

INFORME MENSUAL DEL MER

NOVIEMBRE 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	6
3.	Transacciones por tipo de mercado.....	7
4.	Transacciones por tipo de oferta	8
5.	Precios del MER.....	9
6.	Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural.....	11
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 US\$400/MWh en el MOR.....	14
7.4.	Agentes que ofertaron con precios de US\$0/MWh asociados a Contratos Firmes	15
7.5.	Agentes que ofertaron con precios menores a US\$10/MWh en el MOR	16
8.	Indicadores técnicos.....	17
8.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) noviembre 2024	17
8.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en noviembre de 2024.....	18

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	6
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	7
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	7
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	8
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	9
Figura 6. Precios promedio horarios del MER noviembre 2023-2024.....	10
Figura 7. Precios máximos del MER noviembre 2024	10
Figura 8. Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural noviembre 2024.....	11
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER noviembre 2024 ...	12
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER noviembre 2024.....	12
Figura 11. Agentes con más inyecciones al MER noviembre 2024	13
Figura 12. Agentes con más retiros del MER noviembre 2024	14

Índice de Tablas

Tabla 1. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a US\$400/MWh	15
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. Eventos que provocaron la activación del EDACBF noviembre 2024.....	18
Tabla 7. Frecuencia registrada y carga desconectada durante eventos noviembre 2024.....	18

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-37-2024 (emitida el 12 de noviembre de 2024) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la Propuesta final del proyecto de Presupuesto de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) para el año dos mil veinticinco (2025), por un monto total de **CUATRO MILLONES QUINIENTOS UN MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y DOS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 4,501,292)** (...)”*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2024/11/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-37-2024-Propuesta-final-del-proyecto-de-Presupuesto-CRIE-2025-vf.pdf

Mediante resolución CRIE-38-2024 (emitida el 28 de noviembre de 2024) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), para el año 2025 en la suma de USD 65,647,304 (...)”*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2024/11/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-38-2024-IAR-EPR-2025.pdf

Mediante resolución CRIE-39-2024 (emitida el 28 de noviembre de 2024) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **DESESTIMAR** la solicitud de investigación presentada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA (CND-ETESA) en contra del Ente Operador Regional (EOR), por supuestamente haber incumplido con la Regulación Regional en el marco de la aplicación de intereses por mora aplicados en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) de mayo de 2024, así como el rechazo de recurso de reconsideración presentado por el CND-ETESA (...)”*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2024/11/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-39-2024-Investigacion-en-contra-del-EOR-solicitada-por-el-CND-ETESA.pdf

Mediante resolución CRIE-40-2024 (emitida el 28 de noviembre de 2024) se resolvieron, entre otros aspectos, los siguientes puntos:

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Propietaria de la Red, S. A. (EPR) para que implemente mecanismos contables adecuados, que permitan separar los costos que pertenecen a la ejecución de los nuevos proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente-Sandino y la Virgen- Fortuna, de aquellos relacionados con los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de los tramos de la línea SIEPAC en operación comercial, evitando de esta forma que se realicen subsidios cruzados (...)”*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Propietaria de la Red, S. A. (EPR) para que la supervisión externa sea desarrollada con personal externos a dicha empresa, con el fin de que la CRIE cuente con una visión objetiva e imparcial sobre la ejecución técnica y financiera de los proyectos, provenientes de especialistas con el conocimiento y experiencia necesaria en la ejecución de este tipo de proyectos (...)”*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Propietaria de la Red, S. A. (EPR) que, sin excepciones, realice licitaciones públicas internacionales para la adquisición de todos los suministros y servicios para el desarrollo de los proyectos correspondientes a las interconexiones Agua Caliente-Sandino y la Virgen- Fortuna (...)”*

*“(...) **INFORMAR** a la Empresa Propietaria de la Red, S. A. (EPR) lo siguiente: // 1. La CRIE se encuentra realizando un análisis de detalle para determinar las opciones de fuentes de financiamiento que impliquen el menor costo posible (...) // 2. La no objeción al presupuesto presentados por la EPR está sujeta a la estructura de financiamiento que esta Comisión apruebe y notifique, por lo que será necesario que la referida empresa remita nuevamente dicho presupuesto ajustándolo en lo correspondiente (...)”*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2024/11/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-40-2024-Solicitud-EPR-Proyectos-2do-Circuito.pdf

Mediante resolución CRIE-41-2024 (emitida el 28 de noviembre de 2024) se resolvieron, entre otros aspectos, los siguientes puntos:

*“(...) **AUTORIZAR** a la Empresa Propietaria de la Red, S.A., a suscribir la Adenda No. 7 al “Contrato de Arrendamiento de Infraestructura de Telecomunicaciones entre EPR, S.A. y REDCA, S.A.” (...)”*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Propietaria de la Red, S.A., para que una vez suscrita la Adenda No. 7 al “Contrato de Arrendamiento de infraestructura de Telecomunicaciones entre EPR, S.A. y REDCA, S.A.”, remita a esta Comisión copia de la misma a más tardar dentro de los 3 días hábiles siguientes de su suscripción (...)”*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2024/11/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-41-2024-No-objecion-Adenda-7.pdf

Mediante resolución CRIE-42-2024 (emitida el 28 de noviembre de 2024) se resolvieron, entre otros aspectos, los siguientes puntos:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la **Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL)**, para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de El Salvador, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: “Subestación Tamanique” (...)”*

“(...) **INSTRUIR** a la **Empresa Transmisora de El Salvador, S.A de C.V. (ETESAL)**, que cumpla con lo establecido en los numerales 4.5.4.1, 4.11.1, 4.11.2 y 4.11.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER, previa puesta en operación del proyecto de transmisión eléctrica denominado: “Subestación Tamanique” (...))”

