



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2024 - 2025

Actualización julio 2024

Área Responsable: Coordinación de Planificación del Sistema

San Salvador, 15 de julio de 2024.

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	12
1.6.1. Tasa de Descuento.....	12
1.6.2. Costo de energía no suministrada.....	12
2. Parámetros y premisas de simulación	13
2.1. Parámetros del modelo	13
2.2. Premisas del caso de estudio	15
2.2.1. Horizonte de análisis	15
2.2.2. Año inicial de hidrología.....	15
2.2.3. Capacidad de intercambio regional	18
3. Estado del sistema	24
3.1. Oferta existente	24
3.2. Expansiones y modificaciones recientes.....	25
3.2.1. Expansiones de generación	25
3.2.2. Retiros de generación.....	26
3.2.3. Proyectos de transmisión	26
3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2024 a diciembre 2025.....	29
3.3.1. Expansiones de generación	29
3.3.1.1. Ampliaciones y modificaciones en el sistema de transmisión	31



4.	Resultados.....	38
4.1.	Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala	38
4.1.1.	Despacho de energía.....	38
4.1.2.	Intercambios en el MER.....	40
4.1.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	43
4.1.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	45
4.2.	Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador.....	47
4.2.1.	Despacho de energía.....	47
4.2.2.	Intercambios en el MER.....	49
4.2.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	52
4.2.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	54
4.3.	Resultados para el sistema eléctrico de Honduras.....	56
4.3.1.	Despacho de energía.....	56
4.3.2.	Intercambios en el MER.....	58
4.3.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	61
4.3.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	63
4.4.	Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua	66
4.4.1.	Despacho de energía.....	66
4.4.2.	Intercambios en el MER.....	68
4.4.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	72
4.4.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	73
4.5.	Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica.....	75
4.5.1.	Despacho de energía.....	75
4.5.2.	Intercambios en el MER.....	77
4.5.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	80
4.5.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	82
4.6.	Resultados para el sistema eléctrico de Panamá.....	84
4.6.1.	Despacho de energía.....	84
4.6.2.	Intercambios en el MER.....	86



4.6.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	89
4.6.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	91
4.7.	Resultados del Mercado Eléctrico Regional.....	94
4.7.1.	Despacho de energía.....	94
4.7.2.	Intercambios en el MER.....	96
4.7.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	99
4.7.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	102
5.	Conclusiones.....	103

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 noviembre 2023 a junio 2024.

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 en coordinación con las entidades nacionales encargadas de la planificación.

Según las estimaciones más recientes, la demanda de energía de la región centroamericana sumará **31,900 GWh** en el segundo semestre de 2024, lo cual representa un incremento de 5 % respecto de la energía suministrada en la región en el mismo período del año 2023; por otra parte, la demanda estimada para el año 2025 totalizaría **65,371 GWh**, esto representa un incremento de 3.5 % con respecto a la demanda estimada para el año 2024.



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

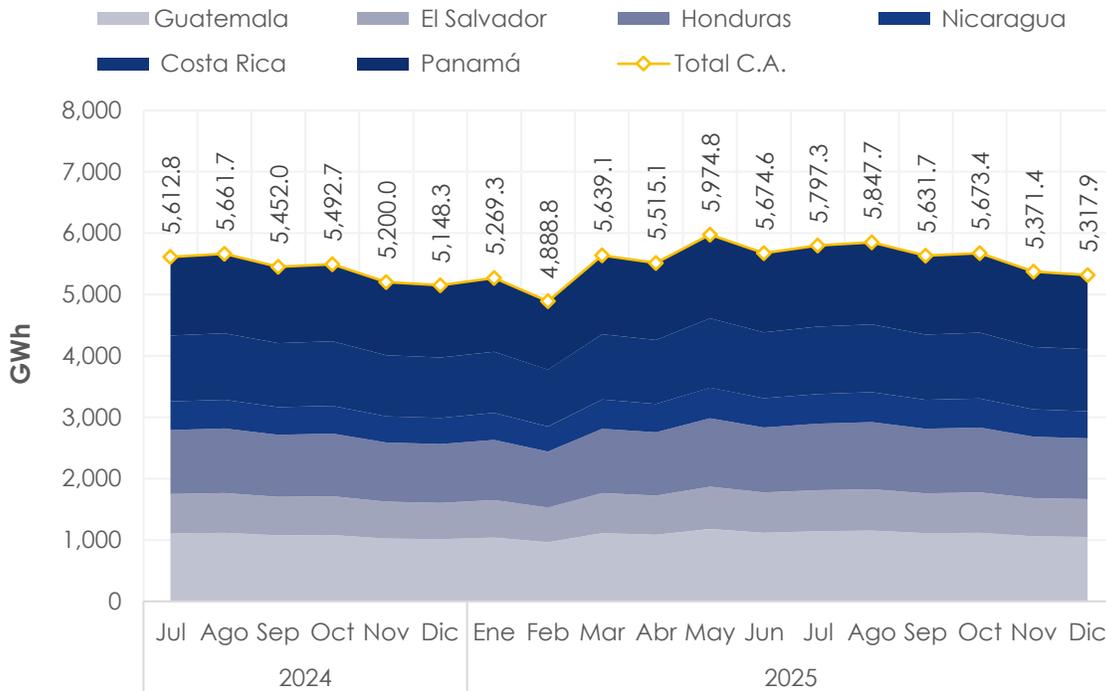
Tabla 1. Proyección de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2024	Jul	1,132.0	624.4	1,057.1	466.2	1,114.3	1,105.9	5,500.0
2024	Ago	1,141.9	630.0	1,066.3	470.3	1,123.9	1,116.0	5,548.3
2024	Sep	1,099.9	605.7	1,027.0	452.7	1,083.3	1,068.9	5,337.5
2024	Oct	1,107.9	610.8	1,034.5	456.2	1,090.7	1,080.7	5,380.9
2024	Nov	1,049.0	577.9	979.5	431.8	1,033.0	1,020.6	5,091.9
2024	Dic	1,038.6	572.1	969.8	427.5	1,022.8	1,010.1	5,040.9
2024	jul-dic	6,569.2	3,621.0	6,134.2	2,704.8	6,468.1	6,402.2	31,899.5
2025	Ene	1,062.3	590.4	993.4	444.3	1,048.2	1,029.2	5,167.8
2025	Feb	985.4	548.3	921.7	412.4	972.0	958.2	4,797.9
2025	Mar	1,136.9	631.9	1,063.1	475.5	1,121.7	1,102.2	5,531.3
2025	Abr	1,111.3	619.1	1,039.7	465.3	1,096.0	1,084.8	5,416.3
2025	May	1,203.9	670.9	1,126.4	504.1	1,187.2	1,176.3	5,868.8
2025	Jun	1,143.9	636.2	1,069.8	478.6	1,128.5	1,110.9	5,567.8
2025	Jul	1,168.2	650.8	1,092.9	489.1	1,152.1	1,140.2	5,693.3
2025	Ago	1,178.3	656.5	1,102.4	493.4	1,162.0	1,150.5	5,743.2
2025	Sep	1,135.3	631.3	1,061.7	475.0	1,120.0	1,102.1	5,525.4
2025	Oct	1,143.4	636.6	1,069.6	478.6	1,127.7	1,114.2	5,570.1
2025	Nov	1,082.7	602.3	1,012.6	453.0	1,068.0	1,052.4	5,271.1
2025	Dic	1,071.9	596.3	1,002.6	448.5	1,057.5	1,041.6	5,218.3
2025	ene-dic	13,423.5	7,470.5	12,555.8	5,617.9	13,240.9	13,062.6	65,371.2

La Figura 1 muestra de manera gráfica el comportamiento mensual de la proyección de demanda de energía por país para el período de julio 2024 a diciembre de 2025.



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



En cuanto 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 julio 2024 a diciembre 2025.



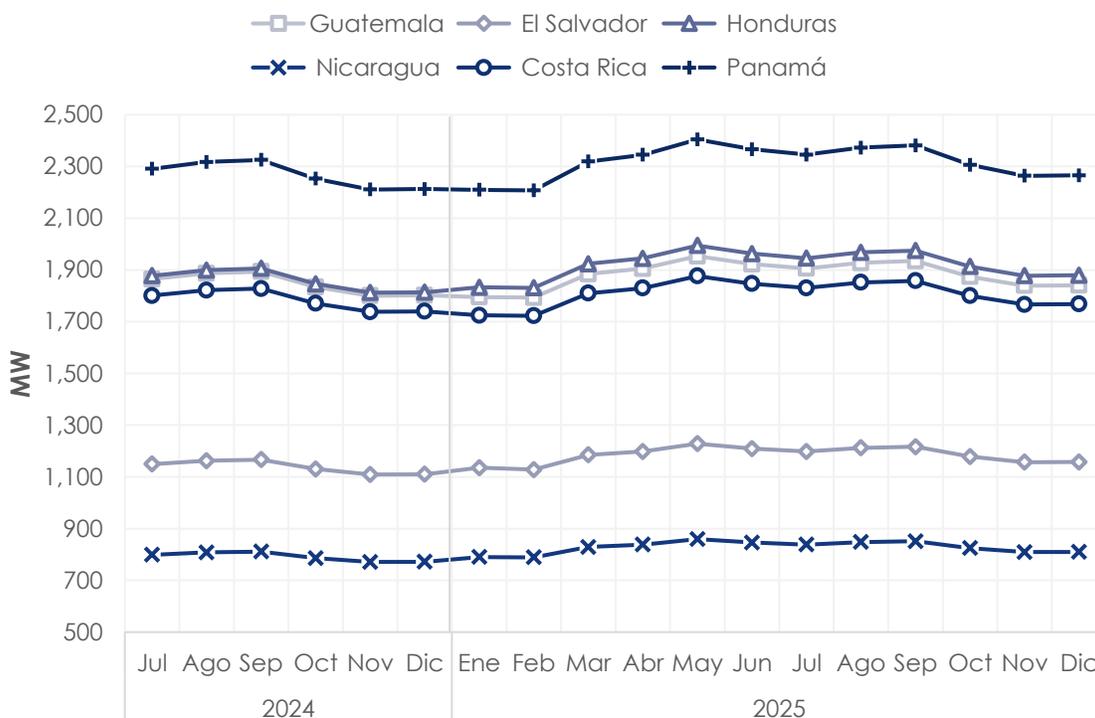
Tabla 2. Proyecciones de potencia de los países de América Central (MW).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2024	Jul	1,954.1	1,147.1	1,829.0	823.0	1,876.7	2,316.1
2024	Ago	1,976.7	1,160.4	1,850.2	832.5	1,898.4	2,342.9
2024	Sep	1,983.8	1,164.6	1,856.9	835.5	1,905.2	2,351.3
2024	Oct	1,921.5	1,128.0	1,798.6	809.3	1,845.4	2,277.5
2024	Nov	1,886.0	1,107.2	1,765.3	794.3	1,811.3	2,235.4
2024	Dic	1,887.8	1,108.2	1,767.0	795.1	1,813.0	2,237.5
2024	Máxima	1,983.8	1,164.6	1,856.9	835.5	1,905.2	2,351.3
2025	Ene	1,881.3	1,134.3	1,785.4	813.7	1,827.7	2,240.6
2025	Feb	1,879.1	1,125.7	1,783.4	812.8	1,825.6	2,238.0
2025	Mar	1,974.2	1,182.7	1,873.7	853.9	1,918.0	2,351.3
2025	Abr	1,996.1	1,195.8	1,894.4	863.4	1,939.3	2,377.4
2025	May	2,046.7	1,226.1	1,942.5	885.3	1,988.5	2,437.6
2025	Jun	2,014.6	1,206.9	1,912.0	871.4	1,957.2	2,399.4
2025	Jul	1,996.7	1,196.2	1,895.0	863.6	1,939.8	2,378.0
2025	Ago	2,019.8	1,210.0	1,916.9	873.6	1,962.3	2,405.6
2025	Sep	2,027.0	1,214.3	1,923.8	876.8	1,969.3	2,414.2
2025	Oct	1,963.4	1,176.2	1,863.4	849.2	1,907.5	2,338.4
2025	Nov	1,927.1	1,154.5	1,828.9	833.5	1,872.3	2,295.2
2025	Dic	1,928.9	1,155.6	1,830.6	834.3	1,874.0	2,297.3
2025	Máxima	2,046.7	1,226.1	1,942.5	885.3	1,988.5	2,437.6

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).

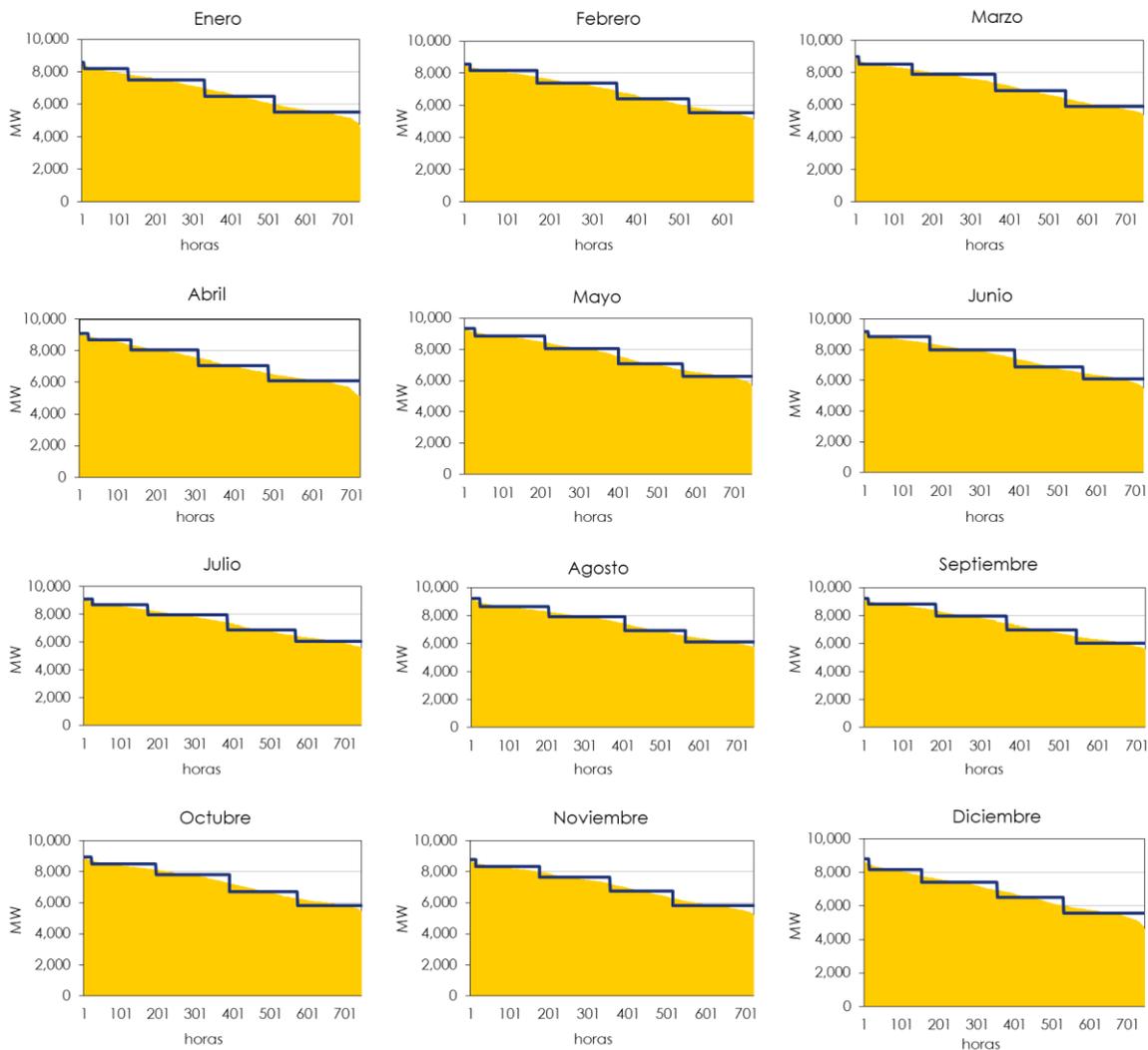


1.3. Discretización de los bloques horarios

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 bloques horarios.



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, que corresponde al bloque que agrupa 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 menor 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.

Mes	Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
Enero	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4	5			
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	3	4	4	4			
	Mar	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	3	1	1	2	3	4	4	4	4			
	MiÉ	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	2	2	1	1	2	3	3	4			
	Jue	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	3	4	4	4			
	Vie	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	3	4	4	4	4			
Sáb	5	5	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	5				
Febrero	Dom	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4	5				
	Lun	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	1	2	3	4	4	4				
	Mar	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	4	4				
	MiÉ	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	4	4				
	Jue	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	4	4				
	Vie	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	3	4	4	4			
Sáb	4	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	4	4	4				
Julio	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4				
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	3	4	4	4				
	Mar	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	2	2	3	2	1	2	3	4			
	MiÉ	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	2	2	1	1	2	3	2	1	2	3	4
	Jue	4	4	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	1	2	2	3	4	
	Vie	4	4	4	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	3	2	1	2	3	4	
Sáb	4	4	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4			
Agosto	Dom	4	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4				
	Lun	5	5	5	5	5	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	3	2	2	3	4			
	Mar	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	1	2	3	3	4			
	MiÉ	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	1	1	2	3	4		
	Jue	4	4	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	3	4	
	Vie	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	3	2	2	2	3	4	
Sáb	4	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	4			
Septiembre	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4	5			
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4	4			
	Mar	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	2	2	3	3	4			
	MiÉ	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	4		
	Jue	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	1	2	2	3	4		
	Vie	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	3	4		
Sáb	4	4	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	4			
Octubre	Dom	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4				
	Lun	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4	4			
	Mar	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	2	2	3	4	4			
	MiÉ	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4		
	Jue	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	2	2	3	4			
	Vie	4	4	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	1	2	3	4		
Sáb	4	4	4	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	4			
Noviembre	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4	5			
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4	4			
	Mar	5	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	2	2	3	4	4			
	MiÉ	5	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4		
	Jue	5	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4		
	Vie	5	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4		
Sáb	4	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	4	4				
Diciembre	Dom	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4				
	Lun	5	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	2	1	2	2	3	3	4	4			
	Mar	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	4			
	MiÉ	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4		
	Jue	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4		
	Vie	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4		
Sáb	4	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	4	4			

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 elástica. 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 (\$/MWh)	Coeficientes K					
		Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1	Inelástico	0.853	0.853	0.779	0.785	0.816	1.000
2	180	0.960	0.976	0.972	0.952	0.948	-
3	120	0.977	0.995	1.005	0.990	0.968	-
4	40	1.009	1.026	1.065	1.068	1.002	-

Como puede observarse en la tabla anterior, la demanda de Panamá es la única que no tiene definida elasticidad, 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 importados, 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 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 junio de 2024.

En cuanto a los precios del crudo luego que se registrara una reducción de los precios por segundo mes consecutivo, la *EIA* estima que debido a la extensión de los recortes de producción de la OPEP+ los precios durante el resto del año 2024 y el primer trimestre del 2025 aumenten. A media que las reservas mundiales de petróleo aumenten durante la mayor parte de 2025, se estima que el precio del crudo disminuirá gradualmente.

Con relación a los precios del gas natural, se estima que el precio de referencia del gas natural Henry Hub en EE. UU. aumente en el segundo semestre de 2024, debido a que las inyecciones de almacenamiento aumentan menos que el promedio de cinco años. Si la producción de gas natural en EE. UU. es menor de lo previsto y el consumo en el sector eléctrico para satisfacer la demanda de aire acondicionado aumenta más de lo esperado, los precios podrían ser más altos de lo pronosticado.

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.

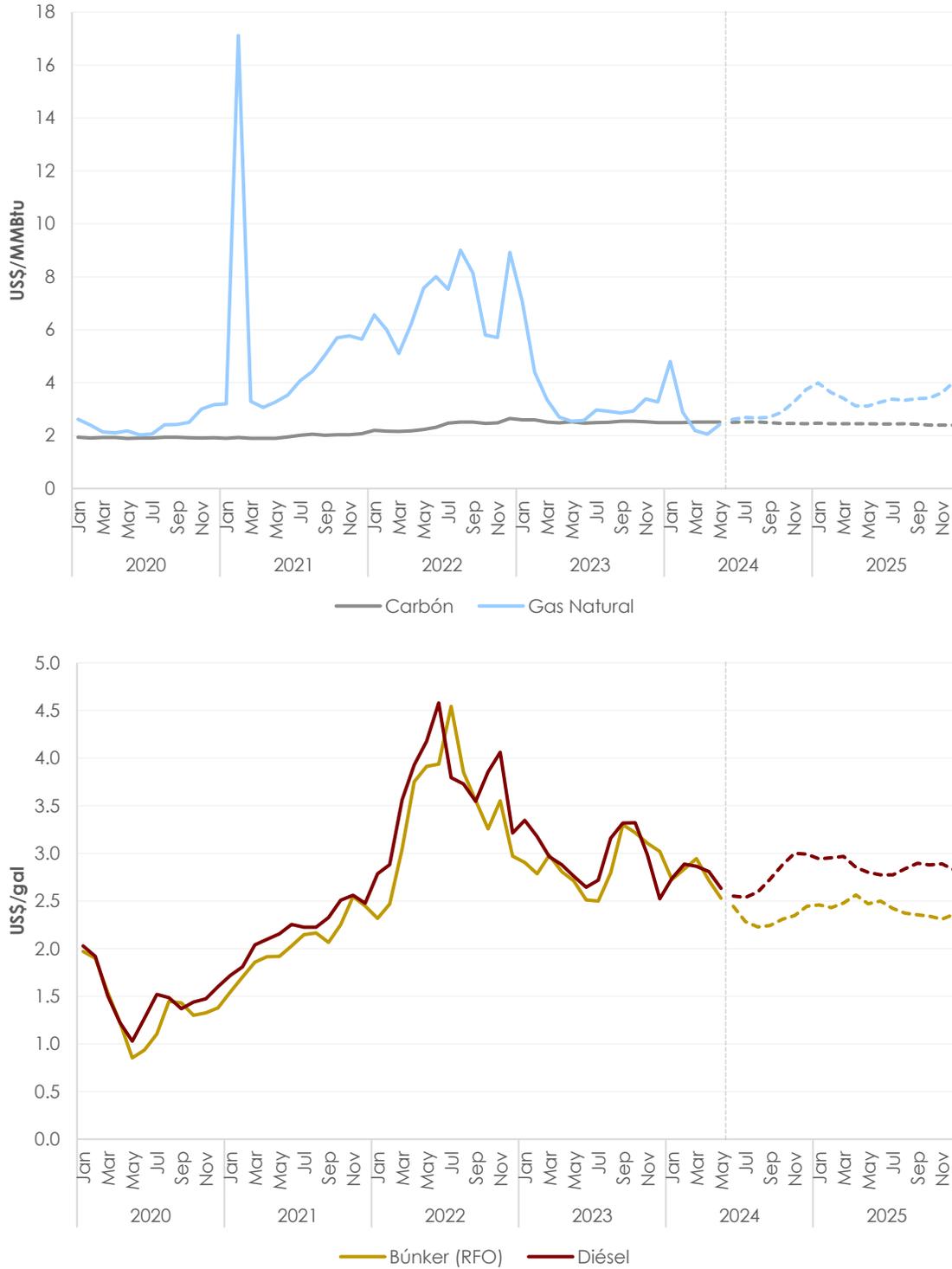
Año	Mes	Búnker US\$/Gal	Diésel US\$/Gal	Carbón US\$/MMBtu	Gas Natural (HH) US\$/MMBtu
2024	Jul	2.2837	2.5376	2.5089	2.6836
2024	Ago	2.2279	2.5957	2.515	2.6706
2024	Sep	2.2427	2.7294	2.492	2.6848
2024	Oct	2.3077	2.8801	2.4619	2.8759
2024	Nov	2.3465	3.0008	2.4565	3.2585
2024	Dic	2.4454	2.9903	2.4519	3.7373
2025	Ene	2.4605	2.9426	2.4662	3.9842
2025	Feb	2.4293	2.955	2.4527	3.6384
2025	Mar	2.4804	2.967	2.448	3.4187
2025	Abr	2.5638	2.854	2.4484	3.1228
2025	May	2.4697	2.7993	2.4459	3.1157
2025	Jun	2.5011	2.7739	2.4338	3.2588
2025	Jul	2.4232	2.7733	2.4411	3.3755
2025	Ago	2.373	2.8388	2.4478	3.3275
2025	Sep	2.3546	2.8949	2.4274	3.3946
2025	Oct	2.3403	2.8789	2.4005	3.4172
2025	Nov	2.308	2.8901	2.3971	3.6086
2025	Dic	2.3609	2.8264	2.3947	4.028

Nota. Estimación propia realizada con costos de combustible para la generación de energía del STEO correspondiente a junio 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 junio 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-01-2024, con un valor de **11.95 %**.

