, con 2,276 GWh, equivalentes al 55% del total, mientras que los comercializadores aportaron 1,842 GWh, correspondientes al 45%.

Esta distribución refleja la estructura típica de un mercado eléctrico, en la que la oferta de energía proviene principalmente de los agentes con capacidad de generación propia, mientras que los comercializadores participan como intermediarios para canalizar inyecciones hacia el respectivo mercado. En ese sentido, la participación de los comercializadores se asocia a un MER con un nivel significativo de actividad comercial, en el que estos agentes desempeñan un rol activo en la optimización de transacciones entre países miembros.

FIGURA 12. INYECCIONES Y RETIROS POR ACTIVIDAD DE LOS AGENTES DEL MER EN 2025



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Por su parte, los retiros presentan una estructura más diversificada. Los distribuidores concentraron la mayor participación, con 1,820 GWh (44%), seguidos por los comercializadores con 1,447 GWh (35%), los generadores con 745 GWh (18%) y, en menor medida, los grandes usuarios con 121 GWh (3%).

Este comportamiento muestra que la demanda en el MER está principalmente asociada a agentes responsables del suministro a usuarios finales, particularmente los distribuidores, lo cual es consistente con su rol dentro de los sistemas eléctricos nacionales. La participación de los comercializadores en los retiros refuerza su función como agentes que gestionan portafolios de compra y venta, mientras que la presencia de generadores como demandantes refleja estrategias operativas o comerciales específicas, tales como coberturas contractuales o aprovechamiento de diferencias de precios entre mercados.

La participación de los grandes usuarios, aunque limitada, confirma la existencia de esquemas de acceso directo al mercado regional para los distintos agentes que participan en los mercados nacionales, en línea con los principios de apertura y competencia del MER.

En conjunto, los resultados evidencian una clara diferenciación en los roles de los agentes según su actividad: los generadores lideran la oferta, mientras que los distribuidores encabezan la demanda, con los comercializadores actuando como intermediarios entre ambos lados del mercado.

4.6. Evolución histórica de las transacciones en el MER hasta 2025

Es posible observar en la Figura 13, que la evolución de las inyecciones de energía al MER durante el período 2014-2025 evidencia una tendencia general de crecimiento, acompañada de fluctuaciones asociadas tanto a condiciones operativas y/o estacionales, como a factores externos de carácter sanitario-social y climático.

Se observa en la referida figura, que las inyecciones pasaron de 1,446 GWh en 2014 a 4,118 GWh en 2025, lo que representa un crecimiento acumulado significativo. Entre 2014 y 2019 se registró una fase de consolidación sostenida del mercado regional, alcanzando en este último año un valor de 3,074 GWh. No obstante, en 2020 se observa una reducción a 2,821 GWh, es decir, una disminución aproximada del 8% respecto a 2019, asociada a los efectos de la pandemia mundial de COVID-19, que impactó en la actividad económica y social y, por ende, en la demanda de electricidad en la región.

Posteriormente, el MER experimentó una recuperación en 2021 y 2022, alcanzando volúmenes de inyecciones de 3,010 GWh y 3,108 GWh, respectivamente, superando los niveles prepandemia. Sin embargo, durante 2023 se evidencia una nueva contracción en las inyecciones (2,649 GWh), la cual se mantuvo en niveles similares en 2024 (2,732 GWh). Este comportamiento se relaciona directamente con los efectos del fenómeno climático “*El Niño*”, que redujo la disponibilidad de generación renovable en la región y, por ende, los excedentes exportables hacia el MER.

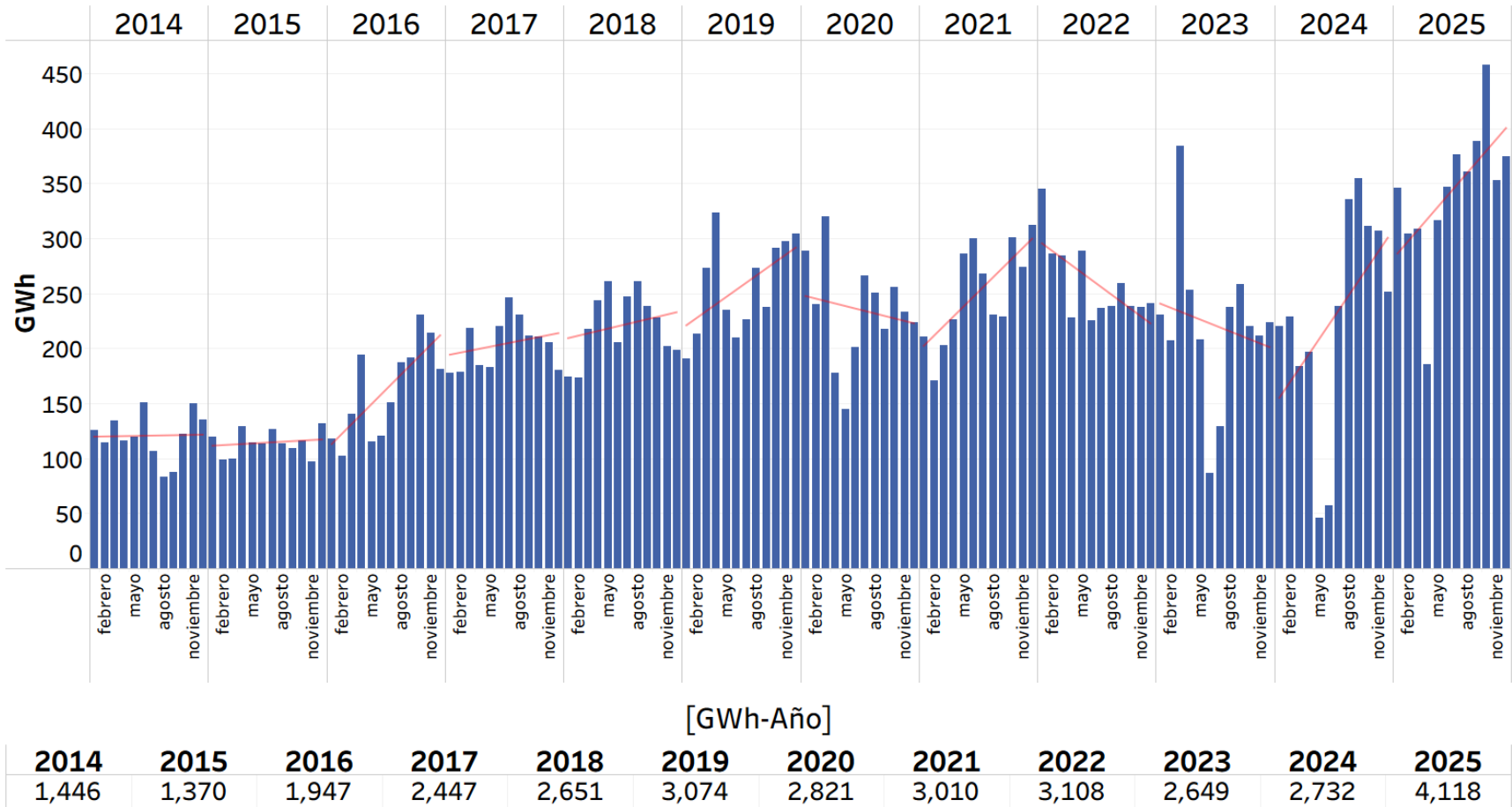
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En 2025, las inyecciones muestran un repunte significativo, alcanzando el valor más alto de la serie (4,118 GWh), lo que representa un incremento aproximado del 51% respecto a 2024 (2,732 GWh) y del 32% respecto a 2022 (3,108 GWh), año en el que previamente se había registrado el máximo histórico anual de inyecciones.

Resulta relevante destacar que, como también se observa en la Figura 13, en octubre de 2025 (457.5 GWh) se registró el máximo histórico mensual de inyecciones realizadas al MER, superando en aproximadamente un 18% el valor previo de 388.2 GWh, que constituía el máximo histórico mensual antes de dicho mes.

El comportamiento observado en 2025, como ha sido abordado previamente en el presente informe, responde a una mayor disponibilidad de recursos energéticos, principalmente de origen renovable, así como a una mayor actividad en el mercado regional.

FIGURA 13. EVOLUCIÓN DE LAS INYECCIONES AL MER, PERÍODO 2014-2025



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

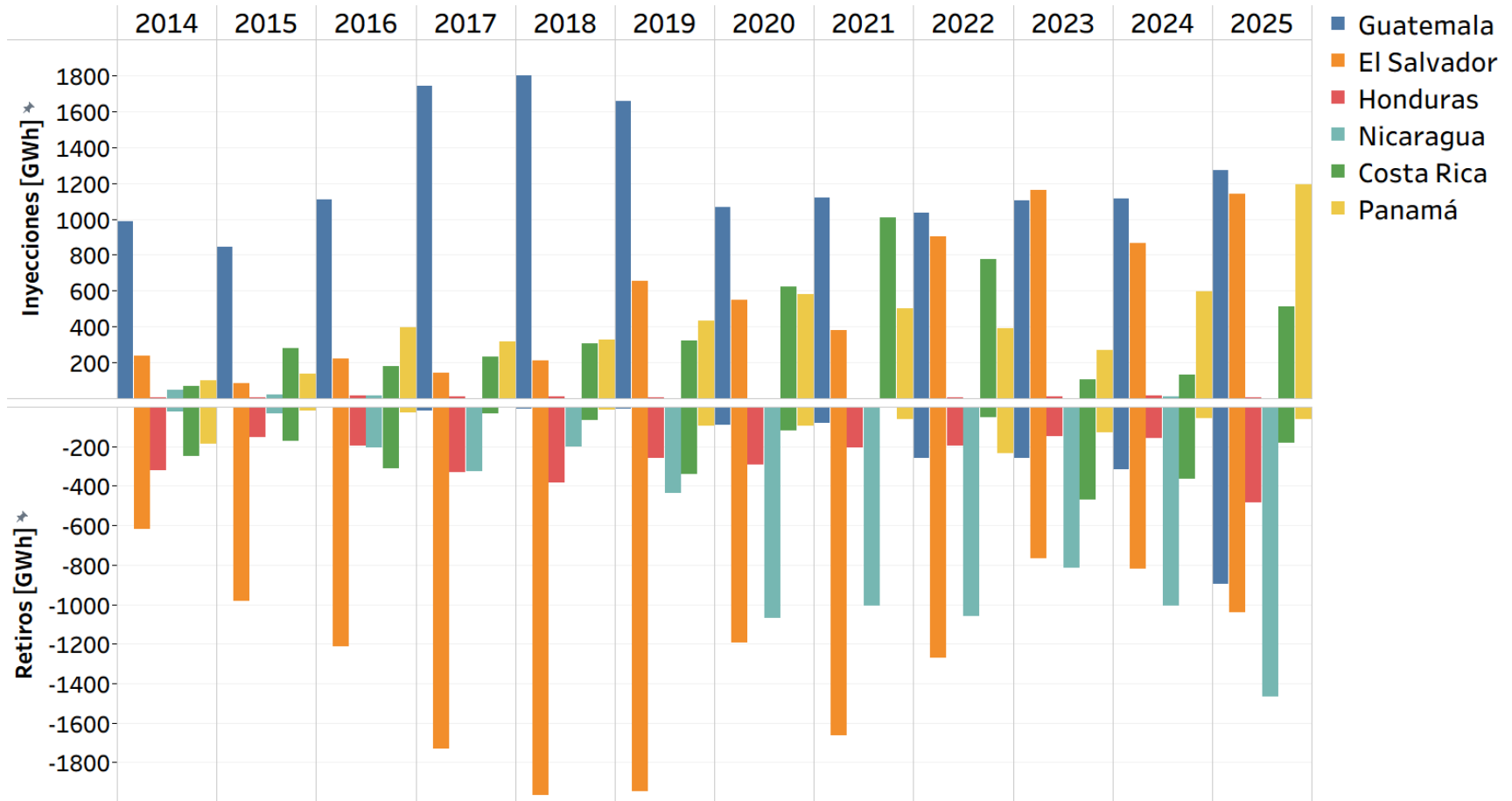
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Desde una perspectiva por país miembro (véanse la Figura 14 y las Tablas 8 y 9), se identifican cambios relevantes en los roles de cada país a lo largo del período 2014-2025. Guatemala se ha mantenido como el principal país exportador de energía durante gran parte de la serie, aunque con una participación más variable en los años recientes. El Salvador, por su parte, mostró históricamente un rol predominante como importador; sin embargo, a partir de 2023 incrementó significativamente sus inyecciones, posicionándose como uno de los principales oferentes del mercado.

Panamá y Costa Rica han ganado relevancia como exportadores en los últimos años, particularmente en contextos de alta disponibilidad de generación renovable o de generación térmica competitiva, como en el caso panameño. En contraste, Nicaragua ha consolidado su posición como uno de los principales importadores del MER, especialmente a partir de 2020, en línea con las características estructurales de su matriz de generación, la cual presenta una alta dependencia de fuentes térmicas basadas en combustibles fósiles. Por su parte, Honduras mostró un incremento en su participación como demandante en 2025, reflejando una mayor dependencia del mercado regional para el abastecimiento de su demanda.

En conjunto, la evolución histórica de las transacciones en el MER evidencia no solo un crecimiento sostenido de este mercado regional, sino también una mayor dinámica en la participación de los países miembros.

FIGURA 14. EVOLUCIÓN DE LAS INYECCIONES Y RETIROS EN EL MER POR PAÍS MIEMBRO, PERÍODO 2014-2025



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

TABLA 8. INYECCIONES ANUALES POR PAÍS MIEMBRO, PERÍODO 2014-2025 [GWH]

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	986	238	4	49	70	99
2015	843	82	3	22	281	140
2016	1,110	224	16	18	181	398
2017	1,741	144	13	1	230	318
2018	1,799	209	8	0	307	327
2019	1,657	657	6	0	323	432
2020	1,066	551	0	0	624	580
2021	1,116	379	3	0	1,009	503
2022	1,032	905	5	0	774	393
2023	1,104	1,158	9	0	108	271
2024	1,113	866	15	10	132	596
2025	1,270	1,140	4	0	511	1,193
Total general	14,837	6,554	85	100	4,550	5,248

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

TABLA 9. RETIROS ANUALES POR PAÍS MIEMBRO, PERÍODO 2014-2025 [GWH]

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	1	619	320	22	252	189
2015	2	983	152	34	172	17
2016	5	1,212	195	205	313	30
2017	19	1,729	331	327	32	7
2018	10	1,968	381	201	66	15
2019	9	1,949	260	434	340	96
2020	92	1,193	292	1,071	118	97
2021	81	1,662	204	1,005	6	64
2022	260	1,272	195	1,062	54	235
2023	257	767	149	817	469	127
2024	317	822	159	1,009	364	57
2025	895	1,042	486	1,467	180	64
Total general	1,949	15,220	3,124	7,654	2,366	999

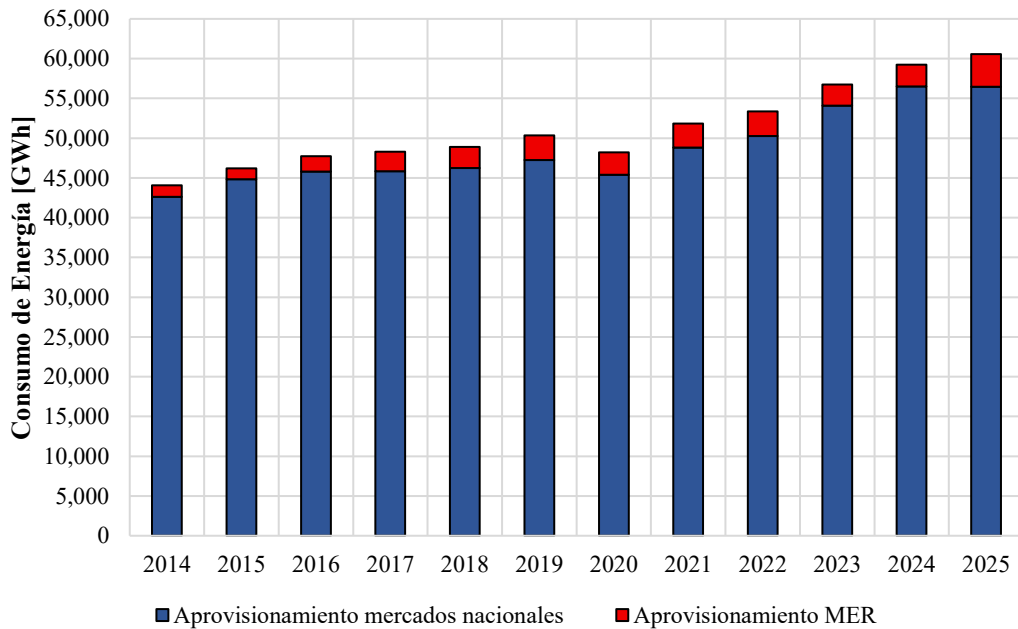
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

4.7. Abastecimiento de demanda regional con energía del MER hasta 2025

En la Figura 15 se presentan los volúmenes de energía consumida a nivel regional, desglosados según la fuente de aprovisionamiento: mercados nacionales y Mercado Eléctrico Regional (MER). Asimismo, se muestra la proporción que representan las inyecciones al MER respecto al consumo total de energía en la región para el período 2014-2025.

FIGURA 15. ABASTECIMIENTO DE DEMANDA REGIONAL, PERÍODO 2014-2025



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%	6.8%

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

A lo largo de la serie, el MER ha mantenido un rol complementario en el abastecimiento energético regional, con niveles de cobertura que han oscilado entre 3.0% y 6.8% de la demanda total. En este contexto, destaca que en 2025 el aprovisionamiento mediante el MER alcanzó una cobertura de 6.8%, constituyendo el valor más alto del período analizado.

Este resultado representa una recuperación significativa respecto a los valores observados en 2023 (4.7%) y 2024 (4.6%), años en los cuales el fenómeno climático “*El Niño*” redujo la disponibilidad de generación renovable en la región y, por ende, limitó los excedentes exportables hacia el mercado regional. En contraste, el comportamiento de 2025 refleja un entorno más favorable en términos de disponibilidad de recursos energéticos y condiciones operativas, lo que permitió un mayor aprovechamiento del MER como fuente complementaria de abastecimiento.

Adicionalmente, el nivel de cobertura alcanzado en 2025 supera incluso los valores observados en años previos con alta participación del MER, como 2019 (6.1%), lo que

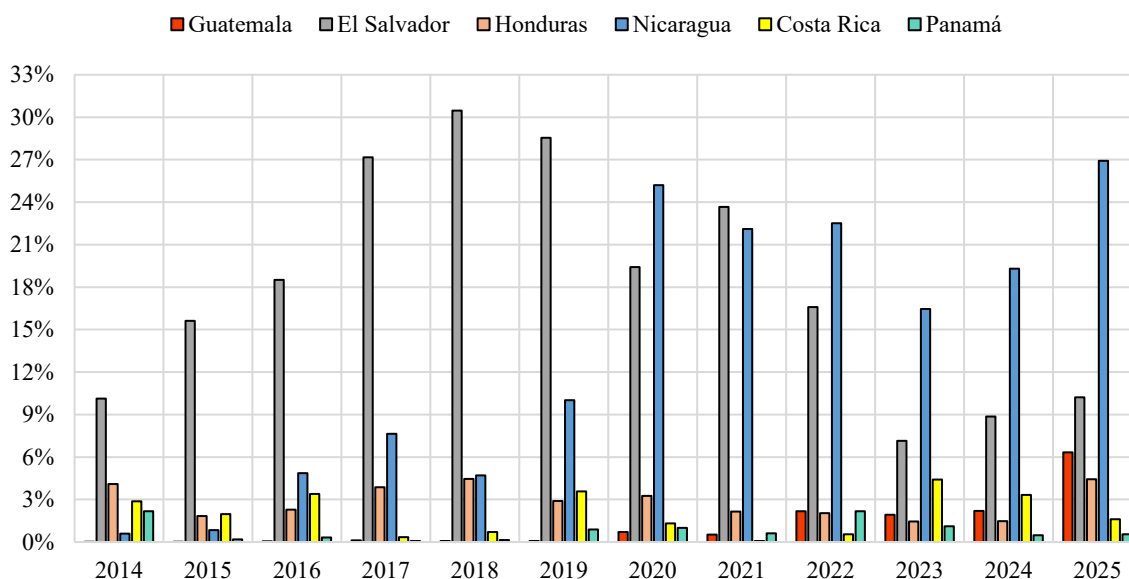
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

evidencia no solo una recuperación, sino también un fortalecimiento del papel del mercado regional dentro de la matriz de abastecimiento energético de los países miembros.

4.7.1. Abastecimiento de demandas nacionales con energía del MER hasta 2025

En la Figura 16 se presenta la evolución del porcentaje de cobertura de las demandas nacionales con energía proveniente del MER (retiros), para cada país miembro durante el período 2014-2025. Este indicador permite analizar el grado de dependencia relativa de cada mercado nacional respecto al mercado regional.

FIGURA 16. ABASTECIMIENTO DE DEMANDAS NACIONALES, PERÍODO 2014-2025



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

TABLA 10. ABASTECIMIENTO DE DEMANDAS NACIONALES, PERÍODO 2014-2025

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	0.0%	10.1%	4.1%	0.6%	2.9%	2.2%
2015	0.0%	15.6%	1.8%	0.8%	2.0%	0.2%
2016	0.1%	18.5%	2.3%	4.9%	3.4%	0.3%
2017	0.1%	27.2%	3.9%	7.7%	0.3%	0.1%
2018	0.1%	30.5%	4.4%	4.7%	0.7%	0.1%
2019	0.1%	28.6%	2.9%	10.0%	3.6%	0.9%
2020	0.7%	19.4%	3.3%	25.2%	1.3%	1.0%
2021	0.5%	23.7%	2.1%	22.1%	0.1%	0.6%
2022	2.2%	16.6%	2.0%	22.5%	0.6%	2.2%
2023	1.9%	7.2%	1.5%	16.5%	4.4%	1.1%
2024	2.2%	8.9%	1.5%	19.3%	3.3%	0.5%
2025	6.3%	10.2%	4.4%	26.9%	1.6%	0.5%

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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En este sentido, El Salvador ha mostrado históricamente una alta participación del MER en la cobertura de su demanda, alcanzando un máximo de 30.5% en 2018. Posteriormente, se observa una tendencia descendente hasta 2023 (7.2%), seguida de una recuperación en 2024 (8.9%) y 2025 (10.2%), lo que sugiere una reactivación en el uso del mercado regional, aunque en niveles aún inferiores a los máximos históricos.

Por su parte, Nicaragua ha consolidado su posición como el país con mayor dependencia estructural del MER en los últimos años. Tras alcanzar un valor de 25.2% en 2020, ha mantenido niveles elevados, registrando en 2025 un 26.9%, el valor más alto de la serie anual. Este comportamiento refleja las limitaciones de su matriz de generación, caracterizada por una alta participación de generación térmica basada en combustibles fósiles, lo que incentiva el uso del MER como una fuente competitiva de abastecimiento.

En el caso de Guatemala, se observa un incremento progresivo en la participación del MER en la cobertura de su demanda, pasando de niveles prácticamente nulos en los primeros años a 6.3% en 2025, lo cual evidencia un uso más activo del mercado regional como complemento a su generación interna.

Honduras también muestra un aumento en su participación en 2025 (4.4%) en comparación con años previos, lo cual es consistente con la composición de su matriz de generación, caracterizada por una alta participación de fuentes térmicas, tales como el carbón y los derivados del petróleo.

Por otro lado, Costa Rica y Panamá presentan niveles relativamente bajos de cobertura mediante el MER, con valores de 1.6% y 0.5% en 2025, respectivamente. Este comportamiento es consistente con su condición predominante como exportadores netos en el mercado regional durante el año analizado, asociada a la alta penetración de fuentes renovables en sus matrices de generación, principalmente de origen hidroeléctrico.

Los valores detallados en la Tabla 10 confirman estas tendencias, evidenciando tanto la evolución histórica de la cobertura del MER en cada país como la heterogeneidad en los niveles de dependencia entre los mercados nacionales.

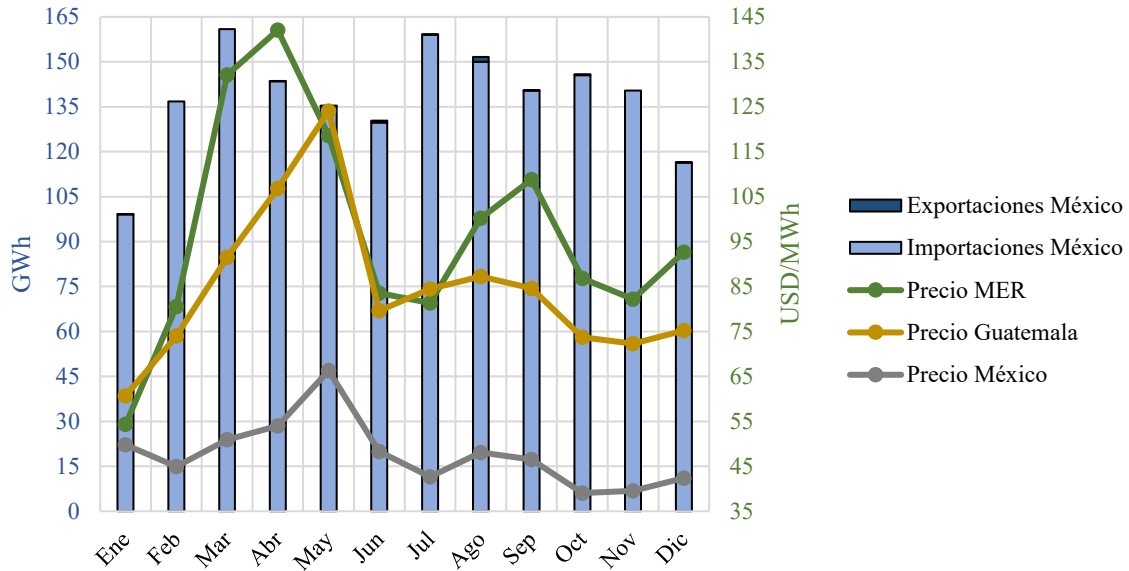
Bajo estas premisas, los resultados reflejan que, si bien el MER continúa desempeñando un rol complementario en el abastecimiento energético regional, su relevancia ha aumentado en 2025, tanto en términos agregados como a nivel individual para ciertos países miembros, consolidándose como un mecanismo clave para el abastecimiento de electricidad en la región.

5. Transacciones con México

A continuación, se presenta la evolución mensual de las transacciones de energía entre Guatemala y México durante 2025 (véase la Figura 17), así como el comportamiento comparado de los precios promedio mensuales de la energía en el MER y en los mercados eléctricos de Guatemala y México, respectivamente. En términos generales, se observa que el intercambio con México mantuvo un patrón predominantemente importador por parte de

Guatemala a lo largo del año, con volúmenes mensuales relativamente estables y significativamente superiores a las exportaciones hacia dicho país no miembro.

FIGURA 17. TRANSACCIONES DE GUATEMALA CON MÉXICO Y PRECIOS ASOCIADOS EN 2025



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de rd.amm.org.gt/.

Las importaciones desde México oscilaron entre aproximadamente 99 GWh y 160 GWh mensuales, alcanzando sus valores más altos en marzo y julio, mientras que las exportaciones hacia el referido país fueron significativamente menores durante todo el año. Esto confirma la persistencia de un flujo neto de energía desde el sistema eléctrico de México hacia el SER.

Este comportamiento se encuentra estrechamente relacionado con la tendencia de precios observada. Como se muestra en la Tabla 11, los precios promedio mensuales de la energía en México se mantuvieron consistentemente por debajo de los registrados en el MER y en Guatemala durante todo el año. En 2025, el precio promedio anual en México se situó en torno a 47.71 USD/MWh, mientras que en el MER y en Guatemala los valores fueron significativamente superiores y más volátiles, alcanzando máximos mensuales de 142.06 USD/MWh y 124.07 USD/MWh, respectivamente.

Las diferencias de precios más marcadas se observaron durante el primer cuatrimestre del año, particularmente en abril, cuando el precio promedio mensual del MER alcanzó 142.06 USD/MWh, en contraste con 53.96 USD/MWh en México, lo que amplió significativamente la brecha de precios y favoreció mayores importaciones desde dicho país no miembro. De manera similar, en mayo, aun cuando el precio promedio mensual en Guatemala superó al del MER (124.07 USD/MWh frente a 118.56 USD/MWh), el precio en México se mantuvo considerablemente más bajo (66.29 USD/MWh), reforzando la conveniencia económica de las importaciones hacia el SER.

TABLA 11. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DEL MER, DE MÉXICO Y DE GUATEMALA EN 2025

	MER [USD/MWh]	Guatemala [USD/MWh]	México [USD/MWh]
Enero	54.32	60.68	49.82
Febrero	80.54	73.98	44.96
Marzo	132.11	91.52	50.93
Abril	142.06	106.83	53.96
Mayo	118.56	124.07	66.29
Junio	83.52	79.60	48.28
Julio	81.31	84.45	42.66
Agosto	100.18	87.24	48.07
Septiembre	108.80	84.58	46.54
Octubre	86.79	73.73	39.06
Noviembre	82.22	72.30	39.54
Diciembre	92.65	75.21	42.36

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de rd.amm.org.gt/.

Por otra parte, durante el tercer cuatrimestre del año se observó una moderación en el precio promedio mensual del MER, particularmente entre octubre y noviembre, lo que redujo parcialmente la brecha respecto a México; sin embargo, los precios en este último país continuaron siendo inferiores, manteniendo la competitividad de sus exportaciones hacia Guatemala.

El comportamiento de los precios en México se encuentra asociado, en gran medida, a la evolución de los precios internacionales del gas natural, principal fuente de generación en el sistema eléctrico mexicano. Como se muestra en la Tabla 4, el precio promedio mensual del gas natural se mantuvo en un rango relativamente bajo durante gran parte del año, con un valor mínimo de 2.87 USD/MMBTU en agosto y un promedio anual aproximado de 3.57 USD/MMBTU. Esta condición permitió sostener costos de generación competitivos en México, reflejados en precios de energía inferiores a los del MER y a los de Guatemala.

En este contexto, el análisis evidencia que las transacciones entre Guatemala y México continúan desempeñando un rol estratégico dentro del MER, al constituir un mecanismo eficiente de abastecimiento complementario. La combinación de precios competitivos en el mercado eléctrico mexicano, asociados a costos de generación relativamente bajos vinculados al gas natural, permitió mantener un flujo sostenido de importaciones durante 2025, contribuyendo a la optimización del abastecimiento eléctrico regional.

6. Precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

El precio promedio anual del Mercado Eléctrico Regional (MER) en 2025 se situó en 96.94 USD/MWh, valor significativamente inferior al registrado en 2024 (167.31 USD/MWh), lo que representa una reducción interanual aproximada del 42%. Esta disminución refleja una

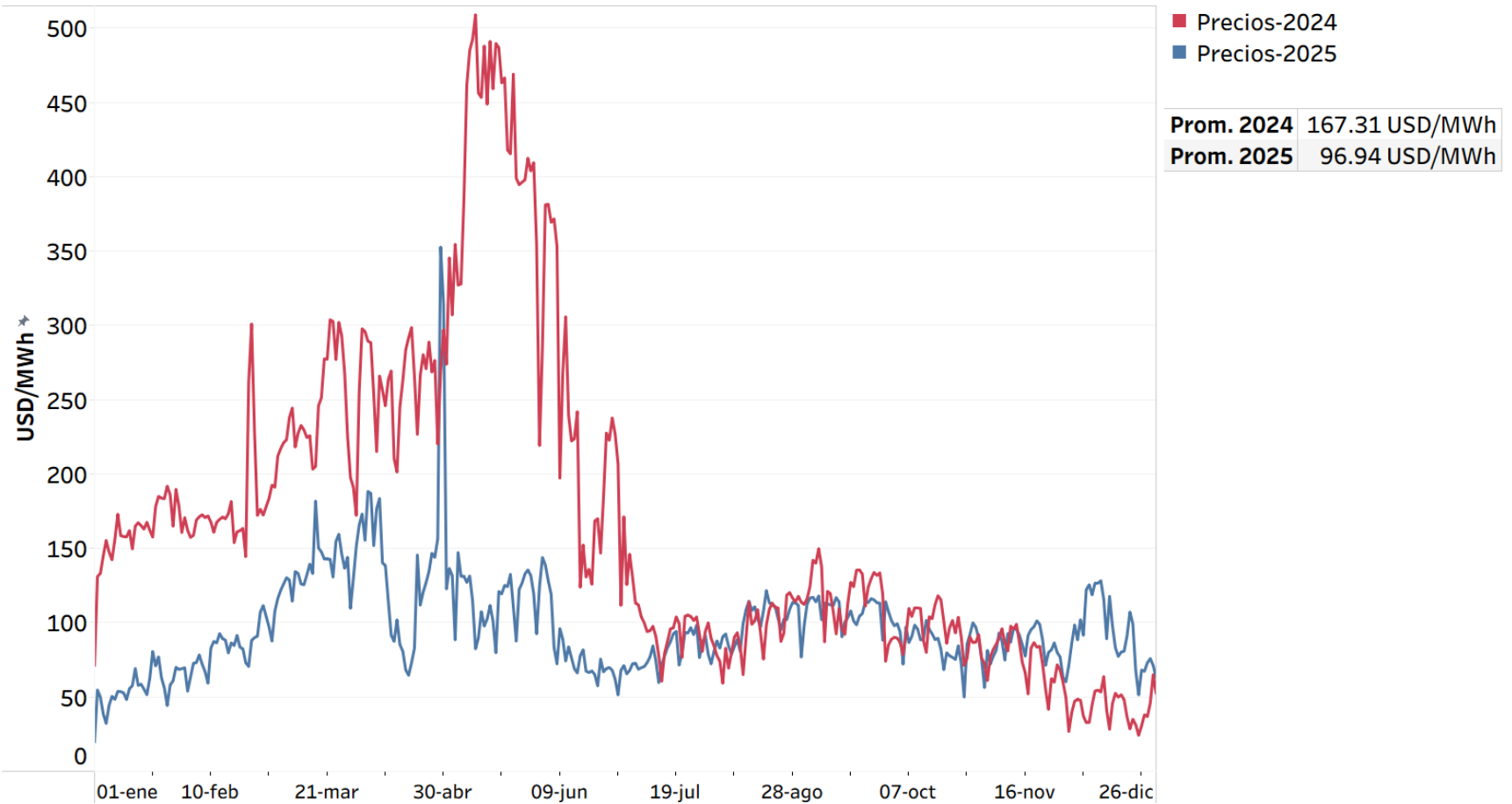
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

mejora sustancial en las condiciones de oferta regional, particularmente asociada a una mayor disponibilidad de generación proveniente de fuentes renovables respecto al año previo.

Como es posible observar en la Figura 18, a diferencia del comportamiento altamente volátil registrado en 2024, año en el que se presentaron episodios de precios promedio diarios extremos superiores a 400 USD/MWh, durante 2025 los precios mostraron una dinámica más contenida, con una reducción significativa en la frecuencia e intensidad de estos sucesos.