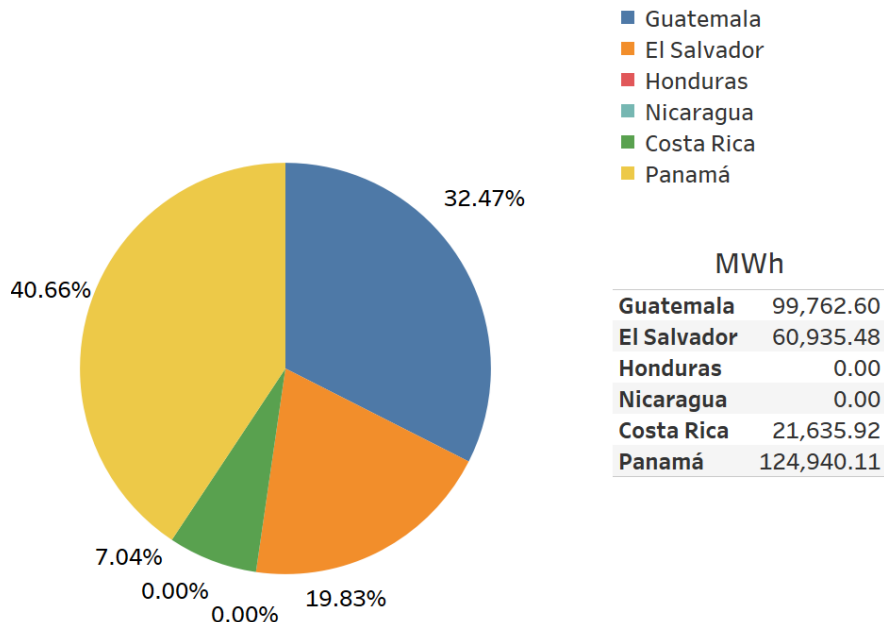
Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2024/12/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-42-2024-Solicitud-de-Conexion-a-la-RTR-de-El-Salvador-SE-Tamanique.pdf

2. Transacciones por país miembro

En noviembre, Panamá fue el país que más inyecciones de energía realizó al MER, alcanzando los 125 GWh, equivalentes al 40.66% del total de inyecciones. Seguidamente, Guatemala inyectó alrededor de 100 GWh, equivalentes al 32.47% del total; El Salvador inyectó aproximadamente 61 GWh, equivalentes al 19.83% del total y Costa Rica se aproximó a los 22 GWh inyectados, equivalentes al 7.04% del total. Importante notar que, nuevamente Honduras y Nicaragua no inyectaron energía al MER, como fue también en octubre del presente año.

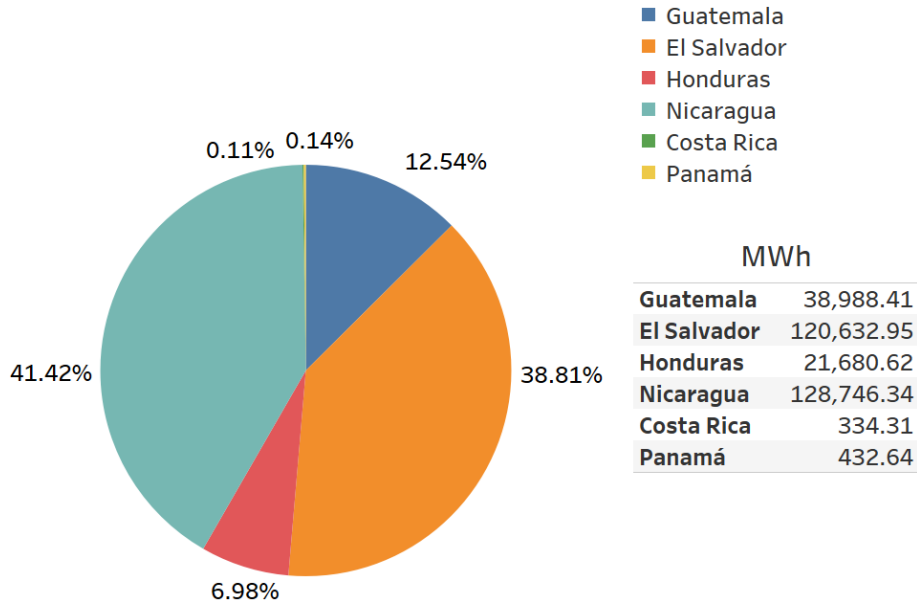
Para el caso de los retiros de energía del MER, nuevamente Nicaragua retiró el mayor volumen de energía, alcanzando los 129 GWh, equivalentes al 41.42% del total de retiros. El Salvador también retiró una cantidad considerable de energía, alcanzando los 121 GWh, equivalentes al 38.81 % del total. Guatemala, Honduras, Panamá y Costa Rica también retiraron energía del MER, llegando a retirar 39 GWh, 22 GWh, 0.4 GWh y 0.3 GWh respectivamente, equivalentes al 12.54%, 6.98%, 0.14% y 0.11% del total.