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 17.3.5 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



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

Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Número máximo de iteraciones	Límite máximo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP).	15
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 julio 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 el año más reciente y de mayor frecuencia de los años indicados por cada país según la metodología de años análogos del Foro del Clima de América Central (FCAC), del Comité Regional de Recursos Hidráulicos adscrito al Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA). Para este Planeamiento se utilizó como referencia el LXXIV informe del FAC, correspondiente al período de mayo a julio 2024.

Dentro de las conclusiones del LXXIV Foro refieren que el clima ha sido complejo y extremo en el año 2023 y principios de 2024, caracterizado por temperaturas récord en el mar Caribe y Atlántico. Los climatólogos del Foro identifican la influencia del calentamiento en el océano Pacífico y la tendencia al enfriamiento en el futuro.

En cuanto al episodio de El Niño estiman que se debilitará y entrará en un período neutral-frío entre mayo y julio de 2024, con una alta posibilidad de desarrollo de la Niña en el segundo semestre del año, con una máxima intensidad entre diciembre de 2024 y enero de 2025.

Con relación a las temperaturas del mar en el Atlántico y el Caribe han alcanzado niveles históricos, aunque en el mes de abril se observó un leve enfriamiento. Se espera que las temperaturas sigan siendo más altas que las normales, lo que favorecerá una temporada activa de ciclones tropicales.

Adicionalmente señalan que la Oscilación Decadal del Pacífico (PDO) ha sido negativa desde 1998 y se espera que siga en esta tendencia, lo que influirá en el enfriamiento del océano Pacífico y el desarrollo de la Niña. La Oscilación Multidecadal del Atlántico Norte (AMO) también ha regresado a valores negativos.



Respecto de la temporada de ciclones tropicales estiman que será más activa de lo normal, con una alta posibilidad de desarrollo de ciclones en mayo y junio con influencia directa o indirecta en Centroamérica.

Sobre la temporada lluviosa prevén que sea más intensa de lo normal en gran parte del Pacífico cercano a las costas de Guatemala, El Salvador y Honduras.

Con relación la probabilidad de que la lluvia acumulada en el período de mayo a julio 2024, el FCAC estima que tendrá un comportamiento en el rango **arriba de lo normal** en la Franja Transversal del Norte, oeste de Caribe, Bocacosta y mayor parte del Pacífico de Guatemala; la Zona norte fronteriza con Honduras, toda la franja costera y la mayor parte del oriente de El Salvador; en Valle, suroeste de El Paraíso, sur del departamento de La Paz, Francisco Morazán e Intibucá, centro y norte de Choluteca, noroeste de Copán y sureste de Lempira en Honduras; Valle Central, Pacífico Norte, Pacífico Central y Pacífico Sur en Costa Rica, así como en Chiriquí, Centro y Sur de Veraguas, Herrera, Norte y Suroeste de Los Santos, Coclé y sur de Darién en Panamá.

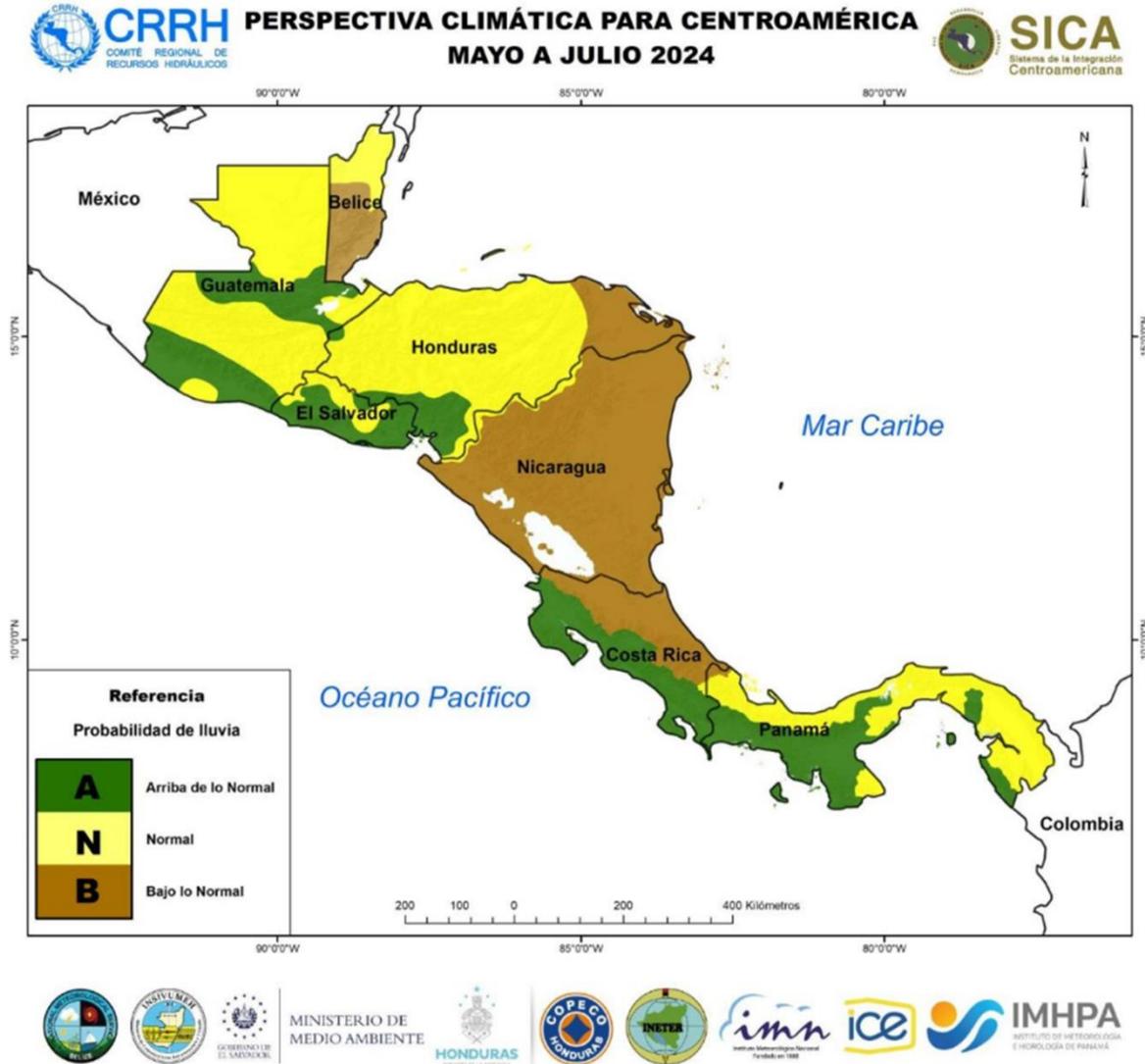
Las áreas con tendencias de lluvias en el rango **dentro de lo normal** se encuentran el Norte, este de Caribe, Occidente, Valles de Oriente, Altiplano Central, suroeste del departamento de Escuintla en Guatemala; en El Salvador gran parte de los departamentos de Santa Ana, Chalatenango, Cabañas y norte de los departamentos de San Vicente, Usulután y San Miguel; en Honduras las regiones Norte y Oriental, y la mayor parte del Occidente y Centro del país; también en Sureste de Los Santos, Panamá Oeste, Panamá, Norte de Darién, Bocas del Toro, Comarca Ngäbe-Buglé, Norte de Veraguas, Colón y Comarca de Guna Yala en Panamá.

En el rango **bajo lo normal** se encuentran Gracias a Dios en Honduras; todo el territorio de Nicaragua; Zona Norte Oriental y Occidental, Caribe Norte y Caribe Sur de Costa Rica.

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



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



Nota. LXXIV Perspectiva Climática para Centroamérica, período: mayo a julio 2024, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

Respecto a la metodología de años análogos de la perspectiva del clima, a continuación se presenta una tabla que consolida los años análogos establecidos en la perspectiva del clima para los países de la región.



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

País	Años análogos					
	1	2	3	4	5	6
Guatemala	2005	2010	2020			
El Salvador	1998	2007	2010	2013	2016	
Honduras	1998	2010	2016	2020		
Nicaragua	1973	1983	1995	1998	2010	2016
Costa Rica	2010					
Panamá	1998	2003	2005	2010		

Nota. Elaboración propia con base en la información del LXXIV Foro del Clima de América Central, período: mayo a julio 2024, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

Como se observa en la Tabla 7, el **año 2010** resulta con la mayor frecuencia, por lo que se definió este como año semilla para ejecutar el modelo de simulación del MER.

2.2.3. Capacidad de intercambio regional

La capacidad operativa de intercambio 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. Las tablas que siguen a continuación detallan las capacidades entre cada par de países por bloque horario y sentido de los flujos de potencia (Norte-Sur y Sur-Norte), mientras que la Figura 7 ilustra su comportamiento gráficamente.

Tabla 8. Capacidad Operativa de Transmisión entre Guatemala y El Salvador.

Año	Mes	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
		N-S	S-N								
2024	jul	300	300	300	290	300	290	300	300	300	300
	ago	300	270	300	300	300	300	300	300	300	300
	sep	300	270	300	300	300	300	300	300	300	300
	oct	300	270	300	300	300	300	300	300	300	300
	nov	300	270	300	300	300	300	300	300	300	300
	dic	300	280	300	300	300	300	300	300	300	300



Continuación Tabla 8. Capacidad Operativa de Transmisión entre Guatemala y El Salvador.

Año	Mes	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
		N-S	S-N								
2025	ene	300	280	300	300	300	300	300	300	300	300
	feb	300	280	300	300	300	300	300	300	300	300
	mar	300	280	300	300	300	300	300	300	300	300
	abr	300	280	300	300	300	300	300	300	300	300
	may	300	280	300	300	300	300	300	300	300	300
	jun	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	jul	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	ago	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	sep	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	oct	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	nov	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	dic	300	300	300	180	300	180	300	300	300	300

Tabla 9. Capacidad Operativa de Transmisión entre Guatemala y Honduras.

Año	Mes	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
		N-S	S-N								
2024	jul	300	250	280	260	280	260	300	300	300	300
	ago	300	70	20	0	20	0	300	300	300	300
	sep	300	70	20	0	20	0	300	300	300	300
	oct	300	70	20	0	20	0	300	300	300	300
	nov	300	70	20	0	20	0	300	300	300	300
	dic	300	30	0	0	0	0	0	300	300	300
2025	ene	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	feb	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	mar	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	abr	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	may	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	jun	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	jul	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	ago	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	sep	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	oct	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	nov	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	dic	0	50	40	300	40	300	300	300	300	300



Tabla 10. Capacidad Operativa de Transmisión entre El Salvador y Honduras.

Año	Mes	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
		N-S	S-N								
2024	jul	300	250	280	170	280	170	300	270	300	270
	ago	300	70	0	0	0	0	240	300	240	300
	sep	300	70	0	0	0	0	240	300	240	300
	oct	300	70	0	0	0	0	240	300	240	300
	nov	300	70	0	0	0	0	240	300	240	300
	dic	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
2025	ene	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	feb	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	mar	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	abr	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	may	300	30	0	0	0	0	300	300	300	300
	jun	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	jul	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	ago	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	sep	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	oct	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	nov	300	80	0	0	0	0	300	300	300	300
	dic	0	0	50	300	50	300	300	210	300	210

Tabla 11. Capacidad Operativa de Transmisión entre Honduras y Nicaragua.

Año	Mes	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
		N-S	S-N								
2024	jul	240	250	280	130	280	130	240	270	240	270
	ago	70	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	sep	70	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	oct	70	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	nov	70	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	dic	30	300	0	40	0	40	290	300	290	300
2025	ene	30	300	0	40	0	40	290	300	290	300
	feb	30	300	0	40	0	40	290	300	290	300
	mar	30	300	0	40	0	40	290	300	290	300
	abr	30	300	0	40	0	40	290	300	290	300
	may	30	300	0	40	0	40	290	300	290	300
	jun	80	300	0	0	0	0	290	300	290	300



Continuación Tabla 11. Capacidad Operativa de Transmisión entre Honduras y Nicaragua.

Año	Mes	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
		N-S	S-N								
2025	jul	80	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	ago	80	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	sep	80	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	oct	80	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	nov	80	300	0	0	0	0	290	300	290	300
	dic	0	0	300	20	300	20	290	300	290	300

Tabla 12. Capacidad Operativa de Transmisión entre Nicaragua y Costa Rica.

Año	Mes	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
		N-S	S-N								
2024	jul	240	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	ago	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	sep	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	oct	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	nov	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	dic	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
2025	ene	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	feb	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	mar	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	abr	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	may	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	jun	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	jul	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	ago	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	sep	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	oct	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	nov	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	dic	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300

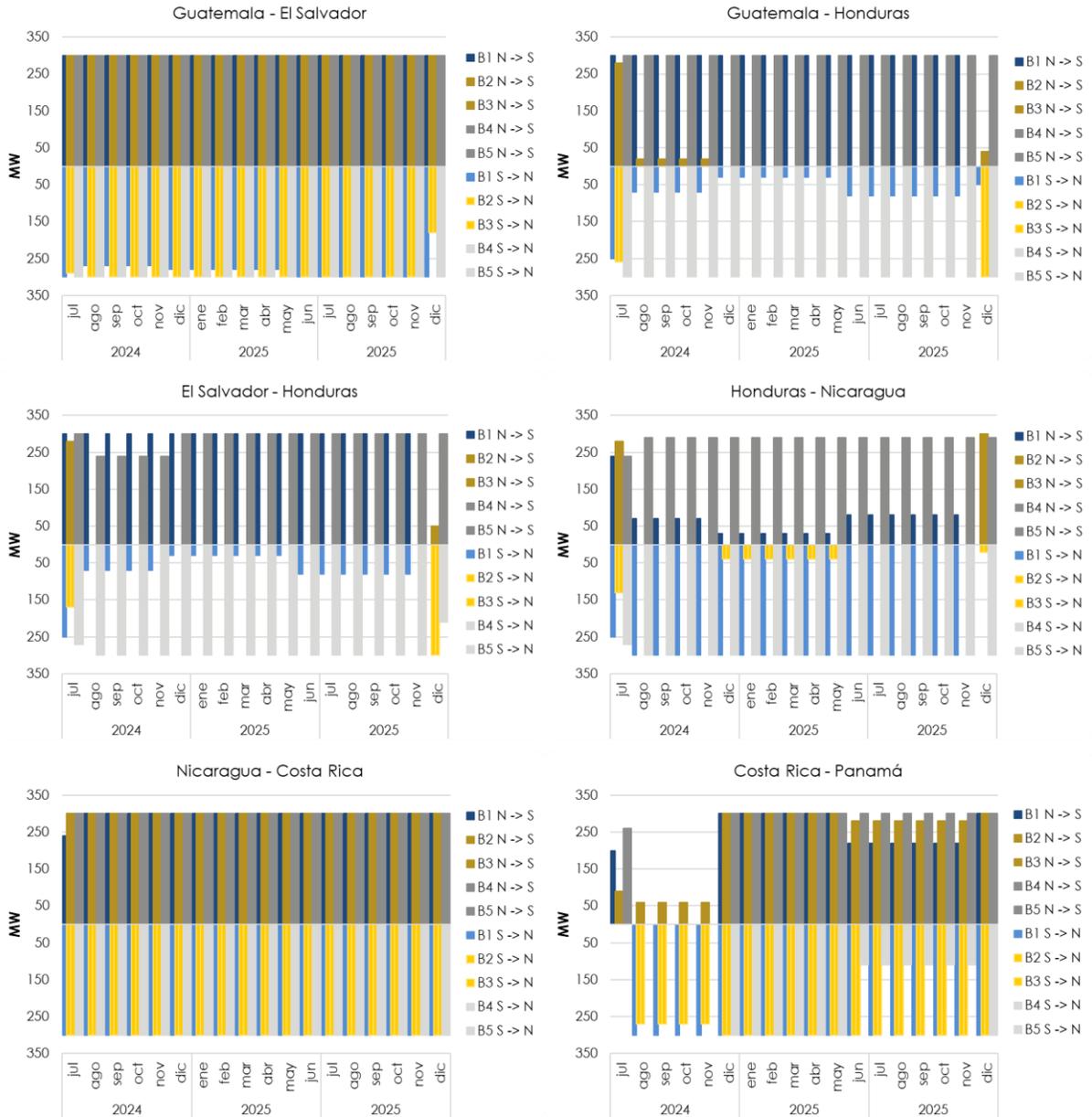


Tabla 13. Capacidad Operativa de Transmisión entre Costa Rica y Panamá.

Año	Mes	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3		Bloque 4		Bloque 5	
		N-S	S-N								
2024	jul	200	0	90	0	90	0	260	0	260	0
	ago	0	300	60	270	60	270	0	0	0	0
	sep	0	300	60	270	60	270	0	0	0	0
	oct	0	300	60	270	60	270	0	0	0	0
	nov	0	300	60	270	60	270	0	0	0	0
	dic	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
2025	ene	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	feb	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	mar	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	abr	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	may	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	jun	220	300	280	300	280	300	300	110	300	110
	jul	220	300	280	300	280	300	300	110	300	110
	ago	220	300	280	300	280	300	300	110	300	110
	sep	220	300	280	300	280	300	300	110	300	110
	oct	220	300	280	300	280	300	300	110	300	110
	nov	220	300	280	300	280	300	300	110	300	110
	dic	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300



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





3. Estado del sistema

3.1. Oferta existente

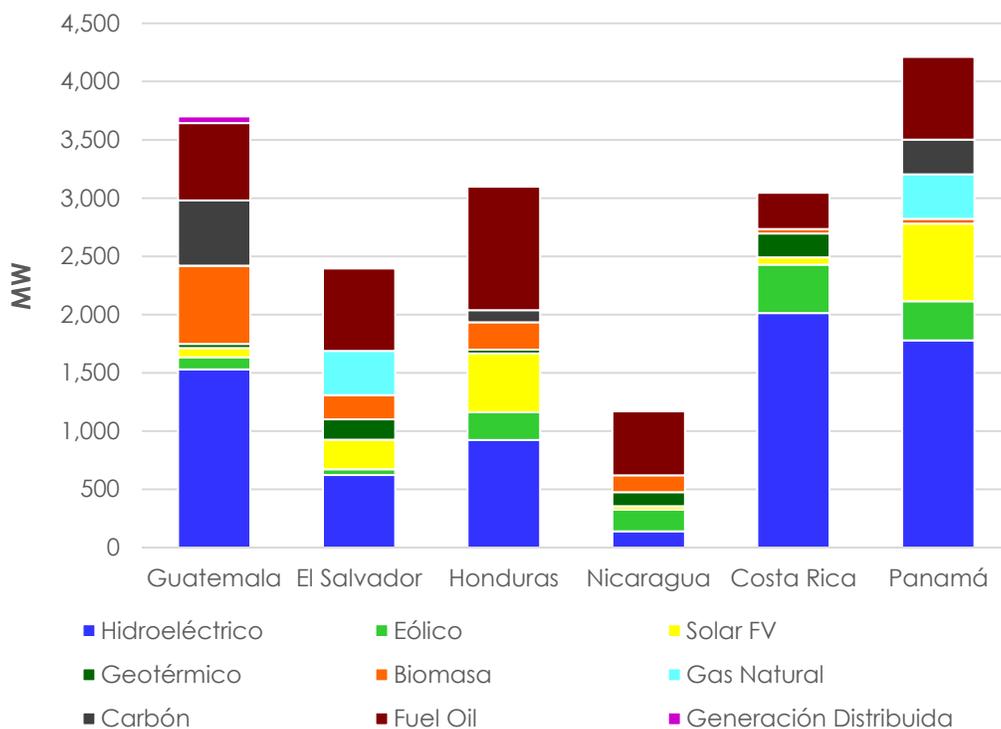
La capacidad de generación disponible en los países del MER a junio de 2024 de acuerdo con la información remitida por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, es de **17,619.2 MW**, de los cuales el 39.8 % corresponde a centrales hidroeléctricas, 32.5 % a termoeléctricas, 9.1 % a centrales solares fotovoltaicas, 7.5 % a centrales eólicas, 7.6 % a centrales de biomasa, 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 14. Oferta disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW).

Recurso	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total Recurso
Hidroeléctrico	1,530.7	623.2	922.1	139.2	2,012.6	1,776.6	7,004.4
Solar FV	80.0	253.6	504.7	29.0	61.4	668.9	1,597.6
Eólico	102.5	50.0	238.1	186.6	415.8	336.0	1,329.0
Geotérmico	33.6	174.5	35.0	120.0	206.7		569.8
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	559.8		105.0			300.0	964.8
Fuel Oil	664.3	708.7	1,058.8	548.9	310.9	708.8	4,000.4
Generación Distribuida	54.8						54.8
Total País	3,699.4	2,396.4	3,097.6	1,169.7	3,044.7	4,211.5	17,619.2

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, los países con la mayor capacidad instalada son Panamá, Guatemala y Honduras, con proporciones de 23.9 %, 21 % y 17.6 %, 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 primer semestre del año 2024 se reportó la incorporación de diecisiete proyectos de generación, los cuales totalizan **281.4 MW** de capacidad. De estos, en El Salvador se incorporaron tres proyectos solares por un total de 34.6 MW; en Honduras se incorporó la central térmica Brassavola, que es una central de 240 MW que operará con gas natural a partir de 2025, sin embargo anticipó su entrada en servicio con 70 MW operando con diésel; en



Nicaragua entró en servicio la Planta solar El Jaguar con capacidad de 17 MW; en Costa Rica se incorporó un proyecto hidroeléctrico, un proyecto eólico y dos proyectos solares, que totalizan 80 MW; en tanto que en Panamá se incorporaron siete proyectos solares por un total de 79.8 MW. El detalle de los proyectos se presenta en la Tabla 15.