Asimismo, a partir del segundo cuatrimestre de 2025, los precios promedio diarios del MER evidenciaron una tendencia a la estabilización, manteniéndose en su mayoría dentro de un rango entre 70 USD/MWh y 120 USD/MWh. Este comportamiento coincide con el incremento en la disponibilidad de recursos renovables en la región, lo cual contribuyó a reducir la necesidad de generación térmica de mayor costo, asociada a combustibles fósiles.

FIGURA 18. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER EN 2025



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

No obstante, durante el primer cuatrimestre del año se registraron episodios puntuales de alta volatilidad. En particular, como se muestra en la Figura 19, los precios máximos horarios del año se alcanzaron el 17 de marzo (703.4 USD/MWh) y el 30 de abril (712.1 USD/MWh), asociados a condiciones transitorias de menor disponibilidad de generación y a restricciones operativas específicas.

En el caso del precio máximo registrado el 17 de marzo, éste se originó a partir de una solicitud de Redespacho Regional por parte del Operador del Sistema/Operador del Mercado (OS/OM) del área de control de Panamá, debido a la salida imprevista de recursos de generación correspondientes a las unidades 6 y 8 de la Central Térmica Bahía Las Minas, ubicada en dicha área. Esta indisponibilidad redujo la oferta de generación en la zona atlántica de Panamá, provocando un alza considerable en el precio del nodo 6059, correspondiente a la subestación Las Minas 1 en el nivel de 115 kV, el cual, además de recibir la inyección de dicha central, abastece demanda asociada a la subestación France Field.

Como resultado, se observó un efecto en cascada sobre los precios nodales de subestaciones eléctricamente próximas, tales como Cativa (6270), Cativa II (6290), Santa Rita (6173), Cáceres (6018) y Miraflores (6123), todas en el nivel de tensión de 115 kV y también ubicadas en el área de control de Panamá. A pesar de este contexto, no se despacharon ofertas en dichos nodos durante los horarios de mayor precio, sin embargo, se registraron abastecimientos mediante el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), vinculados a Contratos Firmes (CF).

En cuanto al precio máximo registrado el 30 de abril, este se atribuye a condiciones operativas excepcionales en las áreas de control de Guatemala y Panamá. En particular, la salida imprevista de los bloques 6 y 7 del Ingenio Magdalena en Guatemala, aunada a la baja disponibilidad de generación térmica en la zona atlántica de Panamá, contribuyó a la ocurrencia de este elevado precio en el MER.

Cabe destacar que el nodo 6059 (Las Minas 1 en 115 kV) también desempeñó un rol relevante en este suceso, dado que, como se mencionó previamente, además de recibir generación, abastece carga en Panamá, lo que intensificó el alza de los precios nodales en dicho país. Al igual que en el evento del 17 de marzo, no se registró el despacho de ofertas en los nodos afectados durante los horarios de mayor precio; sin embargo, nuevamente se observaron abastecimientos a través del MOR, asociados a CF.

Estos acontecimientos evidencian señales de escasez local de generación y la necesidad de cubrir la demanda relacionada a los CF mediante importaciones regionales a precios elevados, generando señales económicas relevantes en el MER.

En lo que respecta al rol de la CRIE, es importante señalar que se adoptaron medidas regulatorias conforme a lo establecido en la resolución CRIE-08-2025, vigente a partir del 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, habilita a los agentes a consignar o no, la aceptación de los costos necesarios para el cumplimiento de sus compromisos contractuales (CF y CNFFF) en situaciones de escasez de energía y que requieran el abastecimiento mediante el MOR. En

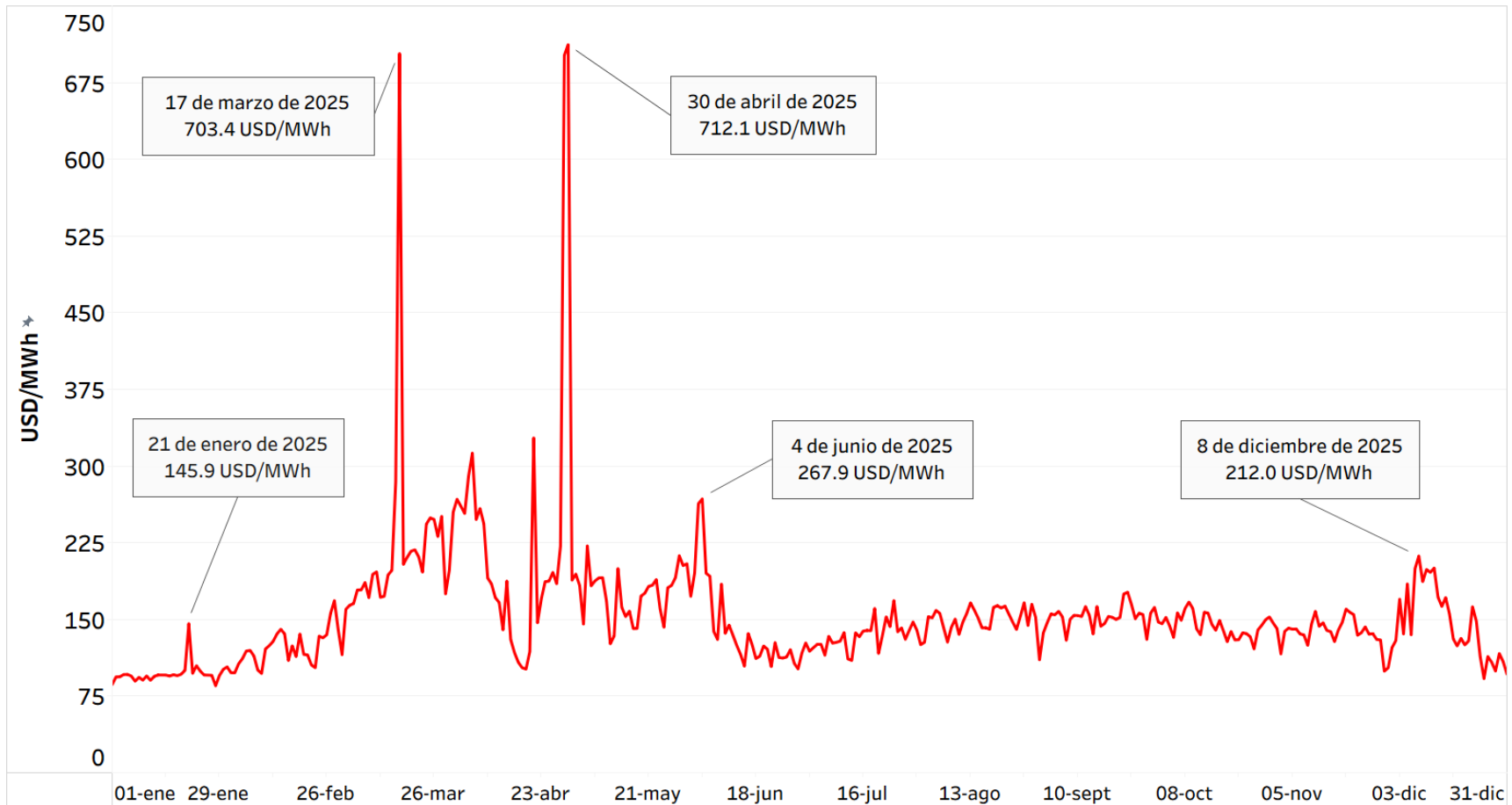
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

caso de no consignarse dicha aceptación, el despacho del contrato se realiza sobre la generación disponible.

Adicionalmente, se identifican otros sucesos relevantes de precios máximos en 2025, como el registrado el 21 de enero (145.9 USD/MWh), el 4 de junio (267.9 USD/MWh) y el 8 de diciembre (212.0 USD/MWh). Estos valores responden a condiciones puntuales del MER, incluyendo incrementos temporales en la demanda regional asociados a patrones estacionales, como ocurre típicamente durante el mes de diciembre.

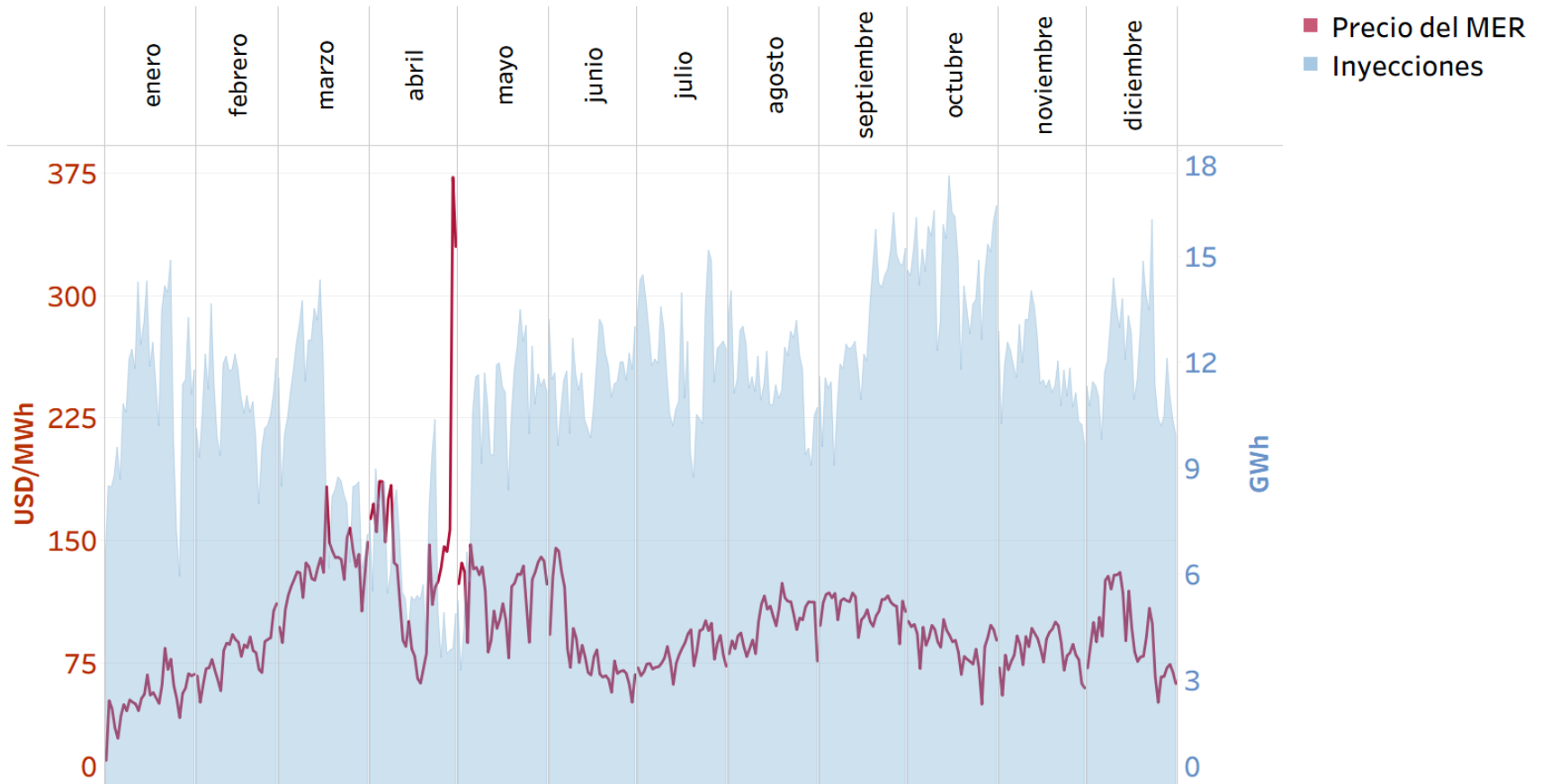
El análisis conjunto de los precios promedio diarios del MER y las inyecciones diarias de energía (véase la Figura 20) permite identificar una relación inversa entre ambas variables. En general, los períodos con mayores niveles de inyección se asociaron a reducciones en los precios regionales, mientras que los incrementos en los precios coincidieron con momentos de menor disponibilidad de excedentes de generación, principalmente de origen renovable. Esta dinámica es consistente con el funcionamiento económico del mercado y refuerza el rol de la oferta renovable como factor determinante en la formación de precios.

FIGURA 19. PRECIOS MÁXIMOS HORARIOS DEL MER EN 2025



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

FIGURA 20. RELACIÓN ENTRE LAS INYECCIONES DIARIAS AL MER Y LOS PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER EN 2025



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

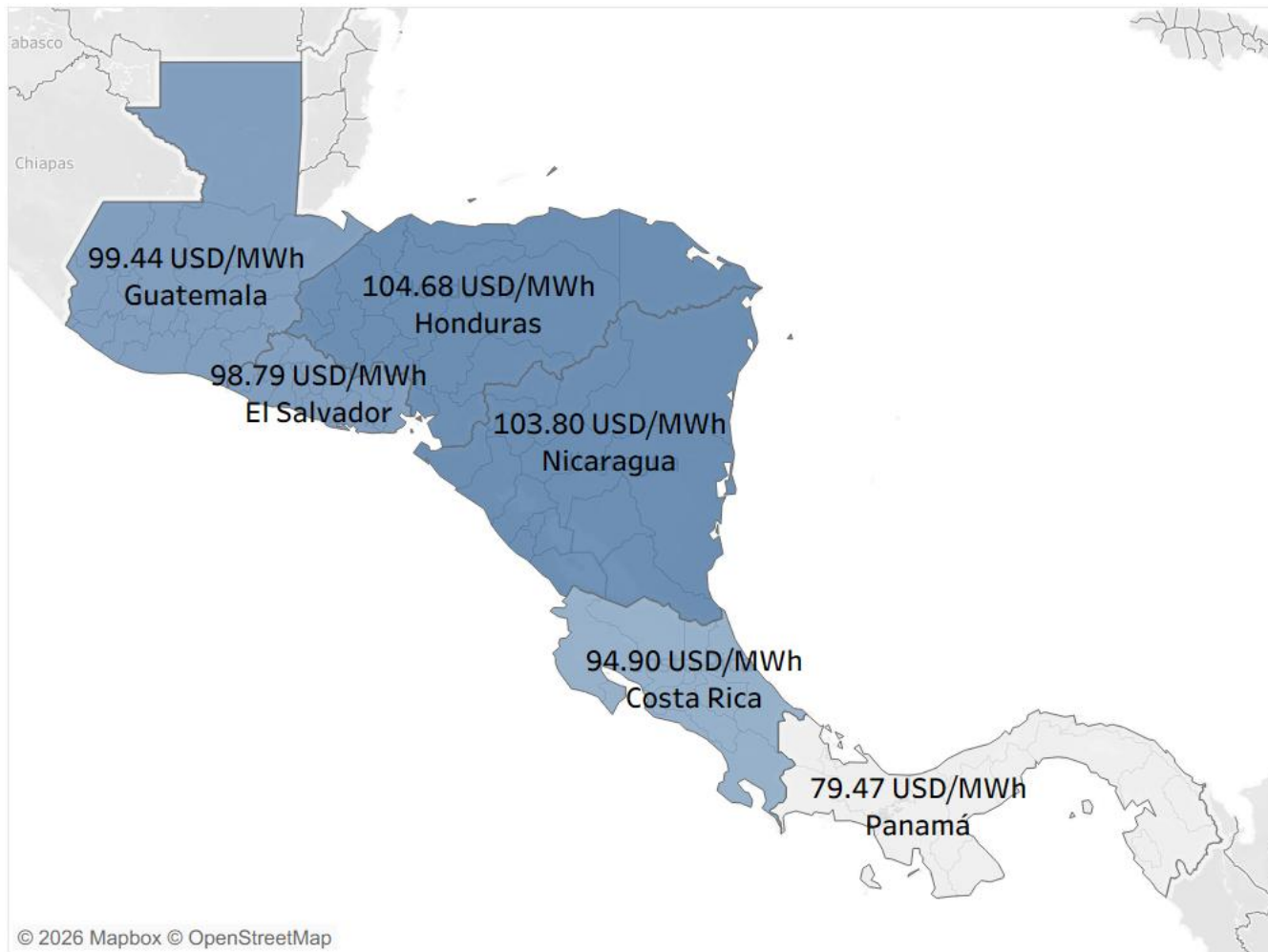
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Desde una perspectiva geográfica, la Figura 21 muestra que los precios nodales promedio por país miembro durante 2025 presentaron diferencias moderadas. Los valores más bajos se observaron en Panamá (79.47 USD/MWh) y Costa Rica (94.90 USD/MWh), en línea con la alta participación de fuentes renovables en sus matrices de generación y su condición predominante como exportadores netos de energía en el MER. En contraste, los precios más altos se registraron en Honduras (104.68 USD/MWh) y Nicaragua (103.80 USD/MWh), lo cual refleja tanto su mayor dependencia de generación térmica de mayor costo como su posición como principales importadores netos de energía regional. Por su parte, Guatemala (99.44 USD/MWh) y El Salvador (98.79 USD/MWh) se ubicaron en posiciones intermedias, lo cual resulta coherente con su doble rol dentro del mercado, al actuar tanto como exportadores como importadores de energía, además de contar con matrices de generación más diversificadas.

Finalmente, la Figura 22 presenta los precios promedio en los nodos de enlace de la Red de Transmisión Regional (RTR) durante 2025, los cuales son fundamentales para el análisis del mercado regional, dado que en estos nodos se concentra una proporción significativa de las transacciones de energía. En general, los precios se mantuvieron en un rango relativamente estrecho, entre aproximadamente 93 USD/MWh y 105 USD/MWh, lo que evidencia una operación regional sin congestiones severas. No obstante, se identifican nodos con precios significativamente menores, particularmente en Panamá, como Progreso (75.93 USD/MWh), Changuinola (75.33 USD/MWh) y Dominical (76.77 USD/MWh), lo cual se asocia a condiciones favorables de oferta, vinculadas principalmente a la alta participación de generación renovable y térmica a base de gas natural en dicho país.

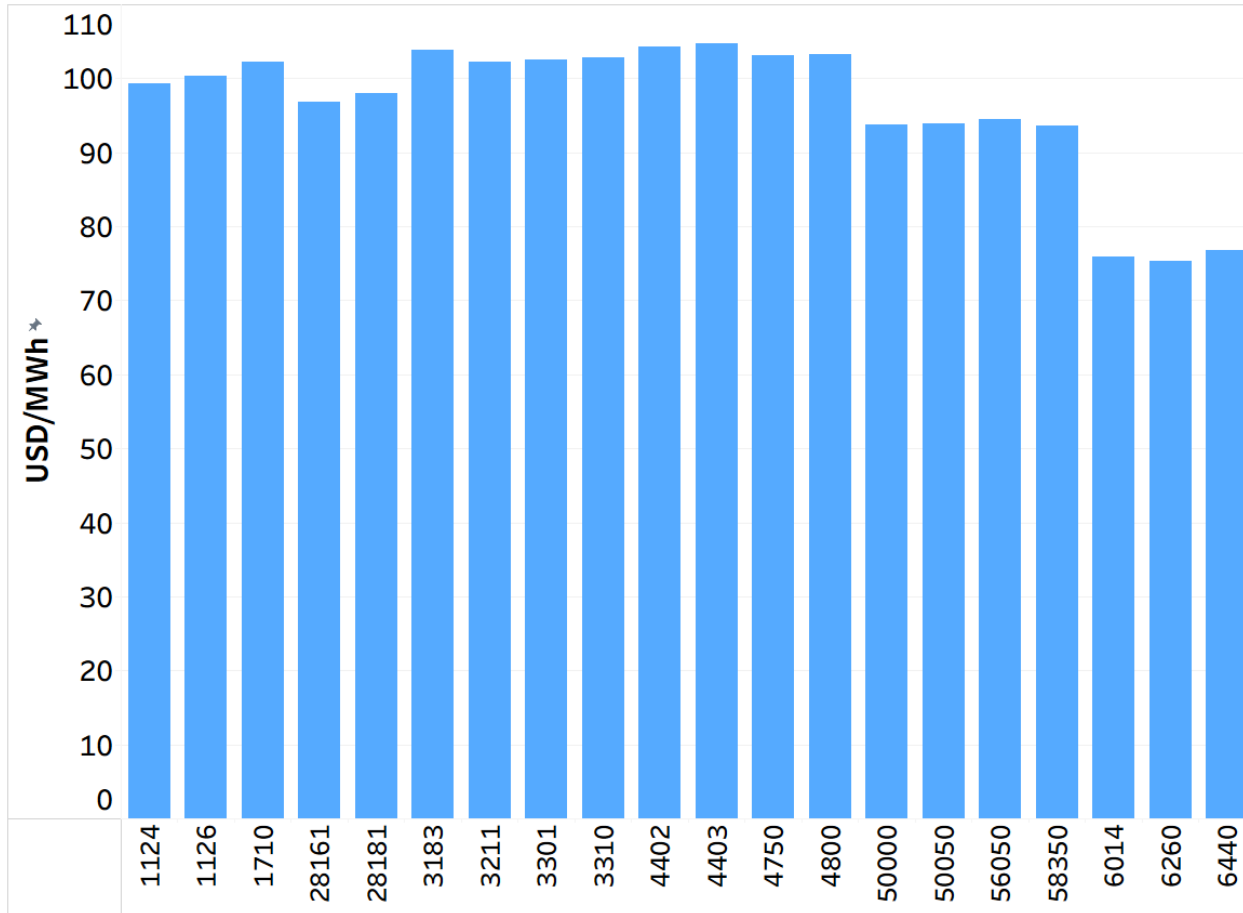
Derivado de estos resultados, se concluye que durante 2025 el MER operó en un entorno de precios más estables y competitivos en comparación con 2024, sustentado en una mayor disponibilidad de generación renovable y en condiciones operativas más favorables en el sistema regional.

FIGURA 21. PRECIOS NODALES PROMEDIO POR PAÍS MIEMBRO EN 2025



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

FIGURA 22. PRECIOS PROMEDIO EN LOS NODOS DE ENLACE DE LA RTR EN 2025



Precios Promedio [USD/MWh]

1124	La Vega II	99.37
1126	Moyuta	100.30
1710	Panaluya	102.25
28161	Ahuachapán	96.84
28181	15 de Septiembre	98.03
3183	La Entrada Copan	103.84
3211	Nueva Nacaome	102.27
3301	Agua Caliente	102.58
3310	Prados	102.88
4402	Sandino	104.24
4403	León I	104.75
4750	Amayo	103.17
4800	La Virgen	103.34
50000	Liberia	93.76
50050	Cañas	93.90
56050	Río Claro	94.45
58350	Cahuita	93.63
6014	Progreso	75.93
6260	Changuinola	75.33
6440	Dominical	76.77

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

6.1. Precios nacionales de los países miembros del MER

Las Figuras 23 y 24 presentan los precios promedio diarios y mensuales, respectivamente, de los mercados nacionales de los países miembros del MER durante 2025, mientras que la Figura 25 muestra la evolución histórica de los precios promedio mensuales para el período 2019-2025. En conjunto, estos resultados permiten analizar tanto el comportamiento anual como las tendencias estructurales de los precios nacionales, en comparación con el precio del MER.

En términos generales, los precios nacionales durante 2025 mostraron una tendencia consistente con lo observado en el MER, caracterizada por una reducción en los niveles promedio, tanto diarios como mensuales, y una menor volatilidad respecto a 2023 y 2024. Este comportamiento se asocia principalmente a una mayor disponibilidad de generación renovable en la región y, en consecuencia, a condiciones operativas más estables en los mercados nacionales.

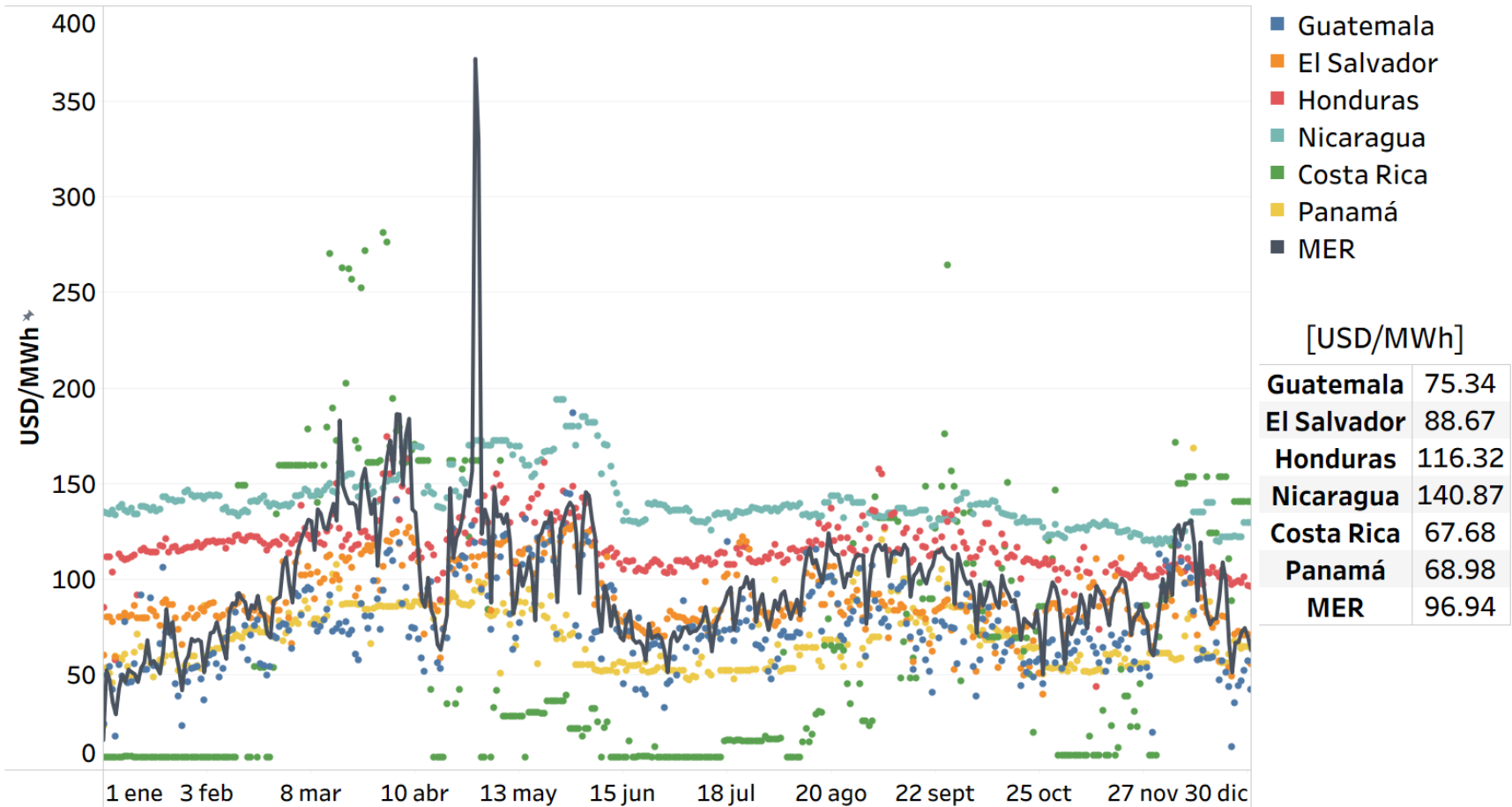
Los precios promedio anuales más altos correspondieron a Nicaragua (140.87 USD/MWh) y Honduras (116.32 USD/MWh), lo cual refleja la mayor dependencia de generación térmica en sus matrices, particularmente basada en combustibles fósiles. En contraste, los valores más bajos se registraron en Costa Rica (67.68 USD/MWh) y Panamá (68.98 USD/MWh), asociados a una alta participación de generación renovable, principalmente hidroeléctrica, y en el caso panameño, a la disponibilidad de generación térmica a base de gas natural con costos más competitivos.

Guatemala (75.34 USD/MWh) y El Salvador (88.67 USD/MWh) presentaron niveles intermedios, coherentes con estructuras de generación más diversificadas, en las que coexisten fuentes renovables y térmicas. Esta posición intermedia también se refleja en la menor dispersión de sus precios, tanto a nivel diario como mensual, a lo largo del año, en comparación con los otros países miembros (véanse las Figuras 23 y 25).

Asimismo, como también se aprecia en la Figura 23, los precios promedio diarios en 2025 evidenciaron una mayor volatilidad durante el primer cuatrimestre, en línea con el comportamiento regional. En particular, durante los meses de marzo y abril se registraron incrementos relevantes en los precios de varios países miembros, asociados a condiciones de menor disponibilidad de generación renovable, una mayor utilización de generación térmica a base de combustibles fósiles y al hecho de que dichos meses coincidieron con períodos de alta demanda en la región. Posteriormente, a partir del segundo cuatrimestre, los precios tendieron a estabilizarse, manteniéndose en rangos más moderados durante el resto del año.

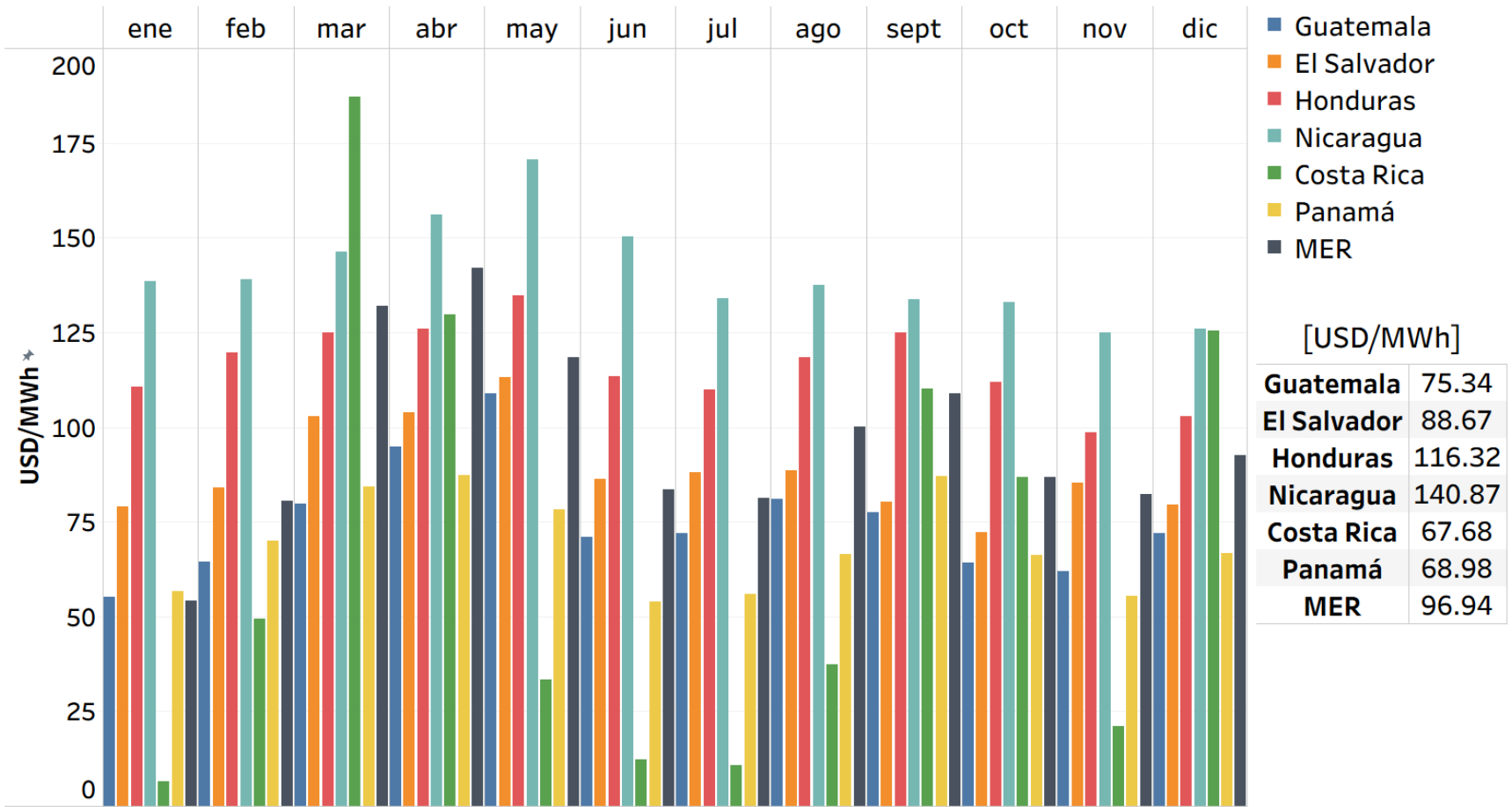
Por su parte, la Figura 25 evidencia que, en perspectiva histórica, los precios nacionales en 2025 se ubican por debajo de los niveles observados en 2023 y 2024, años caracterizados por una mayor volatilidad y precios elevados, asociados a condiciones adversas derivadas del fenómeno climático “*El Niño*”, que afectaron la disponibilidad de generación renovable en los países miembros. En este sentido, el comportamiento de 2025 refleja una normalización en las condiciones de oferta energética regional, con una mayor disponibilidad de recursos renovables y, por ende, una menor presión al alza sobre los precios nacionales.

FIGURA 23. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES Y REGIONAL EN 2025



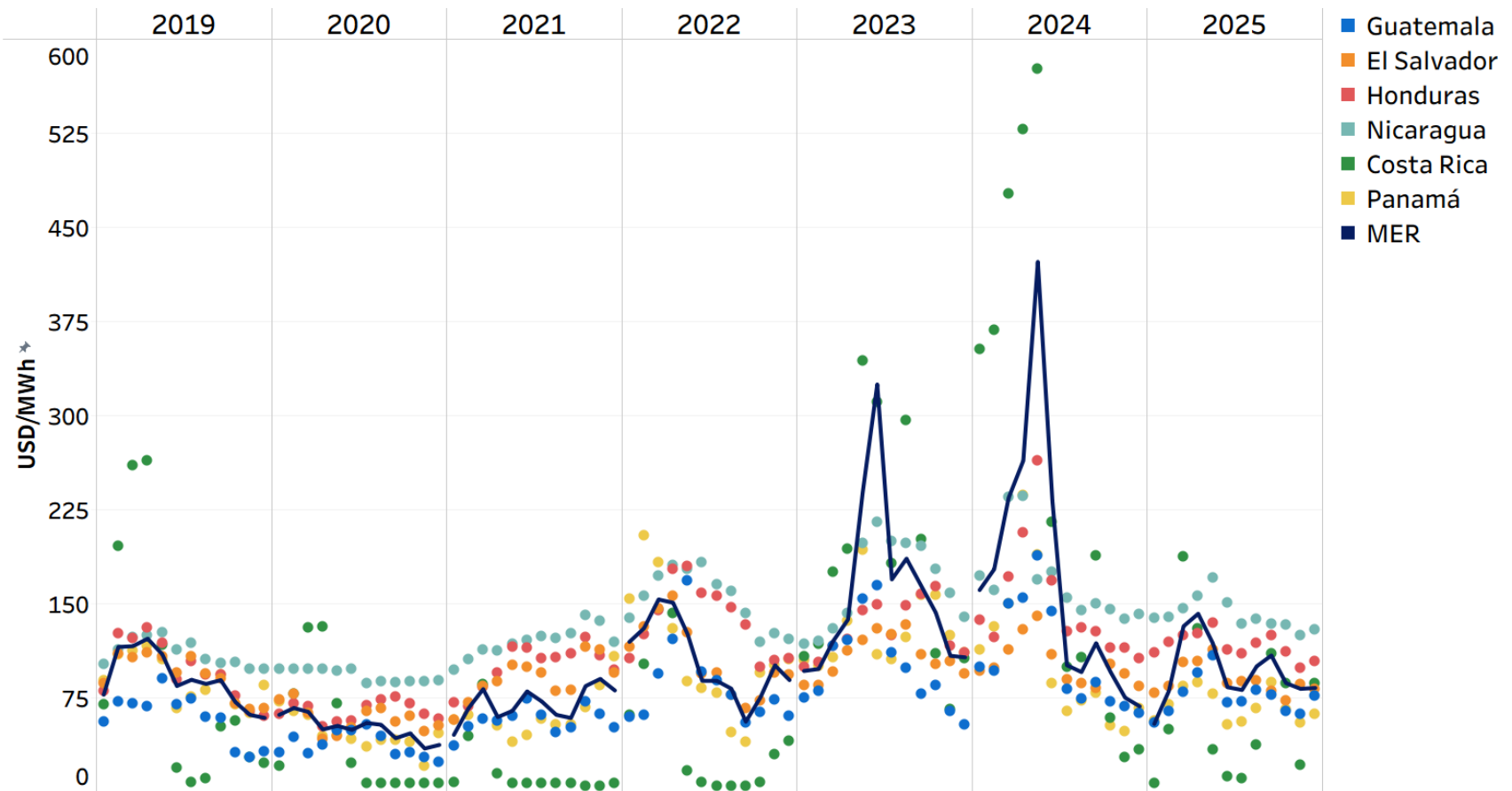
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de los OS/OMS.

