



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2024 - 2025

Actualización enero 2024

Área Responsable: Coordinación de Planificación del Sistema



Contenido

Introducción.....	1
1. Premisas y criterios.....	2
1.1. Base de Datos	2
1.2. Proyección de demanda	2
1.3. Discretización de los bloques horarios.....	6
1.4. Representación de demandas elásticas.....	8
1.5. Precios de los combustibles.....	9
1.6. Parámetros económicos.....	11
1.6.1. Tasa de Descuento	11
1.6.2. Costo de energía no suministrada.....	11
2. Parámetros y premisas de simulación.....	13
2.1. Parámetros del modelo.....	13
2.2. Premisas del caso de estudio	14
2.2.1. Horizonte de análisis.....	14
2.2.2. Año inicial de hidrología.....	15
2.2.3. Capacidad de intercambio regional	17
3. Estado del sistema	19
3.1. Oferta existente	19
3.2. Expansiones y modificaciones recientes	20
3.2.1. Expansiones de generación	20
3.2.2. Retiros de generación	21
3.2.3. Proyectos de transmisión.....	21
3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2024 a diciembre 2025	22
3.3.1. Expansiones de generación	22



3.3.1.1.	Ampliaciones y modificaciones en el sistema de transmisión.....	26
4.	Resultados.....	33
4.1.	Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala	33
4.1.1.	Despacho de energía.....	33
4.1.2.	Intercambios en el MER.....	35
4.1.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	39
4.1.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	41
5.	Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador	43
5.1.1.	Despacho de energía.....	43
5.1.2.	Intercambios en el MER.....	45
5.1.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	48
5.1.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	50
5.2.	Resultados para el sistema eléctrico de Honduras	52
5.2.1.	Despacho de energía.....	52
5.2.2.	Intercambios en el MER.....	54
5.2.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	57
5.2.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	59
5.3.	Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua	61
5.3.1.	Despacho de energía.....	61
5.3.2.	Intercambios en el MER.....	63
5.3.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	66
5.3.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	68
5.4.	Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica.....	70
5.4.1.	Despacho de energía.....	70
5.4.2.	Intercambios en el MER.....	72
5.4.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	75
5.4.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	77
5.5.	Resultados para el sistema eléctrico de Panamá.....	79
5.5.1.	Despacho de energía.....	79



5.5.2.	Intercambios en el MER	81
5.5.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	84
5.5.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	86
5.6.	Resultados del Mercado Eléctrico Regional.....	89
5.6.1.	Despacho de energía.....	89
5.6.2.	Intercambios en el MER.....	91
5.6.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	95
5.6.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	97
5.	Conclusiones.....	98



Introducción

El Planeamiento Operativo, está definido en el RMER como la planeación energética de la operación de los recursos de generación y transmisión regionales, con un horizonte de uno (1) a dos (2) años con etapas de resolución mensual, siendo su objeto proveer información indicativa para el MER.

En este proceso se estimará la producción de energía eléctrica de los países de América Central y los intercambios regionales, con base en el criterio de maximización del beneficio social, teniendo en consideración la disponibilidad de los recursos primarios de generación, así como las condiciones previstas en la red eléctrica del SER.

El informe de resultados del Planeamiento Operativo abarca entre otros aspectos importantes, los siguientes temas:

- a) Evolución esperada del uso de los recursos de generación de la región;
- b) Evolución de los indicadores de confiabilidad energética del SER;
- c) Intercambios esperados de energía en los nodos frontera; y
- d) Tendencia de crecimiento o decrecimiento de los volúmenes esperados de transacciones.

El alcance y las premisas del Planeamiento Operativo están establecidas en el Capítulo 4 del Libro II del RMER.



1. Premisas y criterios

El *Planeamiento Operativo* es desarrollado con el Sistema de Planeamiento de la Generación y Transmisión Regional (SPGTR), mediante el módulo de simulación del MER, que está conformado por el modelo de optimización SDDP de la firma brasileña PSR-Inc., haciendo uso de la Base de Datos Regional descrita en el Capítulo 5 del Libro III del RMER.

1.1. Base de Datos

Las premisas y criterios para conformar la Base de Datos Regional se encuentran establecidos en la *"Guía para Conformación y Actualización de la Base de Datos para los Procesos de la Planificación de la Transmisión y de la Generación Regional"*, en la que se abordan diferentes aspectos, entre estos la representación de los diferentes elementos del sistema eléctrico de potencia:

- i. Representación de centrales hidroeléctricas;
- ii. Representación de centrales termoeléctricas;
- iii. Representación de centrales renovables;
- iv. Representación de la red de transmisión;
- v. Representación de la demanda.

La base de datos regional utilizada fue actualizada con información de largo plazo suministrada por los OS/OM de los países miembros entre los meses de octubre 2022 a marzo 2023, e información adicional recibida en el mes de agosto 2023.

1.2. Proyección de demanda

La demanda de electricidad de la región para el horizonte del estudio es determinada con base en las proyecciones informadas por los OS/OM nacionales.

Según las estimaciones informadas por los OS/OM, la demanda de energía de la región centroamericana sumará **64,479.2 GWh** en el año 2024, lo que representa 4.48 % más respecto de la energía estimada para el año 2023, mientras que el año 2025 la demanda crecería 3.29 % respecto del año 2024, totalizando **66,602.1 GWh**.

En la **Tabla 1** se presenta la proyección de demanda de energía eléctrica de cada país con detalle mensual para el período de enero 2024 a diciembre 2025.



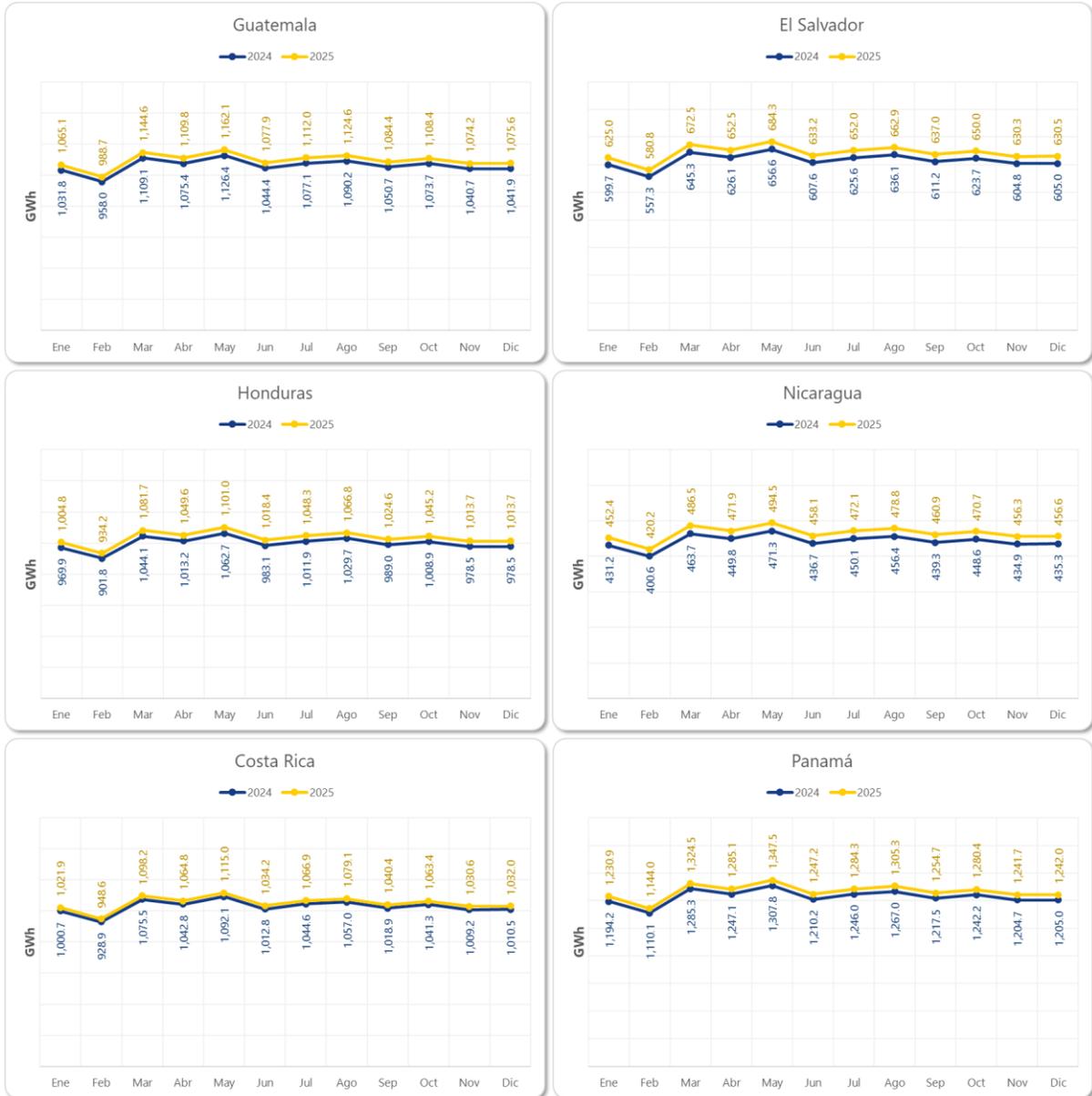
Tabla 1. Proyección de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2024	Ene	1,031.8	599.7	969.9	431.2	1,000.7	1,194.2	5,227.5
2024	Feb	958.0	557.3	901.8	400.6	928.9	1,110.1	4,856.7
2024	Mar	1,109.1	645.3	1,044.1	463.7	1,075.5	1,285.3	5,623.0
2024	Abr	1,075.4	626.1	1,013.2	449.8	1,042.8	1,247.1	5,454.4
2024	May	1,126.4	656.6	1,062.7	471.3	1,092.1	1,307.8	5,716.9
2024	Jun	1,044.4	607.6	983.1	436.7	1,012.8	1,210.2	5,294.8
2024	Jul	1,077.1	625.6	1,011.9	450.1	1,044.6	1,246.0	5,455.4
2024	Ago	1,090.2	636.1	1,029.7	456.4	1,057.0	1,267.0	5,536.4
2024	Sep	1,050.7	611.2	989.0	439.3	1,018.9	1,217.5	5,326.7
2024	Oct	1,073.7	623.7	1,008.9	448.6	1,041.3	1,242.2	5,438.4
2024	Nov	1,040.7	604.8	978.5	434.9	1,009.2	1,204.7	5,272.9
2024	Dic	1,041.9	605.0	978.5	435.3	1,010.5	1,205.0	5,276.1
Total	2024	12,719.3	7,398.9	11,971.4	5,318.0	12,334.2	14,737.2	64,479.0
2025	Ene	1,065.1	625.0	1,004.8	452.4	1,021.9	1,230.9	5,400.1
2025	Feb	988.7	580.8	934.2	420.2	948.6	1,144.0	5,016.6
2025	Mar	1,144.6	672.5	1,081.7	486.5	1,098.2	1,324.5	5,808.0
2025	Abr	1,109.8	652.5	1,049.6	471.9	1,064.8	1,285.1	5,633.7
2025	May	1,162.1	684.3	1,101.0	494.5	1,115.0	1,347.5	5,904.3
2025	Jun	1,077.9	633.2	1,018.4	458.1	1,034.2	1,247.2	5,469.1
2025	Jul	1,112.0	652.0	1,048.3	472.1	1,066.9	1,284.3	5,635.6
2025	Ago	1,124.6	662.9	1,066.8	478.8	1,079.1	1,305.3	5,717.5
2025	Sep	1,084.4	637.0	1,024.6	460.9	1,040.4	1,254.7	5,502.0
2025	Oct	1,108.4	650.0	1,045.2	470.7	1,063.4	1,280.4	5,618.0
2025	Nov	1,074.2	630.3	1,013.7	456.3	1,030.6	1,241.7	5,446.8
2025	Dic	1,075.6	630.5	1,013.7	456.6	1,032.0	1,242.0	5,450.5
Total	2025	13,127.4	7,711.0	12,402.0	5,579.1	12,595.1	15,187.6	66,602.1

La **Figura 1** muestra de manera gráfica el comportamiento mensual de la proyección de demanda de energía por país, en color azul el período de julio a diciembre de 2023 y en color amarillo el período de enero a diciembre de 2024.



Figura 1. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).



Con relación a la proyección de demanda de potencia, es importante tener en consideración que la máxima demanda en los países de la región ocurre generalmente en diferentes momentos, es decir que la demanda máxima de potencia de los países no es coincidente, por lo que la demanda total de América Central no es resultado de la suma de las demandas individuales de cada país, sino que esta corresponde al máximo valor de demanda que se registra en el Sistema Eléctrico Regional en un instante determinado.



En la **Tabla 2** se presenta la proyección de demanda en potencia eléctrica de cada país con detalle mensual para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

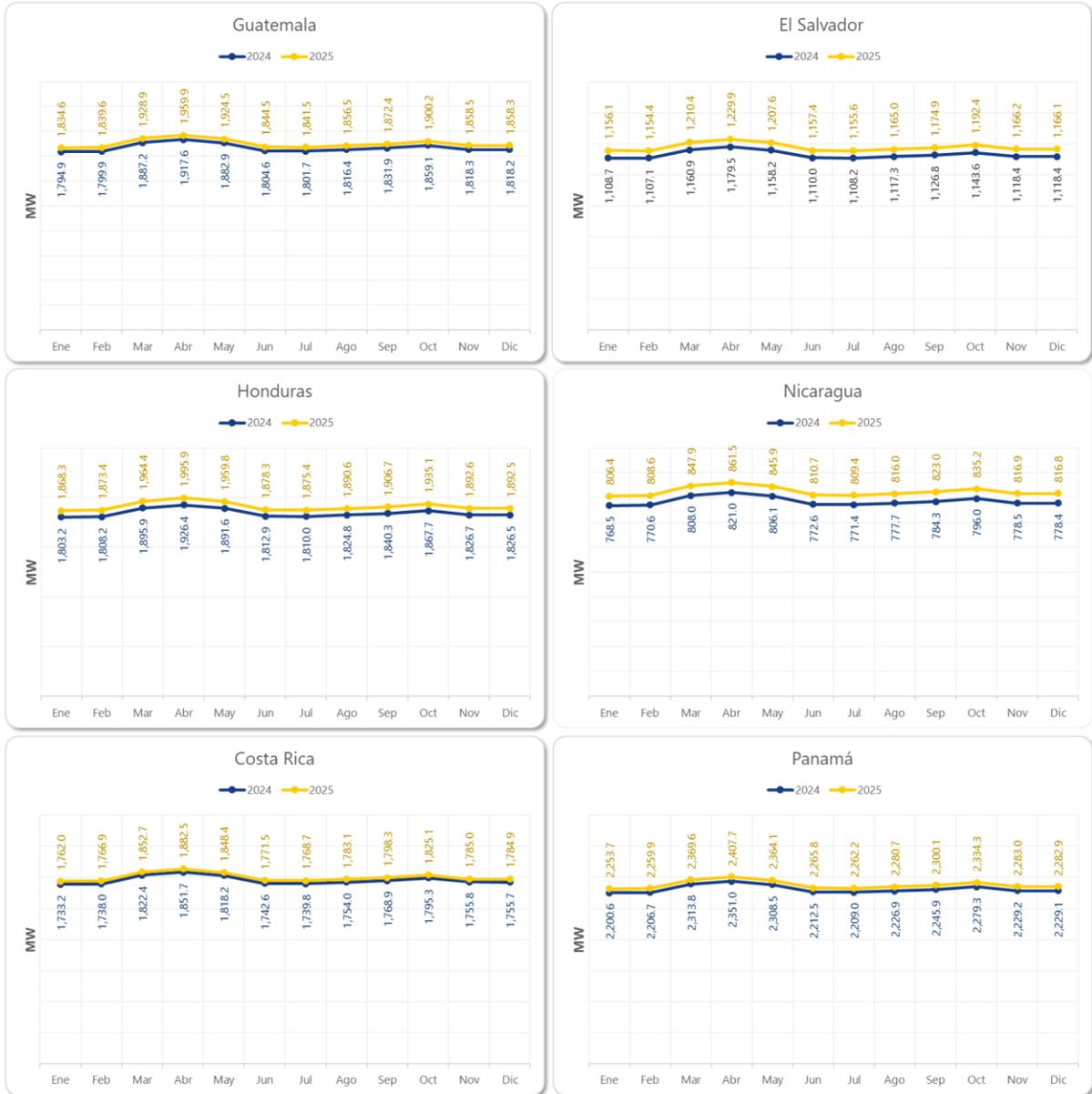
Tabla 2. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2024	Ene	1,794.9	1,108.7	1,803.2	768.5	1,733.2	2,200.6
2024	Feb	1,799.9	1,107.1	1,808.2	770.6	1,738.0	2,206.7
2024	Mar	1,887.2	1,160.9	1,895.9	808.0	1,822.4	2,313.8
2024	Abr	1,917.6	1,179.5	1,926.4	821.0	1,851.7	2,351.0
2024	May	1,882.9	1,158.2	1,891.6	806.1	1,818.2	2,308.5
2024	Jun	1,804.6	1,110.0	1,812.9	772.6	1,742.6	2,212.5
2024	Jul	1,801.7	1,108.2	1,810.0	771.4	1,739.8	2,209.0
2024	Ago	1,816.4	1,117.3	1,824.8	777.7	1,754.0	2,226.9
2024	Sep	1,831.9	1,126.8	1,840.3	784.3	1,768.9	2,245.9
2024	Oct	1,859.1	1,143.6	1,867.7	796.0	1,795.3	2,279.3
2024	Nov	1,818.3	1,118.4	1,826.7	778.5	1,755.8	2,229.2
2024	Dic	1,818.2	1,118.4	1,826.5	778.4	1,755.7	2,229.1
Máxima	2024	1,917.6	1,179.5	1,926.4	821.0	1,851.7	2,351.0
2025	Ene	1,834.6	1,156.1	1,868.3	806.4	1,762.0	2,253.7
2025	Feb	1,839.6	1,154.4	1,873.4	808.6	1,766.9	2,259.9
2025	Mar	1,928.9	1,210.4	1,964.4	847.9	1,852.7	2,369.6
2025	Abr	1,959.9	1,229.9	1,995.9	861.5	1,882.5	2,407.7
2025	May	1,924.5	1,207.6	1,959.8	845.9	1,848.4	2,364.1
2025	Jun	1,844.5	1,157.4	1,878.3	810.7	1,771.5	2,265.8
2025	Jul	1,841.5	1,155.6	1,875.4	809.4	1,768.7	2,262.2
2025	Ago	1,856.5	1,165.0	1,890.6	816.0	1,783.1	2,280.7
2025	Sep	1,872.4	1,174.9	1,906.7	823.0	1,798.3	2,300.1
2025	Oct	1,900.2	1,192.4	1,935.1	835.2	1,825.1	2,334.3
2025	Nov	1,858.5	1,166.2	1,892.6	816.9	1,785.0	2,283.0
2025	Dic	1,858.3	1,166.1	1,892.5	816.8	1,784.9	2,282.9
Máxima	2025	1,959.9	1,229.9	1,995.9	861.5	1,882.5	2,407.7

La **Figura 2** muestra de manera gráfica el comportamiento mensual de la proyección de potencia para los seis países de la región, en color azul el período de enero a diciembre de 2024 y en color amarillo el período de enero a diciembre de 2025.



Figura 2. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).



1.3. Discretización de los bloques horarios

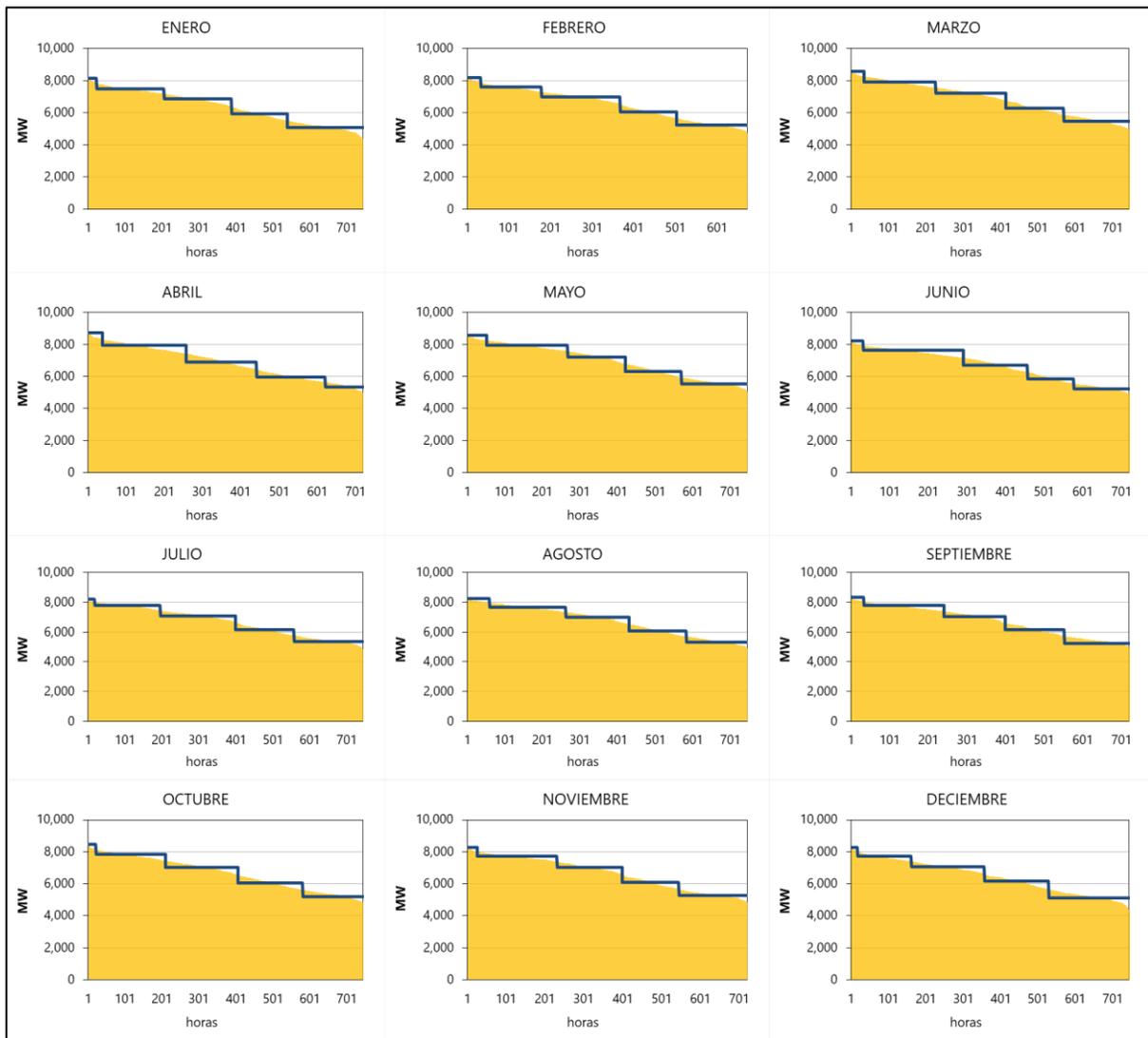
El estudio abarca la planificación de los seis sistemas de América Central, para lo cual se homologan cronológicamente las curvas de carga de los seis países, con el objeto de representar de manera adecuada la demanda de energía mensual y de punta de cada sistema en los modelos de planificación. La representación de la curva de carga del sistema se ha realizado por medio



de cinco bloques horarios, los cuales fueron conformados con base en los registros de demanda horaria del año 2022 por medio del algoritmo de clústeres.

La curva de carga discretizada en cinco bloques horarios se muestra en la siguiente figura.

Figura 3. Curvas de duración de carga y de bloques horarios de los países de América Central.



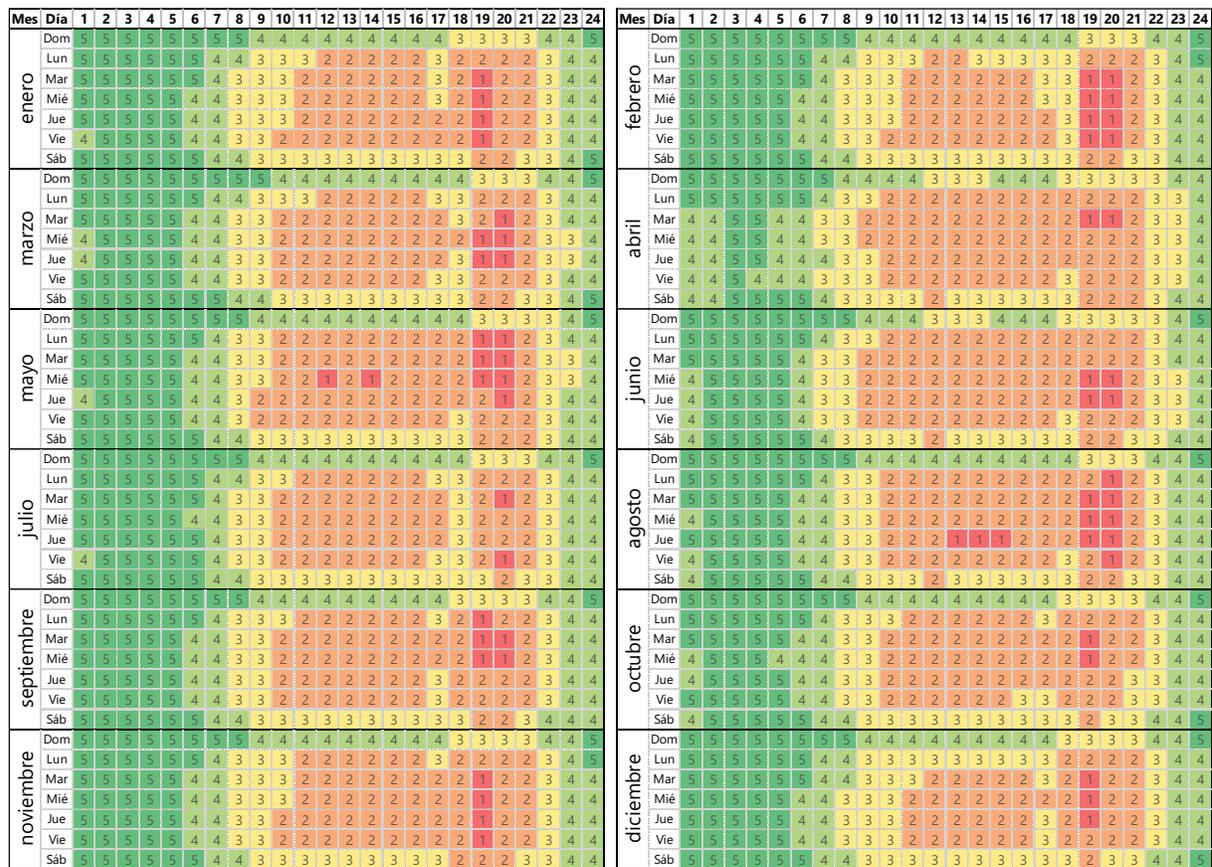
Como podemos observar en cada gráfico, el área en color amarillo representa la curva de duración de carga horaria, mientras que la línea azul representa los cinco escalones de la curva de carga, siendo el Bloque 1 el de máxima demanda, es decir, el bloque que en el que se agrupan



las horas con los valores más altos de demanda, seguido en orden decreciente de los bloques 2, 3, 4, y 5, siendo este último el que agrupa las horas con los valores de mínima demanda del sistema.

La discretización de la curva de carga permite identificar el bloque al que pertenece cada una de las horas del año, y con base en esta clasificación por bloques se realizará la proyección de demanda de los años del estudio. El detalle de bloques horarios mensuales para los siete días de una semana promedio del sistema centroamericano, se presenta en la siguiente figura.

Figura 4. Mapeo de bloques horarios regionales, promedios mensuales.



1.4. Representación de demandas elásticas

Según lo establece el numeral 10.3.4.1 del Libro III del RMER, uno de los conceptos a considerar en la planificación es el "Excedente del Consumidor", cuya metodología de cálculo está establecida en el Anexo M del mismo Libro, la cual considera que la demanda se compone de

una porción inelástica y una porción inelástica. La porción inelástica corresponde a la demanda que debe ser necesariamente atendida, y su interrupción está solamente asociada a la incapacidad física del sistema en atenderla. La porción inelástica es modelada por medio de tres pares de demanda-precio, cuyos valores se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 3. Curvas demanda-precio por país.

Nivel	Precio	Coeficientes K					
		CR	ES	GU	HO	NI	PA
Nivel 4	40	1.002	1.026	1.009	1.065	1.068	1.000
Nivel 3	120	0.968	0.995	0.977	1.005	0.990	1.000
Nivel 2	180	0.948	0.976	0.960	0.972	0.952	1.000
Nivel 1	INEL.	0.816	0.853	0.853	0.779	0.785	1.000

Como puede observarse en la tabla anterior, la demanda de Panamá es la única que no tiene definida elasticidad (niveles demanda-precio 2, 3 y 4 iguales a cero), y por tanto su demanda será representada por un único escalón inelástico.

1.5. Precios de los combustibles

Los precios de la energía eléctrica en los países del MER son sensibles a los precios de los combustibles, debido que las matrices de generación cuentan con una proporción importante de centrales que operan a base de combustibles fósiles, y por tanto sus costos de operación son dependientes de los precios internacionales de sus correspondientes combustibles.

Las proyecciones de los precios de combustibles y costos variables de las centrales térmicas de la región se estiman con base en las proyecciones de precios de corto y largo plazo publicadas por la *Administración de Información de Energía de EE. UU.* (EIA); para este Planeamiento Operativo fueron utilizadas las proyecciones del *Short-Term Energy Outlook* (STEO) del mes de enero de 2024.

En cuanto a los precios del crudo, la EIA estima que los precios durante el año 2024 serán muy similares a los del año 2023, mientras que en el año 2025 se esperan precios menores derivados de una producción que supera ligeramente al crecimiento de la demanda. No obstante, deberán tenerse en consideraciones los recientes acontecimientos en el Medio Oriente, que aumentan el riesgo de interrupciones en el suministro y resultar en precios más altos y más volátiles que los estimados.



Respecto de los precios del gas natural, de las estimaciones de la EIA se observa que los precios incrementarán gradualmente debido a una desaceleración en el crecimiento de la producción de gas natural y aumento de las exportaciones de gas natural licuado de EE.UU.. Se espera que el precio spot promedio del año 2024 sea de 2.70 \$/MMBtu en 2024 y de 3.00 \$/MMBtu en 2025, comparado con un precio promedio de 2.54 \$/MMBtu del 2023.

En la **Tabla 4** se muestran los precios de los combustibles que han sido considerados en este Planeamiento Operativo.

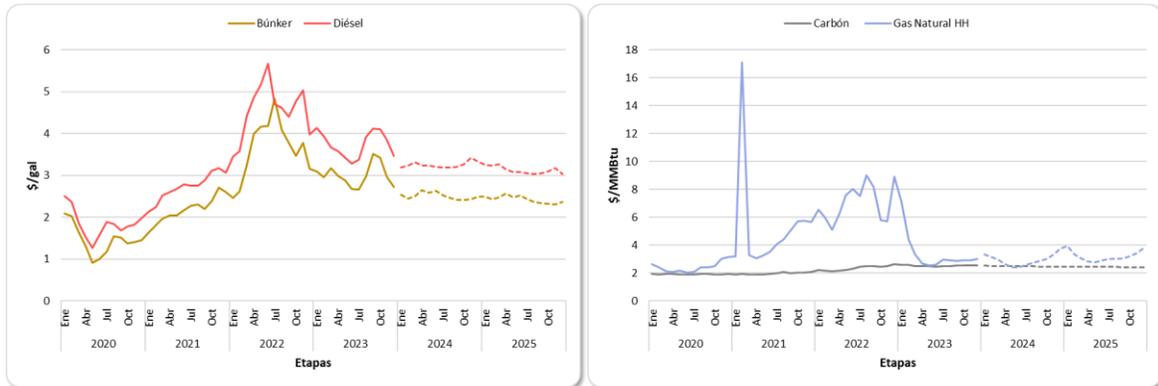
Tabla 4. Proyección de precios de los combustibles para la generación eléctrica en Centroamérica.

Año	Mes	Búnker US\$/Gal	Diésel US\$/Gal	Carbón US\$/MMBtu	Gas Natural (HH) US\$/MMBtu
2024	Ene	2.54	3.19	2.53	3.33
2024	Feb	2.45	3.23	2.52	3.15
2024	Mar	2.51	3.31	2.51	2.95
2024	Abr	2.64	3.24	2.51	2.62
2024	May	2.59	3.23	2.51	2.43
2024	Jun	2.63	3.21	2.49	2.43
2024	Jul	2.53	3.19	2.49	2.6
2024	Ago	2.46	3.19	2.49	2.75
2024	Sep	2.42	3.2	2.47	2.87
2024	Oct	2.42	3.27	2.44	3.01
2024	Nov	2.43	3.42	2.44	3.35
2024	Dic	2.49	3.33	2.44	3.77
2025	Ene	2.49	3.25	2.46	3.93
2025	Feb	2.43	3.23	2.45	3.36
2025	Mar	2.48	3.26	2.45	3.04
2025	Abr	2.57	3.15	2.45	2.82
2025	May	2.48	3.08	2.45	2.77
2025	Jun	2.52	3.08	2.44	2.9
2025	Jul	2.43	3.05	2.44	3.01
2025	Ago	2.36	3.04	2.45	3
2025	Sep	2.33	3.05	2.43	3.08
2025	Oct	2.32	3.09	2.41	3.2
2025	Nov	2.31	3.17	2.4	3.42
2025	Dic	2.36	3.03	2.4	3.82

Nota. Estimación propia realizada con costos de combustible para la generación de energía del STEO correspondiente a enero de 2024.