Tabla 15. Proyectos de generación incorporados durante el primer semestre de 2024.

País	Fuente	Proyecto	Fecha	Capacidad (MW)
El Salvador	Solar FV	Proyecto Solar Fotovoltaico 8	1/5/2024	13.2
El Salvador	Solar FV	Talnique Solar	29/1/2024	13.2
El Salvador	Solar FV	Jiboa Solar	18/3/2024	8.2
Honduras	Fuel Oil	Brassavola Diesel 1	1/4/2024	40.0
Honduras	Fuel Oil	Brassavola Diesel 2	1/4/2024	30.0
Nicaragua	Solar FV	Planta El Jaguar	15/3/2024	17.0
Costa Rica	Hidroeléctrico	Hidro RC1	1/1/2024	20.0
Costa Rica	Eólico	Proyecto Eolico #1	1/1/2024	20.0
Costa Rica	Solar FV	Proyecto Solar #12 (Solar-5_20)	1/1/2024	20.0
Costa Rica	Solar FV	Proyecto Solar #4 (Solar-4_20)	1/1/2024	20.0
Panamá	Solar FV	PV Chame Solar	1/3/2024	20.0
Panamá	Solar FV	PV Ecosolar 3	1/1/2024	10.0
Panamá	Solar FV	PV Ecosolar 4	1/1/2024	10.0
Panamá	Solar FV	PV Ecosolar 5	1/1/2024	10.0
Panamá	Solar FV	PV Oro Solar	1/1/2024	9.9
Panamá	Solar FV	PV Rodeo Solar	1/1/2024	9.9
Panamá	Solar FV	PV SOLARPRO	1/6/2024	10.0
Total				281.4

3.2.2. Retiros de generación

En este Planeamiento no fueron informados retiros de generación del sistema.

3.2.3. Proyectos de transmisión

De acuerdo con la información actualizada por los OS/OM para la base de datos, se identifican 47 modificaciones efectuadas en el sistema de transmisión durante el primer semestre del año 2024; 8 modificaciones corresponden a Guatemala, 20 a Honduras, 5 a Nicaragua, 1 a Costa Rica y 13 a Panamá. A continuación se presenta Tabla 16 con la información detallada.



Tabla 16. Modificaciones en los sistemas de transmisión de los países de Centro América.

País	Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
Guatemala	1/2024	Línea	1130	1137	Las Cruces - Guatemala Oeste 230A	230	424	Incorporación nueva línea
Guatemala	1/2024	Línea	1130	1137	Las Cruces - Guatemala Oeste 230B	230	424	Incorporación nueva línea
Guatemala	1/2024	Línea	1732	14215	Morales - Interfaz Rio Dulce 230A	230	491.6	Incorporación nueva línea
Guatemala	1/2024	Trafo	1114	1156	Guate Sur 138/69A	138/69	75	Retiro por incremento capacidad de 75 a 105 MVA
Guatemala	1/2024	Trafo	1114	1156	Guate Sur 138/69B	138/69	75	Retiro por incremento capacidad de 75 a 105 MVA
Guatemala	1/2024	Trafo	1114	1156	Guate Sur 138/69A2	138/69	105	Incorporación por incremento capacidad de 75 a 105 MVA
Guatemala	1/2024	Trafo	1114	1156	Guate Sur 138/69B2	138/69	105	Incorporación por incremento capacidad de 75 a 105 MVA
Guatemala	1/2024	Trafo	1137	1143	Guatemala Oeste 230/69A	230/69	150	Incorporación
Honduras	1/2024	Línea	3033	3241	Suyapa - Sitio 230A	230	405.1	Incorporación por cambio de topología SE Sitio de 138 a 23 kV
Honduras	1/2024	Línea	3045	3191	Bella Vista - El Centro 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE El Centro
Honduras	1/2024	Línea	3049	3037	Choloma - Bermejo 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE Choloma
Honduras	1/2024	Línea	3052	3193	Circunvalación - El Estadio 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE El Estadio
Honduras	1/2024	Línea	3072	3085	Lainez - Miraflores 138A	138	151.8	Incorporación nueva línea
Honduras	1/2024	Línea	3095	3257	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	230	456	Incorporación por cambio de tensión de 138 a 23 kV
Honduras	1/2024	Línea	3193	3203	El Estadio - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE El Estadio
Honduras	1/2024	Línea	3219	3049	Merendon - Choloma 138A	138	151.8	Incorporación para conexión SE Choloma
Honduras	1/2024	Línea	3257	3300	Sn. Pedro Sula Sur – Sn. Buenaventura 230A	230	455.3	Incorporación nueva línea
Honduras	1/2024	Línea	3815	3203	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación nueva línea
Honduras	1/2024	Trafo	3072	3076	Lainez 138/13A	138/13.8	50	Incorporación por cambio topología 69 a 138 kV
Honduras	1/2024	Trafo	3108	3600	Santa Marta 138/69A	138/69	50	Incorporación
Honduras	1/2024	Trafo	3160	3161	El Retorno 138/13A	138/13.8	50	Reemplazo por cambio capacidad de 25 a 50 MVA
Honduras	1/2024	Trafo	3160	3161	El Retorno 138/13B	138/13.8	50	Incorporación segundo transformador
Honduras	1/2024	Trafo	3191	3192	El Centro 138/13A	138/13.8	50	Incorporación SE El Centro



Continuación Tabla 16. Modificaciones en los sistemas de transmisión de los países de Centro América.

País	Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
Honduras	1/2024	Trafo	3241	3242	Sitio 230/13A	230/13.8	50	Incorporación transformador de carga
Honduras	1/2024	Trafo	3257	39004	San Pedro Sula 230 T01	230/0	150	Incorporación
Honduras	1/2024	Trafo	3257	39050	San Pedro Sula 230 T02	230/0	150	Incorporación
Honduras	1/2024	Trafo	3811	3846	Talanga II 230/69A	230/69	85	Incorporación
Honduras	1/2024	Trafo	3815	3420	Central Azucarera Hondureña 138/13A	138/13.8	50	Incorporación por cambio topología 69 a 138 kV
Nicaragua	2/2024	Línea	4407	4403	Frontera Honduras NH - León I	230	383	Repotenciación de 225.4 a 383 MVA
Nicaragua	3/2024	Línea	4307	4319	Catarina - Masaya 138	138	150	Repotenciación de 100 a 150 MVA
Nicaragua	3/2024	Línea	4395	4397	Tortuguero - Esperanza II 138	138	150	Incorporación nueva línea
Nicaragua	3/2024	Línea	4403	4418	León I - Malpaisillo 230	230	414	Incorporación nueva línea
Nicaragua	3/2024	Línea	4413	4418	Casita - Malpaisillo 230	230	414	Incorporación nueva línea
Costa Rica	1/2024	Línea	50200	50100	Arenal - Coroboci 230	230	400	Repotenciación de 350 a 400 MVA
Panamá	1/2024	Línea	6100	6171	Bayano - Pacora 230 (230-1A)	230	505	Repotenciación de 193 a 505 MVA
Panamá	1/2024	Línea	6801	6867	Sabanitas - PMedio1 GTPP 230	230	770	Incorporación conexión Central GTPP
Panamá	1/2024	Línea	6801	6875	Sabanitas - PMedio2 GTPP 230	230	770	Incorporación conexión Central GTPP
Panamá	1/2024	Línea	6867	6868	PMedio1 GTPP - Gas To Power Panamá 230	230	818	Incorporación nueva línea
Panamá	1/2024	Línea	6875	6868	PMedio GTPP2 - Gas To Power Panamá 230	230	818	Incorporación nueva línea
Panamá	4/2024	Línea	6405	6801	Telfers - Sabanitas 230-55	230	775	Incorporación SE Telfers
Panamá	4/2024	Línea	6808	6405	Costa Norte - Telfers 230A	230	775	Incorporación SE Telfers
Panamá	4/2024	Línea	6808	6405	Costa Norte - Telfers 230B	230	775	Incorporación SE Telfers
Panamá	6/2024	Línea	6000	6014	Frontera Costa Rica Pro - Progreso	230	505	Repotenciación de 193 a 505 MVA
Panamá	6/2024	Línea	6011	6014	Mata de Nance - Progreso 230 (230-39)	230	505	Incorporación nueva línea
Panamá	6/2024	Línea	6014	6380	Progreso - Boqueron III 230 (230-9B)	230	505	Repotenciación de 193 a 505 MVA
Panamá	6/2024	Línea	6713	6840	Burunga - Panama 3 230A (230-12A12)	230	505	Incorporación nueva línea
Panamá	6/2024	Línea	6713	6840	Burunga - Panama 3 230B (230-13A12)	230	505	Incorporación nueva línea



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 julio 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.

Para el período indicado se prevé la incorporación de 29 proyectos de generación eléctrica, los cuales totalizan **1,773.3 MW** de nueva capacidad en los países de la región, de los cuales destacan tres centrales de gas natural que totalizan 1,204.2 MW, representando 68.6 % de la capacidad que se espera agregar al sistema en el período de este Planeamiento; las centrales referidas son la Central Gatún de 656 MW en Panamá que prevé su incorporación en septiembre de 2024, la Central Puerto Sandino de 308 MW en Nicaragua, que reporta atraso en su incorporación de julio a octubre de 2024, y la Central Brassavola de 240 MW en Honduras cuya puesta en servicio se prevé para junio de 2025, no obstante desde abril de 2024 tiene en servicio 70 MW operando con diésel.

Los otros proyectos de generación previstos a incorporarse al sistema lo componen 24 plantas solares que totalizan 529.2 MW; de las cuales 3 se encuentran en El Salvador sumando 41 MW, 4 en Nicaragua que suman 142 MW, 2 en Costa Rica que suman 70 MW y 15 en Panamá que suman 276.2 MW. Adicionalmente se contemplan 2 parques eólicos que suman 40 MW, los cuales se encuentran en Costa Rica.

Dentro de las previsiones de este Planeamiento se contempla la finalización de la modernización en la central hidroeléctrica Cachí, en Costa Rica para enero de 2025, 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 17. Cronograma de expansión de generación previsto julio 2024 - diciembre 2025.

País	Fecha	Nombre proyecto	Fuente	Capacidad (MW)
El Salvador	8/2024	Cabaña Solar	Solar FV	5.0
El Salvador	10/2024	Conchagua Power	Solar FV	30.0
El Salvador	1/2025	Proyecto Solar Fotovoltaico 6	Solar FV	6.0
Honduras	6/2025	Brassavola Ciclo Combinado	Gas Natural	240.0
Nicaragua	10/2024	Central Gas Puerto Sandino	Gas Natural	308.0
Nicaragua	12/2024	Planta San Isidro	Solar FV	14.0
Nicaragua	12/2024	4 - Solar 5	Solar FV	15.0
Nicaragua	1/2025	4 - Solar 2	Solar FV	50.0
Nicaragua	1/2025	4 - Solar 6	Solar FV	63.0
Costa Rica	1/2025	Proyecto Eolico #6 (Eolico Proy 9)	Eólico	20.0
Costa Rica	1/2025	Proyecto Eolico #7 (Eolico Proy D4)	Eólico	20.0
Costa Rica	1/2025	Proyecto Solar #14 (Solar-6_20)	Solar FV	20.0
Costa Rica	1/2025	Proyecto Solar #3 (Solar-1_50)	Solar FV	50.0
Panamá	9/2024	Central Termica Gatun	Gas Natural	656.2
Panamá	9/2024	PV La Hueca	Solar FV	70.0
Panamá	1/2025	Cerro Viejo Solar	Solar FV	20.0
Panamá	1/2025	HP Solar	Solar FV	20.0
Panamá	1/2025	Llano Sanchez	Solar FV	10.0
Panamá	1/2025	PV Esti Solar 2	Solar FV	6.6
Panamá	1/2025	PV Gualaca Solar (Helios)	Solar FV	60.0
Panamá	1/2025	PV Solar Alanje 1	Solar FV	10.0
Panamá	1/2025	PV Solar Alanje 2	Solar FV	10.0
Panamá	1/2025	PV Solar Alanje 3	Solar FV	10.0
Panamá	1/2025	PV Agua Viva	Solar FV	9.9
Panamá	3/2025	PV La Villa Solar	Solar FV	10.0
Panamá	3/2025	PV Megasolar	Solar FV	10.0
Panamá	6/2025	PV San Bartolo (Ecoener)	Solar FV	9.9
Panamá	12/2025	PV La Mesa (Ecoener)	Solar FV	9.9
Panamá	12/2025	PV Santiago (Ecoener)	Solar FV	9.9
Total				1,773.3



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 julio 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.

De acuerdo con la información reportada por los OS/OM para la actualización de la base de datos, se prevén 105 modificaciones en la red de transmisión, las cuales se detallan en las siguientes tablas.



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

Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
1/1/2025	Línea	1730	14220	Izabal - Modesto Méndez 230A	230	438.2	Incorporación conexión SE Modesto Méndez
1/1/2025	Línea	1431	1442	Rio Dulce - Poptún 69A	69	73.7	Seccionamiento por incorporación SE Modesto Méndez
1/1/2025	Línea	1431	14221	Rio Dulce - Modesto Méndez 69A	69	73.7	Incorporación conexión SE Modesto Méndez
1/1/2025	Línea	1442	14221	Poptún - Modesto Méndez 69A	69	73.7	Incorporación conexión SE Modesto Méndez
1/1/2025	Transformador	14220	14221	Modesto Méndez 230/69A	230/69	105	Incorporación SE Modesto Méndez
1/1/2025	Transformador	1134	1859	Sololá 230/69A	230/69	150	Incorporación nuevo transformador

Tabla 19. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de El Salvador.

Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
31/7/2024	Línea	27481	27571	Talnique - Tamanique 115-1	115	130	Incorporación para suministro de demanda
31/7/2024	Transformador	27571	22571	Tamanique 115/23-1	115/23	50	Incorporación SE Tamanique
30/12/2024	Línea	27341	27541	San Miguel - Morazán 115-1	115	130	Incorporación nueva línea
30/12/2024	Transformador	27541	24541	Morazán 115/46-1	115/46	50	Incorporación nuevo transformador
1/4/2025	Línea	27181	27341	15 Septiembre - San Miguel 115-1	115	130	Retiro por cambio topología red Chinameca
1/4/2025	Línea	27181	27591	15 de Septiembre - Chinameca 115-1	115	130	Incorporación por cambio topología red Chinameca
1/4/2025	Línea	27341	27591	San Miguel - Chinameca 115-1	115	130	Incorporación por cambio topología red Chinameca



Tabla 20. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Nicaragua.

Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
1/7/2024	Línea	4402	4423	Sandino - Central Puerto Sandino 230A	230	414	Incorporación conexión Central Puerto Sandino
1/7/2024	Línea	4402	4423	Sandino - Central Puerto Sandino 230B	230	414	Incorporación conexión Central Puerto Sandino
1/1/2025	Línea	4361	4336	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200	Incremento capacidad de 134 MVA a 200 MVA
1/3/2025	Línea	4140	4329	San Francisco Libre - Planta C. Fonseca	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4140	4357	San Francisco Libre - San Benito 138	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4201	4233	Acoyapa - San Miguelito 69	69	6	Retiro por cambio de topología de 69 kV a 138 kV
1/3/2025	Línea	4208	4211	Corinto - Derivación Corinto 69	69	36	Retiro por cambio de topología de 69 kV a 138 kV
1/3/2025	Línea	4301	4377	Acoyapa - San Miguelito 138	138	150	Incorporación por cambio topología 69 kV a 138 kV
1/3/2025	Línea	4307	4322	Catarina - Nandaime 138	138	200	Incremento capacidad de 96 MVA a 200 MVA
1/3/2025	Línea	4308	4364	Jinotega - Pantasma 138	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4312	4971	El Viejo - Jiquilillo 138	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4319	4361	Masaya - Guanacastillo 138	138	200	Incremento capacidad de 134 MVA a 200 MVA
1/3/2025	Línea	4322	4330	Nandaime - Rivas 138	138	200	Incremento capacidad de 96 MVA a 200 MVA
1/3/2025	Línea	4326	4345	Planta Corinto - Chinandega 138	138	100	Retiro por cambio de topología de 69 kV a 138 kV
1/3/2025	Línea	4326	4363	Planta Corinto - GIS Corinto 138	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4327	4329	Punta Huete - Planta Carlos Fonseca 138	138	150	Sale de servicio
1/3/2025	Línea	4327	4357	Punta Huete - San Benito 138	138	150	Sale de servicio
1/3/2025	Línea	4330	4373	Rivas - Tola 138	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4340	4383	Ticuantepé - Central 138	138	150	Retiro por incorporación SE Santo Domingo GIS
1/3/2025	Línea	4345	4363	Chinandega - GIS Corinto 138	138	150	Incorporación nueva línea



Continuación Tabla 20. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Nicaragua.

Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
1/3/2025	Línea	4371	4397	Bluefields - Esperanza II 138	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4373	4369	Tola - San Juan del Sur 138	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4377	4378	San Miguelito - San Carlos 138	138	150	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4414	4417	Mulukuku - Terrabona 230	230	374	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4414	4422	Mulukuku - Boaco 230	230	374	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Línea	4422	4838	Boaco - Gateada 230	230	374	Incorporación nueva línea
1/3/2025	Transformador	4414	49019	Mulukuku AT1	230/138	100	Incorporación nuevo transformador
1/3/2025	Transformador	4838	49001	Gateada AT1	230/138	120	Incorporación nuevo transformador

Tabla 21. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Costa Rica.

Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
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 SE Fortuna
31/12/2025	Línea	50250	50300	Miravalles - Mogote 230	230	380	Seccionamiento por incorporación SE Fortuna
31/12/2025	Línea	50250	51500	Miravalles - Fortuna 230	230	380	Incorporación SE Fortuna
31/12/2025	Línea	50300	51500	Mogote - Fortuna 230	230	380	Incorporación SE Fortuna
31/12/2025	Línea	4412	50050	Frontera - Cañas	230	338	Retiro por sustitución línea Frontera - Fortuna
31/12/2025	Línea	4412	51500	Frontera - Fortuna	230	371	Incorporación en sustitución línea Frontera - Cañas



Tabla 22. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Panamá.

Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
30/8/2024	Línea	6000	6014	Frontera Costa Rica Pro - Progreso	230	505	Seccionamiento por incorporación SE Progreso 2
30/8/2024	Línea	6000	6515	Frontera Costa Rica PR2 - Progreso II	230	505	Incorporación SE Progreso 2
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	Transformador	6167	6173	Santa Rita T1	230/115	250	Incorporación nuevo transformador
30/11/2024	Transformador	6167	6173	Santa Rita T2	230/115	250	Incorporación nuevo transformador
31/12/2024	Línea	6003	6171	Panamá II - Pacora 230 (230-1B)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
31/12/2024	Línea	6003	6470	Panamá II - 24 de Diciembre 230 (230-2B)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
31/12/2024	Línea	6100	6171	Bayano - Pacora 230 (230-1A)	230	505	Seccionamiento por incorporación SE Chepo
31/12/2024	Línea	6100	6470	Bayano - 24 de Diciembre 230 (230-2A)	230	202	Seccionamiento por incorporación SE Chepo
31/12/2024	Línea	6100	6861	Bayano - Chepo 230 (230-2A)	230	505	Incorporación SE Chepo
31/12/2024	Línea	6100	6861	Bayano - Chepo 230A (230-1A)	230	505	Incorporación SE Chepo
31/12/2024	Línea	6171	6861	Pacora - Chepo 230 (230-1A)	230	505	Incorporación SE Chepo
31/12/2024	Línea	6861	6470	Chepo - 24 de Diciembre 230 (230-2A)	230	505	Incorporación SE Chepo
31/12/2024	Línea	6702	6840	Bella Vista - Panamá 3 230A	230	247	Incorporación nueva línea
31/12/2024	Línea	6702	6840	Bella Vista - Panamá 3 230B	230	247	Incorporación nueva línea
31/12/2024	Transformador	6702	6703	Bella Vista T1	230/115	175	Incorporación nuevo transformador
31/12/2024	Transformador	6702	6703	Bella Vista T2	230/115	175	Incorporación nuevo transformador
31/1/2025	Línea	6008	6460	Llano Sanchez - El Coco 230A (230-12B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA



Continuación Tabla 22. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Panamá.

Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
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	Llano Sánchez - San Bartolo 230A (230-14A)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	6008	6520	Llano Sánchez - 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 55 MVA
31/1/2025	Línea	6182	6520	Veladero - San Bartolo 230B (230-15B)	230	505	Repotenciación de 275 a 55 MVA
31/1/2025	Línea	6460	6713	El Coco - Burunga 230A (230-12A2)	230	505	Repotenciación de 279 a 55 MVA
31/1/2025	Línea	6460	6713	El Coco - Burunga 230B (230-13A2)	230	505	Repotenciación de 279 a 55 MVA
31/7/2025	Línea	6001	6005	Panamá - Chorrera 230A (230-3A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
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 Sánchez - Veladero 230C (230-5A)	230	505	Repotenciación de 249 a 55 MVA
31/7/2025	Línea	6008	6240	Llano Sánchez - El Higo 230A (230-3C)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	6008	6240	Llano Sánchez - El Higo 230B (230-4C)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	6008	6550	Llano Sanchez - Bella Vista 230 (230-6An)	230	611	Salvaje de servicio
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



Continuación Tabla 22. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Panamá.

Fecha	Elemento	#Barra Origen	#Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Descripción
31/7/2025	Línea	6857	6861	Metefí - Chepo 230	230	329	Incorporación nueva línea
31/7/2025	Transformador	6800	6087	Transformador 1 SE Caldera	230/115	200	Incorporación nuevo transformador
31/7/2025	Transformador	6800	6087	Transformador 2 SE Caldera	230/115	200	Incorporación nuevo transformador
30/9/2025	Línea	6096	6263	Fortuna - Esperanza 230 (230-20A)	230	307	Salida de operación
30/9/2025	Línea	6096	6837	Fortuna - Chiriquí Grande 230 (230-20A1)	230	307	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6260	6340	Changuinola - Cañazas 230 (230-30)	230	307	Sale de servicio
30/9/2025	Línea	6260	6837	Changuinola - Chiriquí Grande (230-30B)	230	307	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6340	6837	Cañazas - Chiriquí Grande (230-30A2)	230	307	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6263	6837	Esperanza - Chiriquí Grande (230-20A2)	230	307	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6837	6840	Chiriquí Grande - Panamá 3 230A	230	663	Incorporación nueva línea
30/9/2025	Línea	6837	6840	Chiriquí 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	Transformador	6840	6841	Panamá T4	230/115	175	Incorporación nuevo transformador
31/12/2025	Transformador	6840	6841	Panamá T5	230/115	175	Incorporación nuevo transformador



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 **7,289.6 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **14,137.2 GWh** en el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables son los que aportan la mayor proporción de la energía generada (geotérmico, hidroeléctrico, solar, eólico y biomasa), de julio a diciembre de 2024 con una proporción del 81.4 % y de enero a diciembre de 2025 con una proporción de 71 %. En la siguiente tabla se muestra el despacho de energía en el sistema guatemalteco por tipo de recurso en cada una de las etapas del estudio.

