

Evaluación del MER y del estado de competencia

AÑO 2023

Una vista al Mercado Eléctrico de América Central

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Tel. (502) 2495-1777

55ª Avenida 5-55 zona 14 edificio Europlaza
Torre I PH Oficina 1903, Ciudad de
Guatemala, Guatemala

www.crie.org.gt

Contenido

| | |
|--|----|
| ANTECEDENTES | 5 |
| 1. HECHOS RELEVANTES..... | 6 |
| 2. INDICADORES SOCIO ECONÓMICOS | 7 |
| 2.1. ÍNDICE DE PRECIOS DE PRETRÓLEO | 8 |
| 3. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MER | 10 |
| 3.1. INYECCIONES Y RETIROS..... | 10 |
| 3.2. EVOLUCIÓN DE TRANSACCIONES..... | 11 |
| 3.3. TRANSACCIONES POR TIPO DE MERCADO..... | 15 |
| 3.4. TRANSACCIONES POR TIPO DE OFERTA | 16 |
| 3.5. CUBRIMIENTO DE DEMANDA CON ENERGÍA DEL MER..... | 18 |
| 4. PRECIOS EN EL MER..... | 19 |
| 4.1. PRECIOS NODALES PROMEDIO | 19 |
| 4.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLE | 22 |
| 4.3. PRECIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES | 24 |
| 4.4. PRECIOS PROMEDIO POR NODO DE ENLACE | 27 |
| 5. AGENTES AUTORIZADOS A REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER | 28 |
| 5.1. TRANSACCIONES POR AGENTE | 29 |
| 6. ANÁLISIS DE COMPETENCIA Y EFICIENCIA EN EL MER | 32 |
| 6.1. EFICIENCIA DEL MERCADO | 32 |
| 6.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO | 32 |
| 6.2.1. Índice Herfindahl - Hirschmann (IHH): | 33 |
| 6.2.2. Coeficientes de concentración C4 y C8: | 34 |
| 6.2.2.1. Resultados para el 2023: | 35 |
| 6.2.2.2. Evolución de los indicadores de concentración IHH, C4 y C8: | 37 |
| 6.2.3. Índice de Lerner..... | 38 |
| 6.3. OFERTAS DE INYECCIÓN Y RETIRO CON PRECIOS DE OUS\$/MWh | 41 |
| 7. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA..... | 43 |
| 8. CAPACIDAD DISPONIBLE Y ENERGÍA GENERADA | 45 |
| 9. CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA 2023 | 48 |
| 9.1. Actualizaciones solicitadas por los OS/OM | 50 |
| ANEXOS | 52 |

Índice de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Indicadores Socioeconómicos del Sector Eléctrico en los Países de América Central actualizado al 2023..... | 7 |
| Tabla 2. Variación porcentual del Índice del Producto Interno Bruto (PIB) e Índice de Precios al Consumidor (IPC) en el periodo 2017-2023..... | 7 |
| Tabla 3. Precio promedio del petróleo crudo para el 2023 (dólares por barril)..... | 9 |
| Tabla 4. Inyecciones Anuales por país (GWh)..... | 14 |
| Tabla 5. Retiros Anuales por país (GWh)..... | 14 |
| Tabla 6. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER para 2023..... | 28 |
| Tabla 7. Evolución de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER..... | 28 |
| Tabla 8. Índices de concentración del MER para el 2023..... | 36 |
| Tabla 9. Evolución de Indicadores de concentración de 2014 a 2023..... | 37 |
| Tabla 10. Promedio de índice de Lerner para el 2023..... | 40 |
| Tabla 11. Energía declarada en el MER con precios 0US\$/MWh por tipo de mercado para 2023 .. | 41 |
| Tabla 12. Demanda Máxima anual por país (MW)..... | 43 |
| Tabla 13. Consumo de energía anual por país (GWh)..... | 44 |
| Tabla 14. Capacidad disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW) para 2023..... | 45 |
| Tabla 15. Generación por tipo de tecnología y país para 2023 (GWh)..... | 47 |
| Tabla 16. Capacidades Operativas de Transmisión (MW) entre áreas de control Norte – Sur para 2023..... | 48 |
| Tabla 17. Capacidades Operativas de Transmisión (MW) entre áreas de control Sur – Norte para 2023..... | 49 |
| Tabla 18. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) a partir del 20 de marzo de 2023..... | 50 |
| Tabla 19. Actualización de la exportación total de Panamá (MW) a partir del 05 de mayo de 2023..... | 50 |
| Tabla 20. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 16 de mayo de 2023..... | 50 |
| Tabla 21. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de junio de 2023..... | 50 |
| Tabla 22. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de junio de 2023..... | 51 |
| Tabla 23. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) para el 30 de noviembre de 2023..... | 51 |
| Tabla 24. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de diciembre de 2023..... | 51 |

Tabla 25. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) para los domingos, a partir del 03 de diciembre de 2023..... 51

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1. Ingresos de divisas en concepto de remesas en los países de América Central 2019-2023 | 8 |
| Figura 2. Histórico del precio promedio del petróleo crudo (dólares por barril) | 9 |
| Figura 3. Inyecciones al MER por país, años 2022 y 2023 (%) | 10 |
| Figura 4. Retiros del MER por país, años 2022 y 2023 (%)..... | 11 |
| Figura 5. Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional años 2014-2023 (GWh) | 12 |
| Figura 6. Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional por país. 2014-2023 (GWh). | 13 |
| Figura 7. Evolución de inyecciones al MER por tipo de Mercado de 2017 a 2023 (GWh)..... | 15 |
| Figura 8. Inyecciones anuales por tipo de oferta (MWh) | 16 |
| Figura 9. Retiros anuales por tipo de oferta (MWh)..... | 17 |
| Figura 10. Abastecimiento de la demanda regional de 2014 a 2023 (GWh)..... | 18 |
| Figura 11. Cubrimiento de la demanda nacional por compras al MER de 2014 a 2023..... | 19 |
| Figura 12. Precios nodales promedio y máximo en el MER para 2023 (US\$/MWh) | 20 |
| Figura 13. Evolución de Precios Nodales en el MER. 2019-2023 (US\$/MWh)..... | 21 |
| Figura 14. Relación Inyecciones al MER y Precios Promedios por mes en 2023 | 22 |
| Figura 15. Evolución de los precios del MER en comparación de los precios del Petróleo de 2014 a 2023..... | 23 |
| Figura 16. Precios promedio de Predespacho de los Sistemas Nacionales 2023 (US\$/MWh)..... | 24 |
| Figura 17. Evolución de los Precios de Predespacho de los Sistemas Nacionales de 2019 a 2023 (US\$/MWh) | 25 |
| Figura 18. Precios promedio mensuales en los predespachos de los sistemas nacionales y del MER en 2023 (US\$/MWh) | 26 |
| Figura 19. Precios Promedios por Nodo de Enlace para 2023 (US\$/MWh) | 27 |
| Figura 20. Principales agentes que inyectaron en el MER para el año 2023 | 30 |
| Figura 21. Principales agentes que retiraron en el MER para el año 2023..... | 31 |
| Figura 22. Evolución de Indicadores de concentración de 2014 a 2023 | 37 |
| Figura 23. Índice de Lerner semanal en 2023 | 39 |
| Figura 24. Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER) para 2023 | 43 |
| Figura 25. Consumo de energía eléctrica por país y año (GWh)..... | 44 |
| Figura 26. Capacidad instalada en la región para 2023 (MW)..... | 46 |
| Figura 27. Matriz de Generación Regional por Tecnología 2023..... | 46 |

ANTECEDENTES

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio. Entre los fines del Tratado Marco se encuentran la creación de las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, para el desarrollo económico y social, así como, incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico.

El Tratado Marco establece que *“El Mercado Eléctrico Regional es 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 mas amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional”*.

En este sentido, es importante supervisar el grado y la efectividad de la apertura del mercado y de su competencia, para detectar cualquier condición que restrinja o evite la entrada de más participantes en el MER.

Específicamente, el numeral 2.2.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece que 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 del MER. 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.

El presente informe recoge, además, la evolución de las principales variables vinculadas a la operación del MER, transacciones, precios, demanda, capacidad instalada y generación por tecnologías, que sirven de base para los análisis requeridos.

1. HECHOS RELEVANTES

En el 2023 se registró el fenómeno climático El Niño en la región. Esta situación climática se caracteriza por lluvias irregulares e inferiores a las normales, con el aumento de la temperatura del océano Pacífico.

A partir de mayo, el Ente Operador Regional (EOR) notificó la actualización de las máximas capacidades de exportación de Panamá y El Salvador. Panamá restringió la exportación a 0 MW, mientras que El Salvador limitó la exportación al valor de las inyecciones comprometidas en Contratos Firmes. Por otro lado, Guatemala restringió la capacidad de generación para exportación en los nodos enlace a 0 MW.

En junio de 2023, la región sufrió las mayores consecuencias de este fenómeno debido a la baja generación hidroeléctrica: las inyecciones de energía al MER se redujeron considerablemente, con una disminución de 63.2%, con respecto a junio de 2022, llegando a los niveles de hace 10 años. Los altos precios de las ofertas de inyección al MER, establecieron señal de precios en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR) de hasta US\$1,535.00/MWh. El despacho de estas ofertas surgió bajo la necesidad de abastecer las pérdidas de transmisión generadas por las transacciones regionales.

2. INDICADORES SOCIO ECONÓMICOS

El uso de indicadores permite la comparación del desarrollo económico y el social de los países, respecto a los diferentes contextos y poblaciones, con un valor relativo que les da significado, facilitando el análisis de dónde se encuentra y hacia dónde se dirige el país, estableciendo objetivos y metas.

Tabla 1. Indicadores Socioeconómicos del Sector Eléctrico en los Países de América Central actualizado al 2023

| País | Población Total | PIB per Cápita (US\$) | Acceso a la electricidad (%) | Consumo eléctrico per cápita kWh/hab |
|------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------------|--------------------------------------|
| Guatemala | 17,843,509 | 5,553 | 90.17% | 749 |
| El Salvador | 6,336,844 | 5,146 | 98.20% | 1,018 |
| Honduras | 10,434,353 | 3,135 | 87.45% | 806 |
| Nicaragua | 6,948,115 | 2,288 | 99.37% | 720 |
| Costa Rica | 5,180,692 | 13,202 | 99.43% | 2,058 |
| Panamá | 4,408,515 | 17,586 | 95.30% | 2,181 |
| América Central | 51,152,029 | 7,818 | 94.99% | 1,255 |

Fuente: CEPAL

Para el año 2023, en la región de Centroamérica, se observa una notable desaceleración en la tasa de inflación en comparación con el año anterior, descendiendo de 8.96 en 2022 a 2.79 en 2023. En cuanto al Índice de Producto Interno Bruto (PIB), se aprecia una leve disminución en la variación interanual durante el mismo periodo.

Tabla 2. Variación porcentual del Índice del Producto Interno Bruto (PIB) e Índice de Precios al Consumidor (IPC) en el periodo 2017-2023

| Año | Índice PIB Región CA | Variación interanual | Variación acumulada IPC Región CA | Índice PIB Región CAPARD | Variación interanual | Variación acumulada IPC Región CAPARD |
|------|----------------------|----------------------|-----------------------------------|--------------------------|----------------------|---------------------------------------|
| 2017 | 137.32 | 3.63 | 4.3 | 149.92 | 4.26 | 3.74 |
| 2018 | 140.66 | 2.43 | 2.39 | 155.68 | 3.84 | 1.76 |
| 2019 | 144.21 | 2.52 | 2.79 | 160.78 | 3.28 | 2.59 |
| 2020 | 137.98 | -4.32 | 2.89 | 148.69 | -7.52 | 2.91 |
| 2021 | 150.71 | 9.23 | 4.28 | 165.15 | 11.07 | 5.15 |
| 2022 | 156.68 | 3.98 | 8.96 | 174.66 | 5.76 | 7.71 |
| 2023 | *162.84 | *3.93 | 2.79 | - | - | 2.86 |

Fuente: Secretaría Ejecutiva del consejo Monetario Centroamericano (SECMCA), 2023

*cálculos hasta septiembre de 2023

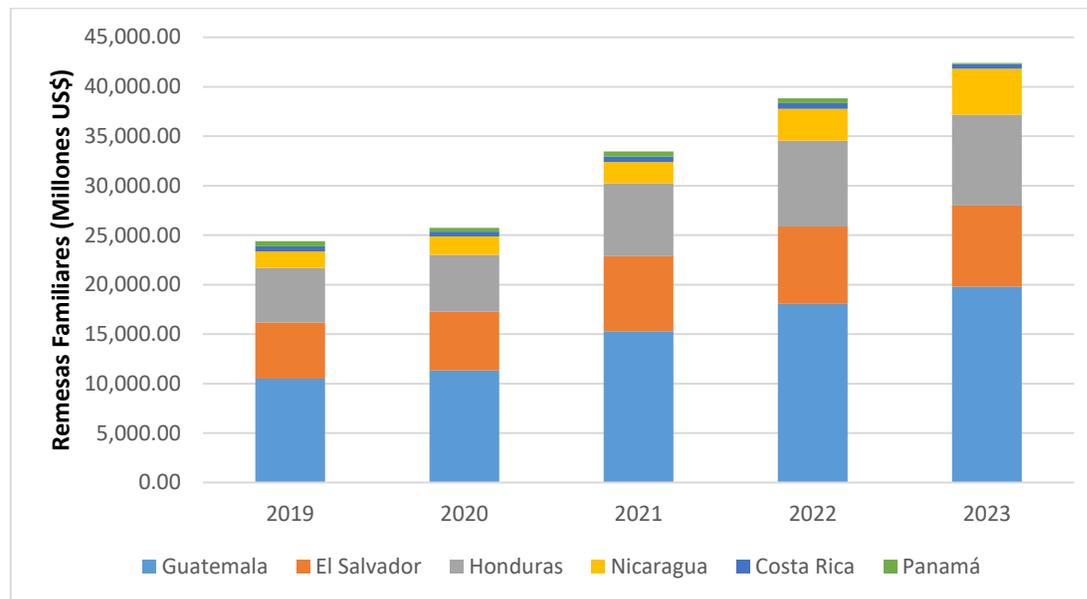
CA: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica

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

En la Figura 1 se presenta la evolución anual del período 2019-2023 de los ingresos por concepto de remesas familiares por país. Según la definición de la Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano (SECMCA), “Las remesas familiares comprenden las transferencias corrientes realizadas por los emigrantes (personas que se domicilian en una economía y que permanecen en ella durante un año o más), empleados en la nueva economía de la que se les considera residentes”.

Se destaca la relevancia de estas remesas en países como Guatemala, El Salvador y Honduras, donde constituyen una parte significativa del Producto Interno Bruto (PIB) de cada uno.

Figura 1. Ingresos de divisas en concepto de remesas en los países de América Central 2019-2023



Fuente: Elaboración propia con información del SECMCA

2.1. ÍNDICE DE PRECIOS DE PRETRÓLEO

La evolución de las referencias Brent, OPEP y West Texas Intermediate (WTI) es un tema de gran relevancia debido a su impacto en el mercado energético mundial. Tras las significativas alzas registradas durante 2022, cuando los precios superaron los 120 dólares por barril en algunos casos durante los primeros meses del conflicto entre Rusia y Ucrania, el costo comenzó a descender gradualmente en 2023. A pesar de las diversas fluctuaciones experimentadas, el WTI se mantuvo como el crudo de referencia más económico durante todo el año.

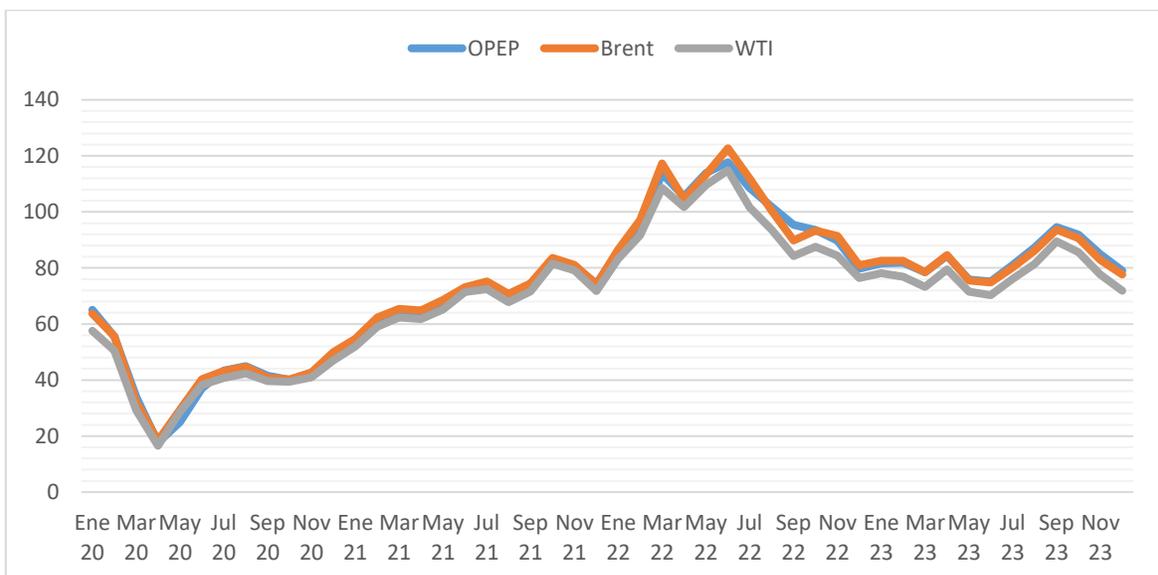
Tabla 3. Precio promedio del petróleo crudo para el 2023 (dólares por barril)

| MES | OPEP | Brent | WTI |
|------------|---------|---------|---------|
| Enero | \$81.62 | \$82.50 | \$78.12 |
| Febrero | \$81.86 | \$82.59 | \$76.83 |
| Marzo | \$78.45 | \$78.43 | \$73.28 |
| Abril | \$84.36 | \$84.64 | \$79.45 |
| Mayo | \$75.81 | \$75.47 | \$71.58 |
| Junio | \$75.19 | \$74.84 | \$70.25 |
| Julio | \$81.06 | \$80.11 | \$76.07 |
| Agosto | \$87.33 | \$86.15 | \$81.39 |
| Septiembre | \$94.60 | \$93.72 | \$89.43 |
| Octubre | \$91.85 | \$90.60 | \$85.64 |
| Noviembre | \$84.92 | \$82.94 | \$77.69 |
| Diciembre | \$79.02 | \$77.63 | \$71.90 |

Fuente: Elaboración propia con información de Statista 2024.