La **Figura 5** denota el comportamiento de los precios de los combustibles desde el año 2020 y las estimaciones para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 5. Comportamiento histórico y proyecciones de corto plazo de los precios de los combustibles de referencia para la generación eléctrica en los países de América Central.



1.6. Parámetros económicos

Los parámetros económicos utilizados en los estudios de planificación comprenden la tasa de descuento y el costo de energía no suministrada, cuyas metodologías de cálculo y valores son determinados por CRIE de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.3.4.1 del Libro III del RMER.

1.6.1. Tasa de Descuento

La tasa de descuento permite determinar el valor presente neto de las anualidades de los costos de inversión y operación del sistema, la cual, según lo establecido en el inciso e) del numeral 10.3.4.1 del Libro III del RMER, se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J del mismo Libro.

La tasa de descuento vigente para los estudios de planificación regional fue definida en la Resolución CRIE-02-2023, con un valor de **12.99%**.

1.6.2. Costo de energía no suministrada

El costo de energía no suministrada (CENS), corresponde al costo en el que incurren los consumidores finales debido a la interrupción intempestiva y sin previo aviso, de su suministro de energía eléctrica. El CENS afecta en diferente medida a los consumidores conectados a las redes eléctricas, según la duración de la falla y el sector de consumo (industrial, comercial,



residencial, u otro), por lo que en los modelos de planificación se hace necesario establecer diferentes escalones de falla que permitan representar estos efectos en la operación del sistema.

Los escalones y valores de ENS vigente para los estudios de planificación regional se encuentran definidos en la Resolución CRIE-44-2023, siendo estos los siguientes:

Tabla 5. CENS por escalón de profundidad para los estudios de Planificación establecidos en la Resolución CRIE-44-2023.

Bloque	Profundidad	CENS US\$/MWh
Bloque 1	Desde 0% - hasta 5%	508
Bloque 2	Mayor a 5% - hasta 10%	1,110
Bloque 3	Mayor a 10% - hasta 30%	1,570
Bloque 4	Mayor a 30%	2,445



2. Parámetros y premisas de simulación

2.1. Parámetros del modelo

El Planeamiento Operativo es ejecutado con el módulo de simulación del MER (modelo SDDP, de la firma brasileña PSR-Inc.), el cual forma parte del Sistema de Planificación de la Generación y de la Transmisión Regional (SPGTR). En este estudio será utilizada la versión 17.2.11 del modelo, cuyas opciones de ejecución se detallan a continuación:

Tabla 6. Parámetros definidos en el módulo de simulación del MER.

Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Modelo de caudales	Modelo para generar las secuencias de caudales estocásticos utilizados por la simulación forward y los escenarios de caudales condicionados utilizados en la fase backward.	Modelo ARP
Tipo de estudio	Indica si serán utilizados diferentes secuencias de caudales para el algoritmo SDDP (estudio estocástico), o si será utilizada una única secuencia de caudales (estudio determinístico).	Estocástico
Número de escenarios forward	Número de secuencias hidrológicas usadas en la fase forward del algoritmo SDDP o en la actividad de la simulación.	100
Número de escenarios backward	Número de escenarios de caudales condicionados usados en la fase Backward del algoritmo SDDP, o en la simulación.	50
Número mínimo de iteraciones	Límite mínimo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP).	1
Número máximo de iteraciones	Límite máximo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP).	15



Continuación **Tabla 6.** Parámetros definidos en el módulo de simulación del MER.

Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Número de años adicionales	Este dato es utilizado en el cálculo de la política operativa para amortiguar el efecto de amortiguamiento de las condiciones finales de los embalses.	2 años, sin incluir en la simulación final
Configuración de restricciones cronológicas	Se indica al modelo si considera las modificaciones en los datos a lo largo del período de planificación.	Dinámica
Representación de incertidumbre de las fuentes renovables	Se indica al modelo la metodología para seleccionar los escenarios de generación de las fuentes renovables.	Sorteo de escenarios
Modo operativo	Define la política de intercambio de potencia entre subsistemas.	Coordinado
Resolución	Tipo de etapas que serán utilizadas en las simulaciones. Dos opciones están disponibles en el modelo, etapas semanales o mensuales.	Etapas mensuales
Evaluación de la red eléctrica	Opciones para representación de la red eléctrica por medio de diferentes modelos y modos de ejecución.	Flujo DC con pérdidas, corte de carga en todas las barras y monitoreo de límites de la red de transmisión (circuitos con tensión ≥ 115 kV) y circuitos interregionales.

2.2. Premisas del caso de estudio

2.2.1. Horizonte de análisis

El presente Planeamiento Operativo abarca el período de enero 2024 a diciembre 2025. En las simulaciones se incluirán dos años adicionales al final del horizonte, para amortiguar el efecto de los embalses, sin embargo, esas etapas no son consideradas en los resultados.



2.2.2. Año inicial de hidrología

El año inicial de hidrología será determinado con base en los años seleccionados por medio de la metodología de años análogos del Foro del Clima de América Central (FCAC), del Comité Regional de Recursos Hidráulicos del Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA), correspondiente al período de diciembre 2023 a marzo 2024.

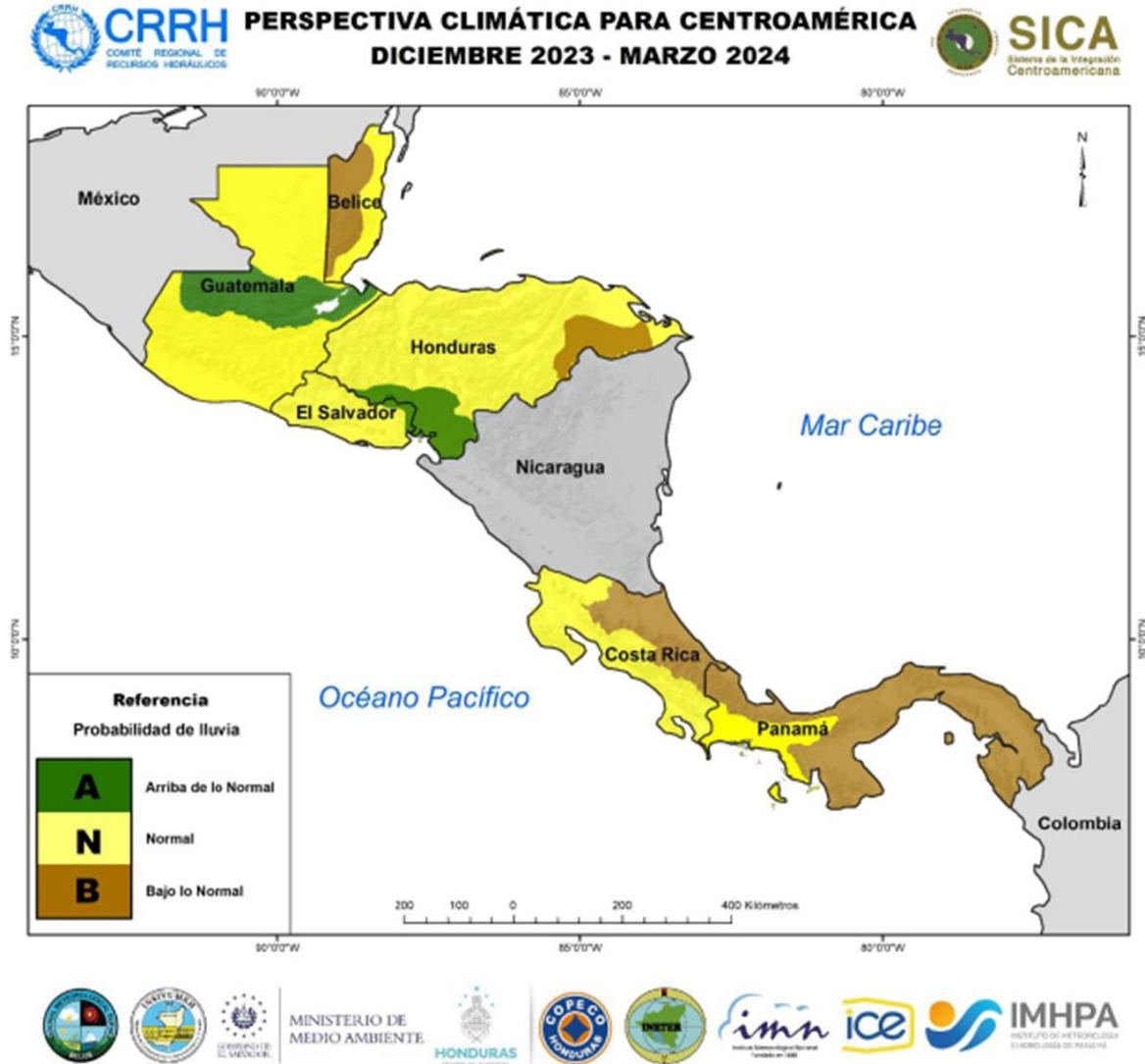
Dentro de las conclusiones del LXXIII Foro, sobre el episodio de El Niño se indica que persistirá en el periodo de de dicha perspectiva, y según el Índice Oceánico del ENOS (ONI, por sus siglas en inglés) alcanzará su máxima intensidad entre diciembre 2023 y enero 2024. Así mismo, con relación a la intensidad (según el índice ONI), hay un 46% de probabilidad de que sea un evento de fuerte intensidad y 27% de que sea un evento extremo.

Otra conclusión indica que ante las circunstancias actuales y futuras del aumento de las temperaturas del aire asociado al fenómeno de El Niño y al calentamiento global, consideran que la temporada seca será mucho más caliente que lo normal y hay probabilidades muy altas de eventos de temperatura extrema como las olas de calor.

Con relación la probabilidad de que la lluvia acumulada en el período de diciembre 2023 a marzo 2024, el FCAC estima que tendrá un comportamiento en el rango **arriba de lo normal** en el Norte, Franja Transversal del Norte y Caribe de Guatemala; al nororiente en los departamentos de Morazán y gran parte de La Unión en El Salvador; así como en el sur de los departamentos de Intibucá, La Paz, Comayagua, Francisco Morazán, El Paraíso y los departamentos de Valle y Choluteca en Honduras. Las áreas con tendencias en el rango **dentro de lo normal** se encuentran el Occidente, Altiplano Central, Valles de Oriente, Boca Costa y Pacífico de Guatemala; en toda la zona occidental y en la zona oriental en los departamentos de Usulután, San Miguel y sur de Morazán y La Unión en El Salvador; la mayor parte del territorio nacional de Honduras; Valle Central, regiones del Pacífico y la parte occidental de la Zona Norte de Costa Rica; así como Chiriquí, Sur de la Comarca Ngäbe- Buglé, Centro y Suroeste de Veraguas en Panamá. En el rango **bajo lo normal** se encuentran Roatán, Utila, el oriente del departamento de Olancho, el suroccidente de Colón y el Sur de Gracias a Dios en Honduras; regiones Caribe Norte y Caribe Sur de Costa Rica, así como en Bocas del Toro, Norte de las comarcas Ngäbe-Buglé y Guna Yala, Norte de Veraguas y Colón en Panamá.

A continuación se presenta el mapa que ilustra la perspectiva del clima.

Figura 6. Mapa de la Perspectiva del Clima para Centroamérica.



Nota. LXXIII Perspectiva Climática para Centroamérica, período: diciembre 2023 a marzo 2024, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

Respecto a la metodología de años análogos de la perspectiva del clima se son consistentes las etapas de diciembre y enero con las de los años 2015 y 2016 en Guatemala, El Salvador, Honduras y Panamá. En el caso de Nicaragua no se contó con información, mientras que en el caso de Costa Rica indican que la metodología aplicada no identificó años análogos.

A continuación se presenta una tabla que consolida los años análogos establecidos en la perspectiva del clima para cada uno de los países de la región.



Tabla 7. Años análogos para las condiciones de lluvia de diciembre 2023 a marzo 2024.

País	Años análogos para el mes de diciembre					Años análogos para los meses de enero a marzo				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Guatemala	2003	2004	2006	2015		2004	2005	2007	2016	
El Salvador	1987	1997	2002	2004	2015	1988	1998	2003	2005	2016
Honduras	1982	1997	2009	2015		1983	1998	2010	2016	
Nicaragua	Consideraciones no incluidas en el Foro									
Costa Rica	La metodología aplicada no identificó años análogos									
Panamá	1987	1991	2002	2015		1988	1992	2003	2016	

Nota. Elaboración propia con base en la información del LXXIII Foro del Clima de América Central, período: diciembre 2023 a marzo 2024, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

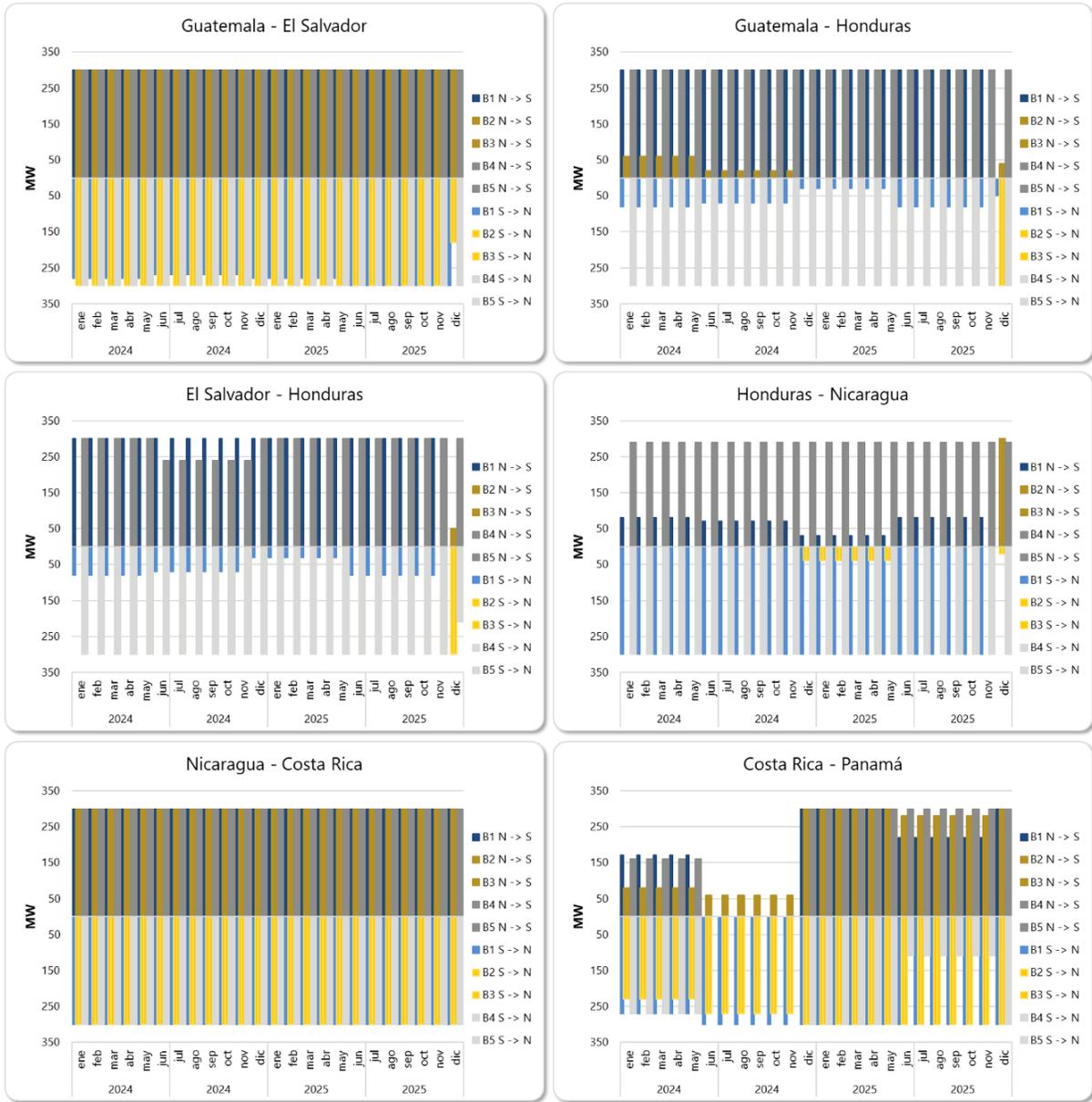
Tomando en consideración que dentro de los años análogos de los países de la región, específicamente para el período de enero a marzo, el año 2016 resulta con mayor frecuencia, se definió este como año semilla para ejecutar el modelo de simulación del MER.

2.2.3. Capacidad de intercambio regional

La capacidad operativa prevista para la red de transmisión regional ha sido modelada por medio de la restricción eléctrica de "Suma de Flujo en Circuitos" disponibles en el módulo de simulación, cuyos valores fueron definidos con base en las Capacidades Operativas de Transmisión (COT) estimadas en el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR correspondiente a los años 2024-2026. La **Figura 7** ilustra los valores COT entre pares de países adyacentes por bloque horario y sentido de los flujos de potencia regional (Norte a Sur y Sur a Norte).



Figura 7. Capacidades Operativas de Transmisión entre pares de países.



3. Estado del sistema

3.1. Oferta existente

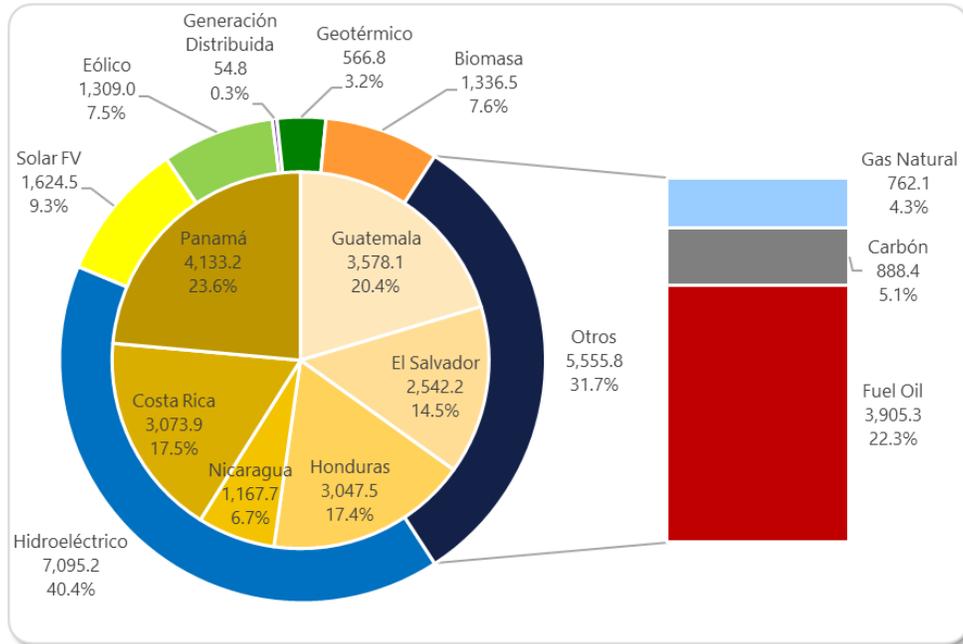
La capacidad de generación disponible en los países del MER a finales de diciembre de 2023, de acuerdo con la información remitida por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, es de **17,542.5 MW**, de los cuales el 40.4 % corresponde a centrales hidroeléctricas, 31.7 % a termoeléctricas, 9.3 % a centrales solares fotovoltaicas, 7.6 % a centrales de biomasa, 7.5 % a centrales eólicas, 3.2 % a centrales geotérmicas y 0.3 % a generación distribuida participante del mercado mayorista guatemalteco. A continuación se presenta el detalle de la capacidad por país y tipo de recurso.

Tabla 8. Oferta disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW).

Recurso	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total C.A.
Hidroeléctrico	1,530.7	623.2	922.1	139.2	2,101.8	1,778.2	7,095.2
Solar FV	80.0	392.3	504.7	37.0	21.4	589.1	1,624.5
Eólico	102.5	50.0	238.1	186.6	395.8	336.0	1,309.0
Generación Distribuida	54.8						54.8
Geotérmico	33.6	181.5	35.0	110.0	206.7		566.8
Biomasa	671.2	208.0	233.9	146.0	37.3	40.1	1,336.5
Gas Natural	2.6	378.5				381.0	762.1
Carbón	483.4		105.0			300.0	888.4
Fuel Oil	619.3	708.7	1,008.7	548.9	310.9	708.8	3,905.3
Total	3,578.1	2,542.2	3,047.5	1,167.7	3,073.9	4,133.2	17,542.5

En la siguiente figura se presenta la distribución de la capacidad instalada en la región a diciembre de 2023 por país y por tipo de recurso.

Figura 8. Oferta disponible en los países de América Central, por tipo de recurso.



Como se observa, la proporción de capacidad instalada con recursos renovables es de 68.3 %, siendo el recurso hídrico el mayor de ellos, con una proporción de 40.4 %. También se observa que la proporción de capacidad instalada con combustibles fósiles es de 31.7 %, siendo la generación con derivados de petróleo la de mayor proporción con 22.3 %. Con relación a la capacidad instalada por país, se observa que Panamá y Guatemala tienen las mayores capacidades en la región, con proporciones del 23.6 % y 20.4 %, respectivamente.

3.2. Expansiones y modificaciones recientes

3.2.1. Expansiones de generación

De acuerdo con la información suministrada por los OS/OM para la actualización de la base de datos, durante el segundo semestre del año 2023 se reportó la incorporación de seis proyectos de generación, los cuales totalizan 78.6 MW de capacidad, distribuidos en 52 MW en El Salvador, 25 MW en Nicaragua y 1.6 MW en Panamá. El detalle de los proyectos se presenta en la tabla que sigue a continuación.



Tabla 9. Proyectos de generación incorporados en América Central durante el segundo semestre de 2023.

País	Recurso	Proyecto	Fecha	Capacidad (MW)
El Salvador	Solar FV	Conchagua Power	1/9/2023	30.0
El Salvador	Solar FV	Proyecto Solar Fotovoltaico 8	1/11/2023	15.0
El Salvador	Geotérmico	Geotérmica Berlín U5	1/12/2023	7.0
Nicaragua	Solar FV	Proyecto Solar 1	1/11/2023	25.0
Panamá	Hidroeléctrico	Pedregalito I Unidad 4	1/12/2023	0.9
Panamá	Hidroeléctrico	Pedregalito II Unidad 3	1/12/2023	0.7
Total				78.6

3.2.2. Retiros de generación

Para este Planeamiento fue informado el retiro de la central hidroeléctrica Matamoros de 4.5 MW de Costa Rica en el mes de julio, por finalización del contrato.

3.2.3. Proyectos de transmisión

De acuerdo con la información actualizada por los OS/OM para la base de datos, se identifican ocho modificaciones en el sistema de transmisión efectuadas durante el segundo semestre del año 2023. En el sistema de El Salvador se distinguen seis modificaciones relacionadas con la incorporación de dos nuevas subestaciones, Apopa y Chalatenango; la primera entre las subestaciones Cerrón Grade y Nejapa y la segunda derivada de la subestación Cerrón Grande. En el sistema de Panamá se identifica la repotenciación de las líneas de transmisión en 230 kV entre las subestaciones de Llano Sánchez – Bella Vista y Veladero – Bella Vista.

A continuación se presenta una tabla con el detalle de las ampliaciones y modificaciones realizadas en los sistemas de transmisión de los países de la región durante el segundo semestre de 2023.



Tabla 10. Ampliaciones y modificaciones en los sistemas de transmisión de los países de Centro América.

País	Fecha	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Elemento	Capacidad (MVA)	Nota
El Salvador	1/8/2023	27561-22561	Apopa 115/23-1	115/23	Transf.	75	
El Salvador	31/8/2023	27171-27561	Cerrón Grande - Apopa 115-1	115	Línea	260	Incorporación subestación Apopa
El Salvador	31/8/2023	27371-27561	Nejapa - Apopa 115-1	115	Línea	260	
El Salvador	31/8/2023	27171-27371	Cerrón Grande - Nejapa	115	Línea	260	Seccionamiento por incorporación de subestación Apopa
El Salvador	30/9/2023	27171-27531	Cerrón Grande - Chalate 1 115	115	Línea	130	Incorporación subestación Chalatenango
El Salvador	30/9/2023	27531-24531	Chalatenango 115/46-1	115/46	Transf.	50	
Panamá	31/8/2023	6008-6550	Llano Sánchez - Bella Vista 230	230	Línea	611	Repotenciación de 247 a 611 MVA
Panamá	31/8/2023	6182-6550	Veladero - Bella Vista 230	230	Línea	611	

3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2024 a diciembre 2025

3.3.1. Expansiones de generación

Las modificaciones previstas en el sistema de generación para el período de enero 2024 a diciembre 2024 son aquellas que se encuentran en desarrollo de acuerdo con los planes nacionales de expansión e información suministrada por los Agentes a través de los OS/OM.

Para el período indicado se prevé la incorporación de 55 proyectos de generación eléctrica, los cuales totalizan **2,181 MW** de nueva capacidad en los países de la región, de los cuales destacan dos centrales de gas natural, en Nicaragua la *Central Puerto Sandino* de 308 MW que ha retrasado la previsión de su incorporación de julio 2023 a julio 2024, y en Panamá la *Central Gatún* de 656 MW que prevé su incorporación en septiembre de 2024.

Destaca la gran cantidad de proyectos con recursos renovables variables previstos a ser incorporados en el horizonte de este planeamiento, totalizando 1,096 MW, que representa el 50.25 % de la capacidad prevista. De esta capacidad se identifican 37 proyectos solares fotovoltaicos que totalizan 776 MW y se distribuyen en 1 proyecto de 100 MW en El Salvador, 2 proyectos de 50 MW cada uno en Nicaragua, 4 proyectos que totalizan 110 MW en Costa Rica y 30 proyectos en Panamá que totalizan 466 MW; adicionalmente se identifican 7 proyectos eólicos que totalizan 320 MW, los cuales se distribuyen en 3 proyectos en El Salvador por un total de 200 MW, 3 en Costa Rica por un total de 60 MW y 1 de 60 MW en Panamá.



Dentro de las previsiones de este planeamiento se contempla la finalización de la modernización en la central hidroeléctrica Garita, en Costa Rica para el mes de abril de 2024, y a partir de entonces se podrá contar con la capacidad plena de dicha central.

En la siguiente tabla se presenta el cronograma de expansión para este Planeamiento por tipo de recurso y país.

Tabla 11. Cronograma de expansión de generación prevista entre enero 2024 y diciembre 2025 (MW).

País	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
El Salvador	1/1/2025	Eólico	Metapan Cel	40.0
El Salvador	1/1/2025	Eólico	Proyecto Eólico 1	100.0
El Salvador	1/1/2025	Eólico	Proyecto Eólico 2	60.0
El Salvador	1/1/2025	Solar FV	Solar 3	100.0
El Salvador	1/4/2025	Geotérmico	Geotérmica Chinameca	20.0
El Salvador	1/4/2025	Geotérmico	Geotérmica San Vicente	10.0
Honduras	1/1/2025	Hidroeléctrico	Hidroeléctrica Río Molo	4.0
Nicaragua	1/1/2024	Solar FV	Solar 2	50.0
Nicaragua	1/7/2024	Gas Natural	Central Puerto Sandino	308.0
Nicaragua	1/12/2024	Biomasa	Monte Rosa U4	30.0
Nicaragua	1/1/2025	Solar FV	Solar 3	50.0
Costa Rica	1/1/2024	Hidroeléctrico	Hidro RC1	20.0
Costa Rica	1/1/2024	Hidroeléctrico	Hidro RC2	25.0
Costa Rica	1/1/2024	Eólico	Proyecto Eólico #1	20.0
Costa Rica	1/1/2024	Solar FV	Proyecto Solar #12 (Solar-5_20)	20.0
Costa Rica	1/1/2024	Solar FV	Proyecto Solar #4	20.0
Costa Rica	1/1/2025	Eólico	Proyecto Eólico #6	20.0
Costa Rica	1/1/2025	Eólico	Proyecto Eólico #7	20.0
Costa Rica	1/1/2025	Solar FV	Proyecto Solar #14 (Solar-6_20)	20.0
Costa Rica	1/1/2025	Solar FV	Proyecto Solar #3	50.0
Panamá	1/1/2024	Solar FV	Llano Sanchez	10.0
Panamá	1/1/2024	Solar FV	PV Megasolar	10.0
Panamá	1/1/2024	Solar FV	PV Oro Solar	9.9
Panamá	1/1/2024	Solar FV	PV Rodeo Solar	9.9
Panamá	7/1/2024	Solar FV	HP Solar	20.0
Panamá	7/1/2024	Solar FV	PV La Villa Solar	10.0
Panamá	1/8/2024	Diésel	Progreso Energy	1.1
Panamá	1/9/2024	Gas Natural	Central Termica Gatun	656.2
Panamá	1/1/2025	Hidroeléctrico	El Fraile II	6.7
Panamá	1/1/2025	Hidroeléctrico	RP-550 (Macano 2)	4.2
Panamá	1/1/2025	Solar FV	Agua Fria	10.0
Panamá	1/1/2025	Solar FV	Cerro Viejo Solar	20.0



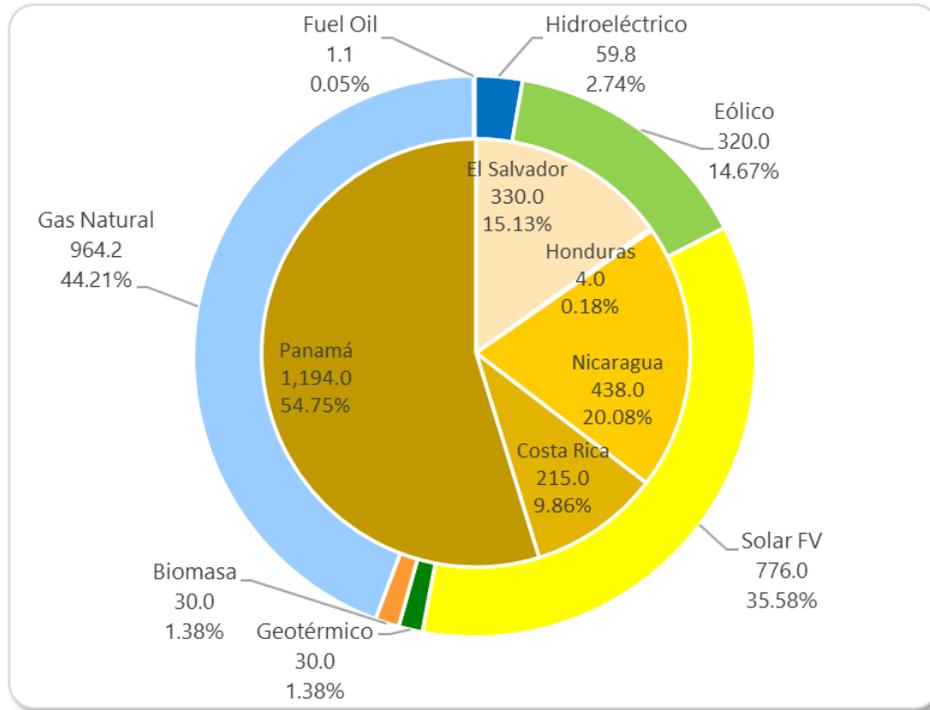
Continuación **Tabla 11**. Cronograma de expansión de generación prevista entre enero 2024 y diciembre 2025 (MW).

País	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
Panamá	1/1/2025	Solar FV	PV Ecosolar 3	10.0
Panamá	1/1/2025	Solar FV	PV Ecosolar 4	10.0
Panamá	1/1/2025	Solar FV	PV Ecosolar 5	10.0
Panamá	1/1/2025	Solar FV	PV La Hueca	70.0
Panamá	1/1/2025	Solar FV	PV Santiago (Ecoener)	9.9
Panamá	1/1/2025	Solar FV	PV Solar Alanje 1	10.0
Panamá	1/1/2025	Solar FV	PV SOLARPRO	10.0
Panamá	6/1/2025	Solar FV	PV San Bartolo (Ecoener)	9.9
Panamá	6/1/2025	Solar FV	PV Solar Alanje 2	10.0
Panamá	7/1/2025	Solar FV	6-Alanje3-SL	10.0
Panamá	7/1/2025	Solar FV	PV Agua Viva	9.9
Panamá	7/1/2025	Solar FV	PV Esti Solar 2	6.6
Panamá	7/1/2025	Solar FV	PV La Mesa (Ecoener)	9.9
Panamá	7/1/2025	Solar FV	RPM Solar Caizan 01	10.0
Panamá	7/1/2025	Solar FV	RPM Solar Caizan 02	10.0
Panamá	10/1/2025	Solar FV	El Coco	10.0
Panamá	10/1/2025	Solar FV	PV Chame Solar	20.0
Panamá	10/1/2025	Solar FV	PV Gualaca Solar (Helios)	60.0
Panamá	10/1/2025	Solar FV	Ra Solar	20.0
Panamá	12/1/2025	Eólico	Tramontana	60.0
Panamá	12/1/2025	Solar FV	RPM Solar Caizan 03	10.0
Panamá	12/1/2025	Solar FV	RPM Solar Caizan 04	10.0
Panamá	1/6/2025	Solar FV	Las Lajas	30.0
Total				2,221.0

A continuación se muestra gráficamente la distribución de la capacidad prevista a incorporarse en el período del horizonte, por país y tipo de recurso.



Figura 9. Distribución de la expansión de generación prevista para el período de enero 2024 a diciembre 2025.