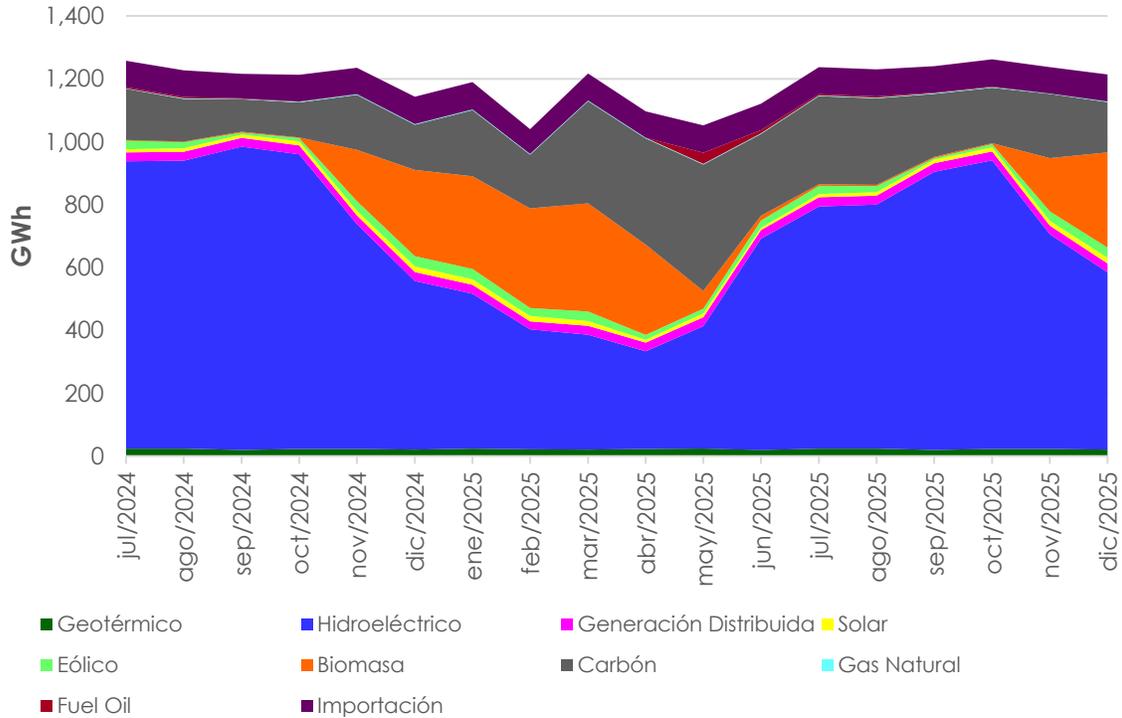
Tabla 23. Despacho de energía estimado para Guatemala por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Geotérm.	Hidroeléct.	Gen. Distribuida	Solar	Eólico	Biomasa	Carbón	Gas Natural	Fuel Oil	Import. México	Total
2024	jul	24.1	913.2	28.5	10.7	26.5	2.7	162.4	1.7	4.1	83.3	1,257.1
2024	ago	24.1	915.2	28.5	11.0	19.3	2.6	135.6	1.8	3.6	85.1	1,226.8
2024	sep	19.8	964.6	27.6	11.0	5.9	2.6	103.0	1.6	2.0	77.6	1,215.7
2024	oct	22.7	937.2	28.5	12.8	9.9	2.7	111.2	1.8	0.7	85.3	1,212.8
2024	nov	23.1	714.8	27.6	14.8	30.8	163.4	174.6	1.8	0.0	83.9	1,234.7
2024	dic	20.6	536.7	28.5	18.3	32.0	274.6	143.7	1.9	0.0	86.4	1,142.5
2024	jul-dic	134.3	4,981.6	169.2	78.5	124.4	448.7	830.4	10.6	10.4	501.5	7,289.6
2025	ene	23.8	492.6	28.5	16.9	33.5	294.8	210.9	1.9	0.0	86.7	1,189.5
2025	feb	21.4	381.6	25.8	16.9	25.8	316.1	171.8	1.7	0.0	78.3	1,039.3
2025	mar	20.5	365.4	28.5	14.7	31.0	344.0	324.7	1.9	0.0	86.7	1,217.3
2025	abr	23.0	310.6	27.6	8.8	15.5	286.5	338.7	1.8	0.0	83.9	1,096.4
2025	may	24.2	389.4	28.5	11.3	15.4	56.6	402.1	1.9	35.8	86.7	1,051.9
2025	jun	19.3	672.2	27.6	7.2	23.2	15.1	259.9	1.8	10.6	83.9	1,120.7
2025	jul	24.1	770.3	28.5	10.7	26.5	5.1	279.8	1.9	4.2	86.7	1,237.6
2025	ago	24.1	775.9	28.5	11.0	19.3	4.2	275.2	1.9	3.7	86.7	1,230.4
2025	sep	19.8	883.9	27.6	11.0	5.9	3.1	200.8	1.8	2.6	83.9	1,240.4
2025	oct	22.7	917.9	28.5	12.8	9.9	3.0	177.0	1.9	1.8	86.7	1,262.0
2025	nov	23.1	682.5	27.6	14.8	30.8	168.8	204.3	1.8	0.0	83.9	1,237.4
2025	dic	20.6	563.5	28.5	18.3	32.0	302.8	160.1	1.9	0.0	86.7	1,214.3
2025	ene-dic	266.5	7,205.7	335.7	154.4	268.7	1,800.2	3,005.2	21.9	58.5	1,020.4	14,137.2



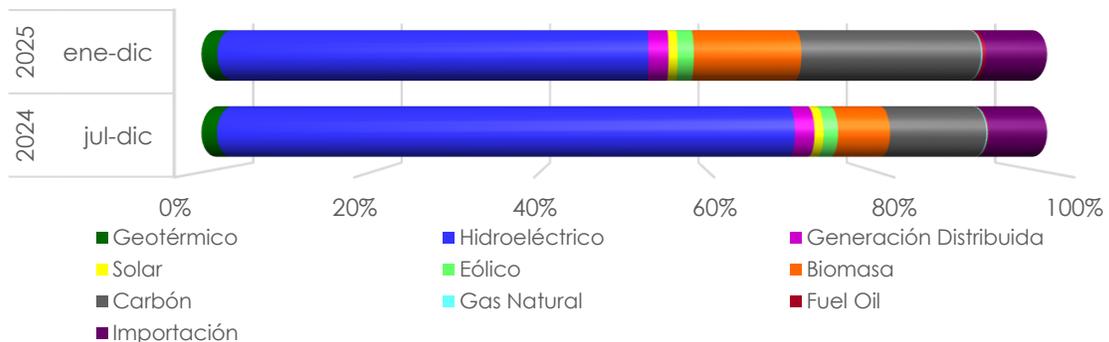
En la Figura 9 se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema de Guatemala para el periodo de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 9. Despacho de energía estimado para Guatemala por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la Figura 10 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 10. Distribución del despacho energético estimado para Guatemala por tipo de recurso.





4.1.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones estimadas de Guatemala hacia el MER totalizan **850.2 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **1,358.4 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 **4.9 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **234.2 GWh** de enero a diciembre 2025, las cuales ocurren principalmente en el mes de mayo de cada año.

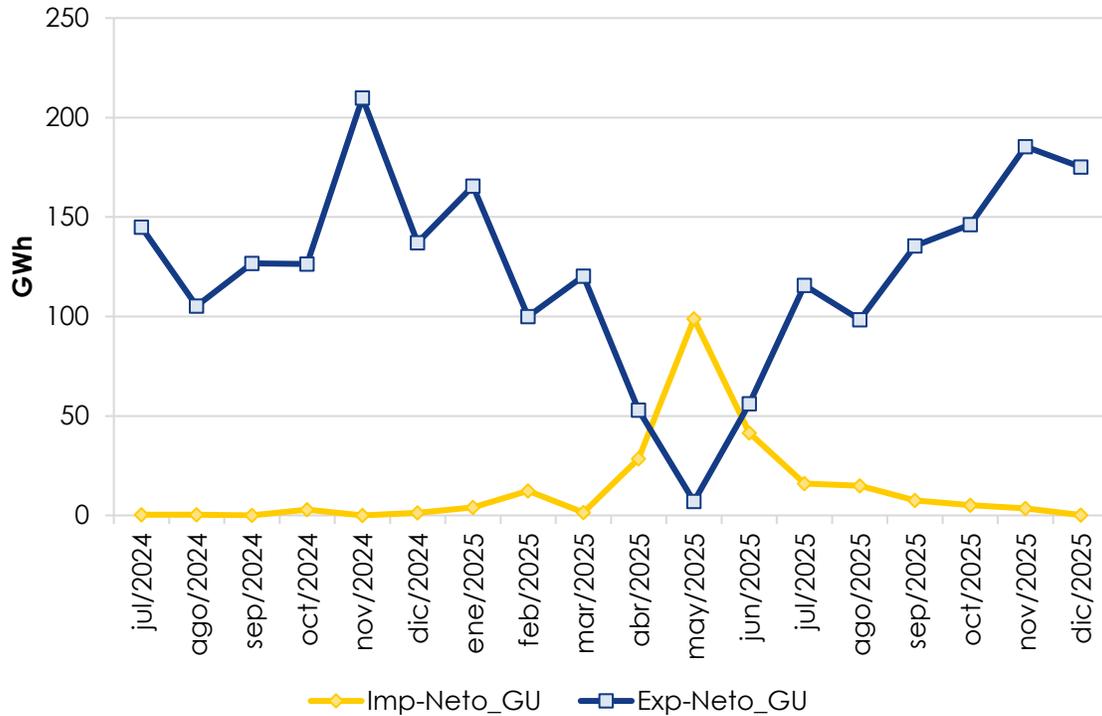
En la tabla Tabla 24 se presenta el detalle de las exportaciones e importaciones netas estimadas en el MER para el sistema de Guatemala en el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Tabla 24. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2024	jul	0.4	144.9
2024	ago	0.3	105.3
2024	sep	0.0	126.7
2024	oct	3.0	126.4
2024	nov	0.0	209.9
2024	dic	1.2	137.1
2024	jul-dic	4.9	850.2
2025	ene	4.0	165.6
2025	feb	12.4	100.0
2025	mar	1.5	120.2
2025	abr	28.6	53.0
2025	may	98.8	7.0
2025	jun	41.5	56.2
2025	jul	16.0	115.7
2025	ago	15.0	98.3
2025	sep	7.6	135.5
2025	oct	5.2	146.1
2025	nov	3.5	185.4
2025	dic	0.2	175.2
2025	ene-dic	234.2	1,358.4

En la Figura 11 se ilustra gráficamente el comportamiento cronológico de las exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 11. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER.



Como se puede observar en la Figura 11, 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 básicamente 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 Tabla 23 se detallan los intercambios mensuales entre Guatemala y sus países vecinos del MER, El Salvador y Honduras.



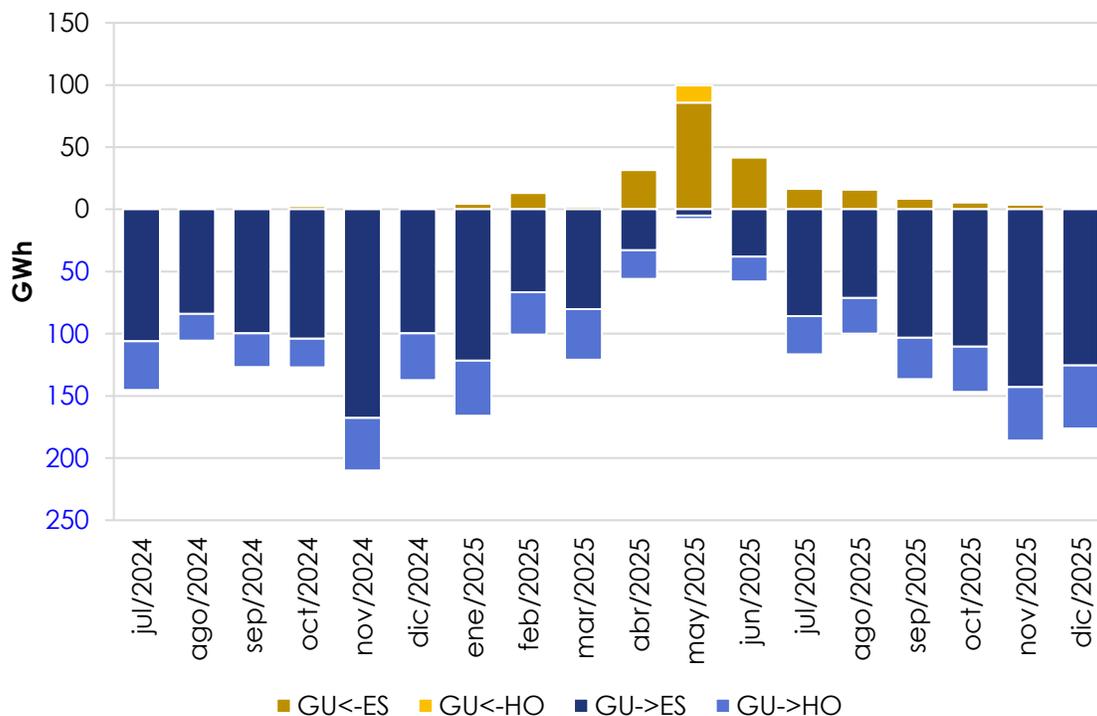
Tabla 25. Intercambio de energía estimado de Guatemala con El Salvador y Honduras (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras
2024	jul	0.5	0.3	106.2	39.1
2024	ago	0.5	0.2	84.2	21.5
2024	sep	0.2	0.0	99.7	27.2
2024	oct	2.6	1.1	104.1	23.1
2024	nov	0.0	0.1	167.8	42.2
2024	dic	1.5	0.0	99.7	37.7
2024	jul-dic	5.3	1.7	661.6	190.7
2025	ene	4.4	0.0	121.7	44.3
2025	feb	13.1	0.0	66.6	34.2
2025	mar	2.2	0.0	80.2	40.8
2025	abr	31.5	0.0	32.9	23.0
2025	may	85.9	13.7	5.1	2.7
2025	jun	41.7	1.4	38.1	19.8
2025	jul	16.5	0.4	85.9	30.8
2025	ago	16.0	0.6	71.4	28.6
2025	sep	8.6	0.1	103.3	33.3
2025	oct	5.8	0.1	110.3	36.5
2025	nov	3.9	0.0	143.0	42.8
2025	dic	1.0	0.2	125.6	50.6
2025	ene-dic	230.8	16.5	984.1	387.3

En la Figura 12 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 12. Exportaciones e importaciones estimadas de Guatemala con El Salvador y Honduras.



De la figura anterior podemos notar que los intercambios estimados de Guatemala ocurren en mayor proporción con El Salvador que con Honduras, tanto de exportación como de importación; también se observa que las exportaciones resultan principalmente en los meses de época lluviosa, mientras que las importaciones se acentúan en los meses de época seca.

4.1.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Se estima que los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Guatemala tomarán valores entre 65.3 y 78.7 US\$/MWh en el período de julio a diciembre 2024, y entre 79.05 y 126.48 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2025.

En la Tabla 26 se detallan los costos marginales promedio mensual por bloque estimados para el sistema de Guatemala en el período de julio 2024 a diciembre 2025.



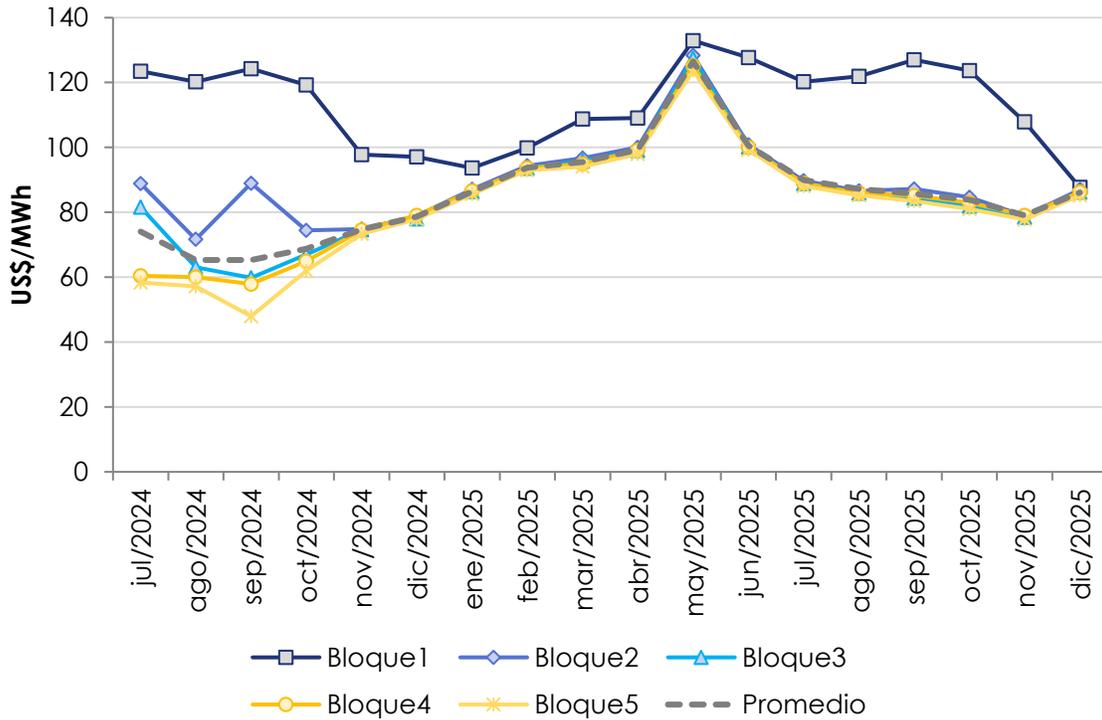
Tabla 26. Costos marginales por bloque estimado para Guatemala (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	jul	123.45	88.86	81.57	60.45	58.37	74.04
2024	ago	120.22	71.66	63.06	60.03	57.2	65.3
2024	sep	124.24	88.92	59.82	57.91	47.96	65.3
2024	oct	119.23	74.42	67	64.92	62.01	68.76
2024	nov	97.78	74.86	74.61	74.59	73.38	74.77
2024	dic	97.12	78.84	78.01	79.02	77.83	78.7
2024	jul-dic	116.37	82.52	73.89	67.96	63.6	73.34
2025	ene	93.62	87.05	86.39	86.63	85.66	86.41
2025	feb	99.81	94.36	93.6	93.66	92.99	93.8
2025	mar	108.75	96.72	95.84	94.98	94.09	95.49
2025	abr	109.11	100.09	99.04	99.18	97.95	99.24
2025	may	132.94	128.35	127.42	125.14	123.64	126.48
2025	jun	127.74	100.82	100.12	100.07	99.28	100.56
2025	jul	120.29	89.76	88.89	88.92	88.07	89.96
2025	ago	121.93	86.57	85.93	85.95	85.22	87.2
2025	sep	127	87.21	84.3	85.16	83.46	85.74
2025	oct	123.64	84.65	81.87	83.02	80.98	83.85
2025	nov	107.88	78.82	78.48	79.06	77.73	79.05
2025	dic	87.68	86.98	86.2	86.22	85.27	86.12
2025	ene-dic	113.37	93.45	92.34	92.33	91.19	92.84

De la tabla es notable que los costos marginales son mayores para el bloque 1, que corresponde al bloque de mayor demanda, y son menores para los demás bloques, siendo el más bajo el bloque 5, que corresponde al bloque de menor demanda, lo cual es consecuente con la teoría económica.

En la Figura 13 se ilustra el comportamiento de los costos marginales mensuales estimados para el sistema de Guatemala en los cinco bloques de demanda.

Figura 13. Costos marginales promedio mensual por bloque estimados para Guatemala.



En la figura observamos que los costos marginales de los Bloques 2 al 5 del sistema guatemalteco son similares a partir de noviembre 2024, en tanto que para el Bloque 1 los valores son mayores debido que es el período de mayor demanda y en consecuencia es el que resulta con mayor requerimiento de generación térmica, donde las unidades más onerosas son las que determinan el precio del sistema, situación que ocurre incluso en la estación lluviosa.

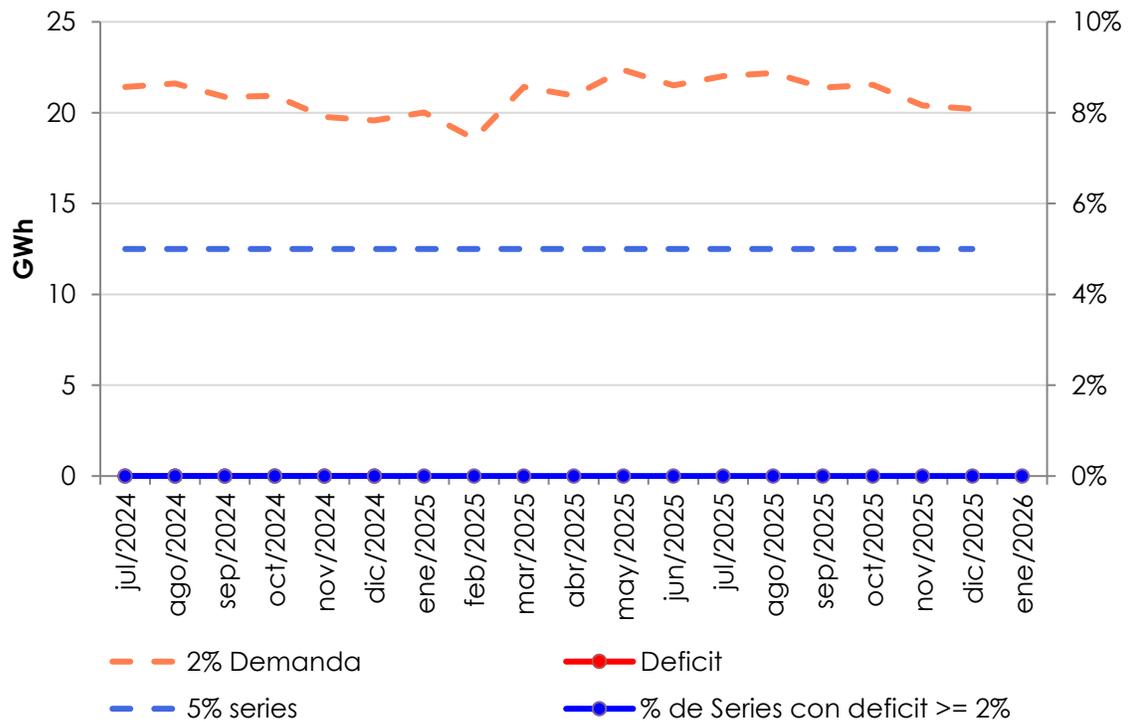
4.1.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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 14 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 14. 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 **3,010.8 GWh** para el período de julio a diciembre 2024 y **6,506.9 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables son los que aportan la mayor proporción de la energía generada (geotérmico, hidroeléctrico, solar, eólico y biomasa), de julio a diciembre de 2024 con una proporción del 95.6 % y de enero a diciembre de 2025 con una proporción de 78.7 %. 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.

