

INFORME MENSUAL DEL MER

DICIEMBRE 2024

Una vista al Mercado Eléctrico Regional

**COMISIÓN REGIONAL DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER	4
2.	Transacciones por país miembro	4
3.	Transacciones por tipo de mercado	6
4.	Transacciones por tipo de oferta	6
5.	Precios del MER.....	8
6.	Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural.....	10
6.1.	Precios nacionales	11
7.	Monitoreo del MER.....	13
7.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	13
7.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	13
7.3.	Agentes que ofertaron con precios mayores a USD 400/MWh en el MOR	14
7.4.	Agentes que ofertaron con precios de USD 0/MWh asociados a Contratos Firmes.....	15
7.5.	Agentes que ofertaron con precios menores a USD 10/MWh en el MOR	15
8.	Indicadores técnicos.....	16
8.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) diciembre 2024.....	17
8.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en diciembre de 2024	17

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	5
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	5
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	6
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	6
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	8
Figura 6. Precios promedio horarios del MER diciembre 2023-2024	9
Figura 7. Precios máximos del MER diciembre 2024	10
Figura 8. Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural diciembre 2024	11
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER diciembre 2024.....	12
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER diciembre 2024	12
Figura 11. Agentes con más inyecciones al MER diciembre 2024	13
Figura 12. Agentes con más retiros del MER diciembre 2024	13

Índice de Tablas

Tabla 1. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a US\$400/MWh	14
Tabla 2. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a US\$0/MWh	15
Tabla 3. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a US\$10/MWh.....	16
Tabla 4. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control Norte – Sur	17
Tabla 5. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control Sur – Norte	17
Tabla 6. Evento que provocó la activación del EDACBF diciembre 2024.....	17
Tabla 7. Frecuencia registrada y carga desconectada durante eventos diciembre 2024	18

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-43-2024 (emitida el 12 de diciembre de 2024) se resolvió, entre otros aspectos, los siguiente:

*“(...) **APROBAR** el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2025 por un montón de USD 9,601,028 (...)”*

*“(...) **APROBAR** el Cargo por Servicio de Operación del Sistema vigente a partir del uno de enero hasta el treinta y uno de diciembre de 2025, mismo que financiará el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2025, aprobado en el punto anterior, por un monto de USD 9,601,028.”*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2024/12/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-43-2024-Presupuesto-EOR-2025.pdf

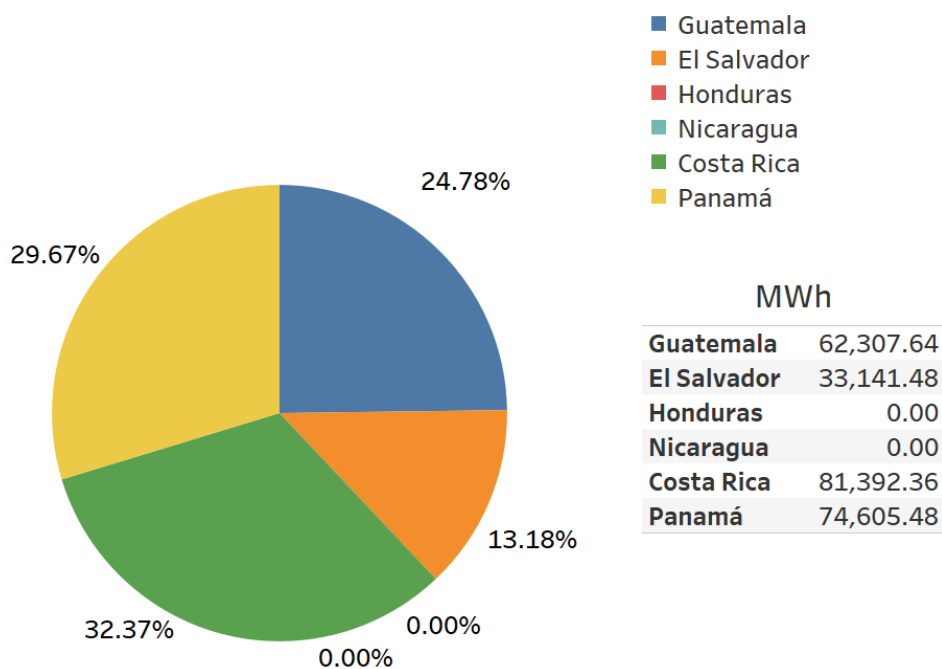
2. Transacciones por país miembro

Durante diciembre, Costa Rica inyectó la mayor cantidad de energía al MER, alcanzando 81 GWh, lo que representa el 32.37% del total de inyecciones. Le siguió Panamá con aproximadamente 75 GWh (29.67%), Guatemala con cerca de 62 GWh (24.78%) y El Salvador con un total de 33 GWh (13.18%). Cabe destacar que, una vez más, Honduras y Nicaragua no realizaron inyecciones al MER, un comportamiento recurrente durante el tercer cuatrimestre de 2024.

Es importante resaltar que los tres países con las mayores inyecciones durante diciembre son aquellos que cuentan con la mayor capacidad instalada de generación hidroeléctrica en el MER. Este hecho, combinado con el aumento de lluvias en la región, ha influido significativamente en el comportamiento de las inyecciones de energía durante el mes.