FIGURA 24. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LOS MERCADOS NACIONALES Y REGIONAL EN 2025



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

FIGURA 25. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LOS MERCADOS NACIONALES Y REGIONAL, PERÍODO 2019-2025



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

6.2. Precios del MER y de los combustibles fósiles

En la Figura 26 se observa que, durante 2025, el precio del petróleo (línea roja) mostró una volatilidad significativa. Tras una disminución sostenida entre enero y mayo, inició un ascenso que se prolongó hasta finales de julio, para finalmente retomar una trayectoria descendente hacia el cierre del año. Los valores diarios alcanzaron su máximo de 80.42 USD/Barril a mediados de enero, mientras que el mínimo de 55.75 USD/Barril se registró a mediados de diciembre.

Por otro lado, la evolución del precio del gas natural (línea verde, Figura 27) también exhibió una alta variabilidad, aunque con un patrón distinto: mantuvo una tendencia a la baja desde enero hasta finales de agosto, mes en el que alcanzó su mínimo diario de 2.70 USD/MMBTU. Posteriormente, el precio ascendió hasta inicios de diciembre, donde marcó un máximo diario de 5.12 USD/MMBTU antes de estabilizarse.

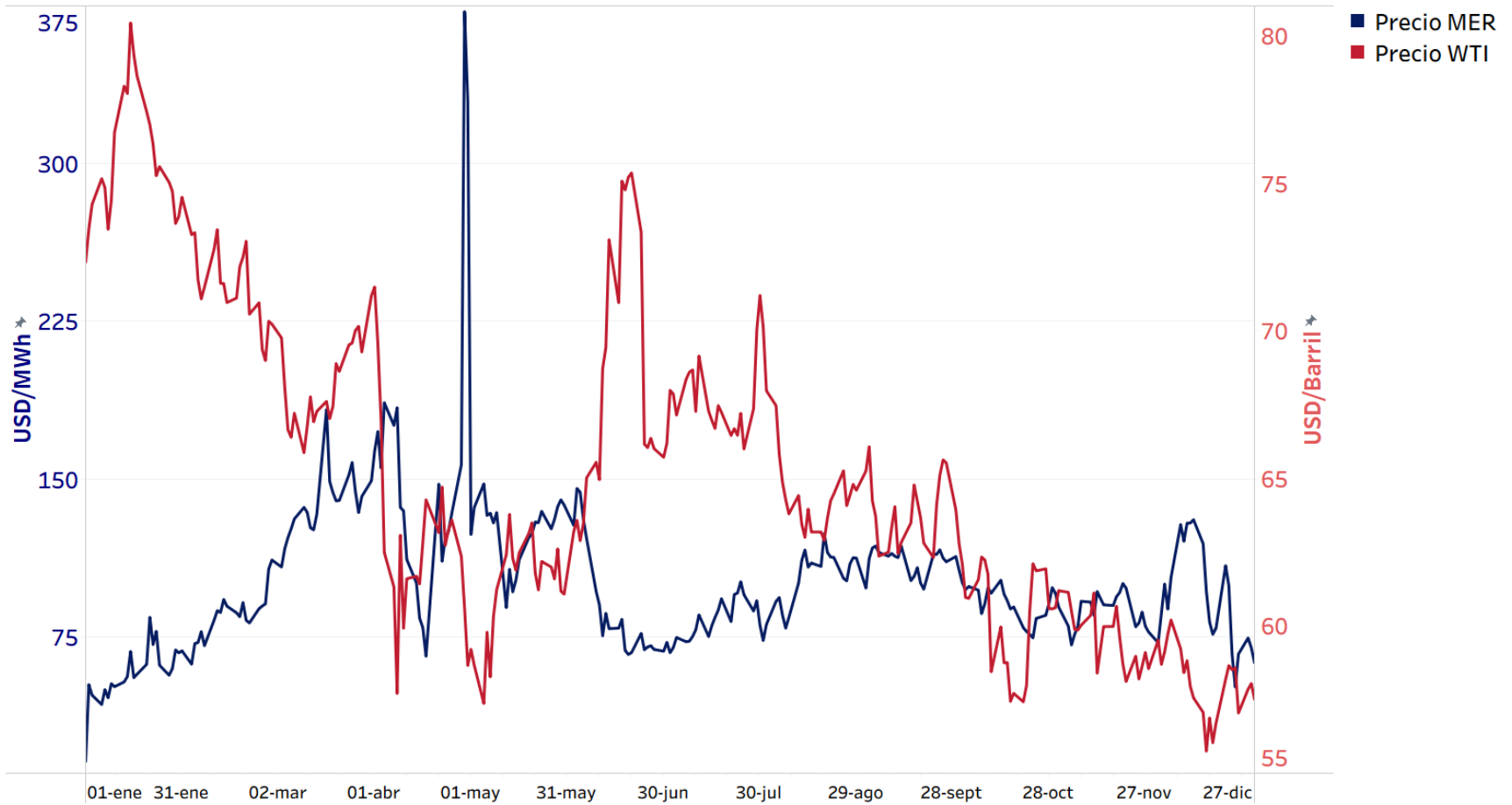
En cuanto al carbón térmico (línea anaranjada, Figura 28), su cotización retrocedió desde inicios de enero hasta mayo, alcanzando su mínimo diario de 93.70 USD/Tonelada en abril. Tras este período, repuntó hasta finales de julio y mantuvo un comportamiento más estable durante el resto del año. Su valor máximo diario, de 124.60 USD/Tonelada, se situó al comienzo del año.

En contraste con la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, el precio promedio diario del MER (línea azul en las tres figuras) presentó una mayor estabilidad. No obstante, se identificó un pico máximo de 372.28 USD/MWh a finales de abril, atribuido a episodios de pérdida de generación en las áreas de control de Guatemala y Panamá. Tras estos sucesos, el precio tendió a la baja, cerrando el año con valores cercanos a su mínimo de 15.64 USD/MWh.

Esta divergencia anual, entre el precio regional y el de los combustibles fósiles, se atribuye principalmente a factores como la mayor disponibilidad de generación renovable y la consecuente reducción del despacho térmico, elementos que incidieron de forma determinante en la dinámica del MER en 2025. En comparación con los años 2023 y 2024, estos factores contribuyeron a una mayor holgura en la oferta regional de energía y, por ende, a la estabilización del precio del MER pese a las fluctuaciones de factores económicos externos.

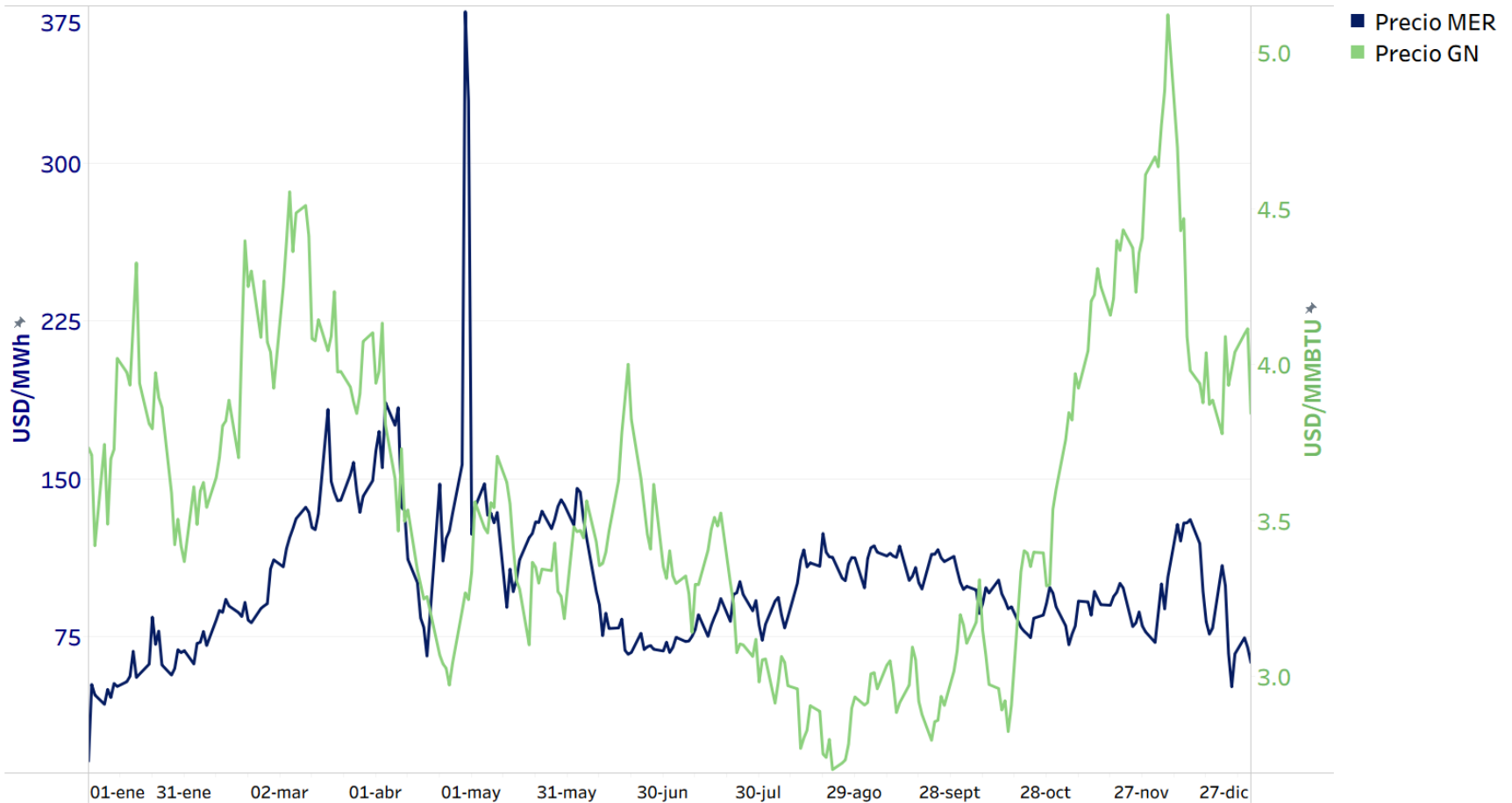
A continuación, el análisis profundiza en la relación entre el precio del MER y el de los combustibles fósiles, con el propósito de identificar en qué medida estos últimos incidieron en los precios nodales de la RTR. Para el caso del petróleo, se tomó como referencia el WTI (*West Texas Intermediate*), indicador de alta relevancia internacional y cercanía con los mercados energéticos de la región. Respecto al gas natural, se utilizaron los precios de contratos futuros basados en el índice *Henry Hub*, referencia estándar para los movimientos significativos en los mercados globales. Por último, para el carbón térmico se empleó el índice *Newcastle Coal*, referencia internacional ampliamente utilizada para este combustible.

FIGURA 26. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER Y PRECIOS DIARIOS DEL PETRÓLEO EN 2025



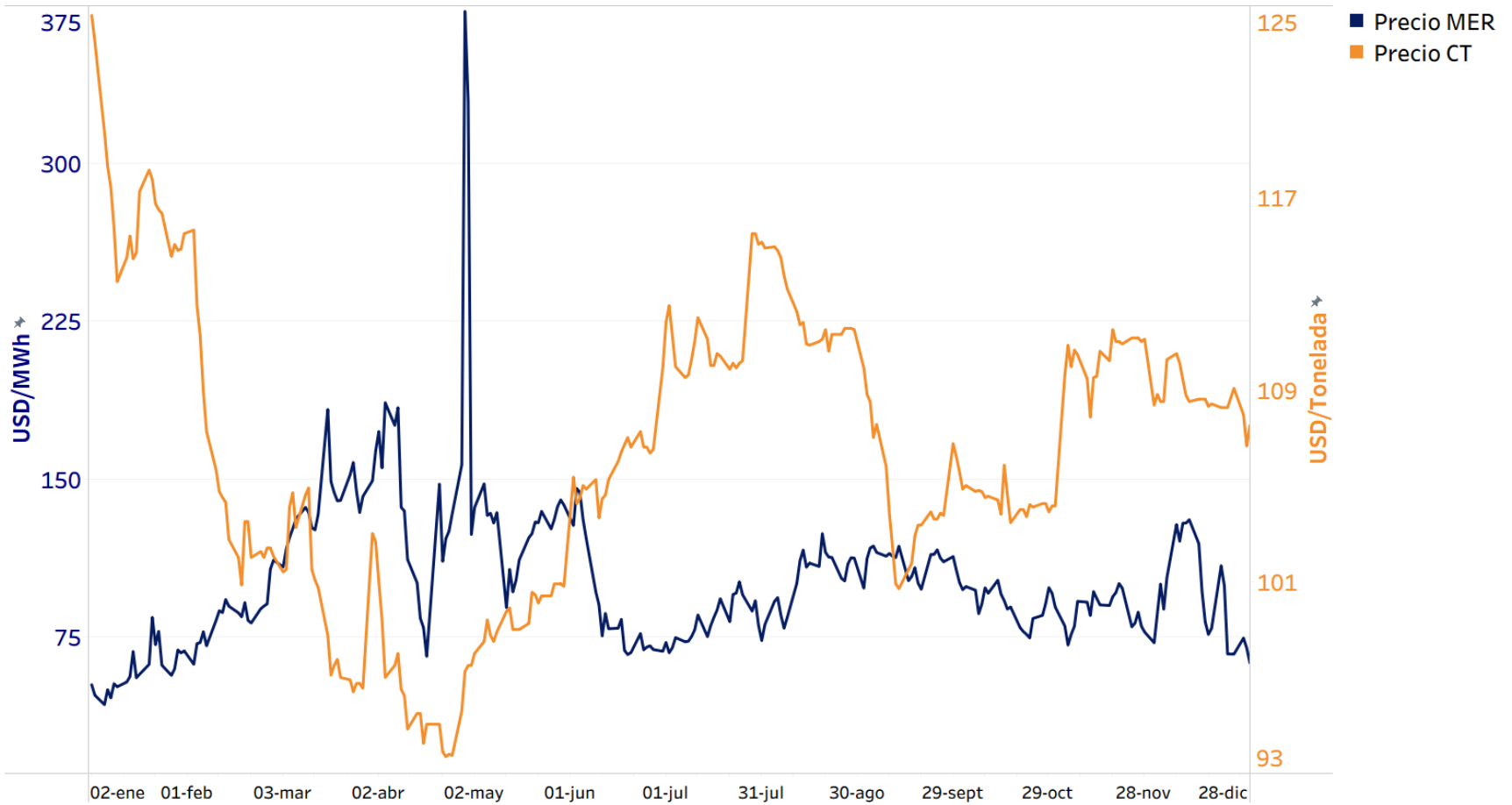
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de www.eia.gov.

FIGURA 27. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER Y PRECIOS DIARIOS DEL GAS NATURAL EN 2025



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

FIGURA 28. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER Y PRECIOS DIARIOS DEL CARBÓN TÉRMICO EN 2025



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de es.investing.com/.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

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

Para el análisis de la relación entre los precios del MER y los precios de los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón térmico), 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, el gas natural o el carbón térmico 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 la correlación calculada mediante 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, del gas natural y del carbón térmico sobre los precios nodales del mercado regional, en contextos complejos y dinámicos como los que se presentan cada año en dicho mercado.

6.2.2. Resultados de correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles

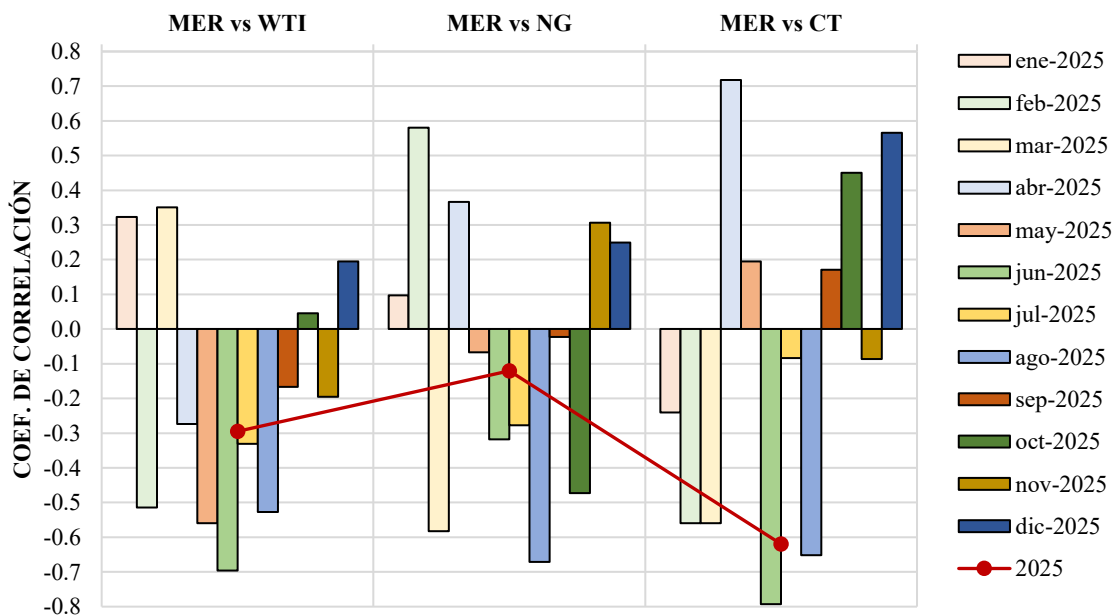
A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante el coeficiente de correlación de *Spearman*, aplicado para evaluar la relación entre los precios del MER y los precios internacionales del petróleo (WTI), del gas natural (NG) y del carbón térmico (CT) en 2025.

TABLA 12. CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

	MER vs WTI	MER vs NG	MER vs CT
2025	-0.30	-0.12	-0.62
ene-2025	0.32	0.10	-0.24
feb-2025	-0.51	0.58	-0.56
mar-2025	0.35	-0.58	-0.56
abr-2025	-0.27	0.37	0.72
may-2025	-0.56	-0.07	0.20
jun-2025	-0.70	-0.32	-0.79
jul-2025	-0.33	-0.28	-0.08
ago-2025	-0.53	-0.67	-0.65
sep-2025	-0.17	-0.02	0.17
oct-2025	0.05	-0.47	0.45
nov-2025	-0.19	0.31	-0.09
dic-2025	0.19	0.25	0.57

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR, de www.eia.gov, www.fxempire.es y es.investing.com/.

FIGURA 29. CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR, de www.eia.gov, www.fxempire.es y es.investing.com/.

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

De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 12 y en la Figura 29, el análisis de los coeficientes de correlación de *Spearman* para el año 2025 evidencia una dinámica

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

predominantemente desacoplada entre el precio del MER y los mercados internacionales de combustibles fósiles.

En términos anuales, se observa una correlación negativa moderada entre el precio del petróleo (WTI) y el precio del MER (-0.30). A nivel mensual, esta relación presenta variaciones relevantes: mientras que en enero (0.32) y marzo (0.35) se registraron correlaciones positivas leves, a partir de mayo la relación se torna consistentemente negativa, alcanzando su valor más pronunciado en junio (-0.70). Este comportamiento sugiere que, particularmente durante el segundo y tercer cuatrimestre de 2025, los incrementos en el precio del petróleo coincidieron con una estabilización o incluso una reducción en los precios del MER. Lo anterior se explica principalmente por la normalización del régimen de lluvias en la región y el consecuente aumento en la generación hidroeléctrica, que permitió desplazar generación térmica basada en derivados del petróleo.

En cuanto al gas natural (NG), la correlación negativa anual fue la más débil entre los combustibles analizados (-0.12), lo que refleja una baja sensibilidad del precio regional frente a las variaciones de este insumo energético. No obstante, el análisis mensual revela episodios puntuales de mayor acoplamiento, como en febrero (0.58) y abril (0.37), períodos en los que la generación térmica a base de gas natural tuvo una mayor participación en el despacho. En contraste, en agosto se registró la correlación negativa más significativa del año (-0.67), lo cual refuerza que, hacia finales del segundo cuatrimestre, la mayor disponibilidad de recursos renovables redujo de forma sustancial la incidencia del gas natural en la formación del precio del MER.

Por su parte, el carbón térmico (CT) presenta la correlación anual negativa más significativa (-0.62), evidenciando una relación inversa más marcada con el precio del MER. Si bien se observan correlaciones positivas significativas en abril (0.72) y diciembre (0.57), coincidentes con períodos de menor disponibilidad hidroeléctrica y mayores requerimientos de generación térmica, la tendencia predominante a lo largo del año es negativa. En particular, el valor registrado en junio (-0.79) constituye la correlación negativa más significativa del análisis, lo que indica una clara desvinculación entre la evolución del precio del carbón térmico y la formación de precios en el MER, en un contexto de alta participación de generación renovable.

En conclusión, los coeficientes de correlación de *Spearman* confirman que, si bien los combustibles fósiles continúan siendo referencias relevantes en la dinámica energética regional, su incidencia directa en la formación del precio del MER durante 2025 fue limitada y estuvo subordinada a factores internos del sistema. La mayor disponibilidad de generación renovable, la consecuente reducción del despacho térmico y la estabilidad operativa del SER, contribuyeron a que el mercado regional mantuviera una trayectoria de precios relativamente estable frente a la volatilidad observada en los mercados energéticos internacionales.

7. 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 diciembre de 2025, así como los principales agentes que realizaron inyecciones y retiros durante el referido año.

7.1. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER

Al 31 de diciembre de 2025, el número de agentes autorizados para realizar transacciones en el MER ascendía a 330, lo que representa la incorporación de trece (13) agentes adicionales en comparación con 2024. En la siguiente tabla se presenta el desglose de agentes autorizados por país miembro y por tipo de actividad.

TABLA 13. AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER EN 2025

País miembro	Comercializador	Distribuidor	Generador	Gran Usuario	Total
Guatemala	32	3	58	21	114
El Salvador	67	8	14	1	90
Honduras	0	1	1	0	2
Nicaragua	0	6	19	20	45
Costa Rica	0	1	1	0	2
Panamá	0	0	77	0	77
Total	99	19	170	42	330

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

De acuerdo con el mercado eléctrico 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.

En la siguiente tabla se presenta la evolución de la cantidad de agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, desglosado por país miembro y por año.

TABLA 14. EVOLUCIÓN DE LOS AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER, PERÍODO 2015-2025

País miembro	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025
Guatemala	100	102	108	109	113	111	111	115	110	113	114
El Salvador	40	42	47	47	50	68	73	76	83	84	90
Honduras	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Nicaragua	33	33	33	34	34	41	43	43	43	44	45
Costa Rica	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Panamá	38	38	40	43	51	61	65	70	69	72	77
Total	215	219	232	237	252	285	296	308	309	317	330

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

7.2. Inyecciones y retiros por agente

Los mayores volúmenes de energía inyectada al MER durante 2025 correspondieron a agentes de Costa Rica, Panamá y Guatemala, respectivamente. Cabe destacar que estos países mantuvieron el liderazgo observado durante el primer y segundo cuatrimestre del año, lo que ratifica su predominio en las inyecciones de energía a lo largo del horizonte analizado.

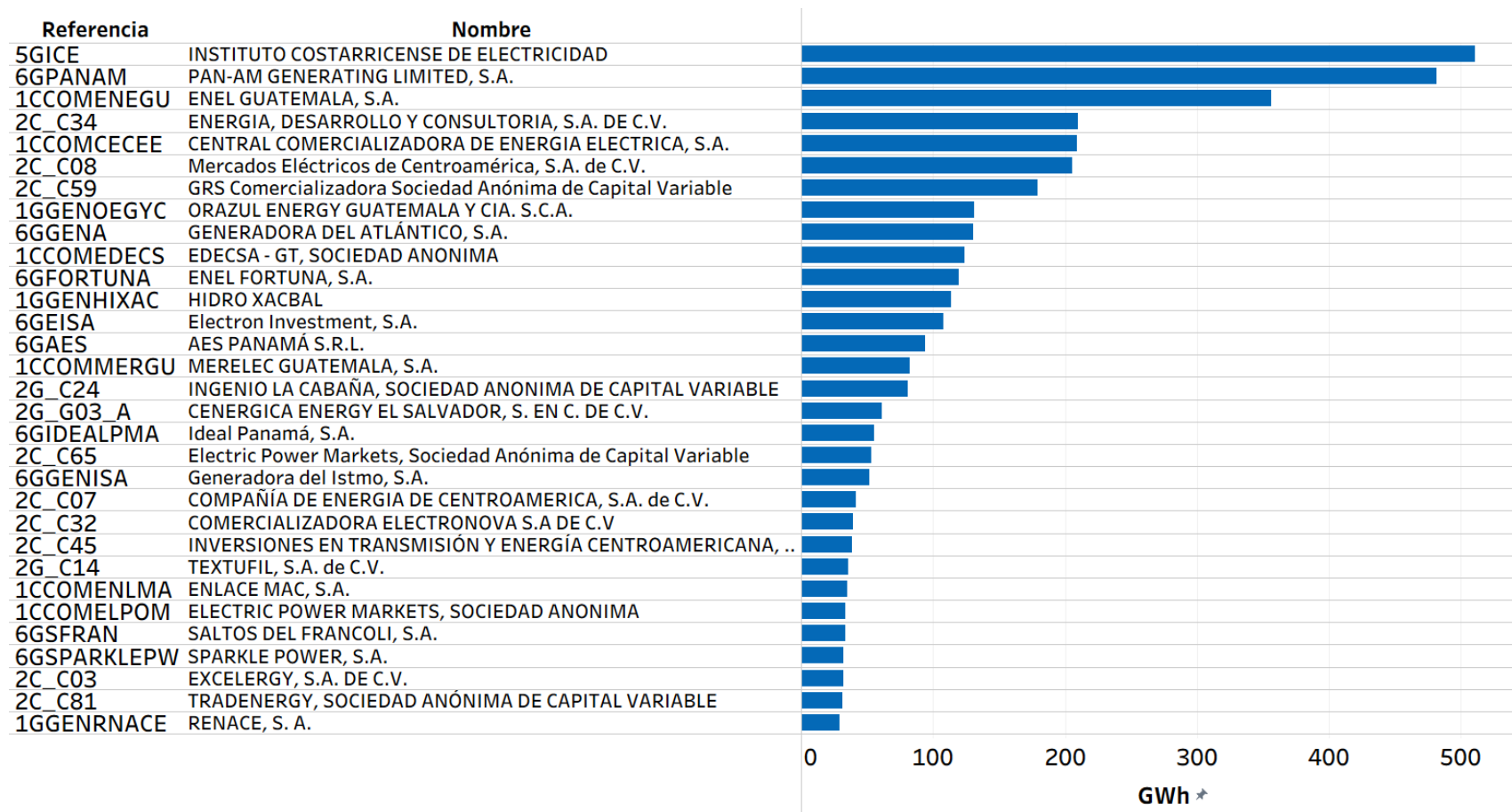
- *Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)* registró un total de 511 GWh inyectados, lo que representa el 12.40% del total.
- *Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM)* registró un total de 481 GWh inyectados, lo que representa el 11.69% del total.
- *Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU)* registró un total de 357 GWh inyectados, lo que representa el 8.66% del total.

En cuanto a los volúmenes de retiros de energía en el MER, la mayor participación correspondió a dos empresas distribuidoras de Nicaragua y a la única empresa distribuidora de Honduras. Destaca una diferencia significativa en la energía adquirida por el mayor distribuidor nicaragüense, quien concentró una proporción considerable del total demandado en el mercado regional durante 2025.

- *Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel – Bluefields (4DENATRELBLU)* registró un total de 1,113 GWh retirados, lo que representa el 26.93% del total.
- *Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE)* registró un total de 475 GWh retirados, lo que representa el 11.48% del total.
- *Distribuidora de Electricidad del Norte, S. A. (4DDISNORTE)* registró un total de 226 GWh retirados, lo que representa el 5.47% del total.

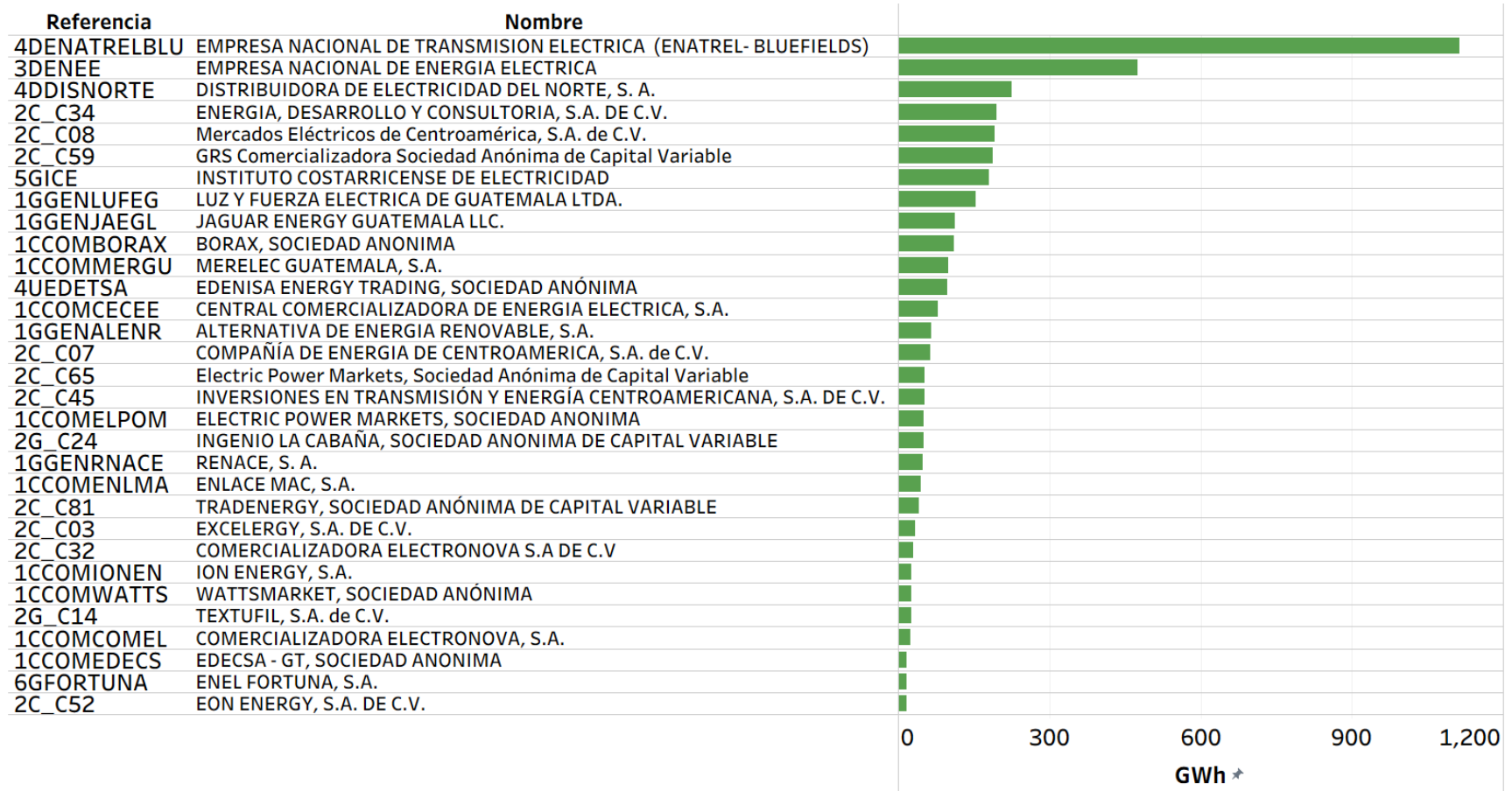
Dichos agentes forman parte de los países miembros con mayor actividad comercial en el MER durante 2025, siendo su participación determinante en los volúmenes totales de inyección y retiro registrados en el mercado regional.

FIGURA 30. AGENTES CON MAYOR CANTIDAD DE INYECCIONES EN 2025



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

FIGURA 31. AGENTES CON MAYOR CANTIDAD DE RETIROS EN 2025



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

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

Esta sección presenta el análisis de la competencia y eficiencia del MER en 2025. Dicho análisis se basa en los criterios y procedimientos de supervisión y vigilancia establecidos en la Regulación Regional, así como en herramientas e indicadores reconocidos internacionalmente.

8.1. Competencia en el MER

En el ejercicio de sus funciones de supervisión y vigilancia del MER, esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el Capítulo 2 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), lleva a cabo un monitoreo continuo de las actividades desarrolladas en dicho mercado, abarcando las conductas de los agentes, de los Operadores del Sistema/Operadores del Mercado (OS/OMS) y del Ente Operador Regional (EOR). En este contexto, dichos procedimientos de seguimiento permiten, conforme a lo dispuesto en el numeral 2.1.1 del Libro IV del RMER, 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 y en cumplimiento de lo establecido en el apartado 2.2 del Libro IV del RMER, la CRIE elabora informes mensuales, cuatrimestrales y anuales. Estos informes tienen como objetivo principal, detallar las actividades de vigilancia y evaluación realizadas en el MER en cada período precedente, incluyendo el análisis del comportamiento de los agentes, con base en el numeral 2.8.7 del citado Libro IV.

Del análisis efectuado durante 2025, se identificaron casos en los que algunos agentes realizaron ofertas de oportunidad de inyección asociadas a Contratos Firmes (CF) con precios

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

de 0 USD/MWh. Asimismo, se observaron ofertas de inyección en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) con precios elevados y, en contraste, ofertas de retiro con precios significativamente bajos. Ante estos escenarios, y conforme al literal i) del numeral 1.5.2.2 del Libro I y al Capítulo 2 del Libro IV del RMER, la CRIE solicitó a los agentes involucrados las justificaciones técnico-económicas que sustentaran los precios declarados.