Dentro de las modificaciones informadas para el parque generador costarricense, se contempla una reducción de 71 MW dentro del período de este planeamiento; reducción de 39.5 MW en la hidroeléctrica Cachí debido que estará en modernización hasta 2029; también se contempla la reducción de capacidad de la eólica Tejona a 7 MW en enero de 2025 y su salida definitiva se estima en enero de 2027; adicionalmente se prevé el retiro de la central Hidro RC2 en enero de 2025 por finalización de contrato.

A continuación se presenta el cronograma de modificaciones y retiros de generación correspondiente al sistema de Costa Rica.

Tabla 12. Retiros de capacidad previstos para el período de enero 2024 a diciembre de 2025.

País	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)	Nota
Costa Rica	1/7/2024	Hidroeléctrico	Cachí	- 39.5	Salida de primera unidad por modernización
Costa Rica	1/1/2025	Eólico	P.E. Tejona	- 6.5	Reducción de capacidad de 13.5 a 7 MW
Costa Rica	1/1/2024	Hidroeléctrico	Hidro RC2	- 25.0	Sale en 1/1/2025 por finalización de contrato
Total				- 71.0	



3.3.1.1. Ampliaciones y modificaciones en el sistema de transmisión

Las ampliaciones y modificaciones previstas para la red de transmisión para el período de enero 2024 a diciembre 2025 son aquellas que se encuentran en desarrollo de acuerdo con los planes nacionales de expansión e información suministrada por los Agentes a través de los OS/OM.

Según la información reportada por los OS/OM para la actualización de la base de datos, se prevén 171 modificaciones en la red de transmisión, como seccionamientos de líneas, incorporaciones, repotenciaciones y retiros. En las tablas que siguen a continuación se muestra el cronograma de modificaciones detallado por país.

Tabla 13. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Guatemala.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/2024	Línea	1130-1137	Las Cruces - Guate Oeste 230A	230	424	Incorporación nueva línea
1/2024	Línea	1130-1137	Las Cruces - Guate Oeste 230B	230	424	Incorporación nueva línea
1/2024	Línea	1130-1139	Las Cruces - Palestina 230A	230	438.2	Incorporación nueva línea
1/2024	Línea	1130-1139	Las Cruces - Palestina 230B	230	438.2	Incorporación nueva línea
1/2024	Línea	1732-14215	Morales - Interfaz Rio Dulce 230	230	491.6	Incorporación nueva línea
1/2024	Línea	1841-1867	Huehuetenango - San Marcos 230B	230	558.5	Incorporación nueva línea
1/2024	Transf.	1114-1156	Guate Sur 138/69A	138/69	75	Retiro por reemplazo
1/2024	Transf.	1114-1156	Guate Sur 138/69A2	138/69	105	Incorporación por reemplazo
1/2024	Transf.	1114-1156	Guate Sur 138/69B	138/69	75	Retiro por reemplazo
1/2024	Transf.	1114-1156	Guate Sur 138/69B2	138/69	105	Incorporación por reemplazo
1/2024	Transf.	1137-1143	Guatemalal Oeste 230/69A	230/69	150	Incorporación
1/2025	Línea	1130-1134	Las Cruces - Solola 230A	230	438.2	Incorporación nueva línea
1/2025	Línea	1137-1127	Guate Oeste - Incienso 230A	230	424	Incorporación nueva línea
1/2025	Línea	1315-1859	Solola 1 - Solola 2 69A	69	83.8	Incorporación nueva línea
1/2025	Línea	1372-1871	San Marcos 1 - San Marcos 2 69	69	81	Incorporación nueva línea
1/2025	Línea	1431-14221	Rio Dulce - Modesto Mendez 69A	69	73.7	Incorporación para conexión SE Modesto Méndez
1/2025	Línea	1431-1442	Rio Dulce - Poptun 69A	69	73.7	Seccionamiento por incorporación SE Modesto Méndez
1/2025	Línea	1442-14221	Poptun - Modesto Mendez 69A	69	73.7	Incorporación para conexión SE Modesto Méndez
1/2025	Línea	1730-14220	Izabal - Modesto Mendez 230	230	438.2	Incorporación para conexión SE Modesto Méndez
1/2025	Línea	1840-1843	Covadonga - Chiantla 230A	230	438.2	Incorporación nueva línea



Continuación **Tabla 13.** Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Guatemala.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/2025	Línea	1840-1845	Covadonga - Uspantan 230B	230	438.2	Incorporación segundo circuito
1/2025	Transf.	1109-1156	Guate Sur 230/69D	230/69	195	Incorporación
1/2025	Transf.	1134-1859	Solola 230/69A	230/69	150	Incorporación
1/2025	Transf.	14220-14221	Modesto Mendez 230/69A	230/69	105	Incorporación SE Modesto Méndez
1/2025	Transf.	1867-1871	San Marcos 2 230/69A	230/69	150	Incorporación

Tabla 14. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de El Salvador.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
31/7/2024	Línea	27481-27571	Talnique - Tamanique 115-1	115	130	Incorporación para conexión SE Tamanique
31/7/2024	Trasnf.	27571-22571	Tamanique 115/23-1	115/46	50	Incorporación SE Tamanique
30/12/2024	Línea	27341-27541	San Miguel - Morazan 115-1	115	130	Incorporación nueva línea
30/12/2024	Trasnf.	27541-24541	Morazan 115/46-1	115/46	50	Incorporación
1/4/2025	Línea	27181-27341	15 Septiembre - San Miguel 115-1	115	130	Seccionamiento por incorporación geotérmica Chinameca
1/4/2025	Línea	27181-27591	15 Septiembre - Chinameca 115-1	115	130	Incorporación para conexión geotérmica Chinameca
1/4/2025	Línea	27341-27591	San Miguel - Chinameca 115-1	115	130	Incorporación para conexión geotérmica Chinameca



Tabla 15. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Honduras.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/2024	Línea	3033-3241	Suyapa - Sitio 230A	230	405.1	Incorporación por cambio de topología SE Sitio de 138 a 230 kV
1/2024	Línea	3033-3429	Suyapa - Amarateca 230B	230	405.1	Seccionamiento por incorporación SE Sitio
1/2024	Línea	3037-3219	Bermejo - Merendon 138A	138	151.8	Seccionamiento por incorporación Se Choloma
1/2024	Línea	3045-3191	Bella Vista - El Centro 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE El Centro
1/2024	Línea	3049-3037	Choloma - Bermejo 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE Choloma
1/2024	Línea	3052-3193	Circunvalacion - El Estadio 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE El Estadio
1/2024	Línea	3052-3203	Circunvalacion - San Pedro Sula Sur 138A	138	151.8	Seccionamiento por incorporación SE El Estadio
1/2024	Línea	3072-3085	Lainez - Miraflores 138A	138	151.8	Incorporación nueva línea
1/2024	Línea	3073-3419	La Lima - Central Azucarera Honduras 69A	69	54	Retiro por cambio de tensión a 138 kV
1/2024	Línea	3094-3600	Progreso - Santa Marta 69A	69	68.3	Retiro por cambio de tensión a 230 kV
1/2024	Línea	3095-3257	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	230	456	Incorporación por cambio de tensión de 138 a 230 kV
1/2024	Línea	3193-3203	El Estadio - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE El Estadio
1/2024	Línea	3219-3049	Merendon - Choloma 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE Choloma
1/2024	Línea	3257-3300	San Pedro Sula Sur - San Buenavent 230A	230	455.3	Incorporación nueva línea
1/2024	Línea	3815-3203	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación nueva línea
1/2024	Transf.	3072-3076	Lainez 138/13A	138/13.8	50	Incorporación por cambio topología 69 a 138 kV
1/2024	Transf.	3076-3077	Lainez 69/13A	13.8/69	25	Retiro por cambio topología 69 a 138 kV
1/2024	Transf.	3077-3150	Lainez 69/13B	69/13.8	25	Retiro por cambio topología 69 a 138 kV
1/2024	Transf.	3108-3600	Santa Marta 138/69A	138/69	50	Incorporación
1/2024	Transf.	3160-3161	El Retorno 138/13A	138/13.8	50	Reemplazo por cambio capacidad de 25 a 50 MVA
1/2024	Transf.	3160-3161	El Retorno 138/13B	138/13.8	50	Incorporación segundo transformador
1/2024	Transf.	3191-3192	El Centro 138/13A	138/13.8	50	Incorporación SE El Centro
1/2024	Transf.	3241-3242	Sitio 230/13A	230/13.8	50	Incorporación transformador de carga
1/2024	Transf.	3257-39004	San Pedro Sula Sur T1	230/138	150	Incorporación
1/2024	Transf.	3257-39050	San Pedro Sula Sur T2	230/138	150	Incorporación
1/2024	Transf.	3419-3420	Central Azucarera Honduras 69/13A	69/13.8	36	Retiro por cambio topología 69 a 138 kV
1/2024	Transf.	3811-3846	Talanga 230/69A	230/69	85	Incorporación
1/2024	Transf.	3815-3420	Central Azucarera Honduras 138/13A	138/13.8	50	Incorporación por cambio topología 69 a 138 kV



Tabla 16. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Nicaragua.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
3/2024	Línea	4307-4319	Catarina - Masaya 138	138	150	Repotenciación de 100 a 150 MVA
3/2024	Línea	4395-4397	Tortuguero - Esperanza II 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2024	Línea	4403-4418	Leon I - Malpaisillo 230	230	414	Incorporación para conexión hidros Pedro y Mojolka
3/2024	Línea	4413-4418	Casita - Malpaisillo 230	230	414	Incorporación nueva línea
1/2025	Línea	4361-4336	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200	Repotenciación de 134 a 200 MVA
3/2025	Línea	4140-4329	San Francisco Libre - Planta C. Fonseca	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4140-4357	San Francisco Libre - San Benito 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4201-4233	Acoyapa - San Miguelito 69	69	6	Retiro por cambio de topología de 69 a 138 kV
3/2025	Línea	4208-4211	Corinto - Derivación Corinto 69	69	36	Retiro por cambio de topología de 69 a 138 kV
3/2025	Línea	4301-4377	Acoyapa - San Miguelito 138	138	150	Incorporación por cambio topología 69 a 138 kV
3/2025	Línea	4307-4322	Catarina - Nandaime 138	138	200	Repotenciación de 96 a 200 MVA
3/2025	Línea	4308-4364	Jinotega - Pantasma 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4312-4971	El Viejo - Jiquilillo 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4319-4361	Masaya - Guanacastillo 138	138	200	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4322-4330	Nandaime - Rivas 138	138	200	Repotenciación de 96 a 200 MVA
3/2025	Línea	4326-4345	Planta Corinto - Chinandega 138	138	100	Retiro por cambio de topología de 69 a 138 kV
3/2025	Línea	4326-4363	Planta Corinto - GIS Corinto 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4327-4329	Punta Huete - Planta Carlos Fonseca 138	138	150	Sale de operación
3/2025	Línea	4327-4357	Punta Huete - San Benito 138	138	150	Sale de operación
3/2025	Línea	4330-4373	Rivas - Tola 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4340-4383	Ticuanetepe - Central 138	138	150	Seccionamiento por incorporación SE Santiago
3/2025	Línea	4345-4363	Chinandega - GIS Corinto 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4371-4397	Bluefields - Esperanza II 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4373-4369	Tola - San Juan del Sur 138	138	150	Incorporación nueva línea PET
3/2025	Línea	4377-4378	San Miguelito - San Carlos 138	138	150	Incorporación nueva línea
3/2025	Línea	4414-4417	Mulukuku - Terrabona 230	230	374	Incorporación para conexión Hidro El Carmen
3/2025	Línea	4414-4422	Mulukuku - Boaco 230	230	374	Incorporación para conexión hidros Pedro y Mojolka
3/2025	Línea	4422-4838	Boaco - Gateada 230	230	374	Incorporación nueva línea
3/2025	Transf.	4414-49019	Mulukuku AT1D1	230/138	100	Incorporación
3/2025	Transf.	4838-49001	Gateada AT1D1	230/138	120	Incorporación
7/2024	Línea	4402-4423	Sandino - Central Puerto Sandino 230A	230	414	Incorporación par conexión Central Puerto Sandino
7/2024	Línea	4402-4423	Sandino - Central Puerto Sandino 230B	230	414	Incorporación par conexión Central Puerto Sandino



Tabla 17. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Costa Rica.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/1/2024	Línea	50200-50100	Arenal - Coroboci 230	230	400	Repotenciación de 350 a 400 MVA
31/12/2024	Línea	53004-53304	La Caja - El Coco 138	138	190	Repotenciación de 110 a 190 MVA
31/12/2024	Línea	53204-53004	Garita - La Caja 138	138	190	Repotenciación de 110 a 190 MVA
31/12/2024	Línea	53204-53304	Garita - El Coco 138	138	190	Repotenciación de 110 a 190 MVA
31/12/2025	Línea	50050-51500	Canas - Fortuna 230	230	371	Incorporación nueva línea
31/12/2025	Línea	50250-50300	Miravalles - Mogote 230	230	380	Repotenciación de 240 a 380 MVA
31/12/2025	Línea	50250-51500	Miravalles - Fortuna 230	230	380	Incorporación nueva línea
31/12/2025	Línea	50300-51500	Mogote - Fortuna 230	230	380	Incorporación nueva línea
31/12/2025	Línea	4412-50050	Frontera Ticuantepe - Cañas	230	338	Sale de operación por sustitución de línea Frontera - Fortuna
31/12/2025	Línea	4412-51500	Frontera Ticuantepe - Fortuna	230	371	Incorporación por sustitución de línea Frontera - Cañas

Tabla 18. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Panamá.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/1/2024	Línea	6100-6171	Bayano - Pacora 230 (230-1A)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
1/1/2024	Línea	6801-6867	Sabanitas - PMedio1 GTPP 230	230	770	Incorporación conexión Central GTPP
1/1/2024	Línea	6801-6875	Sabanitas - PMedio2 GTPP 230	230	770	Incorporación conexión Central GTPP
1/1/2024	Línea	6867-6868	PMedio1 GTPP - Gas To Power Panama 230	230	818	Incorporación nueva línea
1/1/2024	Línea	6875-6868	PMedio GTPP2 - Gas To Power Panama 230	230	818	Incorporación conexión Central GTPP
30/4/2024	Línea	6405-6801	Telfers - Sabanitas 230-55	230	775	Incorporación SE Telfers
30/4/2024	Línea	6801-6808	Sabanitas - Costa Norte 230B	230	770	Seccionamiento por incorporación SE Telfers
30/4/2024	Línea	6808-6405	Costa Norte - Telfers 230A	230	775	Incorporación SE Telfers
30/4/2024	Línea	6808-6405	Costa Norte - Telfers 230B	230	775	Incorporación SE Telfers
30/6/2024	Línea	6000-6014	Front Rio Claro - Progreso 230	230	505	Repotenciación de 193 a 505 MVA
30/6/2024	Línea	6011-6014	Mata de Nance - Progreso 230 (230-39)	230	505	Incorporación nueva línea
30/6/2024	Línea	6014-6380	Progreso - Boqueron III 230 (230-9B)	230	505	Repotenciación de 193 a 505 MVA
30/6/2024	Línea	6713-6840	Burunga - Panama 3 230A (230-12A12)	230	505	Incorporación nueva línea
30/6/2024	Línea	6713-6840	Burunga - Panama 3 230B (230-13A12)	230	505	Incorporación nueva línea



Continuación **Tabla 18.** Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Panamá.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
30/8/2024	Línea	6000-6014	Front Rio Claro - Progreso 230	230	505	Repotenciación de 193 a 505 MVA
30/8/2024	Línea	6000-6515	Frontera Progreso 2 - Progreso 2 230	230	505	Incorporación conexión SE Progreso II
30/8/2024	Línea	6014-6515	Progreso - Progreso II 230A	230	505	Incorporación nueva línea
30/8/2024	Línea	6014-6515	Progreso - Progreso II 230B	230	505	Incorporación nueva línea
30/11/2024	Línea	6801-6167	Sabanitas - Santa Rita 230A	230	505	Incorporación nueva línea
30/11/2024	Línea	6801-6167	Sabanitas - Santa Rita 230B	230	505	Incorporación nueva línea
30/11/2024	Transf.	6167-6173	Santa Rita 230- T1	230/115	250	Incorporación
30/11/2024	Transf.	6167-6173	Santa Rita 230- T2	230/115	250	Incorporación
31/12/2024	Línea	6003-6171	Panama II - Pacora 230 (230-1B)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
31/12/2024	Línea	6003-6470	Panama II - 24 de Diciembre 230	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
31/12/2024	Línea	6100-6171	Bayano - Pacora 230 (230-1A)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
31/12/2024	Línea	6100-6470	Bayano - 24 de Diciembre 230 (230-2A)	230	202	Seccionamiento por entrada SE Chepo
31/12/2024	Línea	6100-6861	Bayano - Chepo 230-1	230	505	Incorporación conexión SE Chepo
31/12/2024	Línea	6100-6861	Bayano - Chepo 230-2	230	505	Incorporación conexión SE Chepo
31/12/2024	Línea	6171-6861	Pacora - Chepo 230-1	230	505	Incorporación conexión SE Chepo
31/12/2024	Línea	6702-6840	Bella Vista - Panama 3 230A	230	247	Incorporación nueva línea
31/12/2024	Línea	6702-6840	Bella Vista - Panama 3 230B	230	247	Incorporación nueva línea
31/12/2024	Línea	6861-6470	Chepo - 24 de Diciembre 230 (230-2A)	230	505	Incorporación conexión SE Chepo
31/12/2024	Transf.	6702-6703	Bella Vista T1	230/115	175	Incorporación
31/12/2024	Transf.	6702-6703	Bella Vista T2	230/115	175	Incorporación
31/1/2025	Línea	6008-6460	Llano Sanchez - El Coco 230A (230-12B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	6008-6460	Llano Sanchez - El Coco 230B (230-13B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	6008-6520	LSanchez - San Bartolo 230A (230-14A)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	6008-6520	LSanchez - San Bartolo 230B (230-15A)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	6182-6520	Veladero - San Bartolo 230A (230-14B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	6182-6520	Veladero - San Bartolo 230B (230-15B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	6460-6713	El Coco - Burunga 230A (230-12A2)	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	6460-6713	El Coco - Burunga 230B (230-13A2)	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
31/7/2025	Línea	6001-6005	Panama - Chorrera 230A (230-3A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA



Continuación **Tabla 18.** Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Panamá.

Fecha	Elemento	Barras	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
31/7/2025	Línea	6001-6005	Panamá - Chorrera 230B (230-4A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	6005-6240	Chorrera - El Higo 230A (230-3B)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	6005-6240	Chorrera - El Higo 230B (230-4B)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	6008-6182	Llano Sanchez - Veladero 230C (230-5A)	230	505	Repotenciación de 249 a 505 MVA
31/7/2025	Línea	6008-6240	Llano Sanchez - El Higo 230A (230-3C)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	6008-6240	Llano Sanchez - El Higo 230B (230-4C)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	6008-6550	LSanchez - Bella Vista 230 (230-6An)	230	611	Repotenciación de 247 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	6011-6800	Mata de Nance - Caldera 230A (230-7)	230	249	Incorporación nueva línea
31/7/2025	Línea	6011-6800	Mata de Nance - Caldera 230A (230-8)	230	249	Incorporación nueva línea
31/7/2025	Línea	6096-6800	Fortuna - Caldera 230A (230-7)	230	249	Incorporación nueva línea
31/7/2025	Línea	6096-6800	Fortuna - Caldera 230B (230-8)	230	249	Incorporación nueva línea
31/7/2025	Línea	6857-6861	Meteti - Chepo 230	230	329	Incorporación nueva línea
31/7/2025	Transf.	6800-6087	Caldera T1 230/115	230/115	200	Incorporación
31/7/2025	Transf.	6800-6087	Caldera T2 230/115	230/115	200	Incorporación
30/9/2025	Línea	6096-6263	Fortuna - Esperanza 230 (230-20A)	230	307	Salida de operación
30/9/2025	Línea	6096-6837	Fortuna - Chiriqui Grande 230 (230-20A1)	230	307	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6260-6340	Changuinola - Canazas 230 (230-30)	230	307	Repotenciación de 276 a 307 MVA
30/9/2025	Línea	6260-6837	Changuinola - Chiriqui Grande (230-30B)	230	307	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6263-6837	Esperanza - Chiriqui Grande (230-20A2)	230	307	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6340-6837	Canazas - Chiriqui Grande (230-30A2)	230	307	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6837-6840	Chiriqui Grande - Panamá 3 230A	230	663	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6837-6840	Chiriqui Grande - Panamá 3 230B	230	663	Incorporación nueva línea
31/12/2025	Línea	6003-6882	Panamá 2 - Gonzalillo 230A (230-54A)	230	505	Incorporación nueva línea
31/12/2025	Línea	6801-6882	Sabanitas - Gonzalillo 230A (230-54B)	230	505	Incorporación nueva línea
31/12/2025	Transf.	6840-6841	Panamá III T4	230/115	175	Incorporación
31/12/2025	Transf.	6840-6841	Panamá III T5	230/115	175	Incorporación



4. Resultados

4.1. Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

4.1.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema guatemalteco totaliza **14,067.7 GWh** para el período de enero a diciembre 2024 y **13,884.4 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables (hídrico, eólico, fotovoltaico, geotérmico y biomasa), son los que aportan la mayor proporción de la energía generada para el horizonte de este planeamiento, la cual se estima en 64.9 %; el siguiente recurso con mayor proporción en la matriz guatemalteca es el carbón cuya proporción se estima en 26.3 %. Otro recurso con el que se complementa la matriz eléctrica es gas natural proveniente de las centrales Actún Gas, ubicada en el departamento de Petén y Energía del Caribe, la cual inyecta desde el estado Monterrey por medio de la interconexión que Guatemala posee con México; la proporción de este recurso en la matriz eléctrica se estima en 7.5 %. El restante 1.3 % de los recursos aportados a la matriz eléctrica es de los derivados del petróleo, cuyos aportes se dan principalmente en las etapas de la época seca.

En la siguiente tabla se muestra el despacho de energía en el sistema de Guatemala por tipo de recurso en cada una de las etapas del horizonte de este planeamiento.

Tabla 19. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Gen. Distrib.	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
2024	Ene	578.2	32.4	19.2	28.5	23.8	117.9	1.9	383.0	15.1	86.7	1,286.6
2024	Feb	470.2	26.3	16.6	26.7	22.2	110.3	1.7	332.1	44.9	81.1	1,132.0
2024	Mar	374.0	31.1	16.3	28.5	20.5	110.1	1.9	537.5	48.1	86.7	1,254.5
2024	Abr	280.6	13.6	13.1	27.6	23.0	88.9	1.8	532.8	35.6	83.9	1,100.9
2024	May	353.1	14.7	11.6	28.5	24.2	102.5	1.9	317.2	22.6	86.7	962.9
2024	Jun	675.2	23.0	8.7	27.6	19.3	37.0	1.8	210.2	0.4	83.9	1,087.0
2024	Jul	785.8	26.4	11.1	28.5	24.1	10.9	1.9	222.9	0.0	86.7	1,198.2
2024	Ago	793.5	18.2	11.4	28.5	24.0	11.0	1.9	229.5	0.0	86.7	1,204.7
2024	Sep	885.9	5.6	11.5	27.6	19.8	7.3	1.8	152.9	0.0	83.3	1,195.6
2024	Oct	918.8	9.8	13.3	28.5	22.7	5.8	1.9	131.6	0.0	85.4	1,217.7
2024	Nov	694.0	30.2	16.4	27.6	23.1	88.1	1.8	274.1	8.5	83.7	1,247.5
2024	Dic	523.6	32.1	18.2	28.5	20.6	117.9	1.9	335.4	15.1	86.7	1,179.9
Total	2024	7,333.0	263.4	167.5	336.7	267.2	807.5	21.9	3,659.1	190.2	1,021.2	14,067.7

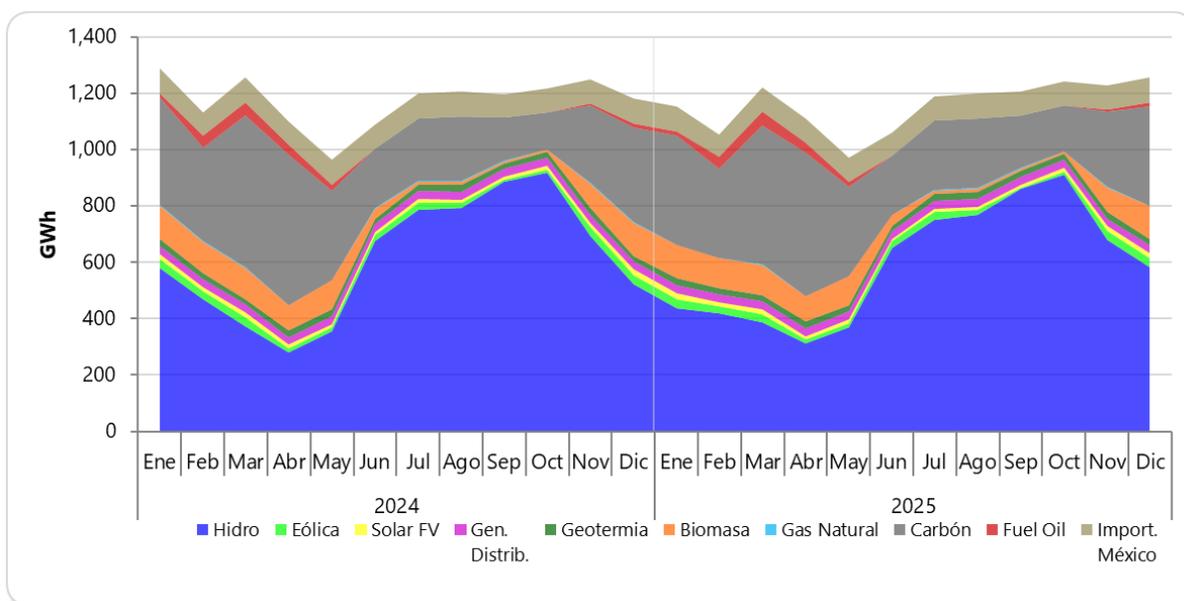


Continuación **Tabla 19.** Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Gen. Distrib.	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
2025	Ene	437.9	32.4	19.2	28.5	23.8	117.9	1.9	387.9	15.1	86.7	1,151.2
2025	Feb	418.2	25.4	16.0	25.8	21.4	106.5	1.7	316.6	43.3	78.3	1,053.2
2025	Mar	385.0	31.1	16.3	28.5	20.5	110.1	1.9	493.1	48.0	86.7	1,221.0
2025	Abr	311.8	13.6	13.1	27.6	23.0	88.9	1.8	509.6	35.6	83.9	1,108.8
2025	May	369.8	14.7	11.6	28.5	24.2	100.5	1.9	317.1	16.6	86.7	971.6
2025	Jun	650.6	23.0	8.7	27.6	19.3	37.6	1.8	208.5	0.3	83.9	1,061.3
2025	Jul	751.1	26.4	11.1	28.5	24.1	12.2	1.9	246.9	0.0	86.7	1,188.9
2025	Ago	768.6	18.2	11.4	28.5	24.0	9.9	1.9	248.8	0.0	86.7	1,197.9
2025	Sep	859.5	5.6	11.5	27.6	19.8	8.5	1.8	187.9	0.1	83.7	1,205.9
2025	Oct	910.6	9.8	13.3	28.5	22.7	6.3	1.9	163.2	0.1	86.3	1,242.7
2025	Nov	680.5	30.2	16.4	27.6	23.1	88.1	1.8	267.1	8.5	83.8	1,227.0
2025	Dic	582.0	32.1	18.2	28.5	20.6	117.9	1.9	352.1	15.1	86.7	1,255.0
Total	2025	7,125.5	262.5	166.9	335.7	266.4	804.1	21.9	3,698.8	182.6	1,019.8	13,884.4

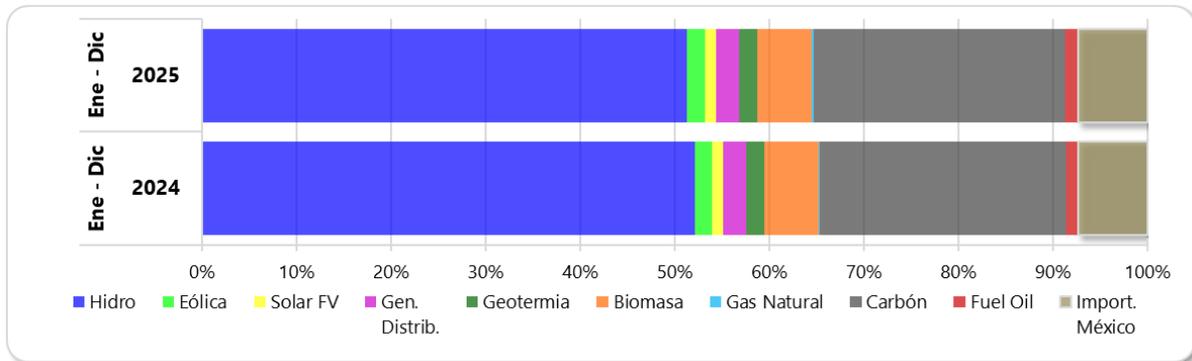
En la **Figura 10** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema de Guatemala para el periodo de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 10. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 11** se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en el sistema guatemalteco para los períodos de enero a diciembre de 2024 y de enero a diciembre 2025.

Figura 11. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso.



4.1.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones estimadas de Guatemala hacia el MER totalizan **1,763 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **1,367.2 GWh** de enero a diciembre 2025, con valores máximos en los meses de noviembre a enero y valores mínimos entre los meses de abril y junio. Respecto de las importaciones, estas son sensiblemente menores que las exportaciones, totalizando **148 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **283.7 GWh** de enero a diciembre 2025, las cuales ocurren principalmente en el mes de mayo de cada año.

En la tabla **Tabla 20** se presenta el detalle de las exportaciones e importaciones netas estimadas en el MER para el sistema de Guatemala para el período de enero 2024 a diciembre 2025.



Tabla 20. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2024	Ene	0.0	274.0
2024	Feb	0.0	196.7
2024	Mar	0.0	173.3
2024	Abr	3.8	58.4
2024	May	118.4	4.4
2024	Jun	15.8	82.2
2024	Jul	3.2	141.7
2024	Ago	4.3	136.1
2024	Sep	1.3	156.3
2024	Oct	1.1	155.1
2024	Nov	0.0	223.1
2024	Dic	0.1	161.6
2024	Total	148.0	1,763.0
2025	Ene	8.8	124.6
2025	Feb	8.5	101.6
2025	Mar	9.1	118.6
2025	Abr	37.5	69.3
2025	May	147.1	3.3
2025	Jun	42.9	55.2
2025	Jul	11.5	112.2
2025	Ago	7.5	104.3
2025	Sep	6.5	144.6
2025	Oct	3.2	153.0
2025	Nov	1.0	175.5
2025	Dic	0.1	205.0
2025	Total	283.7	1,367.2

En la **Figura 12** se ilustra gráficamente el comportamiento cronológico de las exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

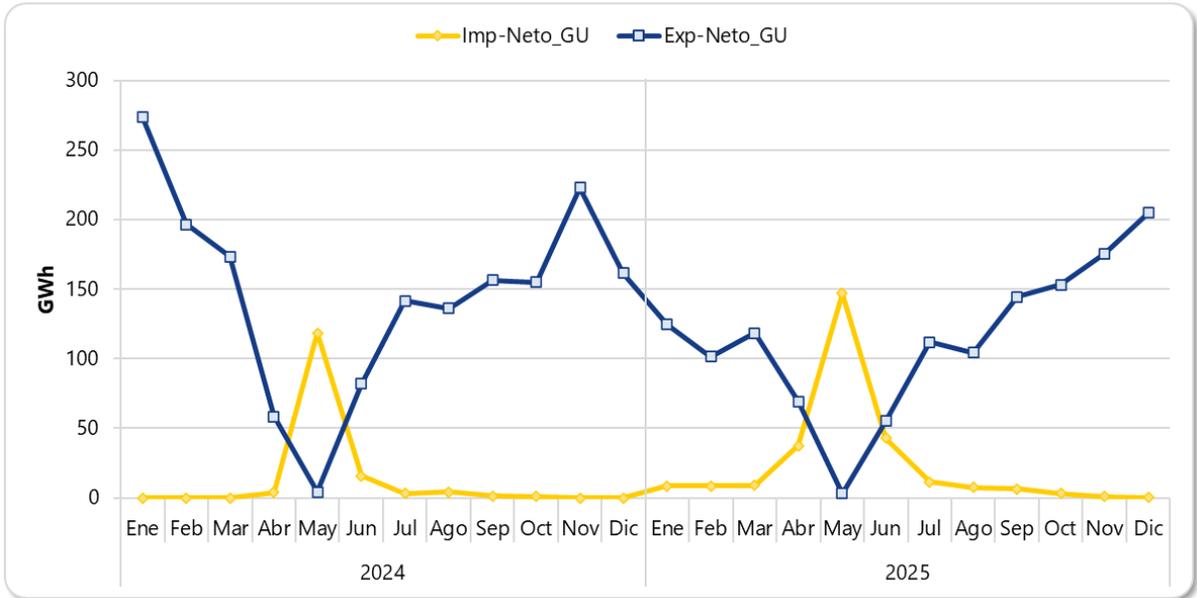


Figura 12. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER.

Como se puede observar en la **Figura 12**, es notable el hecho que el sistema guatemalteco resulta con mayor tendencia exportadora, debido que las inyecciones de energía al MER se dan prácticamente en todos los meses, siendo solo el mes de mayo nulas, mientras que las importaciones ocurren principalmente en los meses de abril a julio.