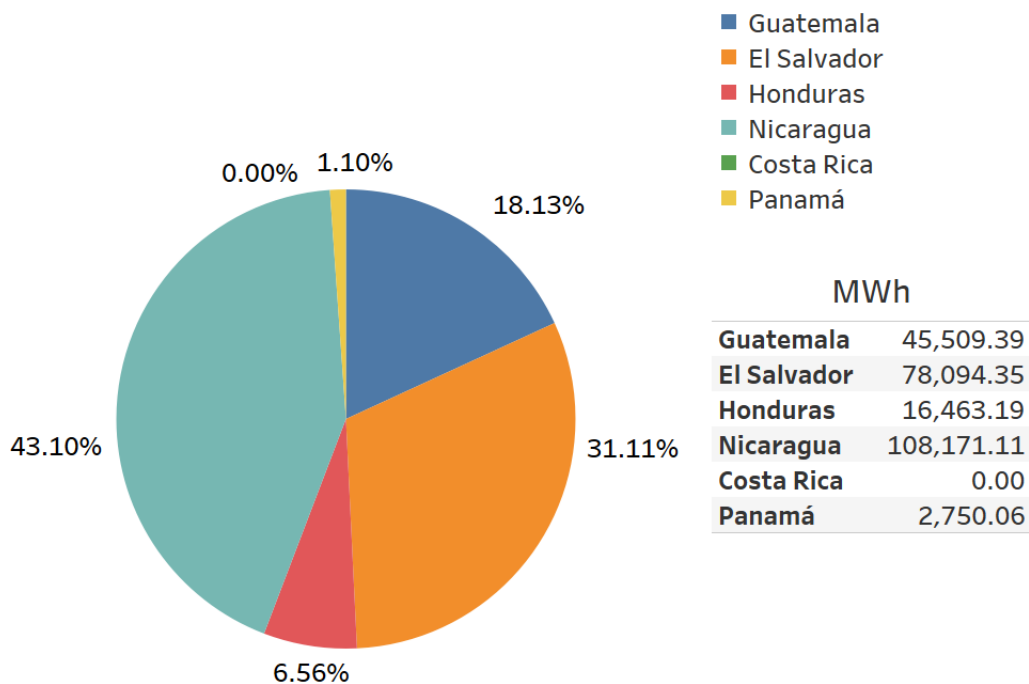
En cuanto a los retiros de energía del MER, al igual que el mes anterior, Nicaragua y El Salvador lideraron. Nicaragua retiró aproximadamente 108 GWh, equivalentes al 43.10% del total de retiros, mientras que El Salvador retiró 78 GWh, representando el 31.11%. Por su parte, Guatemala, Honduras y Panamá retiraron 45 GWh (18.13%), 16 GWh (6.56%) y 3 GWh (1.10%), respectivamente. Durante el mes analizado, Costa Rica no realizó retiros de energía del MER.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO

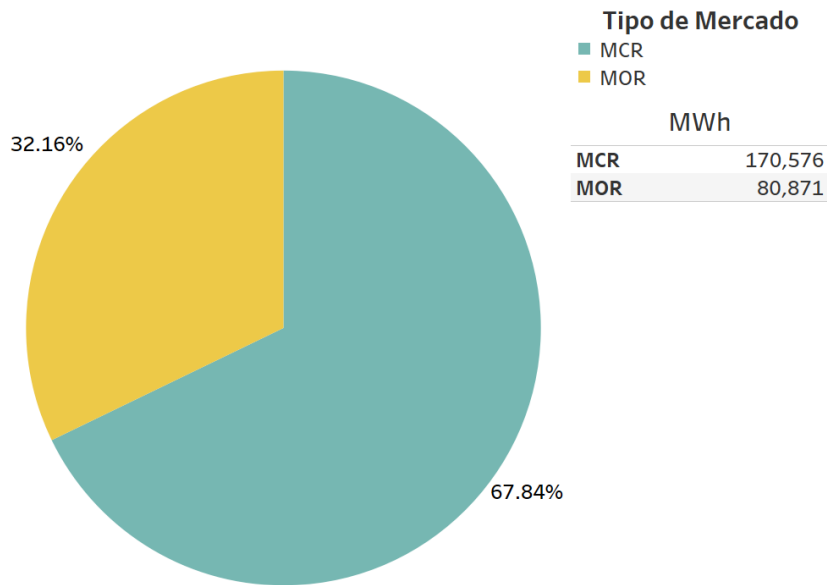


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

3. Transacciones por tipo de mercado

El 67.84% de las inyecciones de energía al MER se realizaron a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 32.16% se realizó mediante el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). La variación en la proporción de inyecciones entre el MCR y el MOR, que se mantuvo cercana al 90% y 10%, respectivamente, durante la mayor parte del tercer cuatrimestre de 2024 (septiembre, octubre y noviembre), puede atribuirse al aumento de lluvias en la región durante diciembre, lo cual impulsó un incremento en las inyecciones de corto plazo al MER.