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

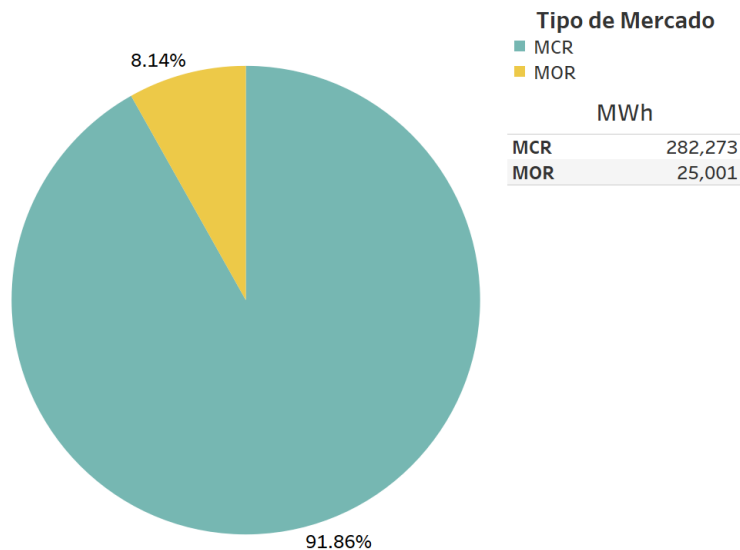


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

3. Transacciones por tipo de mercado

El 91.86% de las inyecciones de energía al MER se realizó a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 8.14% se llevó a cabo en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Aunque la proporción de inyecciones entre el MCR y el MOR varió ligeramente respecto al mes anterior, se mantiene una tendencia estable en los últimos tres meses (septiembre, octubre y noviembre de 2024), con un promedio cercano al 90% para el MCR y 10% para el MOR.

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



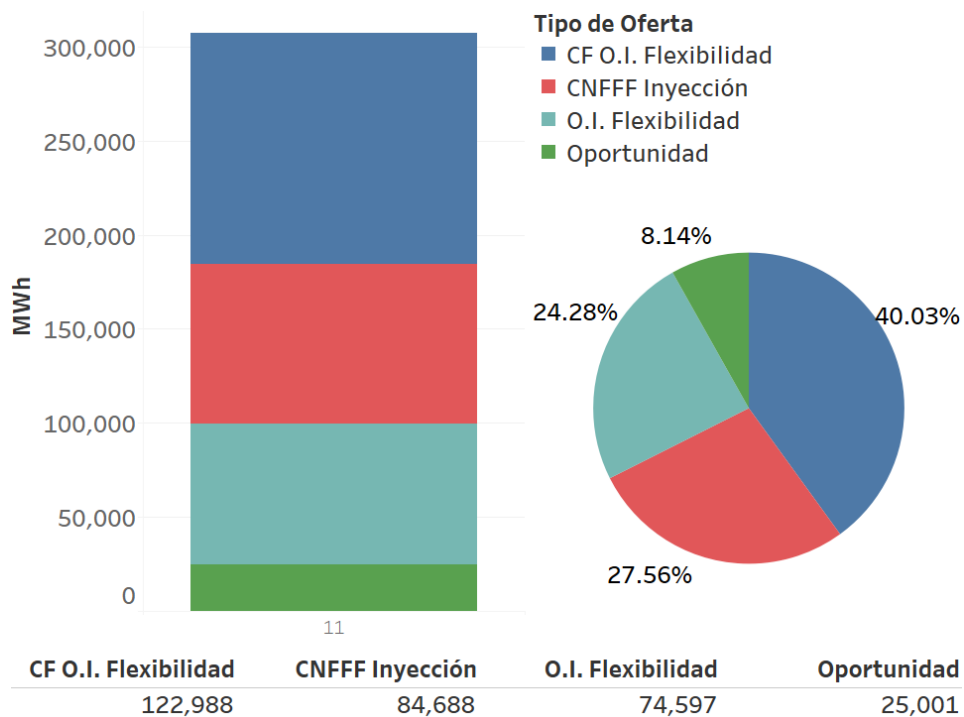
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

4. Transacciones por tipo de oferta

Al igual que el mes anterior, en noviembre la mayor cantidad de inyecciones de energía al MER se realizó a través de Contratos Firmes (CF), equivalentes al 40.03% (123 GWh) del total de inyecciones, seguido de las inyecciones físicas de CNFFF, equivalentes al 27.56% (85 GWh) del total; mientras que las inyecciones realizadas a través de Ofertas de Flexibilidad de CNFFF y Ofertas de Oportunidad, resultaron ser el 24.28% (75 GWh) y 8.14% (25 GWh) del total de inyecciones de energía al MER.