Los intercambios de energía en el MER del sistema guatemalteco resultan a partir de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de El Salvador y Honduras, cuyos flujos son mayores por medio de las interconexiones con El Salvador, tanto en las exportaciones como en las importaciones.

En la siguiente tabla se detallan los intercambios mensuales entre cada par de países.



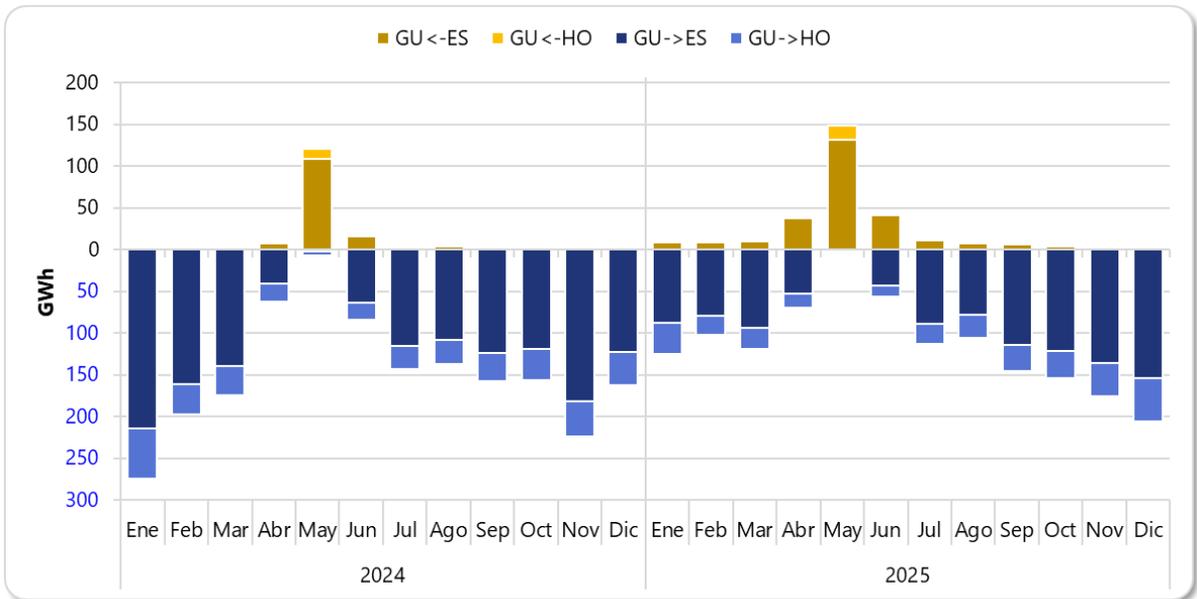
Tabla 21. Intercambio de energía estimado de Guatemala con El Salvador y Honduras (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras
2024	Ene	0.0	0.0	214.6	59.5
2024	Feb	0.0	0.3	161.3	35.7
2024	Mar	0.3	0.3	138.8	35.0
2024	Abr	7.2	0.1	40.5	21.4
2024	May	108.8	12.5	1.9	5.3
2024	Jun	16.6	0.9	63.2	20.8
2024	Jul	3.1	1.4	114.7	28.3
2024	Ago	3.8	1.5	107.7	29.3
2024	Sep	1.6	0.5	124.0	33.2
2024	Oct	1.5	0.4	118.5	37.3
2024	Nov	0.0	0.0	181.0	42.2
2024	Dic	0.1	0.0	122.5	39.2
2024	Total	142.9	17.8	1,388.6	387.1
2025	Ene	9.1	0.1	87.5	37.4
2025	Feb	8.8	0.0	79.4	22.6
2025	Mar	9.6	0.0	93.6	25.5
2025	Abr	38.1	0.0	53.1	16.7
2025	May	131.6	17.0	1.9	2.9
2025	Jun	41.6	2.1	43.5	12.5
2025	Jul	11.3	0.7	88.2	24.5
2025	Ago	8.1	0.6	77.6	27.9
2025	Sep	6.4	0.7	114.3	31.0
2025	Oct	3.6	0.1	121.7	32.0
2025	Nov	1.1	0.1	135.9	39.8
2025	Dic	0.2	0.2	153.2	52.1
2025	Total	269.5	21.6	1,049.6	324.9

En la **Figura 13** se ilustra el comportamiento de los intercambios de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras, en donde se puede observar lo mencionado, respecto de las importaciones que son sensiblemente menores que las exportaciones; pero también es notable que los intercambios de Guatemala se estiman en mayor proporción con El Salvador que con Honduras.



Figura 13. Exportaciones e importaciones estimadas de Guatemala con El Salvador y Honduras.



4.1.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Se estima que los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Guatemala tomarán valores entre **73.90** y **126.54 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2024, y entre **69.11** y **119.68 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025.

En la **Tabla 22** se presentan los costos marginales promedio mensual por bloque estimados para el sistema de Guatemala en el período de enero 2024 a diciembre 2025.

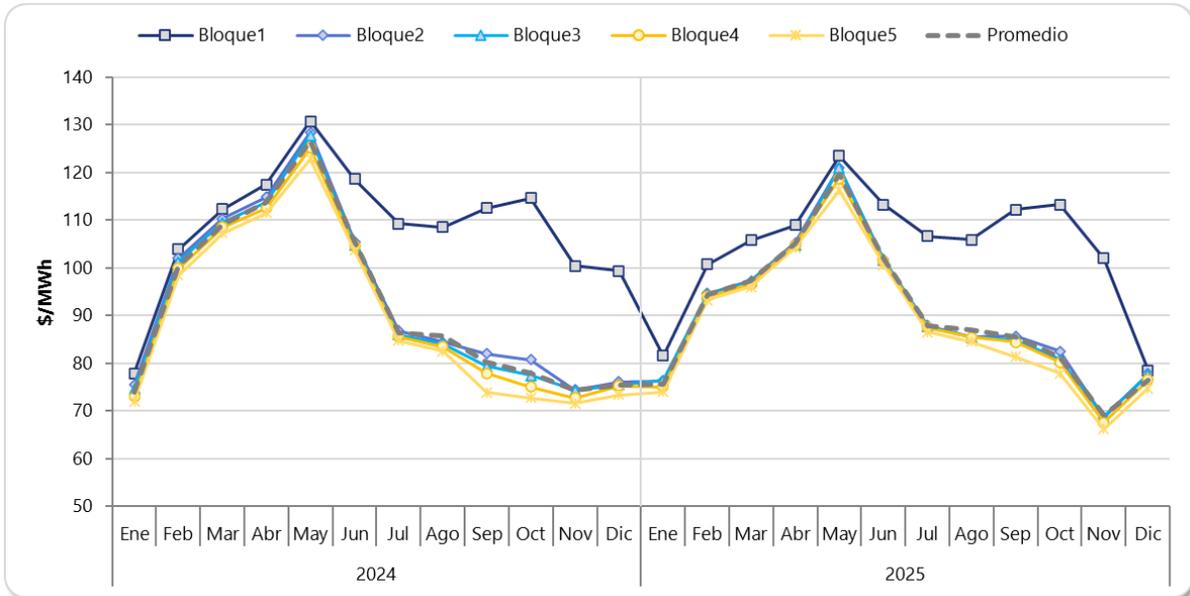


Tabla 22. Costos marginales por bloque estimado para el sistema de Guatemala (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	Ene	77.88	75.47	74.63	72.94	72.01	73.9
2024	Feb	103.89	101.99	101.3	99.88	98.48	100.6
2024	Mar	112.39	110.33	109.48	108.56	107.3	109.16
2024	Abr	117.47	114.92	113.76	112.58	111.45	113.73
2024	May	130.79	128.44	127.68	125.23	122.86	126.54
2024	Jun	118.62	105.53	104.87	104.57	103.67	105.49
2024	Jul	109.32	86.88	86.08	85.59	84.73	86.47
2024	Ago	108.6	84.4	84.1	83.46	82.59	85.87
2024	Sep	112.6	82.06	79.35	77.93	73.95	80.25
2024	Oct	114.7	80.78	77.52	75.08	72.78	77.88
2024	Nov	100.4	74.4	74.31	72.79	71.57	74.31
2024	Dic	99.44	76.15	75.49	75.28	73.42	75.53
2024	Promedio	108.84	93.44	92.38	91.16	89.57	92.42
2025	Ene	81.6	76.36	76.47	75.07	74.04	75.65
2025	Feb	100.79	94.63	94.44	94.08	93.33	94.45
2025	Mar	105.78	97.27	97.17	96.65	96.01	97.25
2025	Abr	108.95	105.3	104.84	104.86	104.26	105.14
2025	May	123.53	121.06	121.02	118.73	116.37	119.68
2025	Jun	113.28	101.85	101.69	101.4	100.71	102.07
2025	Jul	106.68	87.9	87.7	87.48	86.58	87.94
2025	Ago	105.93	85.51	85.48	85.51	84.6	87.09
2025	Sep	112.28	85.68	85.01	84.45	81.4	85.58
2025	Oct	113.24	82.55	80.84	80.24	77.89	81.45
2025	Nov	102.05	68.65	68.88	67.57	66.29	69.11
2025	Dic	78.54	77.77	77.56	76.56	74.77	76.6
2025	Promedio	104.39	90.38	90.09	89.38	88.02	90.13

En la **Figura 14** se ilustra el comportamiento de los costos marginales mensuales estimados para el sistema de Guatemala en los cinco bloques de demanda.

Figura 14. Costos marginales promedio mensual por bloque estimados para el sistema de Guatemala.



Como se observa, los costos marginales del sistema guatemalteco muestran un comportamiento ligado a las dos estaciones del año, puesto que en la estación seca los costos marginales son mayores que en la época lluviosa. También es notable que los costos marginales en el bloque de demanda máxima (bloque 1) son los más altos de todos los bloques de demanda, debido que este bloque se atiende con generación térmica principalmente con combustibles derivados del petróleo, incluso en la estación lluviosa.

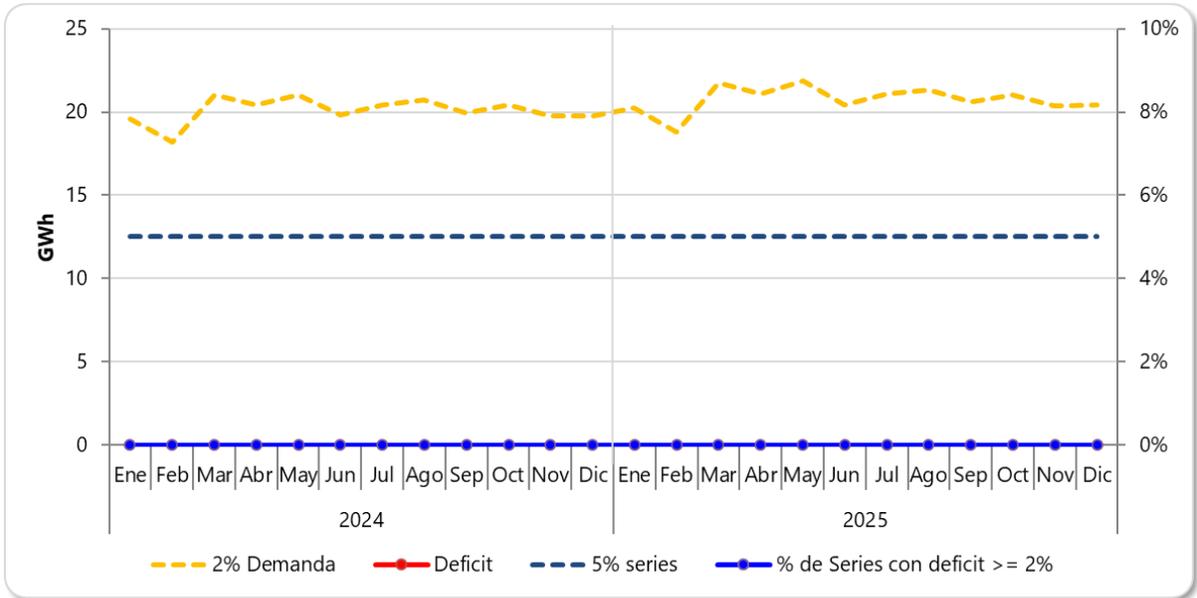
4.1.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El criterio de confiabilidad adoptado considera riesgo de déficit en un sistema si en una de las etapas del horizonte de estudio, se supera el 2% de la demanda en más del 5% de las series hidrológicas analizadas. En el presente Planeamiento, el sistema eléctrico de Guatemala no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de todas las series analizadas presenta déficit.

En la **Figura 15** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Guatemala para el periodo de julio 2023 a diciembre 2024.



Figura 15. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Guatemala.





4.2. Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador

4.2.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema salvadoreño totaliza **6,067.8 GWh** para el período de enero a diciembre 2024 y **6,634.9 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables son los que aportan la mayor proporción de la energía generada; de enero a julio de 2023 con una proporción del 90.4 % y de enero a diciembre de 2024 con una proporción de 80.3 %. En la siguiente tabla se muestra el despacho de energía en el sistema de El Salvador por tipo de recurso en cada una de las etapas del estudio.

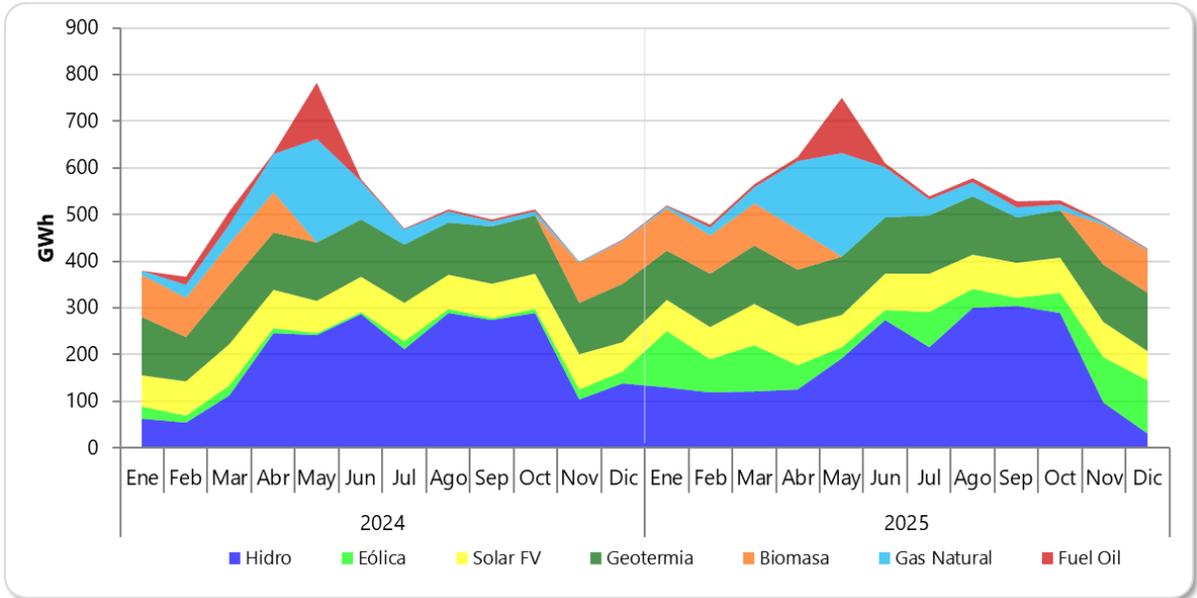
Tabla 23. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2024	Ene	63.4	26.2	66.6	125.2	90.3	7.9	0.0	379.6
2024	Feb	53.5	15.8	72.9	94.4	84.4	28.1	18.0	367.1
2024	Mar	113.2	21.5	88.8	125.2	90.3	39.6	28.4	506.9
2024	Abr	245.8	11.4	82.4	121.2	87.3	81.5	1.5	631.1
2024	May	241.5	5.3	67.6	125.2	0.0	222.1	120.3	782.0
2024	Jun	286.3	4.7	76.9	121.2	0.0	82.4	3.4	574.8
2024	Jul	212.4	16.2	82.2	125.2	0.0	32.2	2.4	470.6
2024	Ago	288.9	8.6	73.9	111.3	0.0	24.0	3.9	510.5
2024	Sep	274.4	4.1	74.2	121.2	0.0	10.9	4.2	489.1
2024	Oct	289.0	9.7	75.1	125.2	0.0	7.8	3.8	510.5
2024	Nov	104.2	21.0	76.0	108.8	87.3	1.5	0.3	399.2
2024	Dic	138.5	24.8	64.0	125.2	90.3	2.7	1.3	446.6
2024	Total	2,311.0	169.4	900.5	1,429.2	529.8	540.6	187.3	6,067.8
2025	Ene	130.3	120.5	66.6	104.9	90.3	5.5	1.8	519.9
2025	Feb	118.9	70.4	70.3	113.1	81.5	17.5	7.1	478.8
2025	Mar	120.6	99.0	88.8	125.2	90.3	34.8	6.1	564.7
2025	Abr	125.5	52.5	82.4	121.2	87.3	146.5	7.7	623.0
2025	May	192.1	24.3	67.6	125.2	0.0	222.3	119.8	751.2
2025	Jun	273.9	21.5	76.9	121.2	0.0	108.3	8.5	610.3
2025	Jul	216.4	74.7	82.2	125.2	0.0	35.2	5.1	538.7
2025	Ago	300.3	39.7	73.9	125.2	0.0	29.6	9.6	578.3
2025	Sep	303.6	19.0	74.2	96.7	0.0	23.1	11.3	527.9
2025	Oct	288.3	44.4	75.1	100.9	0.0	13.9	7.3	529.9
2025	Nov	97.7	96.7	76.0	121.2	87.3	4.7	2.2	485.8
2025	Dic	30.0	114.1	64.0	125.2	90.3	2.0	1.0	426.5
2025	Total	2,197.6	776.7	898.0	1,405.1	526.9	643.1	187.5	6,634.9



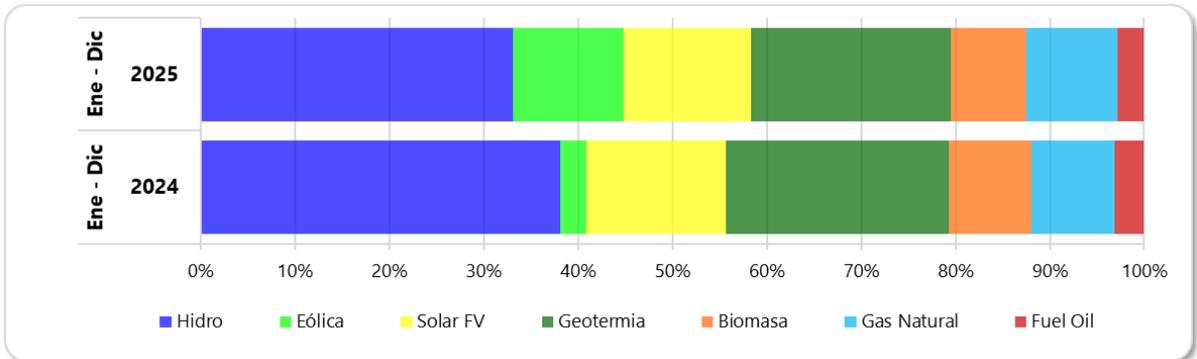
En la **Figura 16** se muestra el comportamiento del despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 16. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 17** se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en el sistema salvadoreño para el mismo período.

Figura 17. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso.





En la **Figura 17** se observa que en el período de enero a diciembre de 2025 la proporción de generación eólica y solar se incrementa respecto del período de enero a diciembre 2024, esto debido a las incorporaciones de generación con esos recursos previstas a entrar en operación en enero de 2025.

4.2.2. Intercambios en el MER

Las importaciones netas de El Salvador totalizan **1479.7 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **1,249.7 GWh** de enero a diciembre 2025, en tanto que las exportaciones netas totalizan **208.7 GWh** de enero a diciembre 2024 y **228.5 GWh** de enero a diciembre 2025.

En la **Tabla 24** se muestra el detalle de los intercambios netos de energía por mes estimados de El Salvador en el MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Tabla 24. Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	Ene	217.5	0.0
2024	Feb	185.8	0.0
2024	Mar	132.9	0.5
2024	Abr	18.0	29.3
2024	May	0.9	141.1
2024	Jun	50.1	22.1
2024	Jul	153.2	2.2
2024	Ago	125.4	3.0
2024	Sep	124.5	4.7
2024	Oct	116.4	5.8
2024	Nov	201.4	0.0
2024	Dic	153.6	0.1
2024	Total	1,479.7	208.7

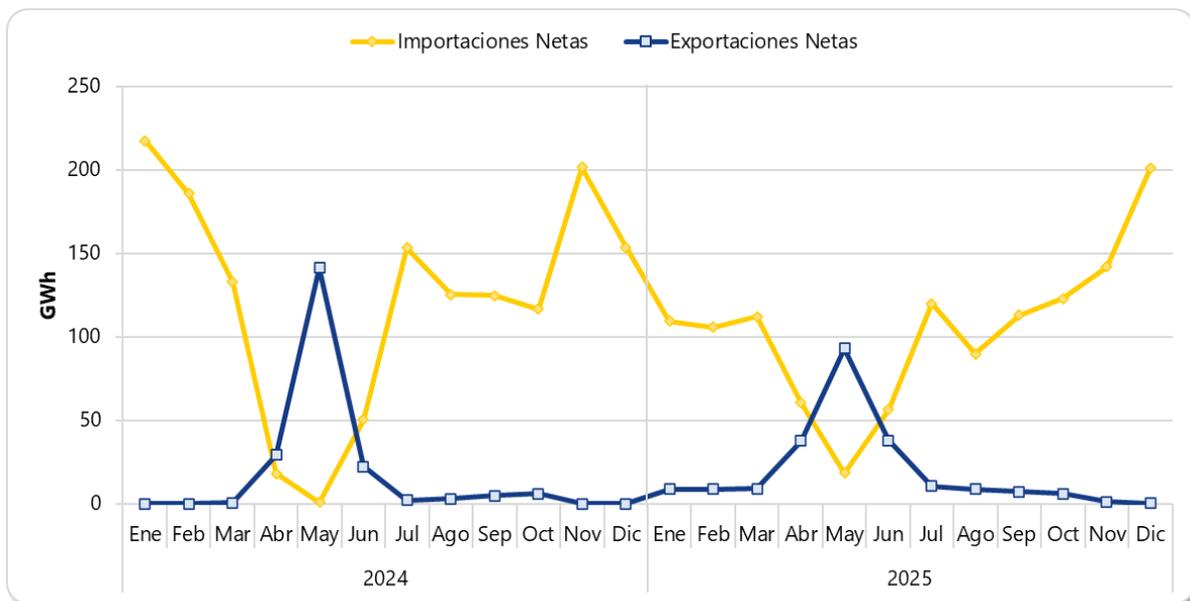


Continuación **Tabla 24.** Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	Ene	109.4	8.8
2025	Feb	105.6	8.5
2025	Mar	111.9	9.1
2025	Abr	60.5	37.5
2025	May	18.2	93.1
2025	Jun	56.4	38.0
2025	Jul	119.7	10.4
2025	Ago	89.6	8.7
2025	Sep	112.9	7.1
2025	Oct	122.8	6.1
2025	Nov	141.8	1.1
2025	Dic	200.8	0.1
2025	Total	1,249.7	228.5

En la **Figura 18** se muestra el comportamiento de las exportaciones e importaciones netas estimadas para El Salvador en el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 18. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de El Salvador en el MER.





Como puede observarse en la **Figura 18**, El Salvador resulta con mayor tendencia importadora, debido que los retiros de energía estimados del MER ocurren en más etapas y con valores mayores que las inyecciones en todo el período. También se observa que las mayores importaciones resultarían en los meses de época seca, principalmente al inicio del año en los meses de enero a marzo, y al final del año en los meses de noviembre y diciembre.

Los intercambios de energía de El Salvador en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de Guatemala y Honduras, siendo mayores los intercambios con el sistema guatemalteco, tal como se puede observar en la **Tabla 25**.

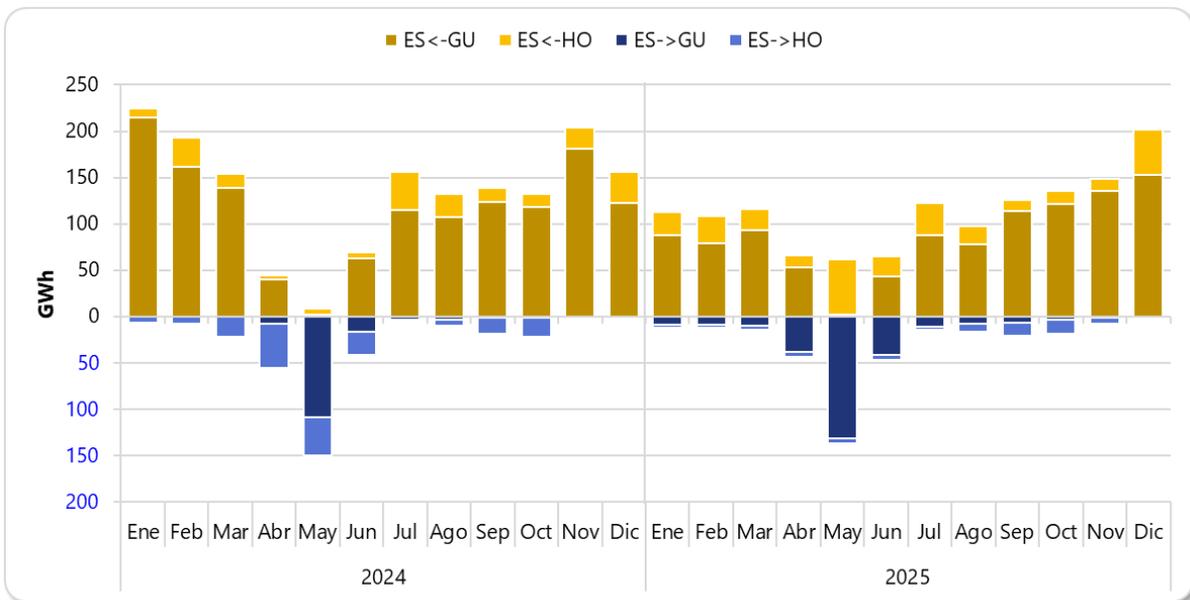
Tabla 25. Intercambio de energía estimado de El Salvador con Guatemala y Honduras (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde Honduras	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia Honduras
2024	Ene	214.6	9.6	0.0	6.7
2024	Feb	161.3	31.7	0.0	7.2
2024	Mar	138.8	15.1	0.3	21.3
2024	Abr	40.5	3.5	7.2	48.1
2024	May	1.9	7.1	108.8	40.4
2024	Jun	63.2	6.0	16.6	24.6
2024	Jul	114.7	41.5	3.1	2.1
2024	Ago	107.7	24.3	3.8	5.9
2024	Sep	124.0	14.7	1.6	17.2
2024	Oct	118.5	13.5	1.5	19.9
2024	Nov	181.0	23.1	0.0	2.6
2024	Dic	122.5	33.6	0.1	2.4
2024	Total	1,388.6	223.7	142.9	198.5
2025	Ene	87.5	25.5	9.1	3.3
2025	Feb	79.4	29.3	8.8	2.7
2025	Mar	93.6	22.9	9.6	4.1
2025	Abr	53.1	12.8	38.1	4.8
2025	May	1.9	59.7	131.6	5.0
2025	Jun	43.5	21.2	41.6	4.6
2025	Jul	88.2	34.8	11.3	2.3
2025	Ago	77.6	19.8	8.1	8.4
2025	Sep	114.3	11.7	6.4	13.8
2025	Oct	121.7	13.5	3.6	14.8
2025	Nov	135.9	12.4	1.1	6.5
2025	Dic	153.2	48.2	0.2	0.4
2025	Total	1049.6	311.8	269.5	70.7



La **Figura 19** ilustra el comportamiento de los intercambios de energía estimados de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras, siendo notable que las importaciones ocurren principalmente desde el sistema guatemalteco. Las exportaciones muestran un comportamiento variable; en el año 2024 se estima que las exportaciones son principalmente hacia Honduras mientras que en el año 2025 son mayores hacia Guatemala, excepto en el mes de mayo de ambos años, en el que las exportaciones ocurren principalmente hacia el sistema guatemalteco.

Figura 19. Exportaciones e importaciones estimadas de El Salvador con Guatemala y Honduras.



4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado estimados para el sistema de El Salvador tomarán valores entre **88.12 y 124.17 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2024, y entre **84.59 y 118.76 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025.

En la **Tabla 26** se presenta el costo marginal mensual por bloque del sistema de El Salvador para el período de julio 2023 a diciembre 2024.



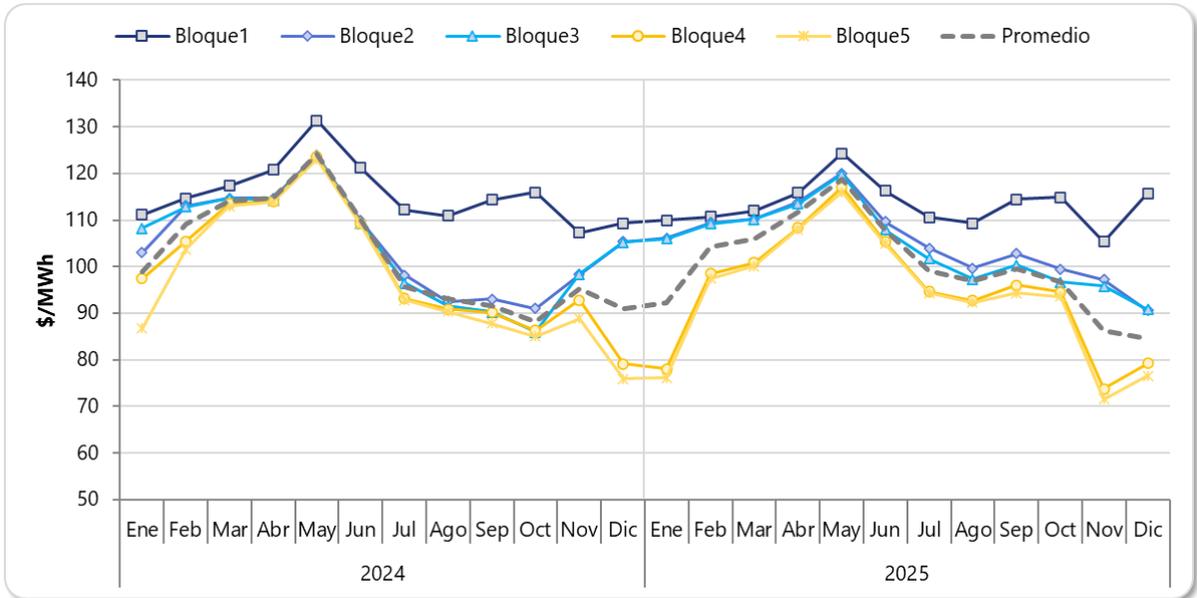
Tabla 26. Costo marginal promedio mensual estimado por bloque del sistema de El Salvador (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	Ene	111.09	103.04	108.21	97.48	86.74	98.83
2024	Feb	114.66	113.01	112.87	105.42	103.79	109.2
2024	Mar	117.32	114.7	114.63	113.49	112.94	114.15
2024	Abr	120.76	114.66	114.27	114.05	113.93	114.66
2024	May	131.37	123.91	123.79	123.58	123.02	124.17
2024	Jun	121.18	109.81	109.27	109.33	109	110
2024	Jul	112.23	98.21	96.51	93.15	92.81	95.74
2024	Ago	110.88	92.5	91.53	90.88	90.36	93.12
2024	Sep	114.38	93.04	90.26	90.16	87.79	91.7
2024	Oct	115.95	91.06	85.93	86.35	84.99	88.12
2024	Nov	107.27	98.26	98.37	92.78	88.92	95.23
2024	Dic	109.3	105.3	105.2	79.17	75.9	90.97
2024	Promedio	115.53	104.79	104.24	99.65	97.52	102.11
2025	Ene	109.99	106.13	105.97	78.04	76.14	92.26
2025	Feb	110.67	109.44	109.19	98.48	97.39	104.19
2025	Mar	112.03	110.21	110.21	100.85	100.1	106.01
2025	Abr	115.85	113.85	113.53	108.37	108.01	111.75
2025	May	124.32	119.97	119.83	117.06	115.96	118.76
2025	Jun	116.29	109.58	107.95	105.37	104.93	107.94
2025	Jul	110.61	103.98	101.71	94.64	94.29	99.19
2025	Ago	109.3	99.65	97.33	92.69	92.32	97.02
2025	Sep	114.45	102.75	100.29	96.09	94.31	99.46
2025	Oct	114.9	99.44	96.66	94.58	93.6	96.8
2025	Nov	105.3	97.17	95.84	73.78	71.58	86.23
2025	Dic	115.69	90.63	90.79	79.26	76.51	84.59
2025	Promedio	113.28	105.23	104.11	94.93	93.76	100.31

De manera comparativa, la **Figura 20** ilustra el comportamiento de los costos marginales estimados por bloque del sistema de El Salvador para cada uno de los meses del período de estudio.



Figura 20. Costo marginal promedio por bloque estimado del sistema de El Salvador.



Como puede notarse, los costos marginales estimados para El Salvador muestran un comportamiento ligado a las dos estaciones del año, puesto que en la estación seca los costos marginales son mayores que en la época lluviosa. También es notable que los costos marginales en el bloque de demanda máxima (bloque 1) son los más altos de todos los bloques de demanda, debido que este bloque se atiende con generación térmica principalmente con combustibles derivados del petróleo, incluso en la estación lluviosa.