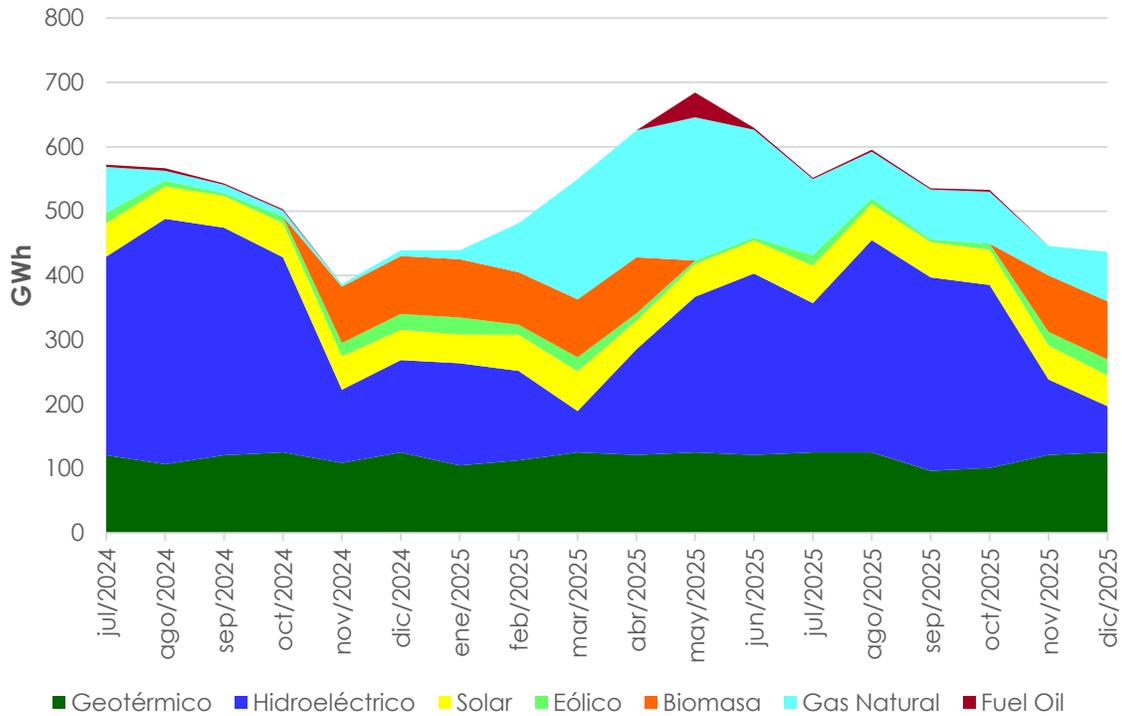
Tabla 27. Despacho de energía estimado para El Salvador por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Solar	Eólico	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2024	jul	120.8	308.7	51.7	16.2	0.0	71.5	3.5	572.4
2024	ago	106.9	381.1	50.7	8.6	0.0	15.2	4.1	566.6
2024	sep	121.0	353.2	49.4	4.1	0.0	13.3	1.8	542.9
2024	oct	125.2	302.9	53.7	9.7	0.0	9.7	1.8	502.9
2024	nov	108.8	113.8	51.8	21.0	87.3	4.1	0.0	386.7
2024	dic	125.2	143.3	47.0	24.8	90.2	8.8	0.0	439.3
2024	jul-dic	707.8	1,602.9	304.3	84.5	177.6	122.6	11.2	3,010.8
2025	ene	104.9	158.9	44.8	26.2	90.2	14.2	0.0	439.3
2025	feb	113.1	138.5	56.7	15.3	81.5	76.3	0.0	481.3
2025	mar	125.2	64.1	62.0	21.5	90.2	186.7	0.0	549.7
2025	abr	121.2	164.1	44.4	11.4	87.3	197.1	0.0	625.5
2025	may	125.2	241.8	50.9	5.3	0.0	222.6	38.4	684.2
2025	jun	121.2	281.7	51.6	4.7	0.0	167.5	2.8	629.4
2025	jul	125.2	231.7	58.4	16.2	0.0	118.4	1.7	551.6
2025	ago	125.2	329.6	56.4	8.6	0.0	72.5	2.9	595.2
2025	sep	96.7	300.2	55.0	4.1	0.0	77.7	1.5	535.3
2025	oct	100.9	284.2	54.8	9.7	0.0	80.7	2.6	532.9
2025	nov	121.2	117.5	52.8	21.0	87.3	46.1	0.1	446.0
2025	dic	125.2	71.6	48.0	24.8	90.2	76.8	0.0	436.6
2025	ene-dic	1,405.1	2,383.8	635.8	168.8	526.9	1,336.5	50.0	6,506.9

En la Figura 15 se muestra el comportamiento del despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

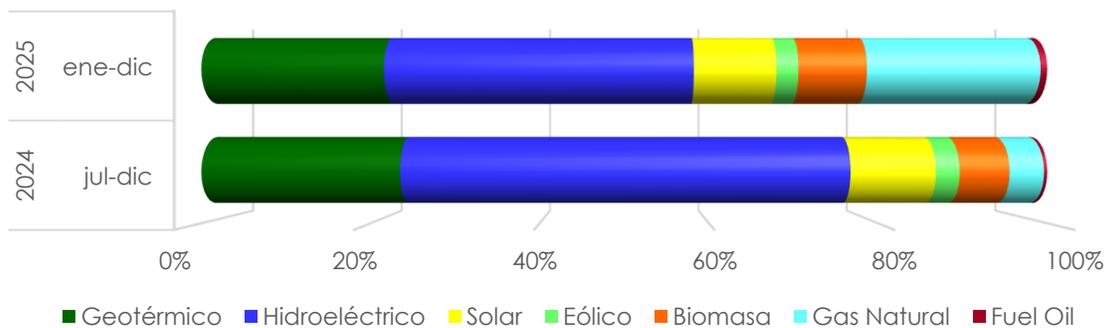


Figura 15. Despacho de energía estimado para El Salvador por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la Figura 16 se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en el sistema salvadoreño para el mismo período.

Figura 16. Distribución del despacho energético estimado para El Salvador por tipo de recurso.





4.2.2. Intercambios en el MER

Las importaciones netas de El Salvador totalizan **1,479.7 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **1,249.7 GWh** de enero a diciembre 2025, en tanto que las exportaciones netas totalizan **208.7 GWh** de julio a diciembre 2024 y **228.5 GWh** de enero a diciembre 2025.

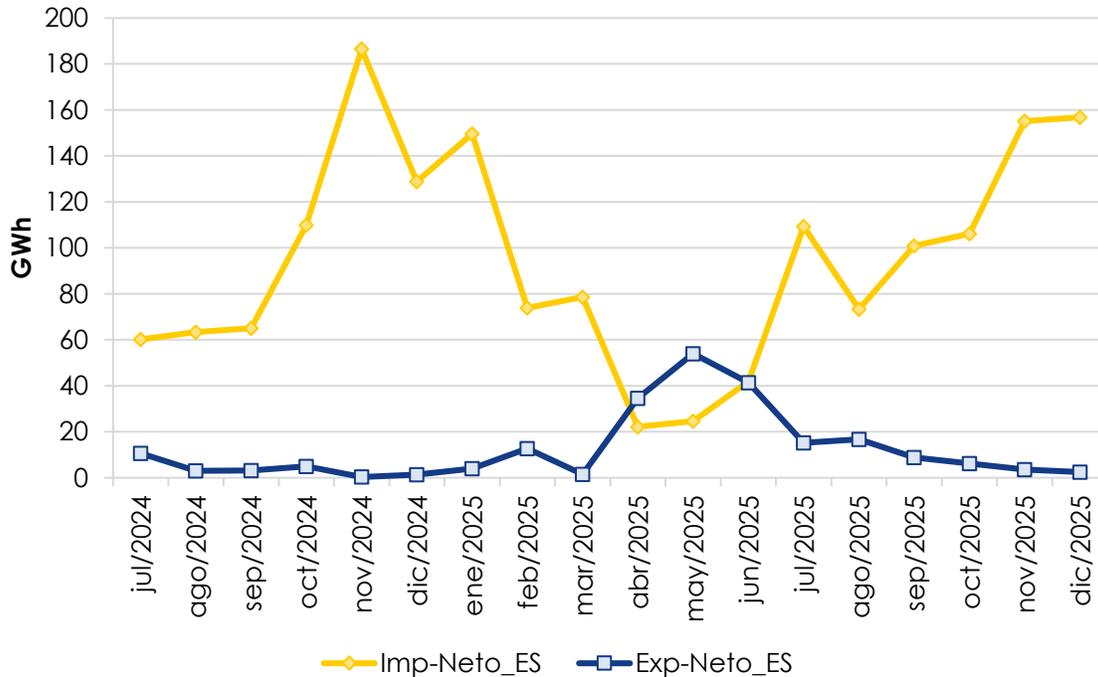
En la Tabla 28 se muestra el detalle de los intercambios netos de energía por mes estimados de El Salvador en el MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Tabla 28. Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	jul	60.2	10.7
2024	ago	63.4	3.1
2024	sep	65.0	3.1
2024	oct	109.9	4.9
2024	nov	186.5	0.3
2024	dic	128.9	1.3
2024	jul-dic	613.9	23.5
2025	ene	149.6	4.0
2025	feb	73.8	12.7
2025	mar	78.6	1.5
2025	abr	22.2	34.5
2025	may	24.6	54.0
2025	jun	41.9	41.3
2025	jul	109.3	15.2
2025	ago	73.4	16.8
2025	sep	100.9	8.9
2025	oct	106.2	6.3
2025	nov	155.2	3.6
2025	dic	156.9	2.5
2025	ene-dic	1,092.4	201.2

En la Figura 17 se muestra el comportamiento de las exportaciones e importaciones netas estimadas para El Salvador en el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 17. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de El Salvador en el MER.



Como puede observarse en la Figura 17, El Salvador resulta con mayor tendencia importadora, ya que las importaciones son superiores a las exportaciones prácticamente en 16 de los 18 meses que abarca este Planeamiento y con valores muy superiores a las exportaciones. También se observa que las mayores importaciones resultan en los meses de octubre a marzo, mientras que las exportaciones se dan en los meses de abril a junio.

Los intercambios de energía de El Salvador en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con sus vecinos Guatemala y Honduras, siendo mayores los intercambios con el sistema guatemalteco, tal como se puede observar en la Tabla 29.



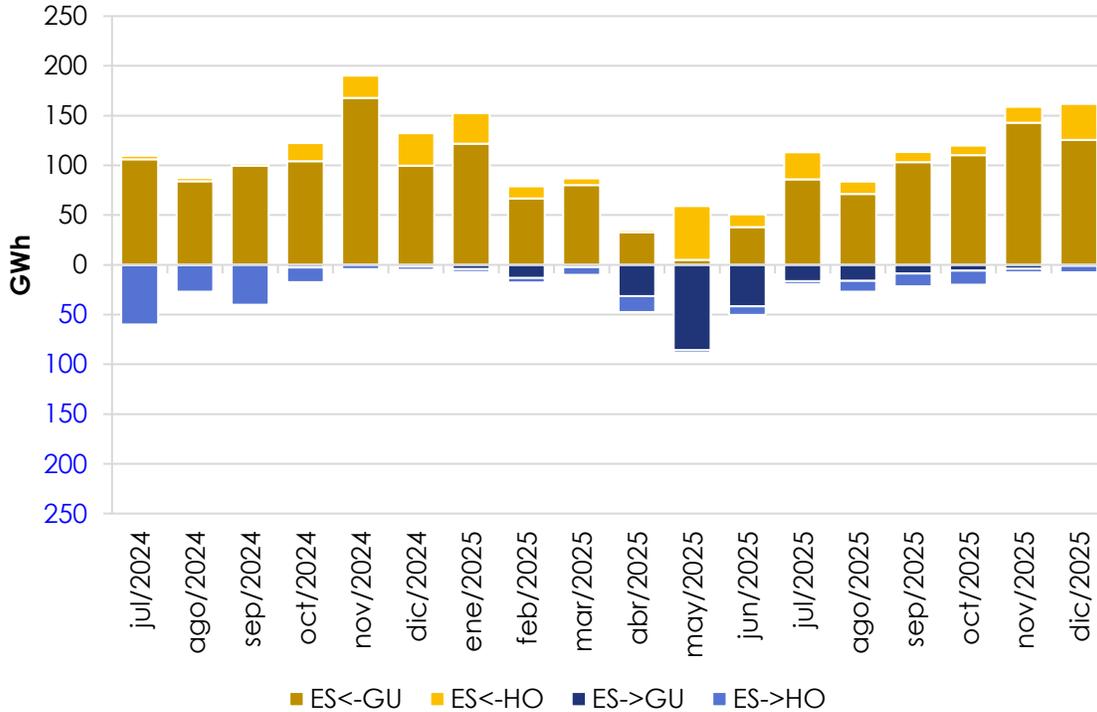
Tabla 29. Intercambio de energía estimado de El Salvador con Guatemala y Honduras (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde Honduras	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia Honduras
2024	jul	106.2	3.3	0.5	59.5
2024	ago	84.2	3.0	0.5	26.3
2024	sep	99.7	2.1	0.2	39.7
2024	oct	104.1	18.3	2.6	14.8
2024	nov	167.8	22.6	0.0	4.1
2024	dic	99.7	32.7	1.5	3.4
2024	jul-dic	661.6	81.9	5.3	147.8
2025	ene	121.7	30.9	4.4	2.7
2025	feb	66.6	12.3	13.1	4.6
2025	mar	80.2	6.8	2.2	7.7
2025	abr	32.9	2.3	31.5	16.1
2025	may	5.1	53.9	85.9	2.5
2025	jun	38.1	12.7	41.7	8.5
2025	jul	85.9	27.4	16.5	2.7
2025	ago	71.4	12.3	16.0	11.0
2025	sep	103.3	10.1	8.6	12.8
2025	oct	110.3	9.6	5.8	14.1
2025	nov	143.0	16.0	3.9	3.5
2025	dic	125.6	36.3	1.0	6.6
2025	ene-dic	984.1	230.6	230.8	92.8

De la tabla podemos ver que los intercambios se dan principalmente por medio de las interconexiones con Guatemala, con importaciones que promedian mensualmente 100 GWh, excepto en los meses de abril a junio que promedian 25 GWh; en tanto que las exportaciones apenas llegan a 16 GWh como máximo, excepto en los meses de abril a junio que rondan mensualmente los 50 GWh.

A continuación, en la Figura 18 se ilustra el comportamiento de los intercambios de energía estimados de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras.

Figura 18. Exportaciones e importaciones estimadas de El Salvador con Guatemala y Honduras.



En la figura se distingue que las exportaciones estimadas de El Salvador en el periodo de julio a diciembre 2024 se dan principalmente por medio de las interconexiones con Honduras, mientras que en el período de enero a diciembre 2025 tienden a ser mayores por medio de las interconexiones con Guatemala. En el caso de las importaciones es notable que estas se dan en mayor proporción a través de las interconexiones con Guatemala y son menores en los meses de abril a junio 2025.

4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado estimados para el sistema de El Salvador tomarán valores entre 70.17 y 88.46 US\$/MWh en el período de julio a diciembre 2024, y entre 90.69 y 124.69 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2025.

En la Tabla 30 se presenta el costo marginal mensual por bloque del sistema de El Salvador para el período de julio 2023 a diciembre 2024.



Tabla 30. Costo marginal promedio mensual estimado por bloque de El Salvador (US\$/MWh).

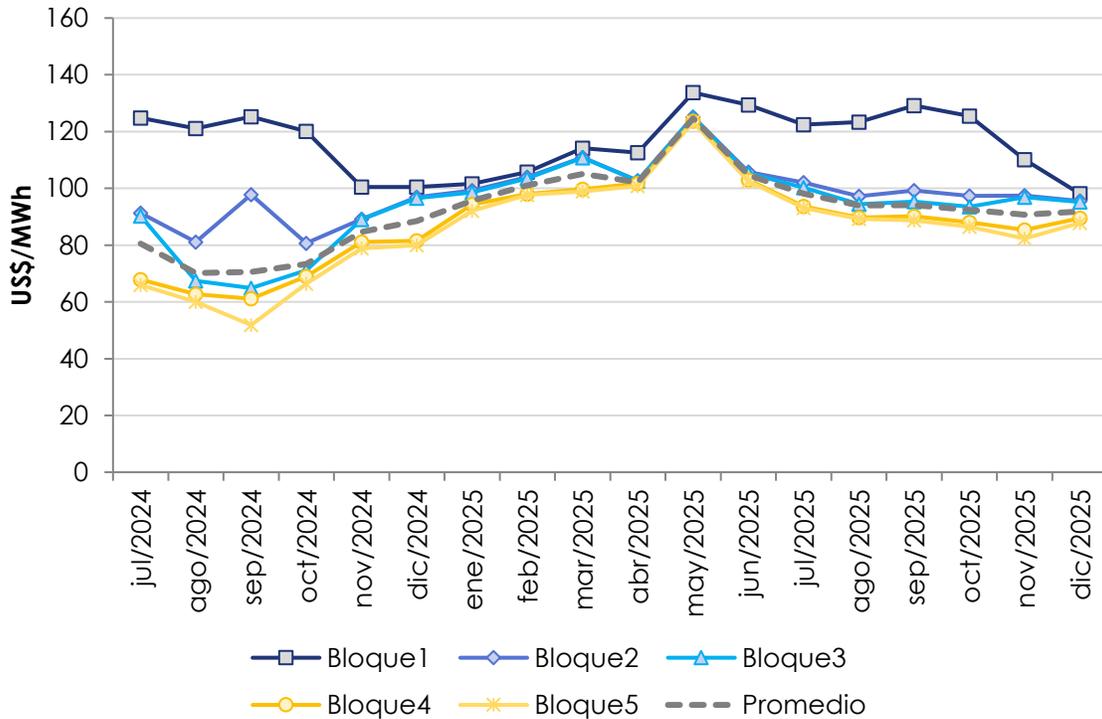
Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	jul	124.82	91.32	90.31	67.91	65.93	80.52
2024	ago	121.09	81.11	67.39	62.73	60.05	70.17
2024	sep	125.27	97.77	64.87	61.11	51.84	70.56
2024	oct	120.1	80.69	71.06	68.97	66.45	73.39
2024	nov	100.53	89.13	89.05	81.05	78.8	84.69
2024	dic	100.43	96.85	96.61	81.57	79.98	88.46
2024	jul-dic	117.98	91.27	82.29	72.04	67.72	79.56
2025	ene	101.63	99.23	98.55	94.32	92.06	95.69
2025	feb	105.72	103.91	103.55	97.98	97.71	101.03
2025	mar	114.12	110.95	110.78	99.67	98.96	105.06
2025	abr	112.58	102.75	102.6	101.73	100.86	102.19
2025	may	133.72	125.18	125	123.72	123.31	124.69
2025	jun	129.45	105.78	105.29	102.96	102.45	104.63
2025	jul	122.46	102.08	100.25	93.61	93.07	98.11
2025	ago	123.37	97.28	94.47	89.68	89.22	93.95
2025	sep	129.16	99.27	95.36	90.18	88.72	94.05
2025	oct	125.46	97.31	93.49	88.01	86.51	92.46
2025	nov	110.07	97.42	96.88	85.35	82.27	90.69
2025	dic	98.1	95.55	95.17	89.48	87.87	91.88
2025	ene-dic	117.15	103.06	101.78	96.39	95.25	99.54

En la tabla se observa que los costos marginales son mayores para el bloque 1, que corresponde al bloque de mayor demanda, y son menores para los demás bloques, siendo el más bajo el bloque 5, que corresponde al bloque de menor demanda, lo cual es consecuente con la teoría económica.

En la Figura 19 se ilustra el comportamiento de los costos marginales estimados por bloque del sistema de El Salvador para el período de julio 2024 a diciembre 2025.



Figura 19. Costo marginal promedio por bloque estimado para El Salvador.



En la figura observamos que los costos marginales del sistema salvadoreño muestran un comportamiento relacionado con la estacionalidad del clima, con precios más bajos en la estación lluviosa y más altos en la estación seca, lo cual responde al requerimiento de generación térmica. También se observa que los costos marginales del Bloque 1 son mayores que los de los otros cuatro bloques, debido que es el período de mayor demanda y en consecuencia es el que resulta con mayor requerimiento de generación térmica, donde las unidades más onerosas son las que determinan el precio del sistema, situación que ocurre incluso en la estación lluviosa.

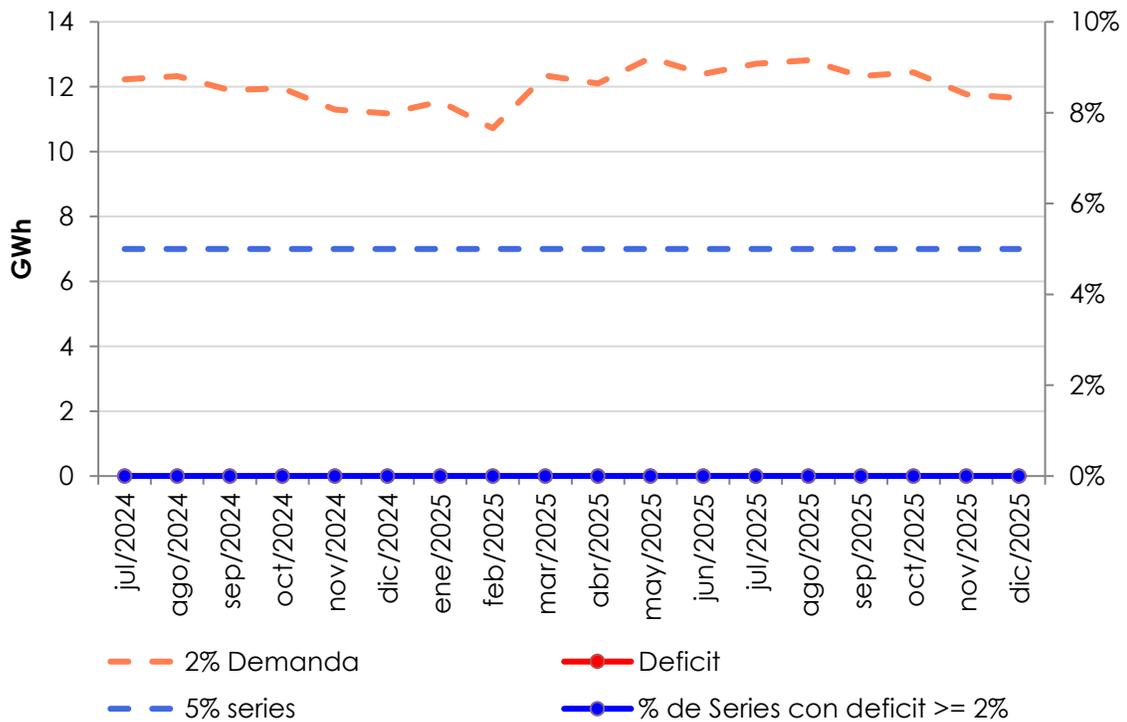
4.2.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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



En la Figura 20 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 20. 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 **5,520.4 GWh** para el período de julio a diciembre 2024 y **10,775.9 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables (geotérmico, hidroeléctrico, solar, eólico y biomasa), son los que resultan con el mayor aporte a la matriz eléctrica, con una proporción del 71.3 % en el período de julio a diciembre 2024, y una proporción de 66.3 % para el período de enero a diciembre 2025.