Las respuestas obtenidas fueron analizadas integralmente por esta Comisión, destacando la relevancia de mantener prácticas constantes de supervisión y vigilancia sobre las actividades del MER. En este sentido, la actuación oportuna de la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE ha sido clave para que, cuando corresponda, los agentes adopten medidas de seguimiento y corrijan internamente sus mecanismos de formulación de precios, especialmente en el MOR. Estas acciones, desempeñadas de forma permanente por dicha Coordinación, contribuyen directamente al cumplimiento de los objetivos institucionales de la CRIE establecidos en el artículo 22 del Tratado Marco.

Cabe mencionar que el monitoreo y seguimiento realizados durante 2025, da continuidad a las acciones efectuadas en los períodos mensuales y cuatrimestrales de dicho año. A continuación, se presentan los principales resultados y el detalle de las acciones emprendidas por esta Comisión para preservar una competencia óptima en el MER.

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

Durante 2025, se identificó la participación de trece (13) agentes que realizaron ofertas de inyección en el MOR con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh, según se detalla en la Tabla 15. Cabe destacar que, de este grupo, solo las ofertas de un agente resultaron con despacho en dicho año, cuyo análisis se presenta a continuación.

El *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) encabezó, al igual que en 2024, la lista de agentes con declaraciones de precios en este rango, ofertando un volumen de 733,186 MWh con un precio promedio de 477.54 USD/MWh y un máximo de 627.00 USD/MWh.

De acuerdo con las justificaciones remitidas por el agente 5GICE a esta Comisión, dichas ofertas corresponden a excedentes térmicos de la planta Moín III. Esta central opera con diésel y sus costos de generación se ven incrementados por un impuesto nacional del 31% sobre el uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad. En este contexto, y dada la elevada disponibilidad de generación renovable en Costa Rica durante gran parte del período analizado, el referido agente priorizó dicho recurso para el abastecimiento interno, destinando al MER únicamente la generación térmica no convocada. Por lo tanto, las ofertas de inyección en el MOR realizadas por el agente costarricense tienden a reflejar los costos de las unidades térmicas, que son las disponibles para exportación.

Es importante señalar que, del total ofertado por el agente 5GICE, se despacharon 1,414.00 MWh durante el primer cuatrimestre de 2025, lo que evidencia su incidencia en la formación de señales de precios en dicho lapso temporal. Este comportamiento coincidió con un entorno

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

regional marcado por dos eventos climáticos relevantes que afectaron la disponibilidad hidroeléctrica y la evolución de la demanda en la región: el primero durante la mitad inicial del cuatrimestre (enero-febrero) y el segundo en el período restante (marzo-abril). Cabe destacar que, si bien se presentó despacho de estas ofertas a precios relativamente elevados, dicho volumen representó aproximadamente tan solo el 0.03% del total de inyecciones realizadas en el MER durante 2025.

TABLA 15. 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	733,186.00	1,414.00	447.46	609.00
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	27,079.34	0.00	879.56	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	20,024.57	0.00	977.52	977.52
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	7,690.96	0.00	871.37	879.56
6GEISA	ELECTRON INVESTMENT, S.A.	3,345.32	0.00	855.96	879.56
6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	2,009.88	0.00	445.23	446.33
6GCELSIACENT	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	941.76	0.00	634.72	634.73
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	28.17	0.00	447.18	448.41
1GGENINGMA	INGENIO MAGDALENA, S.A.	26.27	0.00	445.00	445.00
1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S.A.	11.59	0.00	1,177.00	1,177.00
2C_C81	TRADENERGY, S.A. DE C.V.	5.00	0.00	1,142.00	1,142.00
1CCOMECONO	ECONOENERGÍA, S. A.	2.17	0.00	9,165.00	9,165.00
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	1.62	0.00	419.59	419.59

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

En el caso de Panamá, los agentes 6GEGESA (*Empresa de Generación Eléctrica, S.A.*), 6GACP (*Autoridad del Canal de Panamá*), 6GSLORENZO (*Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A.*), 6GEISA (*Electron Investment, S.A.*), 6GGENA (*Generadora del Atlántico, S.A.*), y 6GCELSIACENT (*Celsia Centroamérica, S.A.*) declararon precios promedio y máximos entre 445.23 USD/MWh y 977.52 USD/MWh.

Los propios agentes explicaron a la CRIE, que tales valores provienen de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de Control de Panamá. Estas plantillas incluyen precios predeterminados para ciertos puntos de

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

inyección, y fueron declaradas sin modificaciones manuales por parte de los respectivos agentes, en cumplimiento del marco regulatorio aplicable en el mercado eléctrico panameño.

Por su parte, se identificaron también ofertas aisladas de oportunidad con precios elevados por parte de los agentes 1GGENALENR (*Alternativa de Energía Renovable, S.A.*), 1GGENINGMA (*Ingenio Magdalena, S.A.*), 1CCOMMERGU (*Merelec Guatemala, S.A.*), 2C_C81 (*Tradenergy, S.A. de C.V.*), 1CCOMECONO (*Econoenergía, S. A.*) y 1GGENINGSO (*San Diego, S.A.*). De acuerdo con la información remitida a esta Comisión, las justificaciones técnico-económicas presentadas y evidenciadas por estos agentes fueron las siguientes:

- **1GGENINGMA (*Ingenio Magdalena, S.A.*):** Los precios ofertados reflejan la integración del costo variable de generación (CVG) de sus plantas con otros costos asociados a su participación en el mercado eléctrico de Guatemala, tales como servicios complementarios, costos diferenciales de contratos existentes, cargos por generación forzada asignados a participantes consumidores y cargos establecidos en el artículo 50 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM).
- **1CCOMMERGU (*Merelec Guatemala, S.A.*):** El precio ofertado fue producto de un error de digitación, ya que el valor correcto que se pretendía declarar era 177.00 USD/MWh.
- **2C_C81 (*Tradenergy, S.A. de C.V.*):** El precio ofertado fue producto de un error de digitación, ya que el valor correcto que se pretendía declarar era 142.00 USD/MWh.
- **1CCOMECONO (*Econoenergía, S.A.*):** El precio ofertado fue producto de un error de digitación, ya que el valor correcto que se pretendía declarar era 91.65 USD/MWh.
- **1GGENALENR (*Alternativa de Energía Renovable, S.A.*) y 1GGENINGSO (*San Diego, S.A.*):** El mercado eléctrico guatemalteco contempla disposiciones que facultan al OS/OM del área de control de Guatemala, a realizar ofertas de oportunidad en el MER en nombre de los agentes guatemaltecos, utilizando precios de referencia calculados con base en el histórico de precios nacionales, en caso de que estos omitan declarar precios competitivos voluntariamente. En este sentido, las ofertas de los agentes 1GGENALENR y 1GGENINGSO fueron realizadas directamente por el referido OS/OM, en el ejercicio de dicha facultad regulatoria nacional.

La revisión integral de estas justificaciones permitió concluir que las ofertas con precios elevados no respondieron a estrategias especulativas, sino a condiciones operativas, procedimientos automáticos o errores involuntarios de registro.

En consecuencia, y considerando que el volumen de ofertas despachadas representó una fracción mínima respecto al total de inyecciones realizadas en 2025, su impacto sobre la formación de precios en el mercado regional fue prácticamente nulo. En conjunto, el análisis confirma que el año 2025 se caracterizó por una elevada disponibilidad de generación renovable, así como por una operación más estable y menos restrictiva del SER, factores que permitieron mantener precios competitivos y una relativa estabilidad en el mercado.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Bajo estas condiciones, si bien las ofertas con precios elevados mantuvieron un efecto operativo muy bajo, estas continúan siendo objeto de monitoreo permanente por parte de la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE, en resguardo de la eficiencia, transparencia y equilibrio competitivo del MER.

8.1.2. 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 2025, como se observa en la Tabla 16, se identificó que quince (15) 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 (95.28%), mientras que en menor proporción lo hizo la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* de Honduras (4.53%) y el *Instituto Costarricense de Electricidad* (0.19%).

En el caso de los agentes de El Salvador, se identificaron ofertas de compra con precios de hasta 0 USD/MWh. No obstante, los precios promedio diarios del mercado nacional mostraron un comportamiento muy similar al del MER durante 2025, tal como se aprecia en la Figura 23.

De manera análoga, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE/3GENEE) de Honduras presentó ofertas de compra con precios particularmente bajos, alcanzando valores mínimos de 9 USD/MWh. En este caso, los precios promedio diarios del mercado hondureño se situaron, en su mayoría, por encima de los del MER (véase Figura 23).

Por su parte, el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) realizó ofertas de compra con precios igualmente bajos, con mínimos de 0.50 USD/MWh. A diferencia de los casos anteriores, los precios promedio diarios del mercado costarricense se mantuvieron mayoritariamente por debajo de los del MER, lo cual refleja la alta disponibilidad de generación renovable en Costa Rica durante 2025 (véase Figura 23).

En el contexto de estos casos, en los que se identificaron ofertas de retiro en el MOR con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh, la CRIE solicitó a los agentes involucrados las correspondientes justificaciones técnico-económicas. A partir de la información recabada, se identificaron diversos factores explicativos que varían según las condiciones particulares de cada mercado y sistema eléctrico nacional.

En el caso de los agentes de El Salvador, estos indicaron que en su mercado nacional no existe una limitación normativa respecto a los precios de retiro en el MER. En ese sentido, señalaron que, dentro de sus procesos automatizados de envío de ofertas, incorporan diariamente precios bajos con el objetivo de mantener la posibilidad de participar en el MOR ante eventuales caídas de los precios nodales regionales. Asimismo, manifestaron que sus decisiones responden a criterios de eficiencia económica orientados a maximizar los beneficios de las transacciones regionales y a asegurar opciones de abastecimiento para contratos locales.

TABLA 16. 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, S.A. DE C.V.	129,240.00	5.00	5.00
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. DE C.V.	17,700.00	3.45	3.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	11,212.47	1.00	1.00
3DNEEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	7,685.00	9.95	9.00
2C_C81	TRADENERGY, S.A. DE C.V.	3,570.00	3.63	0.00
2C_C70	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	1,471.00	8.48	3.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	850.00	9.50	9.00
2C_C83	ENERLAT, S.A. DE C.V.	575.00	4.33	3.00
2C_C55	INTELLERGY S.A. DE C.V.	552.00	5.24	1.00
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V.	550.00	6.16	3.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	326.40	0.50	0.50
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	210.00	10.00	10.00
2C_C08	MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V.	110.00	9.50	9.00
2C_C67	EIS POWER, S.A. DE C.V.	81.00	5.93	2.00
2C_C62	ENERGIÓN DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V.	24.00	10.00	10.00

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

Adicionalmente, los agentes salvadoreños señalaron que su participación como compradores en el MOR se limita a escenarios de sobreoferta regional con precios reducidos, en coherencia con una gestión financiera prudente ante entornos de alta incertidumbre. También indicaron que consideran condiciones como restricciones de generación local, posibles escenarios de vertimiento y la expectativa de precios locales bajos en comparación con el precio del MER, lo cual desincentiva la compra de energía regional para su reventa en el mercado nacional. En este contexto, las ofertas a precios bajos buscan garantizar que cualquier compra en el MER resulte económicamente favorable frente al precio local, incorporando criterios de mitigación de riesgos.

Para el caso de la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* de Honduras, el agente justificó que utiliza un mecanismo de decisión orientado a declarar precios de compra bajos en el mercado regional con el fin de minimizar el riesgo de vertimiento. En caso de materializarse

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

una compra, esta se realizaría únicamente bajo condiciones competitivas frente a los costos variables de generación renovable.

En cuanto al *Instituto Costarricense de Electricidad*, el agente indicó que sus ofertas a precios bajos responden a escenarios en los que se prevé que la demanda nacional será abastecida completamente con generación renovable. Asimismo, señaló que, en períodos anteriores, este tipo de ofertas se utilizaba como mecanismo para evitar la no convergencia del modelo de optimización del predespacho regional elaborado por el EOR, conforme a lo señalado por dicho Operador Regional en el Informe de Regulación del MER IRMER-O01-2014. No obstante, esta práctica dejó de ser necesaria y ha sido descontinuada por el agente costarricense, derivado del acercamiento de esta Comisión para solicitar las justificaciones técnico-económicas de los precios declarados.

De manera particular, el caso del agente 2C_C81 (*Tradenergy, S.A. de C.V.*) resultó atípico, debido a la identificación de una oferta de retiro con un precio igual a 0 USD/MWh. Dada la excepcionalidad del caso y los antecedentes previamente remitidos, la CRIE solicitó una ampliación de las justificaciones a fin de esclarecer el criterio operativo y comercial que dio origen a dicha declaración.

En su respuesta, el agente salvadoreño indicó que la oferta presentada en junio de 2025 fue producto de un error en su sistema informático al momento de registrar la información. Como respaldo, presentó evidencia que confirma que la intención era declarar un precio consistente con las demás ofertas del mismo día, las cuales fueron registradas con valores positivos y volúmenes coherentes. En este sentido, precisó que el valor correcto era de 105 USD/MWh, en correspondencia con los horarios adyacentes. Asimismo, enfatizó que se trató de un evento aislado, sin relación con una estrategia deliberada de mercado, e informó que se han implementado medidas correctivas para evitar la recurrencia de situaciones similares.

Si bien estos comportamientos no constituyen, en principio, una infracción a la Regulación Regional, su recurrencia justifica un monitoreo continuo por parte de la CRIE, con el fin de asegurar que estas prácticas no generen distorsiones en la competencia ni en la formación eficiente de precios. En este sentido, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de esta Comisión mantiene una evaluación permanente de estas estrategias, en resguardo de una operación del MER alineada a los principios de eficiencia y transparencia establecidos en el RMER.

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

Por su parte, durante 2025, un total de catorce (14) agentes, ocho (8) de Guatemala, cinco (5) de Panamá y uno (1) de Costa Rica, presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh, asociadas a energía de CF (véase la Tabla 17). A continuación, se detalla la participación de los agentes en los casos excepcionales identificados:

- *Enel Guatemala, S.A.* (ICCOMENEGU) lideró este tipo de ofertas, concentrando el 75.28% del total.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

- *Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE)*, ocupó el segundo lugar con una participación del 13.68%.
- *Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)*, agente costarricense que participó en este tipo de ofertas con el 7.50% del total.
- *Generadora del Atlántico, S.A. (6GGENA)*, fue el agente panameño con mayor participación en ese tipo de ofertas, concentrando el 0.94% del total
- Los agentes guatemaltecos concentraron el 90.48% del total, mientras que los agentes panameños representaron el 2.01%.

Del volumen total de energía declarado mediante ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF (2,220,211.26 MWh), el 20.14% (447,233.56 MWh) fue ofertado a un precio de 0 USD/MWh.

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 y evidenciadas, se destacaron las siguientes:

- Proyecciones realizadas con base en escenarios supuestos en los que el precio regional superaría al precio nacional en determinados períodos de mercado.
- Intención de exportar al precio más eficiente ante escenarios de baja demanda interna y condiciones favorables de generación local.
- Intención de que la inyección del CF provenga de generación local en casos particulares donde no se cuenta oportunamente con la garantía suficiente para transar energía en el MOR.
- Errores involuntarios de digitación en las plantillas presentadas al OS/OM respectivo para la declaración de las ofertas ante el EOR.

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 en el MOR 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 en el MCR. Esta práctica, en particular, transforma los CF en compromisos físicos, lo que puede alterar la dinámica del mercado regional.

TABLA 17. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A 0 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	336,662.65
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	61,167.89
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	33,564.77
1GGNOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	6,134.67
6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	4,187.89
6GPANAM	PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A.	2,569.32
6GFORTUNA	ENEL FORTUNA, S.A.	1,680.00
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	411.00
6GEISA	ELECTRON INVESTMENT, S.A.	382.66
6GGENISA	GENERADORA DEL ISTMO, S.A.	178.59
1GGENLUFEG	LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.	136.80
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	83.65
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	58.67
1CCOMCOMEL	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	15.00

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

8.2. Eficiencia del MER

Para evaluar la eficiencia del MER durante 2025, se calcularon diversos indicadores ampliamente utilizados a nivel internacional para el análisis de la concentración y del poder de mercado. Estos indicadores permiten identificar posibles distorsiones en la competencia y evaluar si los precios y cantidades transadas reflejan condiciones consistentes con una operación eficiente del mercado.

En el contexto de un mercado eléctrico interconectado como el MER, resulta fundamental que el ente regulador, realice evaluaciones periódicas que integren tanto los volúmenes de energía ofertada y transada como los precios declarados. Estos elementos constituyen la base para analizar la formación de señales económicas y valorar la eficiencia en la asignación de recursos dentro del mercado regional.

Bajo este enfoque, se estimaron indicadores agrupados en dos categorías, de acuerdo con su propósito analítico: (i) concentración de mercado y (ii) poder de mercado. El uso de estas métricas se encuentra respaldado por la literatura especializada en competencia y regulación de mercados eléctricos, incluyendo estudios como *Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market* (Borenstein et al., 2002), el *Competition Assessment Toolkit*, Vol. 2 de la OECD (2011), así como referencias fundamentales en economía de sistemas eléctricos como *Power System Economics: Designing Markets for Electricity* (Stoft, 2002) y los enfoques metodológicos utilizados en los informes de monitoreo de mercado de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) de los Estados Unidos.

8.2.1. 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, >1,500) 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:** Igual que el C4, pero extendido a los 8 mayores. 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 capacidad de descomposición.
- **Interpretación:** Permite descomponer por submercados o tecnologías (ejemplo: térmico vs. renovable). Valores altos reflejan concentración.

8.2.1.1. Índice IHH e indicadores C4, C8 y CR1

Durante 2025, el análisis de concentración de mercado en el MER evidencia una estructura regional que, desde una perspectiva agregada, no presenta indicios de concentración

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

significativa ni de dominancia estructural. El valor del *Índice de Herfindahl-Hirschman* (IHH), estimado en 544.0, se ubica ampliamente por debajo del umbral que caracteriza a los mercados no concentrados ($< 1,500$), según los criterios establecidos por organismos internacionales como la *Federal Trade Commission* (FTC) de los Estados Unidos. Este resultado es consistente con la participación de múltiples agentes en las inyecciones al MER, lo cual refleja una estructura competitiva a nivel regional.

No obstante, al analizar indicadores complementarios como el C4 (37.9%), el C8 (55.5%) y el CR1 (12.4%, correspondiente al *Instituto Costarricense de Electricidad*), se observa que un grupo reducido de agentes concentra una proporción relevante de la energía inyectada. Este comportamiento, sin embargo, es consistente con la naturaleza de los sistemas eléctricos, donde ciertos agentes, particularmente aquellos con mayor capacidad instalada o disponibilidad de recursos renovables, tienden a tener una participación más significativa en el mercado.

En este contexto, si bien no se identifican señales de concentración preocupantes desde el punto de vista estructural, los resultados sugieren la conveniencia de mantener un monitoreo continuo sobre la evolución de la participación de los principales agentes, especialmente ante cambios en las condiciones climáticas, de demanda o de disponibilidad de generación, que podrían incidir en la dinámica competitiva del MER.

TABLA 18. ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1) EN 2025

No.	Agente	País	Energía Inyectada [GWh]	Participación Porcentual [%]	Cuadrado de Participación Porcentual
1	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	Costa Rica	510.8	12.4	153.9
2	PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A.	Panamá	481.3	11.7	136.6
3	ENEL GUATEMALA, S.A.	Guatemala	356.6	8.7	75.0
4	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.	El Salvador	210.0	5.1	26.0
5	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	Guatemala	209.3	5.1	25.8
6	MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V.	El Salvador	205.7	5.0	25.0
7	GRS COMERCIALIZADORA S.A. DE C.V.	El Salvador	179.5	4.4	19.0
8	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	Guatemala	130.8	3.2	10.1
9	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	Panamá	130.1	3.2	10.0
10	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA	Guatemala	123.6	3.0	9.0
11	ENEL FORTUNA, S.A.	Panamá	119.3	2.9	8.4
12	HIDRO XACBAL	Guatemala	113.8	2.8	7.6
13	ELECTRON INVESTMENT, S.A.	Panamá	107.9	2.6	6.9
14	AES PANAMÁ S.R.L.	Panamá	94.0	2.3	5.2
15	MERELEC GUATEMALA, S.A.	Guatemala	82.2	2.0	4.0
		Subtotal	3,054.9	74.2	
		Resto	1,062.9	25.8	
		Total	4,117.8	100.0	
		IHH	544.0		
		C4 [%]	37.9		
		C8 [%]	55.5		
		CR1 [%]	12.4		

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

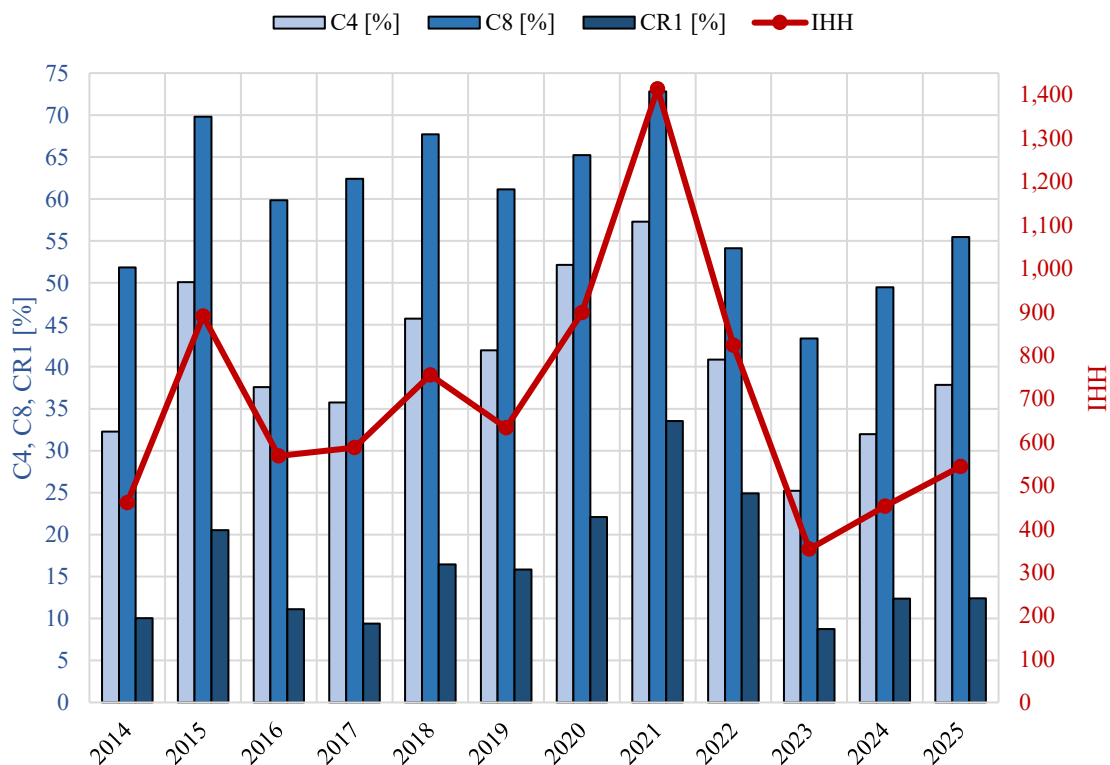
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

TABLA 19. EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1), PERÍODO 2014-2025

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	544.0	37.9	55.5	12.4

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

FIGURA 32. EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1), PERÍODO 2014-2025



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

8.2.1.2. 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 anual como mensual, con el objetivo de identificar el comportamiento de estos indicadores de forma global durante 2025 y de manera desagregada por mes.

8.2.1.2.1. Análisis anual

Los indicadores de desigualdad, en particular el coeficiente de Gini y el índice de Theil, permiten complementar el análisis de concentración de mercado al ofrecer una visión más detallada sobre cómo se distribuyen las inyecciones y los retiros entre los distintos participantes del MER. A diferencia de los indicadores tradicionales de concentración, estas métricas capturan la heterogeneidad en la participación de los agentes, lo cual resulta especialmente relevante en mercados eléctricos, donde la estructura operativa no siempre es homogénea.

El coeficiente de Gini, cuyo rango se extiende entre 0 (igualdad perfecta) y 1 (máxima desigualdad), permite evaluar el grado de concentración relativa en la distribución de la energía. Por su parte, el índice de Theil, basado en el concepto de entropía, mide el nivel de desigualdad considerando la dispersión de las participaciones individuales. Una de sus principales ventajas radica en su capacidad de descomposición, lo que permite distinguir si la desigualdad observada se origina entre países o dentro de estos, es decir, a nivel de agentes.

En este contexto, los resultados para 2025 muestran que, a nivel de país, la distribución de las inyecciones y retiros presenta niveles de desigualdad moderados, con coeficientes de Gini de 0.43 y 0.40, respectivamente, y valores del índice de Theil de 0.45 para inyecciones y 0.29 para retiros. Estos resultados sugieren una participación relativamente equilibrada entre los países miembros del MER.

No obstante, al trasladar el análisis al nivel de agentes individuales, se observa un incremento significativo en los niveles de desigualdad. En particular, el coeficiente de Gini alcanza valores de 0.80 para inyecciones y 0.86 para retiros, mientras que los índices de Theil se sitúan en 1.37 y 1.78, respectivamente. Estos valores reflejan una alta concentración de las transacciones en un número reducido de agentes, tanto en la oferta como en la demanda.

Esta divergencia entre los resultados a nivel de país y a nivel de agente pone de manifiesto que, si bien el mercado regional presenta una aparente diversificación desde una perspectiva geográfica, la operación efectiva del MER se encuentra significativamente concentrada en pocos participantes. Este patrón es consistente con la naturaleza de los sistemas eléctricos, donde ciertos agentes, debido a su capacidad instalada, acceso a recursos energéticos competitivos o posición estratégica en la red eléctrica, tienden a concentrar mayores volúmenes de transacción.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

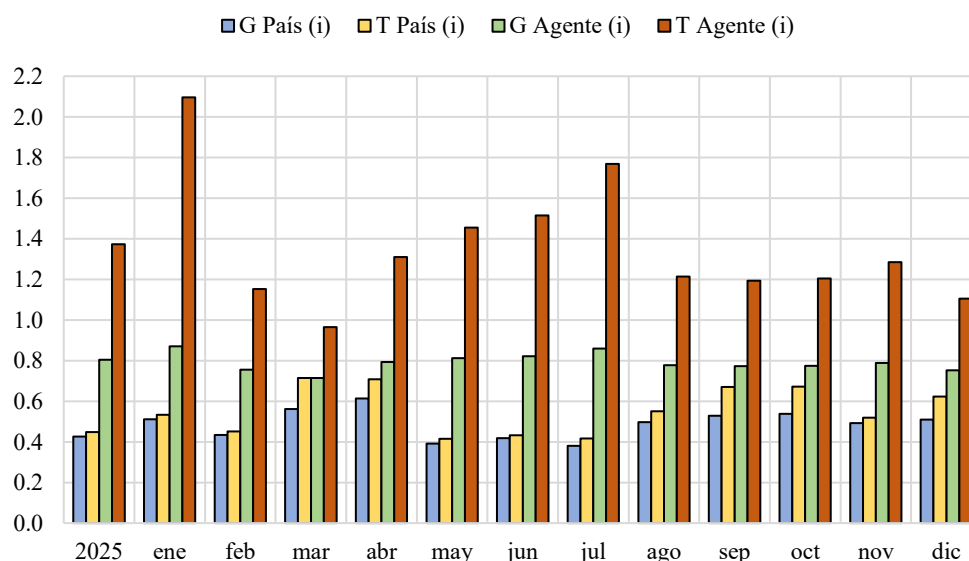
Desde la perspectiva de supervisión y vigilancia, estos resultados no implican, por sí mismos, la existencia de conductas anticompetitivas; no obstante, constituyen un insumo relevante para el monitoreo continuo del mercado. En particular, la concentración operativa observada podría amplificar sus efectos en escenarios de restricciones en la red regional, eventos operativos o variaciones en la disponibilidad de recursos renovables, con posibles implicaciones en la formación de precios y en las condiciones de competencia en el MER. En ese sentido, a continuación se presenta el análisis mensual de estos indicadores, con el propósito de identificar y evaluar situaciones específicas observadas en cada período.

TABLA 20. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LAS INYECCIONES (GINI Y THEIL) EN 2025

	G País (i)	T País (i)	G Agente (i)	T Agente (i)
2025	0.43	0.45	0.80	1.37
enero	0.51	0.53	0.87	2.10
febrero	0.43	0.45	0.75	1.15
marzo	0.56	0.71	0.71	0.97
abril	0.61	0.71	0.79	1.31
mayo	0.39	0.41	0.81	1.46
junio	0.42	0.43	0.82	1.51
julio	0.38	0.42	0.86	1.77
agosto	0.50	0.55	0.78	1.21
septiembre	0.53	0.67	0.77	1.19
octubre	0.54	0.67	0.77	1.20
noviembre	0.49	0.52	0.79	1.28
diciembre	0.51	0.62	0.75	1.11

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

FIGURA 33. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LAS INYECCIONES (GINI Y THEIL) EN 2025



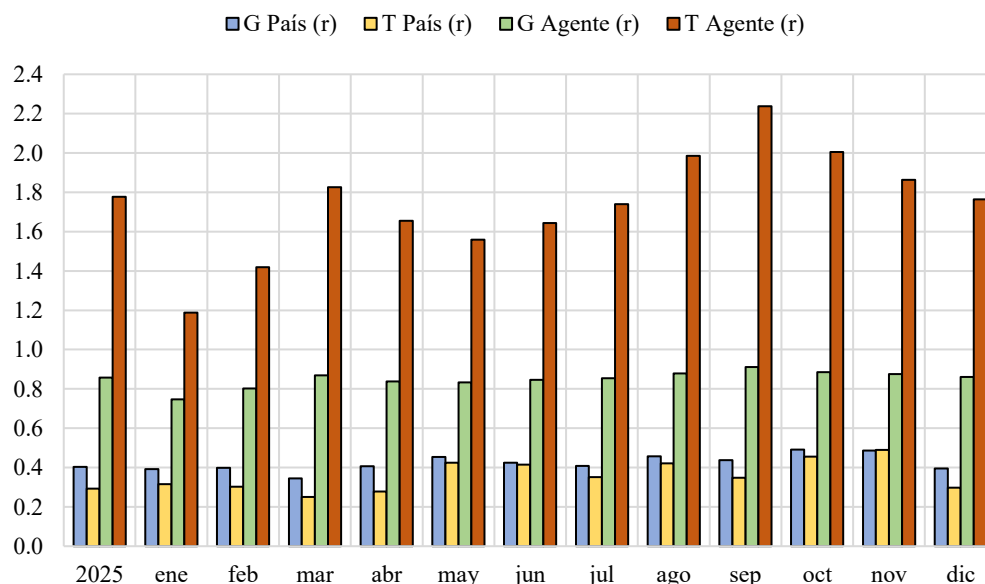
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 21. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LOS RETIROS (GINI Y THEIL) EN 2025

	G País (r)	T País (r)	G Agente (r)	T Agente (r)
2025	0.40	0.29	0.86	1.78
enero	0.39	0.32	0.75	1.19
febrero	0.40	0.30	0.80	1.42
marzo	0.34	0.25	0.87	1.83
abril	0.41	0.28	0.84	1.66
mayo	0.45	0.43	0.83	1.56
junio	0.42	0.42	0.85	1.64
julio	0.41	0.35	0.85	1.74
agosto	0.46	0.42	0.88	1.99
septiembre	0.44	0.35	0.91	2.24
octubre	0.49	0.46	0.89	2.00
noviembre	0.49	0.49	0.87	1.86
diciembre	0.40	0.30	0.86	1.76

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

FIGURA 34. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LOS RETIROS (GINI Y THEIL) EN 2025



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

8.2.1.2.2. Análisis mensual

El análisis mensual de 2025 reafirma la relación entre las condiciones climáticas y de disponibilidad de generación renovable, la estabilidad operativa y la estructura del mercado. Durante el año, los resultados evidenciaron un escenario influenciado por la estacionalidad de la región, impactando de manera directa en la oferta y demanda de energía en el MER.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Para el caso de las inyecciones, durante el primer semestre, la concentración por agente mostró volatilidad, alcanzando en enero su punto más alto de desigualdad con un índice de Theil de 2.10 y un coeficiente de Gini de 0.87. En este período, la oferta estuvo fuertemente concentrada en agentes con excedentes renovables, derivado de una breve fase del fenómeno climático “*La Niña*” que se presentó en la región en los primeros dos meses del año, impactando positivamente en la disponibilidad hidroeléctrica regional.

A medida que avanzó el año y se estableció el período lluvioso, los indicadores mostraron una estabilización relativa; en julio, la desigualdad por agente presentó un repunte con un Gini de 0.86 y un Theil de 1.77, reflejando una mayor participación de agentes con recursos hidroeléctricos, esta vez específicos de la época lluviosa en la región. Hacia el cierre del año, en noviembre y diciembre, la concentración por agente se mantuvo estable con coeficientes de Gini de 0.79 y 0.75, respectivamente. Por su parte, la concentración por país se mantuvo en niveles moderados durante todo el año, oscilando entre un mínimo de 0.38 en julio y un máximo de 0.61 en abril para el Gini, lo que indica que, a pesar de la concentración interna de agentes, la oferta regional mantuvo una distribución territorial relativamente equilibrada.

En cuanto a los retiros, los indicadores mantuvieron niveles de concentración por agente superiores a los de la oferta durante casi todo 2025. El coeficiente de Gini por agente fluctuó entre un mínimo de 0.75 en enero y un máximo de 0.91 en septiembre, mientras que el índice de Theil mostró una tendencia creciente hacia el segundo semestre, alcanzando su valor máximo también en septiembre con un registro de 2.24. Este comportamiento refleja una demanda altamente concentrada en pocos agentes, particularmente en los meses de mayor consumo regional derivado de la canícula que se presenta, por lo general, entre agosto y septiembre en la región.

A nivel de país, la concentración de los retiros fue baja y estable; el coeficiente de Gini nacional osciló entre 0.34 en marzo y 0.49 en los meses de octubre y noviembre, mientras que el índice de Theil se mantuvo en un rango de 0.25 a 0.49. Esta estabilidad territorial sugiere que el acceso a la energía del MER para cubrir necesidades internas fue equitativo entre las áreas de control, facilitado por la estabilidad operativa que caracterizó a 2025.

En conjunto, los resultados de 2025 reflejan un mercado regional estable, con niveles de desigualdad asociados principalmente a las condiciones climáticas estacionales que influyeron en la matriz de generación de cada país miembro. La operación estable del SER sumada a la favorable disponibilidad de excedentes, permitió que las transacciones se ajustaran a las necesidades de los agentes, manteniendo una adecuada competencia y una distribución equilibrada de la participación territorial, consolidando una estructura de mercado eficiente a pesar de la concentración natural observada a nivel de agentes individuales.

8.2.2. Índices de Poder de Mercado

El poder de mercado se define como la capacidad de uno o varios agentes para influir de manera significativa en el precio, la cantidad transada o las condiciones del mercado,

desviándolas de los resultados que se obtendrían en un entorno competitivo. En mercados eléctricos, este poder puede ejercerse mediante decisiones estratégicas de oferta, retención de capacidad, modificación de precios ofertados o limitación de disponibilidad, especialmente en condiciones de restricciones operativas, alta concentración de la oferta o baja elasticidad de la demanda.