<https://es.statista.com/estadisticas/1104750/precio-medio-semanal-del-barril-de-brent-opec-y-wti/>

Figura 2. Histórico del precio promedio del petróleo crudo (dólares por barril)



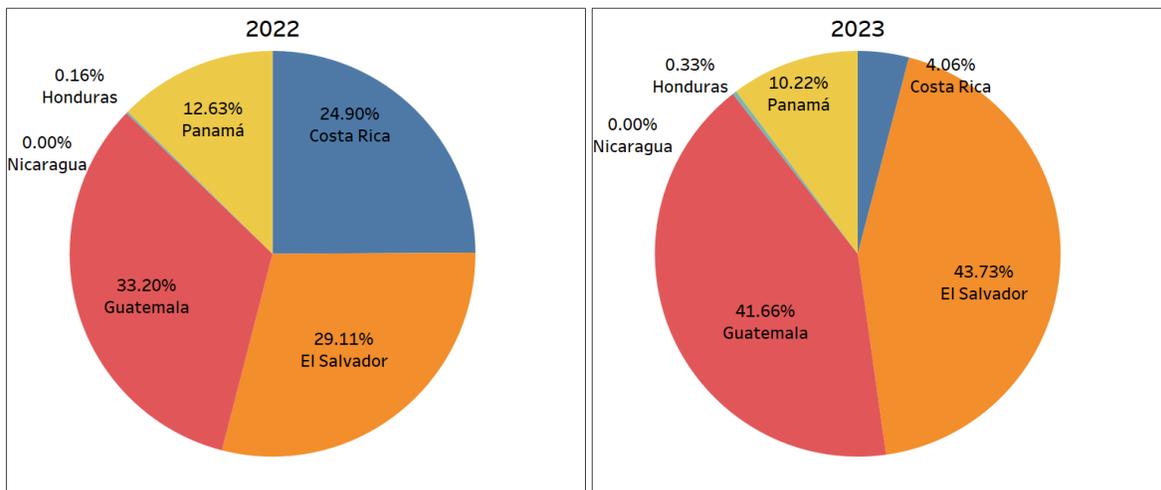
Fuente: Elaboración propia con información de Statista 2024

3. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MER

3.1. INYECCIONES Y RETIROS

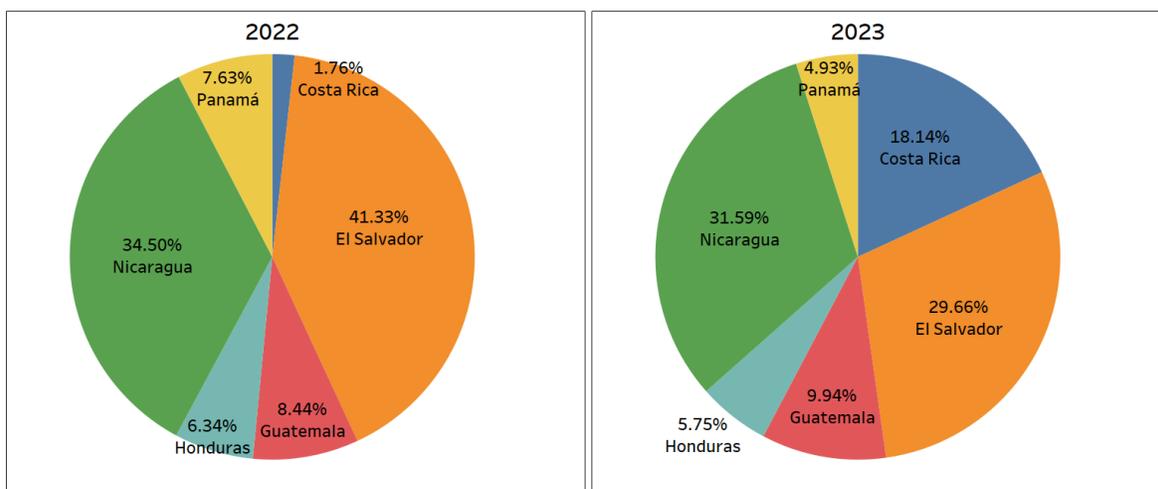
Durante el 2023, se realizaron inyecciones en el MER por un volumen de 2,649,305 MWh, que representó una disminución de 14.76 % con respecto al año 2022, el cual registró 3,108,009 MWh. Los países que más inyectaron para el 2023 fueron: El Salvador con 43.73%, Guatemala con 41.66% y Panamá con 10.22%.

Figura 3. Inyecciones al MER por país, años 2022 y 2023 (%)



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

En cuanto a los retiros, se evidenció una reducción del 15.99%, descendiendo de 3,078,698 MWh en 2022 a 2,586,461 MWh en 2023. Nicaragua continúa liderando en la cantidad de retiros, alcanzando el 31.59%, mientras que Costa Rica experimentó un aumento en sus retiros del 1.76% en 2022 al 18.14% en 2023.

Figura 4. Retiros del MER por país, años 2022 y 2023 (%)

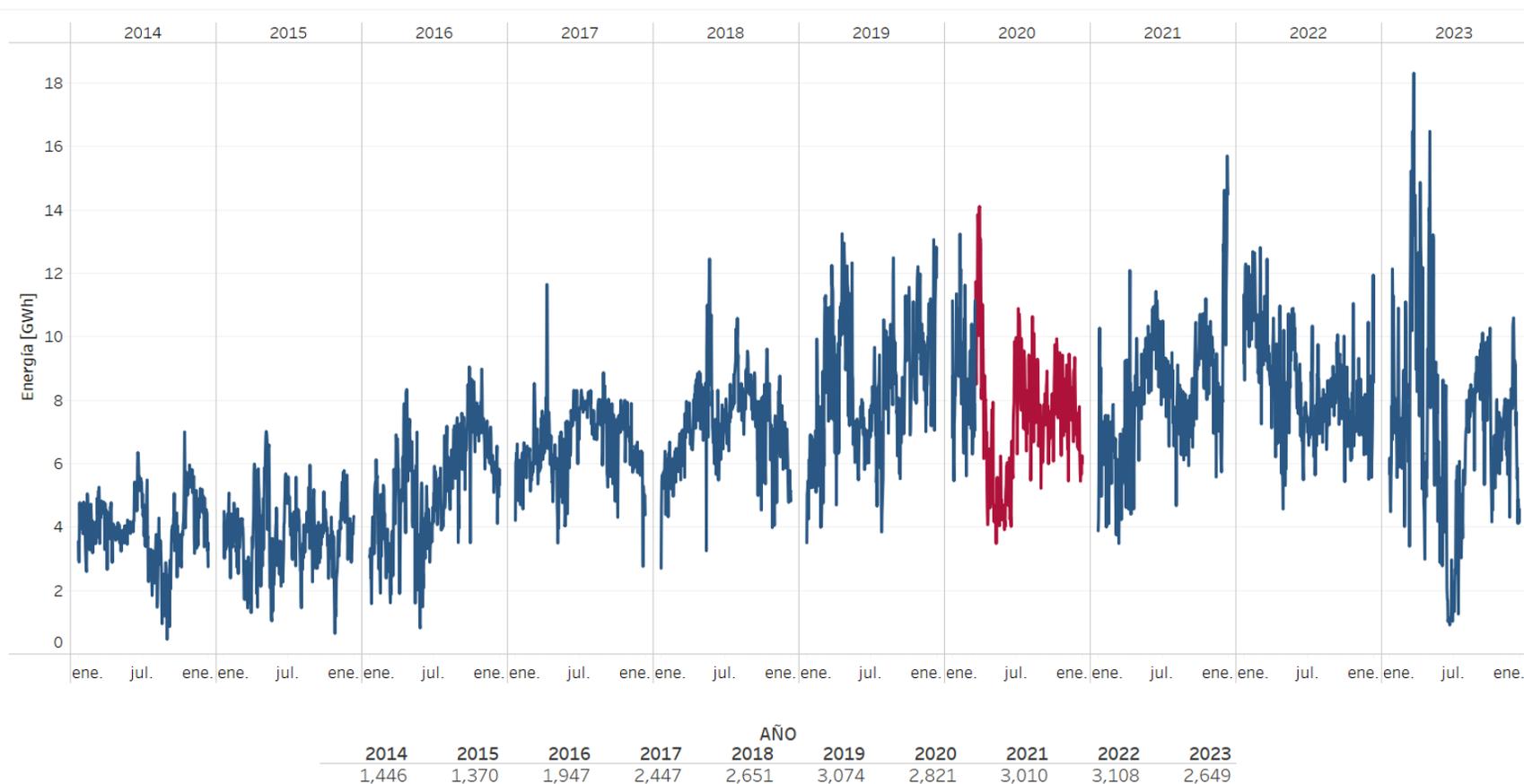
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

La disminución de las transacciones en el MER se atribuyó principalmente al fenómeno climático de El Niño.

3.2. EVOLUCIÓN DE TRANSACCIONES

Durante el período de 2014 a 2021, la Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de las inyecciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) se situó en un 11.04%. Esta cifra se vio afectada por la emergencia sanitaria derivada del COVID-19 ocurrida en 2020, generando una disminución del 8.24% en las inyecciones durante ese año. No obstante, a partir de 2021, las inyecciones en el MER experimentaron un repunte, alcanzando un total de 3,108 GWh en 2022, superando incluso los niveles registrados en 2019 de 3,074 GWh.

El fenómeno de El Niño, que impactó la región en el segundo cuatrimestre de 2023, provocó una nueva reducción en las transacciones, llevándolas a niveles comparables a los de 2018 (2,651 GWh). Este evento climático ejerció una influencia significativa en la dinámica del mercado eléctrico regional, evidenciando la sensibilidad de las inyecciones a factores medioambientales.

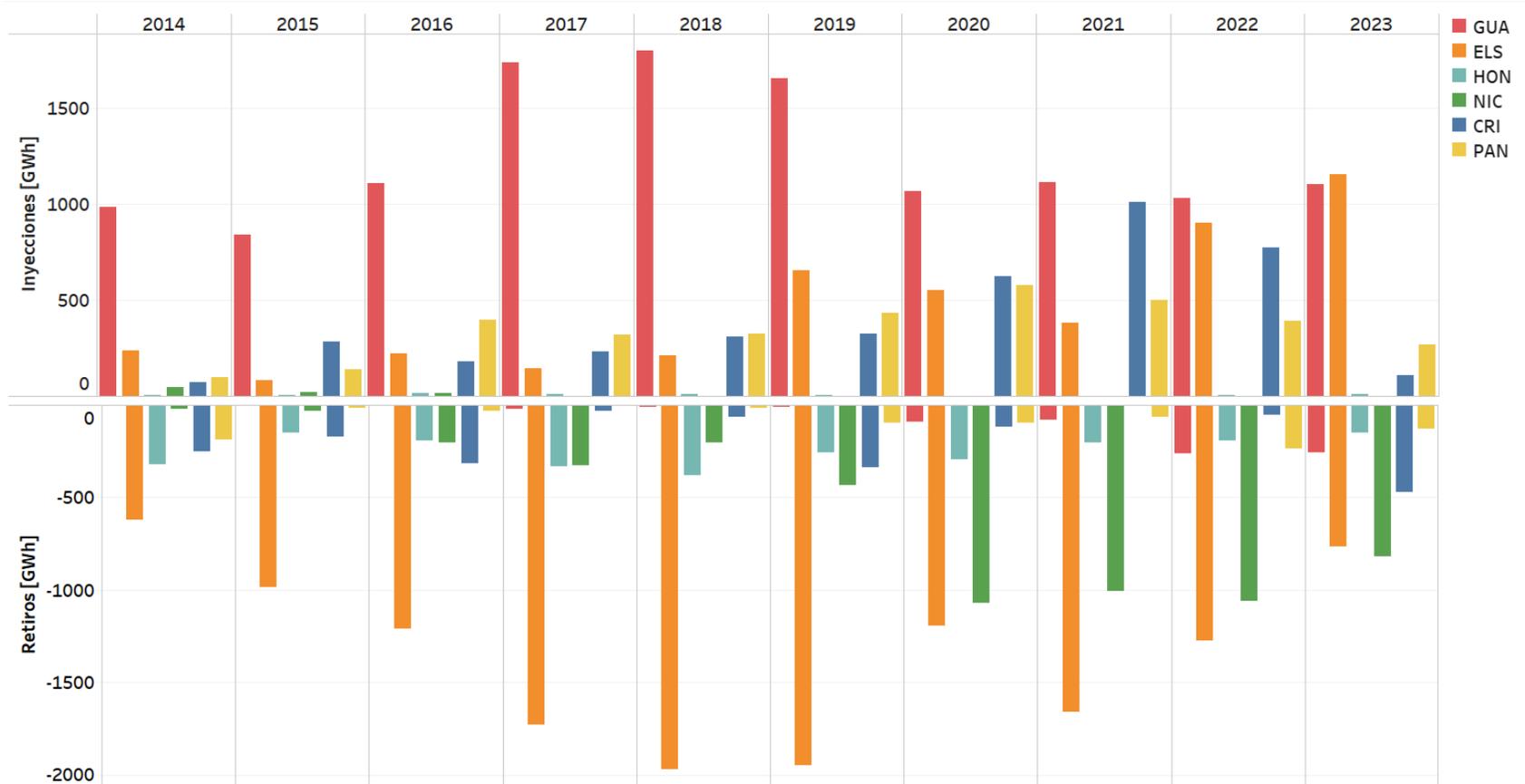
Figura 5. Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional años 2014-2023 (GWh)

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

En la siguiente figura se muestra la evolución de las inyecciones y de los retiros anuales en el MER, por país, durante los años 2014 al 2023. Es relevante destacar la transformación de El Salvador en el Mercado Eléctrico Regional (MER) durante el período mencionado. Hasta el año 2022, El Salvador figuraba como el país con mayores retiros en el MER. Sin embargo, en el año 2023, experimentó un cambio significativo al convertirse en el país que más inyecta energía. En contraste, Nicaragua se posicionó como el principal demandante de energía en 2023, consolidándose como

uno de los países con mayores retiros en el MER desde el año 2020. Este cambio en los roles de los países en términos de inyecciones y retiros refleja la dinámica fluida y cambiante del mercado eléctrico regional en la región.

Figura 6. Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional por país. 2014-2023 (GWh).



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

Tabla 4. Inyecciones Anuales por país (GWh)

| | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá |
|------|-----------|-------------|----------|-----------|------------|--------|
| 2014 | 986.43 | 238.01 | 4.13 | 48.98 | 69.75 | 98.55 |
| 2015 | 842.98 | 82.23 | 2.70 | 21.51 | 281.39 | 139.65 |
| 2016 | 1,110.25 | 224.00 | 16.16 | 17.88 | 181.23 | 397.87 |
| 2017 | 1,741.13 | 143.80 | 12.69 | 1.03 | 229.96 | 318.24 |
| 2018 | 1,798.87 | 209.06 | 8.44 | 0.23 | 307.48 | 327.20 |
| 2019 | 1,657.13 | 656.71 | 5.86 | 0.15 | 322.56 | 431.51 |
| 2020 | 1,065.99 | 550.63 | 0.00 | 0.00 | 623.79 | 580.26 |
| 2021 | 1,116.11 | 379.39 | 2.55 | 0.00 | 1,009.02 | 503.16 |
| 2022 | 1,031.77 | 904.75 | 5.00 | 0.00 | 773.99 | 392.51 |
| 2023 | 1,103.68 | 1,158.47 | 8.81 | 0.01 | 107.60 | 270.73 |

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

Tabla 5. Retiros Anuales por país (GWh)

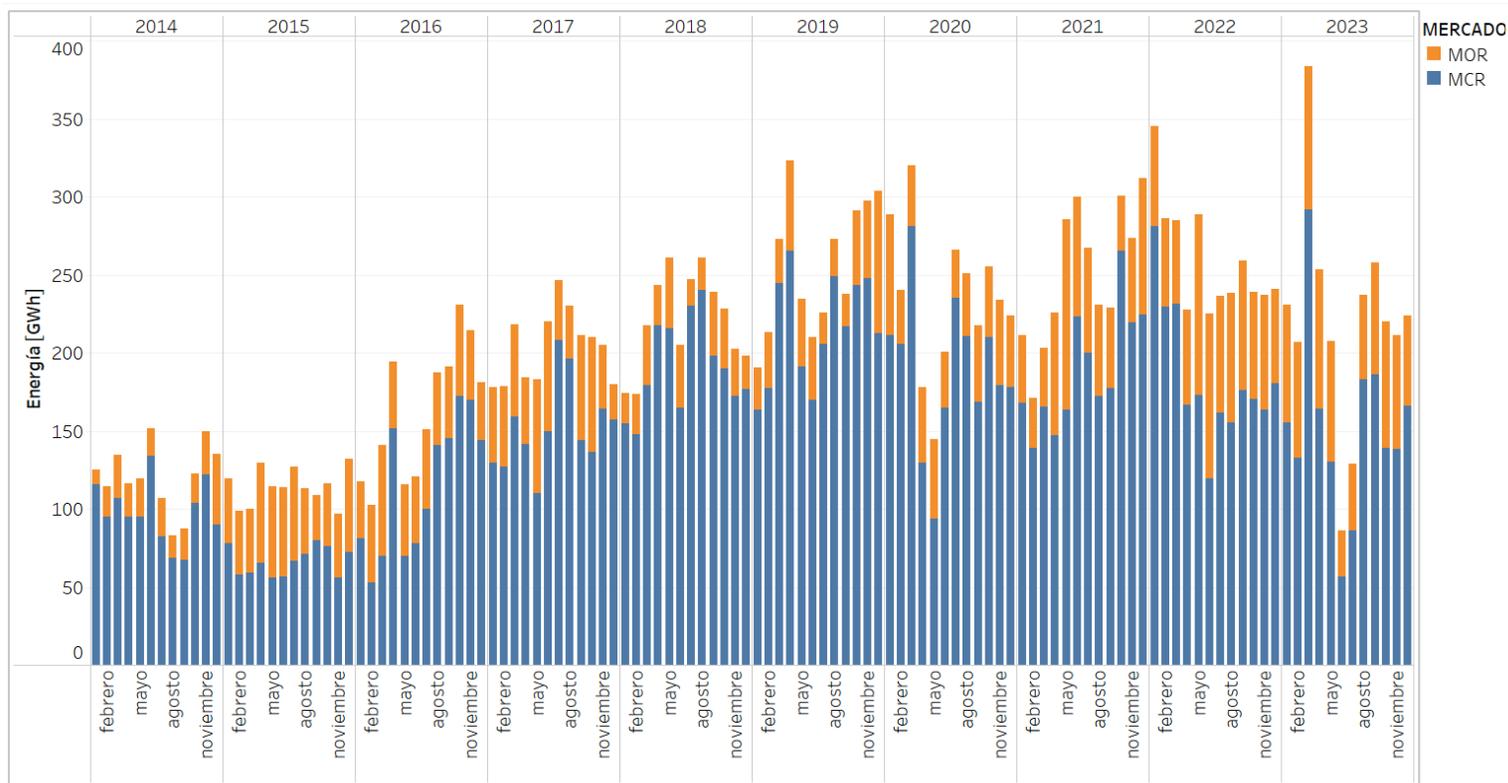
| | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá |
|------|-----------|-------------|----------|-----------|------------|--------|
| 2014 | 1.43 | 618.75 | 320.36 | 22.32 | 251.53 | 189.25 |
| 2015 | 1.87 | 982.98 | 151.83 | 33.89 | 172.46 | 17.11 |
| 2016 | 5.16 | 1,212.22 | 195.25 | 204.81 | 313.37 | 30.02 |
| 2017 | 19.24 | 1,729.06 | 331.07 | 326.64 | 31.80 | 6.61 |
| 2018 | 9.68 | 1,968.32 | 381.34 | 201.10 | 65.70 | 14.66 |
| 2019 | 9.48 | 1,948.76 | 259.53 | 434.42 | 339.82 | 96.33 |
| 2020 | 92.10 | 1,193.23 | 292.01 | 1,070.69 | 117.69 | 97.41 |
| 2021 | 81.06 | 1,662.36 | 204.48 | 1,005.24 | 6.29 | 63.68 |
| 2022 | 259.72 | 1,272.48 | 195.20 | 1,062.19 | 54.23 | 234.88 |
| 2023 | 257.07 | 767.03 | 148.64 | 817.15 | 469.17 | 127.40 |

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

3.3. TRANSACCIONES POR TIPO DE MERCADO

En el año 2023, el Mercado de Contratos Regional (MCR) fue responsable del 69.06% del total de las inyecciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER), mientras que el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) representó el 30.94% restante de las transacciones. La siguiente figura ilustra las proporciones de volumen de energía inyectada en el MER, desglosadas entre MCR y MOR, para el período comprendido entre los años 2014 y 2023.