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

4. Transacciones por tipo de oferta

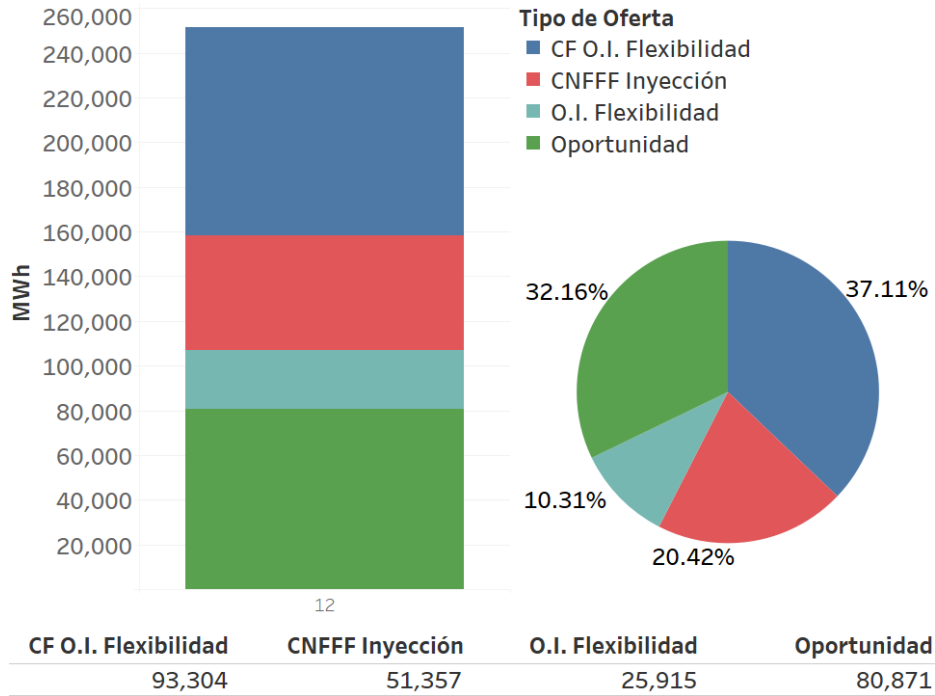
En diciembre, al igual que el mes anterior, la mayor proporción de inyecciones de energía al MER se realizó a través de Contratos Firmes (CF), representando el 37.11% (93 GWh) del total de inyecciones. Seguidamente, y como se mencionó en el apartado anterior de este informe, se observó un aumento en las inyecciones asociadas a Ofertas de Oportunidad, que representaron el 32.16% (81 GWh) del total. Por su parte, las inyecciones físicas de CNFFF constituyeron el 20.42% (51 GWh), mientras que las inyecciones derivadas de Ofertas de Flexibilidad de CNFFF representaron el 10.31% (26 GWh) del total de inyecciones de energía al MER.

En cuanto a los retiros de energía del MER, aunque se registró un leve decremento respecto al mes anterior, la proporción entre los diferentes tipos de retiro se mantuvo similar. La mayoría de los retiros se realizó a través de CF, con el 58.01% (146 GWh) del total, seguido

de los asociados a CNFFF, que representaron el 20.46% (51 GWh). Los retiros efectuados en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) alcanzaron un 16.18% (41 GWh), mientras que los relacionados con Ofertas de Flexibilidad de CNFFF representaron el 5.35% (13 GWh) del total.

A continuación, en las figuras siguientes, se detalla la distribución de las inyecciones y retiros por tipo de oferta durante el mes en cuestión.

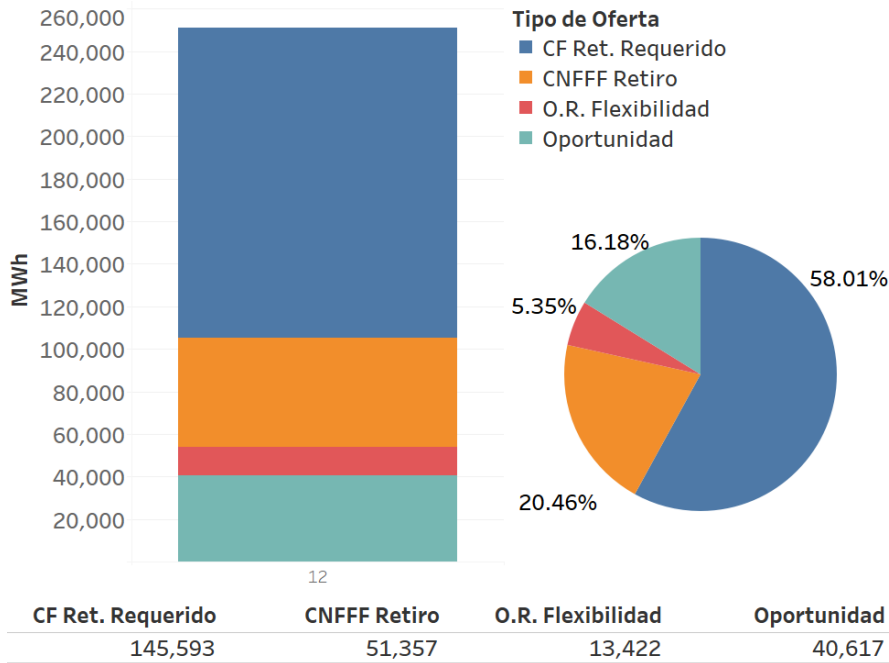
FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



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

- **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 o retiro.