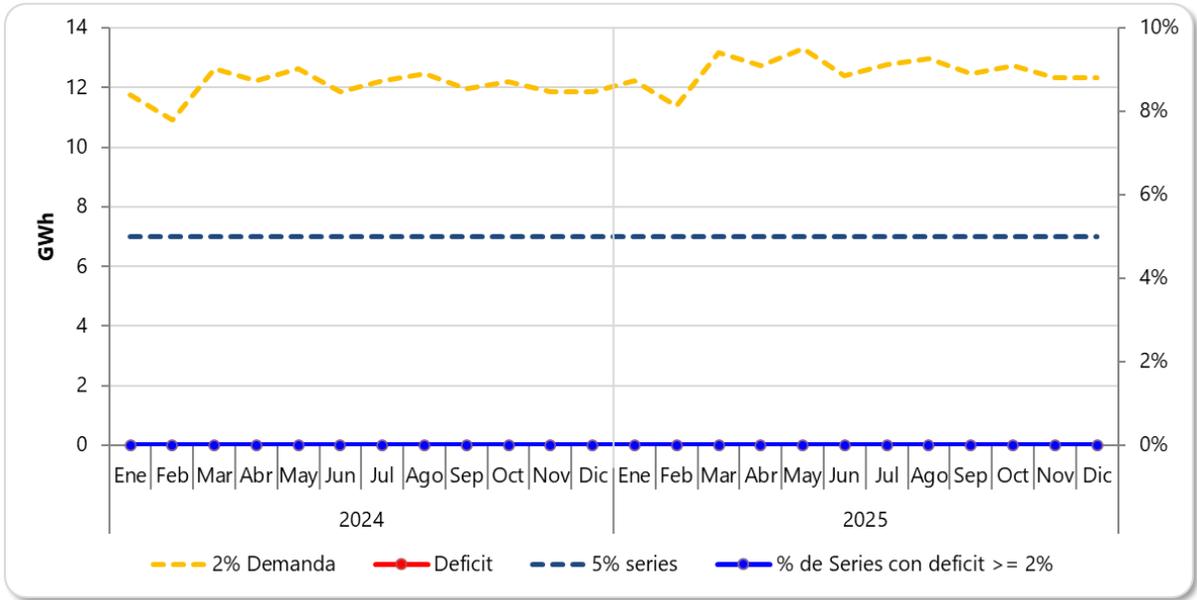
4.2.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de El Salvador no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

En la **Figura 21** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de El Salvador para el período de julio 2023 a diciembre 2024.



Figura 21. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de El Salvador.





4.3. Resultados para el sistema eléctrico de Honduras

4.3.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema hondureño totaliza **11,113.7 GWh** para el período de enero a diciembre 2024 y **11,125.7 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables son los que resultan con el mayor aporte a la matriz eléctrica, con una proporción del 65.6 %; los derivados del petróleo aportan una proporción del 27 % y el carbón complementa el 7.5 % restante.

En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho de energía por recurso para el sistema de Honduras.

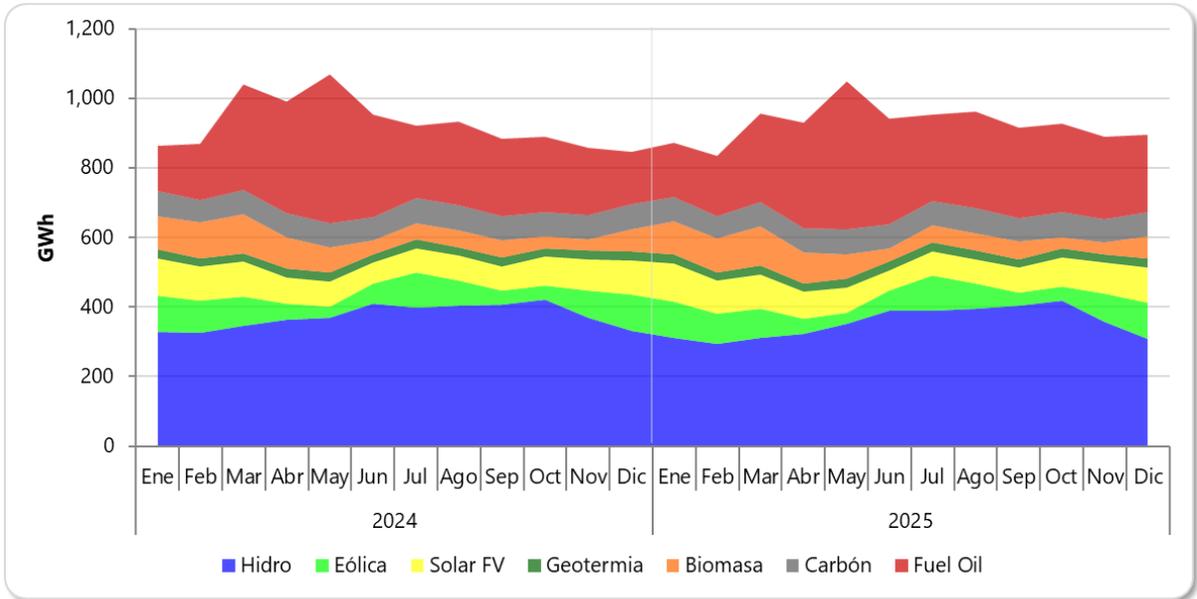
Tabla 27. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Geotermia	Biomasa	Carbón	Fuel Oil	Total
2024	Ene	327.0	104.8	108.1	25.6	96.8	70.3	129.8	862.4
2024	Feb	326.7	89.8	98.9	24.0	103.1	65.8	160.4	868.7
2024	Mar	345.6	83.5	100.2	25.6	111.2	70.3	303.2	1,039.7
2024	Abr	363.4	44.7	76.8	24.8	90.6	68.0	323.0	991.3
2024	May	369.5	30.8	72.9	25.6	71.1	70.3	429.0	1,069.2
2024	Jun	409.2	58.7	58.8	24.8	39.2	68.0	294.2	952.8
2024	Jul	396.3	102.1	69.8	25.6	48.0	70.3	209.9	921.9
2024	Ago	402.4	74.0	70.2	25.6	49.0	70.3	239.8	931.4
2024	Sep	407.6	39.3	69.7	24.8	50.6	68.0	222.2	882.1
2024	Oct	420.2	41.5	82.4	25.6	33.6	70.3	215.1	888.7
2024	Nov	367.5	80.2	89.8	24.8	33.0	68.0	195.0	858.3
2024	Dic	330.1	103.9	100.8	25.6	63.7	70.3	152.9	847.2
2024	2024	4,465.6	853.2	998.5	302.2	789.7	830.1	2,874.5	11,113.7
2025	Ene	311.1	104.8	108.1	25.6	96.8	70.3	154.8	871.6
2025	Feb	293.5	86.7	95.5	23.1	99.5	63.5	173.2	835.0
2025	Mar	310.4	83.5	100.2	25.6	111.2	70.3	254.5	955.8
2025	Abr	321.2	44.7	76.8	24.8	90.6	68.0	302.6	928.7
2025	May	352.0	30.8	72.9	25.6	71.1	70.3	427.2	1,049.8
2025	Jun	388.2	58.7	58.8	24.8	39.2	68.0	302.9	940.5
2025	Jul	388.3	102.1	69.8	25.6	48.0	70.3	249.0	953.0
2025	Ago	393.6	74.0	70.2	25.6	49.0	70.3	278.4	961.3
2025	Sep	403.1	39.3	69.7	24.8	50.6	68.0	261.0	916.4
2025	Oct	418.1	41.5	82.4	25.6	33.6	70.3	256.1	927.5
2025	Nov	357.1	80.2	89.8	24.8	33.0	68.0	236.5	889.5
2025	Dic	307.6	103.9	100.9	25.6	63.7	70.3	224.6	896.6
2025	2025	4,244.1	850.1	995.2	301.4	786.2	827.8	3,121.0	11,125.7



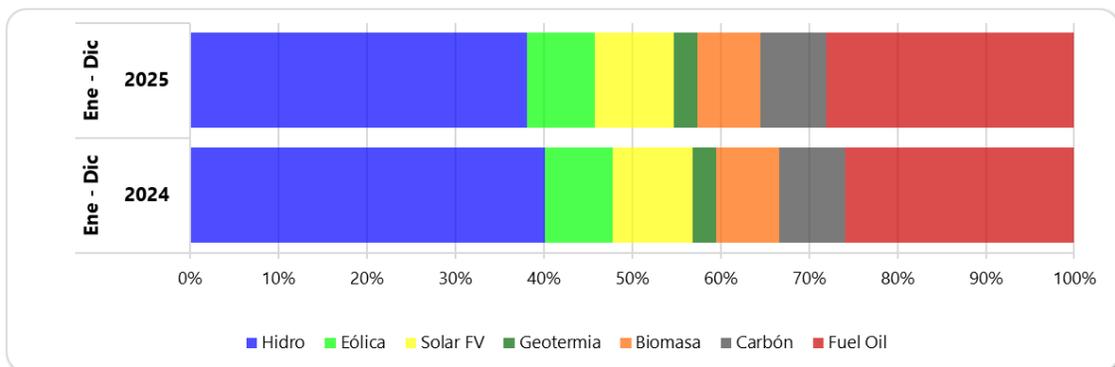
En la **Figura 22** se ilustra el comportamiento del despacho cronológico de energía estimado en Honduras por tipo de recurso para el periodo de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 22. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 23** se muestra la composición porcentual por tipo de recurso del despacho de generación en el sistema de Honduras para el periodo de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 23. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso.





En la **Figura 23** se observa que para el período de enero a diciembre de 2024 la generación con recursos renovables es alrededor de 200 GWh mayor que en el período de enero a diciembre 2025, que es compensada con generación a base de derivados del petróleo.

4.3.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, las importaciones netas de Honduras totalizan **923.7 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **1,236.6 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025, mientras que las exportaciones netas totalizan **105.7 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **17.7 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025.

Las importaciones y exportaciones netas estimadas para el sistema hondureño en el MER se presentan con detalle mensual en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	Ene	108.5	0.0
2024	Feb	49.9	16.1
2024	Mar	31.4	27.3
2024	Abr	20.1	6.7
2024	May	9.7	47.7
2024	Jun	31.4	7.5
2024	Jul	91.5	0.1
2024	Ago	98.5	0.2
2024	Sep	109.6	0.0
2024	Oct	118.9	0.0
2024	Nov	119.2	0.0
2024	Dic	135.1	0.0
2024	Total	923.7	105.7

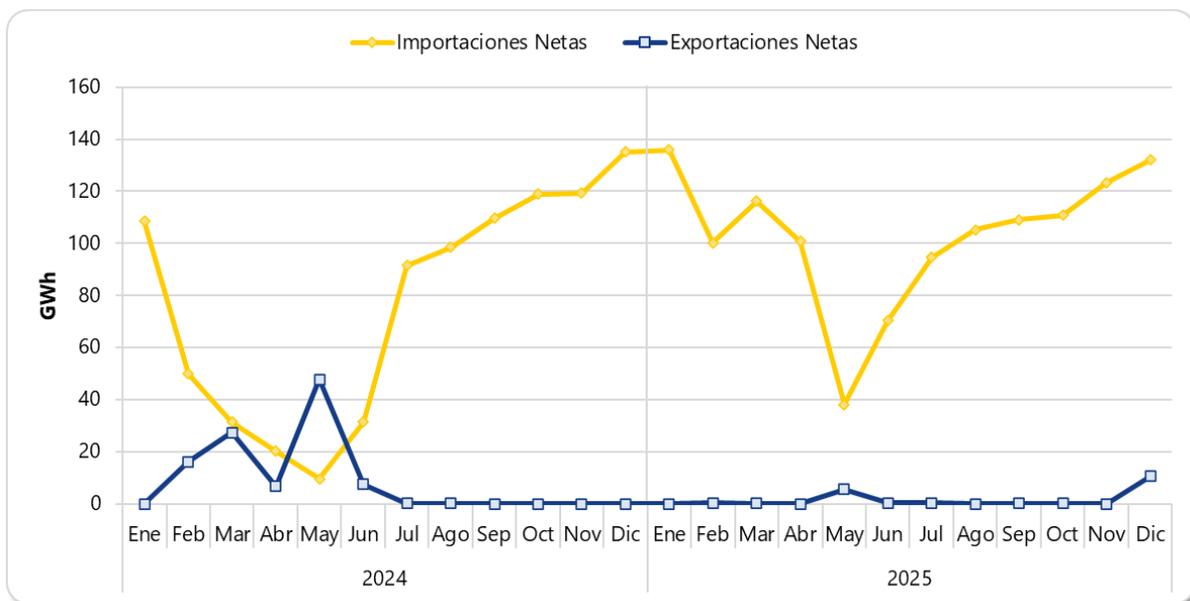


Continuación **Tabla 28.** Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	Ene	135.9	0.0
2025	Feb	100.2	0.2
2025	Mar	116.3	0.2
2025	Abr	100.8	0.0
2025	May	38.1	5.6
2025	Jun	70.4	0.4
2025	Jul	94.7	0.3
2025	Ago	105.2	0.0
2025	Sep	109.0	0.2
2025	Oct	110.8	0.2
2025	Nov	123.3	0.0
2025	Dic	132.1	10.6
2025	Total	1,236.6	17.7

En la figura que sigue a continuación se muestra el comportamiento cronológico de las importaciones y exportaciones del sistema de Honduras en el MER.

Figura 24. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER.





En la **Figura 24** se puede observar que el sistema hondureño resulta básicamente un importador neto, debido que se estiman retiros altos durante todo el período del planeamiento. Es notable que las importaciones más altas resultan en las etapas de la época lluviosa, mientras que las menores importaciones ocurren en el mes de mayo. También se observa que las exportaciones estimadas ocurren principalmente entre los meses de febrero a junio de 2024, y son prácticamente nulas el resto del período.

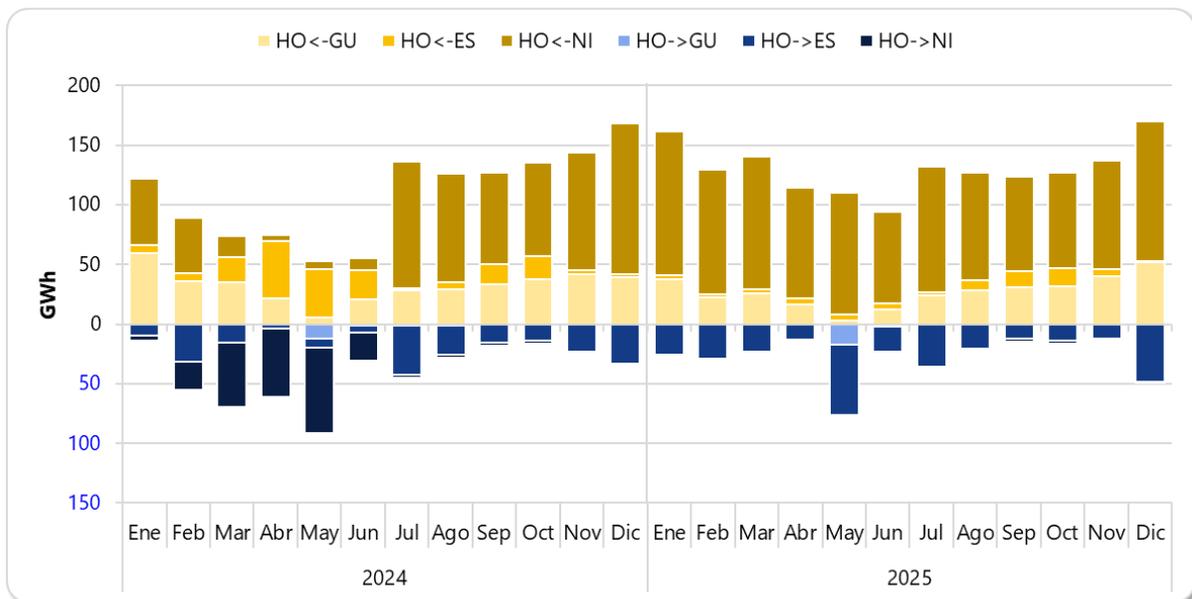
Teniendo en consideración que los intercambios del sistema hondureño en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Guatemala, El Salvador y Nicaragua, se presenta a continuación la **Tabla 29** con el detalle mensual de los mismos.

Tabla 29. Intercambio de energía estimado de Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Nicaragua	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Nicaragua
2024	Ene	59.5	6.7	56.0	0.0	9.6	4.1
2024	Feb	35.7	7.2	45.8	0.3	31.7	22.9
2024	Mar	35.0	21.3	17.3	0.3	15.1	54.1
2024	Abr	21.4	48.1	5.1	0.1	3.5	57.6
2024	May	5.3	40.4	7.3	12.5	7.1	71.5
2024	Jun	20.8	24.6	9.6	0.9	6.0	24.1
2024	Jul	28.3	2.1	106.0	1.4	41.5	2.1
2024	Ago	29.3	5.9	91.0	1.5	24.3	2.1
2024	Sep	33.2	17.2	76.9	0.5	14.7	2.5
2024	Oct	37.3	19.9	78.1	0.4	13.5	2.6
2024	Nov	42.2	2.6	99.3	0.0	23.1	1.7
2024	Dic	39.2	2.4	127.1	0.0	33.6	0.1
2024	Total	387.1	198.5	719.3	17.8	223.7	245.4
2025	Ene	37.4	3.3	121.0	0.1	25.5	0.3
2025	Feb	22.6	2.7	104.2	0.0	29.3	0.2
2025	Mar	25.5	4.1	110.8	0.0	22.9	1.4
2025	Abr	16.7	4.8	93.1	0.0	12.8	1.1
2025	May	2.9	5.0	102.3	17.0	59.7	0.9
2025	Jun	12.5	4.6	77.2	2.1	21.2	1.1
2025	Jul	24.5	2.3	104.9	0.7	34.8	1.8
2025	Ago	27.9	8.4	90.8	0.6	19.8	1.7
2025	Sep	31.0	13.8	78.8	0.7	11.7	2.3
2025	Oct	32.0	14.8	80.4	0.1	13.5	2.9
2025	Nov	39.8	6.5	90.6	0.1	12.4	1.2
2025	Dic	52.1	0.4	117.4	0.2	48.2	0.0
2025	Total	324.9	70.7	1171.5	21.6	311.8	14.8

En términos comparativos, la **Figura 25** ilustra el comportamiento de las exportaciones e importaciones estimadas de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua para el período de julio 2023 a diciembre 2024.

Figura 25. Exportaciones e importaciones estimadas de Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.



Según puede observarse, las importaciones de este sistema resultan principalmente desde Nicaragua, también hay importantes importaciones desde Guatemala y en menor proporción desde El Salvador. En cuanto a las exportaciones, se observa que son más constantes hacia El Salvador, mientras que hacia Guatemala son ocasionales y muy bajas, pero hacia Nicaragua son considerables en los meses de febrero a junio de 2024 y prácticamente nulas el resto del período.

4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Honduras se estima que tomarán valores entre **99.65** y **127.35 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2024, y entre **100.99** y **122.47 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025.

En la **Tabla 30** se presenta el costo marginal promedio mensual por bloque estimado en el sistema de Honduras para el horizonte este planeamiento.

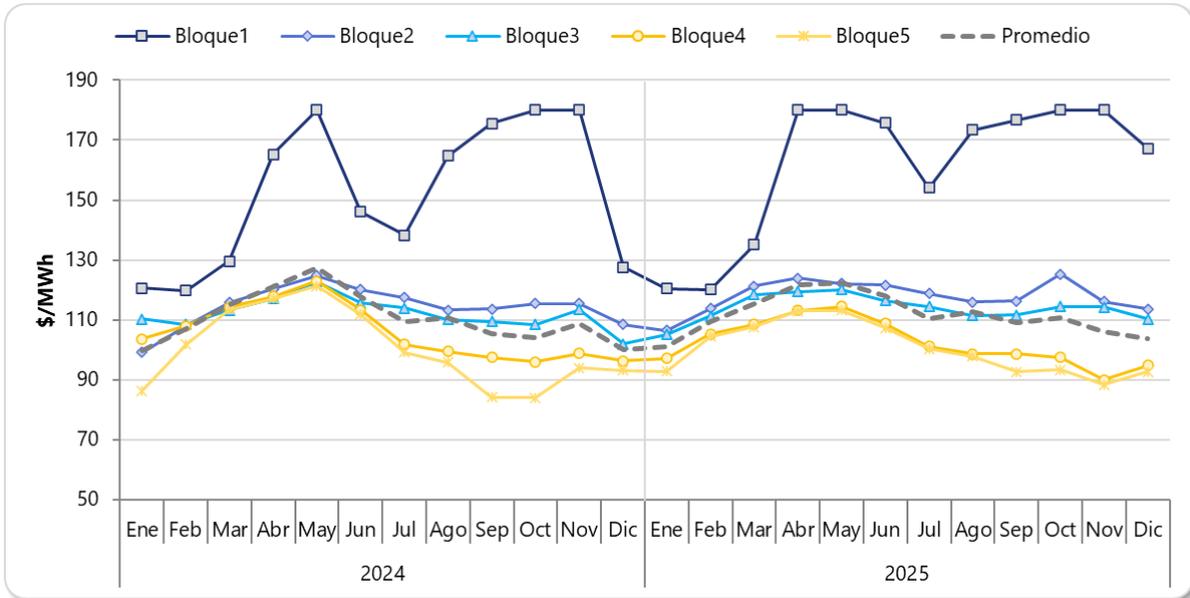


Tabla 30. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Honduras (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	Ene	120.58	99.11	110.22	103.64	86.33	99.65
2024	Feb	119.78	107.98	108.51	107.91	101.8	107.13
2024	Mar	129.65	115.83	113.31	114.34	113.45	115.06
2024	Abr	165.16	120.31	117.15	117.87	117.18	121.04
2024	May	180	124.72	122.72	122.92	121.33	127.35
2024	Jun	146.16	120.15	115.67	113.24	111.85	117.64
2024	Jul	138.22	117.43	114.02	101.78	99.1	109.24
2024	Ago	164.75	113.33	110.12	99.46	95.81	110.57
2024	Sep	175.51	113.62	109.47	97.5	84.09	105.53
2024	Oct	180	115.4	108.5	96.02	83.91	104.14
2024	Nov	180	115.41	113.54	98.8	93.92	108.77
2024	Dic	127.68	108.41	102.05	96.37	93.07	100.12
2024	Promedio	152.29	114.31	112.11	105.82	100.15	110.51
2025	Ene	120.48	106.5	105.1	97.13	92.84	100.99
2025	Feb	120.09	113.8	111.35	105.35	104.39	109.42
2025	Mar	135.16	121.22	118.41	108.44	107.58	115.44
2025	Abr	180	123.9	119.46	113.13	112.88	121.84
2025	May	180	122.13	120.12	114.44	113.1	122.47
2025	Jun	175.68	121.7	116.42	108.77	107.34	118.2
2025	Jul	154.09	118.74	114.54	101.09	100.29	110.29
2025	Ago	173.39	115.94	111.5	98.69	97.78	112.63
2025	Sep	176.71	116.29	111.7	98.71	92.63	109.1
2025	Oct	180	125.25	114.52	97.47	93.35	110.75
2025	Nov	180	116.11	114.31	89.92	88.27	105.98
2025	Dic	167.22	113.56	110.22	94.85	92.57	103.67
2025	Promedio	161.9	117.93	113.97	102.33	100.25	111.73

De manera comparativa, la **Figura 26** ilustra el comportamiento de los costos marginales estimados por bloque del sistema de Honduras para cada uno de los meses del período de estudio.

Figura 26. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Honduras.



Como puede notarse, los costos marginales estimados para Honduras muestran un comportamiento ligado a las dos estaciones del año, puesto que en la estación seca los costos marginales son mayores que en la época lluviosa. También es notable que los costos marginales en el bloque de demanda máxima (bloque 1) son los más altos de todos los bloques de demanda, debido que este bloque se atiende con generación térmica principalmente con combustibles derivados del petróleo, incluso en la estación lluviosa.

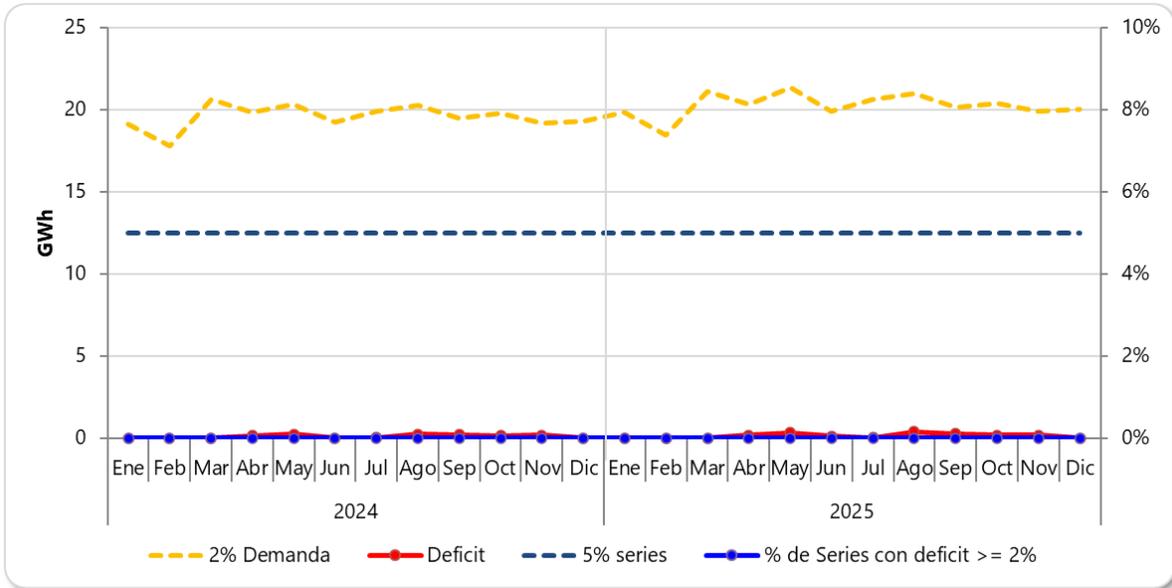
4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética

En el sistema hondureño se estima déficit de demanda en 18 de las 24 etapas del estudio, con valores que van desde 0.01 y 0.4 GWh, sin embargo estos valores el déficit no se acercan al 2 % de la demanda del sistema y tampoco ocurren en más del 5 % de las series simuladas, por lo cual se considera que este no representa riesgo para suministrar la demanda de energía eléctrica en el período de enero 2024 a diciembre 2025.

En la **Figura 27** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Honduras para el período de julio 2023 a diciembre 2024.

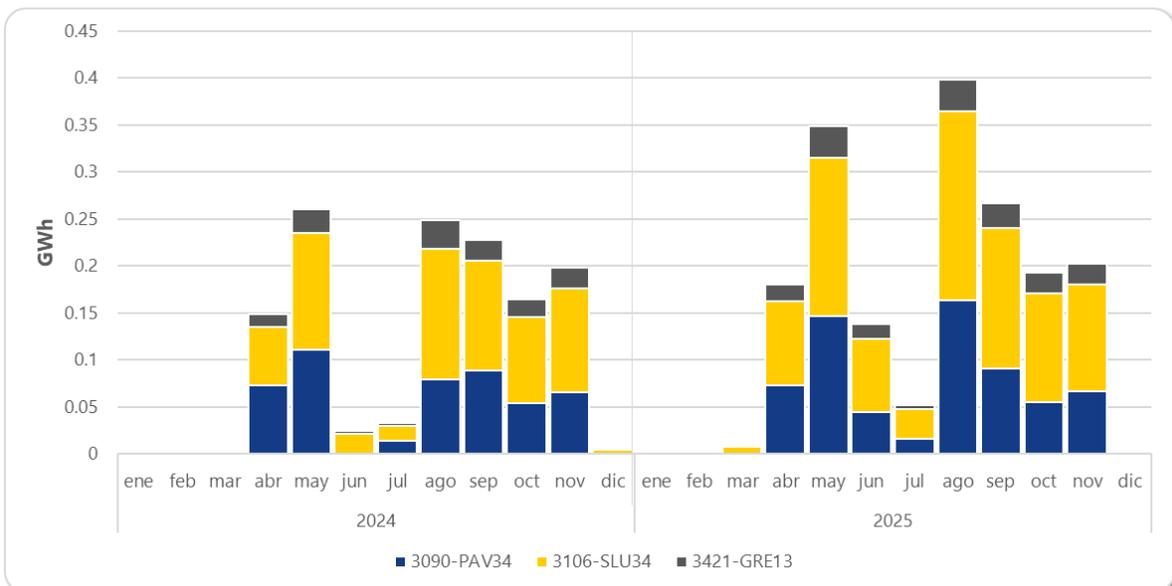


Figura 27. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Honduras.



El déficit en el sistema hondureño se relaciona con restricciones en la red de distribución, específicamente en las subestaciones Pavana, Santa Lucía y La Grecia, tal como se ilustra en la **Figura 28**.

Figura 28. Déficit por barra estimado en el sistema de Honduras.





4.4. Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua

4.4.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema nicaragüense totaliza **3,639.7 GWh** para el período de enero a diciembre 2024 y **4,312.7 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables son los que aportan la mayor proporción de la energía generada, con una proporción de 77.6 %, seguido por el gas natural que resulta con una proporción de 16.5% en el año 2024 y de 26.9 % en el año 2025, mientras que los derivados del petróleo solo aportan una proporción del 1.3 % en el año 2024 y nada en el año 2025.

En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho de energía por recurso para el sistema de Nicaragua.

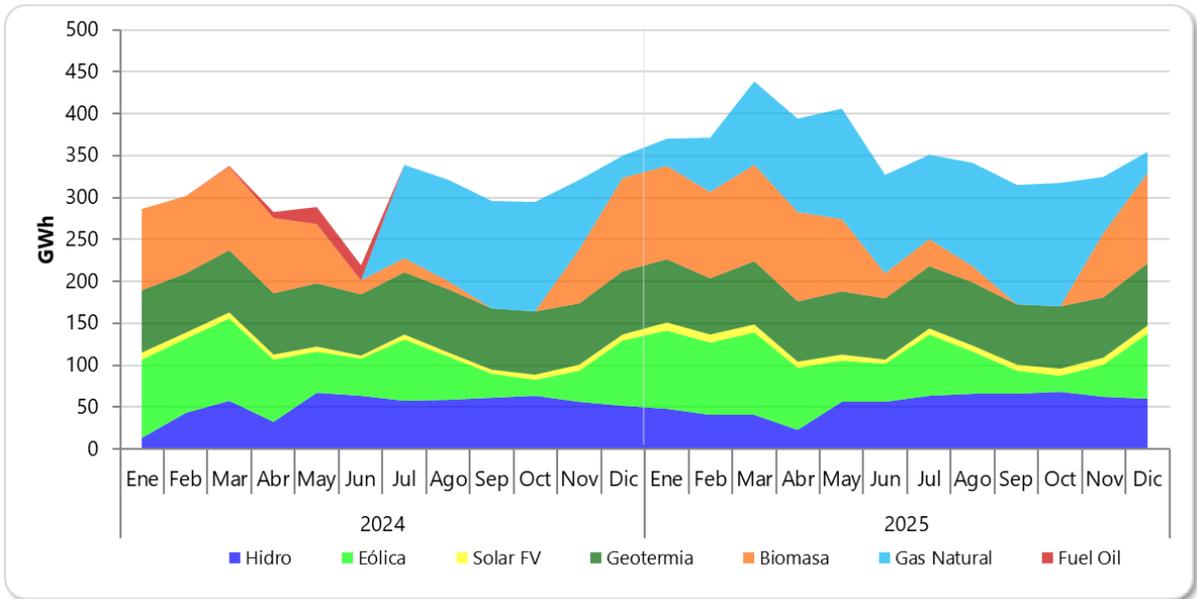
Tabla 31. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Térmico	Total
2024	Ene	13.8	92.9	8.2	74.8	97.3	0.0	0.0	97.3	287.0
2024	Feb	42.8	89.1	7.7	69.9	92.1	0.0	0.0	92.1	301.7
2024	Mar	57.5	97.9	7.7	74.8	99.1	0.0	0.5	99.6	337.4
2024	Abr	32.8	74.1	6.1	72.4	89.8	0.0	7.7	97.5	282.9
2024	May	67.5	49.5	5.7	74.8	71.1	0.0	20.4	91.5	288.9
2024	Jun	63.2	44.4	4.5	72.4	16.4	0.0	18.5	35.0	219.4
2024	Jul	58.1	72.7	5.5	74.8	17.0	111.0	0.0	128.0	339.0
2024	Ago	58.8	51.1	5.5	74.8	10.6	120.0	0.0	130.6	320.7
2024	Sep	61.6	28.3	5.4	72.4	0.0	127.9	0.0	127.9	295.6
2024	Oct	63.8	19.2	6.4	74.8	0.0	131.0	0.0	131.0	295.2
2024	Nov	56.1	38.2	6.9	72.4	65.2	82.9	0.0	148.0	321.5
2024	Dic	51.8	77.7	7.7	74.8	111.5	26.9	0.0	138.4	350.3
Total	2024	627.8	735.1	77.3	882.8	670.1	599.7	47.0	1,316.8	3,639.7
2025	Ene	48.4	92.9	10.3	74.8	111.6	31.8	0.0	143.4	369.8
2025	Feb	41.2	86.1	9.3	67.5	102.2	65.4	0.0	167.6	371.7
2025	Mar	41.5	97.9	9.7	74.8	115.5	99.4	0.0	214.8	438.6
2025	Abr	22.6	74.1	7.7	72.4	105.6	111.8	0.0	217.4	394.1
2025	May	56.3	49.5	7.1	74.8	86.9	132.1	0.0	219.0	406.6
2025	Jun	57.1	44.4	5.7	72.4	30.5	117.4	0.0	147.9	327.5
2025	Jul	64.3	72.7	7.0	74.8	31.5	100.4	0.0	131.9	350.6
2025	Ago	65.6	51.1	7.0	74.8	19.7	123.8	0.0	143.5	342.0
2025	Sep	65.7	28.3	6.8	72.4	0.0	142.0	0.0	142.0	315.3
2025	Oct	68.7	19.2	8.0	74.8	0.0	146.4	0.0	146.4	317.1
2025	Nov	62.3	38.2	8.6	72.4	76.6	66.8	0.0	143.4	324.8
2025	Dic	59.9	77.7	9.6	74.8	107.7	25.0	0.0	132.6	354.6
Total	2025	653.7	732.0	96.8	880.4	787.7	1,162.2	0.0	1,949.9	4,312.7



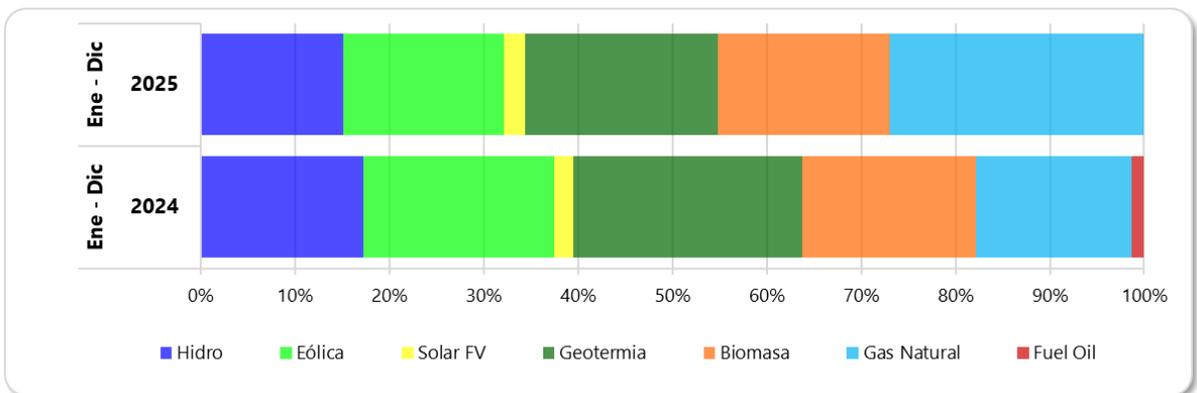
En la **Figura 29** se ilustra el comportamiento estimado del despacho cronológico de energía del sistema de Nicaragua por tipo recurso para el período de julio 2023 a diciembre 2024.