Figura 7. Evolución de inyecciones al MER por tipo de Mercado de 2017 a 2023 (GWh)



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

3.4. TRANSACCIONES POR TIPO DE OFERTA

Durante el año 2023, se evidenció una notable reducción en las inyecciones a través de los Contratos Firmes, disminuyendo en un 38% en comparación con el año anterior. Las mayores inyecciones se canalizaron a través de los Contratos No Firmes Físico Flexibles, representando el 31.6% del total, seguidas de las ofertas de oportunidad con el 30.9% del total.

Figura 8. Inyecciones anuales por tipo de oferta (MWh)



| AÑO | CF O.I. Flexibilidad | CNFFF Inyección | O.I. Flexibilidad | Oportunidad |
|------|----------------------|-----------------|-------------------|-------------|
| 2014 | | 1,137,816 | 36,755 | 271,265 |
| 2015 | 415,583 | 362,230 | 17,860 | 574,786 |
| 2016 | 409,737 | 860,102 | 106,348 | 571,190 |
| 2017 | 1,382,491 | 395,088 | 44,884 | 624,386 |
| 2018 | 1,649,755 | 512,981 | 125,387 | 363,151 |
| 2019 | 1,011,083 | 1,214,400 | 362,042 | 486,397 |
| 2020 | 922,021 | 946,676 | 399,599 | 552,372 |
| 2021 | 1,182,529 | 849,236 | 234,901 | 743,559 |
| 2022 | 955,598 | 830,767 | 422,015 | 899,629 |
| 2023 | 588,375 | 837,323 | 403,969 | 819,639 |

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

CF O.I. Flexibilidad: Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.

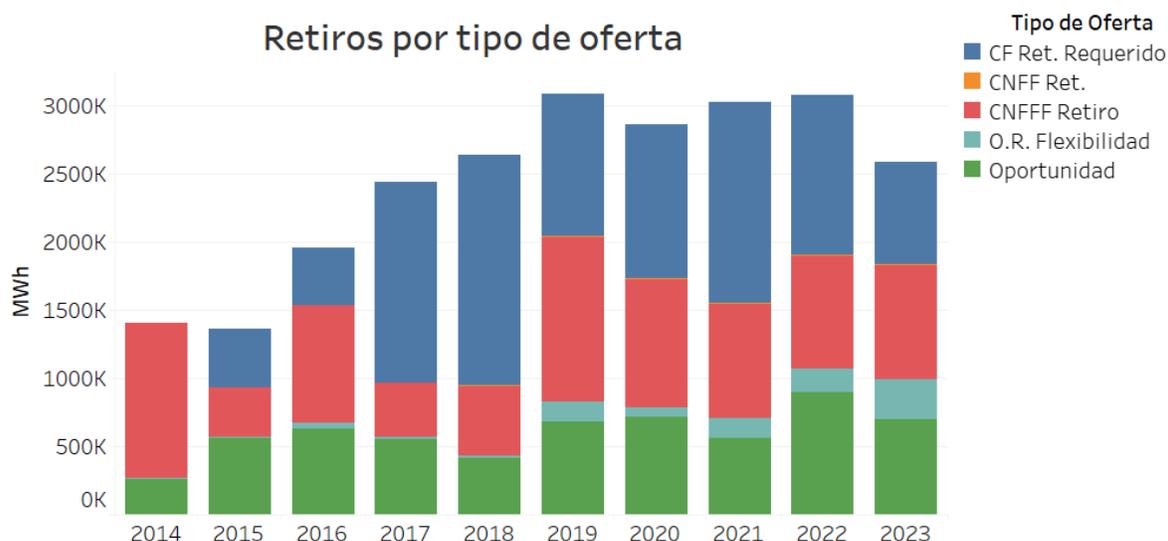
CNFFF Inyección: Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.

O.I. Flexibilidad: Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme Físico Flexible.

Oportunidad: Ofertas de oportunidad de inyección.

En cuanto a los retiros, la mayoría se efectuó mediante los Contratos No Firmes Físico Flexibles, representando el 32.4% del total, seguido por el retiro requerido de los Contratos Firmes, que representó el 29.1% del total, y las ofertas de oportunidad, con el 27.2% del total.

Figura 9. Retiros anuales por tipo de oferta (MWh)



| AÑO | CF Ret. Requerido | CNFF Ret. | CNFFF Retiro | O.R. Flexibilidad | Oportunidad |
|------|-------------------|-----------|--------------|-------------------|-------------|
| 2014 | 0 | 0 | 1,137,816 | 6,760 | 259,057 |
| 2015 | 429,639 | 0 | 362,230 | 600 | 567,663 |
| 2016 | 426,846 | 0 | 860,102 | 40,598 | 633,274 |
| 2017 | 1,482,226 | 0 | 395,088 | 18,073 | 549,030 |
| 2018 | 1,696,213 | 0 | 512,981 | 21,681 | 409,933 |
| 2019 | 1,047,741 | 0 | 1,214,400 | 144,549 | 681,639 |
| 2020 | 1,132,622 | 0 | 946,676 | 67,074 | 716,755 |
| 2021 | 1,467,998 | 0 | 849,236 | 144,362 | 561,517 |
| 2022 | 1,175,577 | 0 | 830,767 | 177,767 | 894,587 |
| 2023 | 753,286 | 0 | 837,323 | 293,451 | 702,401 |

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

CF Ret. Requerido: Retiro Requerido del Contrato Firme.

CNFF Ret.: Retiro físico del Contrato No Firme Físico Flexible.

O.R. Flexibilidad: Ofertas de flexibilidad de retiro asociada a la parte de inyección de un Contrato No Firme Físico Flexible.

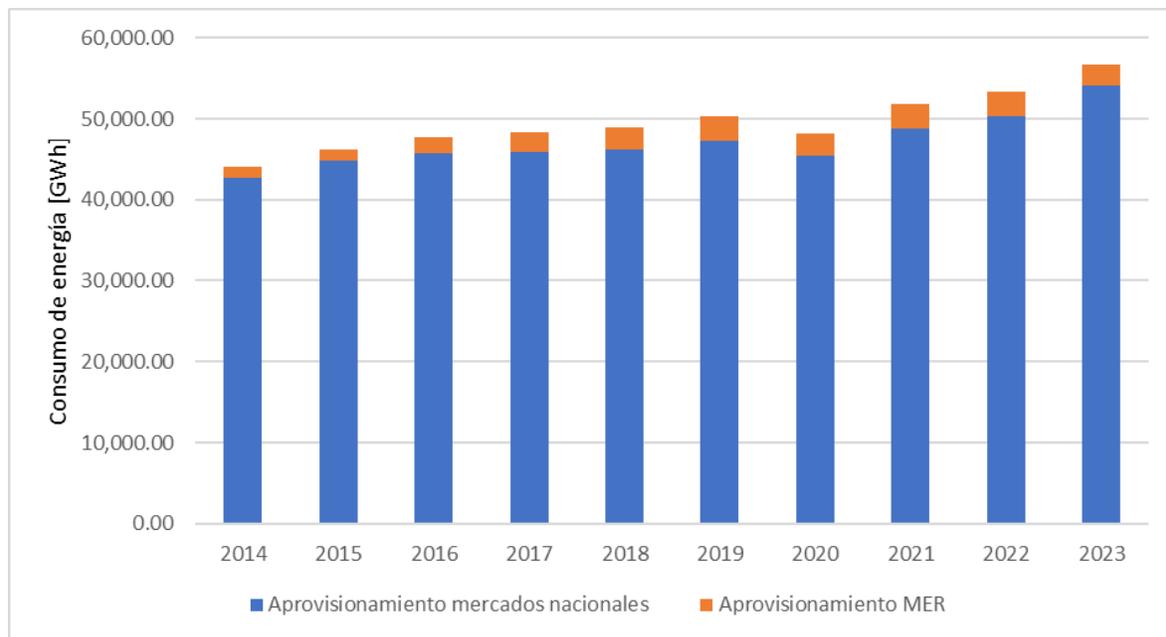
Oportunidad: Ofertas de oportunidad de retiro.

3.5. CUBRIMIENTO DE DEMANDA CON ENERGÍA DEL MER

Durante el periodo de enero a diciembre de 2023, las inyecciones al Mercado Eléctrico Regional (MER) representaron un 4.7% del consumo total de energía eléctrica en la región. Esta proporción es inferior a la registrada en años precedentes (2020-2022), la cual fue de 5.8%.

La Figura 10 presenta los volúmenes de consumo de energía eléctrica a nivel regional, desglosados por fuente de aprovisionamiento en gigavatios hora. Además, se muestra la proporción en porcentaje de las inyecciones en el MER con respecto al consumo total anual durante el período de 2014 a 2023.

Figura 10. Abastecimiento de la demanda regional de 2014 a 2023 (GWh)

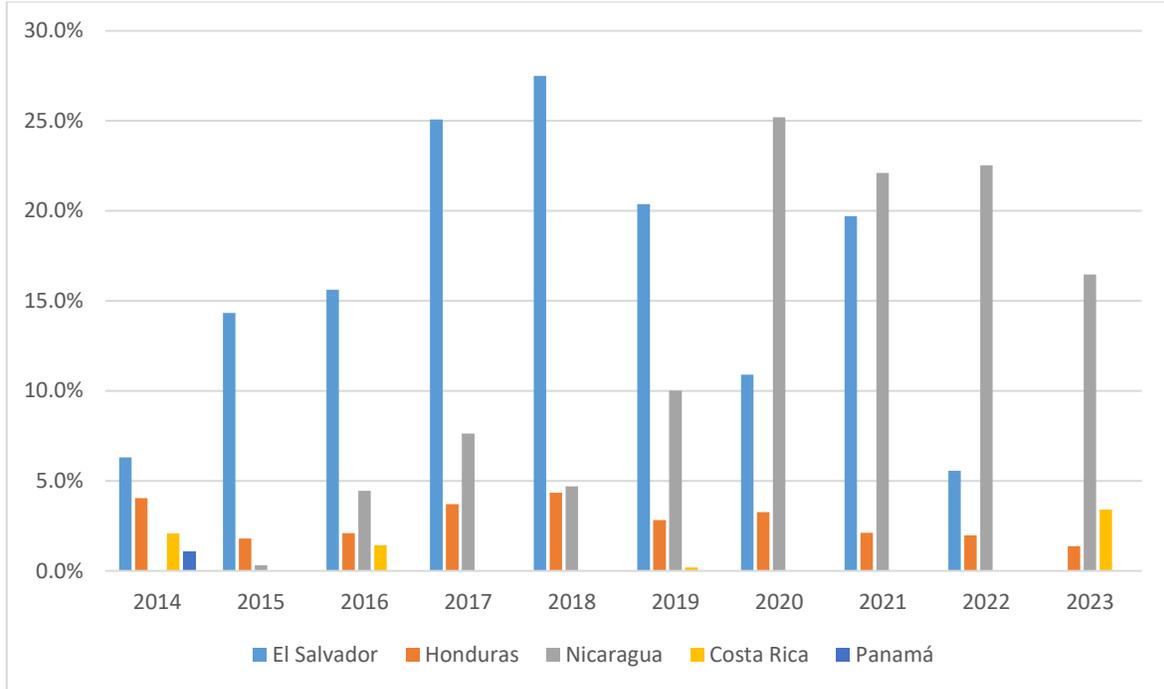


COBERTURA DE LA DEMANDA REGIONAL (% ANUAL)

| 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 3.3% | 3.0% | 4.1% | 5.1% | 5.4% | 6.1% | 5.8% | 5.8% | 5.8% | 4.7% |

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

En el período de enero a diciembre de 2023, se observa el papel importante del Mercado Eléctrico Regional (MER) en el abastecimiento de la demanda nacional de energía para varios países de la región. Durante este período, Nicaragua destacó al cubrir el 16.3% de su demanda nacional con energía del MER, seguido por Costa Rica con el 3.6% y Honduras con el 1.3%. La figura siguiente presenta una perspectiva más detallada, destacando aquellos países que son netamente importadores y mostrando la proporción porcentual del consumo nacional satisfecho a través del MER, abarcando el período de 2014 a 2023.

Figura 11. Cubrimiento de la demanda nacional por compras al MER de 2014 a 2023

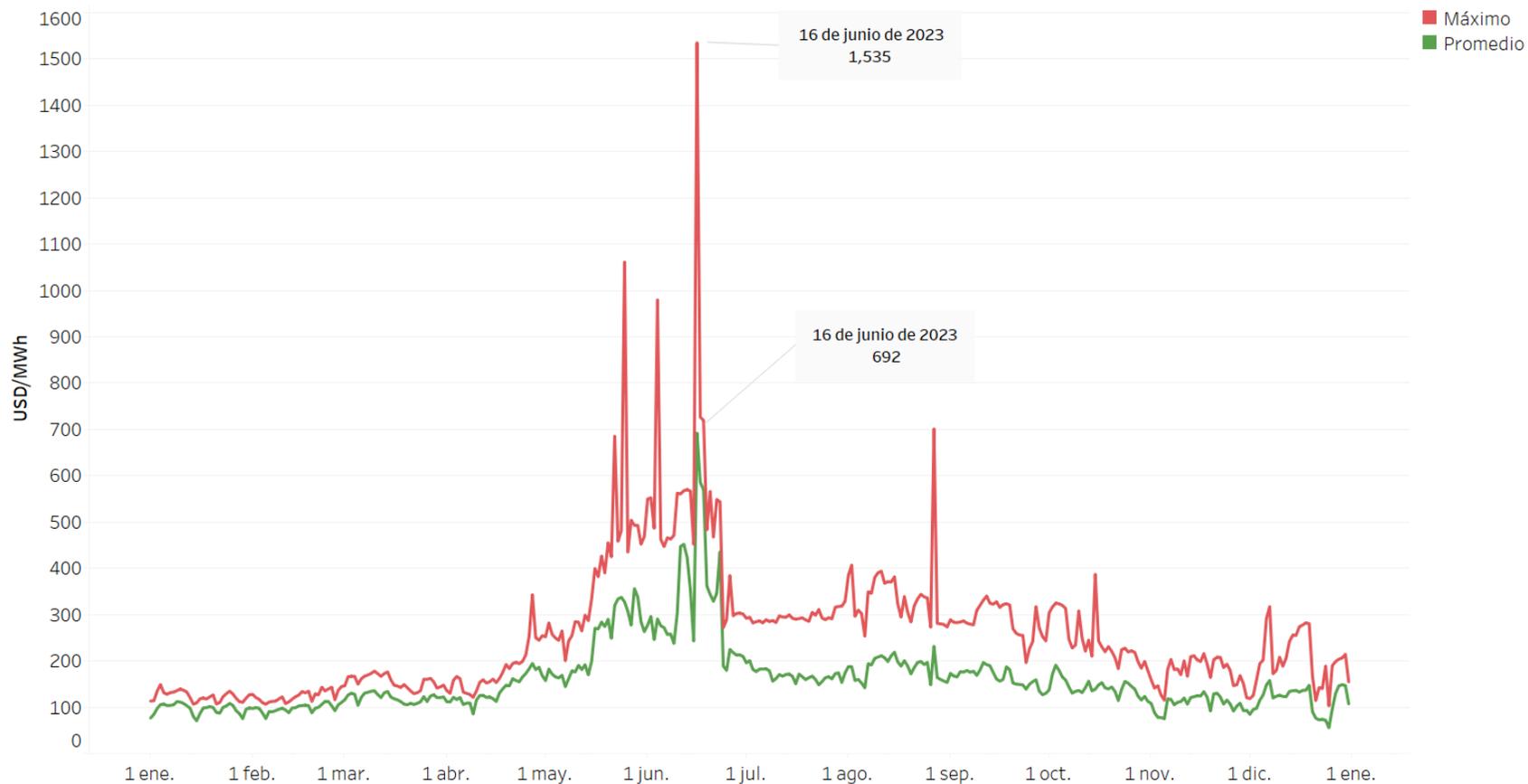
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

4. PRECIOS EN EL MER

4.1. PRECIOS NODALES PROMEDIO

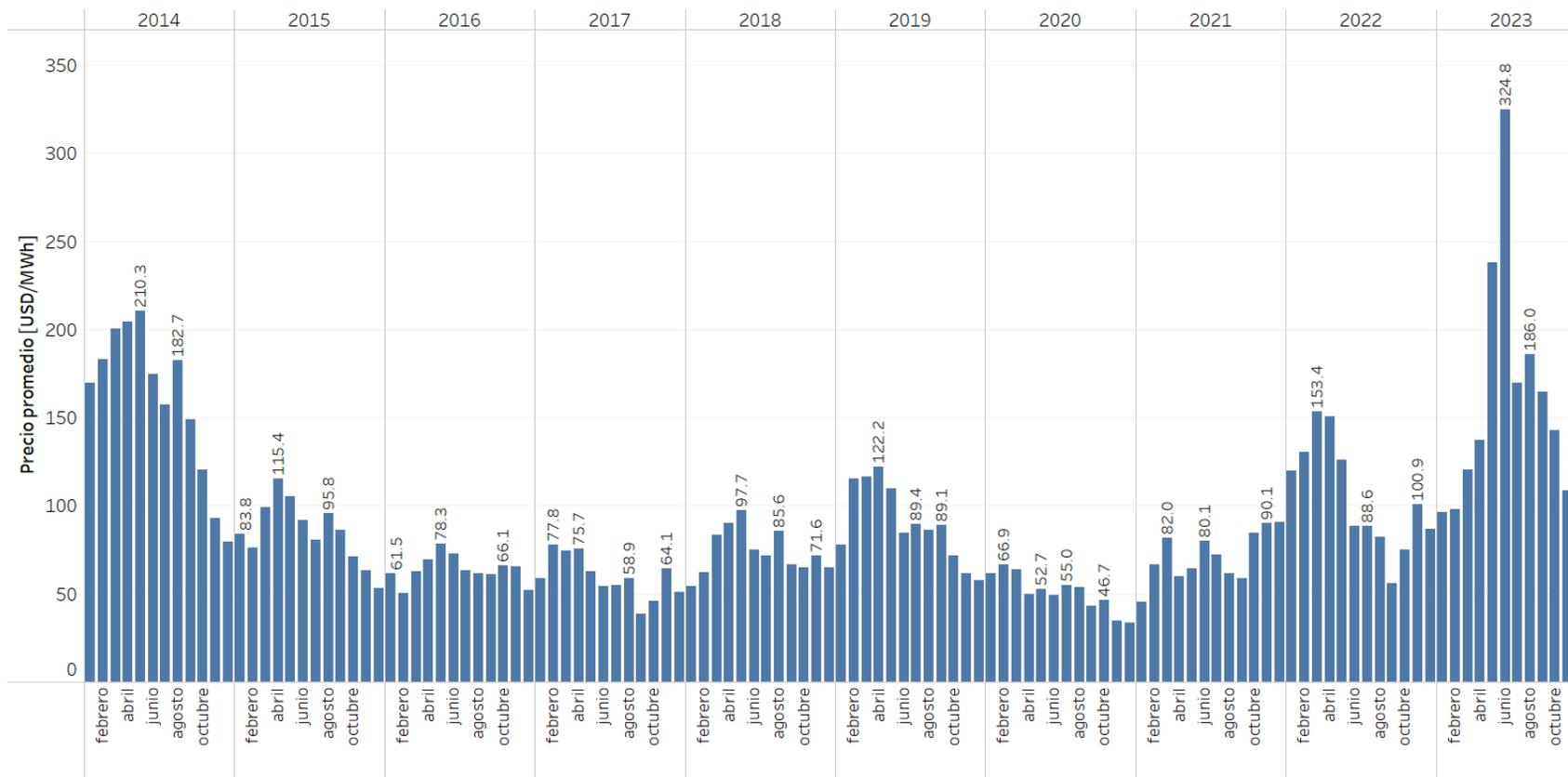
El precio promedio del Mercado Eléctrico Regional (MER) durante el año 2023 fue de 158.95 US\$/MWh, experimentando un aumento del 6.1% en comparación con el año anterior (2022). Este incremento se atribuye principalmente a la sequía ocasionada por el fenómeno climático de El Niño, especialmente notable en los meses de mayo y junio. Además, las ofertas marginales resultantes del proceso de optimización del predespacho regional, con precios superiores a los 400 US\$/MWh, también contribuyeron a este aumento de precios.