En el MER, la evaluación del poder de mercado resulta importante debido a la naturaleza concentrada de algunos sistemas eléctricos, la limitada capacidad de transmisión entre áreas de control y la dependencia de ciertos recursos de generación en determinados periodos operativos. Por ello, el análisis se realiza mediante indicadores cuantitativos que permiten identificar la existencia potencial de condiciones estructurales o comportamientos que podrían facilitar el ejercicio de poder de mercado.

A continuación, se presentan los principales índices utilizados para evaluar el poder de mercado:

1. Correlación de los precios nacionales con el precio del MER

- **Definición:** Correlación estadística (*Spearman*) entre los precios nacionales y el precio regional del MER.
- **Interpretación:** Alta correlación puede indicar que ciertos agentes o áreas de control 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. $RSI = (Oferta\ Total - Oferta\ del\ Agente) / Demanda\ Total$
- **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 ofertado y el precio nacional: $(Precio\ Ofertado - Precio\ Nacional) / Precio\ Ofertado$
- **Interpretación:** Un valor positivo indica la capacidad del agente para fijar precios por encima del precio nacional, lo cual refleja poder de mercado.

En 2025, el análisis del poder de mercado en el MER refleja un entorno caracterizado, en su mayoría, por la estabilidad operativa y un riesgo reducido de comportamientos estratégicos por parte de los agentes. Este escenario obedece a la elevada disponibilidad de generación renovable, la estabilidad del SER y la ausencia de restricciones relevantes en la RTR; factores que favorecieron un entorno competitivo con menores oportunidades para el ejercicio efectivo de poder de mercado. No obstante, dicho análisis mantiene su relevancia, ya que la concentración en determinados agentes o países, incluso en escenarios de abundancia energética, puede originar situaciones puntuales de influencia sobre los precios regionales y la asignación del despacho, tanto en las ofertas de oportunidad como en los contratos.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

8.2.2.1. Correlación de los precios nacionales con el precio del MER

En el contexto de la evaluación del poder de mercado durante 2025, el análisis de la correlación entre los precios nacionales y el precio regional evidencia una dinámica de acoplamiento heterogénea, influenciada tanto por la estacionalidad como por las características estructurales de cada país miembro. Los coeficientes de correlación de *Spearman* estimados para el cierre del año muestran una co-movilidad¹ moderada-alta en los países del bloque norte y central, mientras que en el bloque sur se observan vínculos más atenuados. En términos agregados, Guatemala (0.65), El Salvador (0.61), Honduras (0.54) y Costa Rica (0.61) presentan los niveles de correlación más significativos; en contraste, Panamá (0.49) y, especialmente, Nicaragua (0.40), registran menores grados de integración.

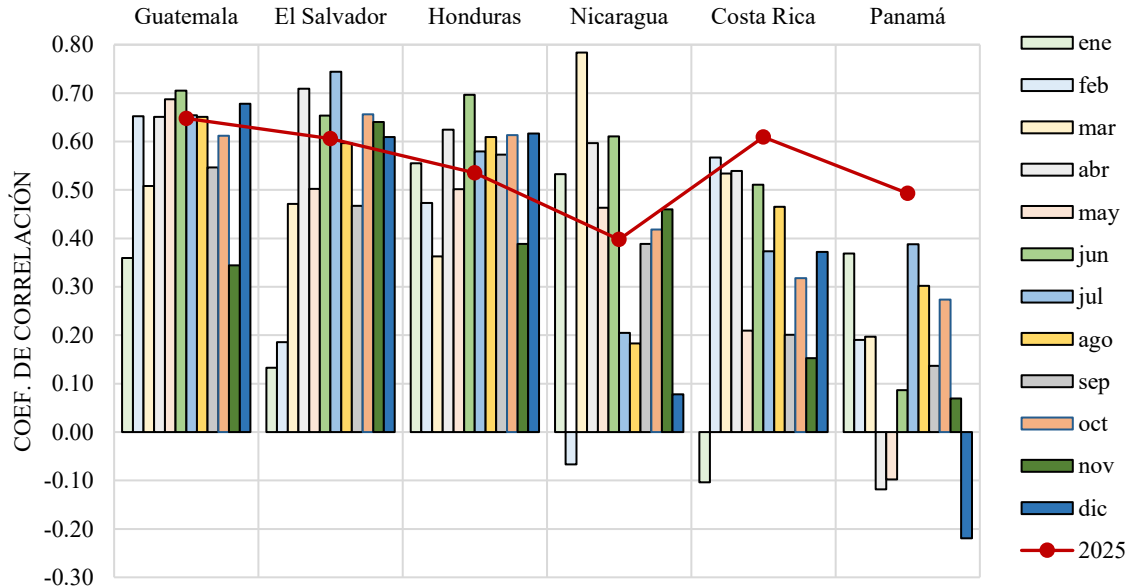
TABLA 22. COEFICIENTES DE CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS NACIONALES Y LOS PRECIOS DEL MER EN 2025

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2025	0.65	0.61	0.54	0.40	0.61	0.49
enero	0.36	0.13	0.55	0.53	-0.10	0.37
febrero	0.65	0.19	0.47	-0.07	0.57	0.19
marzo	0.51	0.47	0.36	0.78	0.53	0.20
abril	0.65	0.71	0.62	0.60	0.54	-0.12
mayo	0.69	0.50	0.50	0.46	0.21	-0.10
junio	0.71	0.65	0.70	0.61	0.51	0.09
julio	0.65	0.74	0.58	0.21	0.37	0.39
agosto	0.65	0.60	0.61	0.18	0.47	0.30
septiembre	0.55	0.47	0.57	0.39	0.20	0.14
octubre	0.61	0.66	0.61	0.42	0.32	0.27
noviembre	0.34	0.64	0.39	0.46	0.15	0.07
diciembre	0.68	0.61	0.62	0.08	0.37	-0.22

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

¹ Entendida como el grado en que dos variables, en este caso, los precios nacionales y regionales, se mueven de forma conjunta en el tiempo.

FIGURA 35. COEFICIENTES DE CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS NACIONALES Y LOS PRECIOS DEL MER EN 2025



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

En un entorno caracterizado por una operación estable y una alta disponibilidad de generación renovable, estos resultados sugieren que el precio regional reflejó, en términos generales, las señales provenientes de la mayoría de los mercados nacionales. No obstante, este comportamiento estuvo condicionado por factores estacionales propios de la región, particularmente la transición entre períodos secos y lluviosos.

El análisis mensual permite profundizar en esta dinámica a lo largo del año. Durante el primer cuatrimestre se registraron los mayores desacoples entre los precios nacionales y el precio regional. En enero, Costa Rica presentó una correlación negativa muy baja (-0.10), mientras que El Salvador mostró una correlación positiva también muy baja (0.13). En febrero, Nicaragua registró una correlación negativa muy baja (-0.07), similar al comportamiento observado en Costa Rica el mes anterior. Estos episodios coinciden con el inicio de la estación seca, período en el cual la diversidad en la composición del despacho de cada país miembro, particularmente el mayor uso de generación térmica en algunos sistemas y renovable en otros, genera trayectorias de precios nacionales que no necesariamente siguen la señal regional.

A partir de marzo y abril, se observa una convergencia generalizada. En particular, abril destaca como el mes de mayor acoplamiento regional, con coeficientes superiores a 0.60 en la mayoría de los países miembros, con excepción de Panamá (-0.12) y, en menor medida, Costa Rica (0.54). En el caso de Panamá, el desacople se explica por un comportamiento relativamente estable de su precio nacional, influenciado por una mayor participación de generación a base de gas natural, lo cual difiere de la dinámica regional, que en ese período estuvo más influenciada por condiciones hidrológicas favorables y por variaciones en la demanda de los demás países.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Durante el segundo y tercer cuatrimestre, la consolidación del régimen lluvioso contribuyó a estabilizar las correlaciones en niveles medios-altos. Guatemala mantuvo una notable consistencia (0.65 ± 0.10) a lo largo del año, reflejando una respuesta alineada entre su precio nacional y el precio del MER. El Salvador y Honduras mostraron patrones similares, con picos de co-movilidad en junio (0.65 y 0.70, respectivamente) y julio (0.74 y 0.58, respectivamente). En contraste, Nicaragua evidenció una alta volatilidad en su grado de acoplamiento, alternando entre meses de fuerte correlación (marzo 0.78 y junio 0.61) y otros de bajo vínculo (agosto 0.18 y diciembre 0.08), comportamiento consistente con un sistema altamente dependiente de importaciones regionales y con una participación relevante de generación térmica.

Desde una perspectiva interpretativa, dos elementos resultan particularmente relevantes para el análisis de poder de mercado. En primer lugar, el coeficiente anual de Honduras (0.54) sugiere que la co-movilidad observada responde principalmente a factores comunes que afectan simultáneamente a los mercados, como variaciones en la hidrología o en la demanda regional, y no necesariamente a una influencia directa en la formación del precio del MER. En segundo lugar, el desacople persistente de Panamá, con un valor anual de 0.49 y correlaciones negativas en varios meses, refleja la particularidad de su matriz de generación, caracterizada por una alta participación de gas natural y una dinámica de precios que responde en mayor medida a condiciones internas.

En el caso de Costa Rica, la correlación anual (0.61) es consistente con un sistema dominado por generación renovable y con una importante capacidad exportadora. Las reducciones puntuales en la correlación, observadas en enero (-0.10), mayo (0.21) y septiembre (0.20), pueden asociarse a escenarios de amplia disponibilidad de generación de bajo costo, en los cuales el sistema nacional operó con la holgura suficiente para cubrir su demanda interna, reduciendo su dependencia de la señal regional.

Por su parte, los países del bloque norte, particularmente Guatemala y El Salvador, muestran hacia el cierre del año un fortalecimiento en su acoplamiento con el MER (diciembre: 0.68 y 0.61, respectivamente), lo cual confirma su alta exposición a las señales regionales, en línea con su participación tanto en inyecciones como en retiros.

Desde el punto de vista metodológico, el uso de la correlación de *Spearman* permite capturar relaciones monótonas entre variables, es decir, movimientos en la misma dirección, reduciendo la sensibilidad del análisis frente a valores atípicos o fluctuaciones extremas en los precios. En este marco, los resultados de 2025 indican que, bajo condiciones de estabilidad operativa y adecuada disponibilidad de recursos, las señales de precios nacionales tienden a reflejar de manera consistente la señal regional en la mayoría de los sistemas.

En este contexto, los desacoples observados, como en el caso de Panamá o en determinados meses de Nicaragua, pueden atribuirse principalmente a factores estructurales o condiciones propias de cada sistema, comúnmente denominados “*drivers*” locales. Estos incluyen, entre otros, la composición de la matriz de generación (hidroeléctrica, térmica, gas natural), los costos variables asociados a cada tecnología, las condiciones hidrológicas, las restricciones operativas y la dinámica de la demanda interna. En consecuencia, no se identifican indicios

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

de comportamientos estratégicos sistemáticos asociados al ejercicio de poder de mercado, sino más bien respuestas naturales a las condiciones de generación y demanda de cada país miembro.

8.2.2.2. Índice RSI (*Residual Supply Index*)

El RSI (*Residual Supply Index*) 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.

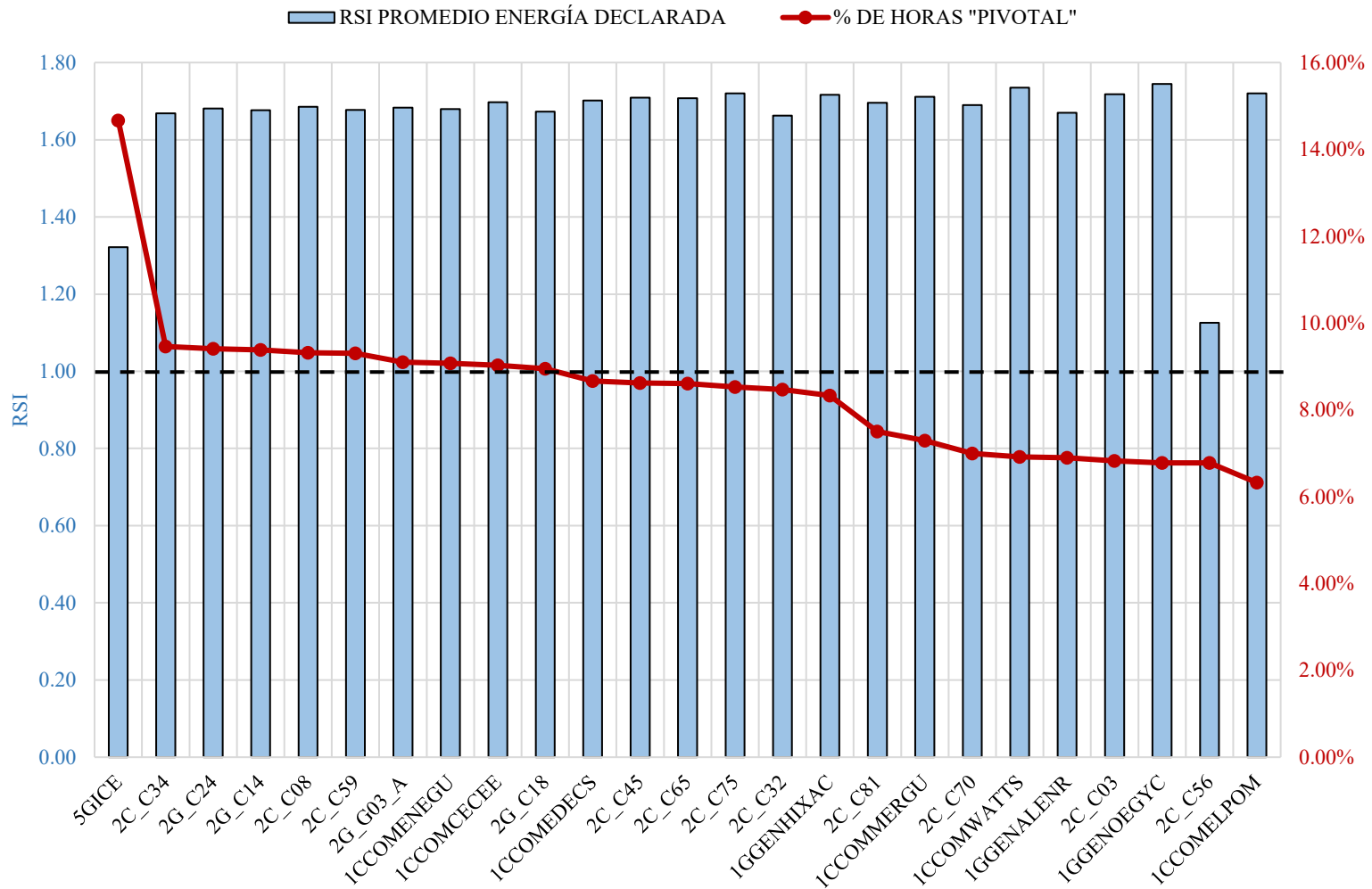
Durante 2025, el análisis del índice RSI evidencia que el MER operó bajo condiciones cercanas al umbral de competencia efectiva, aunque con episodios puntuales de dependencia operativa respecto a determinados agentes. El RSI promedio anual calculado con base en energía declarada se situó en torno a 1.72. Este resultado sugiere que, desde una perspectiva estructural, el sistema regional contó con niveles adecuados de suficiencia de oferta, aunque con márgenes que, en determinados períodos, pudieron aproximarse a condiciones más ajustadas, tal como se analiza a continuación.

TABLA 23. PRINCIPALES AGENTES CON PARTICIPACIÓN RELEVANTE EN EL MER CON BASE EN EL ÍNDICE RSI EN 2025

AGENTE	RSI PROMEDIO ENERGÍA DECLARADA	CANTIDAD DE HORAS “PIVOTAL” (RSI < 1)	% DE HORAS “PIVOTAL”
5GICE	1.32	1,285	14.67%
2C C34	1.67	829	9.46%
2G C24	1.68	824	9.41%
2G C14	1.68	822	9.38%
2C C08	1.69	816	9.32%
2C C59	1.68	815	9.30%
2G G03 A	1.68	797	9.10%
1CCOMENEGU	1.68	795	9.08%
1CCOMCECEE	1.70	791	9.03%
2G C18	1.67	784	8.95%
1CCOMEDECS	1.70	759	8.66%
2C C45	1.71	755	8.62%
2C C65	1.71	754	8.61%
2C C75	1.72	747	8.53%
2C C32	1.66	742	8.47%
1GGENHIXAC	1.72	730	8.33%
2C C81	1.70	657	7.50%
1CCOMMERGU	1.71	639	7.29%
2C C70	1.69	613	7.00%
1CCOMWATTS	1.73	606	6.92%
1GGENALENR	1.67	604	6.89%
2C C03	1.72	598	6.83%
1GGENOEGYC	1.74	594	6.78%
2C C56	1.13	594	6.78%
1CCOMELPOM	1.72	554	6.32%

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

FIGURA 36. COMPORTAMIENTO DEL RSI DE ENERGÍA DECLARADA EN 2025



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Este comportamiento se ve reforzado al analizar la frecuencia de horas en condición “*pivotal*” ($RSI < 1$). En particular, agentes como 5GICE (14.67%), 2C_C34 (9.46%), 2G_C24 (9.41%), 2G_C14 (9.38%) y 2C_C08 (9.32%) presentan una proporción relevante de horas del año en las que su participación resultó indispensable para satisfacer la demanda regional. Estos resultados evidencian que, aun bajo condiciones estructurales de suficiencia de oferta, existen períodos en los que determinados agentes adquieren una mayor relevancia operativa.

En este contexto, la condición de agente “*pivotal*” no necesariamente implica el ejercicio efectivo de poder de mercado, pero sí indica la existencia de ventanas operativas en las que dichos agentes poseen la capacidad potencial de influir en la formación de precios. Este fenómeno es consistente con la naturaleza del MER, donde la disponibilidad de recursos renovables, principalmente hidroeléctricos, y la distribución geográfica de la generación repercuten en dependencias temporales en función de las condiciones hidrológicas, la demanda y las restricciones de la red regional de transmisión.

Un caso particular es el del agente 5GICE (*Instituto Costarricense de Electricidad*), que presenta un RSI promedio de 1.32 con base en energía declarada y el mayor porcentaje de horas en condición “*pivotal*” (14.67%). Este resultado refleja que, si bien el sistema regional cuenta con capacidad suficiente para abastecer su demanda, existen períodos en los que la oferta residual asociada se aproxima a niveles ajustados, incrementando la relevancia de este agente dentro del MER.

De manera similar, otros agentes relevantes presentan porcentajes de horas en condición “*pivotal*” en un rango entre aproximadamente 6% y 10% del total anual, lo cual evidencia la existencia de episodios en los que la oferta disponible sin dichos agentes también resulta limitada. Este patrón sugiere que, aunque el mercado no presenta concentración estructural (como lo indica el bajo valor del IHH = 544.0), sí se observan condiciones de mayor estrechez de oferta en momentos específicos.

Desde una perspectiva temporal, este comportamiento está estrechamente vinculado a la estacionalidad del sistema regional. Durante el primer cuatrimestre, asociado al período seco, la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica tiende a reducir los márgenes de oferta de dicho sistema, incrementando la probabilidad de condiciones de “*pivotalidad*”. En contraste, durante el segundo y tercer cuatrimestre, la consolidación del régimen lluvioso incrementa la disponibilidad de generación renovable, ampliando la oferta y favoreciendo condiciones más competitivas, aunque sin eliminar completamente estos episodios.

Como se observa en la Figura 36, el ordenamiento de los agentes en función del RSI basado en energía declarada permite identificar aquellos con mayor frecuencia de participación en condiciones cercanas al umbral de suficiencia. Este enfoque refleja la capacidad potencial del sistema regional y permite identificar a los agentes cuya exclusión reduce de manera más significativa los márgenes de oferta disponibles.

En síntesis, los resultados para 2025 indican que el MER operó bajo condiciones estructuralmente competitivas, pero con algunos episodios de mayor estrechez de oferta, en

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

los cuales ciertos agentes desempeñaron un papel “pivotal”. Estas condiciones no evidencian, por sí mismas, un ejercicio sistemático de poder de mercado, pero sí justifican la necesidad de un monitoreo continuo, especialmente en escenarios de alta demanda, restricciones de la red de transmisión o variaciones en la disponibilidad de recursos renovables, que puedan amplificar la dependencia del sistema regional respecto a un número reducido de agentes.

8.2.2.3. Índice de Lerner

Complementando el análisis de poder de mercado, los resultados del Índice de Lerner para 2025 evidencian que ciertos agentes registraron márgenes significativamente superiores a sus precios nacionales en distintos momentos del año. En particular, el agente 5GICE (*Instituto Costarricense de Electricidad*) presentó un índice promedio de 0.87, mientras que los agentes panameños 6GEGESA (*Empresa de Generación Eléctrica, S.A.*) y 6GACP (*Autoridad del Canal de Panamá*) alcanzaron valores promedio de 0.93 y 0.94, respectivamente. Estos niveles reflejan diferencias sustanciales entre los precios ofertados y los precios nacionales de referencia en sus respectivos sistemas, lo cual, en principio, podría interpretarse como una señal de poder de mercado.

TABLA 24. ÍNDICE DE LERNER PROMEDIO EN 2025

Referencia	Agente	Índice de Lerner
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	0.87
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	0.93
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	0.94

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

No obstante, un análisis más detallado de la evolución temporal del índice y de las condiciones operativas del sistema permite matizar esta interpretación. En el caso del agente 5GICE, los márgenes elevados se explican principalmente por la naturaleza de las ofertas de inyección realizadas en el MOR. De acuerdo con las justificaciones remitidas a esta Comisión, dichas ofertas corresponden a excedentes térmicos de la planta Moín III, cuya generación a base de diésel está sujeta a un impuesto nacional cercano al 31% sobre combustibles fósiles. En un contexto de alta disponibilidad de generación renovable en Costa Rica, el agente prioriza el abastecimiento interno con recursos de bajo costo, destinando al MER únicamente la generación térmica no convocada. En consecuencia, los precios ofertados reflejan los costos relativamente elevados de estas unidades térmicas, sin que ello implique necesariamente una estrategia deliberada de maximización de rentas en el mercado regional.

Por su parte, en los casos de los agentes panameños 6GEGESA y 6GACP, los altos valores del Índice de Lerner están asociados, en gran medida, a disposiciones operativas del mercado eléctrico nacional. Según lo indicado por los propios agentes, los precios de oferta elevados provienen de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá. Dichas plantillas contienen valores predeterminados

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

para ciertos puntos de inyección y son utilizadas sin modificaciones manuales, en cumplimiento del marco regulatorio nacional. En este sentido, los precios ofertados no necesariamente reflejan una estrategia comercial activa por parte de los agentes, sino más bien un procedimiento operativo estandarizado.

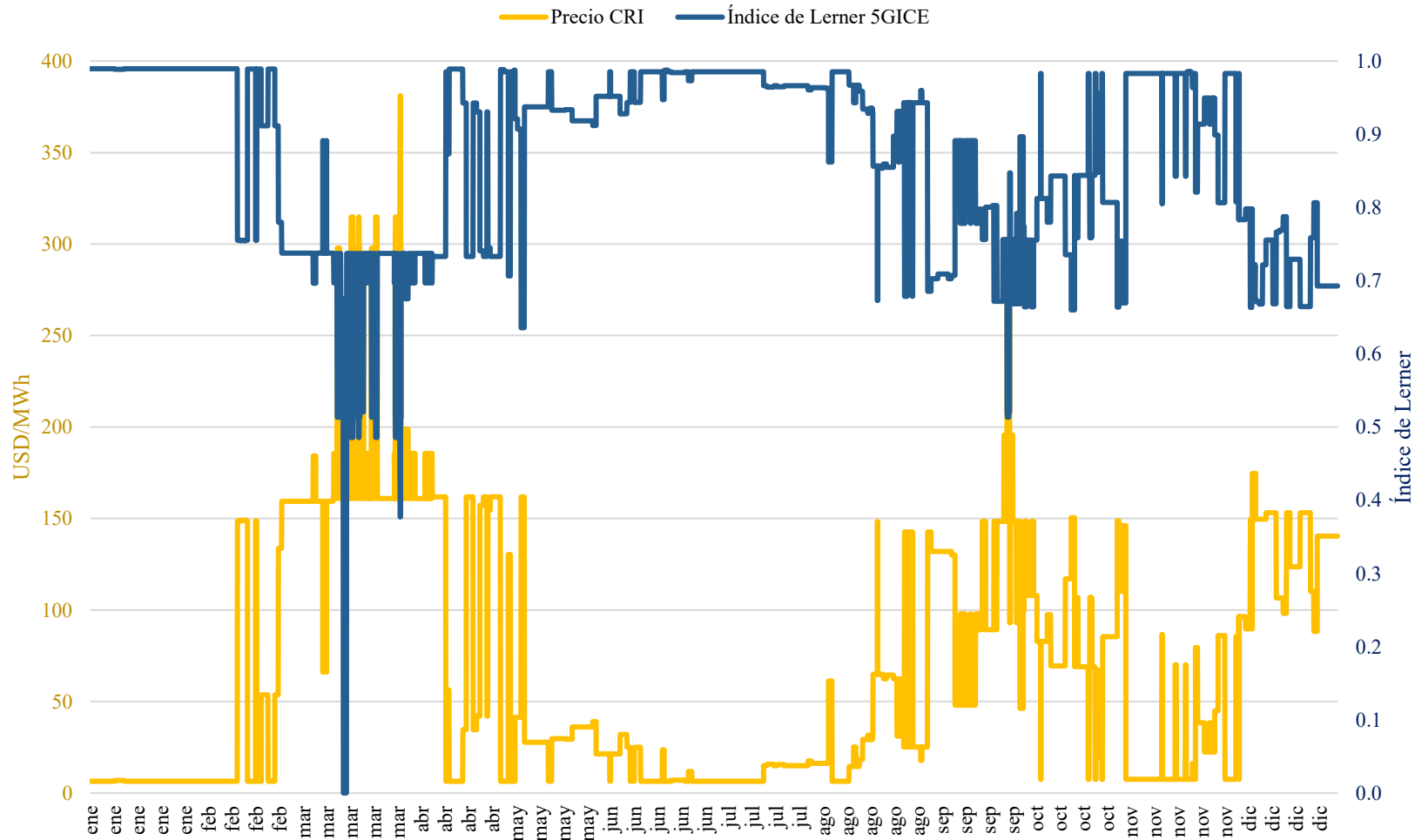
Adicionalmente, el análisis de las series temporales del Índice de Lerner (véanse las Figuras 37, 38 y 39) muestra que, si bien los valores elevados son frecuentes, su comportamiento está estrechamente vinculado a condiciones específicas del sistema, tales como la disponibilidad de generación, la estructura de costos de las tecnologías marginales y la dinámica de los precios en los mercados nacionales. En particular, no se observa una relación sistemática entre picos de precios en el MER y aumentos sostenidos en el Índice de Lerner que sugieran un ejercicio estratégico y recurrente de poder de mercado.

En este contexto, los resultados del Índice de Lerner deben interpretarse de manera complementaria con otros indicadores, como el RSI y las métricas de concentración. Mientras que el RSI evidencia la existencia de episodios de dependencia operativa respecto a ciertos agentes, el Índice de Lerner muestra que los márgenes elevados observados responden, en gran medida, a factores estructurales y regulatorios, más que a conductas anticompetitivas sistemáticas.

En síntesis, aunque el análisis agregado de los indicadores de poder de mercado no evidencia una situación de dominancia estructural en el MER, sí se identifican condiciones específicas en las que ciertos agentes alcanzan posiciones temporales de influencia en el abastecimiento regional. Estas situaciones están asociadas principalmente a la disponibilidad de recursos, la estructura de costos de generación y las reglas operativas de los mercados nacionales, más que a un ejercicio deliberado de poder de mercado.

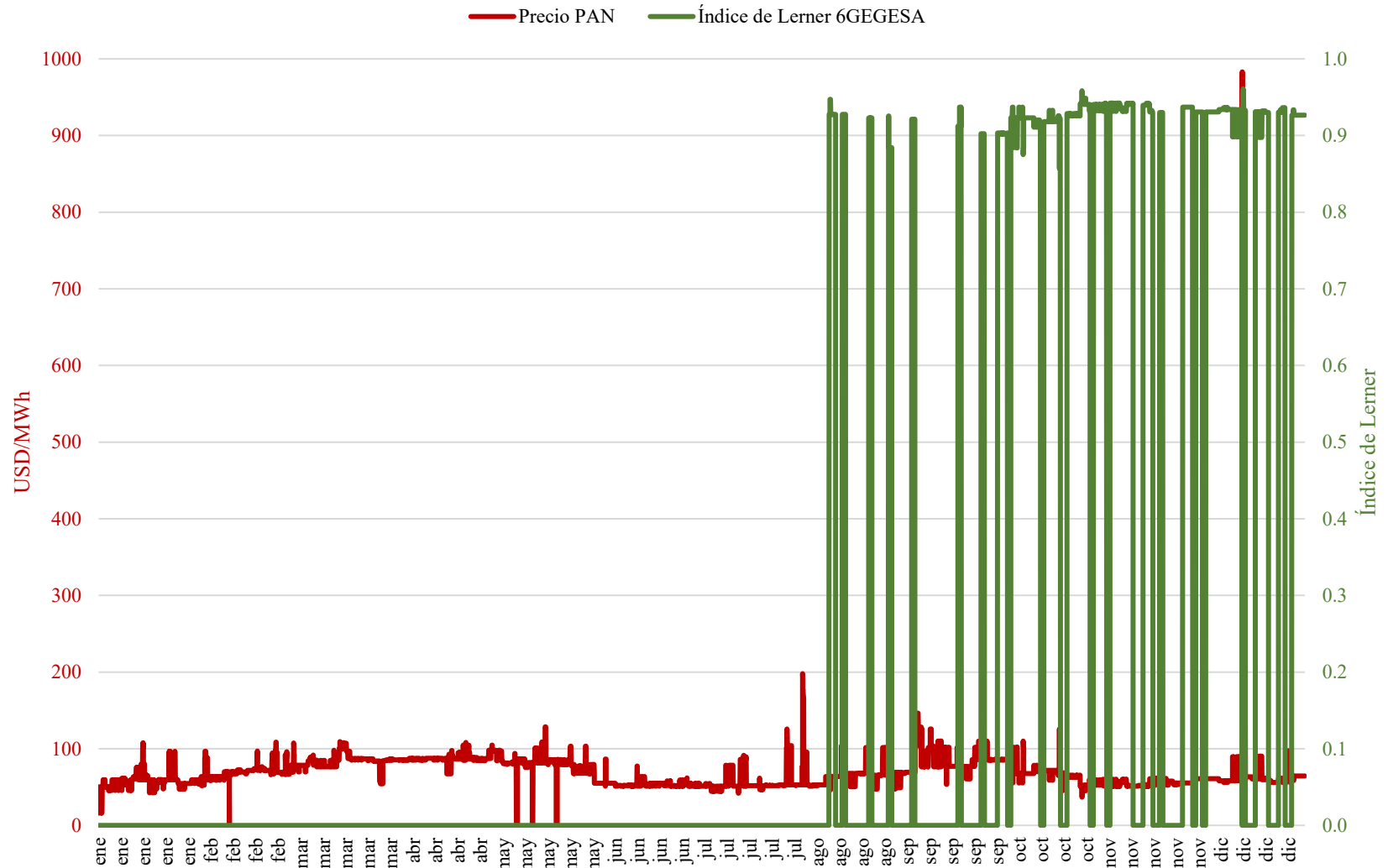
Estos hallazgos refuerzan la importancia de mantener una supervisión continua del comportamiento de los agentes del MER, independientemente de las condiciones operativas o climáticas. En este sentido, el monitoreo conjunto de indicadores como el RSI, el Índice de Lerner y la correlación de precios constituye una herramienta integral para que la CRIE identifique oportunamente posibles riesgos para la competencia y adopte medidas preventivas que aseguren la eficiencia, transparencia y buen funcionamiento del mercado regional.

FIGURA 37. COMPORTAMIENTO DEL ÍNDICE DE LERNER DEL AGENTE 5GICE EN 2025



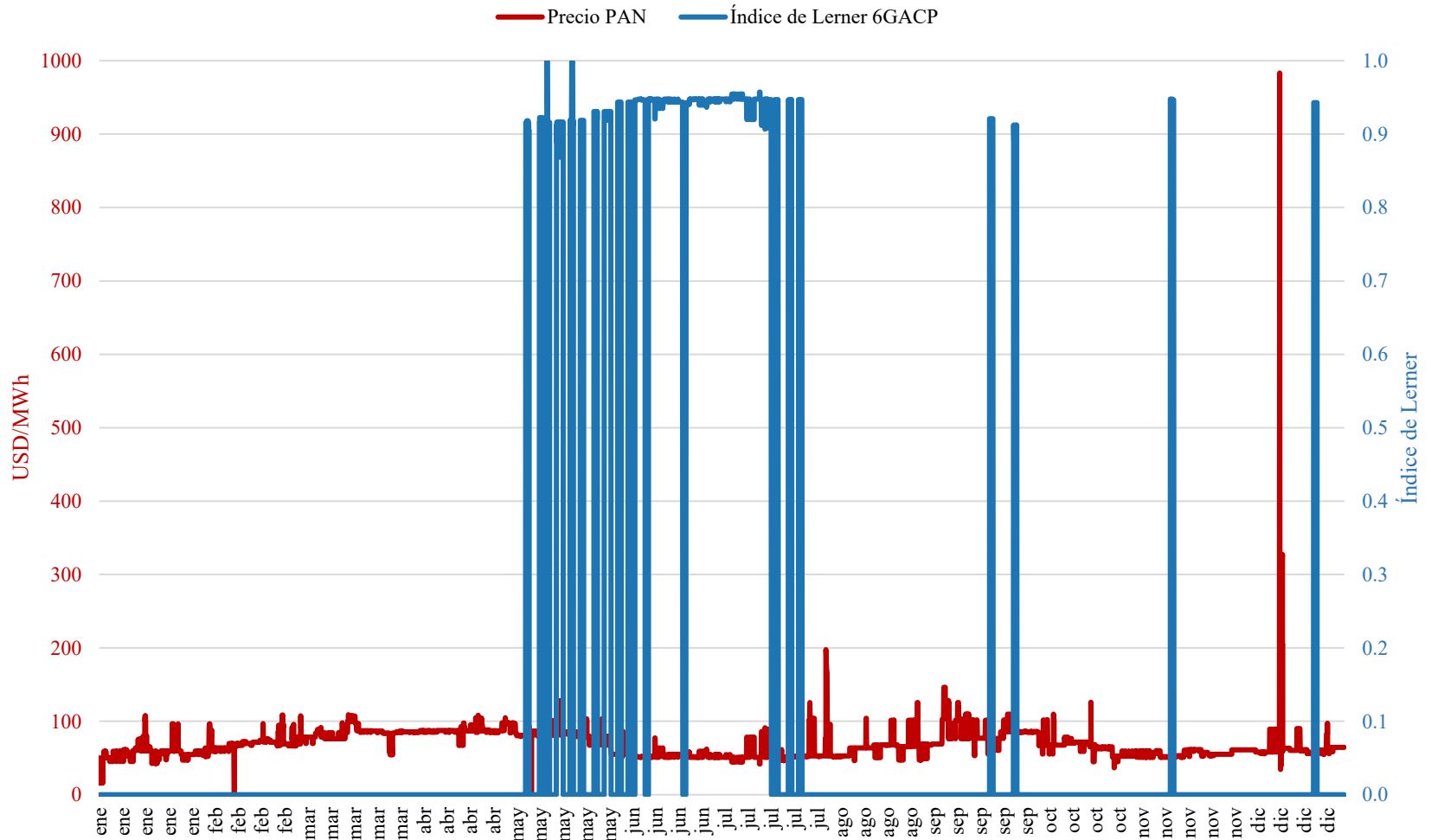
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de los OS/OMS.