Figura 29. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 30** se muestra la composición porcentual por tipo de recurso del despacho de generación en el sistema de Nicaragua para el período de julio 2023 a diciembre 2024.

Figura 30. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso.





En la **Figura 30** se observa que la proporción del gas natural en el año 2024 es de casi 10 % menor que en el año 2025, debido que la Central Puerto Sandino está prevista a entrar en servicio en el mes de julio de 2024. También se observa que en el año 2025 la generación con derivados del petróleo prácticamente desaparece de la matriz eléctrica.

4.4.2. Intercambios en el MER

Los intercambios estimados en el MER muestran al sistema de Nicaragua con importantes importaciones, principalmente en los meses de la época lluviosa, mientras que las exportaciones son mayores en los meses de época de verano. Las importaciones totalizan **1,571.4 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **1,270.9 GWh** en el período de enero a diciembre 2025, mientras que las exportaciones totalizan **10.1 GWh** de enero a diciembre 2024 y **74.2 GWh** entre enero y diciembre 2025.

La **Tabla 32** muestra las importaciones y exportaciones netas mensuales estimadas de Nicaragua en el MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Tabla 32. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	Ene	141.6	0.0
2024	Feb	91.8	0.1
2024	Mar	109.8	0.0
2024	Abr	146.7	0.0
2024	May	158.2	0.0
2024	Jun	199.0	0.0
2024	Jul	109.1	2.6
2024	Ago	130.4	0.2
2024	Sep	137.8	0.0
2024	Oct	147.2	0.0
2024	Nov	111.2	2.3
2024	Dic	88.6	5.0
2024	Total	1,571.4	10.1

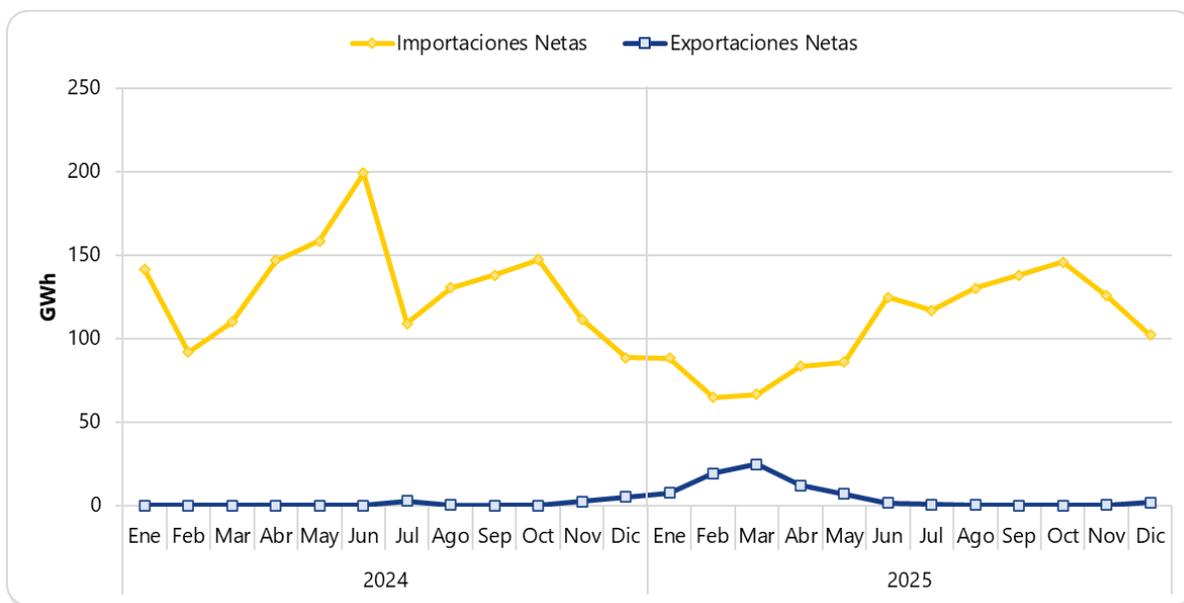


Continuación **Tabla 32.** Exportaciones e importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	Ene	88.1	7.5
2025	Feb	64.7	19.3
2025	Mar	66.5	24.5
2025	Abr	83.2	12.0
2025	May	85.8	6.9
2025	Jun	124.7	1.3
2025	Jul	116.7	0.6
2025	Ago	130.0	0.3
2025	Sep	138.0	0.0
2025	Oct	145.7	0.0
2025	Nov	125.6	0.2
2025	Dic	102.0	1.7
2025	Total	1,270.9	74.2

A continuación se presenta la **Figura 31** que muestra el comportamiento de los intercambios de energía cronológicos de Nicaragua en el MER.

Figura 31. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER.





Como se puede observar en la **Figura 31**, es notable el hecho que el sistema de Nicaragua resulta con mayor tendencia de importador, debido que los retiros estimados de energía al MER ocurren en todas las etapas del estudio, pero también es notable que las mismas se reducen a partir del mes de julio 2024, cuando entra en servicio la Central Puerto Sandino. En cuanto a las exportaciones, puede notarse que ocurren en una baja proporción solo entre noviembre 2024 y mayo 2025.

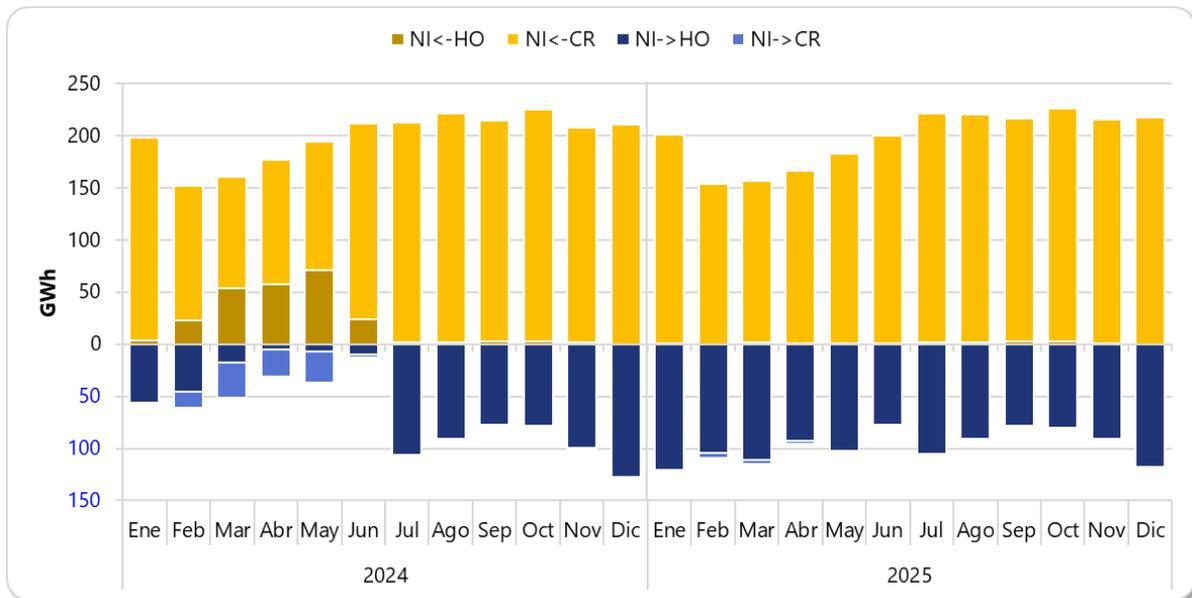
Las transacciones de Nicaragua en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Honduras y Costa Rica. A continuación se presenta la **Tabla 33** con el detalle mensual de los intercambios energéticos entre los países vecinos.

Tabla 33. Intercambio de energía estimado de Nicaragua con Honduras y Costa Rica (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica
2024	Ene	4.1	194.1	56.0	0.5
2024	Feb	22.9	129.7	45.8	15.0
2024	Mar	54.1	106.6	17.3	33.6
2024	Abr	57.6	119.9	5.1	25.7
2024	May	71.5	123.1	7.3	29.1
2024	Jun	24.1	188.0	9.6	3.5
2024	Jul	2.1	210.4	106.0	0.0
2024	Ago	2.1	219.1	91.0	0.0
2024	Sep	2.5	212.2	76.9	0.1
2024	Oct	2.6	222.7	78.1	0.0
2024	Nov	1.7	206.5	99.3	0.0
2024	Dic	0.1	210.6	127.1	0.0
2024	Total	245.4	2142.8	719.3	107.6
2025	Ene	0.3	201.4	121.0	0.1
2025	Feb	0.2	154.0	104.2	4.6
2025	Mar	1.4	155.8	110.8	4.4
2025	Abr	1.1	165.7	93.1	2.5
2025	May	0.9	182.4	102.3	2.1
2025	Jun	1.1	199.7	77.2	0.1
2025	Jul	1.8	219.8	104.9	0.6
2025	Ago	1.7	218.9	90.8	0.0
2025	Sep	2.3	214.5	78.8	0.0
2025	Oct	2.9	223.2	80.4	0.0
2025	Nov	1.2	214.8	90.6	0.0
2025	Dic	0.0	217.7	117.4	0.0
2025	Total	14.8	2367.8	1,171.5	14.4

En términos comparativos, la **Figura 32** muestra el comportamiento de las exportaciones e importaciones de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica.

Figura 32. Exportaciones e importaciones estimadas de Nicaragua con Honduras y Costa Rica.



Como se observa, las importaciones estimadas de Nicaragua resultan principalmente desde Costa Rica y solo entre febrero y junio de 2024 con valores significativos pero menores desde Honduras. Las exportaciones por el contrario, resultan principalmente hacia Honduras, las cuales ocurren a partir de julio 2024, cuando entra en servicio la Central Puerto Sandino; antes de eso resultan exportaciones hacia Honduras, pero también resultan hacia Costa Rica entre febrero y mayo 2024.

4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Nicaragua se estima que tomarán valores entre **62.66** y **153.77 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2024, y entre **59.84** y **79.63 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025.



En la **Tabla 34** se presenta el costo marginal mensual por bloque estimado del sistema de Nicaragua para el período de julio 2023 a diciembre 2024.

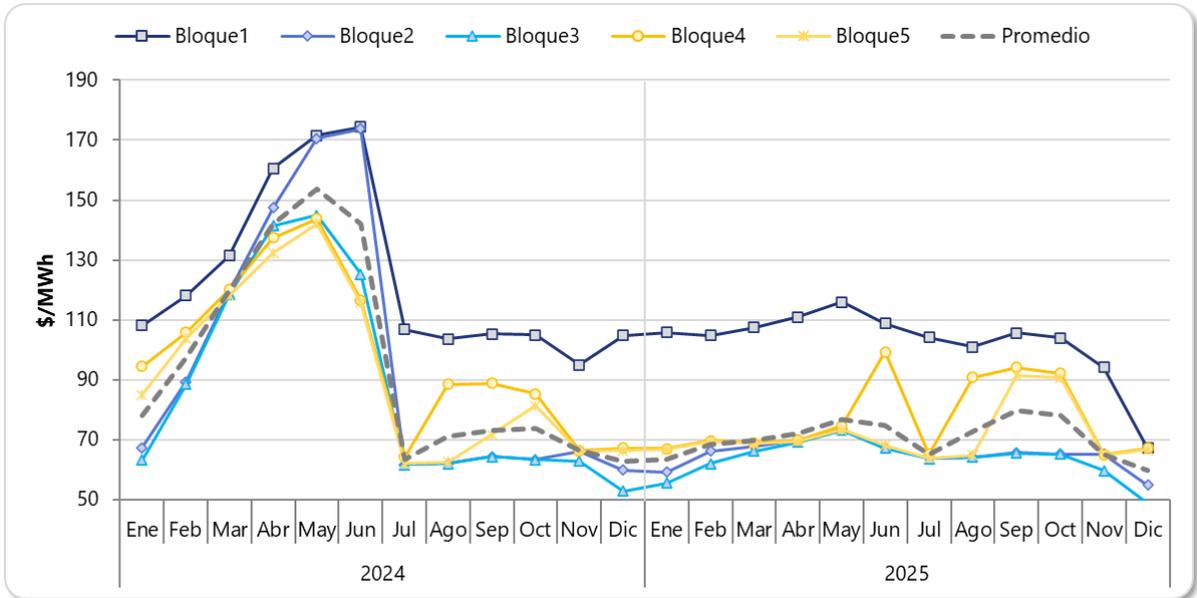
Tabla 34. Costo marginal promedio mensual por bloque del sistema de Nicaragua (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	Ene	108.2	67.26	63.21	94.51	85	78.15
2024	Feb	118.04	89.31	88.44	105.86	103.81	97.49
2024	Mar	131.45	119.45	118.43	120.2	117.96	119.62
2024	Abr	160.63	147.42	141.46	137.38	132.25	142.14
2024	May	171.51	170.64	144.93	143.73	142.09	153.77
2024	Jun	174.43	173.66	125.33	116.57	115.83	142.14
2024	Jul	106.79	61.76	61.66	64.1	62.01	63.51
2024	Ago	103.71	62	61.95	88.54	62.56	71.11
2024	Sep	105.38	64.35	64.36	88.79	71.74	73.23
2024	Oct	105.03	63.34	63.32	85.4	81.28	73.63
2024	Nov	94.93	66.14	62.85	66.37	66.25	66.58
2024	Dic	104.78	59.82	52.84	67.16	66.36	62.66
2024	Promedio	123.74	95.43	87.4	98.22	92.26	95.21
2025	Ene	105.82	59.11	55.52	67.07	66.63	63.53
2025	Feb	104.87	66.2	62.07	69.65	69.42	68.56
2025	Mar	107.4	67.86	66.2	69	68.64	69.86
2025	Abr	110.92	69.89	69.12	69.78	69.52	71.95
2025	May	115.98	73.58	73.16	74.73	73.28	76.85
2025	Jun	108.88	67.35	67.17	99.35	68.21	74.61
2025	Jul	104.15	63.79	63.76	65.11	63.88	65.17
2025	Ago	101.03	64.16	64.13	90.78	64.78	72.88
2025	Sep	105.6	65.62	65.55	94.21	91.51	79.63
2025	Oct	103.9	65.11	65.14	92.22	90.68	78.19
2025	Nov	94.19	65.18	59.66	65.06	64.79	64.99
2025	Dic	67.17	54.82	48.9	67.14	66.68	59.84
2025	Promedio	102.49	65.22	63.37	77.01	71.5	70.5

De manera comparativa, la **Figura 33** ilustra el comportamiento de los costos marginales estimados por bloque del sistema de Nicaragua para el período entre enero 2024 a diciembre 2025.



Figura 33. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Nicaragua.



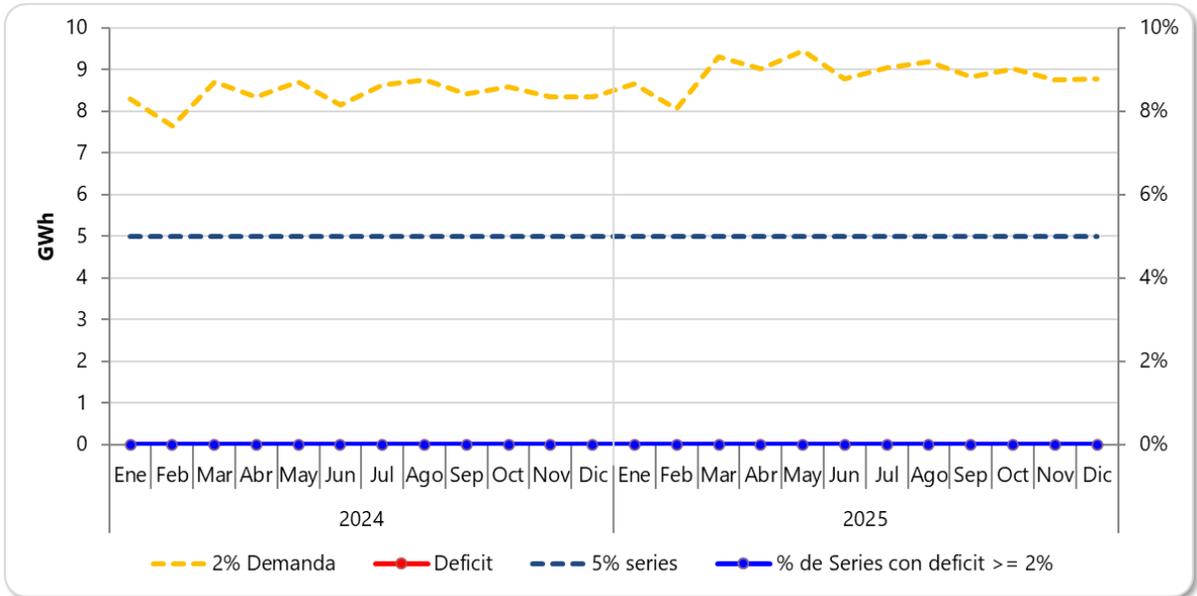
En la **Figura 33** es claramente notable que los costos marginales estimados para Nicaragua se reducen sensiblemente a partir julio 2024, etapa en la que está prevista la puesta en servicio de la Central Puerto Sandino. Los costos marginales entre enero y junio 2024 varían desde 78.15 \$/MWh en el mes de enero, hasta 153.77 \$/MWh en el mes de mayo, mientras que para las siguientes etapas, los costos marginales varían solo entre 59.84 y 79.63 \$/MWh.

4.4.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Nicaragua no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit, como puede observarse en la **Figura 34**, en la que se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Nicaragua para el periodo de enero 2024 a diciembre 2025.



Figura 34. Confiabilidad energética estimada del sistema eléctrico de Nicaragua.





4.5. Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica

4.5.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema costarricense totaliza **14,020.9 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **14,393.6 GWh** en el período de enero a diciembre 2025. El despacho de energía de Costa Rica proviene casi en su totalidad de recursos renovables, principalmente recurso hídrico, el cual aporta una proporción del 73.9 %, la geotermia con una proporción de 12. %, la eólica 12 % y la fotovoltaica 1.2 %.

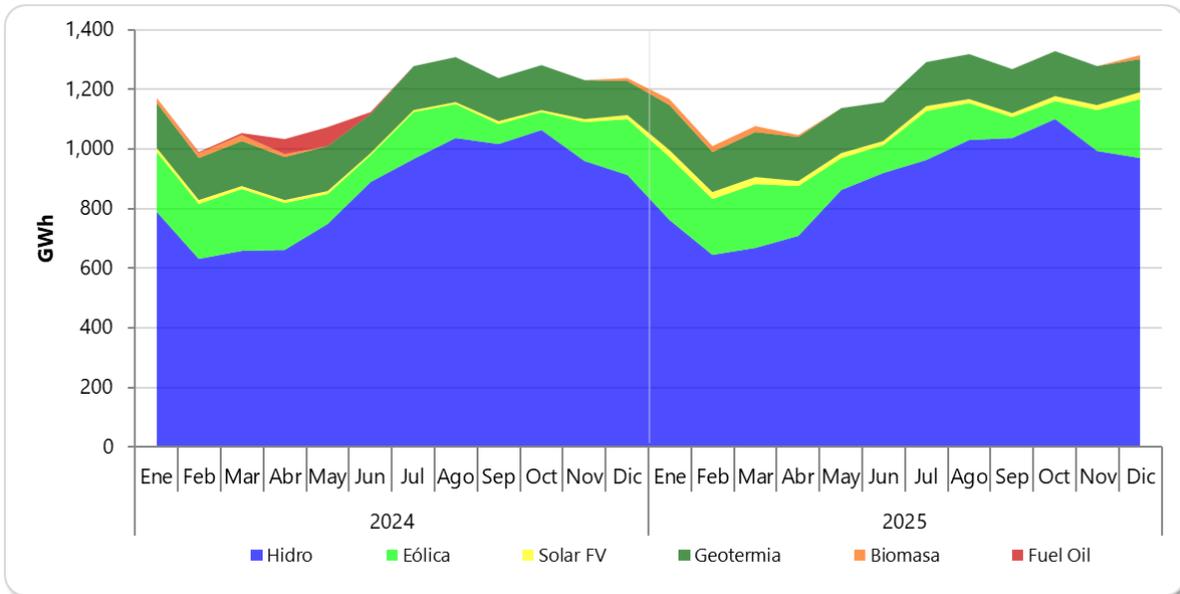
En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho de energía por recurso para el sistema de Costa Rica.

Tabla 35. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Geotermia	Biomasa	Fuel Oil	Total
2024	Ene	789.9	201.0	12.7	149.9	18.7	0.0	1,172.1
2024	Feb	630.8	185.7	11.4	140.8	18.4	3.4	990.5
2024	Mar	657.5	207.5	11.4	150.5	19.2	6.6	1,052.7
2024	Abr	661.0	158.9	8.9	145.6	8.5	50.3	1,033.2
2024	May	749.0	101.3	7.3	150.5	0.6	64.9	1,073.6
2024	Jun	889.3	89.7	6.3	131.9	0.0	6.7	1,124.0
2024	Jul	966.1	158.5	7.2	147.6	0.0	0.0	1,279.4
2024	Ago	1,036.4	114.4	7.4	150.5	0.0	0.0	1,308.7
2024	Sep	1,017.9	67.3	7.2	145.6	0.0	0.0	1,238.0
2024	Oct	1,061.9	60.7	8.0	150.5	0.0	0.0	1,281.0
2024	Nov	960.4	131.1	9.5	129.3	0.2	0.0	1,230.5
2024	Dic	913.3	187.9	11.2	113.7	11.1	0.0	1,237.2
Total	2024	10,333.1	1,664.1	108.6	1,706.4	76.8	131.9	14,020.9
2025	Ene	761.8	210.4	25.8	149.9	18.7	0.0	1,166.5
2025	Feb	643.6	189.3	22.5	135.9	17.8	0.0	1,009.1
2025	Mar	666.4	216.2	23.6	150.5	19.2	0.7	1,076.6
2025	Abr	708.2	167.2	18.4	145.6	8.5	0.0	1,048.0
2025	May	860.7	109.8	15.3	150.5	0.6	0.0	1,136.9
2025	Jun	919.3	93.8	13.4	131.9	0.0	0.0	1,158.5
2025	Jul	962.1	165.5	15.2	147.6	0.0	0.0	1,290.4
2025	Ago	1,031.3	121.4	15.5	150.5	0.0	0.0	1,318.6
2025	Sep	1,037.2	69.1	15.2	145.6	0.0	0.0	1,267.0
2025	Oct	1,099.1	63.2	16.8	150.5	0.0	0.0	1,329.5
2025	Nov	994.4	134.7	19.7	129.3	0.2	0.0	1,278.3
2025	Dic	970.9	195.6	22.8	113.7	11.1	0.0	1,314.1
Total	2025	10,655.0	1,736.1	224.1	1,701.5	76.1	0.7	14,393.6

En la **Figura 35** se ilustra el comportamiento cronológico del despacho de energía estimado por tipo de recurso en el sistema de Costa Rica para el período de julio 2023 a diciembre 2024.

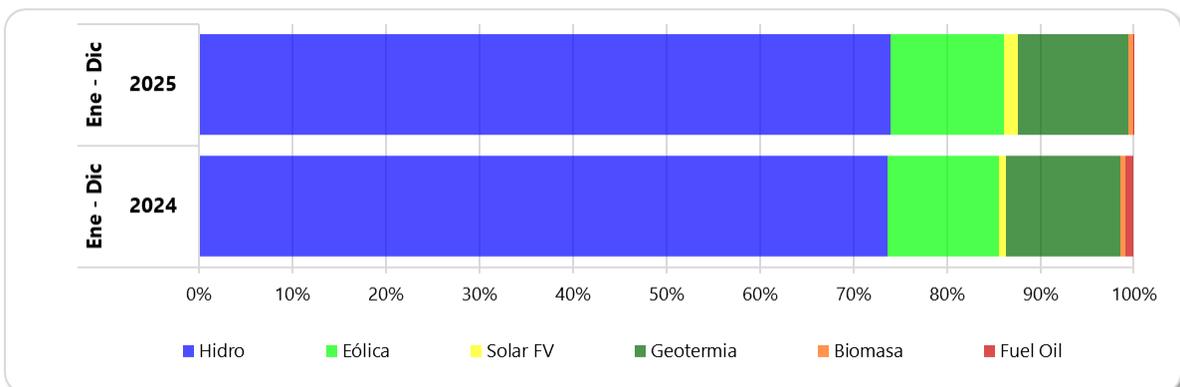
Figura 35. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por etapa y tipo de recurso.



En la **Figura 35** puede observarse que la generación con derivados del petróleo se estima que solo opere en los meses de enero a mayo y diciembre de cada año, pero con una proporción muy baja en el año 2025.

Por otra parte, en la **Figura 36** se muestra la composición porcentual del despacho de generación estimado en el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para los períodos de enero a diciembre 2024 y enero a diciembre 2025.

Figura 36. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso.





4.5.2. Intercambios en el MER

Se puede observar que el sistema de Costa Rica es uno de los exportadores netos del MER, considerando que las exportaciones netas son considerablemente mayores que las importaciones netas en todo el período. Las exportaciones estimadas para este sistema totalizan **2,130.9 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **2,175.5 GWh** entre enero y diciembre 2025, mientras que las importaciones netas totalizan **167.4 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **217.3 GWh** entre enero y diciembre 2025.

En la **Tabla 36** se presentan las exportaciones e importaciones netas mensuales estimadas de Costa Rica en el MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

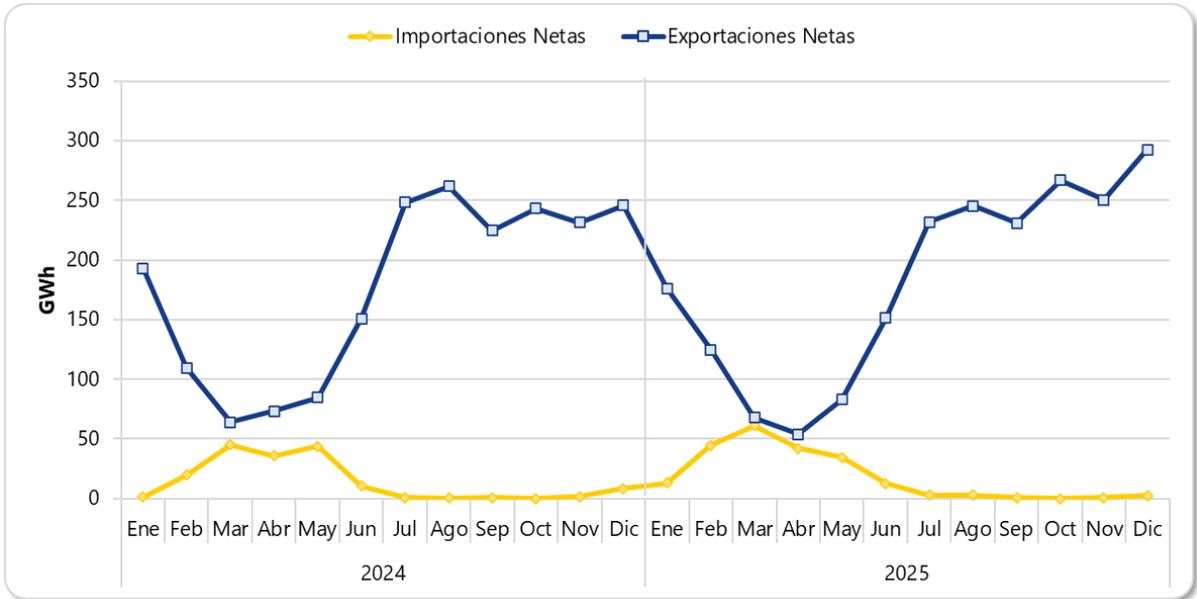
Tabla 36. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	Ene	1.1	193.2
2024	Feb	19.8	109.6
2024	Mar	45.1	64.1
2024	Abr	35.7	73.4
2024	May	43.9	84.9
2024	Jun	10.4	150.7
2024	Jul	0.6	248.2
2024	Ago	0.5	262.0
2024	Sep	0.7	224.6
2024	Oct	0.0	243.2
2024	Nov	1.7	231.3
2024	Dic	8.2	245.7
2024	Total	167.4	2,130.9
2025	Ene	12.9	176.3
2025	Feb	44.4	124.8
2025	Mar	61.3	68.0
2025	Abr	42.0	53.9
2025	May	34.3	83.0
2025	Jun	12.6	151.3
2025	Jul	2.8	232.0
2025	Ago	2.9	245.5
2025	Sep	0.8	231.0
2025	Oct	0.0	266.8
2025	Nov	0.7	250.5
2025	Dic	2.4	292.5
2025	Total	217.3	2,175.5



A continuación se presenta la **Figura 37**, que ilustra el comportamiento mensual de los intercambios de energía de Costa Rica en el MER.

Figura 37. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER.



Como se puede observar en la **Figura 37** es notable que el sistema de Costa Rica resulta con mayor tendencia de exportador, ya que las inyecciones de energía al MER son sensiblemente mayores que los retiros en todas las etapas del estudio, y estas incrementan en la época lluviosa.

Las transacciones de Costa Rica en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Nicaragua y Panamá. A continuación se presenta la **Tabla 37** con el detalle mensual de los intercambios energéticos entre los países vecinos.