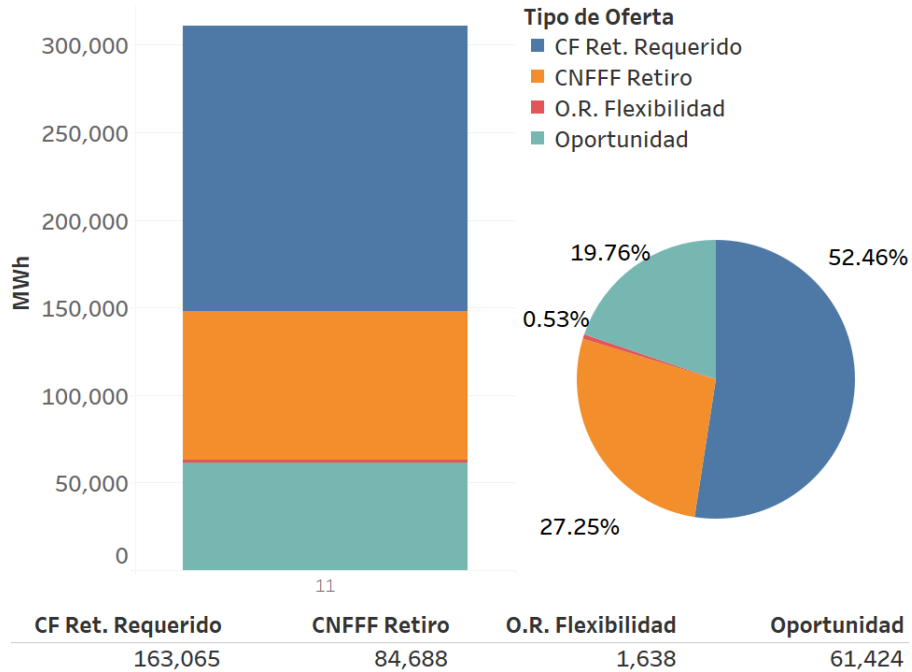
Con relación a los retiros de energía del MER, la proporción durante noviembre fue muy similar a la del mes anterior: nuevamente la mayoría se realizó a través de CF, con el 52.46% (163 GWh) del total de retiros, seguido de los realizados a través de CNFFF, los cuales fueron el 27.25% (85 GWh) del total; mientras que en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) se retiró una interesante cantidad de energía equivalente al 19.76% (61 GWh) del total, y finalmente los retiros asociados a Ofertas de Flexibilidad de CNFFF representaron el 0.53% (1.6 GWh) del total de los retiros de energía del MER. En las siguientes Figuras se muestra el detalle de las inyecciones y retiros por tipo de oferta.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



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

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



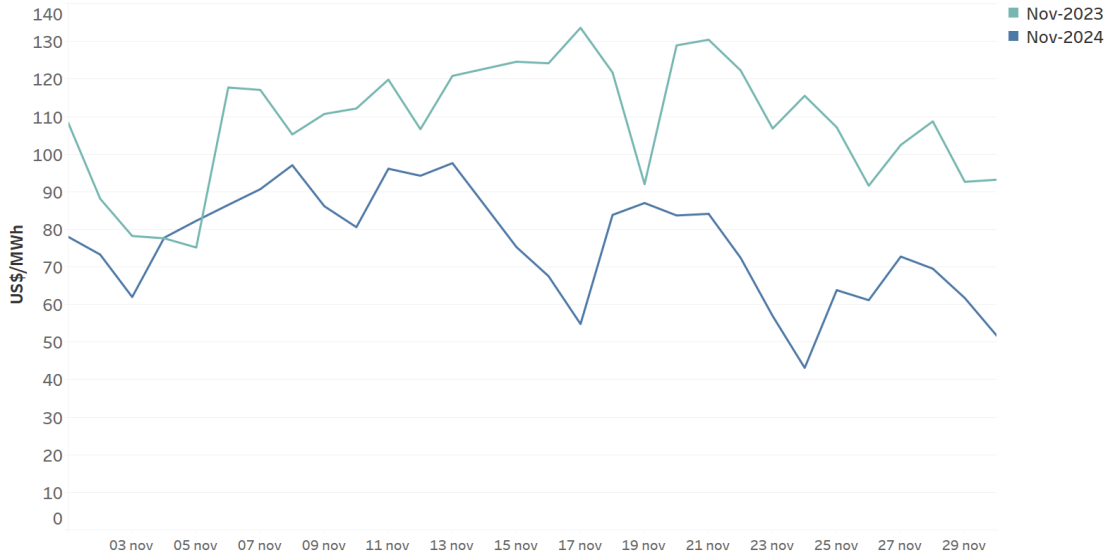
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

- **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.
- **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 noviembre de 2024 fue de US\$75.92/MWh, mientras que, para el mismo mes de 2023 fue de US\$108.54/MWh, presentándose una disminución del 30.05% respecto a noviembre de 2023. En la siguiente Figura se observa que el precio promedio del MER durante noviembre de 2024 fue menor en la mayoría de días en comparación al precio promedio del MER durante noviembre de 2023. Cabe resaltar que, en los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2024, el precio promedio del MER en comparación a los mismos meses de 2023, ha disminuido aproximadamente el 30% cada mes.