La Figura 12 ilustra los precios nodales máximos y promedio en el Mercado Eléctrico Regional (MER), ofreciendo una visión comparativa de los precios a lo largo del año 2023. Por otro lado, en la Figura 13 se detallan los precios nodales promedio mensuales durante el período comprendido entre 2014 y 2023, proporcionando una visión más detallada de la evolución mensual de los precios en el MER a lo largo de estos años. Es importante destacar que estas representaciones gráficas permiten una mejor comprensión de la dinámica de precios en el MER.

Figura 12. Precios nodales promedio y máximo en el MER para 2023 (US\$/MWh)

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

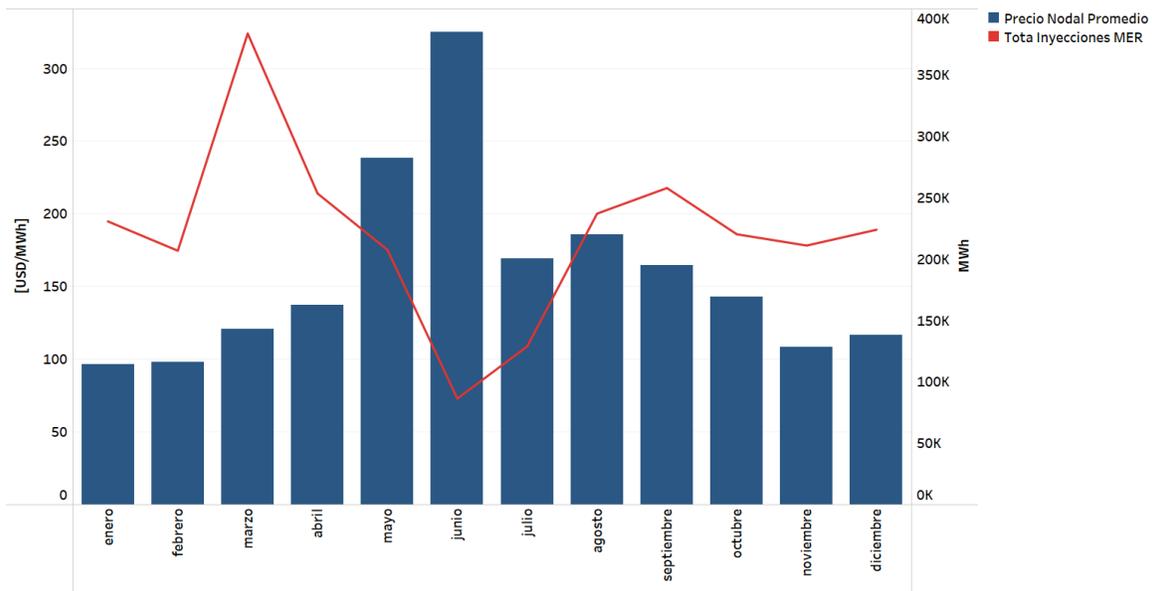
Figura 13. Evolución de Precios Nodales en el MER. 2019-2023 (US\$/MWh)



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

Las transacciones regionales están directamente influenciadas por los precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER), como se evidencia claramente en la siguiente figura. En ella, se observa cómo las inyecciones disminuyen cuando los precios aumentan. Este fenómeno subraya la estrecha relación entre los precios y el comportamiento de las transacciones en el mercado regional.

Figura 14. Relación Inyecciones al MER y Precios Promedios por mes en 2023



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

Es importante resaltar que los precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER) son influenciados por la estacionalidad característica de la región y por la matriz energética propia de cada país. No obstante, en el año 2023, se evidenciaron otros factores que merecen consideración. En particular, durante el segundo cuatrimestre de ese año, los precios estuvieron directamente vinculados a los costos asociados a la generación térmica, influenciados por la temporada seca. Este fenómeno resultó en un aumento de los precios y, de igual manera, en una disminución de las transacciones en el mercado.

4.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLE

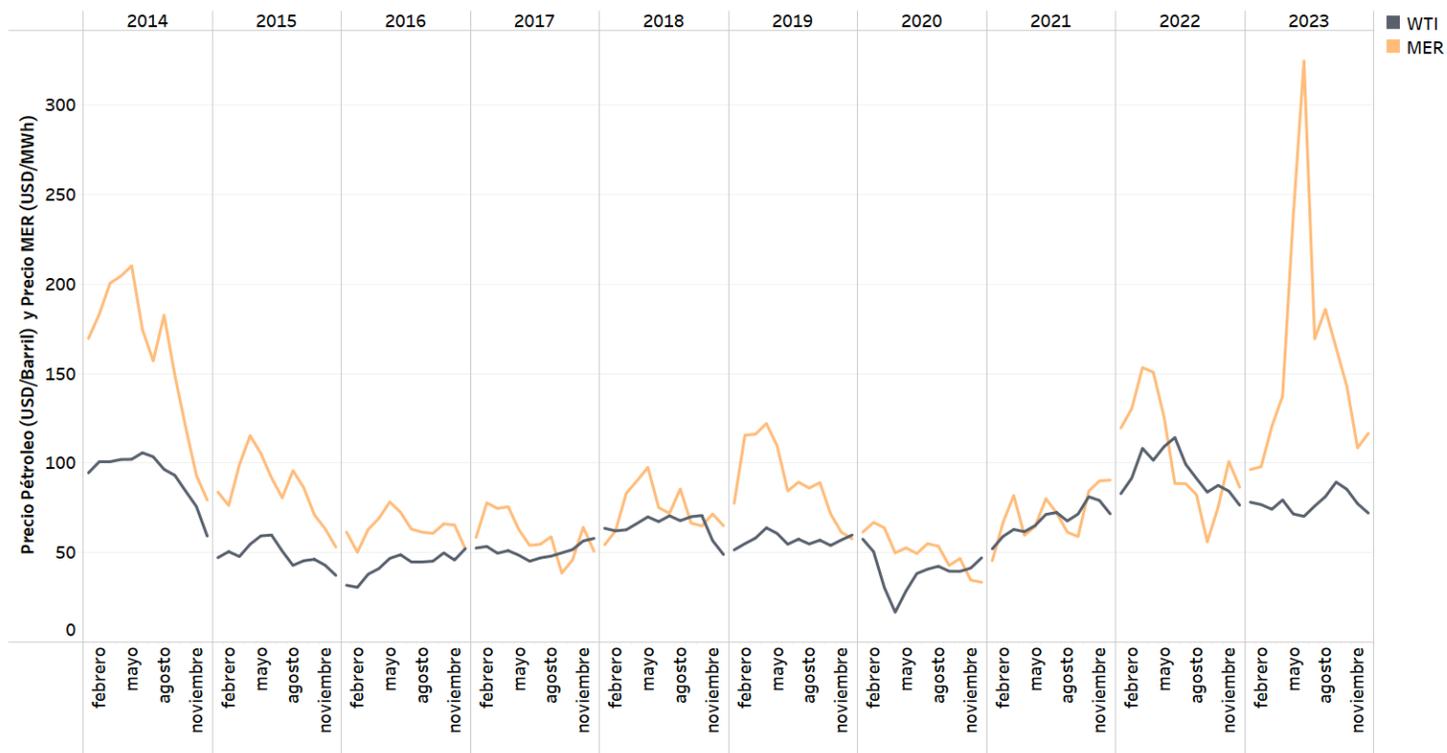
Con la recuperación económica tras la crisis sanitaria de la COVID-19 y el aumento en el consumo a nivel mundial, la demanda de combustible experimentó un notable crecimiento. Este fenómeno tuvo un impacto significativo en los precios del crudo, alcanzando un máximo de 114 US\$/Barril en junio de 2022. Sin embargo, posteriormente, se observó un descenso para el año 2023, manteniéndose por debajo de los 90 US\$/Barril.

En el mismo periodo, el coeficiente de correlación entre el precio del petróleo WTI y el precio del MER (Mercado Eléctrico Regional) para el año 2023 fue de -0.32, señalando una correlación negativa. Este resultado indica que mientras los precios del petróleo disminuían, los precios nodales del MER aumentaban.

Este comportamiento fue notablemente evidente durante los meses de mayo, junio y julio, principalmente influenciado por las condiciones de sequía que impactaron la región. Es importante destacar que los precios de las ofertas de inyección de los agentes se determinan según su propia discreción y no necesariamente reflejan el costo variable de generación del agente oferente.

En la siguiente gráfica se muestra la relación entre los precios del WTI (West Texas Intermediate) y los precios del MER (Mercado Eléctrico Regional). El WTI representa una mezcla de diversos petróleos crudos locales estadounidenses.

Figura 15. Evolución de los precios del MER en comparación de los precios del Petróleo de 2014 a 2023



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR y de precios del petróleo publicada por la Agencia Internacional de la Energía (EIA, 2023)

4.3. PRECIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES

En las siguientes figuras se presentan los precios promedios nacionales en la región para el año 2023. Se destaca que los precios más altos se registran en Costa Rica y Nicaragua. En el caso de Costa Rica, esto se debe a su dependencia de la generación hidroeléctrica, en el caso de Nicaragua, esto se atribuye a la necesidad de cubrir parte de su demanda mediante compras en el Mercado Eléctrico Regional (MER), motivada por los precios más favorables que ofrece este mercado.

También es crucial destacar que los precios marginales nacionales en el 2023 experimentaron un aumento promedio del 30% con respecto al año 2022. El incremento más notable se observa en Costa Rica, con un aumento del 296%. Se destaca que los precios más altos se registraron en los meses de mayo, junio y agosto.

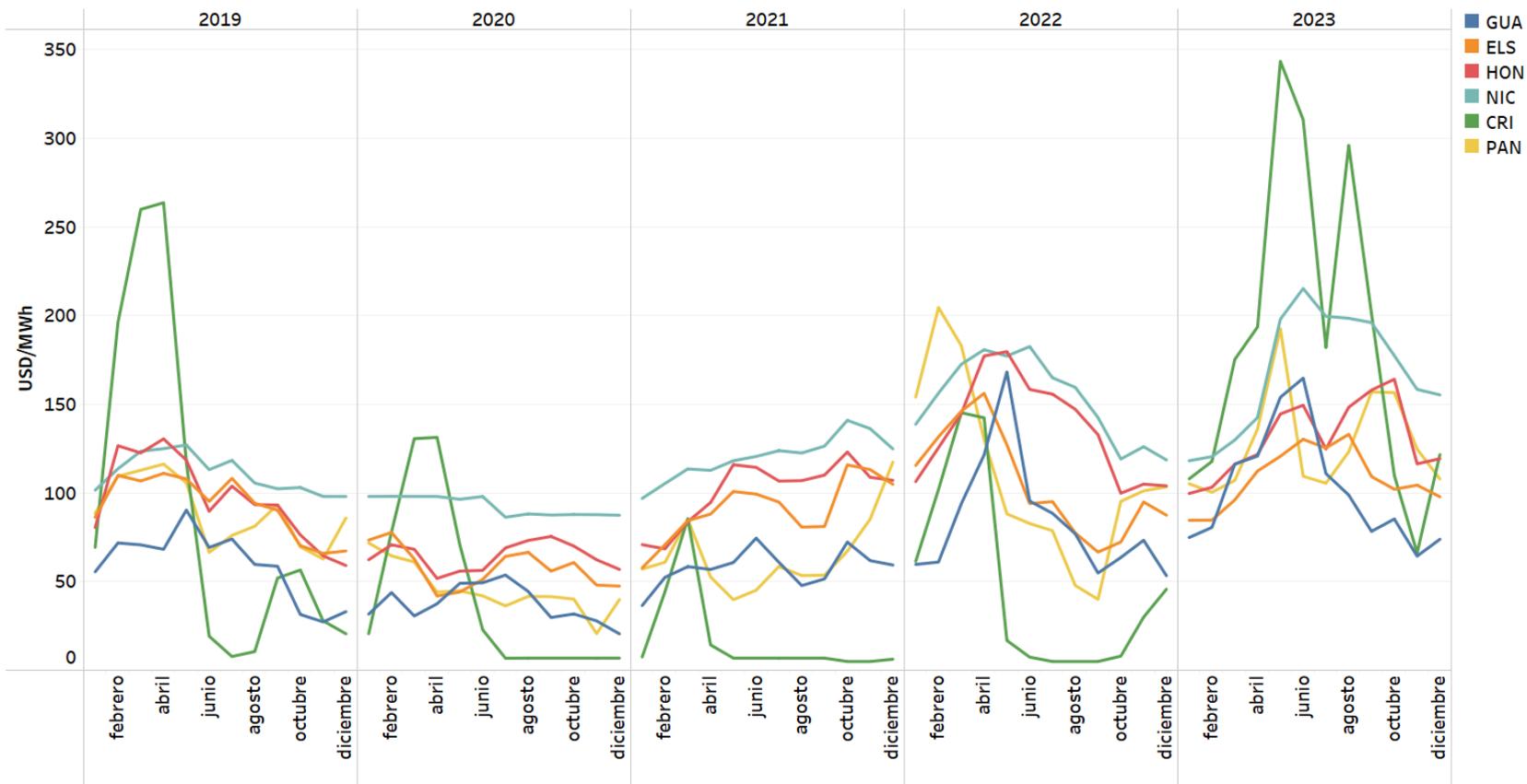
Figura 16. Precios promedio de Predespacho de los Sistemas Nacionales 2023 (US\$/MWh)



Fuente: Elaboración propia con información de cada OS/OM

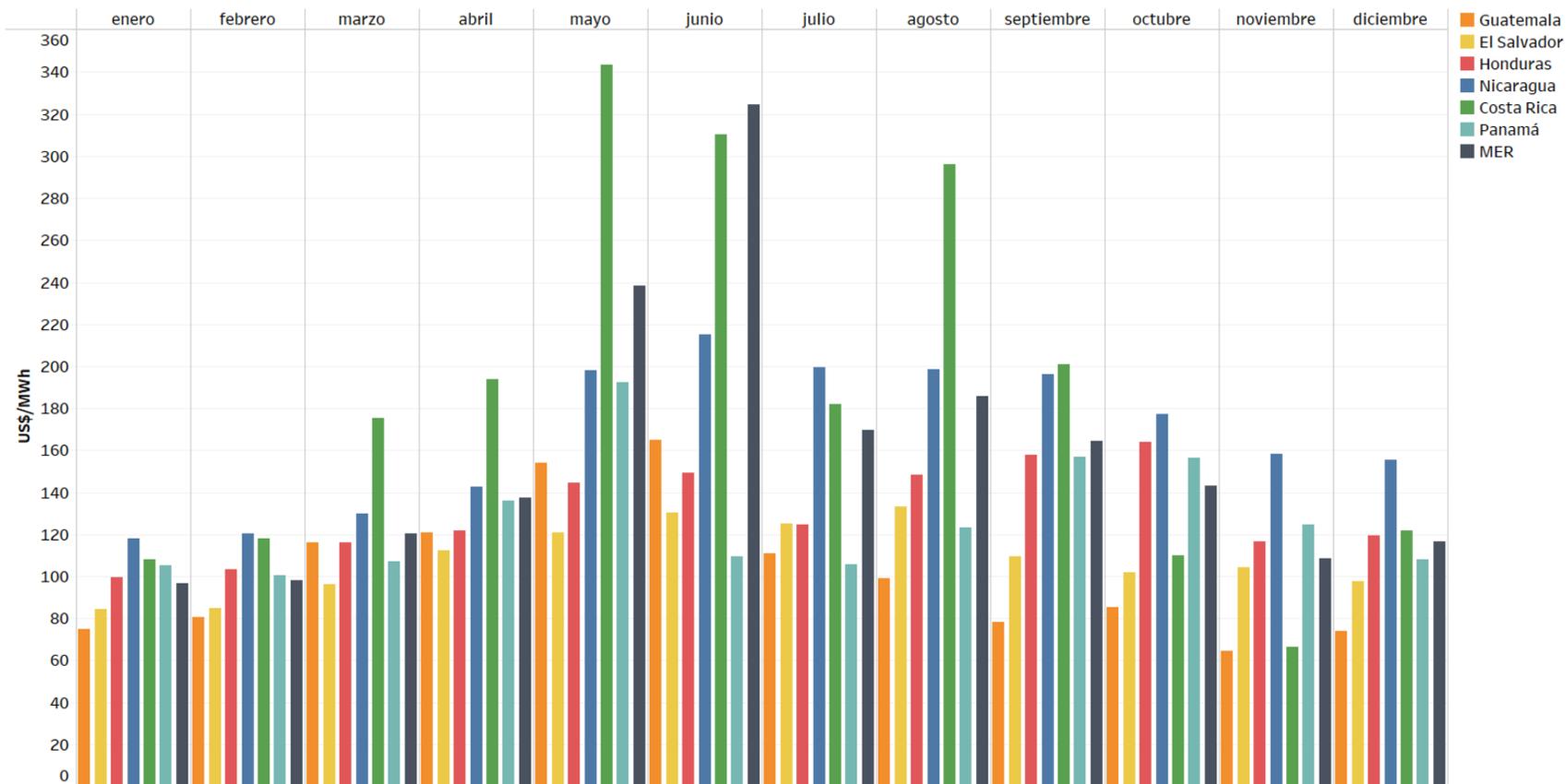
En la Figura 17 se visualiza la evolución de los precios promedio de los mercados nacionales desde 2019, destacando claramente el aumento registrado en el año 2023. Por otro lado, la Figura 18 proporciona un análisis más detallado del año 2023, revelando un incremento sustancial en los precios promedio de los mercados nacionales durante los meses de mayo a agosto. Estos meses coinciden con la transición de la época seca a la época lluviosa, lo que puede haber contribuido significativamente al aumento observado.