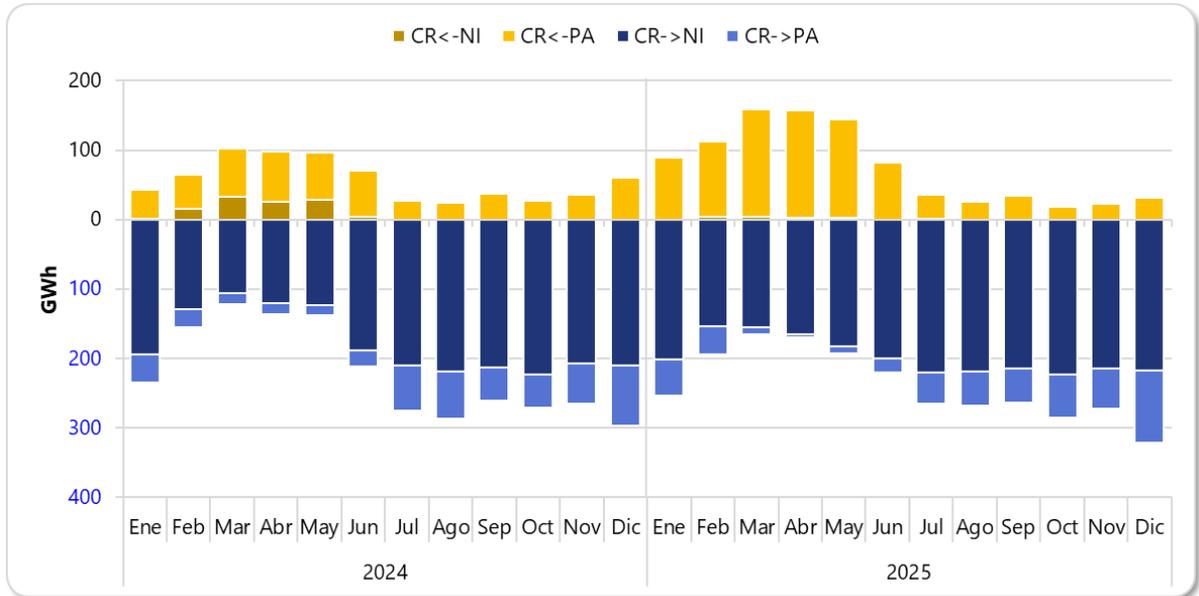


Tabla 37. Exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica con Nicaragua y Panamá (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá
2024	Ene	0.5	42.5	194.1	41.1
2024	Feb	15.0	50.1	129.7	25.3
2024	Mar	33.6	69.2	106.6	15.3
2024	Abr	25.7	72.9	119.9	16.5
2024	May	29.1	67.8	123.1	14.8
2024	Jun	3.5	67.0	188.0	22.9
2024	Jul	0.0	27.1	210.4	64.3
2024	Ago	0.0	24.7	219.1	67.2
2024	Sep	0.1	37.1	212.2	48.8
2024	Oct	0.0	27.5	222.7	48.0
2024	Nov	0.0	35.9	206.5	59.1
2024	Dic	0.0	59.9	210.6	86.9
2024	Total	107.6	581.7	2,142.8	510.0
2025	Ene	0.1	89.8	201.4	51.8
2025	Feb	4.6	108.4	154.0	39.4
2025	Mar	4.4	154.3	155.8	9.7
2025	Abr	2.5	155.1	165.7	3.7
2025	May	2.1	141.5	182.4	9.9
2025	Jun	0.1	81.4	199.7	20.5
2025	Jul	0.6	34.9	219.8	44.9
2025	Ago	0.0	25.2	218.9	49.0
2025	Sep	0.0	33.6	214.5	49.4
2025	Oct	0.0	18.1	223.2	61.7
2025	Nov	0.0	22.2	214.8	57.1
2025	Dic	0.0	30.9	217.7	103.3
2025	Total	14.4	895.4	2,367.8	500.3

La **Figura 38** muestra en términos comparativo el comportamiento de las exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá para el periodo de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 38. Exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica con Nicaragua y Panamá.



Como puede observarse, las exportaciones de Costa Rica se dan principalmente por medio de las interconexiones con Nicaragua y en menor proporción hacia Panamá, mientras que las importaciones ocurren en mayor proporción por medio de las interconexiones con Panamá y en menor proporción por medio de las interconexiones con Nicaragua, las cuales ocurren en los meses de enero a mayo de ambos años, aunque con valores poco significativos en el año 2025.

4.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado para el Costa Rica se estima que tomarán valores entre **24.26 y 139.75 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2024, y entre **13.34 y 61.55 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025.

En la **Tabla 38** se ilustra el comportamiento de los costos marginales mensuales por bloque estimados del sistema de Costa Rica para período de enero 2024 a diciembre 2025.



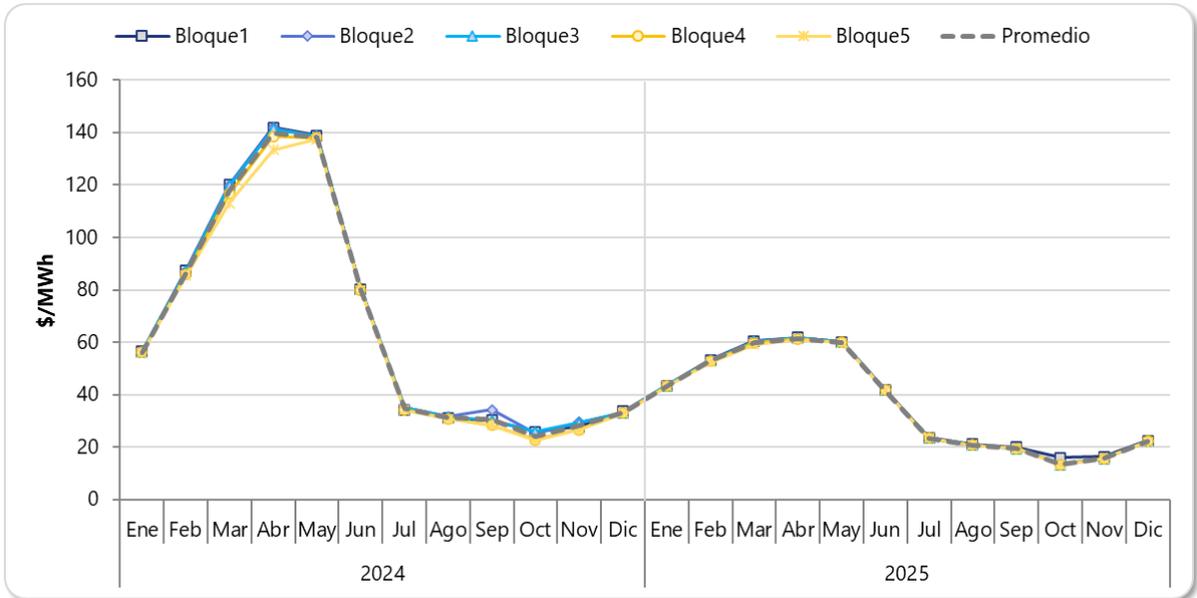
Tabla 38. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Costa Rica (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	Ene	56.54	56.39	56.34	56.23	56.02	56.25
2024	Feb	87.47	87.22	87.15	86.08	85.51	86.55
2024	Mar	120.11	119.86	119.72	116.74	113.08	117.62
2024	Abr	142.01	141.71	141.45	138.49	133.47	139.75
2024	May	138.96	138.8	138.7	138.06	137.35	138.31
2024	Jun	80.42	80.38	80.29	80.03	79.88	80.21
2024	Jul	34.32	35.08	35.13	34.19	34.11	34.64
2024	Ago	31.01	31.53	31.53	30.9	30.83	31.2
2024	Sep	30.28	34.21	30.17	28.37	28.3	30.62
2024	Oct	25.92	25.2	25.82	22.79	22.75	24.26
2024	Nov	27.75	29.52	29.35	26.65	26.59	28.13
2024	Dic	33.64	33.23	33.2	33.14	33.02	33.15
2024	Promedio	67.37	67.76	67.41	65.97	65.08	66.58
2025	Ene	43.49	43.36	43.37	43.28	43.15	43.29
2025	Feb	53.27	53.15	53.15	52.81	52.42	52.9
2025	Mar	60.48	60.32	60.3	59.71	59.25	59.95
2025	Abr	61.93	61.76	61.68	61.31	61.07	61.55
2025	May	60.24	60.13	60.08	59.94	59.79	60.01
2025	Jun	41.93	41.8	41.74	41.71	41.65	41.75
2025	Jul	23.55	23.52	23.51	23.48	23.43	23.49
2025	Ago	21.12	20.86	20.84	20.82	20.78	20.85
2025	Sep	20.06	19.53	19.51	19.48	19.43	19.52
2025	Oct	16.07	13.29	13.28	13.26	13.22	13.34
2025	Nov	16.38	15.69	15.68	15.66	15.63	15.69
2025	Dic	22.47	22.29	22.28	22.24	22.18	22.25
2025	Promedio	36.75	36.31	36.29	36.14	36	36.1

De manera comparativa, la **Figura 39** ilustra el comportamiento cronológico de los costos marginales estimados por bloque del sistema de Costa Rica para el período de enero 2024 a diciembre 2025.



Figura 39. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Costa Rica.



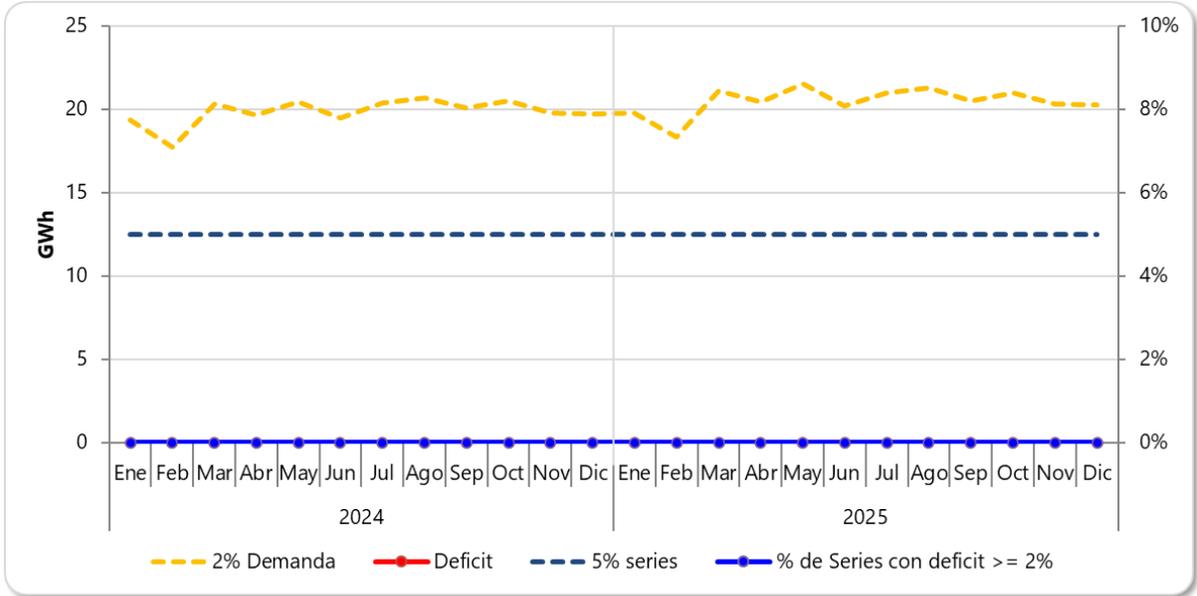
En la **Figura 39** podemos observar que los costos marginales estimados para Costa Rica tienen un comportamiento ligado a la estacionalidad de las dos épocas que se marcan en el territorio, ya que en la estación seca los costos marginales son mayores que en la época lluviosa; también es notable que los costos marginales del año 2025 son menores en cerca del 40 % respecto a los del año 2024.

4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Costa Rica no presenta riesgo de déficit, tomando en consideración que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit, como puede observarse en la **Figura 40**, en la que se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados para el período de enero 2024a diciembre 2025.



Figura 40. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Costa Rica.





4.6. Resultados para el sistema eléctrico de Panamá

4.6.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema panameño totaliza **14,813.7 GWh** para el período de enero a diciembre 2024 y **15,465.8 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables son los que aportan la mayor proporción de la energía generada, con una proporción del 70.3 %, y se complementa con 14.7 % de generación a base de carbón, 12.7 % con generación con gas natural y 2.3 % con generación a base de derivados del petróleo. Es importante considerar el fuerte aporte del carbón en la matriz eléctrica, sin embargo más del 42 % de esa energía es utilizada para consumo propio en la Minera Panamá.

En la **Tabla 39** se muestra el detalle del despacho de energía por recurso para el sistema de Panamá.

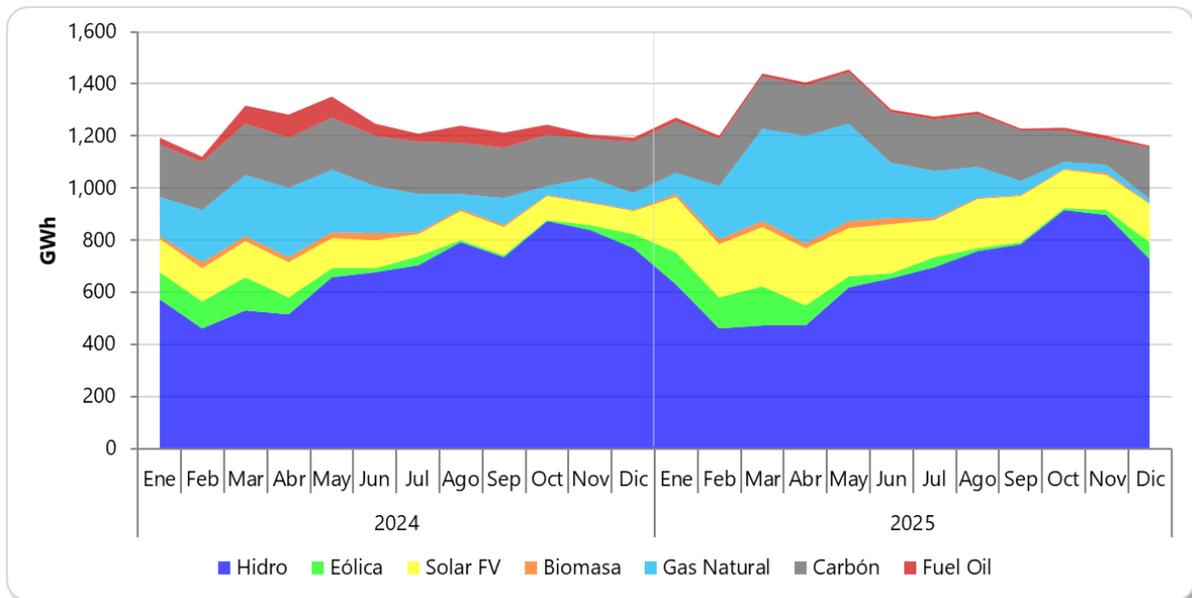
Tabla 39. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Total
2024	Ene	571.3	106.8	125.5	13.1	150.5	198.3	27.9	1,193.4
2024	Feb	461.4	105.5	126.6	20.5	200.2	185.5	21.6	1,121.2
2024	Mar	529.8	127.5	139.0	20.9	232.1	198.3	71.3	1,318.8
2024	Abr	515.8	65.3	134.3	20.8	266.0	191.9	88.9	1,283.0
2024	May	656.0	36.2	114.2	24.7	240.4	198.3	80.9	1,350.7
2024	Jun	675.2	16.0	110.5	24.3	182.0	191.9	47.3	1,247.2
2024	Jul	704.8	33.3	86.8	5.9	147.1	198.3	33.3	1,209.5
2024	Ago	791.5	9.4	112.2	5.9	58.9	198.3	62.2	1,238.2
2024	Sep	735.5	8.0	107.3	5.7	107.3	191.9	57.1	1,212.8
2024	Oct	872.6	5.6	91.5	5.6	32.0	198.3	36.4	1,242.0
2024	Nov	838.4	18.2	85.6	5.2	90.2	153.3	13.8	1,204.6
2024	Dic	769.0	55.3	87.5	5.5	64.1	198.3	12.6	1,192.3
Total	2024	8,121.3	587.1	1,320.9	158.0	1,770.8	2,302.4	553.3	14,813.7
2025	Ene	629.3	126.5	210.2	12.5	79.9	198.3	13.3	1,270.0
2025	Feb	459.2	120.6	206.3	19.9	203.3	179.1	11.5	1,199.8
2025	Mar	472.2	151.0	228.8	21.0	356.9	198.3	13.1	1,441.2
2025	Abr	471.4	77.4	220.5	20.8	413.1	191.9	11.4	1,406.4
2025	May	619.0	42.9	185.2	24.7	374.1	198.3	10.7	1,454.9
2025	Jun	655.5	18.9	185.8	24.5	214.1	191.9	11.6	1,302.2
2025	Jul	696.4	39.4	142.2	5.9	181.8	198.3	10.2	1,274.2
2025	Ago	759.4	11.1	186.0	5.8	121.2	198.3	11.2	1,292.9
2025	Sep	784.8	9.5	175.6	5.3	52.2	191.9	9.7	1,228.9
2025	Oct	915.9	6.7	146.3	5.4	26.9	118.5	11.4	1,231.1
2025	Nov	895.5	21.5	135.5	5.2	33.6	95.4	13.5	1,200.1
2025	Dic	727.7	65.4	145.0	4.0	15.9	198.3	7.8	1,164.1
Total	2025	8,086.1	690.8	2,167.2	154.9	2,073.0	2,158.3	135.5	15,465.8



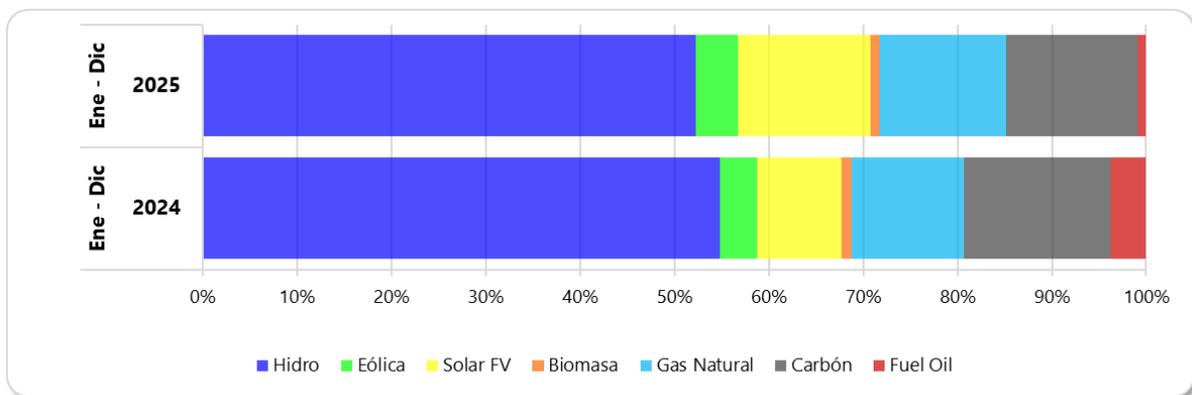
En la **Figura 41** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 41. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 42** se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en el sistema panameño para el período de enero a diciembre 2024 y enero a diciembre 2025.

Figura 42. Distribución del despacho energético estimado para Panamá por tipo de recurso.





En la **Figura 42** se puede observar que en el año 2025 incrementa la proporción de la generación con gas natural y con radiación solar, debido a la puesta en servicio de la central Gatún de 656 MW prevista para para septiembre de 2024 y de 396 MW de proyectos fotovoltaicos previstos para entrar en operación durante el año 2025.

4.6.2. Intercambios en el MER

Los intercambios estimados de Panamá en el MER, resultan con mayor volumen de exportaciones que importaciones, principalmente en los meses de enero a junio de ambos años. Las exportaciones netas estimadas totalizan **505.6 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **850.1 GWh** entre enero y diciembre de 2025, mientras que las importaciones totalizan **433.9 GWh** en el período de enero a diciembre 2024 y **454.9 GWh** entre enero y diciembre de 2025.

En la **Tabla 40** se presentan las exportaciones e importaciones netas mensuales estimadas de Panamá para los años 2023 y 2024.

Tabla 40. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Panamá en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	Ene	31.3	32.7
2024	Feb	15.1	39.9
2024	Mar	2.8	56.7
2024	Abr	1.5	57.9
2024	May	3.9	56.9
2024	Jun	20.8	65.0
2024	Jul	61.0	23.8
2024	Ago	64.0	21.6
2024	Sep	47.3	35.6
2024	Oct	45.2	24.7
2024	Nov	56.4	33.3
2024	Dic	84.5	57.5
2024	Total	433.9	505.6

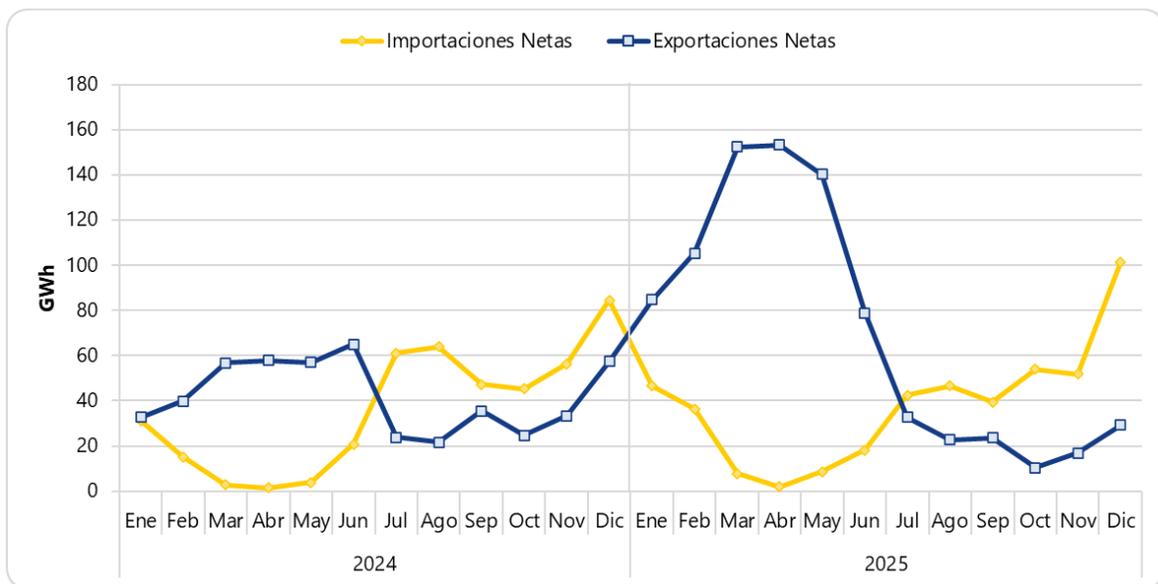


Continuación **Tabla 40.** Exportaciones e importaciones netas estimadas de Panamá en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	Ene	46.7	84.7
2025	Feb	36.3	105.3
2025	Mar	7.7	152.3
2025	Abr	1.8	153.2
2025	May	8.7	140.3
2025	Jun	18.1	79.0
2025	Jul	42.5	32.6
2025	Ago	46.5	22.7
2025	Sep	39.4	23.7
2025	Oct	53.9	10.3
2025	Nov	51.8	16.9
2025	Dic	101.5	29.2
2025	Total	454.9	850.1

En la **Figura 43** se puede observar el comportamiento cronológico de los intercambios de Panamá en el MER, notando que las exportaciones son altas en las etapas en las que las importaciones son bajas y viceversa; pero también es notable que las exportaciones en el período de enero a diciembre de 2025 son mayores que en el mismo período del año 2024.

Figura 43. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Panamá en el MER.





Las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con el sistema de Costa Rica. A continuación se presenta la **Tabla 41** con el detalle mensual de los intercambios energéticos de Panamá con los países vecinos.

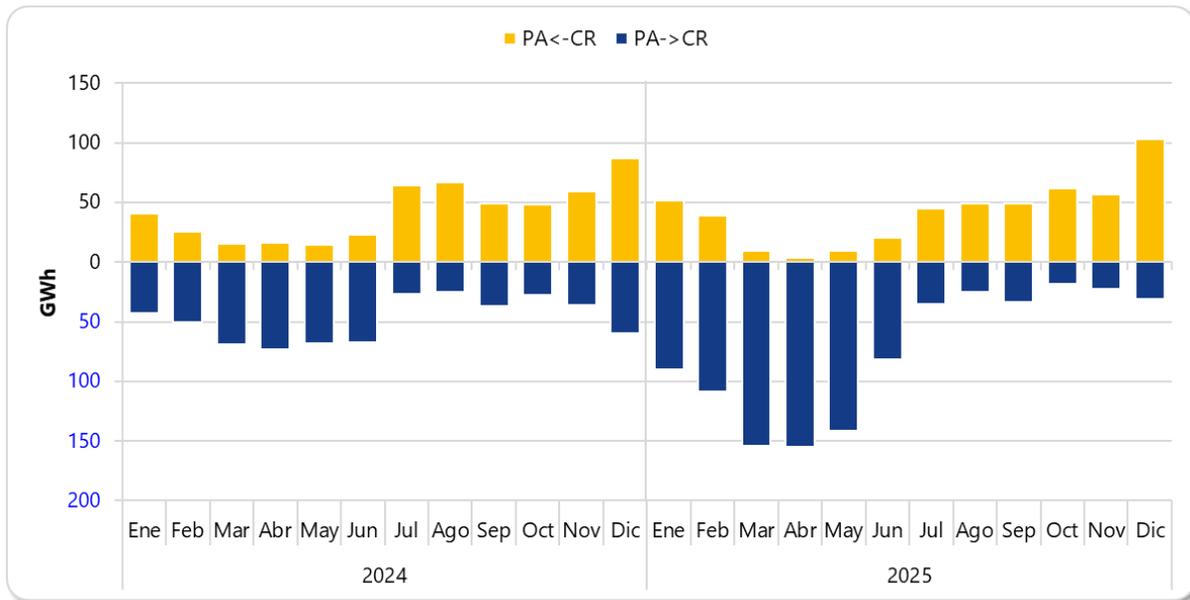
Tabla 41. Exportaciones e importaciones estimadas de Panamá con Costa Rica (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Costa Rica	Exportaciones hacia Costa Rica
2024	Ene	41.1	42.5
2024	Feb	25.3	50.1
2024	Mar	15.3	69.2
2024	Abr	16.5	72.9
2024	May	14.8	67.8
2024	Jun	22.9	67.0
2024	Jul	64.3	27.1
2024	Ago	67.2	24.7
2024	Sep	48.8	37.1
2024	Oct	48.0	27.5
2024	Nov	59.1	35.9
2024	Dic	86.9	59.9
2024	Total	510.0	581.7
2025	Ene	51.8	89.8
2025	Feb	39.4	108.4
2025	Mar	9.7	154.3
2025	Abr	3.7	155.1
2025	May	9.9	141.5
2025	Jun	20.5	81.4
2025	Jul	44.9	34.9
2025	Ago	49.0	25.2
2025	Sep	49.4	33.6
2025	Oct	61.7	18.1
2025	Nov	57.1	22.2
2025	Dic	103.3	30.9
2025	Total	500.3	895.4

En términos comparativos, la

Figura 44 muestra el comportamiento cronológico de las exportaciones e importaciones estimadas de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 44. Exportaciones e importaciones estimadas de Panamá con Costa Rica.



En la

Figura 44 puede observarse que las exportaciones de Panamá son mayores que las importaciones en los meses de enero a junio, mientras que en los otros seis meses del año ocurre lo contrario.

4.6.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado de Panamá se estima que tomarán valores entre **67.09** y **170.9 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2024, y entre **28.70** y **102.1 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025.

En la **Tabla 42** se ilustra el comportamiento de los costos marginales mensuales por bloque estimados del sistema de Panamá para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

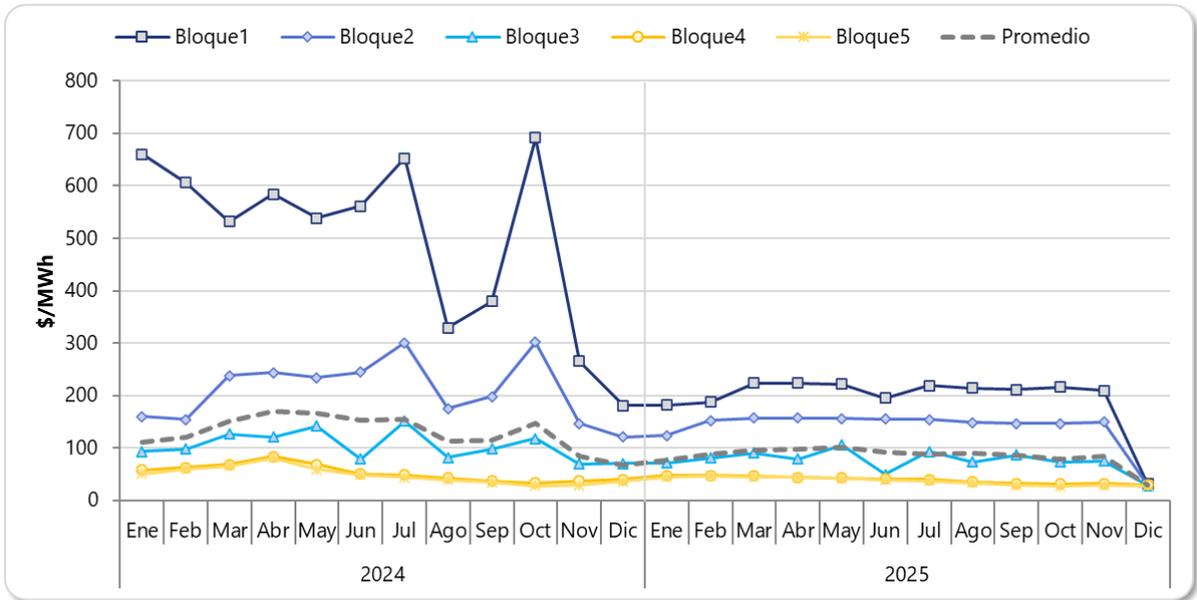


Tabla 42. Costo marginal promedio mensuales por bloque estimados del sistema de Panamá (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	Ene	660.77	159.53	93.73	57.79	50.98	110.92
2024	Feb	605.74	154.7	98.27	62.69	60.51	120.14
2024	Mar	532.14	238.11	126.25	68.25	65.82	151.35
2024	Abr	584.39	243.3	121.06	84.33	81.25	170.9
2024	May	538.2	234.13	142.25	68.76	59.31	165.81
2024	Jun	561.64	244.99	79.22	50.76	48.48	152.76
2024	Jul	652.8	301.06	151.28	48.77	43.64	155.55
2024	Ago	329.53	174.93	82.12	42.74	38.94	113.15
2024	Sep	379.85	198.03	98.3	37.45	34.31	115.38
2024	Oct	692.12	301.95	118.01	33.66	28.03	146.58
2024	Nov	265.78	146.26	69.83	37.13	29.13	84.48
2024	Dic	180.5	120.8	70.38	40.03	36.71	67.09
2024	Promedio	498.62	209.82	104.22	52.7	48.09	129.54
2025	Ene	181.57	123.86	71.76	48.04	45.08	77.36
2025	Feb	187.69	152.23	81.12	47.6	46.38	88.19
2025	Mar	223.9	157.38	90.58	46.5	45.33	96.06
2025	Abr	223.65	157.11	78.77	44.26	43.55	98.05
2025	May	222.06	155.78	105.49	42.86	41.63	102.1
2025	Jun	195	154.9	49.91	41.22	39.58	92.01
2025	Jul	219.33	153.92	93.19	39.99	37.36	87.33
2025	Ago	214.44	148.63	73.28	34.91	33.21	90.88
2025	Sep	211.73	146.53	86.84	32.23	28.4	86.4
2025	Oct	216.35	146.89	73.44	31.83	26.56	78.15
2025	Nov	209.54	149.77	75.65	32.63	28.45	83.66
2025	Dic	31.39	28.65	28.98	29.41	27.74	28.7
2025	Promedio	194.72	139.64	75.75	39.29	36.94	83.97

De manera comparativa, la **Figura 45** ilustra el comportamiento cronológico de los costos marginales mensuales estimados por bloque del sistema de Panamá para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 45. Costos marginales promedio mensuales por bloque estimados para el sistema de Panamá.



En la **Figura 45** se observa la separación de los costos marginales por bloque, pero sobre todo los altos valores que resultan en los meses de enero a noviembre de 2024 para los bloques 1 y 2, lo cual está relacionado entre otras cosas a restricciones en la red de distribución.

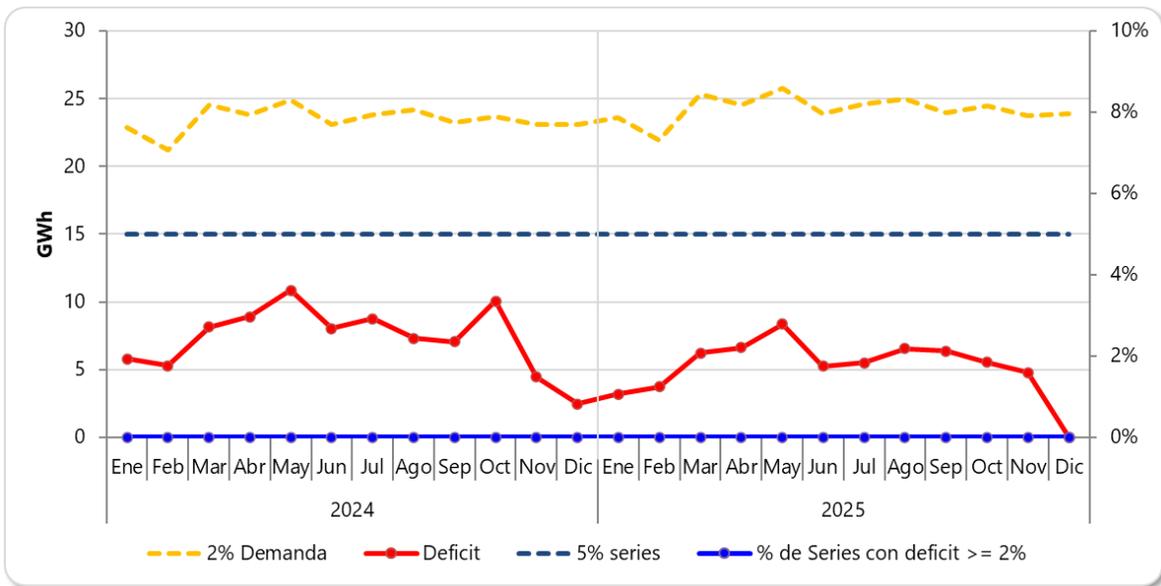
4.6.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Panamá resulta con déficit de energía en todas las etapas del estudio, con valores entre 2.47, y 10.87 GWh, los cuales son en promedio cerca del 0.5 % de la demanda del sistema. Teniendo en consideración lo expuesto, respecto que el déficit no supera el 2 % de la demanda del sistema en ninguna de las series simuladas, se considera que este sistema no corre riesgo para el suministro de su demanda de energía eléctrica en el período de enero 2024 a diciembre 2025.