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



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

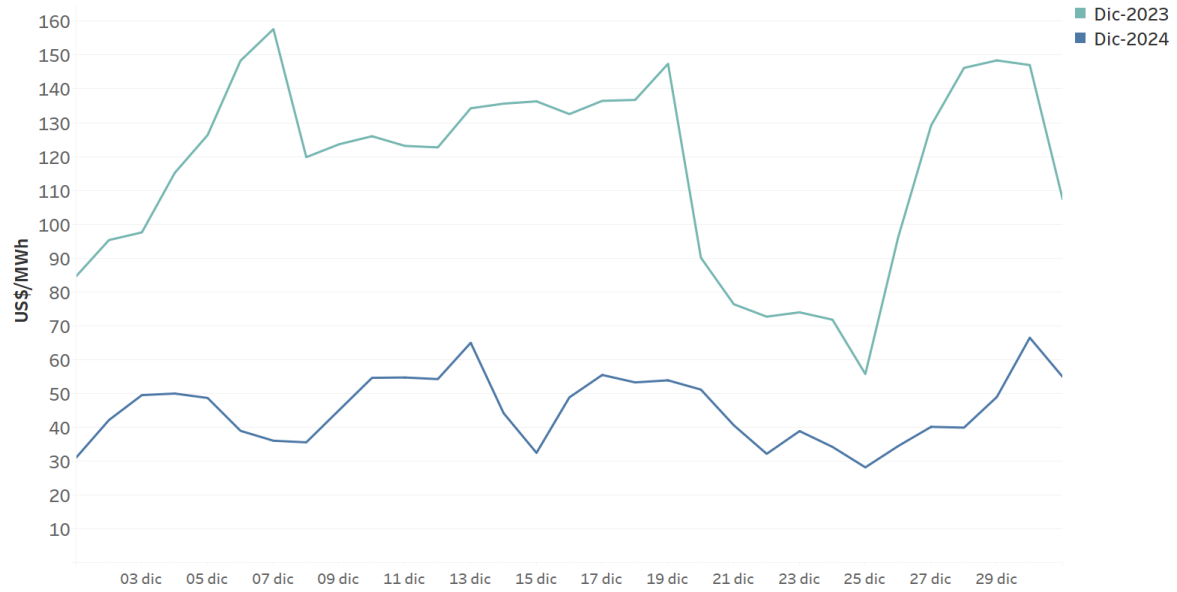
- **CF Ret. Requerido:** Retiro Requerido del Contrato Firme.
- **CNFFF Retiro:** Retiro físico del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O.R. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de retiro asociada a la parte de inyección de un Contrato No Firme Físico Flexible.
- **Oportunidad:** Ofertas de oportunidad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

5. Precios del MER

El precio promedio del MER en diciembre de 2024 fue de USD 42.70/MWh, mientras que para el mismo mes de 2023 alcanzó USD 116.61/MWh, lo que representa una disminución del 64.24% en comparación con diciembre de 2023. Como se observa en la figura siguiente, el precio promedio del MER en diciembre de 2024 fue inferior todos los días en comparación con el precio promedio registrado en diciembre de 2023.

Un aspecto destacado de diciembre de 2024 es que la disminución del precio promedio del MER fue prácticamente el doble de la reducción observada durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2024, en comparación con los mismos meses de 2023. En esos casos, la disminución fue de aproximadamente un 30% cada mes.

FIGURA 6. PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER DICIEMBRE 2023-2024

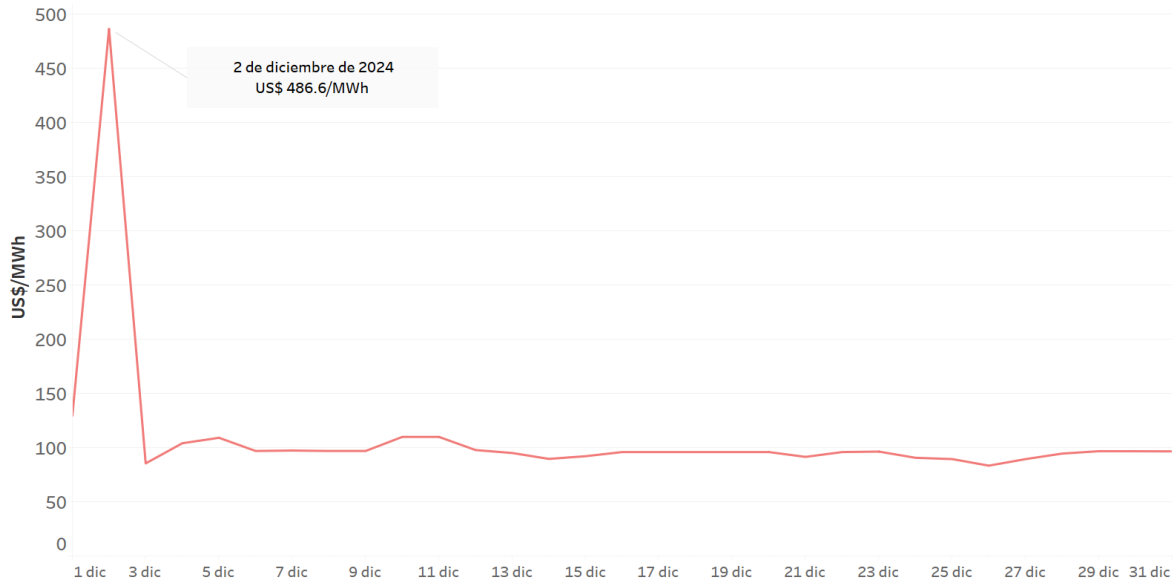


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

Aunque el precio nodal promedio del MER durante el mes analizado fue de USD 42.7/MWh, el 2 de diciembre se registraron precios máximos de hasta USD 486.6/MWh, debido a la congestión en el tercer devanado del transformador 4800-4827-4173, ubicado en el área de control de Nicaragua. No obstante, no se programaron ni conciliaron transacciones de energía en ninguno de los nodos conectados al transformador, por lo que no se generaron afectaciones para los agentes del mercado.