FIGURA 38. COMPORTAMIENTO DEL ÍNDICE DE LERNER DEL AGENTE 6GEGESA EN 2025



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

FIGURA 39. COMPORTAMIENTO DEL ÍNDICE DE LERNER DEL AGENTE 6GACP EN 2025



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

9. Conciliación de las transacciones

En la Figura 40 se presentan los montos conciliados correspondientes a las transacciones en el MER durante el año 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.

A nivel anual, el Cargo Variable de Transmisión Neto (CVT_n) registró un saldo acumulado de aproximadamente USD -14,944,195, lo que representa un abono neto a favor de la Cuenta General de Compensación (CGC) por dicho monto. Este resultado contrasta con el comportamiento observado en períodos cuatrimestrales previos, evidenciando que, durante 2025, la dinámica de los flujos en la red regional generó, en términos agregados, una proporción significativamente mayor de abonos que de cargos a la CGC asociados al uso de la infraestructura de transmisión.

Por su parte, el CMORC de los Contratos No Firmes acumuló un total de aproximadamente USD 11,220,000, consolidándose como el principal componente positivo dentro de la conciliación de transacciones. Adicionalmente, el cargo asociado a Transacciones Programadas No Comprometidas en Contratos (TPNC) registró un total neto de aproximadamente USD 3,730,000, aunque con un comportamiento heterogéneo a lo largo del año, destacando un valor negativo en el cuarto trimestre (USD -1,320,000). En conjunto, estos componentes compensaron prácticamente en su totalidad el efecto del CVT_n, reflejando el carácter balanceado del esquema de liquidación del MER.

El análisis por trimestres permite identificar patrones relevantes en la evolución de estos cargos. El CVT_n se mantuvo consistentemente negativo a lo largo de los cuatro períodos (T1: USD -3,880,000; T2: USD -3,920,000; T3: USD -3,760,000; T4: USD -3,390,000), lo cual sugiere una condición estructural y/o natural en la asignación de los costos de transmisión regional. En contraste, el CMORC mostró una tendencia creciente, alcanzando su valor máximo en el cuarto trimestre (USD 4,700,000), lo cual se puede asociar a una mayor actividad en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) o a cambios en la dinámica de cumplimiento de compromisos contractuales.

La Figura 41 presenta el comportamiento diario del CVT_n durante 2025, evidenciando una alta variabilidad a lo largo del año. Como se observa, predominan los valores negativos, consistentes con abonos a la CGC, con episodios recurrentes de mayor magnitud, lo que refuerza la naturaleza estructural del saldo anual observado. No obstante, se identifican sucesos puntuales en los que el CVT_n registra valores positivos, los cuales se presentan de forma aislada y con baja incidencia en el balance global.

En particular, la Tabla 25 detalla las fechas en las que se registraron valores positivos de CVT_n, acumulando un total de USD 54,775. Estos sucesos se concentran principalmente en los meses de marzo, abril, julio y agosto, y corresponden a situaciones específicas en las que las condiciones operativas del sistema, como variaciones puntuales en los flujos de energía,

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

cambios en la demanda o redistribuciones temporales del despacho, generaron cargos en lugar de abonos a la CGC. Sin embargo, su magnitud relativa es baja en comparación con el saldo anual, lo que confirma su carácter no estructural. Dicho valor representa aproximadamente el 0.37% del monto total conciliado durante el año analizado.

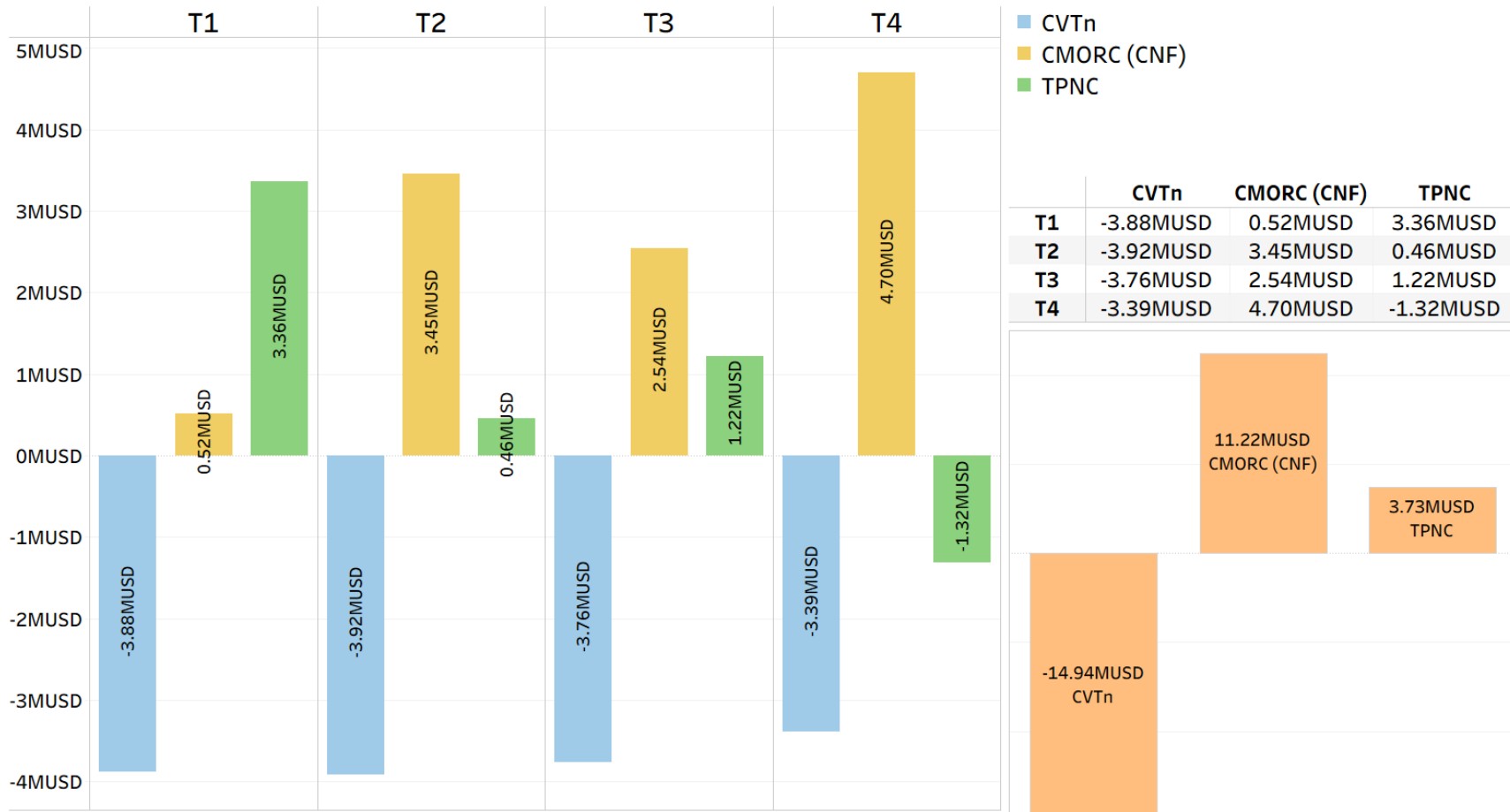
TABLA 25. CARGO POR CVT_n EN 2025

Fecha	CVT _n [USD]
29-mar-2025	1,859
3-abr-2025	3,027
9-abr-2025	2,873
10-abr-2025	2,581
11-abr-2025	2,626
12-abr-2025	1,708
20-abr-2025	31
24-abr-2025	3,419
25-abr-2025	678
17-jul-2025	10,512
18-jul-2025	9,479
9-ago-2025	5,857
10-ago-2025	9,879
11-ago-2025	246
Total	54,775

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

En resumen, los resultados observados durante 2025 reflejan un esquema de conciliación de transacciones que, si bien presenta un saldo estructural a favor de la CGC en el CVT_n, se mantiene equilibrado a través de los aportes del CMORC y el TPNC. Asimismo, la evidencia sugiere que los sucesos positivos del CVT_n corresponden a situaciones puntuales y no a cambios estructurales en la operación del sistema. Estos resultados confirman la estabilidad del mecanismo de liquidación del MER y su consistencia con las condiciones operativas y comerciales del mercado regional en 2025.

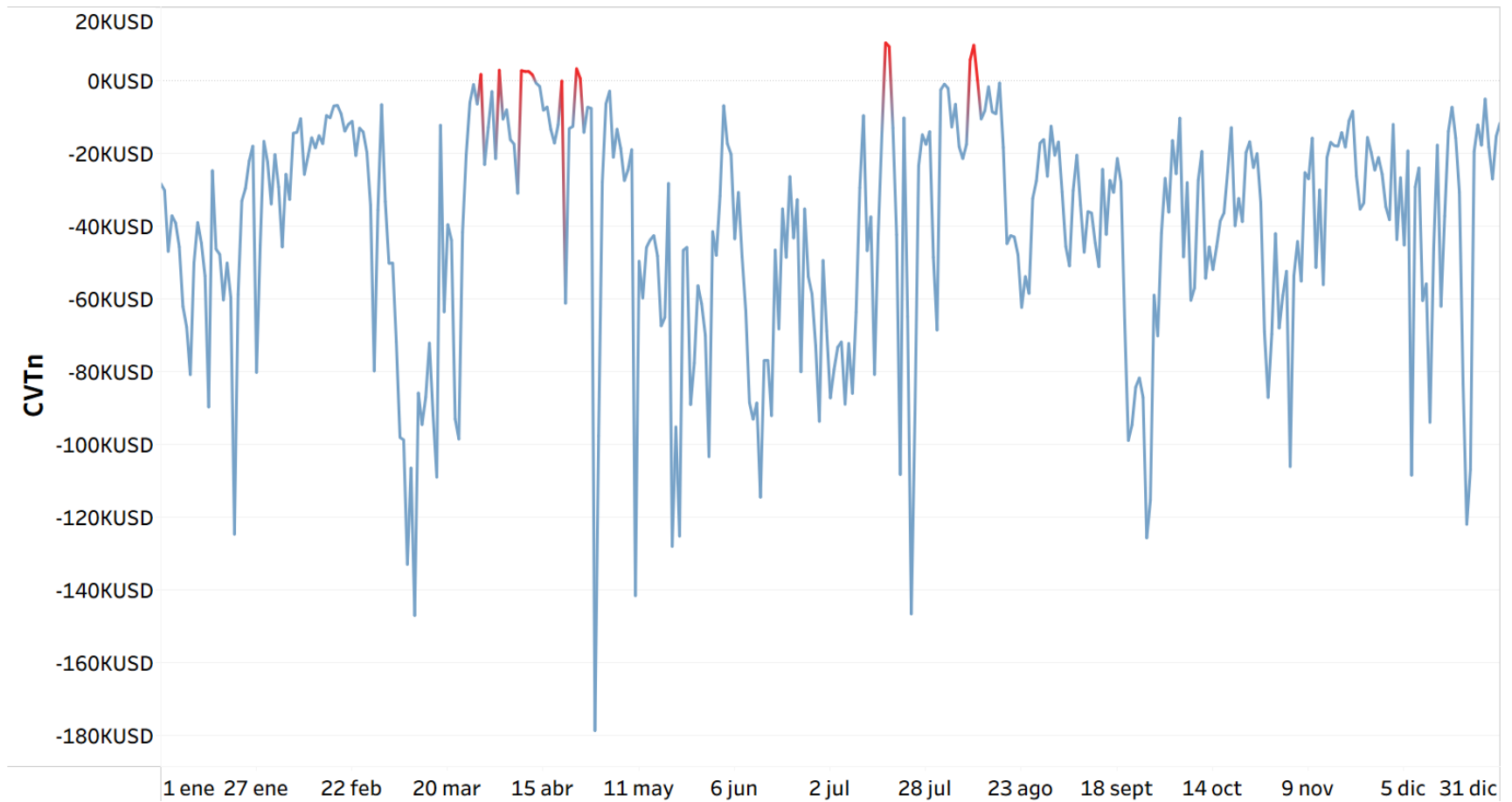
FIGURA 40. CONCILIACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN 2025



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 Programadas No Comprometidas en Contratos.
- **CVT_n:** Cargo Variable de Transmisión Neto.

FIGURA 41. CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN NETO (CVT_n) EN 2025



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

9.1. Impacto económico de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) sobre los mercados nacionales

En el contexto económico de la operación regional, y considerando que, en secciones previas, en las que se analizaron los precios nacionales y su relación con el precio regional, se identificaron diferencias persistentes durante 2025, resulta pertinente evaluar cómo estas brechas se tradujeron en efectos económicos concretos para los países miembros a través de las transacciones realizadas en el MER.

La estimación del impacto económico asociado a la operación del MER se fundamenta en un enfoque que integra criterios de racionalidad económica, análisis comparativo de precios y la cuantificación de los efectos trasladados a los mercados eléctricos nacionales. Este enfoque permite evaluar de manera consistente cómo las transacciones regionales inciden en los resultados económicos de cada país miembro, en función de las condiciones de precios y de la disponibilidad de generación en sus respectivos sistemas eléctricos.

La metodología empleada parte del cálculo del impacto económico derivado de las transacciones realizadas tanto en el Mercado de Contratos Regional (MCR) como en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Asimismo, incorpora los costos asociados al uso del sistema de transmisión regional y otros cargos relevantes, tales como el cargo por regulación y el cargo por servicio de operación.

Previo a la presentación de los resultados, es importante señalar que la metodología se desarrolla de manera aplicada a lo largo de los distintos apartados de esta subsección. En consecuencia, en cada numeral se detalla el criterio utilizado para estimar el impacto económico asociado a las inyecciones y a los retiros de energía, tanto en el MCR como en el MOR, así como el procedimiento mediante el cual se incorporan los costos regionales para determinar el impacto neto por país miembro.

9.1.1. Mercado de Oportunidad Regional (MOR)

Al igual que en las transacciones asociadas a contratos, el MOR permite a los agentes de los países miembros realizar tanto inyecciones como retiros de energía, lo que genera impacto económico derivado de ambos tipos de transacción.

9.1.1.1. Impacto económico por inyecciones de energía

En términos prácticos, el impacto económico por inyecciones en el MOR se manifiesta en los ingresos adicionales que se generan cuando los países miembros ofertan energía en un contexto de precios nacionales más competitivos (menores) que el precio regional, en coherencia con el principio de racionalidad económica que rige la oferta en el mercado eléctrico. En estos casos, la realización de la transacción permite al agente obtener un ingreso mayor que el que recibiría si vendiera esa energía en su mercado local.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En consecuencia, el impacto unitario se refleja en el incremento del precio de venta, mientras que el impacto total se determina como el producto de la diferencia entre el precio regional del nodo donde se efectuó la oferta y el precio del mercado nacional, multiplicado por la cantidad de energía inyectada.

$$\text{Impacto Unitario}_{I_i} = \text{PMER}_i - \text{PNAC}_i$$

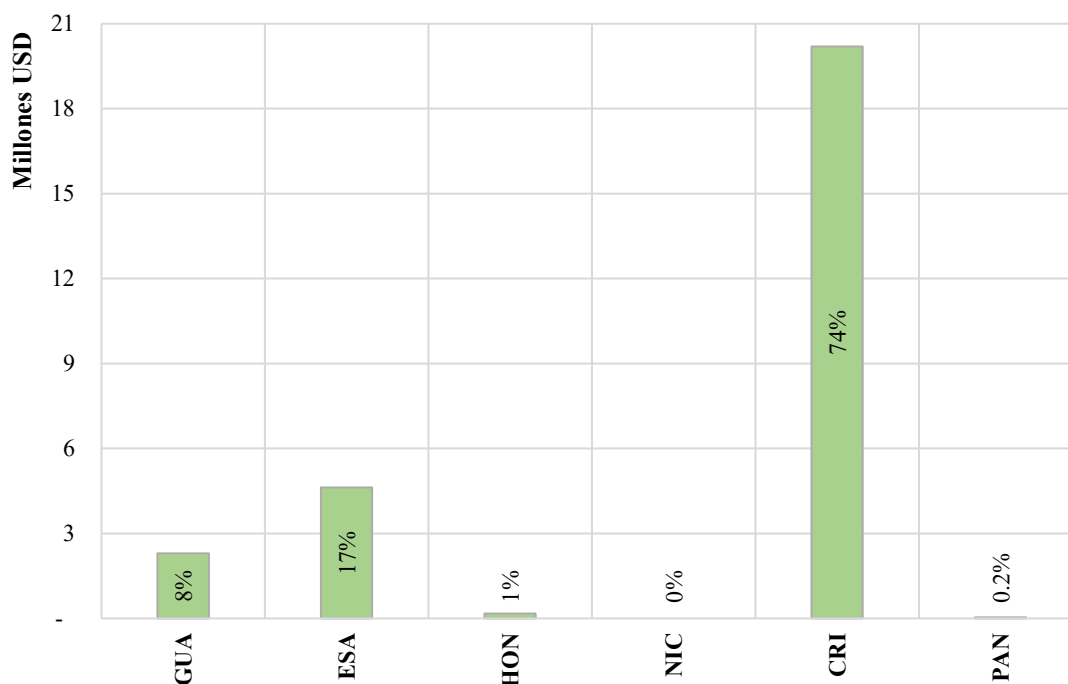
$$\text{Impacto Total}_{I_i} = \text{Impacto Unitario}_{I_i} \times \text{Energía}_{I_i}$$

Donde:

- **PNAC_i**: Precio nacional en el periodo “i”;
- **PMER_i**: Precio regional correspondiente al nodo en donde se presentó la oferta de inyección en el periodo “i”;
- **Impacto Unitario_i**: Impacto unitario por inyección de energía en el MOR en el periodo “i” (debe ser > 0);
- **Energía_i**: Energía inyectada en el MOR en el periodo “i”;
- **Impacto Total_i**: Impacto total por inyección de energía en el MOR en el periodo “i”.

A continuación, en la Figura 42 se presentan los resultados del impacto económico asociado a las inyecciones de energía realizadas en el MOR durante 2025.

FIGURA 42. IMPACTO ECONÓMICO POR INYECCIONES EN EL MOR DURANTE 2025



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

Tal como se analizó en secciones anteriores del presente informe, durante 2025 se registró un mayor volumen de inyecciones de energía a través del MOR en comparación con 2024. Este incremento responde al aumento en el nivel total de transacciones del MER, en un

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

entorno caracterizado por estabilidad operativa y condiciones favorables de generación, particularmente de origen renovable.

Este comportamiento se refleja de manera directa en el impacto económico asociado a las inyecciones realizadas en el MOR. En 2024, dicho impacto alcanzó aproximadamente 15 millones de dólares (MUSD), mientras que en 2025 se incrementó hasta 27 MUSD, lo que representa un crecimiento interanual cercano al 80%.

9.1.1.2. Impacto económico por retiros de energía

En lo que respecta a los retiros de energía en el MOR, la racionalidad económica de una transacción desde un nodo del MER hacia un mercado nacional se materializa cuando dicha operación permite al agente reducir el costo de adquisición de energía en comparación a su mercado interno, generando un ahorro económico. Este impacto unitario se expresa en la diferencia entre el precio nacional y el precio regional del nodo desde el cual se retira la energía, mientras que el impacto total se obtiene al multiplicar dicho diferencial por la cantidad de energía retirada.

$$\text{Impacto Unitario}_{R_i} = \text{PNAC}_i - \text{PMER}_i$$

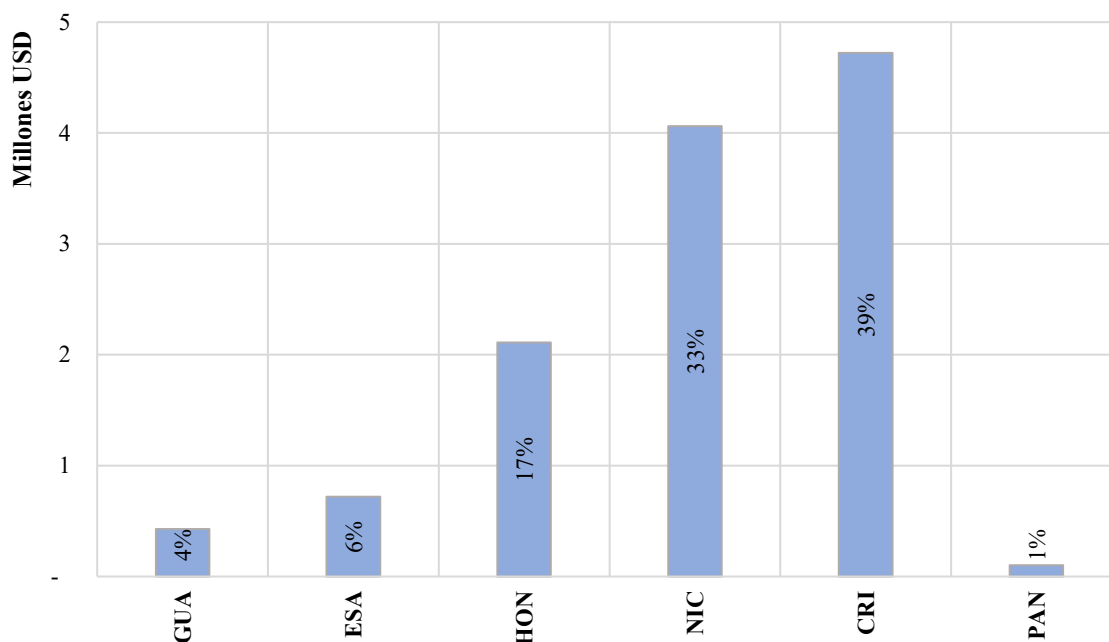
$$\text{Impacto Total}_{R_i} = \text{Impacto Unitario}_{R_i} \times \text{Energía}_{R_i}$$

Donde:

- **PNAC_i**: Precio nacional en el periodo “i”;
- **PMER_i**: Precio regional correspondiente al nodo en donde se presentó la oferta de retiro en el periodo “i”;
- **Impacto Unitario_{R_i}**: Impacto unitario por retiro de energía en el MOR en el periodo “i” (debe ser > 0);
- **Energía_{R_i}**: Energía retirada en el MOR en el periodo “i”;
- **Impacto Total_{R_i}**: Impacto total por retiro de energía en el MOR en el periodo “i”.

A continuación, en la Figura 43 se presentan los resultados del impacto económico asociado a los retiros de energía realizados en el MOR.

FIGURA 43. IMPACTO ECONÓMICO POR RETIROS EN EL MOR DURANTE 2025



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

En 2024, este impacto se situó en torno a los 20 MUSD, en un contexto marcado por la necesidad de asegurar un suministro eléctrico regional más competitivo, debido a la reducción en la disponibilidad de generación renovable asociada al fenómeno climático “El Niño”, independientemente de la modalidad de abastecimiento utilizada por cada país miembro.

Por su parte, en 2025 el impacto económico por retiros en el MOR se situó alrededor de 12 MUSD, lo que representa una disminución interanual aproximada del 40%. Este comportamiento es consistente con una mayor preferencia de los agentes por esquemas contractuales para el abastecimiento de su demanda, en un entorno operativo más estable y menos volátil en comparación con el año anterior.

9.1.1.3. Resultados obtenidos

Al calcular el impacto total por inyecciones y retiros en el MOR para el año 2025, se obtiene un valor acumulado de 39 MUSD, distribuido de la siguiente manera:

TABLA 26. IMPACTO ECONÓMICO ASOCIADO AL MOR EN 2025

Inyecciones [USD]	27,347,972
Retiros [USD]	12,144,026
Total	39,491,998

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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

El monto total detallado en la Tabla 26 representa un incremento aproximado del 11% respecto a 2024. Del total estimado para 2025, el 69% corresponde al impacto económico asociado a las inyecciones realizadas en el MOR, mientras que el 31% restante proviene de los retiros de energía.

Los resultados evidencian que, en el componente de impacto por inyecciones, Costa Rica y El Salvador lideraron este rubro. En el caso de El Salvador, este comportamiento es consistente con su posición como uno de los principales países exportadores del MER. Por su parte, en Costa Rica, aunque no se registraron volúmenes significativos de inyección en el MOR, se obtuvo un impacto económico relevante. Este resultado se explica por la existencia de precios nacionales considerablemente más competitivos que el precio regional en distintos períodos, lo cual permitió generar ingresos favorables bajo el principio de racionalidad económica.

En cuanto al impacto económico asociado a los retiros de energía, Nicaragua y Costa Rica encabezaron los resultados en 2025. En el caso de Nicaragua, esto es coherente con su condición de principal demandante del MER. Para Costa Rica, este comportamiento responde a períodos específicos en los que el precio regional resultó más competitivo que el precio nacional, el cual, en dichos momentos, reflejaba el mayor costo asociado a la generación térmica basada en combustibles fósiles.

9.1.2. Mercado de Contratos Regional (MCR)

Las transacciones asociadas a contratos (firmes o no firmes físicos flexibles) permiten a los países miembros canalizar sus intercambios en un entorno de condiciones previamente pactadas entre agentes, lo que, en principio, permitiría estimar su impacto económico en función de los precios acordados.

No obstante, dado que no se dispone de información sobre los precios pactados entre agentes en los contratos, se realizó un ejercicio de aproximación que permitió estimar dicho impacto, considerando la expectativa que ambas partes tienen al momento de celebrar el acuerdo. Al igual que ocurre en las transacciones del MOR, resulta fundamental analizar la racionalidad económica que orienta a los agentes al momento de contratar. En este sentido, cuando dos partes acuerdan un precio, lo hacen con base en un referente que les permite evaluar la conveniencia del contrato para ambas.

Así, los agentes comparan el precio pactado con la alternativa de comprar o vender energía en el mercado de oportunidad nacional en el que operan. Por ejemplo, cuando se celebra un contrato entre agentes de un mismo país, el referente es el precio del mercado de oportunidad de ese país, ya que, en última instancia, dicho mercado respalda la operación. En el caso de contratos entre países miembros, cada parte emplea como referencia el precio del mercado de oportunidad de su respectivo país, el comprador busca un precio inferior al de su mercado local, mientras que el vendedor procura uno superior al de su mercado nacional.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En este ejercicio adquiere especial relevancia el horizonte temporal considerado por cada parte al contrastar el precio pactado con su respectivo referente, el cual debe ser coherente con la duración del contrato que se pretende formalizar. Con base en estos criterios, la metodología utilizada permitió estimar el impacto económico de los contratos transnacionales a partir de los diferenciales entre los precios promedio mensuales nacionales involucrados en cada transacción contractual dentro del MER.

9.1.2.1. Impacto económico por inyecciones y retiros de energía

El impacto de las transacciones contractuales asociadas a inyecciones y retiros de energía se calcula a partir de la diferencia entre el precio promedio del país en el que se efectúa el retiro y el del país desde el cual se realiza la inyección. En ambos casos, y con base en los precios promedio mensuales de cada mercado nacional, debe cumplirse el criterio de racionalidad económica, según el cual el precio promedio mensual del país que retira debe ser superior al del país que inyecta.

De acuerdo con la metodología descrita, una vez verificado el cumplimiento del criterio de racionalidad económica en los compromisos contractuales entre países miembros, el diferencial entre los precios nacionales se multiplica por la energía despachada correspondiente a cada contrato. Posteriormente, el impacto económico estimado se divide entre dos, con el fin de reflejar de manera equilibrada la porción atribuible tanto a la parte vendedora como a la parte compradora.

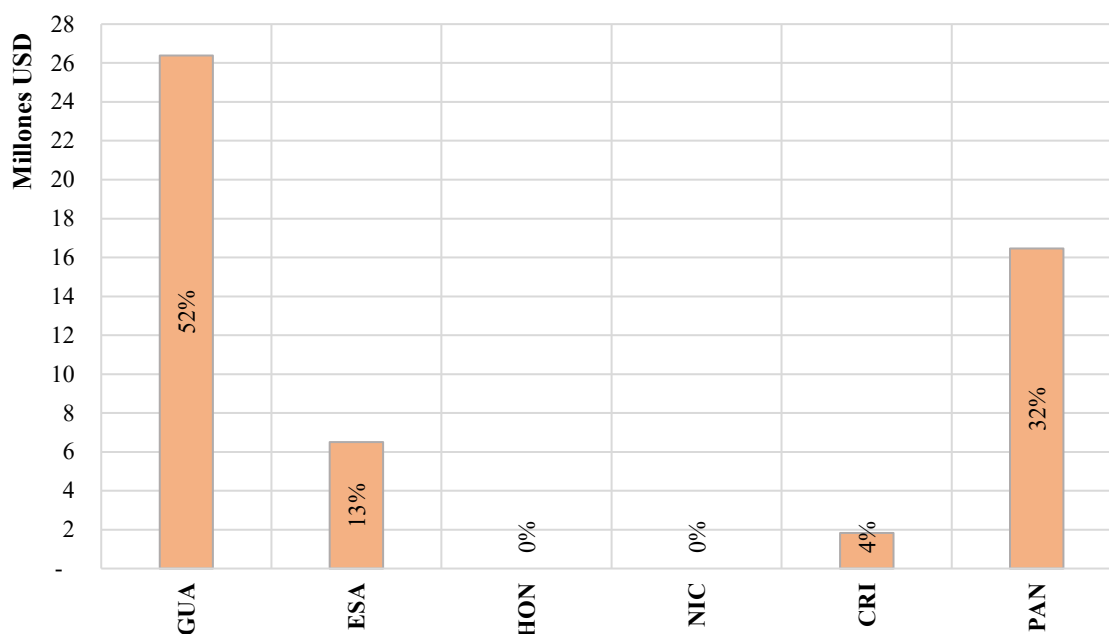
$$\text{Impacto Unitario}_{RI_j} = \overline{\text{PNAC}}_{R_j} - \overline{\text{PNAC}}_{I_j}$$
$$\text{Impacto Total}_{RI_j} = \frac{\text{Impacto Unitario}_{RI_j} \times \text{Energía}_{RI_j}}{2}$$

Donde:

- $\overline{\text{PNAC}}_{R_j}$: Precio promedio mensual del país del agente que retira en el mes “j”;
- $\overline{\text{PNAC}}_{I_j}$: Precio promedio mensual del país del agente que inyecta en el mes “j”;
- **Impacto Unitario_{RI_j}**: Impacto unitario por retiro o inyección de energía en el MCR en el mes “j” (debe ser > 0);
- **Energía_{RI_j}**: energía transada en el MCR en el mes “j”;
- **Impacto Total_{RI_j}**: Impacto total por retiro o inyección de energía en el MCR en el mes “j”.

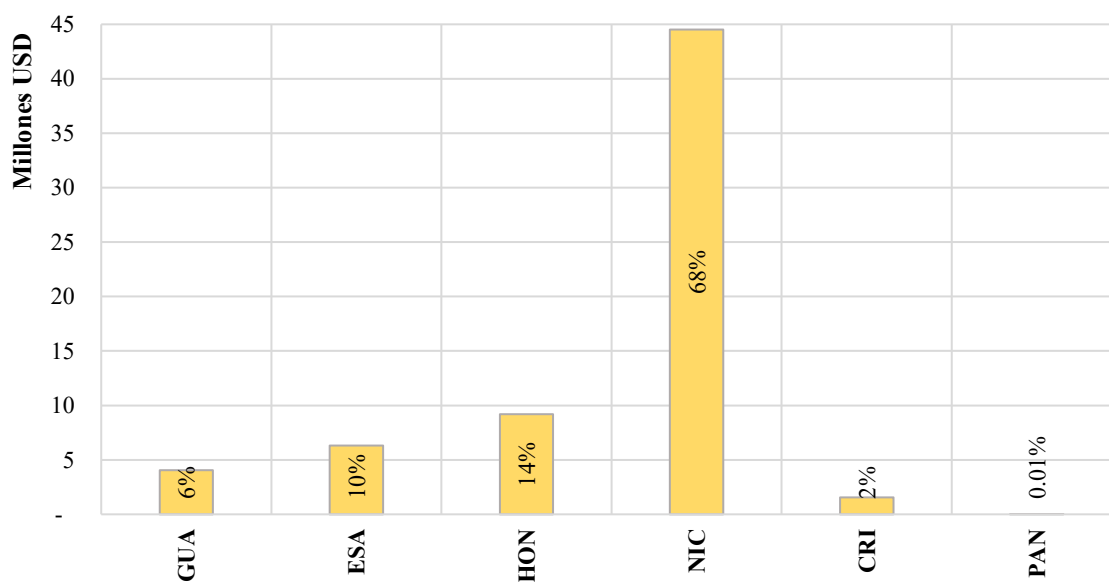
En ese sentido, en las Figuras 44 y 55 se presenta el impacto económico asociado a las transacciones contractuales de inyección y retiro, respectivamente, registradas durante el período analizado.

FIGURA 44. IMPACTO ECONÓMICO POR INYECCIONES EN EL MCR DURANTE 2025



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

FIGURA 45. IMPACTO ECONÓMICO POR RETIROS EN EL MCR DURANTE 2025



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

Cabe recordar que, durante 2024, se evidenció un repunte significativo en la participación del MCR en comparación con el año previo, asociado a una mejor gestión por parte de los agentes frente a la volatilidad observada en los precios nacionales y en el precio regional. Este comportamiento se tradujo en un impacto económico conjunto, por inyecciones y retiros, de aproximadamente 144 MUSD.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En contraste, para 2025 dicho impacto se redujo a aproximadamente 117 MUSD, lo que representa una disminución interanual cercana al 19%. Esta reducción se explica principalmente por la estabilización de los precios nacionales y del precio del MER, en un entorno caracterizado por estabilidad operativa y condiciones favorables de generación, particularmente de origen renovable, lo cual contribuyó a reducir las brechas entre ambos. Asimismo, incidió en este resultado una mayor proporción de transacciones canalizadas a través del MOR, en detrimento del uso del MCR.

En lo que respecta al impacto económico asociado a las inyecciones realizadas en el MCR, destacaron Guatemala y Panamá, en línea con su rol como principales oferentes de energía en el MER durante 2025. Por su parte, el impacto vinculado a los retiros contractuales fue liderado por Nicaragua y Honduras, resultado consistente con su elevada participación en los volúmenes de retiro registrados en el mismo período.

9.1.2.2. Resultados obtenidos

Se estimó un impacto económico total de 117 MUSD asociado a las inyecciones y a los retiros de energía canalizados a través del MCR. Del total calculado, el 44% corresponde al impacto derivado de las inyecciones, mientras que el 56% restante proviene de los retiros, como se presenta en la Tabla 27.