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

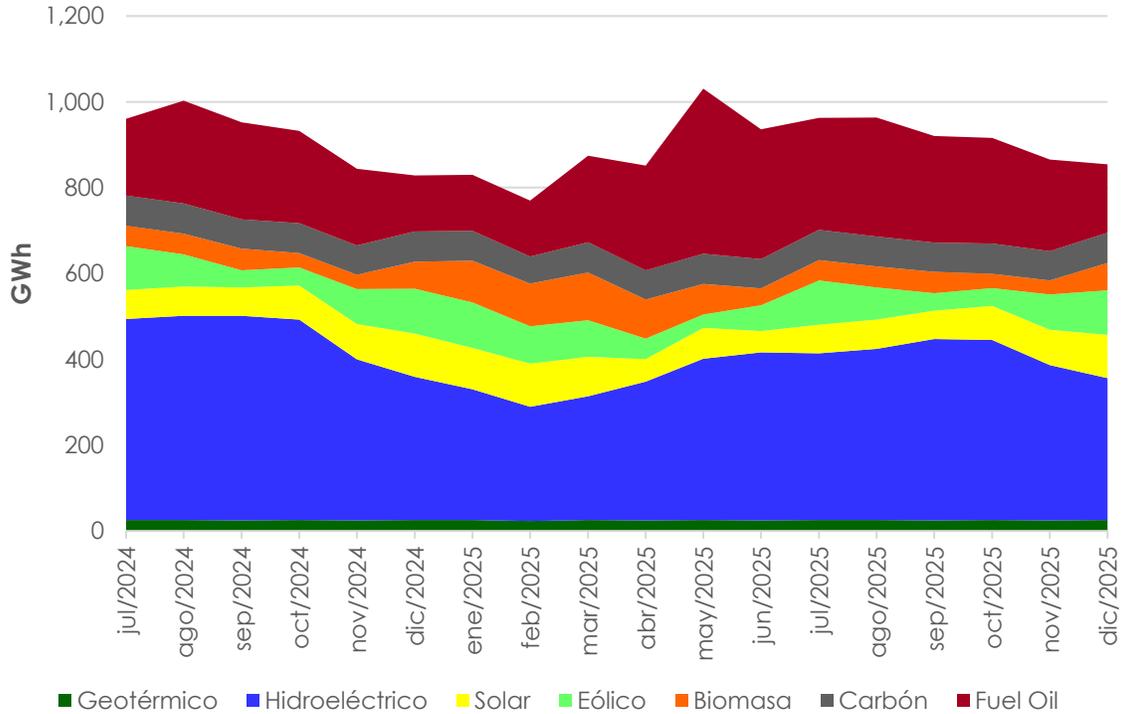
Tabla 31. Despacho de energía estimado para Honduras por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Solar	Eólico	Biomasa	Carbón	Fuel Oil	Total
2024	jul	25.6	468.3	67.4	102.4	47.9	70.3	178.4	960.3
2024	ago	25.6	475.9	68.1	74.8	48.8	70.3	239.5	1,003.0
2024	sep	24.8	476.7	66.0	40.1	50.2	68.0	226.4	952.2
2024	oct	25.6	467.2	79.5	41.8	33.3	70.3	215.1	932.6
2024	nov	24.8	375.2	82.0	82.1	33.0	68.0	178.8	843.8
2024	jul-dic	151.9	2,597.0	463.9	445.2	276.7	417.3	1,168.2	5,520.4
2024	dic	25.6	333.7	101.0	104.0	63.6	70.3	130.2	828.4
2025	ene	25.6	304.6	96.7	106.0	96.6	70.3	130.4	830.2
2025	feb	23.1	266.3	100.8	86.6	99.4	63.5	130.6	770.2
2025	mar	25.6	288.4	91.6	85.5	111.4	70.3	201.4	874.2
2025	abr	24.8	323.0	53.0	47.5	91.1	68.0	244.2	851.6
2025	may	25.6	375.9	71.6	31.7	71.2	70.3	384.5	1,030.7
2025	jun	24.8	391.6	49.4	60.3	39.1	68.0	303.1	936.3
2025	jul	25.6	388.1	67.4	102.4	47.9	70.3	261.2	962.9
2025	ago	25.6	398.9	68.1	74.8	48.7	70.3	277.2	963.6
2025	sep	24.8	422.9	66.0	40.1	50.2	68.0	248.1	920.1
2025	oct	25.6	419.6	79.5	41.8	33.3	70.3	246.2	916.2
2025	nov	24.8	362.1	82.0	82.1	33.0	68.0	213.4	865.3
2025	dic	25.6	330.4	101.0	104.0	63.6	70.3	159.6	854.5
2025	ene-dic	301.4	4,271.6	926.9	862.9	785.5	827.8	2,799.8	10,775.9

En la Figura 21 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.

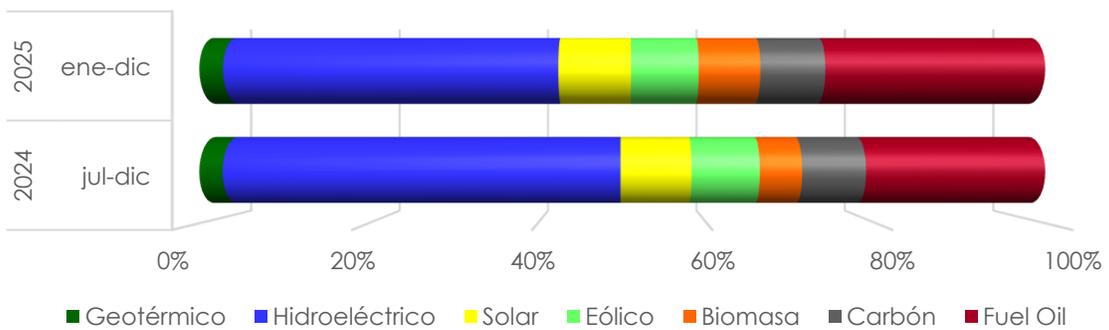


Figura 21. Despacho de energía estimado para Honduras por tipo de recurso.



Por otra parte, en la Figura 22 se muestra la composición porcentual por tipo de recurso del despacho de generación en Honduras para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 22. Distribución del despacho energético estimado para Honduras por tipo de recurso.





4.3.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, las importaciones netas de Honduras totalizan **604.3 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **1,588.8 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025, mientras que las exportaciones netas son nulas en el período de julio a diciembre 2024 y **1.4 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 32.

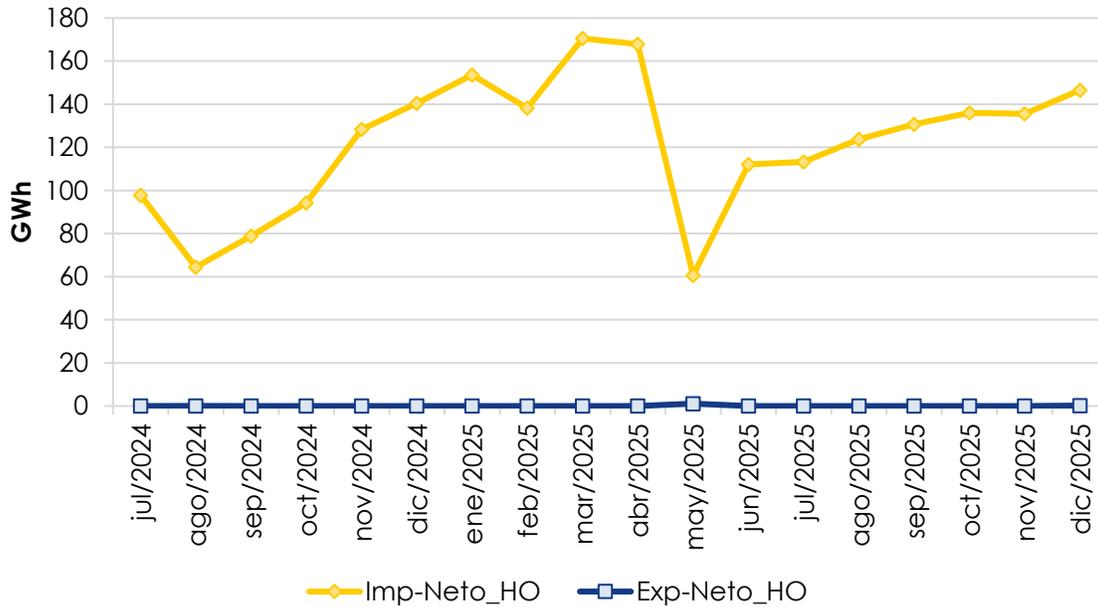
Tabla 32. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	jun	0.0	0.0
2024	jul	97.9	0.0
2024	ago	64.5	0.0
2024	sep	78.9	0.0
2024	oct	94.3	0.0
2024	nov	128.4	0.0
2024	dic	140.5	0.0
2024	jul-dic	604.3	0.0
2025	ene	153.5	0.0
2025	feb	138.3	0.0
2025	mar	170.5	0.0
2025	abr	167.9	0.0
2025	may	60.6	1.1
2025	jun	112.1	0.0
2025	jul	113.3	0.0
2025	ago	123.7	0.0
2025	sep	130.6	0.0
2025	oct	136.1	0.0
2025	nov	135.6	0.0
2025	dic	146.5	0.3
2025	ene-dic	1,588.8	1.4

A continuación se presenta la Tabla 24 se ilustra el comportamiento cronológico de las importaciones y exportaciones del sistema de Honduras en el MER.



Figura 23. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER.



En la Figura 23 se puede observar que el sistema hondureño resulta básicamente un importador neto, debido que se estiman retiros altos durante todo el período del planeamiento, especialmente en los meses de la época seca, mientras que las exportaciones estimadas son nulas en todas las etapas.

Los intercambios del sistema hondureño en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con sus vecinos Guatemala, El Salvador y Nicaragua, se presenta a continuación la Tabla 33 con el detalle mensual de los mismos.

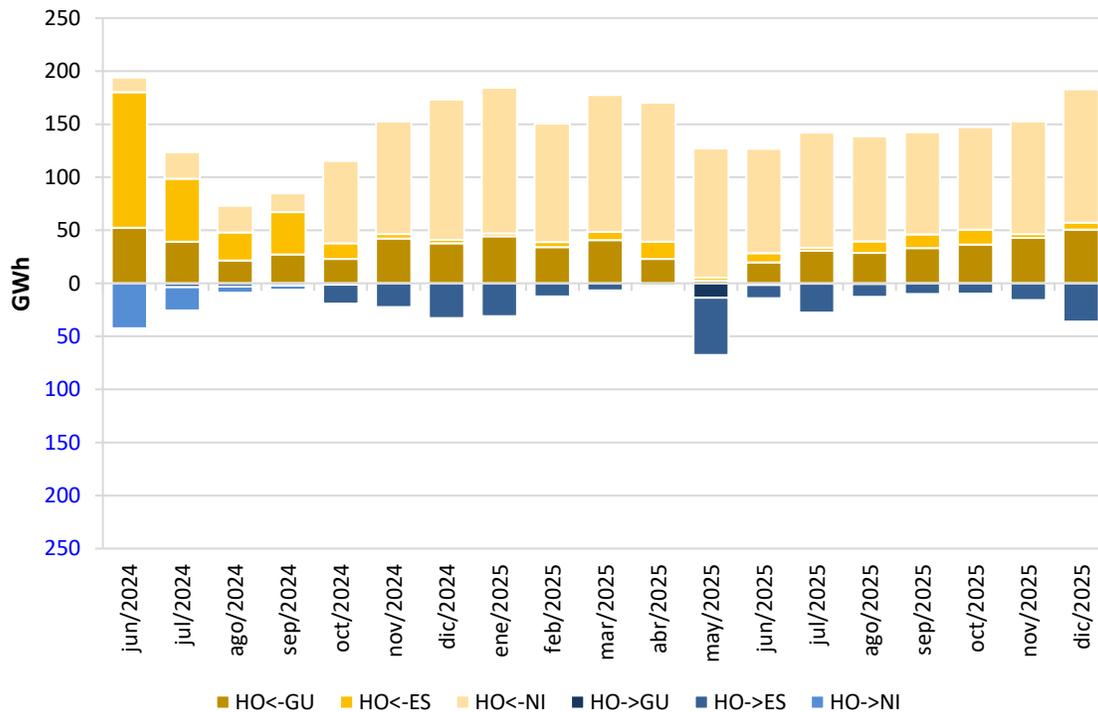


Tabla 33. Intercambio de energía estimado de Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Nicaragua	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Nicaragua
2024	jul	39.1	59.5	24.7	0.3	3.3	22.0
2024	ago	21.5	26.3	25.3	0.2	3.0	5.5
2024	sep	27.2	39.7	17.9	0.0	2.1	3.8
2024	oct	23.1	14.8	77.4	1.1	18.3	1.6
2024	nov	42.2	4.1	106.1	0.1	22.6	1.4
2024	dic	37.7	3.4	132.2	0.0	32.7	0.0
2024	jul-dic	190.7	147.8	383.7	1.7	81.9	34.2
2025	ene	44.3	2.7	137.5	0.0	30.9	0.0
2025	feb	34.2	4.6	111.8	0.0	12.3	0.0
2025	mar	40.8	7.7	128.9	0.0	6.8	0.0
2025	abr	23.0	16.1	131.2	0.0	2.3	0.1
2025	may	2.7	2.5	121.9	13.7	53.9	0.0
2025	jun	19.8	8.5	98.4	1.4	12.7	0.5
2025	jul	30.8	2.7	108.7	0.4	27.4	1.0
2025	ago	28.6	11.0	98.9	0.6	12.3	1.9
2025	sep	33.3	12.8	96.1	0.1	10.1	1.4
2025	oct	36.5	14.1	96.5	0.1	9.6	1.4
2025	nov	42.8	3.5	106.2	0.0	16.0	0.8
2025	dic	50.6	6.6	125.6	0.2	36.3	0.0
2025	ene-dic	387.3	92.8	1,361.6	16.5	230.6	7.3

En términos comparativos, la Figura 24 ilustra el comportamiento de las exportaciones e importaciones estimadas de Honduras a través de las interconexiones con sus vecinos del MER, Guatemala, El Salvador y Nicaragua para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 24. Exportaciones e importaciones estimadas de Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.



De la tabla podemos notar que las importaciones ocurren principalmente por medio de las interconexiones con Nicaragua en la mayoría de las etapas, y aunque en menor proporción, también provienen por medio de las interconexiones con Guatemala. Se observa también que las exportaciones son mucho menores que las importaciones, y estas se dan principalmente por medio de las interconexiones con El Salvador.

4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Honduras se estima que tomarán valores entre 99.05 y 110.05 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2024, y entre 110.58 y 128.76 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2025.



En la Tabla 34 se presenta el costo marginal promedio mensual por bloque estimado en el sistema de Honduras para el horizonte este planeamiento.

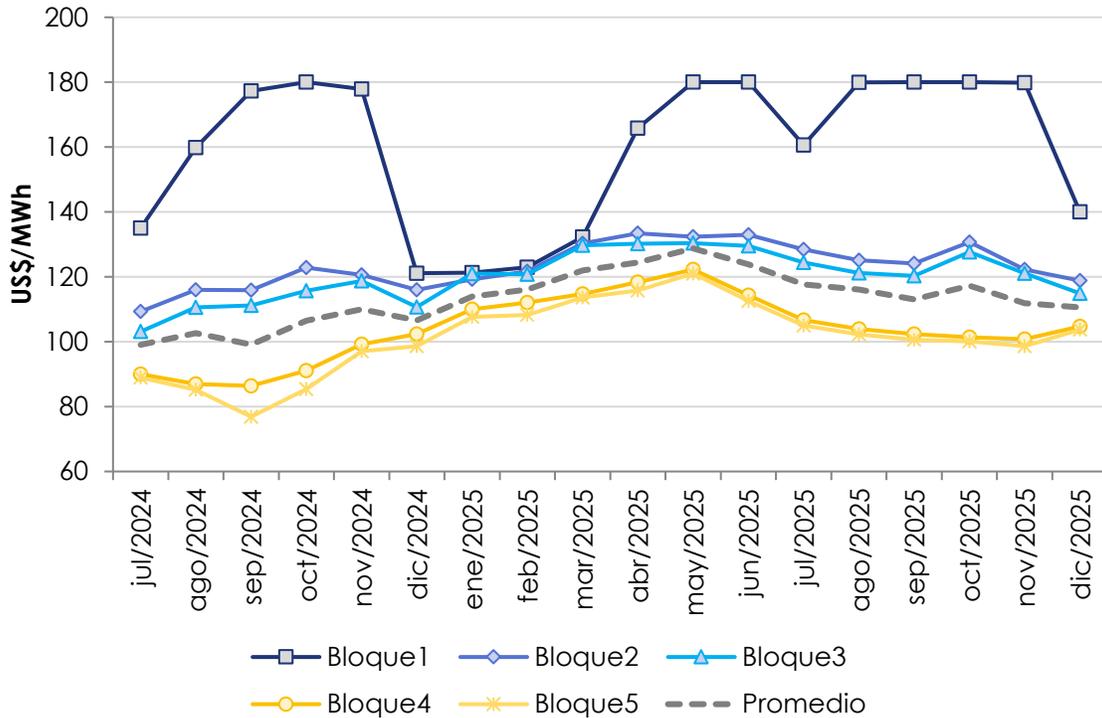
Tabla 34. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado para Honduras (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	jul	135.04	109.29	103.11	90	88.91	99.05
2024	ago	159.86	116	110.58	86.95	85.17	102.62
2024	sep	177.29	115.91	111.19	86.39	76.87	99.1
2024	oct	180	122.85	115.7	91.03	85.39	106.45
2024	nov	177.9	120.58	118.74	99.18	97.03	110.05
2024	dic	121.12	115.95	110.65	102.34	98.64	106.54
2024	jul-dic	157.36	117.35	111.64	93.6	89.53	104.51
2025	ene	121.25	119.21	121	109.99	107.61	113.91
2025	feb	122.95	121.65	120.75	112.05	108.22	116.12
2025	mar	132.3	130.27	129.74	114.71	113.6	122.01
2025	abr	165.83	133.4	130.22	118.37	115.76	124.43
2025	may	180	132.4	130.38	122.24	121.03	128.76
2025	jun	180	132.96	129.52	114.31	112.51	123.85
2025	jul	160.58	128.43	124.38	106.63	105.04	117.65
2025	ago	179.95	125.07	121.16	103.94	102.24	116.05
2025	sep	180	124.08	120.29	102.34	100.61	113.05
2025	oct	180	130.71	127.64	101.38	100.11	117.24
2025	nov	179.81	122.29	121.12	100.83	98.6	111.87
2025	dic	139.98	118.81	114.93	104.73	103.72	110.58
2025	ene-dic	160.22	126.61	124.26	109.29	107.42	117.97

En la tabla se observa que los costos marginales son mayores para el bloque 1, que corresponde al bloque de mayor demanda, y son menores para los demás bloques, siendo el más bajo el bloque 5, que corresponde al bloque de menor demanda, lo cual es consecuente con la teoría económica.

A continuación se presenta la Figura 25, en la que se ilustra el comportamiento de los costos marginales estimados por bloque del sistema de Honduras para el horizonte de este Planeamiento.

Figura 25. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado para Honduras.



Como se ve en la figura, los costos marginales estimados para Honduras resultan con un comportamiento ligado a las dos estaciones del año, con valores altos en la estación seca y más bajos en la época lluviosa. También es notable que los costos marginales en el Bloque 1 son considerablemente más altos que en los otros Bloques, debido que este bloque es el de mayor requerimiento de generación térmica, donde los costos marginales los determinan las unidades más onerosas, condición que ocurre incluso en la estación lluviosa.

4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética

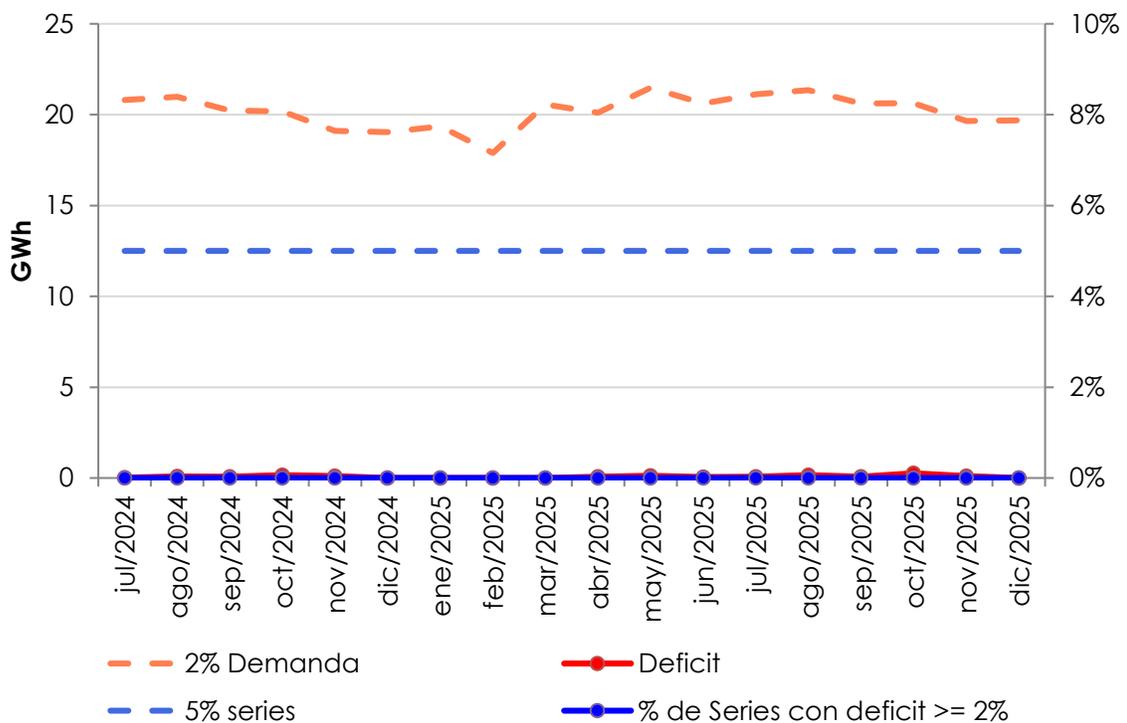
En el sistema hondureño se estima déficit de demanda en 13 de las 18 etapas que abarca este Planeamiento, con valores que van desde 0.02 y 0.26 GWh, sin embargo estos valores el déficit son poco significativos y no se acercan al 2 % de la demanda del sistema y tampoco ocurren en más del 5 % de las series simuladas,



por lo cual se considera que no representan riesgo para suministrar la demanda de energía eléctrica en el país.