Como se aprecia en la figura siguiente, los precios máximos del MER durante diciembre se mantuvieron estables, cercanos a USD 100/MWh, con la excepción del 2 de diciembre, cuando se presentó la congestión del elemento mencionado en la Red de Transmisión Regional (RTR).

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER DICIEMBRE 2024



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

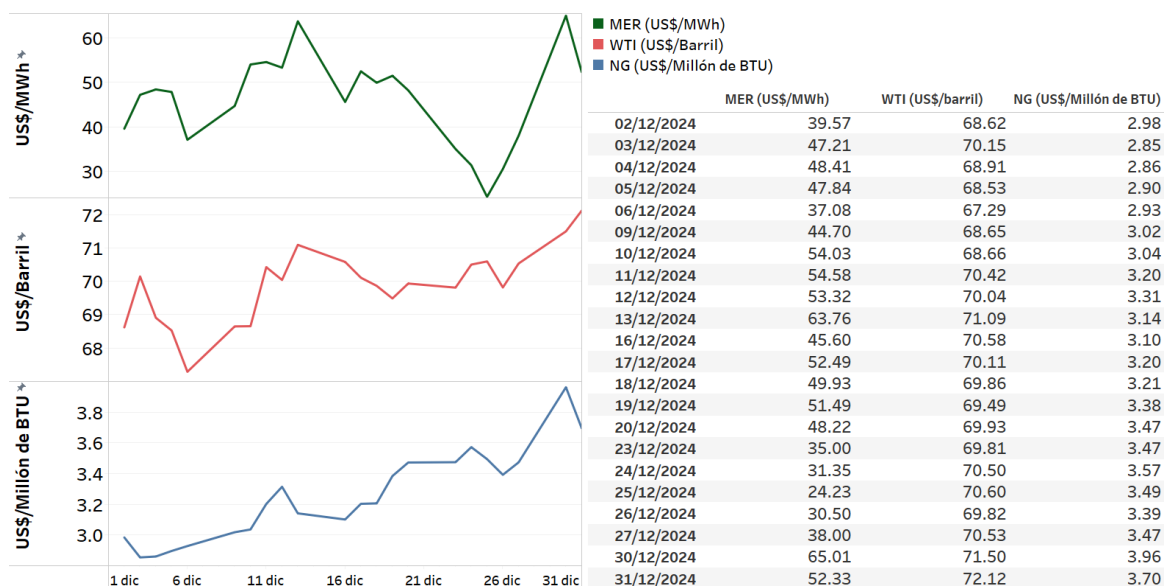
6. Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural

En relación con los precios del MER, el petróleo y el gas natural, se observó que durante diciembre el precio del barril de petróleo osciló entre USD 67.29 y USD 72.12, mientras que el precio del millón de BTU de gas natural varió entre USD 2.85 y USD 3.96.

Durante el mes analizado, se identificó una correspondencia entre el comportamiento del precio promedio del MER y el precio del barril de petróleo, ambos mostrando aumentos y disminuciones de manera prácticamente simultánea, como se puede apreciar con mayor claridad en la figura siguiente. Por su parte, el precio del gas natural mostró un comportamiento mayoritariamente al alza, con incrementos y decrementos que también guardaron relación con las variaciones del precio promedio del MER.

La relación entre el precio del MER, los precios del petróleo y el gas natural evidencia el impacto de la generación de las centrales térmicas marginales en las áreas de control, lo que influye directamente en los precios nodales de la Red de Transmisión Regional (RTR).