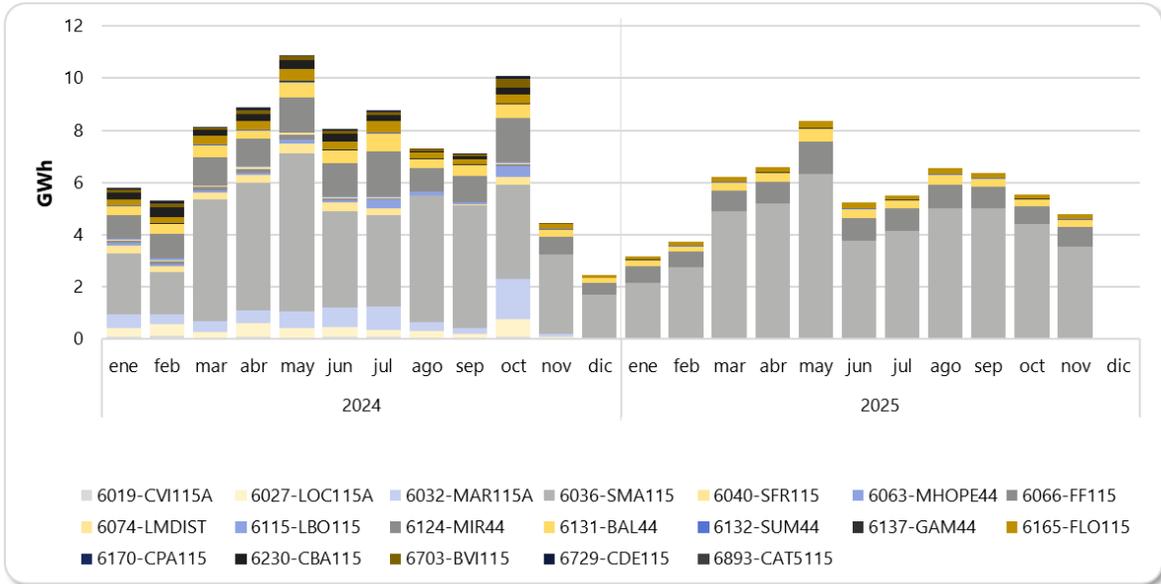
En la **Figura 46** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Panamá para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 46. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Panamá.



El déficit en el sistema panameño se relaciona con restricciones en la red de distribución. Los valores más altos de déficit se presentan en las subestaciones Santa María (barra 6036-SMA115), Miraflores (barra 6124-MIR43.8), Balboa (barra 6131-BAL43.8) y La Floresta (barra 6165-FLO115), tal como se observa en la **Figura 47**.

Figura 47. Déficit por barra estimado en el sistema de Panamá.





4.7. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

4.7.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para los países de la región para el período de enero a diciembre 2024 es de **63,723.5 GWh** y para el período de enero a diciembre de 2025 es de **65,817 GWh**. Los recursos renovables son los que tienen el mayor aporte en la matriz de generación, con una proporción del 76.9 %, proporción que se compone del recurso hídrico, con una proporción de 51.1 %, el recurso eólico con una proporción de 7.2 %, geotermia con una proporción de 7.1 % y fotovoltaico con una proporción de 6.3 %. La matriz eléctrica se complementa con generación térmica, principalmente a base de carbón con una proporción de 10.4 %, derivados del petróleo con proporción de 5.9 % y gas natural con proporción de 5.3 %.

Adicionalmente debe tenerse en consideración el aporte de las importaciones desde México por medio de la interconexión con Guatemala, para este planeamiento con una proporción de 1.6 %, que corresponde al despacho de la central Energía del Caribe.

En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho de energía por tipo de recurso de los países centroamericanos para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Tabla 43. Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Gen. Distrib.	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
2024	Ene	2,343.6	564.1	340.4	28.5	399.2	434.0	160.2	651.6	172.8	86.7	5,181.0
2024	Feb	1,985.4	512.3	334.1	26.7	351.3	428.8	230.0	583.4	248.2	81.1	4,781.2
2024	Mar	2,077.5	569.1	363.5	28.5	396.5	450.7	273.6	806.0	457.9	86.7	5,510.0
2024	Abr	2,099.3	368.1	321.5	27.6	386.9	385.9	349.3	792.7	507.0	83.9	5,322.2
2024	May	2,436.6	237.8	279.2	28.5	400.3	270.0	464.4	585.8	738.0	86.7	5,527.2
2024	Jun	2,998.4	236.4	265.7	27.6	369.6	116.9	266.2	470.1	370.5	83.9	5,205.2
2024	Jul	3,123.6	409.2	262.5	28.5	397.2	81.7	292.2	491.5	245.6	86.7	5,418.6
2024	Ago	3,371.4	275.8	280.6	28.5	386.2	76.4	204.6	498.1	305.9	86.7	5,514.2
2024	Sep	3,382.8	152.6	275.3	27.6	383.7	63.5	247.9	412.8	283.5	83.3	5,313.1
2024	Oct	3,626.3	146.4	276.7	28.5	398.8	45.0	172.7	400.2	255.3	85.4	5,435.2
2024	Nov	3,020.5	318.9	284.3	27.6	358.3	279.0	176.3	495.4	217.6	83.7	5,261.5
2024	Dic	2,726.2	481.7	289.3	28.5	359.8	399.9	95.6	604.0	181.8	86.7	5,253.6
Total	2024	33,191.9	4,272.3	3,573.3	336.7	4,587.8	3,031.8	2,933.0	6,791.6	3,984.1	1,021.2	63,723.5

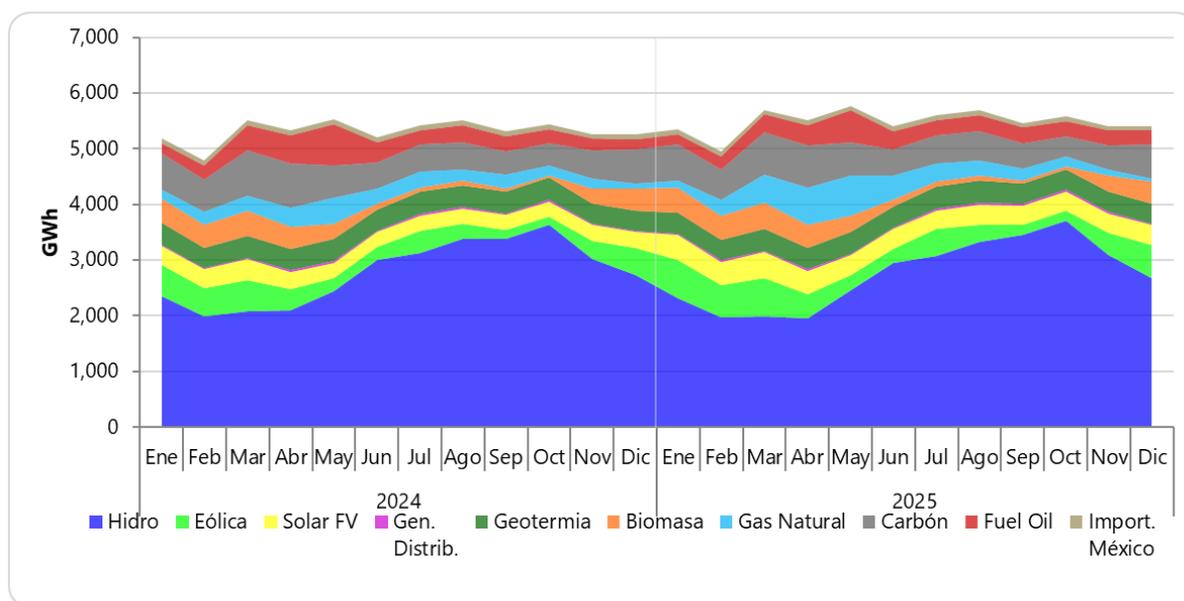


Continuación **Tabla 43.** Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólica	Solar FV	Gen. Distrib.	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
2025	Ene	2,318.7	687.5	440.2	28.5	378.9	447.7	119.1	656.5	185.1	86.7	5,348.9
2025	Feb	1,974.6	578.5	419.9	25.8	361.1	427.4	287.8	559.2	235.2	78.3	4,947.7
2025	Mar	1,996.0	678.7	467.4	28.5	396.5	467.1	492.9	761.6	322.5	86.7	5,697.9
2025	Abr	1,960.8	429.4	418.9	27.6	386.9	401.7	673.2	769.5	357.2	83.9	5,509.0
2025	May	2,449.9	271.9	359.6	28.5	400.3	283.7	730.3	585.7	574.3	86.7	5,771.0
2025	Jun	2,944.7	260.3	349.3	27.6	369.6	131.7	441.5	468.5	323.4	83.9	5,400.3
2025	Jul	3,078.6	480.7	327.3	28.5	397.2	97.7	319.3	515.5	264.3	86.7	5,595.7
2025	Ago	3,318.8	315.5	364.0	28.5	400.1	84.3	276.4	517.3	299.3	86.7	5,690.9
2025	Sep	3,453.8	170.8	353.0	27.6	359.3	64.4	219.1	447.8	282.0	83.7	5,461.5
2025	Oct	3,700.7	184.6	341.8	28.5	374.5	45.2	189.0	352.1	275.0	86.3	5,577.7
2025	Nov	3,087.5	401.4	346.1	27.6	370.7	290.4	106.8	430.5	260.6	83.8	5,405.5
2025	Dic	2,678.1	588.8	360.5	28.5	359.8	394.6	44.7	620.7	248.5	86.7	5,410.9
Total	2025	32,961.9	5,048.1	4,548.2	335.7	4,554.8	3,136.0	3,900.2	6,684.9	3,627.3	1,019.8	65,817.0

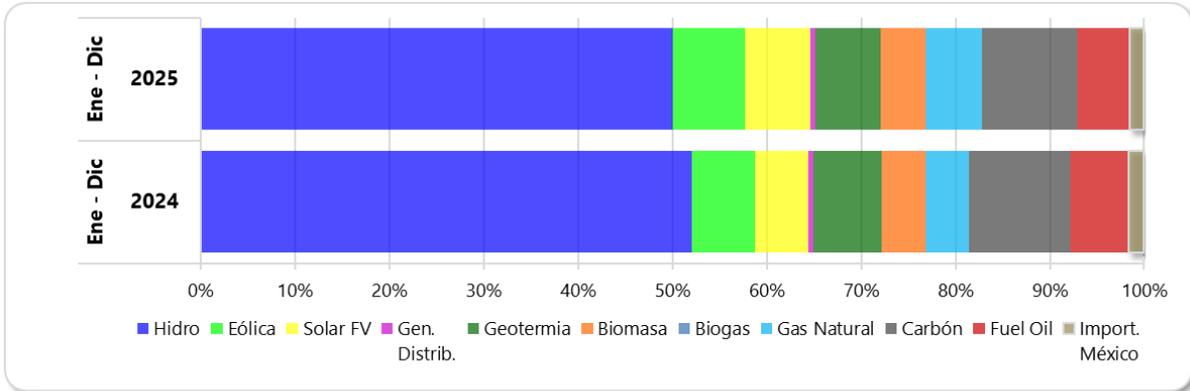
En la **Figura 48** se ilustra el comportamiento cronológico del despacho de energía total estimado en los países de la región por tipo de recurso para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 48. Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 49** se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en Centro América para los períodos de enero a diciembre 2024 y enero a diciembre 2025.

Figura 49. Distribución del despacho de energía estimado para los países de Centro América.



Como se observa en la **Figura 42**, la generación con gas natural, generación fotovoltaica y generación eólica incrementan en el año 2025 en proporciones de 1.3 %, 1.3 % y 1 %, respectivamente, debido a la entrada en servicio de los proyectos previstos durante ese año.

4.7.2. Intercambios en el MER

Las transacciones netas estimadas para los seis países del MER, calculadas como el flujo neto en las interconexiones entre los sistemas, resultan con valores promedio mensuales de **393 GWh** en todo el período de este planeamiento, y totalizan alrededor de **4,700 GWh** en cada uno de los años.

En la **Tabla 44** se presentan los intercambios mensuales netos estimados en el MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

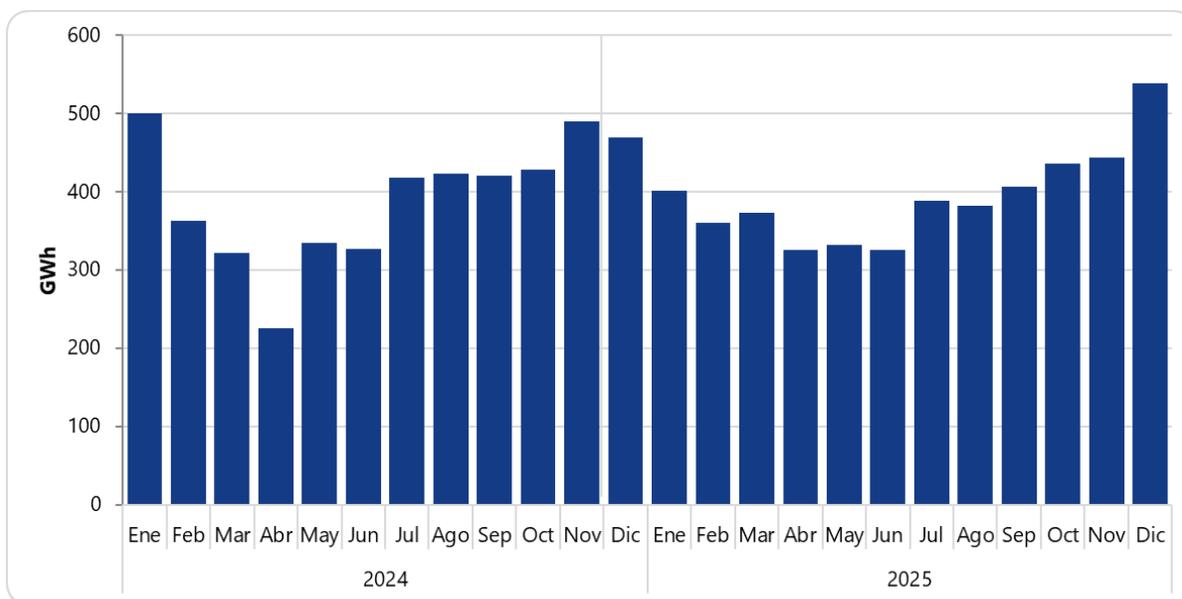


Tabla 44. Transacciones netas de energía estimadas en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación	Exportación
2024	Ene	499.9	499.9
2024	Feb	362.4	362.4
2024	Mar	321.8	321.8
2024	Abr	225.8	225.8
2024	May	335.0	335.0
2024	Jun	327.5	327.4
2024	Jul	418.6	418.6
2024	Ago	423.1	423.1
2024	Sep	421.2	421.2
2024	Oct	428.8	428.8
2024	Nov	490.0	490.0
2024	Dic	469.9	469.9
2024	Total	4,723.9	4,724.0
2025	Ene	401.8	401.8
2025	Feb	359.8	359.8
2025	Mar	372.7	372.7
2025	Abr	325.9	325.9
2025	May	332.2	332.2
2025	Jun	325.2	325.1
2025	Jul	388.0	388.0
2025	Ago	381.6	381.6
2025	Sep	406.6	406.6
2025	Oct	436.3	436.3
2025	Nov	444.2	444.2
2025	Dic	539.0	539.0
2025	Total	4,713.1	4,713.1

De manera comparativa, se presenta a continuación la **Figura 50**, que muestra el comportamiento cronológico de los intercambios netos del MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 50. Intercambio neto de energía estimado en el MER.



En la **Figura 50** se observa un comportamiento cíclico de las transacciones en el MER; los máximos intercambios se estiman para los meses de enero, noviembre y diciembre, con valores que rondan entre 450 y 500 GWh, mientras que los mínimos intercambios se darían en los meses de febrero a junio con valores entre 275 y 360 GWh.

En la **Tabla 45** se presentan las exportaciones e importaciones netas estimadas por país para los años 2024 y 2025.

Tabla 45. Exportaciones e importaciones netas estimadas en los países del MER (GWh).

País	Año	Importación	Exportación
Guatemala	2024	148.0	1,763.0
El Salvador	2024	1,479.7	208.7
Honduras	2024	923.7	105.7
Nicaragua	2024	1,571.4	10.1
Costa Rica	2024	167.4	2,130.9
Panamá	2024	433.9	505.6
Total	2024	4,723.9	4,724.0

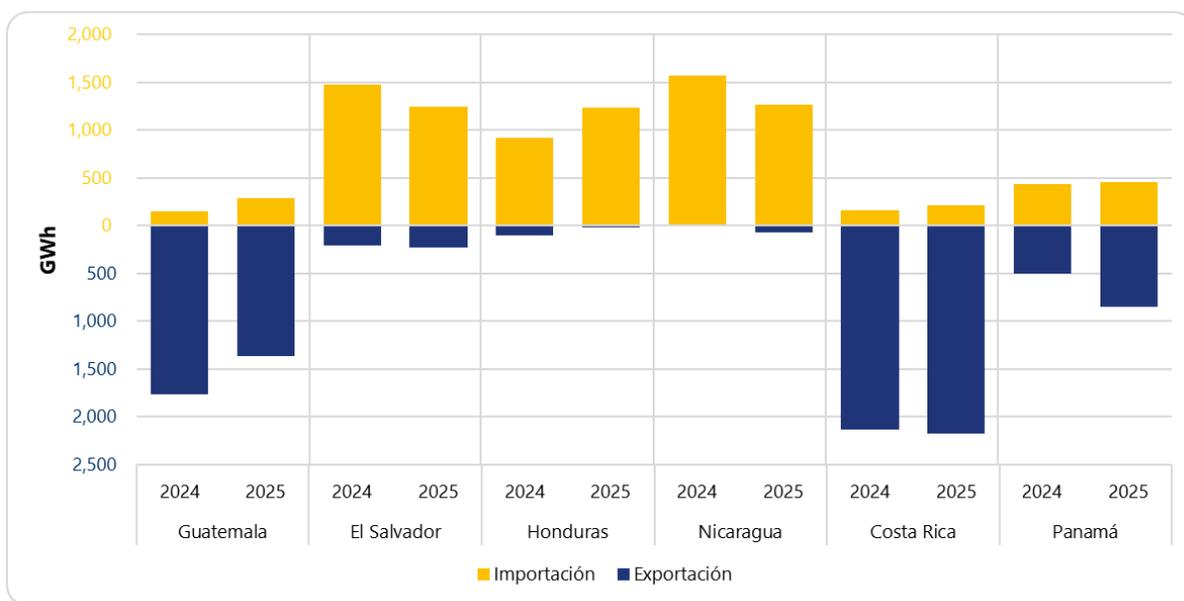


Continuación **Tabla 45**. Exportaciones e importaciones netas estimadas en los países del MER (GWh).

País	Año	Importación	Exportación
Guatemala	2025	283.7	1,367.2
El Salvador	2025	1,249.7	228.5
Honduras	2025	1,236.6	17.7
Nicaragua	2025	1,270.9	74.2
Costa Rica	2025	217.3	2,175.5
Panamá	2025	454.9	850.1
Total	2025	4,713.1	4,713.1

En términos comparativos, la **Figura 51** muestra el comportamiento de las exportaciones e importaciones netas estimadas para cada uno de los países del MER en los períodos de enero a diciembre 2024 y enero a diciembre 2025.

Figura 51. Exportaciones e importaciones netas estimadas para los países del MER.



Como se observa en la **Figura 51**, Costa Rica, Guatemala y Panamá los países que concentran más del 90 % de las exportaciones en la región; mientras que Nicaragua, El Salvador y Honduras concentran más del 80 % de las importaciones.



4.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales son resultado de los recursos de generación disponibles para atender el suministro de energía eléctrica, pero también influyen las condiciones de la red de transmisión que enlaza las centrales generadoras con los centros de carga, así como las restricciones operativas que puedan afectar el suministro óptimo.

A continuación se presentan los costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Tabla 46. Costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER (US\$/MWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2024	Ene	73.9	98.83	99.65	78.15	56.25	110.92
2024	Feb	100.6	109.2	107.13	97.49	86.55	120.14
2024	Mar	109.16	114.15	115.06	119.62	117.62	151.35
2024	Abr	113.73	114.66	121.04	142.14	139.75	170.9
2024	May	126.54	124.17	127.35	153.77	138.31	165.81
2024	Jun	105.49	110	117.64	142.14	80.21	152.76
2024	Jul	86.47	95.74	109.24	63.51	34.64	155.55
2024	Ago	85.87	93.12	110.57	71.11	31.2	113.15
2024	Sep	80.25	91.7	105.53	73.23	30.62	115.38
2024	Oct	77.88	88.12	104.14	73.63	24.26	146.58
2024	Nov	74.31	95.23	108.77	66.58	28.13	84.48
2024	Dic	75.53	90.97	100.12	62.66	33.15	67.09
2024	Promedio	92.42	102.11	110.51	95.21	66.58	129.54
2025	Ene	75.65	92.26	100.99	63.53	43.29	77.36
2025	Feb	94.45	104.19	109.42	68.56	52.9	88.19
2025	Mar	97.25	106.01	115.44	69.86	59.95	96.06
2025	Abr	105.14	111.75	121.84	71.95	61.55	98.05
2025	May	119.68	118.76	122.47	76.85	60.01	102.1
2025	Jun	102.07	107.94	118.2	74.61	41.75	92.01
2025	Jul	87.94	99.19	110.29	65.17	23.49	87.33
2025	Ago	87.09	97.02	112.63	72.88	20.85	90.88
2025	Sep	85.58	99.46	109.1	79.63	19.52	86.4
2025	Oct	81.45	96.8	110.75	78.19	13.34	78.15
2025	Nov	69.11	86.23	105.98	64.99	15.69	83.66
2025	Dic	76.6	84.59	103.67	59.84	22.25	28.7
2025	Promedio	90.13	100.31	111.73	70.5	36.1	83.97



De forma comparativa, la **Figura 53** ilustra el comportamiento de los costos marginales promedio mensual por país para el período de enero 2024 a diciembre 2025, mientras que en la **Figura 53** se presentan los costos marginales promedio anuales por país.

Figura 52. Costos marginales promedio mensual estimados en los países del MER.

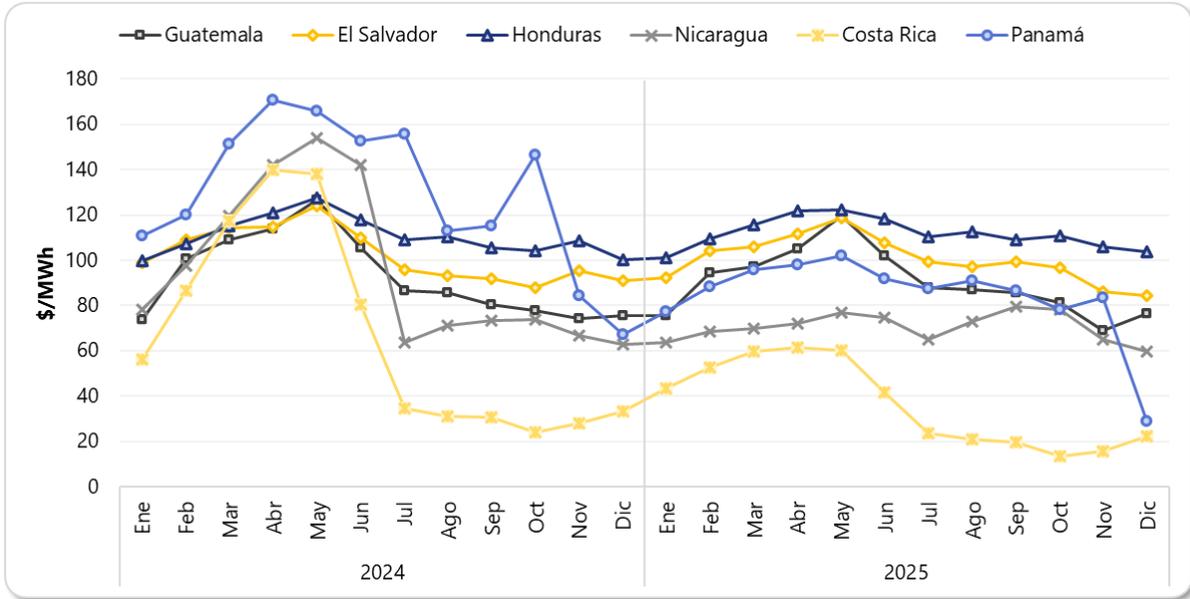
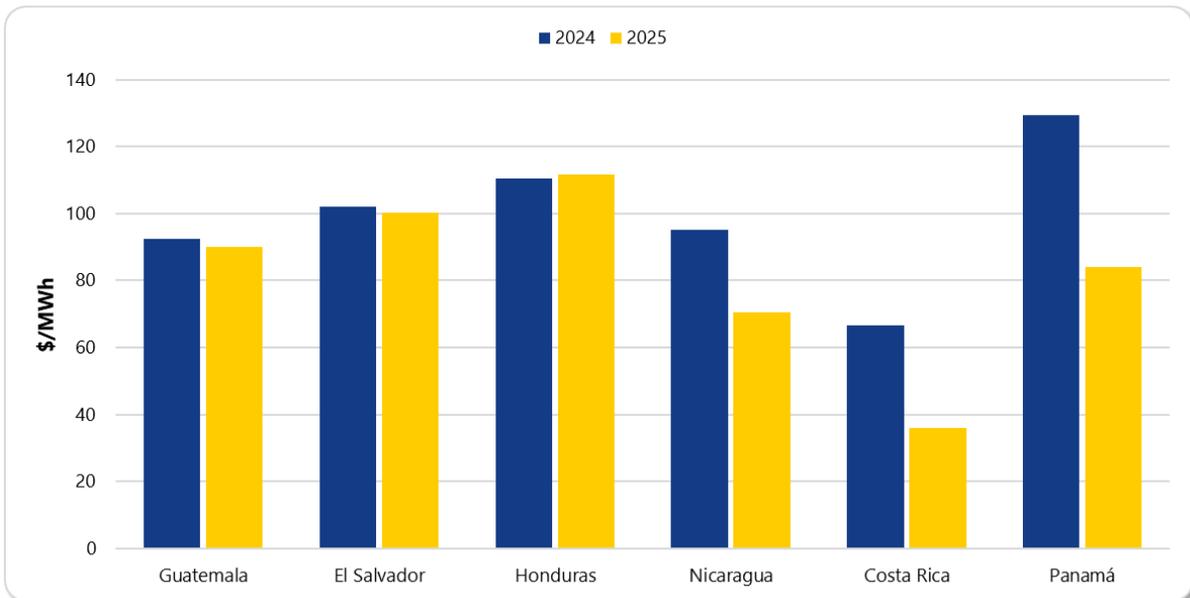


Figura 53. Costos marginales promedio anual estimados en los países del MER.





Como se puede observar en las figuras 52 y 53, los menores costos marginales tanto del período de enero a diciembre 2024 como de enero a diciembre 2025 resultan en los países de Costa Rica, Nicaragua y Guatemala, respectivamente, debido principalmente a la mezcla de recursos que componen la matriz eléctrica, que en estos casos son predominantemente renovables, pero también impactan restricciones en las redes de transmisión y distribución, como en el caso de Panamá en donde se presentan restricciones considerables.

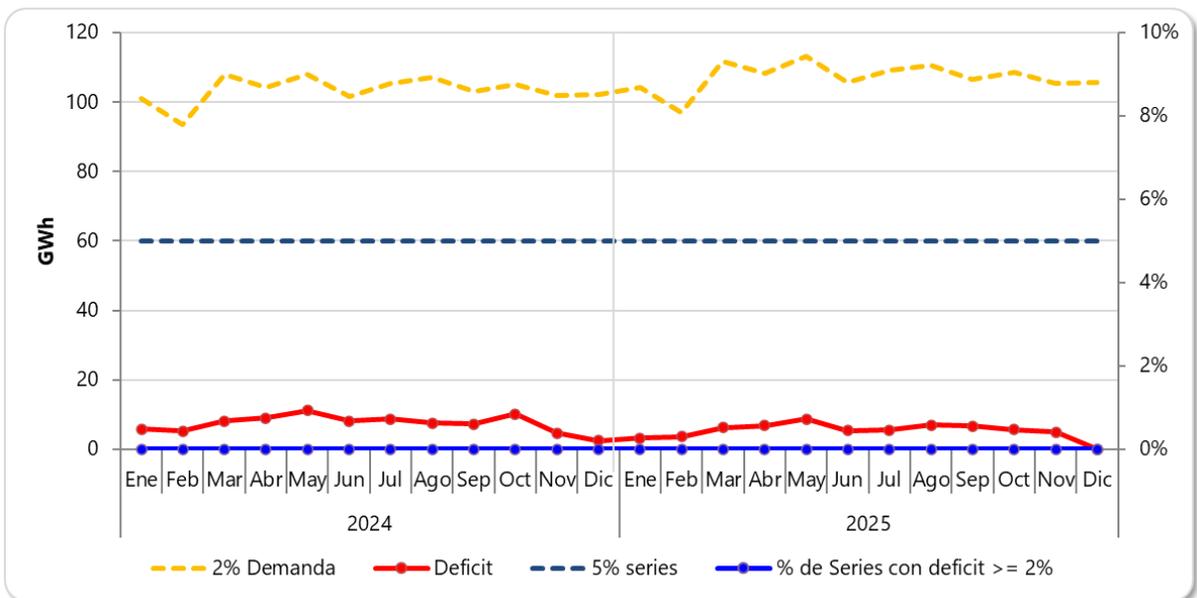
4.7.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El criterio de confiabilidad adoptado considera que existe riesgo de déficit en un sistema si en una de las etapas del horizonte de estudio se supera el 2 % de la demanda en más del 5 % de las series hidrológicas analizadas.

De acuerdo con los resultados presentados por país, se estima que hay déficit energético en los sistemas de Honduras y Panamá, pero los valores de este no superan los límites del criterio, por lo que se determina que el Sistema Eléctrico Regional de América Central cuenta con un alto nivel de confiabilidad para el suministro de la demanda en todo el horizonte de análisis.

La **Figura 54** ilustra los valores utilizados para evaluar el criterio de confiabilidad energética del sistema eléctrico regional para el periodo de julio 2023 a diciembre 2024.

Figura 54. Confiabilidad energética estimada del Sistema Eléctrico Regional de América Central.





5. Conclusiones

De acuerdo con la información suministrada por los OS/OM para actualización de la base de datos regional y según los resultados obtenidos en la simulación de la operación del sistema eléctrico regional, se presentan las siguientes conclusiones:

- Se estima que la demanda de energía de América Central para el período de enero a diciembre 2024 crecerá 4.5 % con respecto al mismo período del año 2023, mientras que la demanda correspondiente al período de enero a diciembre 2025 crecerá 3.3 % respecto del año 2024.
- La capacidad de generación disponible en los países de la región totaliza 17,542.5 MW, la cual tienen un fuerte componente hidroeléctrico, cuya proporción en la composición de la matriz eléctrica es de 40.4 %; los recursos renovables variables suman 16.8 %, la biomasa suma 7.6 % y la geotermia 3.2 %. La componente térmica que complementa la matriz se conforma por un 22.3 % de centrales que operan con base en combustibles derivados del petróleo, 5.1 % de carboeléctricas y 4.3 % de centrales de gas natural.
- Las expansiones en el sistema de generación para el período de este planeamiento prevén la puesta en servicio de 2,181 MW de nueva capacidad en la región, destacando los proyectos Central Puerto Sandino de 308 MW en Nicaragua y central Gatún de 6556.2 MW en Panamá, las cuales conforman el 44.2 % de la capacidad prevista a entrar en servicio. Otra componente relevante en la expansión de generación corresponde a 37 proyectos fotovoltaicos, que suman 776 MW y representan 35.6 % de la capacidad prevista a incorporarse al sistema.
- Se estima que la demanda de la Región será suministrada principalmente con recursos renovables, principalmente energía hidroeléctrica con una proporción de 51.7 % y 13.2 % con otros recursos renovables (eólicas, fotovoltaicas, generación distribuida, geotermia y biomasa).
- Los intercambios de energía en el MER mantienen un potencial relevante, estimándose en 393.2 GWh-mes en promedio para todo el período de este planeamiento y totalizando cerca de 4,700 GWh en cada uno de los años evaluados.
- Los potenciales sistemas exportadores de la región siguen siendo Costa Rica, Guatemala y Panamá, con proporciones de 45.6 %, 33.2 % y 14.4 %, respectivamente, mientras que como potenciales importadores se presentan Nicaragua, El Salvador y Honduras, con proporciones de 30.1 %, 28.9 % y 22.9 %, respectivamente.



- Los costos marginales para el suministro de la demanda evidencian la composición de las matrices energéticas de cada uno de los países, así como el beneficio del uso de las interconexiones para el intercambio energético regional. El sistema costarricense resulta con los menores costos marginales de la región en todo el período con valores promedio de 66.58 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2024 y 36.10 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2025, seguido por el sistema de Nicaragua con valores promedio de 95.21 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2024 y 70.50 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2025.
- De acuerdo con las condiciones previstas para el sistema eléctrico regional y conforme a los resultados del indicador de confiabilidad energética, se concluye que el sistema cuenta con suficiente capacidad de generación para atender los requerimientos de la demanda de los seis países de la región; así mismo, se estima que la red de transmisión soporta convenientemente los flujos en la red de transmisión regional. Es importante aclarar que la señal de déficit que se presenta en los sistemas de Honduras y Panamá ocurre en los sistemas de distribución y los valores de déficit estimados no son sensibles para los fines de este Planeamiento.