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

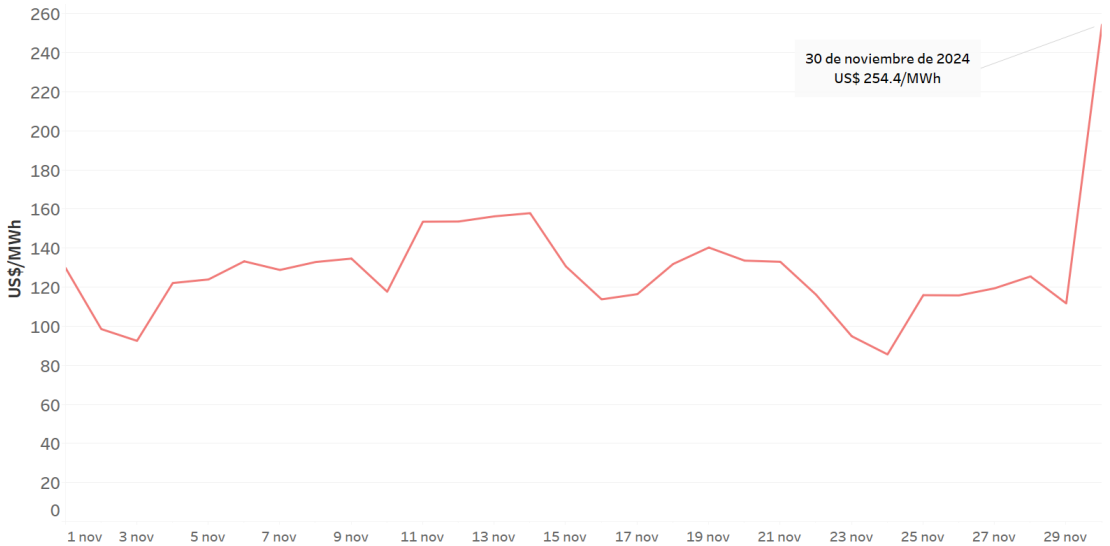


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

Aunque el precio nodal promedio del MER durante el mes en cuestión fue de US\$75.92/MWh, el 30 de noviembre se registraron precios máximos de hasta US\$254.4/MWh, debido a la congestión del tercer devanado del transformador 4800-4827-4173, ubicado en el área de control de Nicaragua. Sin embargo, no se programaron ni conciliaron transacciones de energía en ninguno de los nodos en donde se conecta el transformador, por lo que no hubo afectaciones para los agentes del mercado.

Como se puede observar en la siguiente figura, los precios máximos del MER en noviembre tuvieron un comportamiento estable, con la excepción del 30 de noviembre, cuando ocurrió la congestión del elemento mencionado de la RTR.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER NOVIEMBRE 2024



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

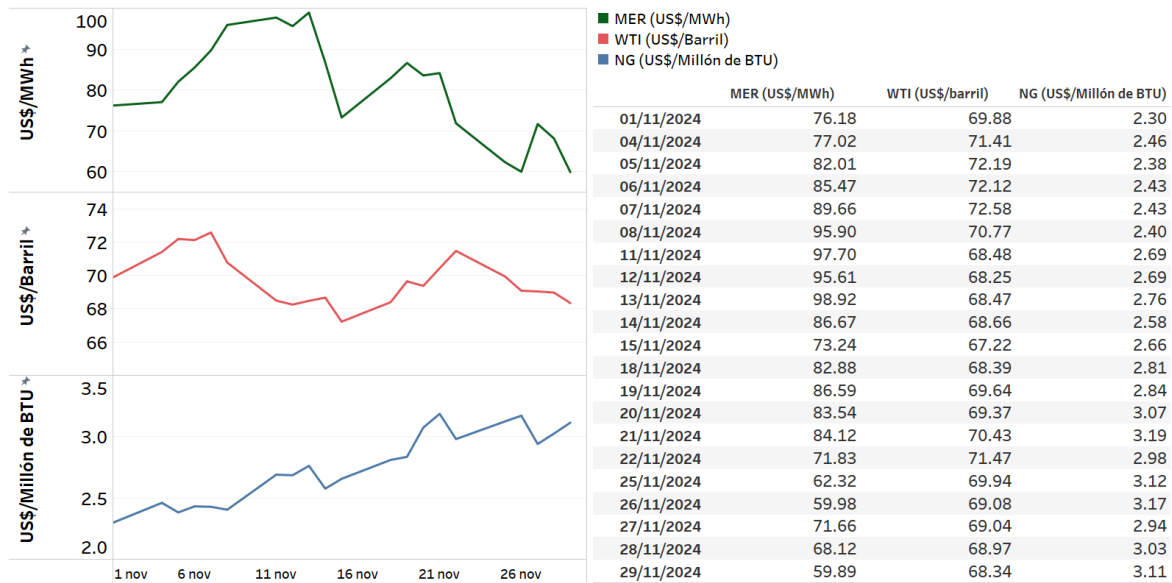
6. Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural

En cuanto a la relación entre los precios del MER, del petróleo y del gas natural, se observa que el precio del barril de petróleo osciló durante noviembre entre US\$67.22 y US\$72.58, mientras que el precio del millón de BTU de gas natural varió entre US\$2.30 y US\$3.19.

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 a lo largo del mes, como se puede apreciar con mayor claridad en la siguiente figura. Por su parte, el precio del gas natural tuvo un comportamiento mayoritariamente al alza.

La relación entre el precio del MER y el precio del petróleo refleja el impacto de la generación de las centrales térmicas marginales de las áreas de control en los precios nodales de los elementos de la Red de Transmisión Regional (RTR).