FIGURA 8. PRECIOS DEL MER, PRECIOS DE PETRÓLEO Y DE GAS NATURAL DICIEMBRE 2024



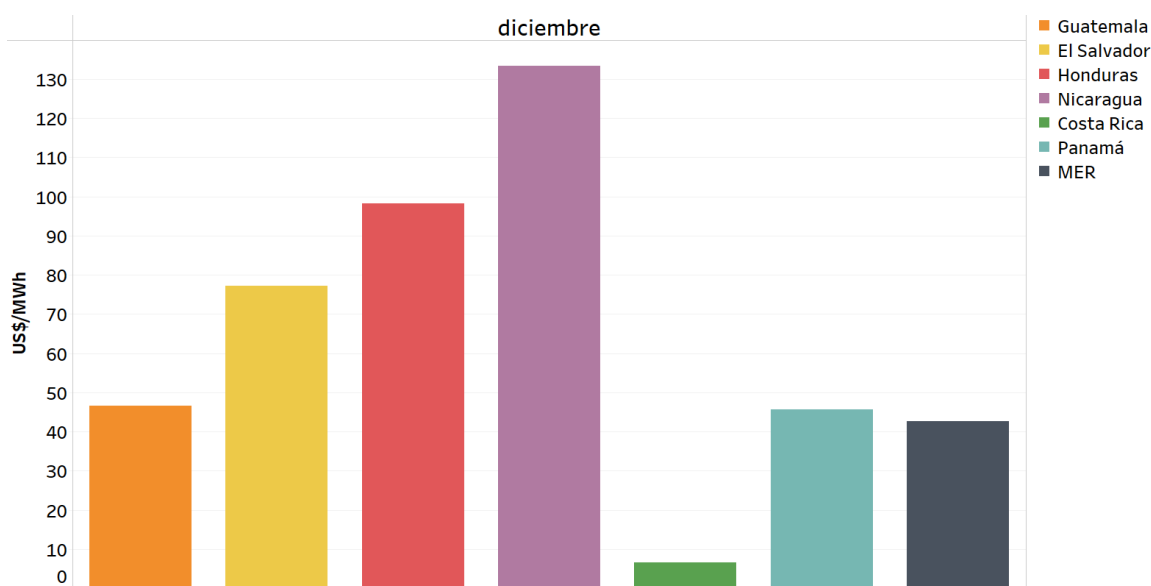
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional, de la web www.eia.gov y de la web www.fxempire.es

6.1. Precios nacionales

Al comparar los precios de los Predespachos Nacionales o Costos Marginales de los Sistemas (CMS) con los precios del MER, se observa en las figuras 9 y 10 que, durante diciembre, los precios promedio de todos los países miembros, excepto Costa Rica, superaron el precio promedio del MER. Esto se relaciona con el hecho de que Costa Rica fue el país que más energía inyectó al MER y no retiró energía del mercado, principalmente debido al aumento significativo de lluvias registrado en el país durante el mes analizado.

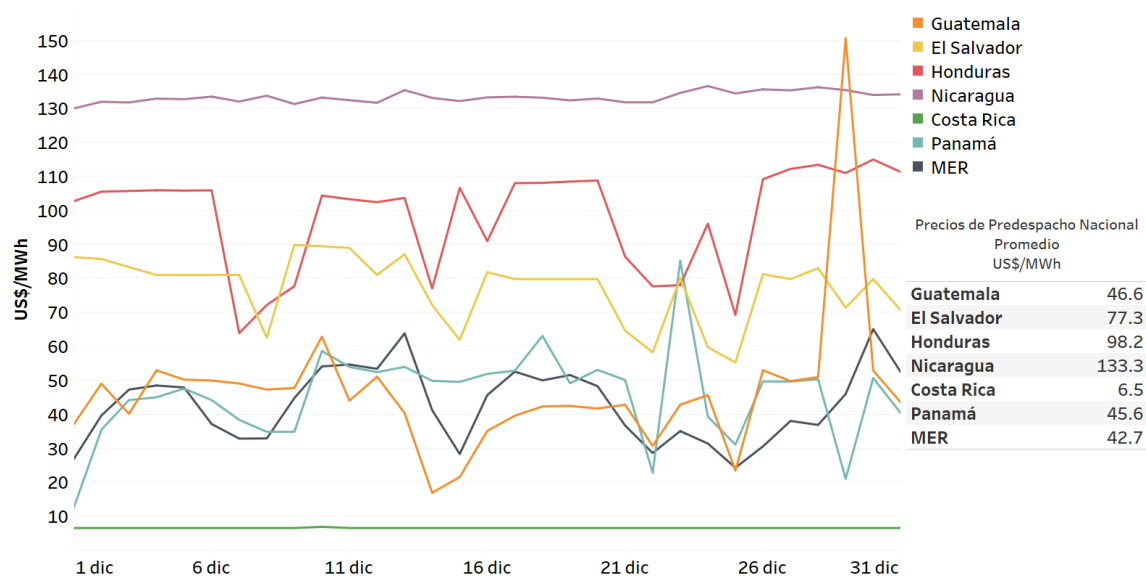
En el caso de Nicaragua, que fue el país con mayores retiros de energía del MER durante diciembre, sus precios promedio fueron los más altos en comparación con el precio promedio del MER. Este comportamiento refleja su necesidad de adquirir energía a menor costo, una tendencia que ha predominado a lo largo de 2024.

FIGURA 9. PRECIOS MENSUALES PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER DICIEMBRE 2024



Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web de los OS/OM y la BD Regional

FIGURA 10. PRECIOS DIARIOS PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER DICIEMBRE 2024



Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web de los OS/OM y la BD Regional