Figura 17. Evolución de los Precios de Predespacho de los Sistemas Nacionales de 2019 a 2023 (US\$/MWh)



Fuente: Elaboración propia con información de la página web de OS/OM

Figura 18. Precios promedio mensuales en los predespachos de los sistemas nacionales y del MER en 2023 (US\$/MWh)

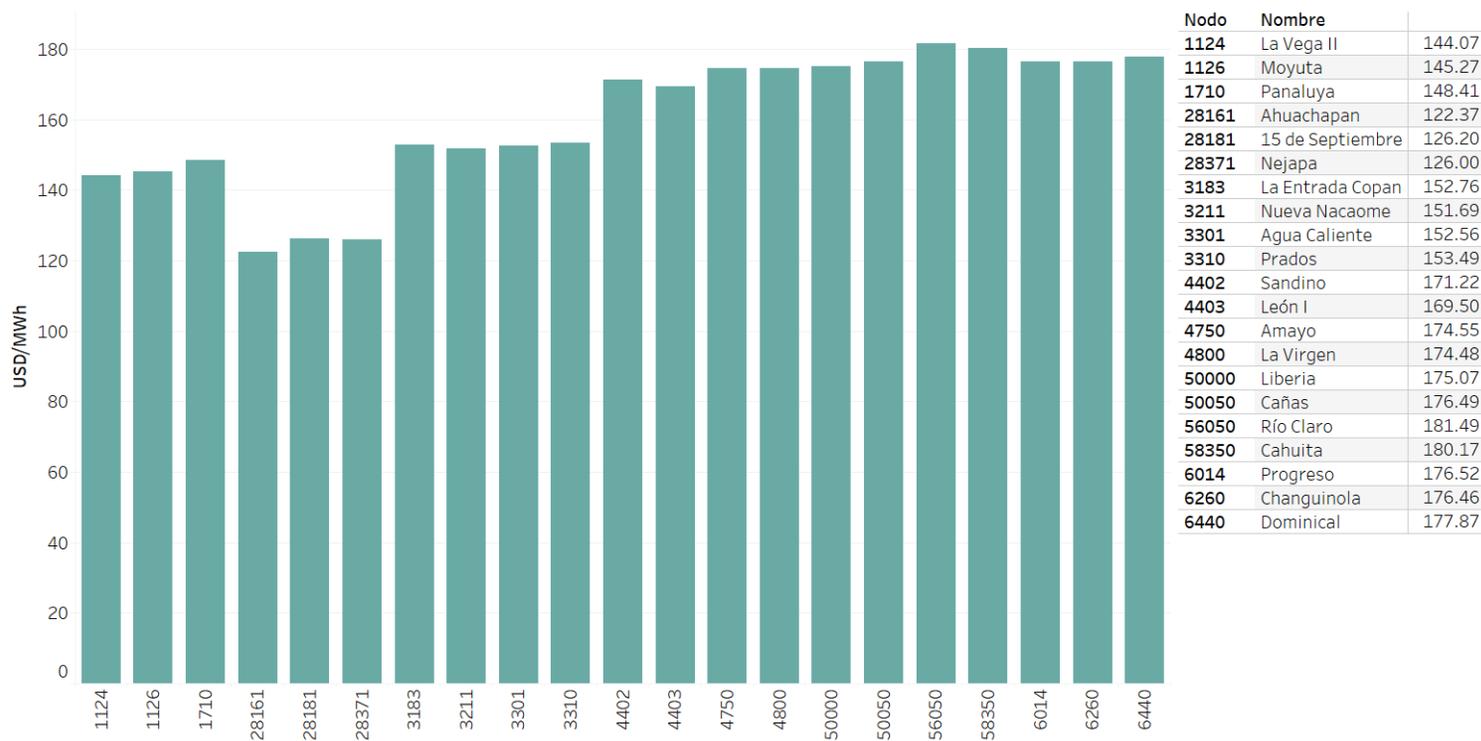


Fuente: Elaboración propia con información de la página web de OS/OM

4.4. PRECIOS PROMEDIO POR NODO DE ENLACE

La Figura 19 presenta los precios promedio por nodo de enlace correspondientes al año 2023. El análisis de los precios en los nodos de enlace es de suma importancia, ya que la mayoría de las ofertas de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) se llevan a cabo en estos puntos. Estos precios ofrecen una estimación de los diferenciales que podrían surgir al calcular los Costos Variables de Transmisión y las rentas de congestión. Es relevante señalar que los precios nodales más bajos, con un promedio de 125 US\$/MWh, se observan en El Salvador, en contraste con los precios más altos, que promedian 178 US\$/MWh y se localizan en Costa Rica.

Figura 19. Precios Promedios por Nodo de Enlace para 2023 (US\$/MWh)



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

5. AGENTES AUTORIZADOS A REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER

Al 31 de diciembre del 2023 la cantidad de agentes autorizados para realizar transacciones en el MER fue de 309, lo que representa la incorporación de 1 agente adicional respecto al año anterior. En el siguiente cuadro se desglosa por tipo y por país:

Tabla 6. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER para 2023

| País | Comercializador | Distribuidor | Generador | Gran Usuario | Total |
|--------------|-----------------|--------------|------------|--------------|------------|
| Guatemala | 29 | 3 | 57 | 21 | 110 |
| El Salvador | 61 | 8 | 13 | 1 | 83 |
| Honduras | 0 | 1 | 1 | 0 | 2 |
| Nicaragua | 0 | 6 | 17 | 20 | 43 |
| Costa Rica | 0 | 1 | 1 | 0 | 2 |
| Panamá | 0 | 0 | 69 | 0 | 69 |
| Total | 90 | 19 | 158 | 42 | 309 |

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

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

- Guatemala y El Salvador: generadores, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios.
- Costa Rica y Honduras tienen un agente comprador y un agente vendedor.
- Nicaragua: generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- Panamá: agentes generadores y el transmisor ETESA puede realizar compras para la demanda.

En la siguiente tabla se muestra la evolución de agentes autorizados para realizar transacciones por país y por año:

Tabla 7. Evolución de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER

| País | CANTIDAD DE AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER | | | | | | | | |
|--------------|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | Año 2015 | Año 2016 | Año 2017 | Año 2018 | Año 2019 | Año 2020 | Año 2021 | Año 2022 | Año 2023 |
| Guatemala | 100 | 102 | 108 | 109 | 113 | 111 | 111 | 115 | 110 |
| El Salvador | 40 | 42 | 47 | 47 | 50 | 68 | 73 | 76 | 83 |
| Honduras | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Nicaragua | 33 | 33 | 33 | 34 | 34 | 41 | 43 | 43 | 43 |
| Costa Rica | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Panamá | 38 | 38 | 40 | 43 | 51 | 61 | 65 | 70 | 69 |
| Total | 215 | 219 | 232 | 237 | 252 | 285 | 296 | 308 | 309 |

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

5.1. TRANSACCIONES POR AGENTE

Los agentes con mayores ventas de energía al MER para el período de análisis fueron de El Salvador y de Guatemala:

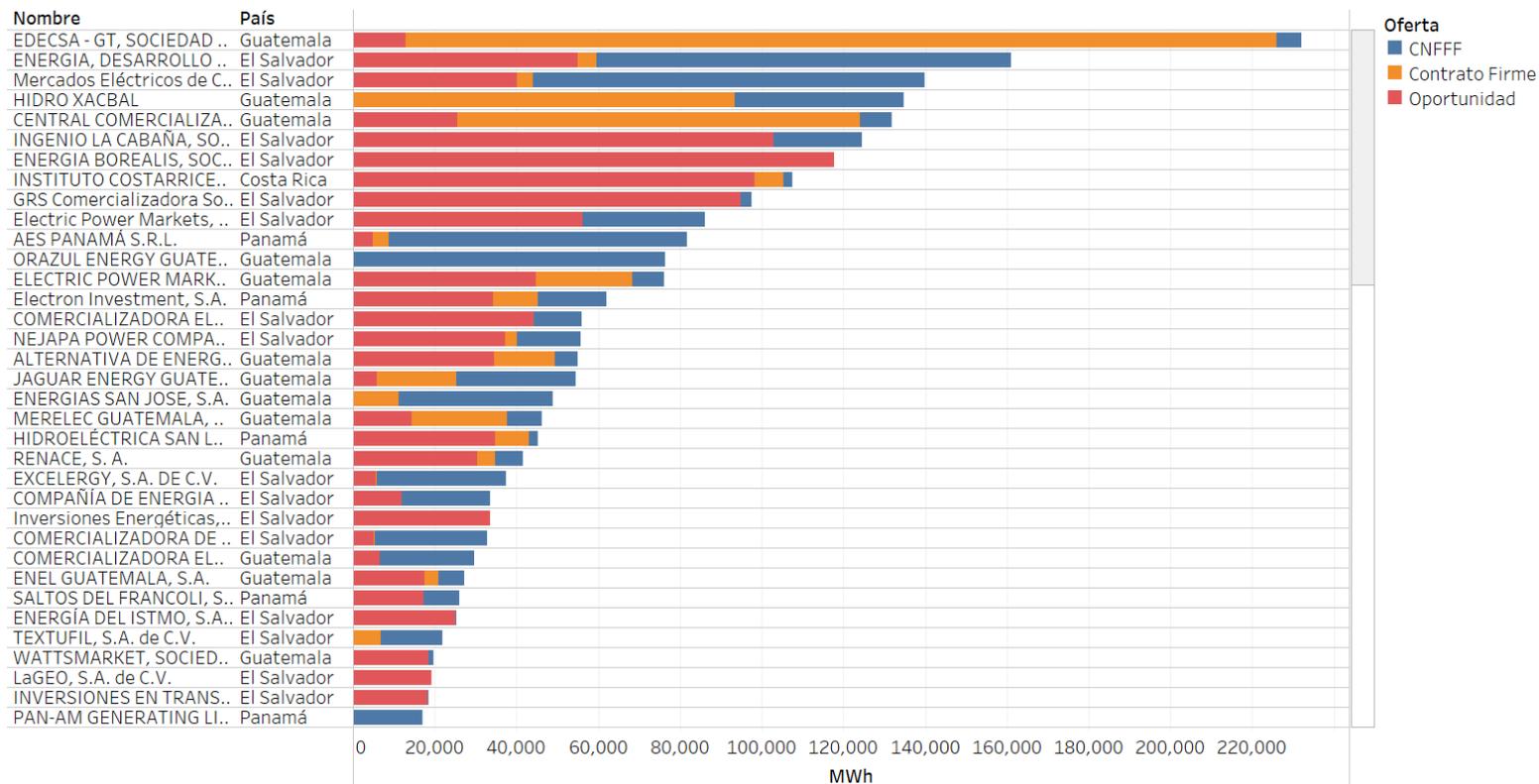
- EDECSA-GT, Sociedad Anónima (1CCOMEDECS), de El Salvador, registró un total de 232.13 GWh, representando el 8.76% del total.
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (2C_C34), de El Salvador, registró un total de 161.01 GWh, representando el 6.08% del total.
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08), de El Salvador, registró un total de 139.86 GWh, representando el 5.28% del total.
- Hidro Xacbal (1GGENHIXAC), de Guatemala, registró un total de 134.86 GWh, representando el 5.09% del total.
- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE), de Guatemala, registró un total de 131.95 GWh, representando el 4.98% del total.

Para el caso de los agentes que más compraron energía en el MER, en el período de análisis, se observa que los tres que más retiraron provienen de Costa Rica y Nicaragua, seguidos de El Salvador y Honduras.

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREI-BLUEFIELDS (4DENATRELBLU), de Nicaragua, registró un total de 533.55 GWh, representando el 20.63% del total.
- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE), de Costa Rica, registrando un total de 469.174 GWh, representando el 18.14% del total.
- Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (4DDISNORTE), de Nicaragua, registró un total de 189.65 GWh, representando el 7.33% del total.
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (2C_C34), de El Salvador, registrando un total de 162.54 GWh, representando el 6.28% del total.
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE), de Honduras, registrando un total de 135.06 GWh, representando el 5.22% del total.

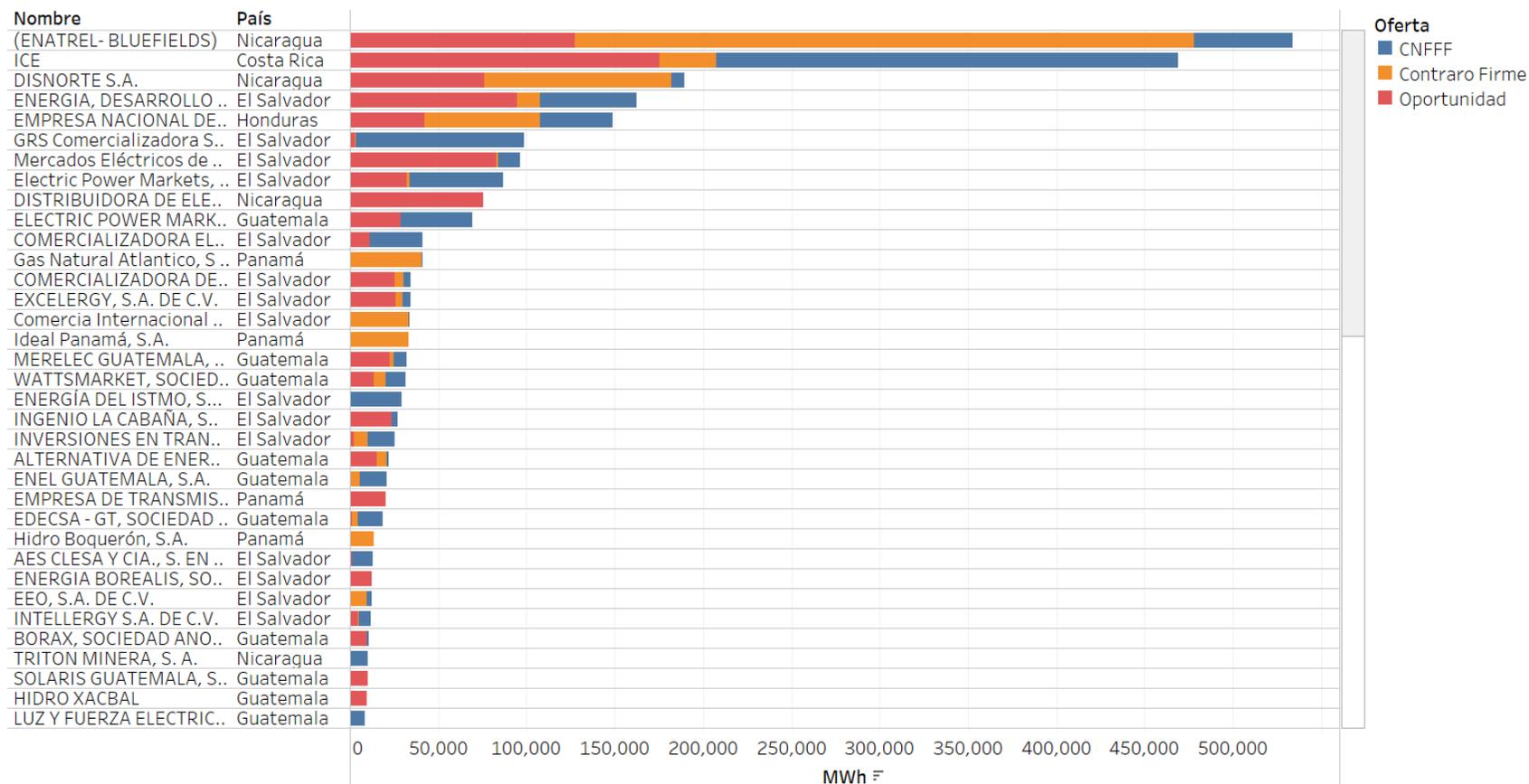
En las Figuras 20 y 21, se puede observar los agentes que más inyectaron y retiraron energía en el MER, con la energía separada por su tipo de transacción.

Figura 20. Principales agentes que inyectaron en el MER para el año 2023



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

Figura 21. Principales agentes que retiraron en el MER para el año 2023



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

6. ANÁLISIS DE COMPETENCIA Y EFICIENCIA EN EL MER

El objetivo de un mercado en competencia es que ninguno de los agentes pueda influir en el precio del bien o servicio, y que se obtengan precios lo más justos posibles. Sin embargo, el sector eléctrico es un mercado complejo puesto que la electricidad no se almacena y, además, la demanda es inelástica, pues se compra a un precio con independencia del consumo, lo que hace al sector susceptible de poder de mercado.

6.1. EFICIENCIA DEL MERCADO

Los efectos negativos en un mercado producto de un funcionamiento no controlado se conocen como fallas o ineficiencias del mercado, que pueden conducir a acciones no deseables. Entre las principales fallas de mercado se tienen las siguientes:

- Poder de mercado, como la posibilidad de los agentes de influir en los precios, producto de una alta concentración. Por lo general esta concentración conlleva precios mayores a los de un mercado en competencia.
- La existencia de empresas o agentes, con características de monopolio dentro de sus países, en el cual todos los servicios los provea una sola empresa, y donde podrían existir transferencias o duplicidad de costos.
- Las restricciones en transmisión de electricidad pudiendo generar mercados aislados y aumentar tanto los precios de electricidad como los costos de transmisión.
- Las externalidades que surgen cuando un agente toma decisiones unilaterales que puedan afectar el mercado.

6.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO

De acuerdo con el numeral 2.8.6 del citado Libro IV del RMER, la CRIE realizará los análisis sobre la estructura del MER que permitan una evaluación de la competencia en el mercado.

“2.8.6 Análisis de la Estructura del Mercado

La CRIE realizará los siguientes análisis relacionados con la estructura y concentración del Mercado:

a) Evaluar la composición del Mercado usando índices u otras medidas cuantitativas de concentración de mercados. Para este propósito se considerarán las participaciones de mercado de los agentes del MER.

b) Evaluar las participaciones de mercado de los agentes, midiendo la participación combinada de los agentes más grandes del Mercado.

c) Evaluar índices de suministro residual, considerando la cantidad total de suministro en competencia cuando se excluyen determinados agentes del mercado.”

Con relación a los factores que pueden colocar a un agente en posición de poder de mercado:

1. Tener una participación de mercado significativa que le permita influenciar los precios del mismo, es decir, mediante el ejercicio de poder de mercado. Para esto la posición dominante de un agente del mercado está determinada por las inyecciones totales a nivel regional.
2. Agentes pueden poseer o controlar unidades de generación o empresas comercializadoras en varios países del MER, por lo que es importante ver las participaciones de mercado en toda la región.

El examen de la cuota de mercado suele ser la primera aproximación para determinar si una empresa muestra una posición dominante. En términos generales una cuota por debajo del 30% - 35% se considera que no da lugar a poder de mercado; aunque por sí sola no es representativa, debiéndose tomar en cuenta otros elementos y análisis adicionales, como el número de agentes, ofertas de precios, tecnologías, situación geográfica, etc.

De acuerdo con la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), si la participación de mercado de una empresa es menor al 20% en cada uno de los periodos considerados, entonces esta empresa no posee una posición dominante en el mercado. En cambio, si este indicador supera el 20%, se considera que existe evidencia para una posición en el mercado.

Con relación a los cálculos de indicadores de concentración, se analizan los siguientes:

6.2.1. Índice Herfindahl - Hirschmann (IHH):

Se define como un índice del grado de concentración del mercado, calculado como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de las “n” empresas del Mercado. Utiliza la información de cuotas de mercado de las empresas del mercado, según la siguiente fórmula:

$$H = \sum_{i=1}^N S_i^2$$

Donde:

S_i es la participación porcentual de cada empresa dentro del mercado

N es el número total de empresas.

Las instituciones encargadas de competencia en los E.E.U.U. utilizan los siguientes valores:

“desconcentradas” (H menor a 1,000),

“moderadamente concentradas” (H entre 1,000 y 1,800) y

“altamente concentradas” (H superior a 1,800).

Con respecto al índice IHH se debe tomar en consideración la complejidad del mercado eléctrico: elasticidad de la demanda, el estilo de la competencia, los contratos y el alcance geográfico del mercado. Para efectos de las empresas participantes en el MER, se consideraron las empresas más “grandes” del mercado, esto es, con mayores ventas o inyecciones al MER.

6.2.2. Coeficientes de concentración C4 y C8:

Se busca promover la competencia entre las empresas existentes en un mercado a través de una estructura eficiente. Este concepto suele desarrollarse en estudios económicos y su cálculo se basa en ratios o ponderaciones con base en el total del tamaño del sector.

Los índices más habituales son C4 y C8, se refieren a la comparación de las cuatro u ocho empresas más grandes de un sector con el resto.

El número/posición que ocupa cada empresa del mercado se ordenan de mayor a menor de acuerdo con la ponderación o porcentaje resultante. Para este análisis se considera la suma de la participación porcentual de los cuatro y ocho agentes que más inyectan energía al MER.

C4 (Coeficiente de concentración de las cuatro empresas más grandes)

$$C4 = \frac{S1 + S2 + S3 + S4}{T}$$

Donde:

S1, S2, S3, S4 son las cuotas de mercado de las cuatro principales empresas.

T es la suma de todas las cuotas de mercado

Se utilizan los siguientes límites de ponderaciones:

Si $C4 < 25\%$ del total de operaciones, el conjunto de empresas no está concentrado;

Si $25\% \leq C4 \leq 60\%$, se encuentra moderadamente concentrado.