TABLA 27. IMPACTO ECONÓMICO ASOCIADO AL MCR EN 2025

Inyecciones [USD]	51,192,689
Retiros [USD]	65,641,711
Total	116,834,400

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

A partir de esta distribución y del análisis de las figuras correspondientes, se destaca que Guatemala y Panamá se consolidaron como los principales países en los que se materializó el impacto económico de las inyecciones bajo modalidades contractuales. Este resultado se explica no solo por su participación predominante en el total de inyecciones al MER, sino también por la diversificación de sus matrices de generación. En ambos casos, además de una alta participación de fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas, cuentan con tecnologías térmicas competitivas, como la generación a base de biomasa en Guatemala y a base de gas natural en Panamá. Esta combinación les permite sostener volúmenes significativos de inyección a precios competitivos, incluso ante variaciones estacionales en las condiciones del sistema.

En cuanto a los retiros contractuales, Nicaragua y Honduras registraron el mayor impacto dentro del MCR. En el caso de Nicaragua, este comportamiento se asocia a una matriz con alta participación de generación térmica, cuyos precios locales superaron los precios observados en el MER durante la mayor parte del año. Por su parte, Honduras destacó debido

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

a su dependencia estructural de generación térmica a costos elevados, lo que incentivó una mayor adquisición de energía regional a precios más competitivos que los de su mercado nacional.

Con base en los resultados obtenidos para ambos mercados, a continuación se presenta un resumen integrado del impacto económico total derivado de las transacciones realizadas en el MCR y en el MOR.

9.1.3. Resumen del impacto económico por transacciones en el MCR y en el MOR

El presente apartado sintetiza los resultados obtenidos en los numerales anteriores, integrando los impactos económicos asociados a las inyecciones y los retiros en ambos mercados, así como su desglose por tipo de agente. El objetivo es proporcionar una visión consolidada del efecto económico total de las transacciones regionales por país miembro durante 2025.

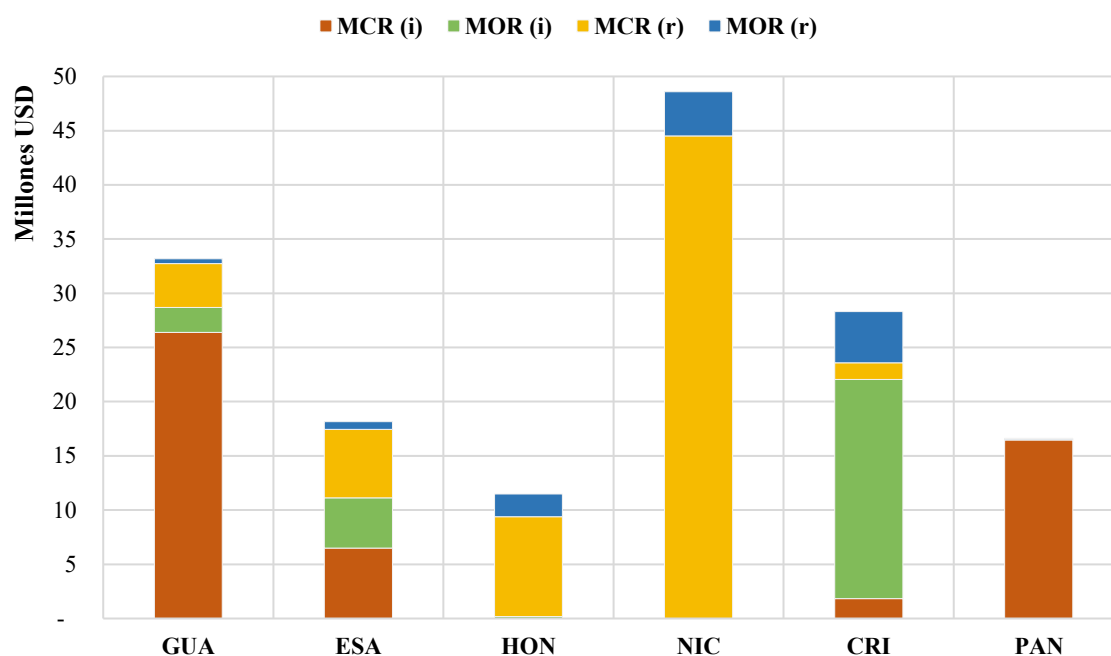
En este contexto, se estimó un impacto económico total de 156 MUSD durante 2025, derivado de las transacciones de inyección y retiro realizadas tanto en el MCR como en el MOR. Los países que registraron los mayores impactos positivos fueron Nicaragua, con 49 MUSD (31.1%), Guatemala, con 33 MUSD (21.2%), Costa Rica, con 28 MUSD (18.1%) y El Salvador, con 18 MUSD (11.6%). Por su parte, Panamá y Honduras presentaron los menores montos, con 17 MUSD (10.6%) y 11 MUSD (7.3%), respectivamente.

Un aspecto relevante es que el 100% del impacto económico obtenido por Nicaragua se originó en retiros de energía del MER. En contraste, en el caso de Guatemala, 29 MUSD, equivalentes al 86% del total, correspondieron a inyecciones de energía.

Estos resultados son consistentes con el rol que ambos países desempeñaron en el mercado regional durante el período analizado, destacándose Guatemala como el principal oferente y Nicaragua como el mayor demandante de energía.

La Figura 46 y la Tabla 28 presentan el impacto económico total derivado de las transacciones realizadas en el MCR y en el MOR, así como su distribución por país miembro durante 2025.

FIGURA 46. IMPACTO ECONÓMICO POR PAÍS MIEMBRO EN 2025



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de los OS/OMS.
 Nota: (i) inyecciones de energía al MER, (r) retiros de energía desde el MER.

TABLA 28. IMPACTO ECONÓMICO POR PAÍS MIEMBRO EN 2025 [USD]

	GUA	ESA	HON	NIC	CRI	PAN	TOTAL
MCR (i)	26,389,620	6,498,589	-	-	1,836,119	16,468,361	51,192,689
MOR (i)	2,303,476	4,626,575	173,672	-	20,201,739	42,509	27,347,972
MCR (r)	4,050,865	6,315,329	9,200,493	44,520,029	1,547,394	7,600	65,641,711
MOR (r)	428,031	719,137	2,111,736	4,062,037	4,721,769	101,317	12,144,026
TOTAL	33,171,992	18,159,630	11,485,902	48,582,066	28,307,021	16,619,787	156,326,397
%	21.2%	11.6%	7.3%	31.1%	18.1%	10.6%	

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de los OS/OMS.
 Nota: (i) inyecciones de energía al MER, (r) retiros de energía desde el MER.

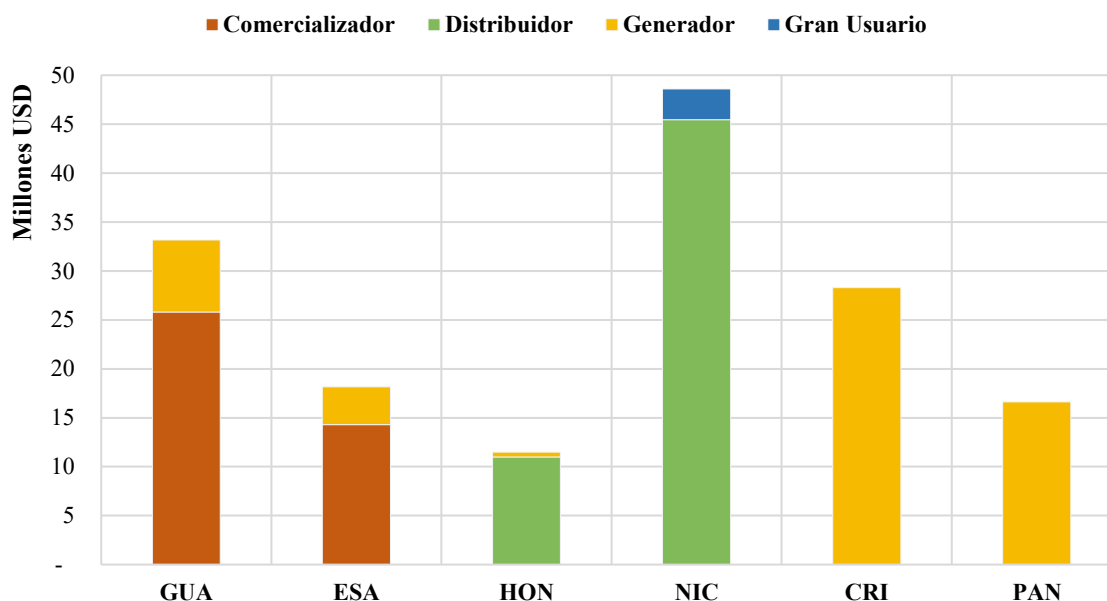
Por otro lado, resulta relevante destacar que la mayor proporción del impacto económico total, equivalente a 56.6 MUSD (36.2%), corresponde a los agentes generadores de los países miembros, con excepción de Nicaragua, que no realizó transacciones bajo esta modalidad. Asimismo, 56.4 MUSD (36.1%) se atribuyen a los agentes distribuidores de Nicaragua y Honduras.

Por su parte, los agentes comercializadores de Guatemala y El Salvador registraron un impacto de 40 MUSD (25.7%), reflejando una participación significativa en las transacciones regionales. Finalmente, los grandes usuarios de Nicaragua concentraron únicamente 3 MUSD (2.0%) del impacto económico total.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

La Figura 47 y la Tabla 29 presentan el impacto económico total derivado de las transacciones realizadas en el MCR y en el MOR, desagregado por tipo de agente.

FIGURA 47. IMPACTO ECONÓMICO POR PAÍS MIEMBRO Y TIPO DE AGENTE EN 2025



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

TABLA 29. IMPACTO ECONÓMICO POR PAÍS MIEMBRO Y TIPO DE AGENTE EN 2025 [USD]

Agente	GUA	ESA	HON	NIC	CRI	PAN	TOTAL
Comercializador	25,800,309	14,311,765	-	-	-	-	40,112,074
Distribuidor	-	-	10,986,282	45,450,330	-	-	56,436,611
Generador	7,371,684	3,847,865	499,620	-	28,307,021	16,619,787	56,645,975
Gran Usuario	-	-	-	3,131,736	-	-	3,131,736
TOTAL	33,171,992	18,159,630	11,485,902	48,582,066	28,307,021	16,619,787	156,326,397
%	21.2%	11.6%	7.3%	31.1%	18.1%	10.6%	

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

9.1.4. Impacto económico neto por transacciones en el MCR y en el MOR

Para evaluar el efecto económico final de la participación de cada país en el MER, resulta necesario complementar el impacto derivado de las transacciones con los costos asociados a la operación regional. En este apartado se presentan y analizan los resultados del impacto económico neto por país miembro en 2025, integrando tanto los beneficios obtenidos a través de las transacciones como los costos incurridos por conceptos regulatorios, operativos y de transmisión.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Con base en los resultados previamente expuestos, el impacto económico asociado a las transacciones realizadas en el MER durante 2025 ascendió a 156 MUSD, de los cuales 117 MUSD corresponden al MCR y 39 MUSD al MOR.

A estos montos se incorporan los ingresos por concepto de Rentas de Congestión (RC) para cada país miembro. En 2025, estas rentas representaron aproximadamente 52 MUSD adicionales, lo que eleva el impacto económico total a 208 MUSD. A continuación, los resultados por país se presentan en la Tabla 30.

TABLA 30. IMPACTO ECONÓMICO TOTAL (INCLUYENDO RC) POR PAÍS MIEMBRO EN 2025 [USD]

		GUA	ESA	HON	NIC	CRI	PAN
MCR	Inyección	26,389,620	6,498,589	-	-	1,836,119	16,468,361
	%	52%	13%	0%	0%	4%	32%
	Retiro	4,050,865	6,315,329	9,200,493	44,520,029	1,547,394	7,600
	%	6%	10%	14%	68%	2%	0.01%
MOR	Inyección	2,303,476	4,626,575	173,672	-	20,201,739	42,509
	%	8%	17%	1%	0%	74%	0.2%
	Retiro	428,031	719,137	2,111,736	4,062,037	4,721,769	101,317
	%	4%	6%	17%	33%	39%	1%
RC		12,336,299	2,644,365	-	2,304,814	-	34,032,646
Total		45,508,291	20,803,995	11,485,902	50,886,880	28,307,021	50,652,433

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

En lo que respecta a los costos en los que incurre cada país miembro por su participación en el MER, en la siguiente tabla se presentan los valores correspondientes al año 2025, los cuales ascienden a un total regional de 19.8 MUSD. Estos costos comprenden el Cargo por Regulación (CRIE), el Cargo por Servicio de Operación (EOR), el Cargo Complementario (CC), los Cargos Variables de Transmisión Netos (CVTn) y los montos asociados a los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT).

TABLA 31. COSTOS EN LOS QUE INCURRIÓ CADA PAÍS MIEMBRO EN 2025 [USD]

	GUA	ESA	HON	NIC	CRI	PAN
CRIE	925,844	474,593	720,049	359,281	740,036	772,869
EOR	2,279,890	1,168,685	1,773,119	884,730	1,822,338	1,903,189
CC	6,192,984	8,131,861	4,788,274	7,354,506	18,495,709	4,911,800
CVTn	846,325	-1,423,891	-925,519	-2,023,374	-9,907,590	-1,510,148
IVDT	-2,007,369	-3,925,476	-1,902,824	-4,117,849	-13,977,945	-2,977,169
TOTAL	8,237,675	4,425,773	4,453,099	2,457,294	-2,827,452	3,100,541

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

Es importante señalar que los valores observados en la Tabla 31, asociados a los cargos CRIE, EOR y CC, corresponden a los montos directamente asignados a cada país miembro. En particular, el cargo CC está vinculado con la porción de los Ingresos Autorizados Regionales

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

(IAR) que no se recupera mediante peajes, Cargos Variables de Transmisión o ventas de Derechos de Transmisión. Asimismo, dicho cargo no incorpora la Compensación Mensual del MER (CMM), con el objetivo de reflejar de manera precisa el costo asociado exclusivamente a este concepto. Por su parte, los cargos CRIE y EOR están relacionados con el financiamiento de las funciones de regulación y operación del MER, y, por tanto, con el sostenimiento de ambas entidades regionales.

En el caso de los CVTn y los IVDT, cuando los valores son negativos, si bien representan un monto que el país miembro debe cubrir, también constituyen un aporte a la Cuenta General de Compensación (CGC). Por esta razón, la metodología empleada establece como convención mantener estos valores con signo negativo, dado que desde la perspectiva del MER representan una contribución financiera a la CGC, aun cuando constituyan un cargo económico para el país correspondiente.

Cuando los CVTn presentan valores positivos, estos corresponden a montos que se reconocen al país miembro respectivo como resultado de su participación en el MER. Sin embargo, desde la óptica regional, tales valores implican un egreso de la CGC y, por tanto, un costo para la operación del mercado regional.

Bajo esta convención de signos, la expresión del costo por operar en el MER para cada país miembro se formula como:

$$\text{Costo por operar en el MER}_j = \text{CRIE}_j + \text{EOR}_j + \text{CC}_j - \text{IVDT}_j - \text{CVTn}_j$$

Donde:

- **CRIE_j**: Cargo por regulación en el mes “j”;
- **EOR_j**: Cargo por servicio de operación en el mes “j”;
- **CC_j**: Cargo Complementario en el mes “j”;
- **IVDT_j**: Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión en el mes “j”;
- **CVTn_j**: Cargos Variables de Transmisión netos en el mes “j”;
- **Costo por operar en el MER_j**: cargos asociados a la participación en el MER en el mes “j”.

En este contexto, al integrar el impacto económico y los costos totales asociados a la participación de cada país miembro en el MER, incluyendo los ingresos adicionales derivados de las RC, se obtienen los siguientes indicadores:

TABLA 32. IMPACTO NETO E INDICADOR B/C EN 2025

País	Impacto neto [USD]	B/C
GUA	37,270,617	5.5
ESA	16,378,222	4.7
HON	7,032,803	2.6
NIC	48,429,586	20.7
CRI	31,134,473	NA
PAN	47,551,892	16.3
Total	187,797,591	

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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Al analizar la distribución del impacto económico neto en 2025, se observa que Nicaragua, Panamá, Guatemala y Costa Rica fueron los países que registraron los mayores beneficios derivados de su participación en el MER. En particular, Nicaragua alcanzó el mayor impacto neto, con aproximadamente 48.4 MUSD, seguida de Panamá (47.6 MUSD), Guatemala (37.3 MUSD) y Costa Rica (31.1 MUSD). Por su parte, El Salvador y Honduras presentaron impactos netos más moderados, con 16.4 MUSD y 7.0 MUSD, respectivamente.

Estos resultados son consistentes con el rol que cada país miembro desempeñó en el mercado regional durante 2025. Panamá y Guatemala mantuvieron su posición como principales exportadores, mientras que Nicaragua continuó destacándose como el mayor importador neto de energía del MER. En el caso de Costa Rica, el impacto positivo se vincula tanto a oportunidades de exportación en determinados períodos como a la adquisición de energía regional a precios competitivos frente a su precio local.

En lo que respecta a los costos asociados a la operación regional, incluyendo cargos regulatorios, operativos y de transmisión, si bien estos continúan representando un componente relevante en la evaluación económica, no limitaron la obtención de impactos netos positivos para ninguno de los países miembros en 2025. A diferencia de períodos anteriores, como ocurrió en 2023 en el caso de Panamá, no se identifican situaciones en las que los costos hayan superado el impacto económico positivo derivado de la participación en el MER.

Los indicadores de Beneficio/Costo (B/C) refuerzan estos resultados. Nicaragua (20.7), Panamá (16.3), Guatemala (5.5), El Salvador (4.7) y Honduras (2.6) presentan valores significativamente superiores a 1, lo que evidencia que los beneficios económicos derivados de su participación en el MER superaron ampliamente los costos incurridos. En el caso de Costa Rica, si bien no se presenta un valor de B/C, el impacto neto positivo obtenido confirma que su participación también resultó favorable en términos económicos.

Un indicador B/C mayor que 1 implica que, en términos agregados, los beneficios de participar en el MER exceden los costos asociados, mientras que valores considerablemente superiores a la unidad, como los observados en Nicaragua y Panamá, reflejan una alta eficiencia económica en la participación de estos países en el mercado regional.

En síntesis, los resultados para 2025 confirman que la operación del MER generó beneficios económicos netos para todos los países miembros, en un contexto de mayor estabilidad operativa y condiciones favorables de generación. Estos resultados destacan la efectividad del mercado regional como mecanismo para optimizar el uso de los recursos energéticos, permitiendo tanto a países exportadores como importadores maximizar sus beneficios económicos en función de sus condiciones estructurales y operativas.

En este contexto, el análisis del impacto económico de las transacciones realizadas en el MCR y en el MOR permite cuantificar, para cada país miembro, el efecto económico derivado de la participación en el MER durante 2025. No obstante, este análisis no evalúa si dichos beneficios fueron trasladados efectivamente a la demanda o a los usuarios finales, ya

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

que este proceso depende de las regulaciones nacionales, los esquemas tarifarios vigentes y las decisiones adoptadas por las autoridades competentes en cada país.

En virtud de lo anterior, resulta necesario complementar este análisis con información proporcionada por los reguladores nacionales, a fin de determinar en qué medida los beneficios económicos estimados se reflejaron efectivamente en los usuarios finales y/o regulados en cada país miembro.

10. Demanda, capacidad disponible y energía generada por los países miembros del Mercado Eléctrico Regional (MER)

A continuación, se presenta la información y el análisis de la generación y demanda en el Mercado Eléctrico Regional (MER) durante el año 2025

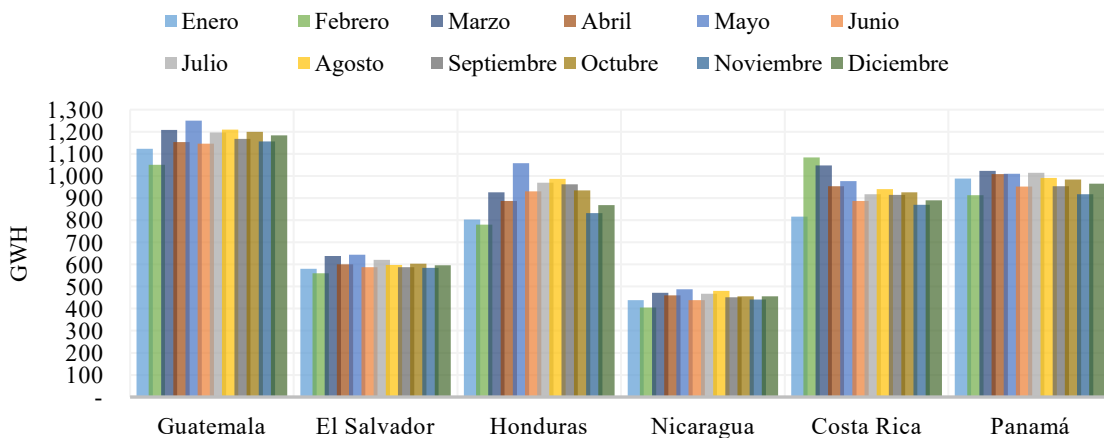
10.1. Energía demandada

Tal como se observa en las Figuras 48 y 49, mayo registró el mayor nivel de consumo energético regional durante 2025. Esta tendencia se encuentra estrechamente asociada a la transición hacia la época lluviosa en la región, lo que se tradujo en una mayor demanda en comparación con los meses posteriores. En estos últimos, el incremento significativo de las precipitaciones contribuyó a moderar el consumo eléctrico, sumado a la disminución de la demanda asociada a los períodos vacacionales en los países miembros.

Cabe destacar, asimismo, el incremento de la demanda observado en marzo de 2025, derivado de una ola de calor que impactó el uso de sistemas de aire acondicionado, lo cual repercutió directamente en un mayor consumo eléctrico en la región.

En cuanto a la distribución por país, Guatemala se mantuvo como el principal consumidor de energía durante 2025, seguida por Panamá y Costa Rica.

FIGURA 48. CONSUMO ENERGÉTICO POR PAÍS MIEMBRO EN 2025



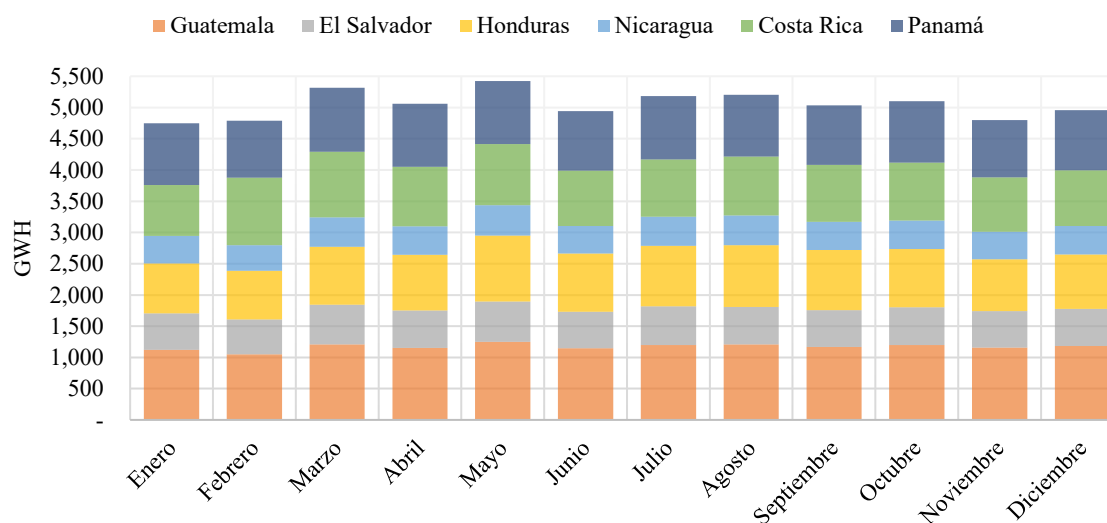
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

TABLA 33. CONSUMO ENERGÉTICO POR PAÍS MIEMBRO EN 2025

Consumo de Energía [GWh]						
Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
enero	1,123	580	803	438	817	987
febrero	1,050	559	780	406	1,083	912
marzo	1,208	638	926	471	1,048	1,024
abril	1,153	601	887	459	953	1,008
mayo	1,250	643	1,057	487	977	1,010
junio	1,146	587	931	439	886	952
julio	1,197	621	969	467	917	1,015
agosto	1,210	598	987	480	940	991
septiembre	1,167	588	962	452	914	954
octubre	1,199	603	935	455	925	984
noviembre	1,156	584	832	441	870	917
diciembre	1,183	596	869	455	890	964

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

FIGURA 49. CONSUMO ENERGÉTICO REGIONAL EN 2025



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

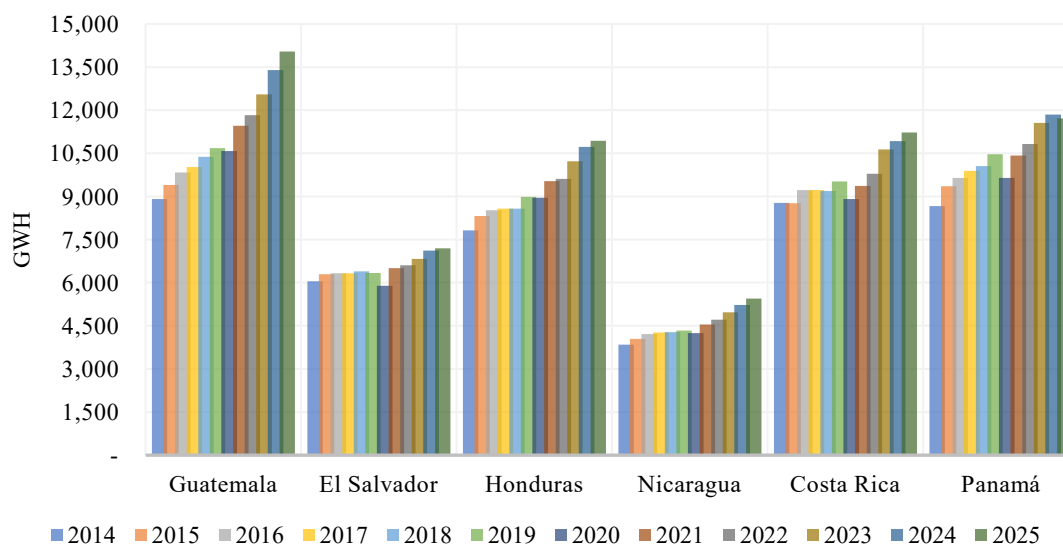
Durante 2025, se registró un aumento del 2.25% en el consumo de energía eléctrica en los países miembros en comparación con 2024. La tabla y las figuras siguientes presentan la evolución del consumo de energía eléctrica, tanto a nivel nacional como regional, durante el período 2014-2025.

TABLA 34. CONSUMO ENERGÉTICO POR PAÍS MIEMBRO, PERÍODO 2014-2025

<i>Consumo de Energía [GWh]</i>						
<i>Año</i>	<i>Guatemala</i>	<i>El Salvador</i>	<i>Honduras</i>	<i>Nicaragua</i>	<i>Costa Rica</i>	<i>Panamá</i>
2014	8,915	6,048	7,822	3,844	8,774	8,666
2015	9,398	6,290	8,325	4,047	8,768	9,358
2016	9,833	6,327	8,520	4,209	9,221	9,639
2017	10,018	6,324	8,577	4,269	9,223	9,885
2018	10,375	6,400	8,573	4,281	9,192	10,061
2019	10,676	6,341	8,994	4,335	9,517	10,468
2020	10,580	5,897	8,954	4,248	8,910	9,646
2021	11,454	6,509	9,531	4,547	9,368	10,428
2022	11,824	6,608	9,607	4,716	9,787	10,826
2023	12,550	6,823	10,220	4,964	10,640	11,562
2024	13,397	7,122	10,722	5,225	10,925	11,845
2025	14,042	7,198	10,938	5,450	11,221	11,718

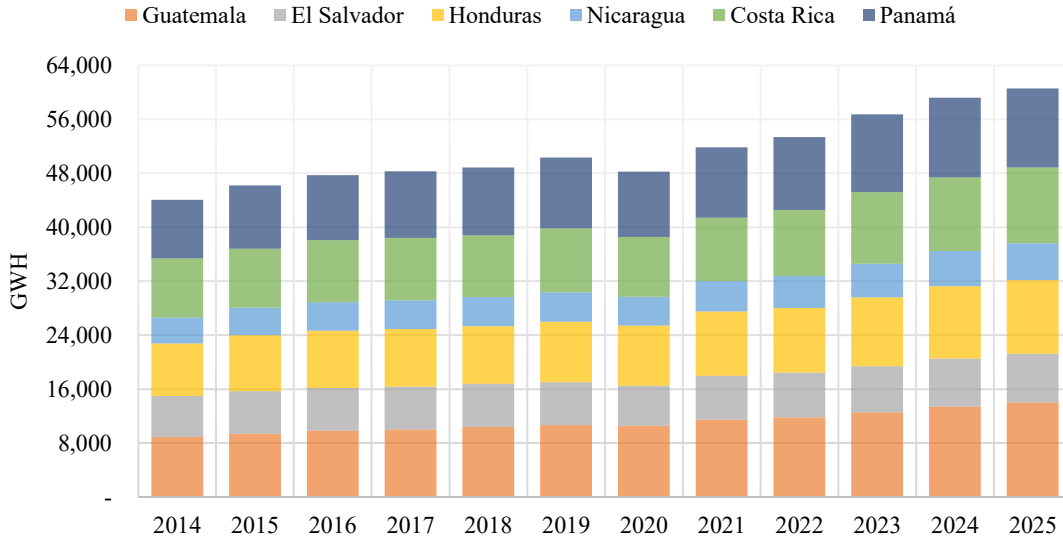
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

FIGURA 50. CONSUMO ENERGÉTICO POR PAÍS MIEMBRO, PERÍODO 2014-2025



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

FIGURA 51. CONSUMO ENERGÉTICO REGIONAL, PERÍODO 2014-2025

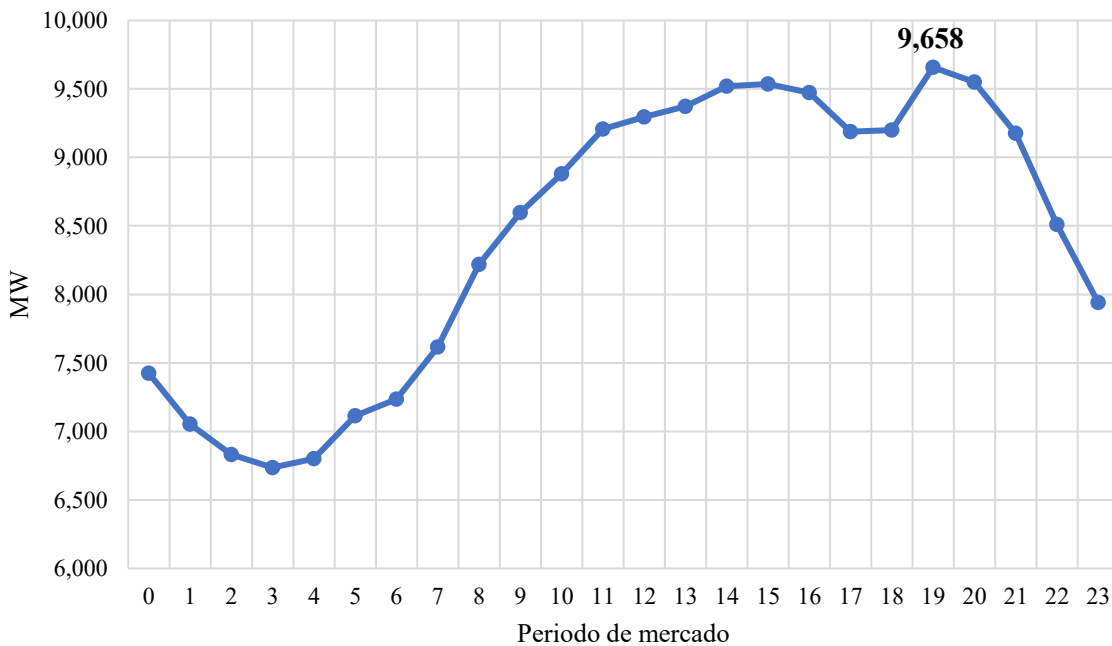


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

10.2. Demanda máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER)

La demanda máxima en el Sistema Eléctrico Regional (SER) en 2025 se registró el 22 de mayo a las 19:00 horas, alcanzando un valor de 9,658 MW. Este resultado representa un incremento interanual de 222 MW (2.35%) en comparación con 2024, cuando la demanda máxima fue de 9,436 MW.

FIGURA 52. DEMANDA MÁXIMA DEL SER EN 2025



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En cuanto a la demanda máxima por país miembro en 2025, Guatemala registró el valor más alto a nivel regional, alcanzando los 2,204 MW, seguido de Honduras con 2,087 MW, Costa Rica con 1,940 MW y Panamá con 1,915 MW. Por su parte, El Salvador y Nicaragua registraron demandas máximas menores, con valores de 1,203 MW y 871 MW, respectivamente.

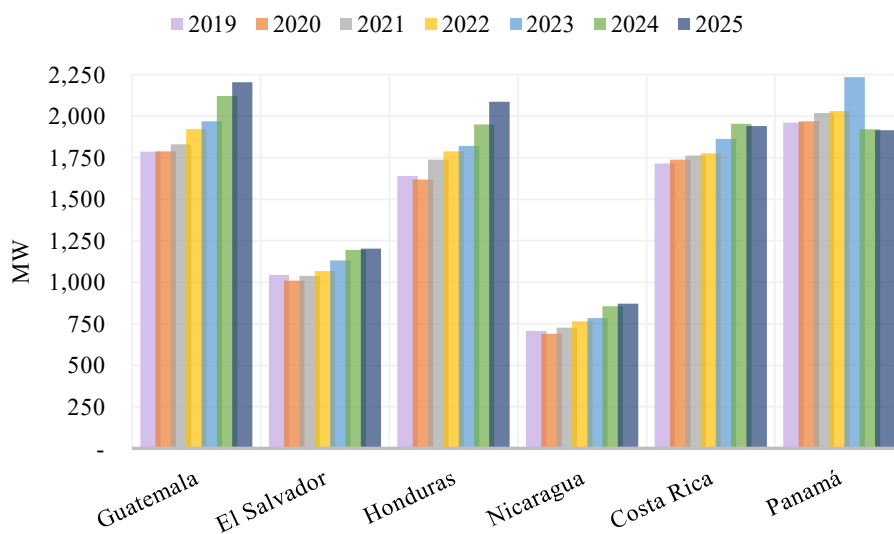
La siguiente tabla y gráfica presentan la evolución de la demanda máxima de los países miembros entre 2019 y 2025, con base en información proveniente de los informes semanales, mensuales y anuales de los OS/OMS y de los Reguladores Nacionales.