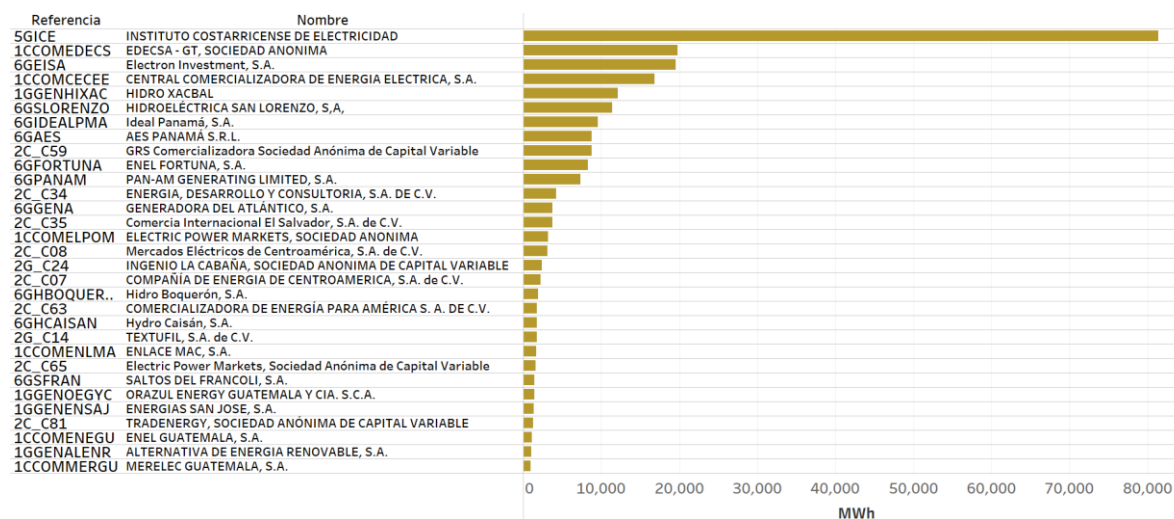
7. Monitoreo del MER

Como parte de las funciones de supervisión y vigilancia de la CRIE, es fundamental identificar a los agentes que realizan la mayor cantidad de transacciones de energía, tanto de inyección como de retiro, con el propósito de evaluar posibles indicios de concentración de mercado.

7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

El agente de Costa Rica “*Instituto Costarricense de Electricidad*” (5GICE) fue el que más energía inyectó al MER durante diciembre, alcanzando 81,392 MWh, lo que representa el 32.37% del total de inyecciones. Esto desplazó al agente guatemalteco “*EDECSA - GT, Sociedad Anónima*” (1CCOMEDECS), que en meses anteriores había liderado las inyecciones al MER, pero que durante diciembre redujo significativamente su aporte a 19,782 MWh, equivalentes al 7.87% del total.

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER DICIEMBRE 2024



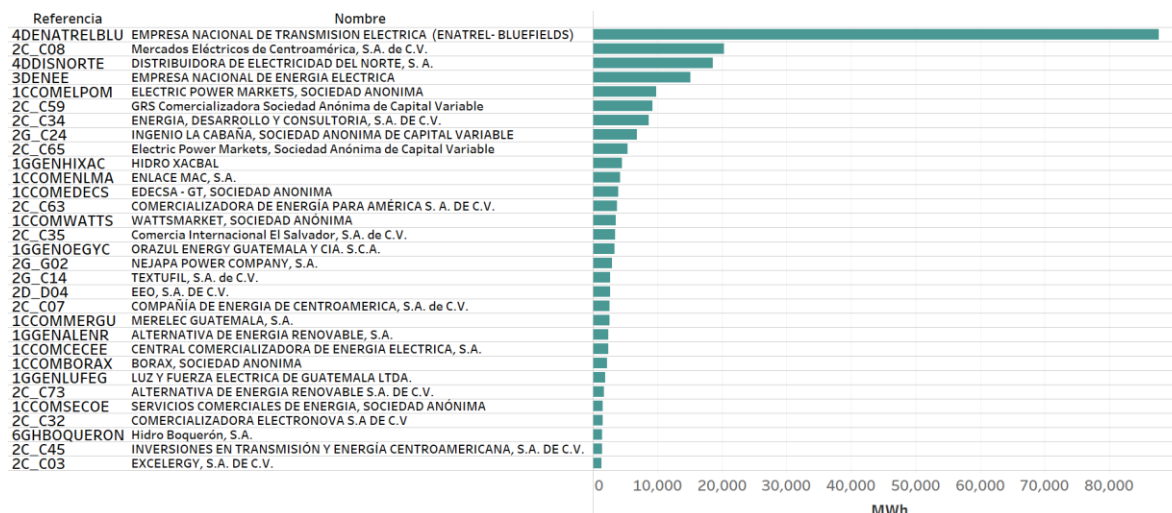
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

7.2. Agentes que más retiraron energía del MER

El agente de Nicaragua “*Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL-Bluefields*” (4DENATRELBLU) fue el que más retiro energía del MER durante diciembre, con 87,647 MWh, equivalentes al 34.92% del total de retiros. En cuanto a los siguientes mayores volúmenes de energía retirada, el agente salvadoreño “*Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.*” (2C_C08) registró 20,377 MWh, representando el 8.12% del total, seguido por el agente nicaragüense “*Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.*”

(4DDISNORTE), con 18,600 MWh, equivalentes al 7.41%. Estos tres agentes pertenecen a los dos países que realizaron los mayores retiros de energía del MER durante diciembre.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER DICIEMBRE 2024



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

7.3. Agentes que ofertaron con precios mayores a USD 400/MWh en el MOR

En diciembre, se presentaron ofertas de inyección de energía con precios considerablemente elevados (\geq USD 400/MWh), provenientes del Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE). Sin embargo, Costa Rica registró los Costos Marginales del Sistema (CMS) más bajos de la región durante el mes analizado, con un valor promedio de USD 6.5/MWh.

Es importante destacar que ninguna de las ofertas realizadas por el agente costarricense fue despachada, por lo que estos precios elevados no generaron señales de mercado durante el periodo de análisis. No obstante, se está llevando a cabo un seguimiento continuo de este tipo de declaraciones para monitorear su evolución.