Si $C4 > 60\%$, el conjunto de empresas se encuentra altamente concentrado.

De acuerdo con Pereyra y Triunfo un C4 que exceda un 60% es un indicador que el mercado está altamente concentrado coincidiendo con una estructura oligopólica.

C8 (Coeficiente de concentración de las ocho empresas más grandes)

$$C8 = \frac{S1 + S2 + S3 + S4 + S5 + S6 + S7 + S8}{T}$$

Donde:

S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8 son las cuotas de mercado de las ocho principales empresas.

T es la suma de todas las cuotas de mercado

Se utilizan los siguientes límites de ponderaciones:

Si $C8 < 25\%$, el conjunto de empresas no está concentrado;

Si $25\% \leq C8 \leq 60\%$, se encuentra moderadamente concentrado.

Si $C8 > 60\%$ el conjunto de empresas está altamente concentrado.

Si las mayores empresas participantes de un mercado suman una cuota conjunta de mercado demasiado alta, entre estos agentes podrán llegar a un acuerdo reservado respecto de los precios, o respecto de la segmentación del mercado.

6.2.2.1. Resultados para el 2023:

En el año 2023, el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) registró un valor de **353.19**. La aplicación de indicadores basados en el IHH indica que el mercado no presenta concentración significativa.

Por otro lado, la Cuota de Mercado de los cuatro principales participantes (C4) alcanzó un **25.21%**, mientras que la Cuota de Mercado de los ocho principales participantes (C8) se situó en un **43.39%**, señalando así un nivel de concentración moderado en el mercado.

El resultado del C4 sugiere que las cuatro principales empresas tienen una participación relativamente baja en el mercado total. Esto indica una distribución más equitativa de la participación en el mercado entre las principales empresas. Sin embargo, el C8 muestra que las ocho principales empresas tienen una participación más significativa en el mercado total. Esto sugiere que, al considerar un número mayor de empresas, la concentración en el mercado es más pronunciada que la que sugiere el C4.

Tanto el C4 como el C8 indican un grado significativo de concentración en el mercado, pero el C8 proporciona una visión más amplia al considerar a más empresas en el cálculo, lo que revela un mayor grado de concentración en comparación con el C4.

La discrepancia entre el C4 y el C8 podría indicar que, si bien las cuatro principales empresas tienen una participación relativamente baja, un número mayor de empresas está participando activamente en el mercado y contribuyendo a la concentración general. En resumen, los resultados sugieren que, la concentración del mercado es más pronunciada cuando se considera un mayor número de empresas.

En conclusión, a pesar que el 2023 demuestra que existe una concentración de mercado moderada, se deberá de seguir vigilando el comportamiento de los agentes en el MER y tomar acciones en el caso que se observe una concentración de mercado alta.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los indicadores de concentración de mercado, para obtener un desglose detallado del cálculo de cada agente que participó en el año 2023, se puede consultar el Anexo 1.

Tabla 8. Índices de concentración del MER para el 2023

| No. | Agente | País | Energía Inyectada (MWh) | Participación Porcentual (%) | Cuadrado de Participación Porcentual |
|-----|--|-------------|-------------------------|------------------------------|--------------------------------------|
| 1 | EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA | Guatemala | 232,128.59 | 8.76 | 76.77 |
| 2 | ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V. | El Salvador | 161,007.11 | 6.08 | 36.93 |
| 3 | Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. | El Salvador | 139,863.94 | 5.28 | 27.87 |
| 4 | HIDRO XACBAL | Guatemala | 134,856.94 | 5.09 | 25.91 |
| 5 | CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A. | Guatemala | 131,945.10 | 4.98 | 24.80 |
| 6 | INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE | El Salvador | 124,451.29 | 4.70 | 22.07 |
| 7 | ENERGIA BOREALIS, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE | El Salvador | 117,709.95 | 4.44 | 19.74 |
| 8 | INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD | Costa Rica | 107,602.49 | 4.06 | 16.50 |
| 9 | GRS Comercializadora Sociedad Anonima de Capital Variable | El Salvador | 97,515.67 | 3.68 | 13.55 |
| 10 | Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable | El Salvador | 86,208.09 | 3.25 | 10.59 |
| 11 | AES PANAMÁ S.R.L. | Panamá | 81,730.03 | 3.08 | 9.52 |
| 12 | ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A. | Guatemala | 76,399.69 | 2.88 | 8.32 |
| 13 | ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA | Guatemala | 76,125.78 | 2.87 | 8.26 |
| 14 | Electron Investment, S.A. | Panamá | 62,007.95 | 2.34 | 5.48 |
| 15 | COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V. | El Salvador | 55,848.14 | 2.11 | 4.44 |
| | Subtotal | | 1,685,401 | 63.62 | |
| | Resto | | 963,905 | 36.38 | |
| | TOTAL | | 2,649,305.34 | 100 | |
| | | | | IHH | 353.18 |
| | | | | C4 | 25.21 |
| | | | | C8 | 43.39 |

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

6.2.2.2. Evolución de los indicadores de concentración IHH, C4 y C8:

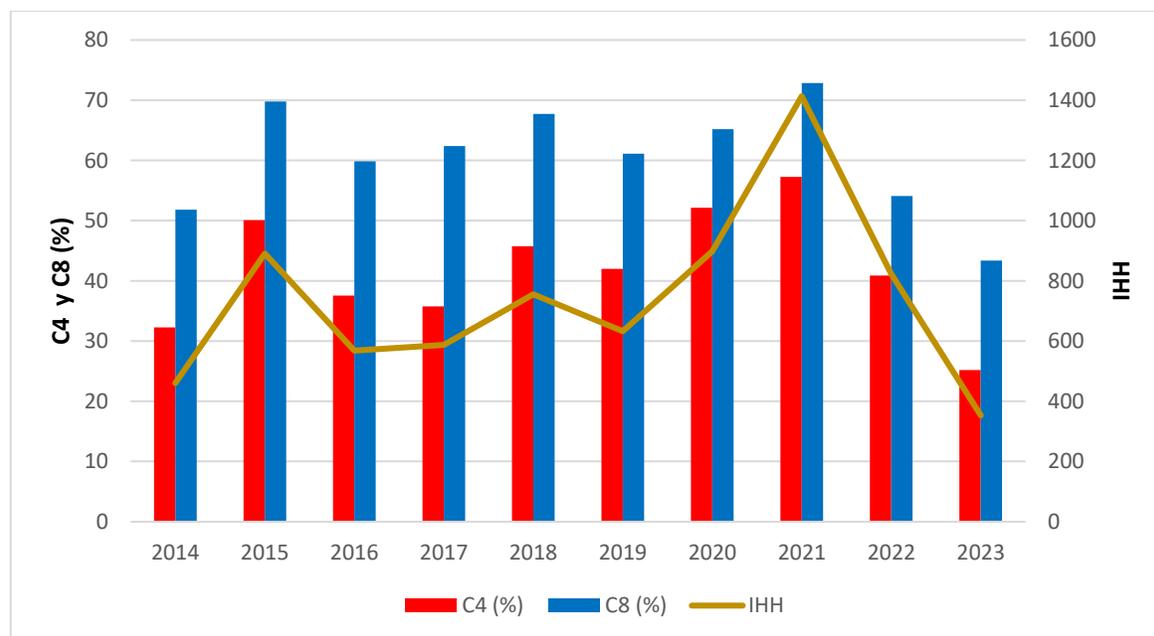
La trayectoria de los índices de concentración de 2014 a 2023 revela un crecimiento constante hasta el año 2021, seguido por una disminución que alcanza sus valores más bajos en 2023. La escasa oferta de los agentes, resultado del fenómeno de El Niño en 2023, evidencia una baja concentración para ese año. Se presenta un resumen anual en la tabla y la figura siguientes.

Tabla 9. Evolución de Indicadores de concentración de 2014 a 2023

| | IHH | C4 (%) | C8 (%) |
|------|---------|--------|--------|
| 2014 | 460.64 | 32.26 | 51.83 |
| 2015 | 890.09 | 50.1 | 69.79 |
| 2016 | 568.34 | 37.56 | 59.86 |
| 2017 | 587.05 | 35.76 | 62.4 |
| 2018 | 754.78 | 45.75 | 67.72 |
| 2019 | 632.88 | 41.98 | 61.13 |
| 2020 | 898.17 | 52.13 | 65.21 |
| 2021 | 1413.35 | 57.28 | 72.83 |
| 2022 | 823.37 | 40.87 | 54.11 |
| 2023 | 353.19 | 25.21 | 43.39 |

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

Figura 22. Evolución de Indicadores de concentración de 2014 a 2023



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

6.2.3. Índice de Lerner

En los numerales 2.6.6 y 2.6.8 del Libro IV del RMER, relativo a la supervisión del MER, se menciona que el poder de mercado es una de las situaciones en las cuales la CRIE debe tomar medidas para investigar y corregir. En términos generales este análisis consiste en el cálculo de la participación del agente en el mercado, posibilidad de actuaciones unilaterales y de fijar precios.

Según el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, el poder de mercado es amplio y general, y se refiere a la capacidad que tiene un agente económico de actuar en el mercado de manera independiente, considerándose abusivo imponer directa o indirectamente precios de compra o de venta, o limitar la producción para que aumenten los precios.

En todo caso, la CRIE tiene el deber de velar que no se permita obstaculizar la competencia en el mercado, evitando comportamientos independientes en el MER. Dada la situación observada, se procede a determinar si los precios de inyección ofertados por los distintos agentes, para 2023, podrían corresponder a alguna conducta restrictiva a la competencia.

En un mercado en competencia, las empresas participarán con precios por encima del Costo Marginal (CMg) y competirán reduciendo sus precios hasta acercarse a dicho costo, con el fin de competir con las empresas más eficientes (aquellas con menores costos).

Para efectos de este análisis, en la sección de *Definiciones* del Libro I del RMER se indica: **“Índice de Lerner:** Es un indicador utilizado para medir el poder de mercado, el cual se calcula como la diferencia entre el precio de un bien en un mercado y los costos marginales del productor más caro que abastece la demanda, dividido por el precio del bien”.

Este índice estima la capacidad que tiene la empresa para establecer su precio por encima del costo marginal y varía entre un máximo de 1 y un mínimo de 0, un número mayor implica un mayor poder de mercado. Llevada esta definición a una formulación matemática, se tiene que este índice representa:

$$L = \frac{P - CMg}{P}$$

Donde:

L = Índice de Lerner;

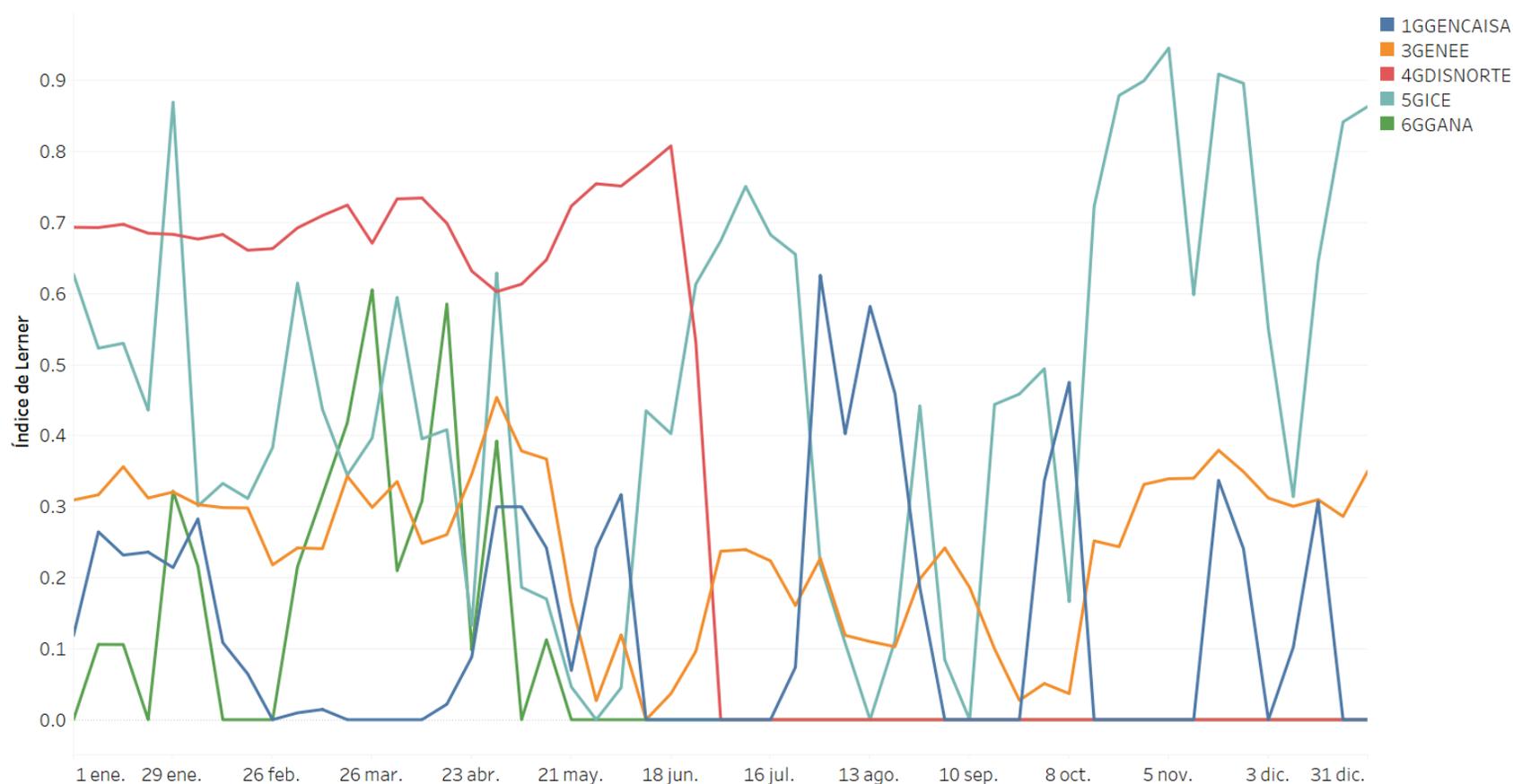
P= Precio;

CMg= Costo Marginal

Una empresa que participa en el mercado en competencia perfecta, el precio sería igual al Costo Marginal en el corto plazo, ($P = CM$), y el índice de Lerner será = 0; o sea, no tiene poder de mercado.

Para analizar el poder de mercado de los agentes en 2023, se evaluaron aquellos que presentaron las ofertas de inyección con los precios más altos y que además fueron despachados al menos una vez con dichos precios. Esto se realizó con el fin de filtrar las ofertas que no fueron despachadas y, por lo tanto, no pudieron ejercer ningún poder de mercado. La siguiente figura muestra el índice de Lerner de los 5 agentes con las ofertas de inyección más altas en 2023 por semana:

Figura 23. Índice de Lerner semanal en 2023



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR e información de los OS/OM

Se observa que los agentes Distribuidora de Electricidad del Norte (4GDISNORTE) y Gas Natural Atlántico (6GGANA) solo presentaron ofertas de inyección con precios altos durante el primer semestre del año. Por otro lado, el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) mostró el índice de Lerner más alto hacia finales de año. La Compañía Agrícola Industrial Santa Ana (1GGENCAISA) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3GENEE) exhibieron un comportamiento variable a lo largo del año, aunque en promedio su índice de Lerner se mantuvo por debajo de 0.5, lo que indica que no tuvieron la capacidad para fijar precios en el mercado de manera significativa.

En la siguiente Tabla se muestra el promedio del índice de Lerner para todo el año de los mismos 5 agentes analizados:

Tabla 10. Promedio de índice de Lerner para el 2023

| Referencia | Agente | Índice de Lerner |
|------------|---|------------------|
| 1GGENCAISA | Compañía Agrícola Industrial Santa Ana | 0.42 |
| 3GENEE | Empresa Nacional de Energía Eléctrica | 0.27 |
| 4GDISNORTE | Distribuidora de Electricidad del Norte | 0.70 |
| 5GICE | Instituto Costarricense de Electricidad | 0.62 |
| 6GGANA | Gas Natural Atlántico | 0.68 |

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR e información de los OS/OM

En este análisis, se destacan tres agentes con un índice de Lerner alto: 4GDISNORTE, 6GGANA y 5GICE. Sin embargo, de estos tres, solo dos tuvieron despacho y establecieron señales de precios en los nodos de la RTR, que fueron 4GDISNORTE y 5GICE. A pesar de esto, la cantidad de energía despachada, con estos precios altos, por estos dos agentes es bastante baja en comparación con el total de energía transada en el MER. Por lo tanto, se concluye que, aunque tienen un índice de Lerner alto, estos dos agentes no poseen una capacidad significativa para fijar precios en el mercado.

La Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER continuará monitoreando los precios de inyección ofertados por los agentes, según lo establecido en el Libro IV del RMER. En caso de detectar que un agente está ejerciendo poder de mercado, se tomarán las medidas necesarias.

6.3. OFERTAS DE INYECCIÓN Y RETIRO CON PRECIOS DE 0US\$/MWh

En la regulación de los diferentes mercados, se espera que los precios sean equivalentes a sus costos medios de largo plazo ($p > \min \text{CMeLP}$), como se explica teóricamente en el modelo de competencia; y, de esta manera, el regulador puede supervisar y evaluar si se deben tomar medidas tales como techos de precios. Para efectos de análisis, los precios iguales a costos medios de largo plazo es una condición de equilibrio competitivo en el largo plazo.

No obstante, la falta de información sobre los costos y precios contractuales en el Mercado Eléctrico Regional (MER) dificulta el cálculo para evaluar beneficios extraordinarios en los contratos. Sin embargo, se han identificado situaciones particulares en relación con los precios ofertados en el MER, durante el 2023, se observaron ofertas de inyección al MER con precios de 0 US\$/MWh, por un total de 126,627.87 MWh. En contraste, la cantidad total de energía de retiro ofertada con precios de 0 US\$/MWh fue de 55,199.73 MWh. A continuación, se presenta en la tabla la energía declarada por país, aunque no necesariamente despachada, con precios de 0US\$/MWh:

Tabla 11. Energía declarada en el MER con precios 0US\$/MWh por tipo de mercado para 2023

| País | Retiros MOR (MWh) | Inyección MCR (MWh) | Retiros MCR (MWh) |
|-------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| Guatemala | 13.23 | 119,121.87 | 39,276.64 |
| El Salvador | 30.00 | 16.00 | - |
| Costa Rica | 73.00 | 7,170.00 | - |
| Panamá | 2,982.04 | 320.00 | 12,824.82 |

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

En relación con la presentación de ofertas con precios de 0US\$/MWh, se ha observado que en el Mercado de Contratos Regional (MCR), la regulación regional vigente no establece precios máximos o mínimos para la declaración de estas ofertas. En otras palabras, los agentes tienen libertad para fijar el precio de la oferta de flexibilidad según consideren adecuado. Por otro lado, para el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), la regulación únicamente indica lo siguiente:

“5.3.2 Para las ofertas de inyección deberá considerarse lo siguiente:

a) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio, que corresponderá al precio mínimo a partir del cual estará dispuesto a vender la energía ofertada. La oferta al MER deberá ser mayor o igual al costo declarado o mayor o igual al precio de oferta en el respectivo mercado nacional y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al MER (...)”.

“5.4.2 Para las ofertas de retiro deberá considerarse lo siguiente:

a) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio que corresponderá al precio máximo hasta el cual estará dispuesto a comprar la energía ofertada y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al MER (...)