En la Figura 26 se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Honduras para el período de julio 2023 a diciembre 2024.

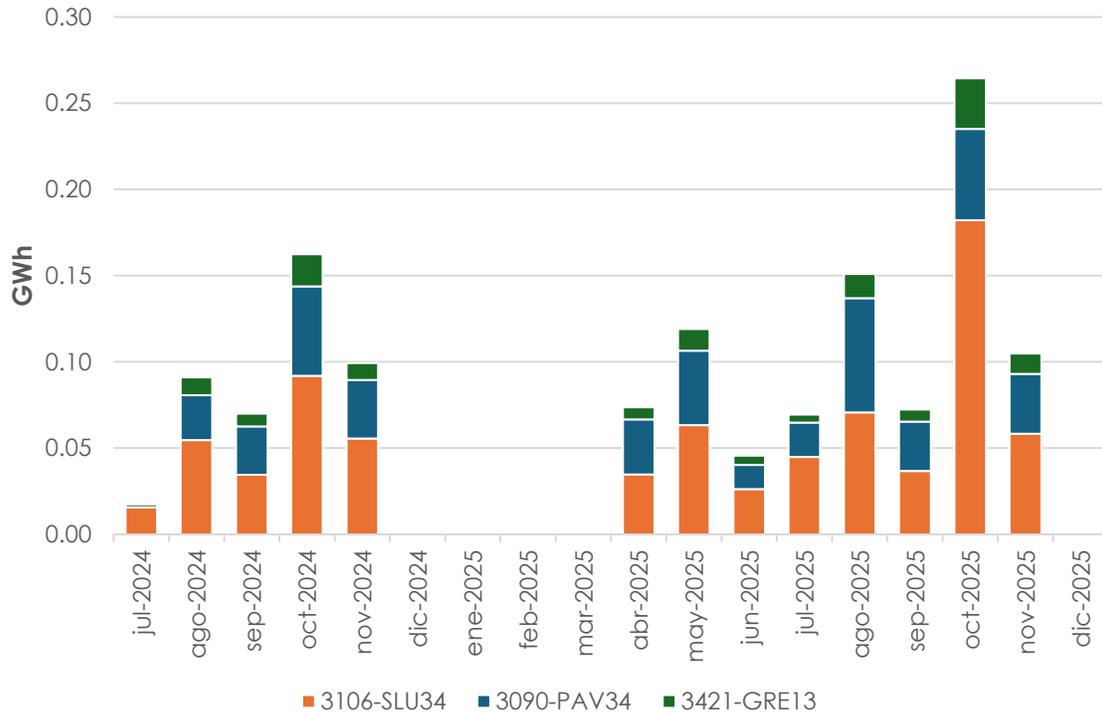
Figura 26. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Honduras.



El déficit resultante en el sistema hondureño puede relacionarse con restricciones en la red de distribución, debido que el déficit se presenta en las subestaciones Santa Lucía (barra 3106-SLU34), Pavana (barra 3090-PAV34) y La Grecia (barra 3421-GRE13), tal como se ilustra en la Figura 27.



Figura 27. Déficit por barra estimado en el sistema de Honduras.



Como se observa en la figura, el déficit se presenta en los meses de abril a noviembre; también es notable que el mayor déficit se presenta en la subestación Santa Lucía, con valores mensuales entre 0.02 y 0.18 GWh; en la subestación Pavana el monto de déficit mensual es entre 0.01 y 0.07 GWh, mientras que en la subestación La Grecia los montos de déficit mensual son entre 0.01 y 0.03 GWh.

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 **1,489.4 GWh** para el período de julio a diciembre 2024 y **4,034.2 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables (geotérmico, hidroeléctrico, solar, eólico y biomasa), son los que resultan con el mayor aporte a la matriz eléctrica, con una proporción del 90.5 % en el período de julio a diciembre 2024 y una proporción de 83 % para el período de enero a diciembre 2025.

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

Tabla 35. Despacho de energía estimado para Nicaragua por tipo de recurso (GWh).

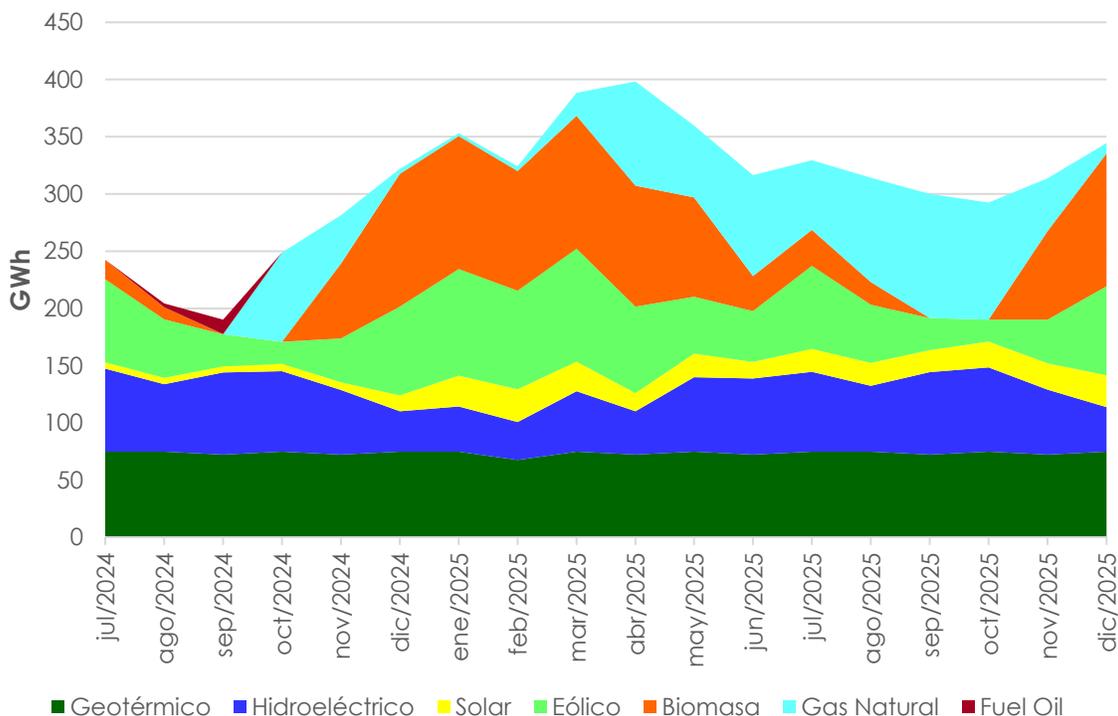
Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Solar	Eólico	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2024	jun	72.4	66.5	3.9	44.4	16.4	0.0	0.0	203.7
2024	jul	74.8	72.7	5.5	72.6	17.0	0.0	0.0	242.6
2024	ago	74.8	59.0	5.5	51.0	10.6	0.0	3.3	204.3
2024	sep	72.4	71.7	5.3	28.1	0.0	0.0	12.7	190.2
2024	oct	74.8	70.4	6.4	19.2	0.0	78.0	0.0	248.8
2024	nov	72.4	56.5	6.6	38.2	65.5	42.4	0.0	281.5
2024	dic	74.8	35.3	13.9	77.7	116.0	4.5	0.0	322.1
2024	jul-dic	443.8	365.6	43.3	286.8	209.0	124.8	16.0	1,489.4
2025	ene	74.8	39.4	26.9	93.4	116.0	2.5	0.0	353.0
2025	feb	67.5	33.2	28.7	86.0	104.8	4.0	0.0	324.1
2025	mar	74.8	52.8	26.1	98.7	116.0	20.2	0.0	388.5
2025	abr	72.4	37.8	15.9	75.4	105.7	91.1	0.0	398.3
2025	may	74.8	65.1	20.6	49.5	86.9	62.8	0.0	359.7
2025	jun	72.4	66.3	14.6	44.4	30.5	88.3	0.0	316.5
2025	jul	74.8	69.9	19.8	72.6	31.5	60.8	0.0	329.3
2025	ago	74.8	57.6	19.9	51.0	19.7	91.1	0.0	314.1
2025	sep	72.4	71.8	19.2	28.1	0.0	108.5	0.0	300.0
2025	oct	74.8	73.6	22.6	19.2	0.0	102.4	0.0	292.5
2025	nov	72.4	56.6	23.1	38.2	77.2	46.2	0.0	313.6
2025	dic	74.8	38.9	27.9	77.7	116.0	9.2	0.0	344.5
2025	ene-dic	880.4	662.9	265.3	734.4	804.3	687.0	0.0	4,034.2



De la tabla podemos notar que el despacho mensual promedia 210 GWh en los meses de julio a septiembre 2024 incrementando a partir de octubre 2024 a valores promedio mensuales de 325 GWh, coincidiendo con la entrada en servicio de la Central Puerto Sandino.

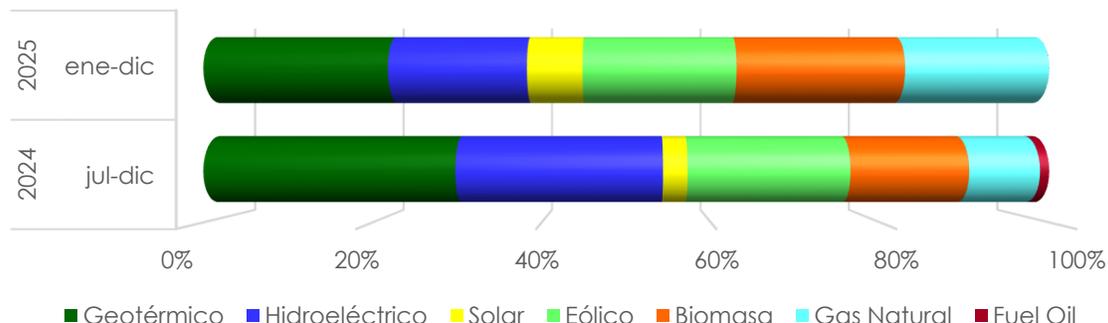
En la Figura 28 se ilustra el comportamiento estimado del despacho cronológico de energía en el sistema de Nicaragua por tipo recurso para el período de julio 2024 a diciembre 2025, donde resalta el aporte del gas natural que resulta del despacho de la Central Puerto Sandino a partir de octubre 2024.

Figura 28. Despacho de energía estimado para Nicaragua por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la Figura 29 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 29. Distribución del despacho energético estimado para Nicaragua por tipo de recurso.



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 relativamente nulas en todo el horizonte de este Planeamiento. Las importaciones totalizan **1,207.6 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **1,633.9 GWh** en el período de enero a diciembre 2025, mientras que las exportaciones solo suman **0.7 GWh** de julio a diciembre 2024 y **28.9 GWh** entre enero y diciembre 2025.

La Tabla 36 muestra las importaciones y exportaciones netas mensuales estimadas de Nicaragua en el MER para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

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

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	jul	217.1	0.0
2024	ago	255.6	0.0
2024	sep	250.0	0.0
2024	oct	203.5	0.0
2024	nov	156.6	0.7
2024	dic	124.9	0.0
2024	jul-dic	1,207.6	0.7

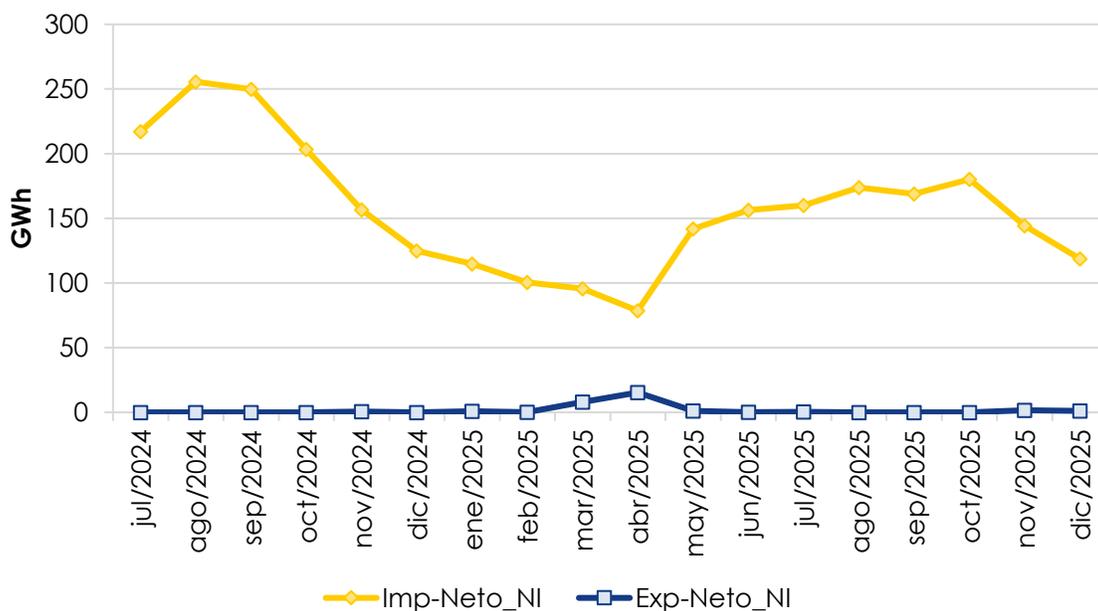


Continuación Tabla 36. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	ene	114.7	0.9
2025	feb	100.5	0.1
2025	mar	95.7	8.1
2025	abr	78.6	15.4
2025	may	142.0	1.2
2025	jun	156.5	0.2
2025	jul	160.1	0.3
2025	ago	173.9	0.0
2025	sep	168.8	0.0
2025	oct	180.2	0.0
2025	nov	144.3	1.6
2025	dic	118.8	1.2
2025	ene-dic	1,633.9	28.9

A continuación se presenta la Figura 30 que muestra el comportamiento mensual de los intercambios de energía de Nicaragua en el MER.

Figura 30. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER.





Como se observa en la Figura 30, es notable que el sistema de Nicaragua resulta como un importador neto, debido que las importaciones estimadas en el período de este Planeamiento son siempre mayores que las exportaciones, las cuales son prácticamente nulas; también es notable que las importaciones tienden a reducirse a partir del mes de octubre 2024, coincidiendo con la etapa en la que entra en servicio la Central Puerto Sandino.

Las transacciones de Nicaragua en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con sus vecinos del MER, Honduras y Costa Rica. A continuación se presenta la Tabla 37 con el detalle mensual de los intercambios energéticos de Nicaragua.

Tabla 37. Intercambio de energía estimado de Nicaragua con Honduras y Costa Rica (GWh).

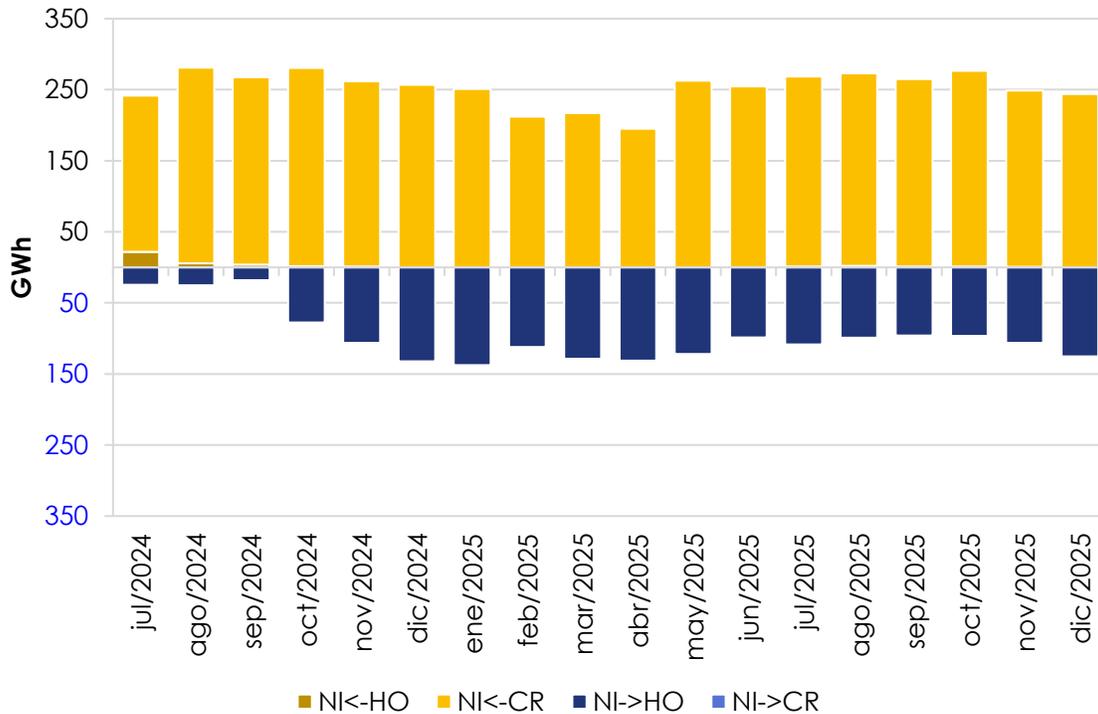
Año	Mes	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica
2024	jul	22.0	219.9	24.7	0.0
2024	ago	5.5	275.4	25.3	0.0
2024	sep	3.8	264.0	17.9	0.0
2024	oct	1.6	279.3	77.4	0.0
2024	nov	1.4	260.5	106.1	0.0
2024	dic	0.0	257.1	132.2	0.0
2024	jul-dic	34.2	1,556.3	383.7	0.0
2025	ene	0.0	251.3	137.5	0.0
2025	feb	0.0	212.2	111.8	0.0
2025	mar	0.0	217.1	128.9	0.6
2025	abr	0.1	194.9	131.2	0.5
2025	may	0.0	262.7	121.9	0.0
2025	jun	0.5	254.3	98.4	0.0
2025	jul	1.0	267.4	108.7	0.0
2025	ago	1.9	271.2	98.9	0.4
2025	sep	1.4	263.5	96.1	0.0
2025	oct	1.4	275.2	96.5	0.0
2025	nov	0.8	248.0	106.2	0.0
2025	dic	0.0	243.9	125.6	0.8
2025	ene-dic	7.3	2,961.6	1,361.6	2.2



De la tabla podemos observar que las importaciones de Nicaragua se dan fundamentalmente por medio de las interconexiones con Costa Rica y toma valores mensuales promedio de 250 GWh, mientras que las exportaciones ocurren principalmente por medio de las interconexiones con Honduras con valores promedio mensuales de 20 GWh en los meses previos a la entrada en servicio de la Central Puerto Sandino, y posteriormente con valores promedio mensuales superiores a 100 GWh.

En términos comparativos, la Figura 31 muestra el comportamiento de las exportaciones e importaciones de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica.

Figura 31. Exportaciones e importaciones estimadas de Nicaragua con Honduras y Costa Rica.



Como se observa, las importaciones estimadas de Nicaragua resultan casi en su totalidad desde Costa Rica y solo entre febrero y en proporciones muy bajas desde Honduras. Las exportaciones en cambio, resultan casi en su totalidad hacia Honduras, coincidiendo de nuevo su incremento a partir de octubre 2024, etapa en la que entra en servicio la Central Puerto Sandino.



4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Nicaragua se estima que tomarán valores entre 37.23 y 104.50 US\$/MWh en el período de julio a diciembre 2024, y entre 30.37 y 73.90 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2025.

En la Tabla 38 se presenta el costo marginal mensual por bloque estimado del sistema de Nicaragua para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

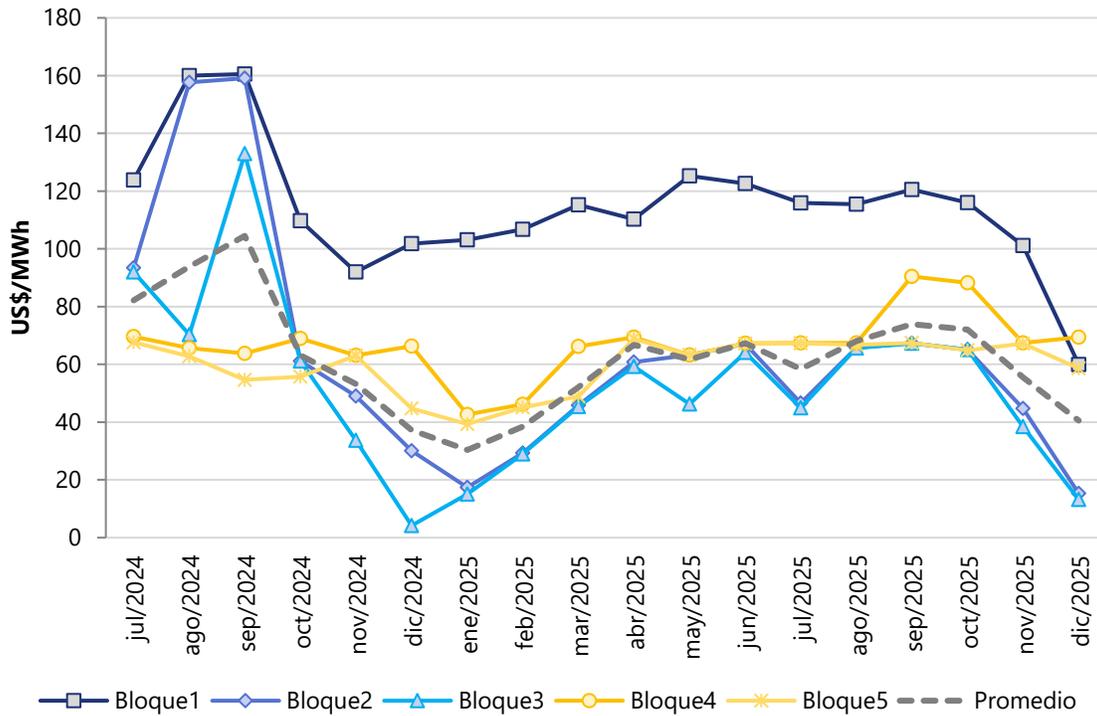
Tabla 38. Costo marginal promedio mensual por bloque para Nicaragua (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	jul	123.8	93.47	91.99	69.66	67.61	82.23
2024	ago	159.95	157.67	70.3	65.7	62.79	93.92
2024	sep	160.54	159.12	132.94	63.78	54.7	104.5
2024	oct	109.75	61.14	61.16	68.93	55.75	63.16
2024	nov	92.05	49.03	33.67	63.13	63.02	53.22
2024	dic	101.78	30.12	4.18	66.36	44.73	37.23
2024	jul-dic	125.6	93.98	70.41	68.61	60.21	75.05
2025	ene	103.09	17.42	15.09	42.65	39.32	30.37
2025	feb	106.71	29.25	28.94	46.18	45.04	38.44
2025	mar	115.22	45.83	45.42	66.19	48.94	52.16
2025	abr	110.29	60.79	59.26	69.41	68.83	66.76
2025	may	125.27	63.19	46.23	63.29	63.26	61.69
2025	jun	122.58	67.06	64.13	67.37	67.21	67.27
2025	jul	115.87	46.56	44.97	67.39	67.36	58.43
2025	ago	115.46	65.75	65.63	67.38	66.8	68.06
2025	sep	120.52	67.32	67.3	90.46	67.4	73.9
2025	oct	115.99	65.12	65.11	88.3	64.9	72.11
2025	nov	101.09	44.74	38.47	67.39	67.19	55.54
2025	dic	59.97	15.31	13.24	69.46	58.57	40.51
2025	ene-dic	109.34	49.03	46.15	67.12	60.4	57.16

En la tabla se observa que los costos marginales son mayores para el bloque 1, que corresponde al bloque de mayor demanda, y son menores para los demás bloques, siendo el más bajo el bloque 5, que corresponde al bloque de menor demanda, lo cual es consecuente con la teoría económica.