TABLA 35. DEMANDA MÁXIMA ANUAL POR PAÍS MIEMBRO, PERÍODO 2019-2025

País	Demanda Máxima [MW]						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Guatemala	1,786	1,787	1,830	1,923	1,970	2,122	2,204
El Salvador	1,044	1,010	1,038	1,067	1,131	1,194	1,203
Honduras	1,639	1,618	1,738	1,789	1,820	1,950	2,087
Nicaragua	708	689	727	766	784	855	871
Costa Rica	1,716	1,738	1,763	1,776	1,864	1,953	1,940
Panamá	1,961	1,969	2,020	2,031	2,235	1,921	1,915

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

FIGURA 53. DEMANDA MÁXIMA ANUAL POR PAÍS MIEMBRO, PERÍODO 2019-2025



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

10.3. Capacidad disponible de generación

Según el informe “PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2026 – 2027”, elaborado por el Ente Operador Regional (EOR), la capacidad de generación disponible en los países del MER al cierre de diciembre de 2025 ascendió a 19,366 MW, lo que representa

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

un incremento interanual aproximado del 4% respecto a 2024, cuando dicho valor fue de 18,633 MW.

De este total, el 36.55% corresponde a centrales hidroeléctricas, el 36.47% a termoeléctricas, el 10.39% a generación solar, el 7.02% a generación eólica, el 6.57% a centrales a base de biomasa y el 3.00% a generación geotérmica.

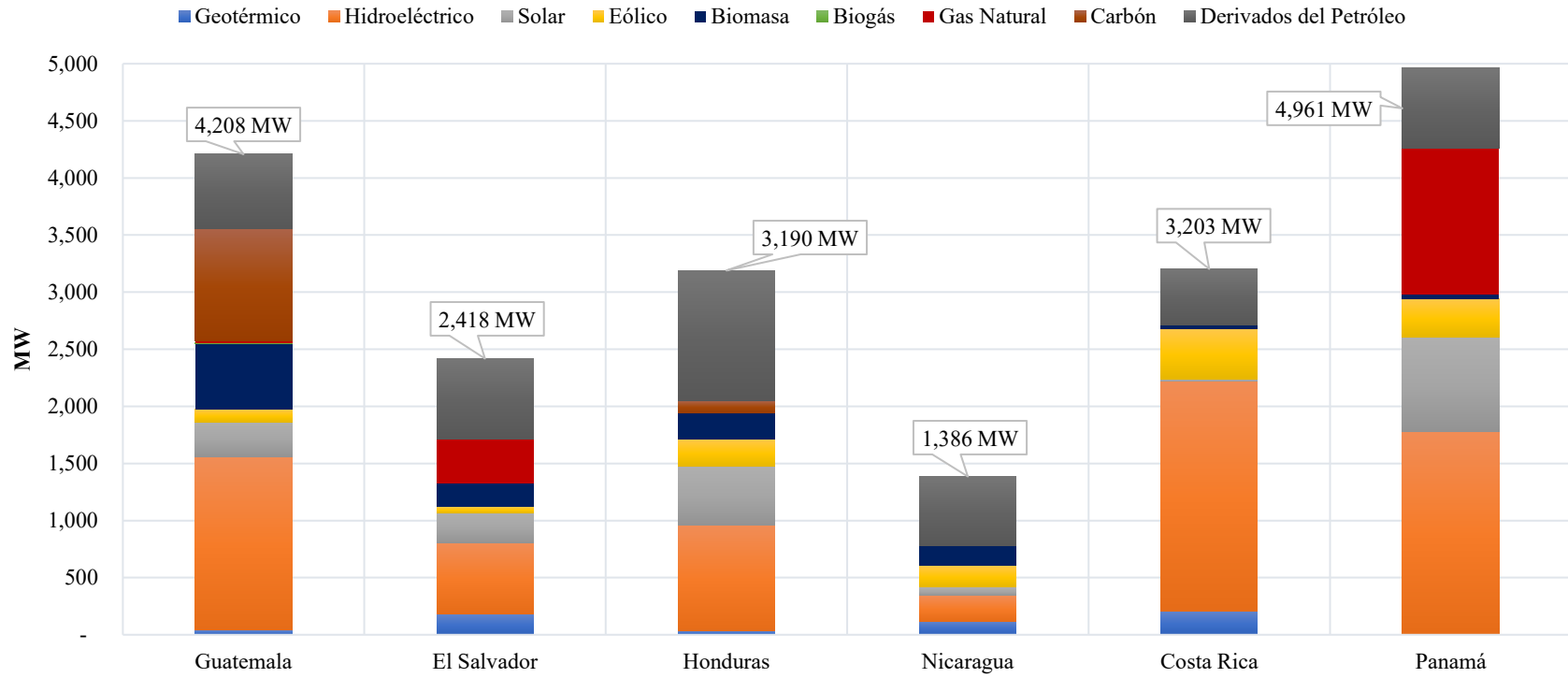
TABLA 36. CAPACIDAD DISPONIBLE DE GENERACIÓN POR PAÍS MIEMBRO EN 2025 [MW]

<i>Recurso</i>	<i>Guatemala</i>	<i>El Salvador</i>	<i>Honduras</i>	<i>Nicaragua</i>	<i>Costa Rica</i>	<i>Panamá</i>	<i>Total</i>
<i>Geotérmico</i>	39	181	35	120	205	-	580
<i>Hidroeléctrico</i>	1,517	623	922	225	2,014	1,778	7,079
<i>Solar</i>	308	266	517	72	21	828	2,012
<i>Eólico</i>	110	54	238	187	435	336	1,360
<i>Biomasa</i>	577	208	234	176	37	40	1,272
<i>Biogás</i>	6	-	-	-	-	-	6
<i>Gas Natural</i>	15	379	-	-	-	1,276	1,670
<i>Carbón</i>	987	-	105	-	-	-	1,092
<i>Derivados del Petróleo</i>	648	709	1,139	606	490	703	4,295
TOTAL	4,208	2,418	3,190	1,386	3,203	4,961	19,366

Fuente: Elaboración propia con información del EOR.

www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-de-planeamiento-operativo/

FIGURA 54. CAPACIDAD DISPONIBLE DE GENERACIÓN POR PAÍS MIEMBRO EN 2025



Fuente: Elaboración propia con información del EOR.
www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-de-planeamiento-operativo/

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Como es posible apreciar en la Figura 54, la capacidad de generación disponible a partir de recursos renovables representa el 63.53% del total, mientras que la generación basada en combustibles fósiles alcanza el 36.47%. Dentro de estas tecnologías no renovables, la mayor proporción corresponde a la generación con derivados del petróleo, con un 22.18%.

Por otro lado, en cuanto a la capacidad total disponible por país, Panamá y Guatemala, al igual que en 2024, destacan por contar con las mayores capacidades de generación en la región, con participaciones del 25.62% y 21.73%, respectivamente.

10.4. Energía generada por tecnología en el MER

Durante 2025, el 72.89% de la energía generada en la región provino de fuentes renovables, siendo la generación hidroeléctrica la principal, con una participación del 48.08% del total.

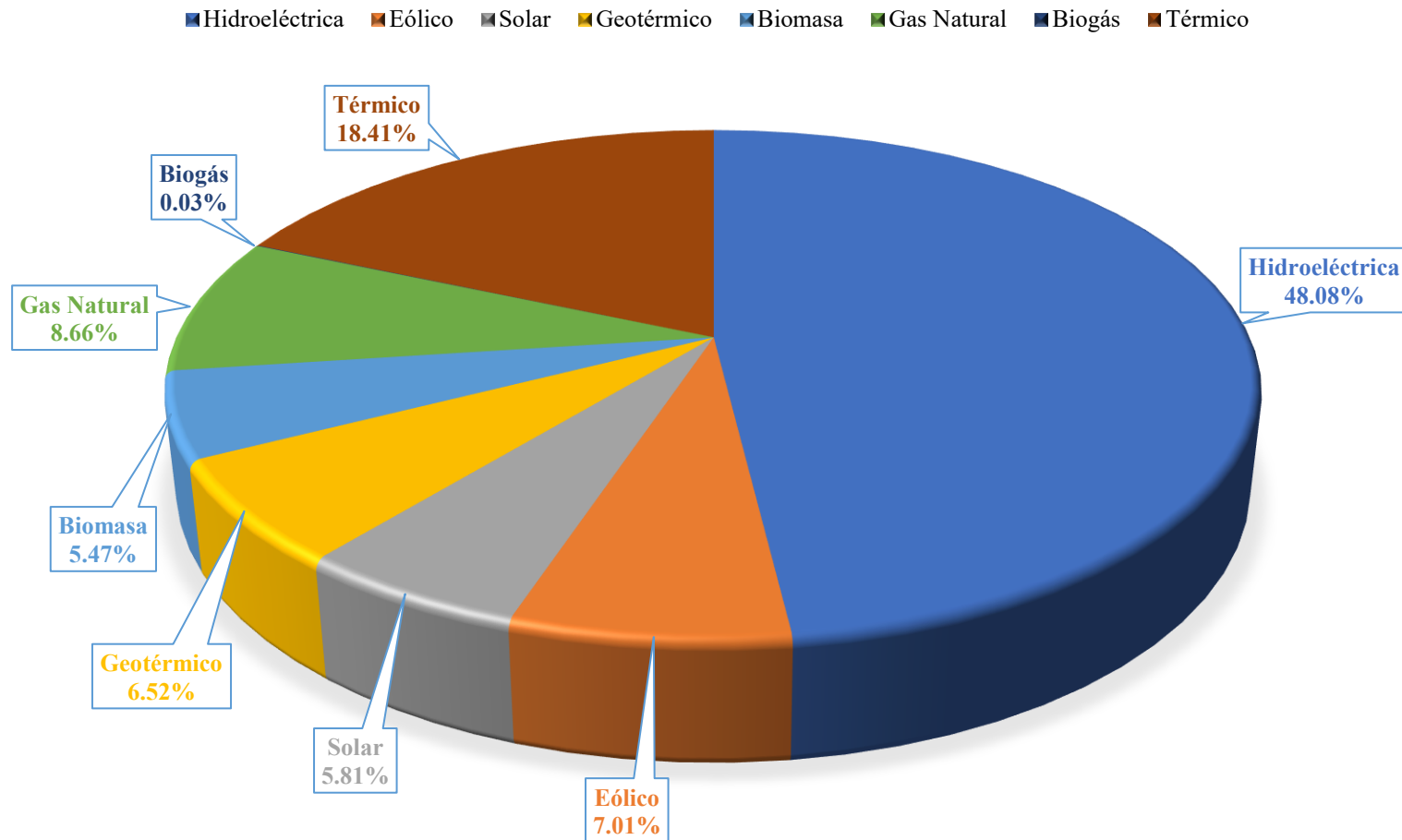
En cuanto a la generación por país miembro, Guatemala se posicionó como el mayor productor de energía en la región, seguido por Panamá, Costa Rica y Honduras. En menor medida, le siguieron El Salvador y Nicaragua. La distribución de la energía generada por tipo de tecnología o fuente primaria, así como por país miembro, se presenta en la Tabla 37 y en la Figura 55.

TABLA 37. ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA Y POR PAÍS MIEMBRO EN 2025 [GWh]

País	Hidroeléctrica	Eólico	Solar	Geotérmico	Biomasa	Gas Natural	Biogás	Térmico	TOTAL
Guatemala	5,473.52	342.80	529.21	269.05	1,672.05	94.75	20.85	4,906.18	13,308.41
El Salvador	2,098.29	173.17	613.96	1,462.80	529.20	2,226.59	0.00	344.56	7,448.57
Honduras	3,905.41	831.87	1,085.07	225.49	516.88	0.00	0.00	4,253.38	10,818.10
Nicaragua	574.72	713.54	71.23	636.77	601.98	0.00	0.00	1,496.57	4,094.81
Costa Rica	9,568.47	1,550.36	36.62	1,430.18	55.91	0.00	0.00	179.09	12,820.64
Panamá	8,077.29	719.87	1,254.73	0.00	0.00	3,030.44	0.00	191.17	13,273.50
TOTAL	29,697.70	4,331.62	3,590.82	4,024.28	3,376.02	5,351.78	20.85	11,370.95	61,764.03
%	48.08%	7.01%	5.81%	6.52%	5.47%	8.66%	0.03%	18.41%	

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

FIGURA 55. ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA EN 2025 [%]



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

11. Indicadores técnicos del Mercado Eléctrico Regional (MER)

Con relación a los principales indicadores técnicos del MER en 2025, se presenta a continuación la información sobre la ejecución de mantenimientos en las instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR), las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los eventos regionales registrados en el referido año.

Cabe señalar que los datos y análisis incluidos en esta sección del informe estadístico anual provienen principalmente de información proporcionada y/o publicada por el EOR, en el marco de las funciones 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.

11.1. 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 2025 fue de 28.35% respecto del 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 su inclusión formal en el PAM.

Este resultado representa un incremento en el nivel de ejecución en comparación con 2024, cuando el porcentaje alcanzó el 18.06% (véase la Tabla 38).

TABLA 38. EJECUCIÓN GLOBAL DE MANTENIMIENTOS DE INSTALACIONES DE LA RTR EN 2025

Año	Total de Solicitudes	Ejecutados	Ejecutados según PAM	% de Ejecución General	% de Cumplimiento PAM
2024	980	317	177	32.35%	18.06%
2025	776	320	220	41.24%	28.35%

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

En la Tabla 39 se presentan los resultados de ejecución de mantenimientos por área de control, los cuales evidencian variaciones significativas entre los países miembros. Estas diferencias están asociadas, en parte, al número de trabajos programados en el PAM para el período comprendido entre enero y diciembre de 2025.

El área de control con mayor nivel de ejecución fue El Salvador, que alcanzó un 77.32% de cumplimiento de los mantenimientos programados en 2025. Le siguen Costa Rica, con un 58.82%, y Honduras, con un 24.28%.

En contraste, el área de control con menor porcentaje de ejecución fue Panamá, con apenas un 0.78% de los mantenimientos realizados respecto a los programados en el PAM. Le siguen Guatemala, con un 13.24%, y Nicaragua, con un 14.88%.

TABLA 39. EJECUCIÓN POR ÁREA DE CONTROL DE MANTENIMIENTOS DE INSTALACIONES DE LA RTR EN 2025

OS/OM Solicitante	Año	Total de Solicitudes	Trabajos Ejecutados	Ejecutados según PAM	% de Ejecución General	% de Cumplimiento PAM
AMM	2024	63	59	3	93.65%	4.76%
	2025	68	47	9	69.12%	13.24%
UT	2024	103	80	72	77.67%	69.90%
	2025	97	91	75	93.81%	77.32%
CND-ENEE	2024	303	57	49	18.81%	16.17%
	2025	276	67	67	24.28%	24.28%
CNDC-ENATREL	2024	165	40	19	24.24%	11.52%
	2025	121	37	18	30.58%	14.88%
DOCSE-ICE	2024	58	47	29	81.03%	50.00%
	2025	85	64	50	75.29%	58.82%
CND-ETESA	2024	288	34	5	11.81%	1.74%
	2025	129	14	1	10.85%	0.78%

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 2025 obedecieron a diversas causas, entre estas se incluyen: proyectos que no se ejecutaron, decisiones operativas adoptadas en tiempo real, limitaciones logísticas (como la 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 climáticas que impidieron la realización de los trabajos programados.

11.2. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)

En 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 información técnica proporcionada por los OS/OMS de las áreas de control de la región.

TABLA 40. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN NORTE-SUR EN 2025 [MW]

	Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Ene	Máxima	300	240	220	10
	Media	300	240	280	20
	Mínima	300	240	300	20
Feb	Máxima	300	270	210	10
	Media	300	220	270	10
	Mínima	300	240	300	20
Mar	Máxima	300	210	200	10
	Media	300	250	270	10
	Mínima	300	220	290	10
Abr	Máxima	300	200	190	220
	Media	300	250	260	220
	Mínima	300	200	280	190
May	Máxima	300	250	240	200
	Media	300	220	300	200
	Mínima	300	200	300	190
Jun	Máxima	300	260	190	10
	Media	300	230	300	10
	Mínima	300	200	300	10
Jul	Máxima	300	260	230	10
	Media	300	250	300	10
	Mínima	300	230	300	10
Ago	Máxima	300	260	230	10
	Media	300	250	280	10
	Mínima	300	250	300	10
Sep	Máxima	300	250	260	10
	Media	300	300	270	10
	Mínima	300	260	300	10
Oct	Máxima	300	250	260	10
	Media	300	300	260	10
	Mínima	300	260	290	10
Nov	Máxima	300	250	270	10
	Media	300	280	300	10
	Mínima	300	260	300	10
Dic	Máxima	300	210	300	10
	Media	300	220	300	10
	Mínima	300	210	300	10

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.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

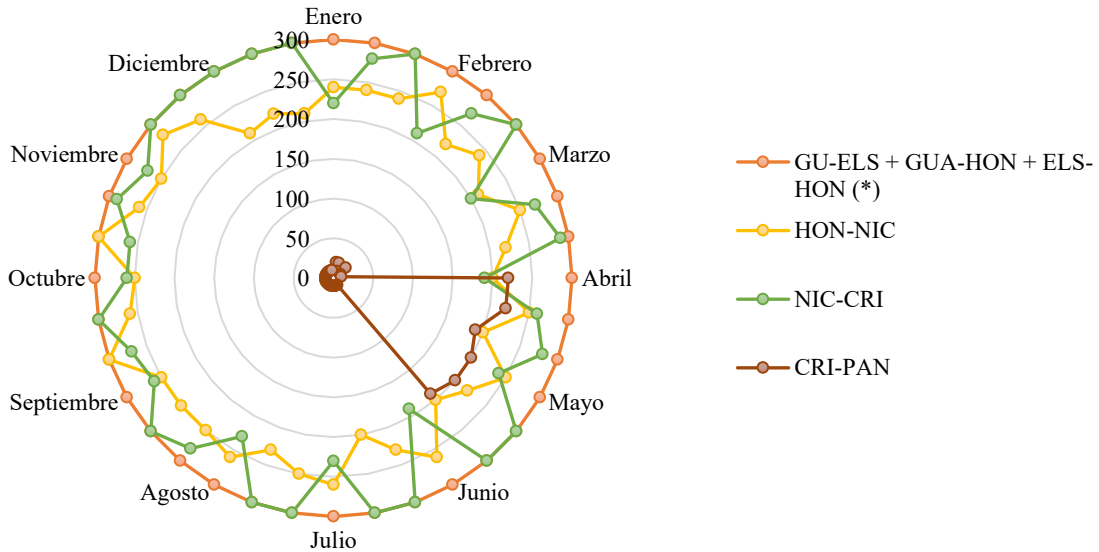
TABLA 41. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN SUR-NORTE EN 2025 [MW]

	Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Ene	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	280	200
	Mínima	300	250	300	200
Feb	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	260	200
	Mínima	300	260	300	200
Mar	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	280	200
	Mínima	300	250	300	200
Abr	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	280	200
	Mínima	300	240	300	200
May	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	130	290	200
	Mínima	300	240	300	200
Jun	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	120	280	200
	Mínima	300	250	300	200
Jul	Máxima	300	250	300	200
	Media	300	140	280	200
	Mínima	300	250	300	200
Ago	Máxima	300	250	300	200
	Media	300	140	300	200
	Mínima	300	250	300	200
Sep	Máxima	300	270	300	200
	Media	300	140	300	200
	Mínima	300	240	300	200
Oct	Máxima	300	260	300	200
	Media	300	140	300	200
	Mínima	300	250	300	200
Nov	Máxima	300	260	300	200
	Media	300	140	300	200
	Mínima	300	250	300	200
Dic	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	150	300	200
	Mínima	300	250	300	200

Fuente: Elaboración propia con información de estudios MCTP realizados por el EOR.

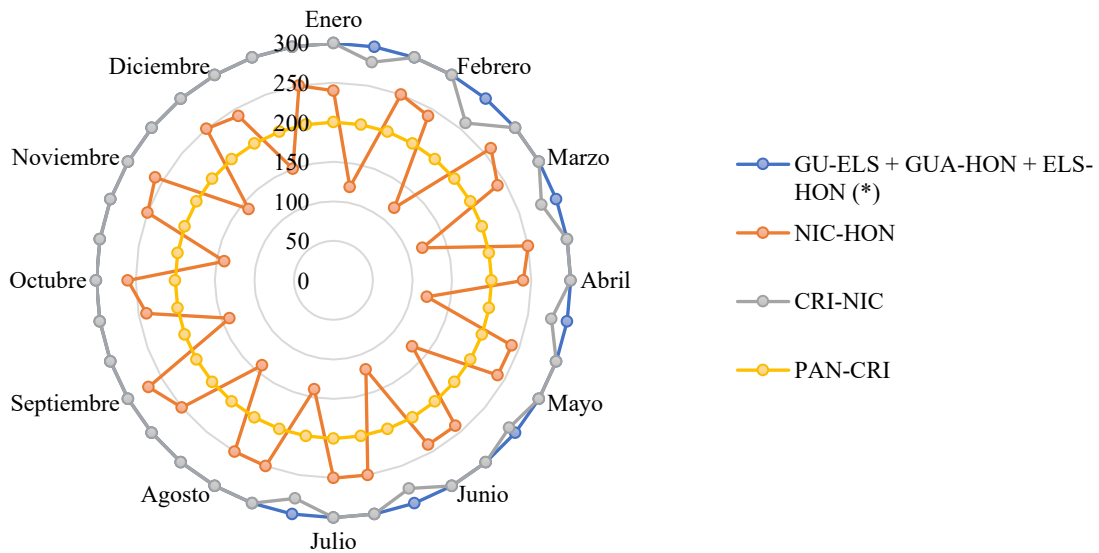
(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

FIGURA 56. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN NORTE-SUR EN 2025 [MW]



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 57. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN SUR-NORTE EN 2025 [MW]



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.

11.2.1. Actualizaciones solicitadas por los OS/OMS

Durante 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 dichas

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

solicitudes se fundamentaron en condiciones excepcionales de generación y demanda observadas en distintas épocas del año. Estas fueron revisadas, validadas y posteriormente aprobadas por el EOR, de conformidad con las facultades conferidas al Operador Regional en la Regulación Regional. 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, mediante la cual el Operador Regional notificó su conformidad con las respectivas solicitudes.

TABLA 42. ACTUALIZACIÓN DE EXPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA DE PANAMÁ HACIA COSTA RICA (SUR-NORTE) A PARTIR DEL 03 DE ABRIL DE 2025 [MW]

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

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

TABLA 43. 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 44. 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 45. 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.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

TABLA 46. ACTUALIZACIÓN DE EXPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA DE PANAMÁ HACIA COSTA RICA (SUR-NORTE) PARA LOS DÍAS 21, 22 Y 23 DE ABRIL DE 2025 [MW]

Período	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.

TABLA 47. ACTUALIZACIÓN IMPORTACIÓN N-S, S-N Y TOTAL DE EL SALVADOR EN DEMANDA MÍNIMA Y MEDIA PARA JUNIO 2025 [MW]

Hora	Importación N-S	Importación S-N	Importación Total Máxima
01:00 – 04:59	140	130	140
05:00 – 05:59	90	90	90
06:00 – 12:59	40	40	40

Fuente: Anexo I de la nota EOR-GOS-28-05-2025-076.

TABLA 48. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL PREDESPACHO DEL DÍA 04 DE JUNIO 2025 [MW]

Período	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total Máxima
Máxima	0	0	0
Media	0	0	0
Mínimo	0	0	0

Fuente: Nota EOR-GOS-03-06-2025-080.

TABLA 49. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL PREDESPACHO DEL DÍA 08 DE JUNIO 2025 [MW]

Período	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total Máxima
Máxima	50	50	50
Media	50	50	50
Mínimo	50	50	50

Fuente: Nota EOR-GOS-06-06-2025-082.

TABLA 50. ACTUALIZACIÓN IMPORTACIÓN S-N DE EL SALVADOR, PARA DEMANDA MEDIA EN LOS PERIODOS DE 6 A 9, EN EL MES DE JULIO 2025 [MW]

Hora	Importación N-S	Importación S-N	Importación Total Máxima
00:00 – 05:59	110	100	110
06:00 – 09:59	10	10	10
10:00 – 16:59	10	0	10
17:00 – 21:59	30	30	30
22:00 – 23:59	110	100	110

Fuente: Anexo I de la nota EOR-GOS-27-06-2025-086.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

TABLA 51. VALORES DE IMPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 01 DE AGOSTO DE 2025 [MW]

Hora	Importación N-S	Importación S-N	Importación Total Máxima
00:00 – 01:59	90	90	90
02:00 – 05:59	140	120	140
22:00 – 23:59	0	0	0

Fuente: Nota EOR-GOS-29-07-2025-099.

TABLA 52. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 25 DE SEPTIEMBRE DE 2025 [MW]

Período	Transferencia N-S	Transferencia S-N	Exportación Total Máxima
Máxima	300	300	300
Media	150	300	300
Mínima	260	300	300

Fuente: Nota EOR-GOS-24-09-2025-127.

TABLA 53. VALORES DE TRANSFERENCIA NORTE-SUR DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 25 DE SEPTIEMBRE DE 2025 [MW]

Período	Transferencia Norte-Sur
Máxima	285
Media	110
Mínima	215

Fuente: Nota EOR-GOS-24-09-2025-127.

TABLA 54. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 11 DE NOVIEMBRE DE 2025 [MW]

Período	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total
Máxima	100	100	100
Media	100	100	100
Mínima	100	100	100

Fuente: Nota EOR-GOS-10-11-2025-156.

TABLA 55. CUADRO RESUMEN DE IMPORTACIÓN TOTAL, N-S Y S-N DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 22 DE NOVIEMBRE DE 2025 [MW]

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

Fuente: Anexo I de la nota EOR-GOS-20-11-2025-159.

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

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

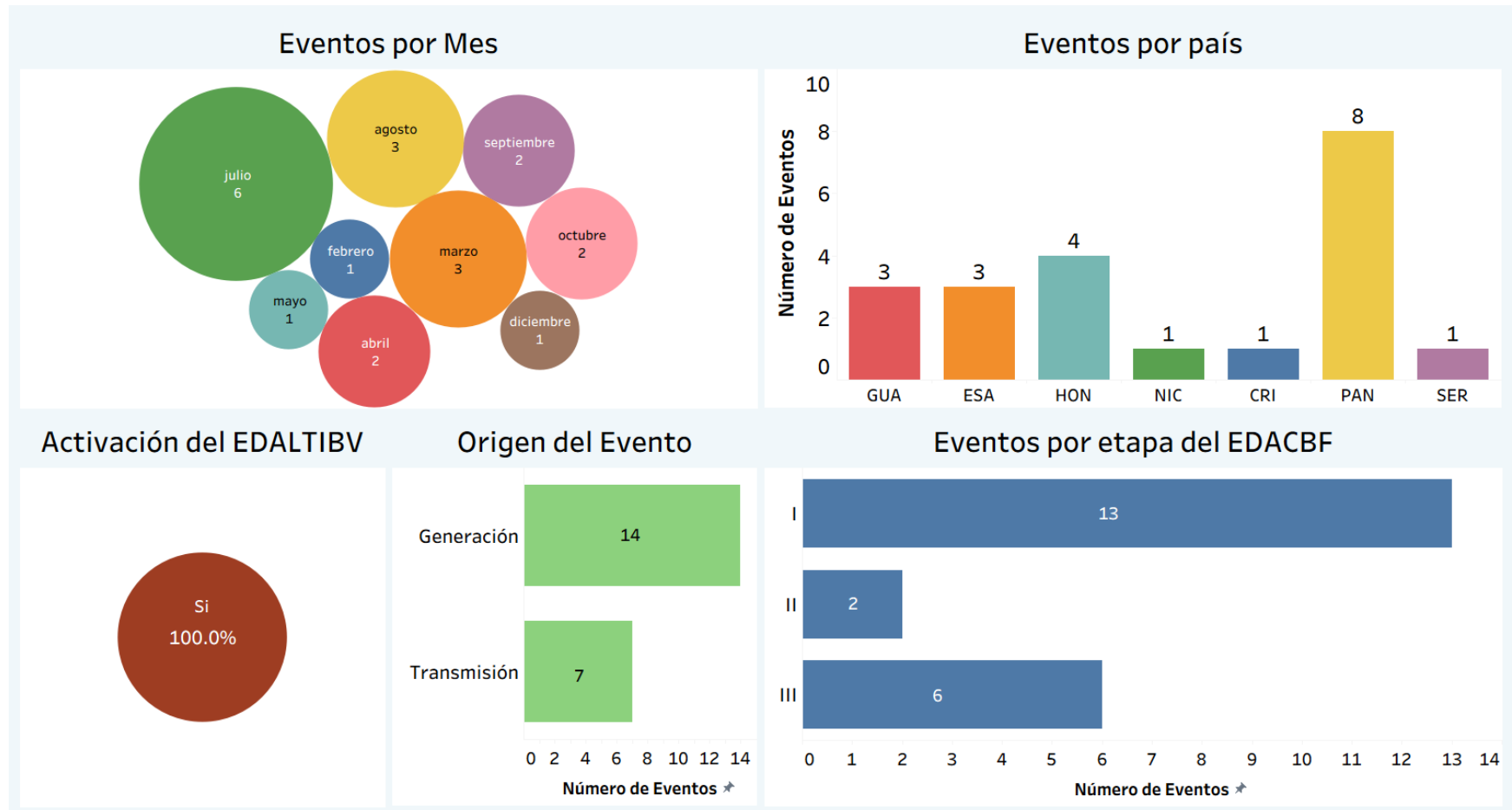
11.3. Eventos regionales ocurridos en 2025

Durante 2025 se registraron veintiún (21) eventos que implicaron la desconexión de demanda mediante el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF). En todos los casos, previamente actuó el Esquema de Desconexión Automática de Línea de Transmisión de Interconexión por Bajo Voltaje (EDALTIBV), provocando la desconexión del enlace extrarregional entre el SER y el sistema eléctrico de México.

De los eventos registrados, catorce (14) se originaron por pérdidas de generación, mientras que siete (7) tuvieron su origen en fallas a nivel de transmisión. En cuanto a su distribución temporal, se registró un (1) evento en febrero, tres (3) en marzo, dos (2) en abril, uno (1) en mayo, seis (6) en julio, tres (3) en agosto, dos (2) en septiembre, dos (2) en octubre y uno (1) en diciembre. Durante los meses de enero, junio y noviembre no se reportaron eventos que implicaran la actuación del EDACBF. Cabe destacar que el área de control de Panamá concentró la mayor cantidad de eventos, con un total de ocho (8), mientras que el resto se distribuyó entre las demás áreas de control.

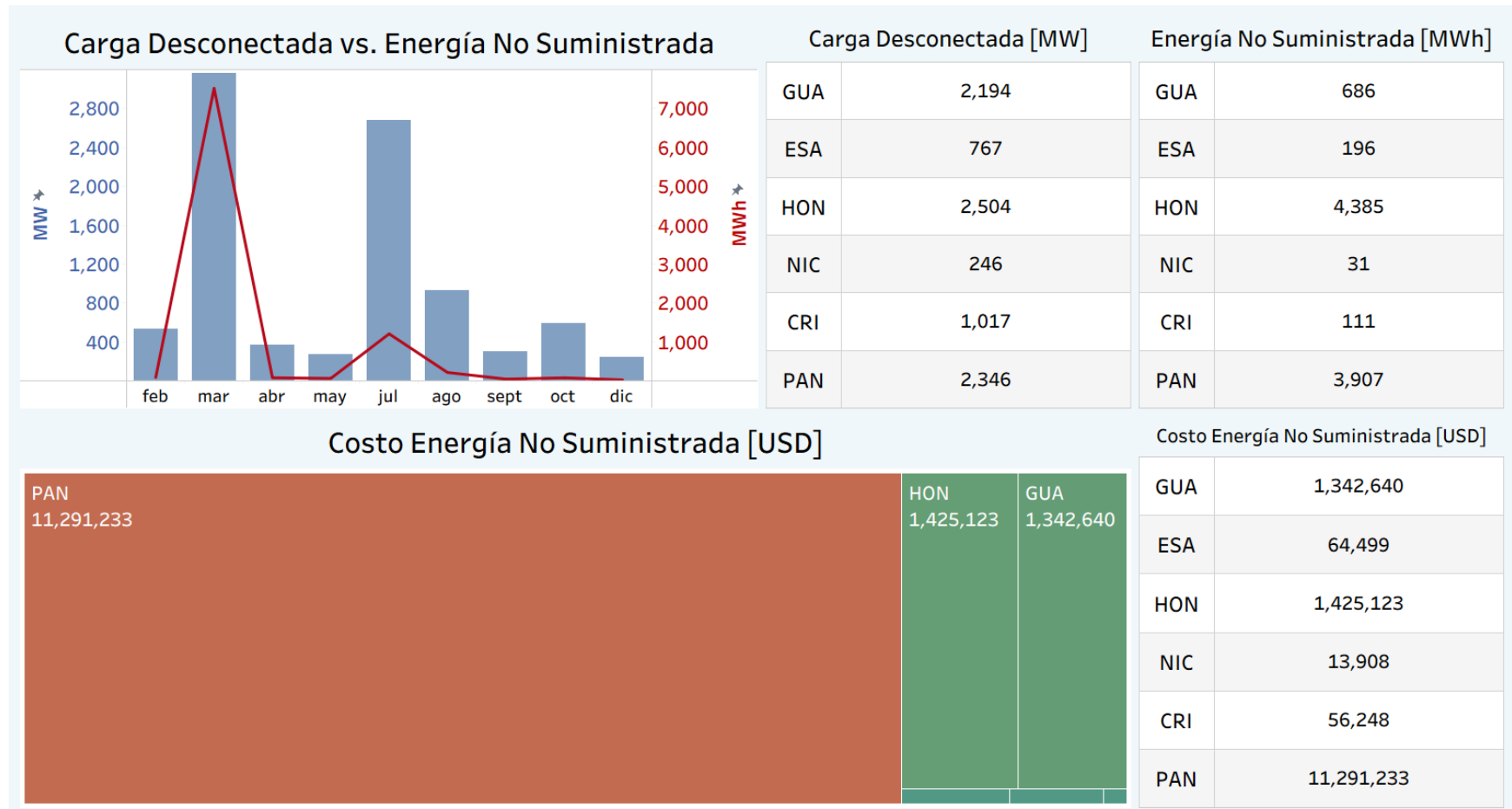
En términos de severidad, trece (13) eventos activaron la primera etapa del EDACBF (umbral de frecuencia de 59.3 Hz), dos (2) alcanzaron la segunda etapa (59.1 Hz) y seis (6) llegaron a la tercera etapa (58.9 Hz). Como consecuencia de estos eventos, las áreas de control de Honduras, Panamá y Guatemala fueron las más afectadas en términos de carga desconectada, con valores de 2,504 MW, 2,346 MW y 2,194 MW, respectivamente. En cuanto a la energía no suministrada, Honduras y Panamá registraron los mayores valores, con 4,385 MWh y 3,907 MWh, seguidos por Guatemala con 686 MWh. Las Figuras 58 y 59 presentan el detalle de los eventos regionales registrados en 2025, incluyendo la estimación del Costo de la Energía No Suministrada (CENS), calculado por los OS/OMS de cada área de control.

FIGURA 58. EVENTOS REGIONALES OCURRIDOS EN 2025



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

FIGURA 59. REPERCUSIONES POR EVENTOS REGIONALES OCURRIDOS EN 2025



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