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



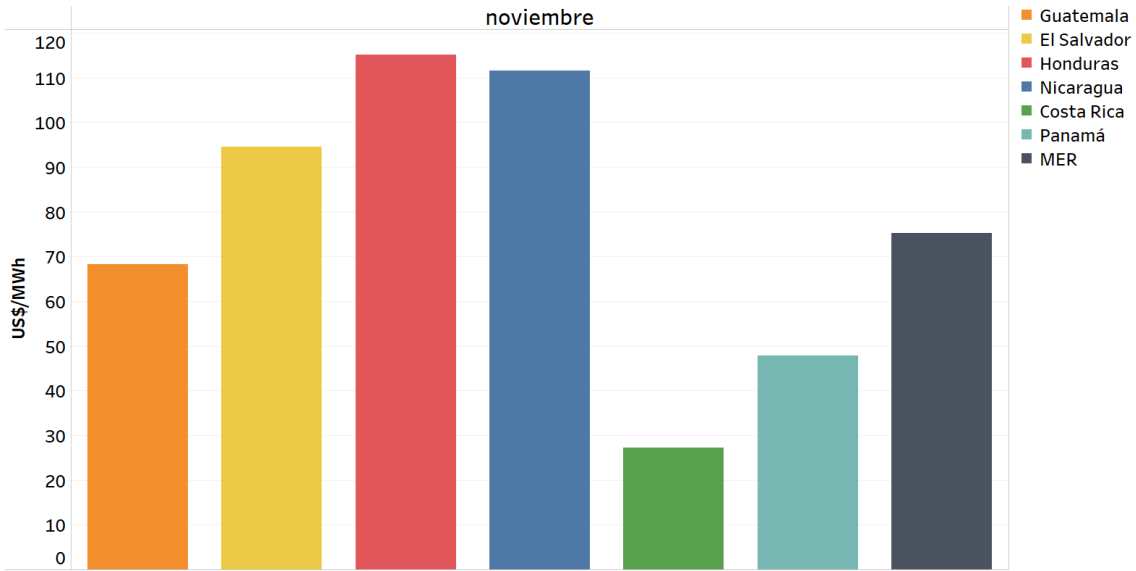
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional, de la web www.eia.gov y de la web www.fxempire.es

6.1. Precios nacionales

Con respecto a los precios de los Predespachos Nacionales o Costos Marginales de los Sistemas (CMS), en comparación con los precios del MER, se observa que, durante noviembre, los precios promedio de Guatemala, Costa Rica y Panamá se mantuvieron por debajo del precio promedio del MER, al igual que en el mes anterior. Esto coincide con el hecho de que Guatemala y Panamá fueron los dos países que más inyectaron energía al MER durante el mes en cuestión.

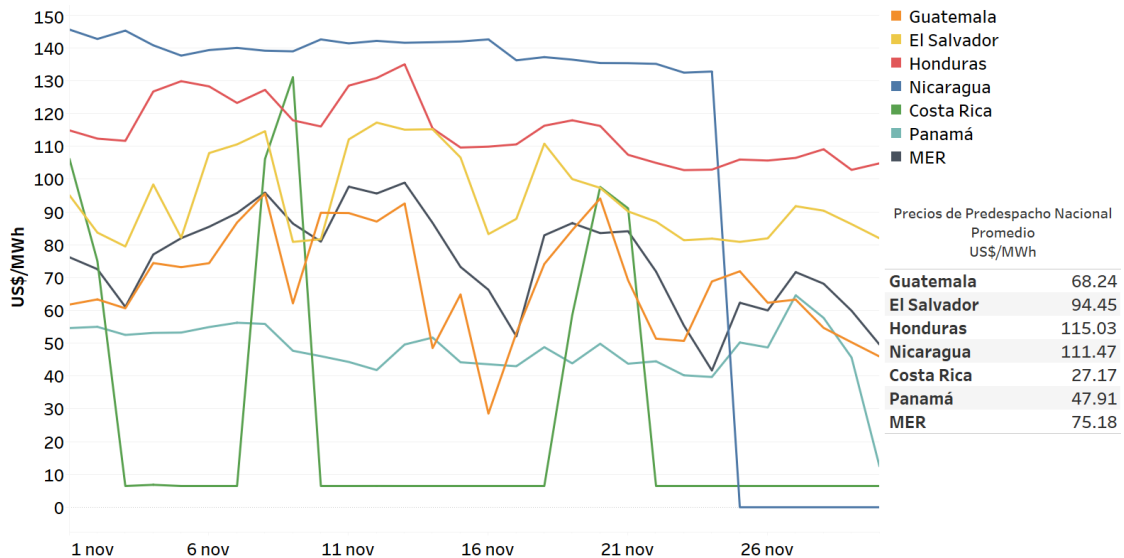
Por otro lado, en el caso de Nicaragua y El Salvador, que fueron los países que más retiraron energía del MER en noviembre, sus precios promedio se ubicaron entre los más elevados en comparación con el precio promedio del MER, lo cual refleja claramente su requerimiento de compra de energía más económica.