Con lo anteriormente mencionado, no existen impedimentos en la regulación regional para que los agentes puedan presentar ofertas de oportunidad de retiro y ofertas de flexibilidad con precios de 0US\$/MWh. Este comportamiento de los agentes posiblemente se deba a las siguientes razones:

- Para las ofertas de oportunidad de retiro: Cumplir con lo establecido en el numeral 5.2.2 del Libro II del RMER *“Todos los agentes autorizados a realizar transacciones en el MER estarán obligados a presentar ofertas de oportunidad al MER. Cada OS/OM deberá poner todos los días a consideración del EOR las ofertas de inyección y retiro en cada nodo de la RTR correspondiente”*.
- Para las ofertas de flexibilidad de retiro asociadas a la inyección del Contrato No Firme Físico Flexible: Es posible que lo hagan de esa manera para no flexibilizar su oferta y únicamente cumplir con lo establecido en el numeral 5.5.2 del Libro II del RMER *“Cada parte de un Contrato No Firme Físico Flexible, por intermedio del OS/OM correspondiente, efectuará la oferta de flexibilidad en su respectivo nodo de inyección o retiro asociado al contrato”*.

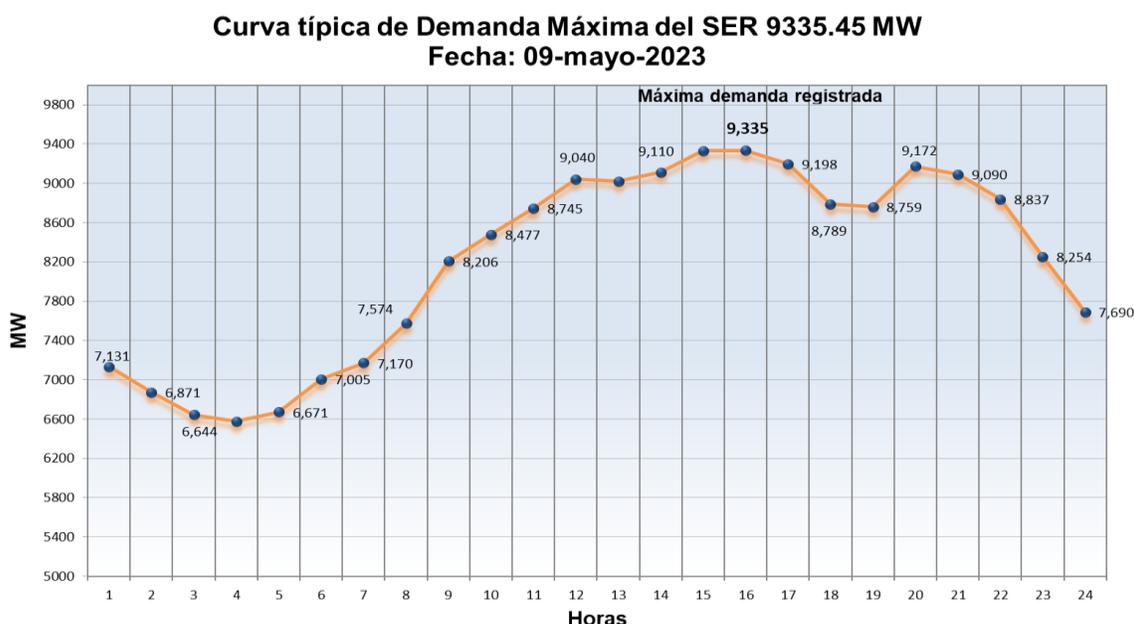
En conclusión, todo parece indicar que las ofertas de retiro con precios de US\$0/MWh se realizan para cumplir con la regulación regional vigente. Actualmente la CRIE se encuentra realizando el análisis de los precios piso y precios techo de estas ofertas a través del informe *“Propuestas a corto plazo para un mejor funcionamiento del MER”*.

Por otro lado, se ha notado que las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte inyectora del Contrato Firme, declaradas con precios de 0US\$/MWh, probablemente se realizan con el fin de que el inyector satisfaga el retiro requerido de dicho contrato, evitando así la necesidad de comprar energía en el Mercado de Oportunidad Regional. Este patrón de comportamiento deberá seguir siendo monitoreado, y en caso necesario, se deberá llevar a cabo un análisis exhaustivo para abordar esta situación y garantizar que no afecte la competitividad del MER.

7. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA

La demanda máxima en el Sistema Eléctrico Regional (SER) se registró el 9 de mayo 2023 a las 15:00 horas y fue de 9,335.45 MW, lo que representó un incremento del 3.9% en comparación de la demanda máxima observada en el año 2022 la cual fue de 8,982 MW.

Figura 24. Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER) para 2023



Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Con respecto a la demanda máxima (demanda instantánea) en el año 2023 por país, se observa que Panamá registró el valor más alto a nivel regional, alcanzando los 2,235 MW. Le siguen Guatemala con 1,970 MW, Costa Rica con 1,863 MW y Honduras con 1,820 MW.

En la siguiente tabla se muestra la evolución de la demanda máxima de los países de la región de 2019 a 2023, con información de los informes mensuales y anuales de los Operadores del Sistema y Mercado (OS/OM) y Reguladores Nacionales.

Tabla 12. Demanda Máxima anual por país (MW)

| País | Demanda Máxima en MW | | | | |
|-------------|----------------------|----------|----------|----------|----------|
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Guatemala | 1,785.60 | 1,787.16 | 1,829.53 | 1,923.05 | 1,970.00 |
| El Salvador | 1,044.00 | 1,010.00 | 1,038.00 | 1,066.70 | 1,131.00 |
| Honduras | 1,639.40 | 1,618.31 | 1,738.28 | 1,788.83 | 1,819.95 |
| Nicaragua | 707.53 | 689.04 | 727.51 | 765.8 | 783.68 |
| Costa Rica | 1,715.80 | 1,737.75 | 1,763.00 | 1,776.38 | 1,863.50 |
| Panamá | 1,961.00 | 1,969.00 | 2,020.00 | 2,031.00 | 2,235.00 |

Fuente: Informes mensuales y anuales de los OS/OM

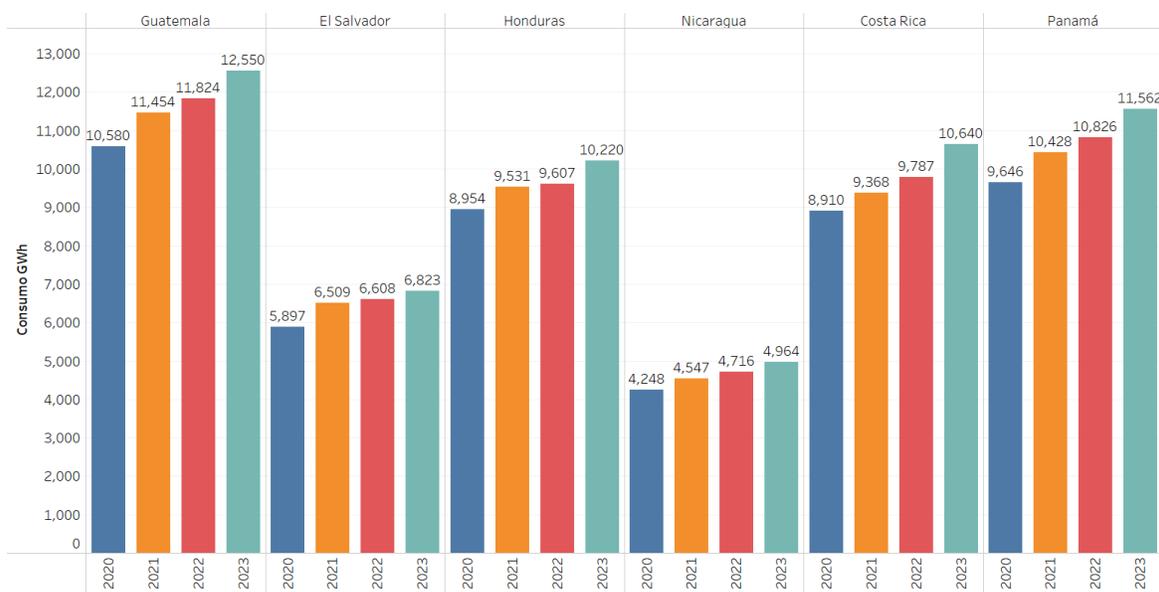
En el año 2023, se registró un incremento en el consumo de energía en los países de la región del 6.36% con respecto al año 2022. En la siguiente tabla se presenta la evolución del consumo de energía por país y a nivel regional para el período 2014-2023.

Tabla 13. Consumo de energía anual por país (GWh)

| | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá |
|----------|-----------|-------------|-----------|-----------|------------|-----------|
| AÑO 2014 | 8,915.13 | 6,047.81 | 7,821.70 | 3,844.20 | 8,773.61 | 8,665.86 |
| AÑO 2015 | 9,398.29 | 6,289.64 | 8,325.21 | 4,047.46 | 8,768.12 | 9,357.55 |
| AÑO 2016 | 9,832.70 | 6,327.19 | 8,520.30 | 4,209.02 | 9,220.76 | 9,639.49 |
| AÑO 2017 | 10,018.41 | 6,324.19 | 8,576.63 | 4,269.03 | 9,223.00 | 9,885.47 |
| AÑO 2018 | 10,374.97 | 6,399.54 | 8,572.99 | 4,280.81 | 9,191.72 | 10,060.87 |
| AÑO 2019 | 10,676.46 | 6,341.07 | 8,993.58 | 4,335.22 | 9,517.47 | 10,467.53 |
| AÑO 2020 | 10,579.71 | 5,896.71 | 8,954.08 | 4,248.21 | 8,910.05 | 9,646.07 |
| AÑO 2021 | 11,454.26 | 6,509.13 | 9,530.76 | 4,547.15 | 9,367.94 | 10,428.09 |
| AÑO 2022 | 11,823.58 | 6,608.02 | 9,606.63 | 4,716.46 | 9,786.82 | 10,825.81 |
| AÑO 2023 | 12,550.49 | 6,823.22 | 10,219.95 | 4,964.25 | 10,640.47 | 11,562.34 |

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

Figura 25. Consumo de energía eléctrica por país y año (GWh)



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

8. CAPACIDAD DISPONIBLE Y ENERGÍA GENERADA

Según el “Informe de Planeamiento Operativo de América Central 2024-2025”, elaborado por el EOR, la capacidad de generación disponible en los países del MER a finales de diciembre de 2023 alcanzó los **17,542.5 MW**. De esta capacidad, el 40.4 % corresponde a centrales hidroeléctricas, el 31.7 % a termoeléctricas, el 9.3 % a centrales solares fotovoltaicas, el 7.6 % a centrales de biomasa, el 7.5 % a centrales eólicas, el 3.2 % a centrales geotérmicas y el 0.3 % a generación distribuida participante del mercado mayorista guatemalteco. A continuación, se presenta un desglose detallado de la capacidad por país y tipo de recurso.

Tabla 14. Capacidad disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW) para 2023

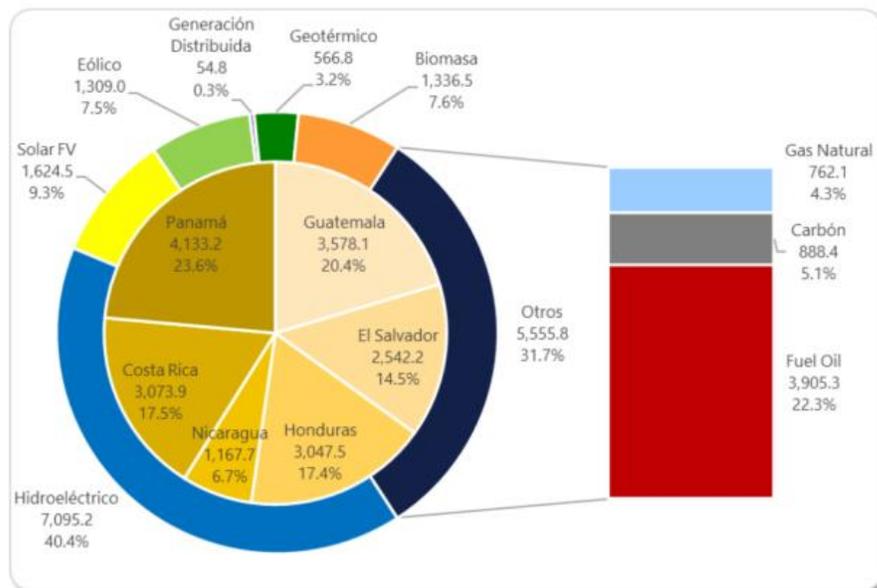
| Tecnología | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Total C.A. |
|------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|
| Hidroeléctrico | 1,530.70 | 623.2 | 922.1 | 139.2 | 2,101.80 | 1,778.20 | 7,095.20 |
| Solar FV | 80 | 392.3 | 504.7 | 37 | 21.4 | 589.1 | 1,624.50 |
| Eólico | 102.5 | 50 | 238.1 | 186.6 | 395.8 | 336 | 1,309.00 |
| Generación Distribuida | 54.8 | | | | | | 54.80 |
| Geotérmico | 33.6 | 181.5 | 35 | 110 | 206.7 | | 566.80 |
| Biomasa | 671.2 | 208 | 233.9 | 146 | 37.3 | 40.1 | 1,336.50 |
| Gas Natural | 2.6 | 378.5 | | | | 381 | 762.10 |
| Carbón | 483.4 | | 105 | | | 300 | 888.40 |
| Fuel Oil | 619.3 | 708.7 | 1,008.70 | 548.9 | 310.9 | 708.8 | 3,905.30 |
| Total | 3,578.10 | 2,542.20 | 3,047.50 | 1,167.70 | 3,073.90 | 4,133.20 | 17,542.50 |

Fuente: Informe de Planeamiento Operativo de América Central 2024-2025.

<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-de-planeamiento-operativo>

Como se puede apreciar en la Figura 25, la proporción de capacidad disponible con recursos renovables alcanza el 68.3 %, mientras que la proporción de capacidad disponible con combustibles fósiles es del 31.7 %, destacando la generación con derivados de petróleo como la de mayor proporción, con un 22.3 %. Respecto a la capacidad disponible total por país, se destaca que Panamá y Guatemala poseen las mayores capacidades en la región, con proporciones del 23.6 % y 20.4 %, respectivamente.

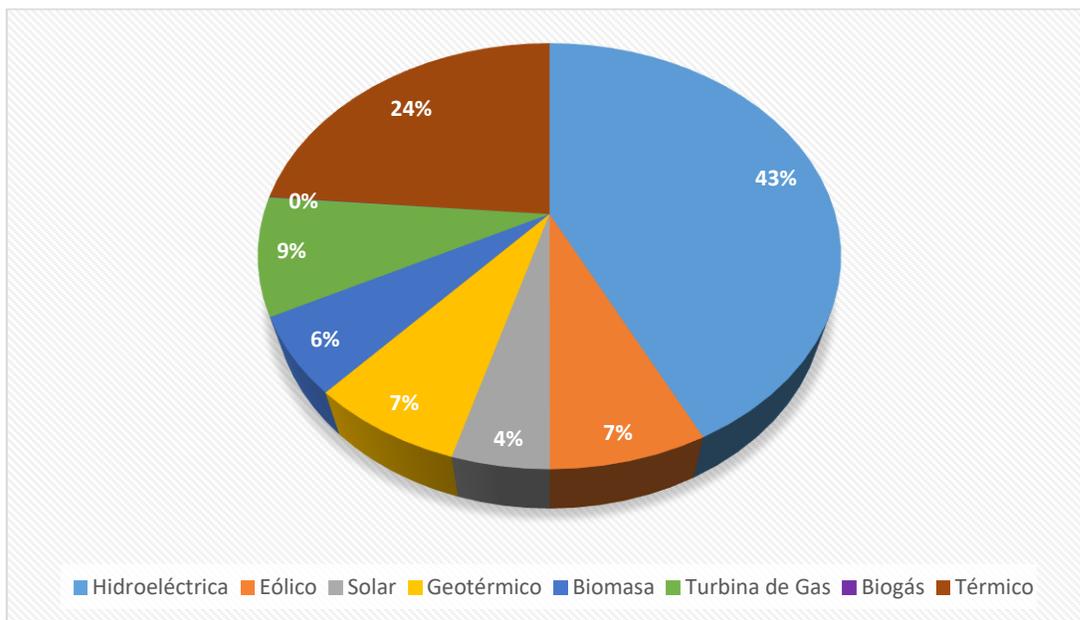
Figura 26. Capacidad instalada en la región para 2023 (MW)



Fuente: Informe de Planeamiento Operativo de América Central 2024-2025.
<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-de-planeamiento-operativo>

En lo que respecta a la generación en la región, en el 2023 el 67.47% provino de fuentes renovables, mientras que el 32.53% de combustibles derivados del petróleo y gas natural.

Figura 27. Matriz de Generación Regional por Tecnología 2023



Fuente: Elaboración propia con información de los OS/OM

Tabla 15. Generación por tipo de tecnología y país para 2023 (GWh)

| País | Hidroeléctrica | Eólico | Solar | Geotérmico | Biomasa | Gas Natural | Biogás | Térmico | TOTAL |
|--------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|------------------|------------------|
| Guatemala | 5,571.88 | 343.96 | 245.92 | 285.44 | 1,625.32 | 0.00 | 23.64 | 4,126.73 | 12,222.89 |
| El Salvador | 1,483.30 | 167.50 | 539.10 | 1,478.40 | 532.30 | 2,480.60 | 0.00 | 706.70 | 7,387.90 |
| Honduras | 3,174.96 | 767.33 | 988.27 | 254.52 | 520.28 | 0.00 | 0.00 | 4,822.33 | 10,527.69 |
| Nicaragua | 420.25 | 634.00 | 26.78 | 707.14 | 657.28 | 0.00 | 0.00 | 1,903.40 | 4,348.85 |
| Costa Rica | 8,327.02 | 1,461.25 | 8.95 | 1,479.25 | 55.18 | 0.00 | 0.00 | 608.07 | 11,939.72 |
| Panamá | 6,060.22 | 891.65 | 819.24 | 0.00 | 0.00 | 2,736.73 | 1.42 | 1,685.55 | 12,194.81 |
| TOTAL | 25,037.64 | 4,265.69 | 2,628.26 | 4,204.75 | 3,390.36 | 5,217.33 | 25.06 | 13,852.77 | 58,621.86 |
| % | 42.71% | 7.28% | 4.48% | 7.17% | 5.78% | 8.90% | 0.04% | 23.63% | |

Fuente: Elaboración propia con información de los OS/OM

9. CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA 2023

En las Tablas 15 y 16 se muestra un resumen de los valores de las Capacidades Operativas de Transmisión entre áreas de control adyacentes para los tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima, tanto en dirección Norte-Sur como en dirección Sur-Norte. Estos valores son identificados por el EOR al inicio de cada mes.