TABLA 1. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MAYORES A US\$400/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [US\$/MWh]	Precio Máximo Ofertado [US\$/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	71,328.00	0.00	608.00	609.00

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

7.4. Agentes que ofertaron con precios de USD 0/MWh asociados a Contratos Firmes

Durante diciembre, cuatro agentes (tres guatemaltecos y uno costarricense) realizaron ofertas de oportunidad de inyección asociadas a Contratos Firmes (CF) con un precio de USD 0/MWh. A continuación, se detallan dichas ofertas:

TABLA 2. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A US\$0/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	12,650.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	7,210.03
1GGENENSAJ	ENERGIAS SAN JOSE, S.A.	1,348.92
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	95.42

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

Se destaca nuevamente al agente guatemalteco Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE), ya que del total de energía declarada con precios de USD 0/MWh, el 59.38% corresponde a este agente. Además, es importante mencionar que, del total de energía declarada (145.59 GWh) mediante ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a Contratos Firmes, el 14.63% fue declarado con precios de USD 0/MWh.

Al igual que en el caso de las declaraciones de ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a USD 400/MWh, se está llevando a cabo un seguimiento continuo de las declaraciones con precios de USD 0/MWh, ya que estas convierten los Contratos Firmes en físicos.

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

En diciembre, diez agentes presentaron ofertas de retiro con precios inferiores a USD 10/MWh en el MOR. La mayoría de estas ofertas fueron realizadas por agentes de El Salvador, quienes representaron el 88.96% del total de energía de retiro declarada con estas características de precios. Por su parte, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DNEEE y 3GENEE) y el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) contribuyeron con el 10.14% y el 0.90%, respectivamente. La información detallada se encuentra en la tabla 3.

En cuanto a los precios asociados a las ofertas de retiro realizadas por los agentes salvadoreños, estos llegaron a ser tan bajos como USD 1/MWh, a pesar de que los Costos Marginales del Sistema (CMS) de El Salvador se mantuvieron significativamente más altos

durante todo el mes, con un valor promedio de USD 77.3/MWh, en comparación con el precio promedio del MER de USD 42.7/MWh.

Por otro lado, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE y 3GENEE) y el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) ofrecieron precios de compra de USD 10/MWh y USD 0.50/MWh, respectivamente. En este contexto, los CMS de Honduras fueron considerablemente más altos durante el período, con un valor promedio de USD 98.2/MWh, mientras que los CMS de Costa Rica se mantuvieron significativamente más bajos, con un promedio de USD 6.5/MWh, en ambos casos en comparación con el precio promedio del MER.

Se está llevando a cabo un monitoreo constante de este tipo de declaraciones de retiro de energía en el MOR, con especial atención a las ofertas presentadas por los agentes salvadoreños.

TABLA 3. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MENORES A US\$10/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [US\$/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [US\$/MWh]
2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	4,320.00	5.00	5.00
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	1,240.00	3.44	3.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	945.33	1.00	1.00
3DENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	830.00	10.00	10.00
2G_C14	TEXTUFIL, S.A. de C.V.	490.00	6.67	1.00
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	274.00	1.00	1.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	74.40	0.50	0.50
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	70.00	10.00	10.00
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	29.00	5.02	2.50
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	10.00	10.00	10.00

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

8. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los eventos relacionados con la activación del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia Regional (EDACBF) constituyen la información más relevante a considerar durante diciembre.

8.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) diciembre 2024

A continuación, se presenta el resumen de los resultados obtenidos por el Ente Operador Regional (EOR) correspondientes a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para diciembre de 2024.

TABLA 4. MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Máxima	300	220	190	10
Media	300	230	300	10
Mínima	300	200	300	10

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

TABLA 5. MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR – NORTE

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Máxima	300	250	300	200
Media	300	100	300	200
Mínima	300	240	300	200

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

(*) Los valores mostrados en las tablas 4 y 5, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

8.2. Eventos de impacto regional ocurridos en diciembre de 2024

Un único evento provocó la activación del EDACBF durante diciembre, el cual se resume a continuación en la siguiente tabla:

TABLA 6. EVENTO QUE PROVOCÓ LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF DICIEMBRE 2024

Fecha	Hora	Resumen de la Descripción del Origen del Evento
11/12/2024	20:14:00	En el área de control de El Salvador se registró la pérdida escalonada de 336 MW de generación de la central Energía del Pacífico (EDP). Dicho evento fue provocado por una falla en el suministro de energía del sistema propio de la referida central.

Fuente: Elaboración propia con información de los informes finales de los eventos elaborados por el EOR

El monto de carga que se desconectó en el Sistema Eléctrico Regional (SER) derivado del evento anteriormente descrito, así como la frecuencia mínima registrada y las etapas del EDACBF que actuaron, se detallan a continuación:

TABLA 7. FRECUENCIA REGISTRADA Y CARGA DESCONECTADA DURANTE EVENTOS DICIEMBRE 2024

Fecha	Hora	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF que actuó en el SER	Total de Carga Desconectada en el SER [MW]
11/12/2024	20:14:00	58.860	1era. y 2da.	534.32

Fuente: Elaboración propia con información de los informes finales de los eventos elaborados por el EOR