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



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

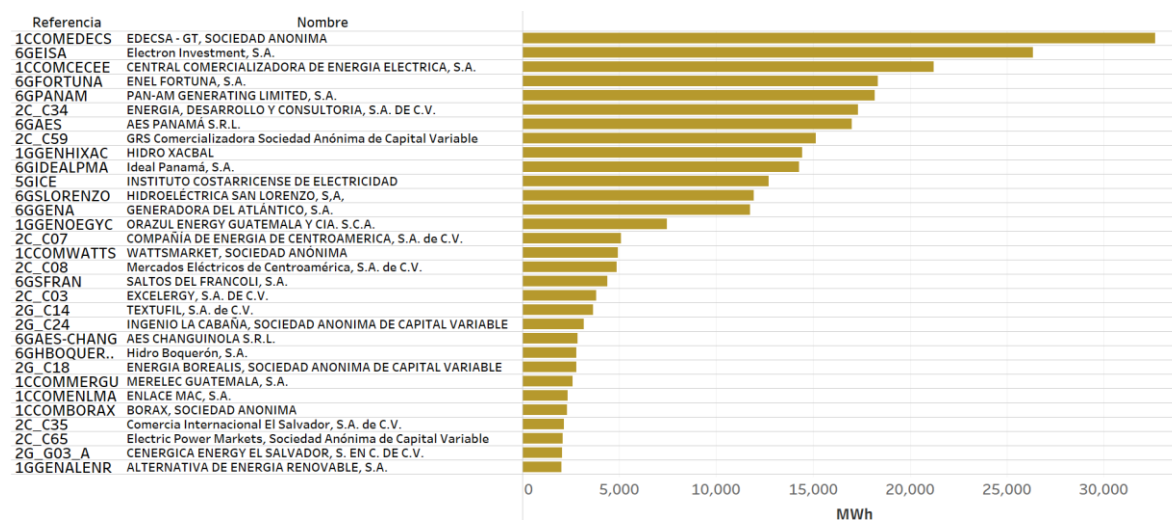
7. Monitoreo del MER

Es fundamental que, en el marco de la continua supervisión y vigilancia que realiza la CRIE al MER, se identifiquen los agentes que llevan a cabo la mayor cantidad de transacciones de energía, tanto de inyección como de retiro, con el propósito de evaluar posibles actos de concentración de mercado.

7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

El agente guatemalteco EDECSA – GT, SOCIEDAD ANÓNIMA (1CCOMEDECS), al igual que en septiembre y octubre, fue el que más energía inyectó al MER durante noviembre, con 32,642 MWh, equivalentes al 10.22% del total de inyecciones. Por su parte, el agente panameño ELECTRON INVESTMENT, S.A. (6GEISA) también registró un volumen significativo de inyección, con 26,332 MWh, que representan el 8.24% del total. Ambos agentes corresponden a los dos países que más energía aportaron al MER durante el mes de noviembre.

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER NOVIEMBRE 2024



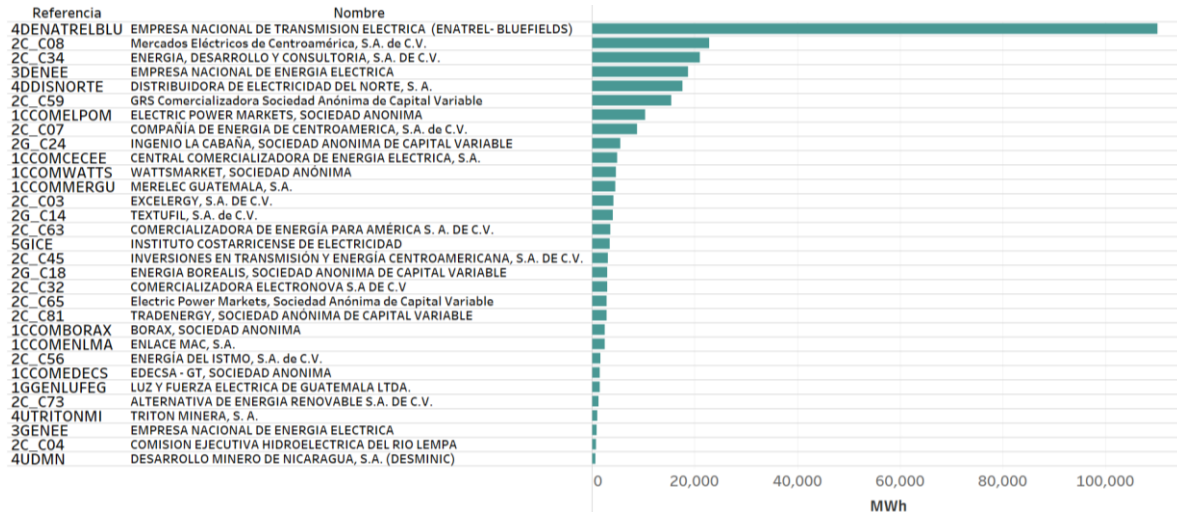
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

7.2. Agentes que más retiraron energía del MER

El agente nicaragüense EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ENATREL-BLUEFIELDS (4DENATRELBLU), fue el que más energía retiró del MER durante noviembre, con 110,048 MWh, equivalentes al 37.18% del total de retiros. En cuanto a los mayores volúmenes de energía retirada, el agente salvadoreño MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V. (2C_C08) registró 22,845 MWh, que representan el 7.72% del total, seguido por el agente salvadoreño ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A.

DE C.V., con 20,994 MWh, equivalentes al 7.09%. Estos tres agentes corresponden a los dos países que más energía retiraron del MER durante noviembre.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER NOVIEMBRE 2024



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

7.3. Agentes que ofertaron con precios mayores a US\$400/MWh en el MOR

En noviembre se presentaron ofertas de inyección de energía a precios considerablemente elevados (\geq US\$400/MWh). La mayor parte de estas ofertas provino nuevamente del INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE). No obstante, Costa Rica registró los Costos Marginales del Sistema (CMS) más bajos de la región durante el mes, con un valor promedio de US\$27.17/MWh.