Tabla 16. Capacidades Operativas de Transmisión (MW) entre áreas de control Norte – Sur para 2023

| | Escenario de Demanda | GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*) | HON-NIC | NIC-CRI | CRI-PAN |
|------------|----------------------|---|---------|---------|---------|
| Enero | Máxima | 300 | 210 | 290 | 220 |
| | Media | 300 | 220 | 300 | 250 |
| | Mínima | 300 | 210 | 300 | 280 |
| Febrero | Máxima | 300 | 210 | 300 | 220 |
| | Media | 300 | 190 | 300 | 240 |
| | Mínima | 300 | 200 | 270 | 280 |
| Marzo | Máxima | 300 | 200 | 210 | 230 |
| | Media | 300 | 210 | 300 | 240 |
| | Mínima | 300 | 200 | 230 | 280 |
| Abril | Máxima | 300 | 180 | 180 | 220 |
| | Media | 300 | 200 | 300 | 240 |
| | Mínima | 300 | 210 | 290 | 280 |
| Mayo | Máxima | 300 | 220 | 230 | 210 |
| | Media | 300 | 210 | 300 | 220 |
| | Mínima | 300 | 180 | 300 | 280 |
| Junio | Máxima | 300 | 220 | 220 | 220 |
| | Media | 300 | 210 | 300 | 80 |
| | Mínima | 300 | 190 | 300 | 270 |
| Julio | Máxima | 300 | 200 | 200 | 210 |
| | Media | 300 | 220 | 290 | 80 |
| | Mínima | 300 | 200 | 300 | 270 |
| Agosto | Máxima | 300 | 190 | 190 | 220 |
| | Media | 290 | 220 | 220 | 230 |
| | Mínima | 300 | 210 | 300 | 260 |
| Septiembre | Máxima | 300 | 220 | 190 | 220 |
| | Media | 270 | 220 | 250 | 230 |
| | Mínima | 300 | 200 | 300 | 270 |
| Octubre | Máxima | 300 | 220 | 190 | 210 |
| | Media | 270 | 220 | 260 | 220 |
| | Mínima | 300 | 220 | 300 | 300 |
| Noviembre | Máxima | 300 | 220 | 190 | 230 |
| | Media | 280 | 220 | 300 | 220 |
| | Mínima | 300 | 210 | 300 | 300 |
| Diciembre | Máxima | 300 | 220 | 240 | 220 |
| | Media | 300 | 210 | 300 | 230 |
| | Mínima | 300 | 200 | 300 | 290 |

Fuente: Estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia elaborado por el EOR

Tabla 17. Capacidades Operativas de Transmisión (MW) entre áreas de control Sur – Norte para 2023

| | Escenario de Demanda | GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*) | HON-NIC | NIC-CRI | CRI-PAN |
|------------|----------------------|---|---------|---------|---------|
| Enero | Máxima | 300 | 220 | 270 | 200 |
| | Media | 300 | 100 | 220 | 200 |
| | Mínima | 300 | 230 | 230 | 200 |
| Enero | Máxima | 300 | 220 | 270 | 200 |
| | Media | 300 | 90 | 220 | 200 |
| | Mínima | 300 | 220 | 200 | 200 |
| Marzo | Máxima | 300 | 220 | 270 | 200 |
| | Media | 300 | 110 | 250 | 200 |
| | Mínima | 300 | 220 | 220 | 200 |
| Abril | Máxima | 300 | 220 | 240 | 200 |
| | Media | 300 | 90 | 220 | 200 |
| | Mínima | 300 | 230 | 230 | 200 |
| Mayo | Máxima | 300 | 220 | 280 | 200 |
| | Media | 300 | 90 | 220 | 200 |
| | Mínima | 300 | 220 | 210 | 200 |
| Junio | Máxima | 300 | 220 | 300 | 0 |
| | Media | 300 | 90 | 220 | 0 |
| | Mínima | 300 | 220 | 220 | 0 |
| Julio | Máxima | 300 | 220 | 220 | 0 |
| | Media | 300 | 90 | 240 | 0 |
| | Mínima | 300 | 220 | 220 | 0 |
| Agosto | Máxima | 300 | 230 | 300 | 0 |
| | Media | 300 | 90 | 250 | 0 |
| | Mínima | 300 | 220 | 240 | 0 |
| Septiembre | Máxima | 300 | 220 | 300 | 0 |
| | Media | 300 | 80 | 280 | 0 |
| | Mínima | 300 | 220 | 220 | 0 |
| Octubre | Máxima | 300 | 220 | 300 | 0 |
| | Media | 300 | 70 | 260 | 0 |
| | Mínima | 300 | 220 | 230 | 0 |
| Noviembre | Máxima | 300 | 220 | 240 | 0 |
| | Media | 300 | 80 | 240 | 0 |
| | Mínima | 300 | 220 | 220 | 0 |
| Diciembre | Máxima | 300 | 220 | 260 | 0 |
| | Media | 300 | 110 | 220 | 0 |
| | Mínima | 300 | 220 | 220 | 0 |

Fuente: Estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia elaborado por el EOR

(*) Los valores mostrados en las tablas 15 y 16, representan la máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

9.1. Actualizaciones solicitadas por los OS/OM

Durante el transcurso del año, los OS/OM de El Salvador y Panamá solicitaron actualizaciones en los valores de las Capacidades Operativas de Transmisión, principalmente en lo que respecta a la exportación e importación total de energía. Es importante destacar que, en mayo y junio, debido al Fenómeno climático de El Niño, ambos OS/OM solicitaron actualizaciones significativas. Panamá restringió su capacidad de exportación a 0 MW, mientras que El Salvador limitó su capacidad de exportación al valor máximo equivalente al total de sus Contratos Firmes de inyección regional.

En las siguientes Tablas se muestra un resumen de las actualizaciones solicitadas por los OS/OM para las Capacidades Operativas de Transmisión:

Tabla 18. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) a partir del 20 de marzo de 2023

| Día/hora | 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 | 220 | 220 | 205 | 195 | 210 | 220 | 260 | 180 | 125 | 115 | 100 | 120 | 110 | 160 | 200 | 250 | 270 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 275 | 235 |
| Sábados | 220 | 220 | 205 | 195 | 210 | 220 | 205 | 100 | 50 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 60 | 165 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 275 | 235 |
| Domingos | 220 | 220 | 205 | 195 | 210 | 180 | 145 | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 275 | 235 | |

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

Tabla 19. Actualización de la exportación total de Panamá (MW) a partir del 05 de mayo de 2023

| Demanda | Valor Vigente | Valor Solicitado |
|---------|---------------|------------------|
| Máxima | 200 | 0 |
| Media | 200 | 0 |
| Mínima | 200 | 0 |

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

Tabla 20. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 16 de mayo de 2023

| Demanda | Exportación Total |
|---------|-------------------|
| Máxima | 50 |
| Media | 50 |
| Mínima | 50 |

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

Tabla 21. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de junio de 2023

| Día/hora | 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 domingo | 140 | 160 | 170 | 240 | 200 | 160 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 40 | 70 |

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

Tabla 22. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de junio de 2023

| Demanda | Exportación Total |
|---------|-------------------|
| Máxima | 39 |
| Media | 39 |
| Mínima | 39 |

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

*A partir del 4 de octubre de 2023 los valores de máxima exportación para El Salvador regresaron a ser los valores publicados por el EOR y vigentes a partir del 1 de octubre de 2023.

Tabla 23. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) para el 30 de noviembre de 2023

| Demanda | Exportación Total |
|---------|-------------------|
| Máxima | 40 |
| Media | 40 |
| Mínima | 40 |

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

Tabla 24. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de diciembre de 2023

| Demanda | Exportación Total |
|---------|-------------------|
| Máxima | 50 |
| Media | 50 |
| Mínima | 50 |

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

Tabla 25. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) para los domingos, a partir del 03 de diciembre de 2023

| Hora | Importación total |
|---------------|-------------------|
| 08:00 – 08:59 | 35 |
| 09:00 – 09:59 | 0 |
| 10:00 – 10:59 | 0 |
| 11:00 – 11:59 | 0 |
| 12:00 – 12:59 | 10 |
| 13:00 – 13:59 | 55 |
| 14:00 – 14:59 | 100 |

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

ANEXOS

Anexo 1. Cálculo del Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) con las inyecciones de los agentes en 2023

| Referencia | Nombre de Agente | Inyección (MWh) | Participación Porcentual (%) | Cuadrado de Participación Porcentual | |
|------------|------------------|--|------------------------------|--------------------------------------|--------------|
| 1 | 1CCOMEDECS | EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA | 232,128.59 | 8.761866332 | 76.77030161 |
| 2 | 2C_C34 | ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V. | 161,007.11 | 6.077333099 | 36.9339776 |
| 3 | 2C_C08 | Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. | 139,863.94 | 5.279268401 | 27.87067485 |
| 4 | 1GGENHIXAC | HIDRO XACBAL | 134,856.94 | 5.090275543 | 25.9109051 |
| 5 | 1CCOMCEECE | CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A. | 131,945.10 | 4.980366052 | 24.80404602 |
| 6 | 2G_C24 | INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE | 124,451.29 | 4.697506509 | 22.0665674 |
| 7 | 2G_C18 | ENERGIA BOREALIS, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE | 117,709.95 | 4.443049422 | 19.74068817 |
| 8 | 5GICE | INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD | 107,602.49 | 4.061536026 | 16.496707489 |
| 9 | 2C_C59 | GRS Comercializadora Sociedad Anonima de Capital Variable | 97,515.67 | 3.680801358 | 13.54829864 |
| 10 | 2C_C65 | Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable | 86,208.09 | 3.253988442 | 10.58844078 |
| 11 | 6GAES | AES PANAMÁ S.R.L. | 81,730.03 | 3.084960658 | 9.516982264 |
| 12 | 1GGENOEGYC | ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A. | 76,399.69 | 2.883763254 | 8.316090503 |
| 13 | 1CCOMELPOM | ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA | 76,125.78 | 2.873424204 | 8.256566655 |
| 14 | 6GEISA | Electron Investment, S.A. | 62,007.95 | 2.3405361 | 5.478109238 |
| 15 | 2C_C32 | COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V | 55,848.14 | 2.108029526 | 4.443788483 |
| 16 | 2G_G02 | NEJAPA POWER COMPANY, S.A. | 55,689.64 | 2.102046909 | 4.418601207 |
| 17 | 1GGENALENR | ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A. | 55,075.03 | 2.078847843 | 4.321608353 |
| 18 | 1GGENJAEGL | JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC. | 54,500.23 | 2.057151703 | 4.231873127 |
| 19 | 1GGENENSAJ | ENERGIAS SAN JOSE, S.A. | 48,898.60 | 1.84571407 | 3.406660428 |
| 20 | 1CCOMMERGU | MERELEC GUATEMALA, S.A. | 46,106.84 | 1.740336953 | 3.028772709 |
| 21 | 6GSLORENZO | HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A, | 45,310.54 | 1.710280078 | 2.925057944 |
| 22 | 1GGENRNACE | RENACE, S. A. | 41,551.01 | 1.568373766 | 2.459796269 |
| 23 | 2C_C03 | EXCELERGY, S.A. DE C.V. | 37,536.05 | 1.416826191 | 2.007396455 |
| 24 | 2C_C07 | COMPAÑÍA DE ENERGIA DE CENTROAMERICA, S.A. de C.V. | 33,632.60 | 1.269487614 | 1.611598802 |
| 25 | 2C_C17 | Inversiones Energéticas, S.A. de C.V. | 33,596.71 | 1.268132836 | 1.608160889 |
| 26 | 2C_C63 | COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S. A. DE C.V. | 32,899.51 | 1.241816353 | 1.542107854 |
| 27 | 1CCOMCOMEL | COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A. | 29,572.81 | 1.116247852 | 1.246009267 |
| 28 | 1CCOMENEGU | ENEL GUATEMALA, S.A. | 27,136.86 | 1.024300882 | 1.049192296 |
| 29 | 6GSFRAN | SALTOS DEL FRANCOLI, S.A. | 26,043.65 | 0.983036857 | 0.966361463 |
| 30 | 2C_C56 | ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V. | 25,347.57 | 0.956763027 | 0.915395489 |
| 31 | 2G_C14 | TEXTUFIL, S.A. de C.V. | 21,807.54 | 0.823141838 | 0.677562485 |
| 32 | 1CCOMWATTS | WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA | 19,783.39 | 0.746738916 | 0.557619008 |
| 33 | 2C_C05 | LaGEO, S.A. de C.V. | 19,126.90 | 0.721959137 | 0.521224995 |
| 34 | 2C_C45 | INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V. | 18,225.80 | 0.687946485 | 0.473270367 |
| 35 | 6GPANAM | PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A. | 17,083.44 | 0.644827144 | 0.415802046 |
| 36 | 2C_C04 | COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA | 16,818.83 | 0.634839205 | 0.403020817 |
| 37 | 1CCOMIONEN | ION ENERGY, S.A. | 15,779.78 | 0.595619528 | 0.354762623 |
| 38 | 1GGENCAISA | COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A. | 15,066.31 | 0.568689186 | 0.32340739 |
| 39 | 1GGENTERMI | TÉRMICA, S. A. | 14,487.34 | 0.54683542 | 0.299028976 |
| 40 | 1CCOMBORAX | BORAX, SOCIEDAD ANONIMA | 14,064.72 | 0.530883163 | 0.281836932 |
| 41 | 6GFORTUNA | ENEL FORTUNA, S.A. | 13,457.81 | 0.507975007 | 0.258038607 |
| 42 | 2D_D03 | AES CLESA Y CIA., S. EN C. DE C.V. | 12,490.88 | 0.471477402 | 0.22229094 |
| 43 | 2C_C70 | Comercializadora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V. | 12,085.56 | 0.45617855 | 0.208098869 |
| 44 | 2C_C69 | Comercializadora de Luz y Fuerza, S.A. DE C.V. | 11,976.47 | 0.452060772 | 0.204358942 |
| 45 | 2C_C55 | INTELLERGY S.A. DE C.V. | 11,704.30 | 0.441787491 | 0.195176187 |
| 46 | 1CCOMSOLGU | SOLARIS GUATEMALA, S. A. | 11,524.40 | 0.434997084 | 0.189222463 |
| 47 | 1GGENINGS | SAN DIEGO, S. A. | 10,068.65 | 0.380048718 | 0.144437028 |
| 48 | 1GGENBIOEN | BIOMASS ENERGY, S.A. | 8,825.00 | 0.333106149 | 0.110959706 |
| 49 | 3GENEE | EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA | 8,640.37 | 0.326137077 | 0.106365393 |
| 50 | 1CCOMCOELG | COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A. | 8,575.97 | 0.323706364 | 0.10478581 |
| 51 | 6GGENA | GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A. | 8,517.30 | 0.321491783 | 0.103356967 |
| 52 | 2C_C79 | Energy Connection, S.A. de C.V. | 8,201.15 | 0.309558527 | 0.095826482 |
| 53 | 1GGENOXECO | OXEC, S. A. | 8,077.73 | 0.3049 | 0.09296401 |
| 54 | 1GGENEMGEE | EMPRESA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE | 7,044.35 | 0.265894394 | 0.070699829 |
| 55 | 1GGENGENEP | GENEPAL, S. A. | 5,599.81 | 0.211368841 | 0.044676787 |
| 56 | 2C_C52 | EON ENERGY, S.A. DE C.V. | 5,255.14 | 0.198359204 | 0.039346374 |
| 57 | 6GGANA | Gas Natural Atlantico, S de R.L. | 4,763.90 | 0.17981691 | 0.032334121 |
| 58 | 2C_C73 | ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE S.A. DE C.V. | 4,596.79 | 0.173509105 | 0.03010541 |
| 59 | 6GHBOQUERON | Hidro Boquerón, S.A. | 3,994.29 | 0.150767446 | 0.022730823 |
| 60 | 6GAES-CHANG | AES CHANGUINOLA S.R.L. | 3,729.90 | 0.140787811 | 0.019821208 |

EVALUACIÓN DEL MER Y DEL ESTADO DE COMPETENCIA

| | | | | | |
|----|--------------|---|----------|-------------|-------------|
| 61 | GGGENISA | Generadora del Istmo, S.A. | 3,518.74 | 0.132817458 | 0.017640477 |
| 62 | 2C_C67 | EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE | 3,353.57 | 0.126583072 | 0.016023274 |
| 63 | 2D_D04 | EEO, S.A. DE C.V. | 3,255.26 | 0.122872096 | 0.015097552 |
| 64 | 1GGENLUFEG | LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA. | 2,745.67 | 0.103637469 | 0.010740725 |
| 65 | 2G_G03 | CENERGICA ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V. | 2,544.76 | 0.096053858 | 0.009226344 |
| 66 | 1GGENINGUN | INGENIO LA UNION, S.A. | 2,497.92 | 0.094285999 | 0.00888985 |
| 67 | 2C_C81 | TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE | 2,160.65 | 0.081555152 | 0.006651243 |
| 68 | 1GGENRENGU | RENOVABLES DE GUATEMALA, S.A. | 1,309.58 | 0.049431033 | 0.002443427 |
| 69 | 1CCOMENLMA | ENLACE MAC, S.A. | 1,245.00 | 0.046993451 | 0.002208384 |
| 70 | 2C_C27 | COMERCIO DE ENERGIA REGIONAL, S.A. DE C.V. | 1,178.00 | 0.044464486 | 0.001977091 |
| 71 | 2C_C62 | ENERGIÓN DE CENTROAMÉRICA, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE | 927.14 | 0.034995604 | 0.001224692 |
| 72 | 1GGENTECNO | TECNOGUAT, S. A. | 660.78 | 0.024941746 | 0.000622091 |
| 73 | 2C_C68 | ENERGY BUSINESS RETAILERS EL SALVADOR, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE | 548.00 | 0.020684667 | 0.000427855 |
| 74 | 1CCOMCEPGT | CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA | 537.56 | 0.020290489 | 0.000411704 |
| 75 | 1GGENAGRPO | AGRO COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC, S. A. | 425.66 | 0.016066778 | 0.000258141 |
| 76 | 6GCELSIAALT | Alternegy, S.A. | 400.96 | 0.01513442 | 0.000229051 |
| 77 | 1GGENPANTA | Pantaleon S.A | 397.75 | 0.015013181 | 0.000225396 |
| 78 | 2C_C71 | ENERNEXT SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE | 330.27 | 0.012466324 | 0.000155409 |
| 79 | 2C_C74 | ECO ENERGIA DE CENTROAMERICA S.A. DE C.V. | 256.79 | 0.009692729 | 9.3949E-05 |
| 80 | 1GGENGRGEO | GRUPO GENERADOR DE ORIENTE, S.A. | 233.63 | 0.008818387 | 7.7764E-05 |
| 81 | 1CCOMVIELG | VITOL ELECTRICIDAD DE GUATEMALA, SOCIEDAD ANONIMA | 229.90 | 0.008677822 | 7.53046E-05 |
| 82 | 3DENE | EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA | 170.54 | 0.006437084 | 4.1436E-05 |
| 83 | 2C_C35 | Comercia Internacional El Salvador, S.A. de C.V. | 140.00 | 0.005284404 | 2.79249E-05 |
| 84 | 6GCELSIACENT | CELSIA CENTROAMERICA, S.A. | 131.07 | 0.00494741 | 2.44769E-05 |
| 85 | 1GGENINGMA | INGENIO MAGDALENA, S.A. | 124.06 | 0.004682737 | 2.1928E-05 |
| 86 | 2C_C75 | COMPAÑÍA DE LUZ ELÉCTRICA DE AHUACHAPÁN, SOCIEDAD ANÓNIMA | 92.84 | 0.003504315 | 1.22802E-05 |
| 87 | 2C_C80 | WORLD RESOURCES CORP. S.A. DE C.V. | 60.93 | 0.002299697 | 5.28861E-06 |
| 88 | 1GGENCOELL | COMPAÑIA ELECTRICA LA LIBERTAD, S. A. | 45.08 | 0.001701578 | 2.89537E-06 |
| 89 | 6GSPARKLEPW | SPARKLE POWER, S.A. | 42.77 | 0.001614461 | 2.60648E-06 |
| 90 | 1GGENINPAG | INGENIO PALO GORDO, S.A. | 32.52 | 0.001227341 | 1.50636E-06 |
| 91 | 2C_C83 | ENERLAT, S.A. DE C.V. | 18.00 | 0.000679423 | 4.61616E-07 |
| 92 | 4GDISNORTE | DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A. | 11.20 | 0.000422715 | 1.78688E-07 |
| 93 | 2D_D02 | DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL SUR, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE | 4.00 | 0.000150983 | 2.27959E-08 |
| 94 | 1CCOMCOENM | CONSORCIO ENERGETICO MAAYAT'AAN, SOCIEDAD ANONIMA | 2.52 | 9.51193E-05 | 9.04768E-09 |