Otro caso particular identificado fue el del agente guatemalteco ENERGIAS SAN JOSÉ, S.A., que realizó ofertas a precios significativamente elevados en comparación con los CMS promedio de Guatemala, los cuales se ubicaron en US\$68.24/MWh.

Finalmente, cabe destacar que ninguna de las ofertas realizadas por ambos agentes fue despachada, por lo que dichos precios elevados no generaron señales de mercado durante el período de análisis. Sin embargo, se está dando el debido seguimiento a 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	62,400.00	0.00	569.55	606.00
1GGENENSAJ	ENERGIAS SAN JOSE, S.A.	52.17	0.00	400.00	400.00

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

7.4. Agentes que ofertaron con precios de US\$0/MWh asociados a Contratos Firmes

Durante noviembre, siete agentes realizaron ofertas de oportunidad de inyección asociadas a Contratos Firmes (CF) con precio de US\$0/MWh, los cuales se muestran a continuación:

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.	16,496.35
6GSFRAN	SALTOS DEL FRANCOLI, S.A.	3,264.95
6GDESHIDCORP	DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS CORP.	1,339.26
1GGENENSAJ	ENERGIAS SAN JOSE, S.A.	767.17
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	576.57
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	104.58
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	80.33

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), debido a que del total de la energía declarada con precios de US\$0/MWh, el 72.90% pertenece a este agente. También es importante mencionar que, del total de energía declarada (163,065.25 MWh) a través de ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a los Contratos Firmes, el 13.88% se declaró con precios de US\$0/MWh.

De igual forma que a las declaraciones de ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o mayores a US\$400/MWh, se está dando seguimiento y se están realizando las consultas correspondientes a los agentes involucrados, con relación a las declaraciones con precios de US\$0/MWh las cuales convierten a los Contratos Firmes en físicos.

7.5. Agentes que ofertaron con precios menores a US\$10/MWh en el MOR

En noviembre, diez agentes realizaron ofertas de retiro con precios inferiores a US\$10/MWh en el MOR. La mayoría de estas ofertas fueron presentadas por agentes de El Salvador, que representaron el 99.41% del total de la energía de retiro declarada, mientras que el INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE) realizó el restante 0.59%. La información detallada puede consultarse 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 US\$1/MWh, a pesar de que los CMS de El Salvador se mantuvieron más elevados durante casi todo el mes, con un valor promedio de US\$94.45/MWh, en comparación con el precio promedio del MER, que fue de US\$75.18/MWh.

Por su parte, el INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE) ofertó precios de compra de hasta US\$0.50/MWh, mientras que los CMS de Costa Rica fueron considerablemente más bajos durante el mismo período, con un valor promedio de US\$27.17/MWh, también en comparación con el precio promedio del MER.

Se está realizando un monitoreo constante y seguimiento a este tipo de declaraciones de retiro de energía en el MOR, particularmente 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	6,840.00	5.00	5.00
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.	2,700.00	3.45	3.00
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	960.00	4.50	3.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	938.37	1.00	1.00
2G_C14	TEXTUFIL, S.A. de C.V.	515.00	3.60	3.00
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	220.00	1.00	1.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	72.00	0.50	0.50
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	10.00	7.00	7.00
2C_C34	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.	7.00	4.50	4.50
2C_C03	EXCELERGY, S.A. DE C.V.	5.00	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 el resumen de eventos que involucraron la activación del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia Regional (EDACBF), representan la información relevante a considerar durante noviembre.

8.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) noviembre 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 noviembre 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	280	230	10
Media	300	270	280	10
Mínima	300	240	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	240	300	200
Media	300	120	270	200
Mínima	300	250	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 noviembre de 2024

Un total de dos (2) eventos provocaron la activación del EDACBF, los cuales se resumen a continuación:

TABLA 6. EVENTOS QUE PROVOCARON LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF NOVIEMBRE 2024

Fecha	Hora	Resumen de la Descripción del Origen del Evento
02/11/2024	11:46:00	En el área de control de Nicaragua se dispara por falla transitoria, la línea de transmisión 230 kV Ticuantepe - Masaya. Adicionalmente, se da la pérdida de 24.21 MW de generación, provocando un hueco de tensión en el área de control de Honduras disparando un total de 29.23 MW de generación. En total se desconectan 53.44 MW de generación en el SER.
03/11/2024	10:54:00	En el área de control de Guatemala se dispara en ambos extremos por falla en la fase C a tierra, la línea de transmisión 230 kV Palo Gordo - Siquinalá, provocando la operación del esquema de control suplementario ESIM002, partiéndose en dos el sistema eléctrico de Guatemala; adicionalmente se pierden 75 MW de generación en Guatemala y 292 MW de importación de México hacia el SER.

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

Los montos de carga desconectados en el Sistema Eléctrico Regional (SER) como consecuencia de los eventos anteriormente descritos, junto con la frecuencia mínima registrada en cada caso y las etapas del EDACBF que actuaron, se presentan a continuación en la siguiente tabla:

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

Fecha	Hora	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF que actuó en el SER	Total de Carga Desconectada en el SER [MW]
02/11/2024	11:46:00	59.230	1era.	232.29
03/11/2024	10:54:00	59.098	1era. y 2da.	270.33

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