A continuación se presenta la Figura 32, que ilustra el comportamiento de los costos marginales estimados por bloque para Nicaragua en el período de este Planeamiento, de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 32. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado para Nicaragua.



En la figura es notable que los costos marginales estimados para Nicaragua se reducen a partir octubre 2024, etapa en la que está prevista la puesta en servicio de la Central Puerto Sandino.

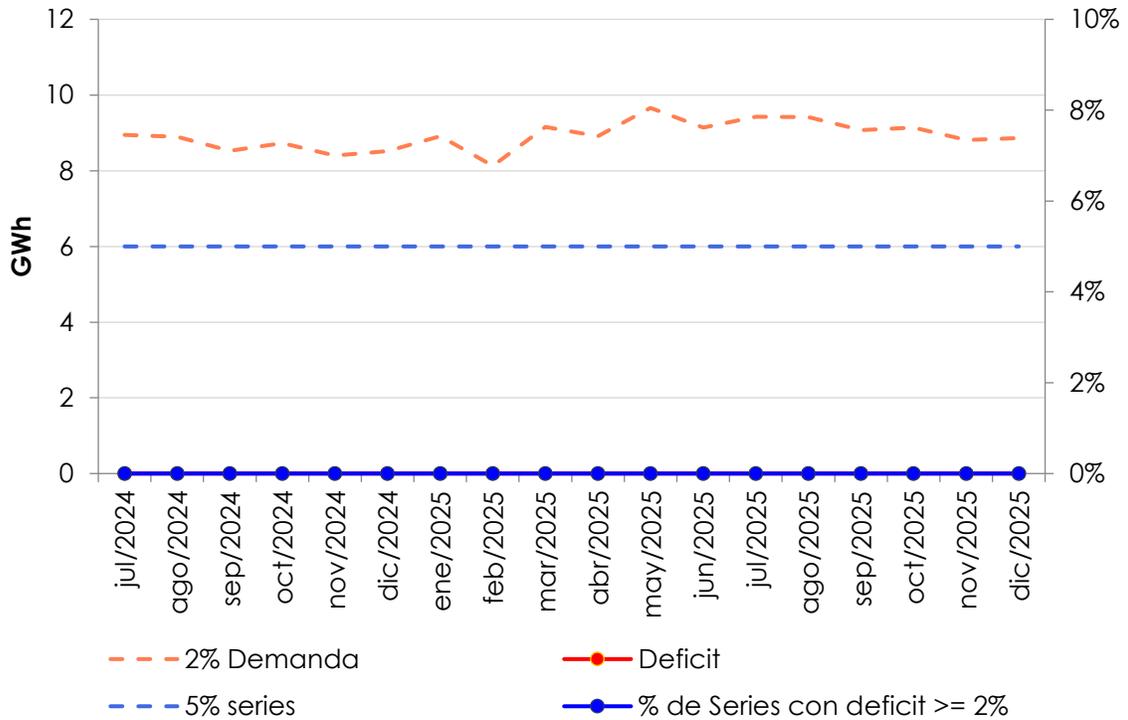
4.4.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Nicaragua no presenta riesgo de déficit, puesto que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas simuladas presenta déficit, como puede observarse en la Figura 33, en la que se ilustran los valores del criterio de



confiabilidad energética estimados en el sistema de Nicaragua para el periodo de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 33. 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 **7,656.9 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **14,767.2 GWh** en el período de enero a diciembre 2025. El despacho de energía de Costa Rica proviene en su totalidad de recursos renovables, principalmente recurso hidroeléctrico, con una proporción del 78.9 % de la generación eléctrica para el período de julio a diciembre de 2024 y 74.9 % en el período de enero a diciembre 2025.

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

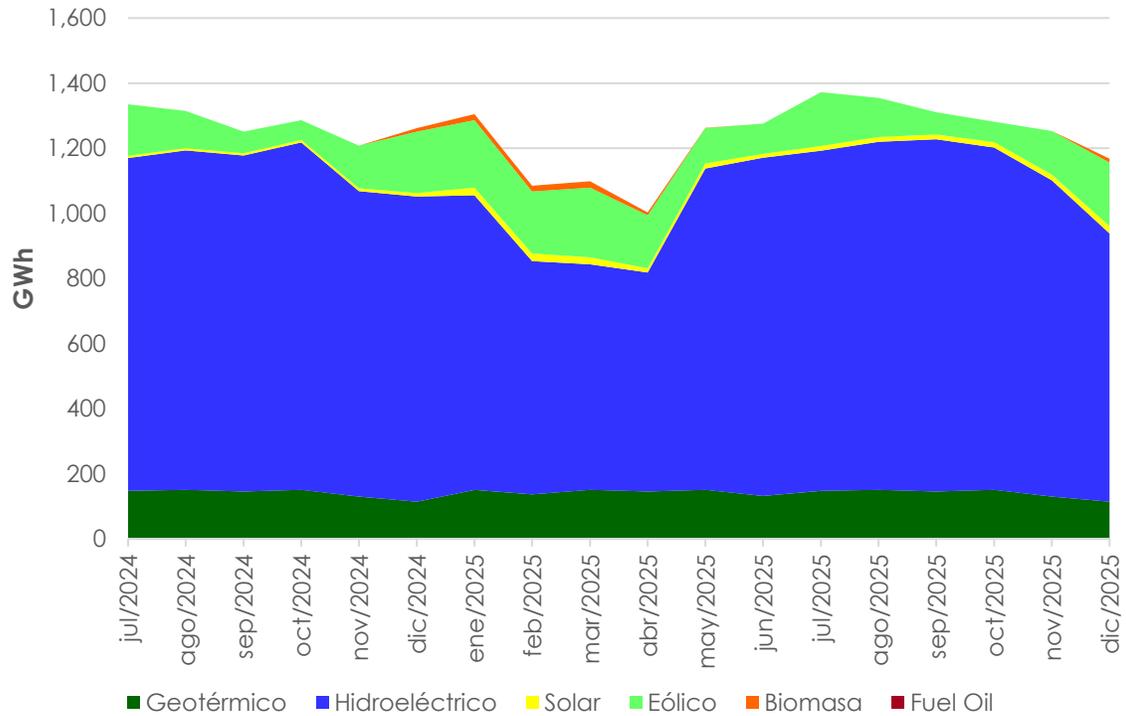
Tabla 39. Despacho de energía estimado para Costa Rica por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Solar	Eólico	Biomasa	Fuel Oil	Total
2024	jul	147.6	1,022.0	6.9	158.6	0.0	0.0	1,335.1
2024	ago	150.5	1,042.8	7.2	114.0	0.0	0.0	1,314.6
2024	sep	145.6	1,031.7	6.9	67.2	0.0	0.0	1,251.4
2024	oct	150.5	1,067.7	7.7	60.6	0.0	0.0	1,286.5
2024	nov	129.3	938.7	8.7	130.8	0.2	0.0	1,207.7
2024	dic	113.7	937.8	11.2	187.8	11.1	0.0	1,261.6
2024	jul-dic	837.2	6,040.7	48.7	719.0	11.4	0.0	7,656.9
2025	ene	149.9	905.7	22.9	207.8	18.7	0.0	1,304.9
2025	feb	135.9	716.8	23.7	190.3	17.8	0.0	1,084.6
2025	mar	150.5	693.1	21.6	213.8	19.2	0.0	1,098.2
2025	abr	145.6	672.6	12.8	163.1	8.5	0.0	1,002.7
2025	may	150.5	987.4	15.1	108.9	0.6	0.0	1,262.4
2025	jun	131.9	1,039.0	11.5	92.9	0.0	0.0	1,275.3
2025	jul	147.6	1,044.3	14.6	165.6	0.0	0.0	1,372.1
2025	ago	150.5	1,068.8	15.2	120.1	0.0	0.0	1,354.6
2025	sep	145.6	1,081.9	14.5	68.8	0.0	0.0	1,310.8
2025	oct	150.5	1,051.8	16.2	63.0	0.0	0.0	1,281.6
2025	nov	129.3	971.6	18.0	133.7	0.2	0.0	1,252.8
2025	dic	113.7	824.5	22.8	195.3	11.1	0.0	1,167.5
2025	ene-dic	1,701.5	11,057.6	208.8	1,723.3	76.1	0.0	14,767.2

En la Figura 34 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 2024 a diciembre 2025.

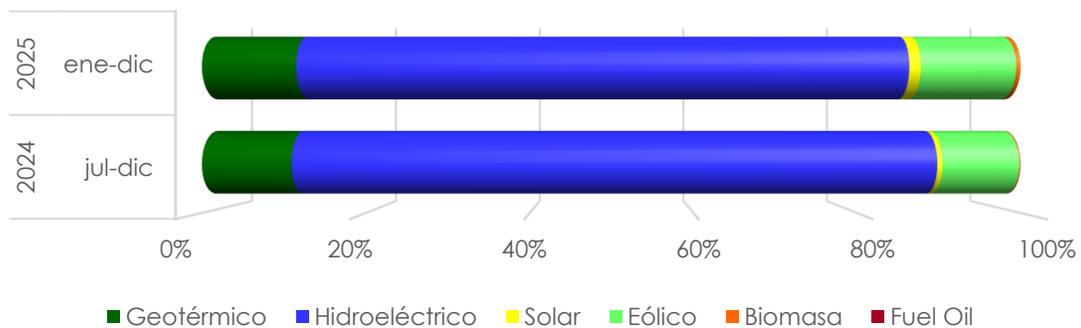


Figura 34. Despacho de energía estimado para Costa Rica por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la Figura 35 se muestra la composición porcentual del despacho de generación estimado en el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para los períodos de julio a diciembre 2024 y enero a diciembre 2025.

Figura 35. Distribución del despacho energético estimado para 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 la estimación de sus exportaciones netas es considerablemente mayor con respecto a sus importaciones netas en todo el período de este Planeamiento. Se estima que las exportaciones de Costa Rica totalizan **1,211.7 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y de **1,836.3 GWh** entre enero y diciembre 2025, mientras que las importaciones netas, que solo son medianamente significativas en los meses de marzo y abril, totalizan **8.1 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **223.9 GWh** entre enero y diciembre 2025.

En la Tabla 40 se presentan las exportaciones e importaciones netas mensuales estimadas de Costa Rica en el MER para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

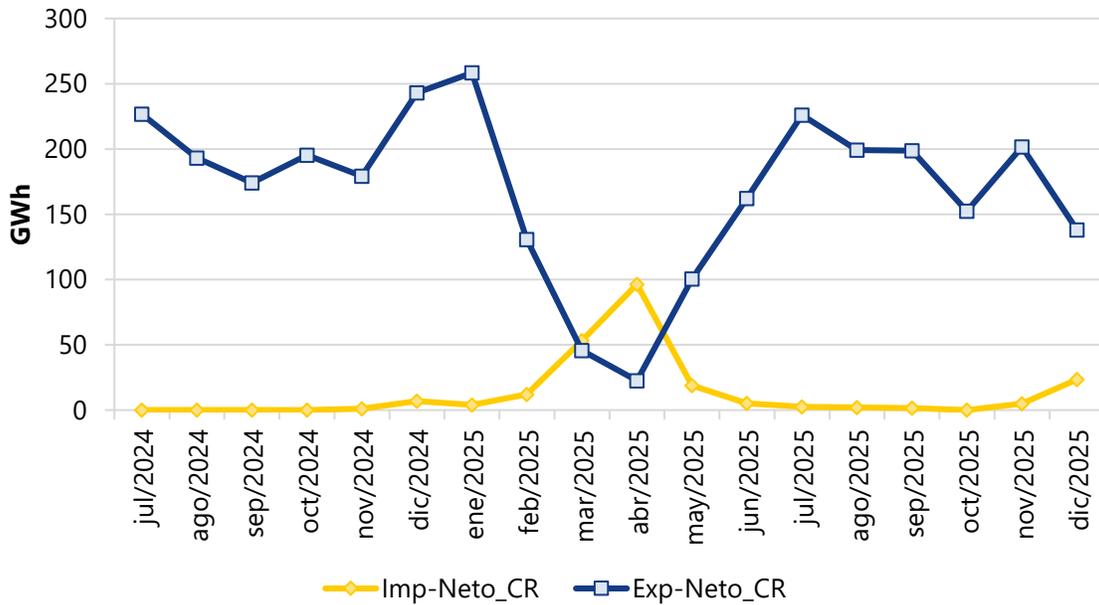
Tabla 40. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	jul	0.0	226.8
2024	ago	0.0	193.1
2024	sep	0.0	174.2
2024	oct	0.0	195.3
2024	nov	1.0	179.2
2024	dic	7.0	243.1
2024	jul-dic	8.1	1,211.7
2025	ene	3.9	258.3
2025	feb	11.9	130.8
2025	mar	53.1	45.7
2025	abr	96.4	22.5
2025	may	18.9	100.6
2025	jun	5.2	162.2
2025	jul	2.4	226.1
2025	ago	2.1	199.1
2025	sep	1.6	198.8
2025	oct	0.0	152.5
2025	nov	5.1	201.6
2025	dic	23.4	138.1
2025	ene-dic	223.9	1,836.3



A continuación se presenta la Figura 36, que ilustra el comportamiento mensual de los intercambios de energía de Costa Rica en el MER.

Figura 36. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER.



Como se puede observar en la Figura 36 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 casi todas las etapas de este Planeamiento.

Respecto de las transacciones de energía en el MER es importante tener en cuenta que en Costa Rica resultan de los intercambios a través de las interconexiones con sus vecinos Nicaragua y Panamá. A continuación se presenta la Tabla 41 con el detalle mensual de los intercambios energéticos entre los países vecinos.

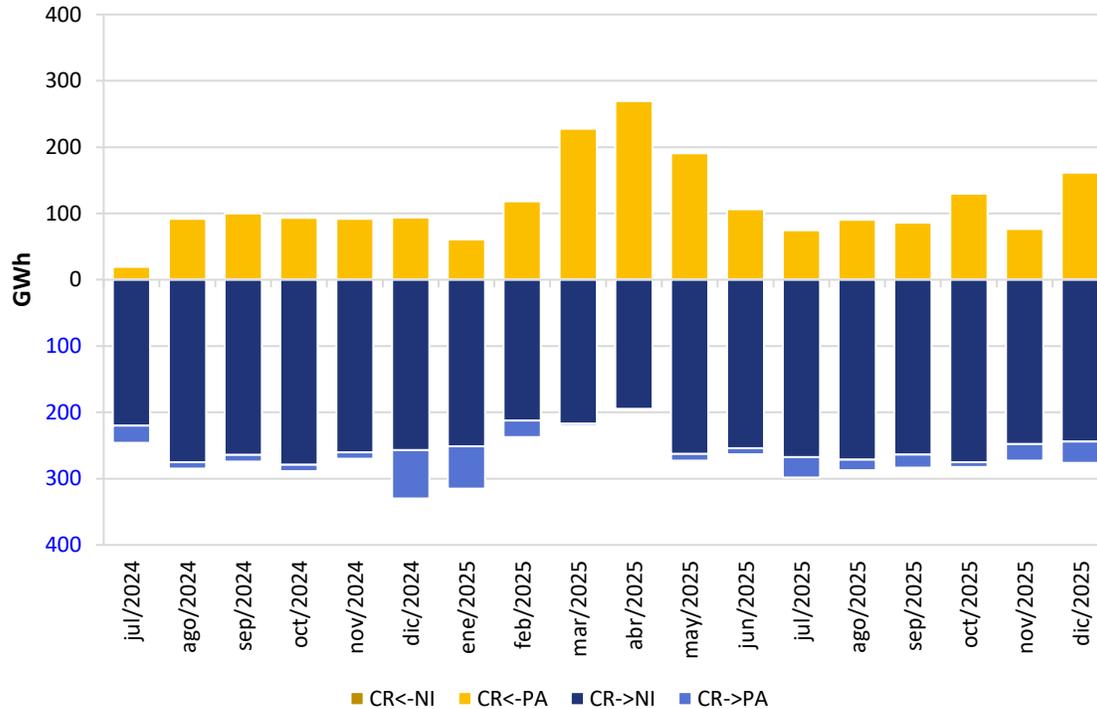
Tabla 41. Exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica con Nicaragua y Panamá (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá
2024	jul	0.0	19.2	219.9	26.1
2024	ago	0.0	92.0	275.4	9.6
2024	sep	0.0	100.2	264.0	10.3
2024	oct	0.0	93.4	279.3	9.4
2024	nov	0.0	91.7	260.5	9.4
2024	dic	0.0	93.9	257.1	72.9
2024	jul-dic	0.0	490.3	1,556.3	137.7
2025	ene	0.0	60.7	251.3	63.8
2025	feb	0.0	118.5	212.2	25.2
2025	mar	0.6	227.2	217.1	3.3
2025	abr	0.5	269.0	194.9	0.7
2025	may	0.0	190.9	262.7	9.9
2025	jun	0.0	106.0	254.3	8.8
2025	jul	0.0	74.5	267.4	30.8
2025	ago	0.4	89.9	271.2	16.1
2025	sep	0.0	86.2	263.5	19.8
2025	oct	0.0	129.7	275.2	7.0
2025	nov	0.0	76.5	248.0	25.0
2025	dic	0.8	160.6	243.9	32.1
2025	ene-dic	2.2	1,589.5	2,961.6	242.5

De la tabla se puede notar que las importaciones ocurren fundamentalmente por medio de las interconexiones con Panamá, mientras que las exportaciones resultan principalmente por medio de las interconexiones con Nicaragua.

La Figura 37 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 37. Exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica con Nicaragua y Panamá.



Como se observa, las exportaciones de Costa Rica se dan principalmente por medio de las interconexiones con Nicaragua y en menor proporción hacia Panamá, también es notable que las mayores exportaciones toman valores mensuales de alrededor de 250 GWh, excepto en los meses de febrero a abril con valores cercanos a 210 GWh. Las importaciones por el contrario, se dan en mayor proporción por medio de las interconexiones con Panamá con valores mensuales de alrededor de 100 GWh y en los meses de marzo a mayo hasta 230 GWh.

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 42 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.



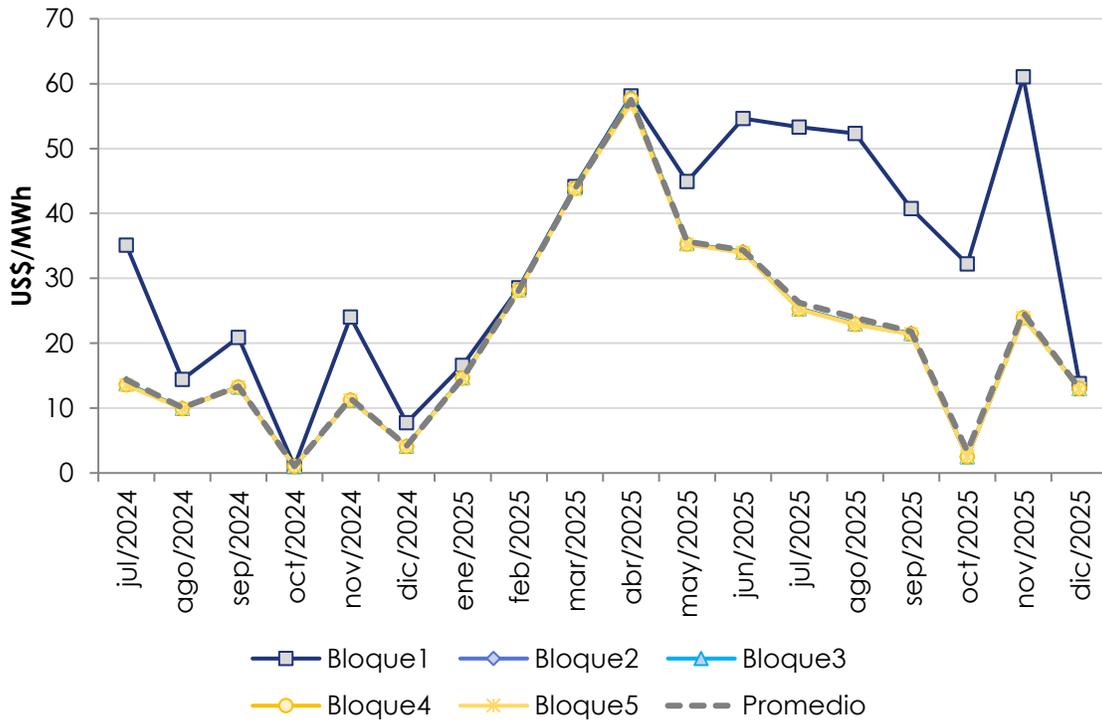
Tabla 42. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado para Costa Rica (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	jul	35.14	13.78	13.76	13.57	13.53	14.38
2024	ago	14.43	9.95	9.94	9.91	9.89	10.08
2024	sep	20.89	13.29	13.27	13.25	13.21	13.37
2024	oct	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
2024	nov	24.04	11.24	11.23	11.22	11.2	11.47
2024	dic	7.76	4.12	4.11	4.1	4.09	4.17
2024	jul-dic	20.21	8.18	8.17	8.13	8.11	8.4
2025	ene	16.57	14.66	14.65	14.62	14.58	14.64
2025	feb	28.54	28.26	28.25	28.2	28.1	28.21
2025	mar	44.14	43.95	43.94	43.87	43.72	43.87
2025	abr	58.14	57.87	57.82	57.61	56.91	57.5
2025	may	44.93	35.38	35.35	35.27	35.2	35.66
2025	jun	54.63	34.08	34.02	33.99	33.92	34.35
2025	jul	53.32	25.35	25.32	25.28	25.23	26.24
2025	ago	52.31	22.99	22.96	22.92	22.87	23.96
2025	sep	40.77	21.52	21.49	21.46	21.41	21.77
2025	oct	32.22	2.51	2.5	2.5	2.49	3.34
2025	nov	61.04	23.99	23.99	23.95	23.9	24.68
2025	dic	13.79	13.01	13	12.99	12.95	13
2025	ene-dic	41.7	26.96	26.94	26.89	26.77	27.18

En la tabla se observa que los costos marginales son mayores para el Bloque 1, que corresponde al bloque de mayor demanda, y menores para los demás bloques, siendo el más bajo el bloque 5, que corresponde al bloque de menor demanda, lo cual es consecuente con la teoría económica.

A continuación se presenta la Figura 38, la cual ilustra el comportamiento mensual de los costos marginales estimados por bloque para Costa Rica en el período de este Planeamiento, que abarca desde julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 38. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado para Costa Rica.



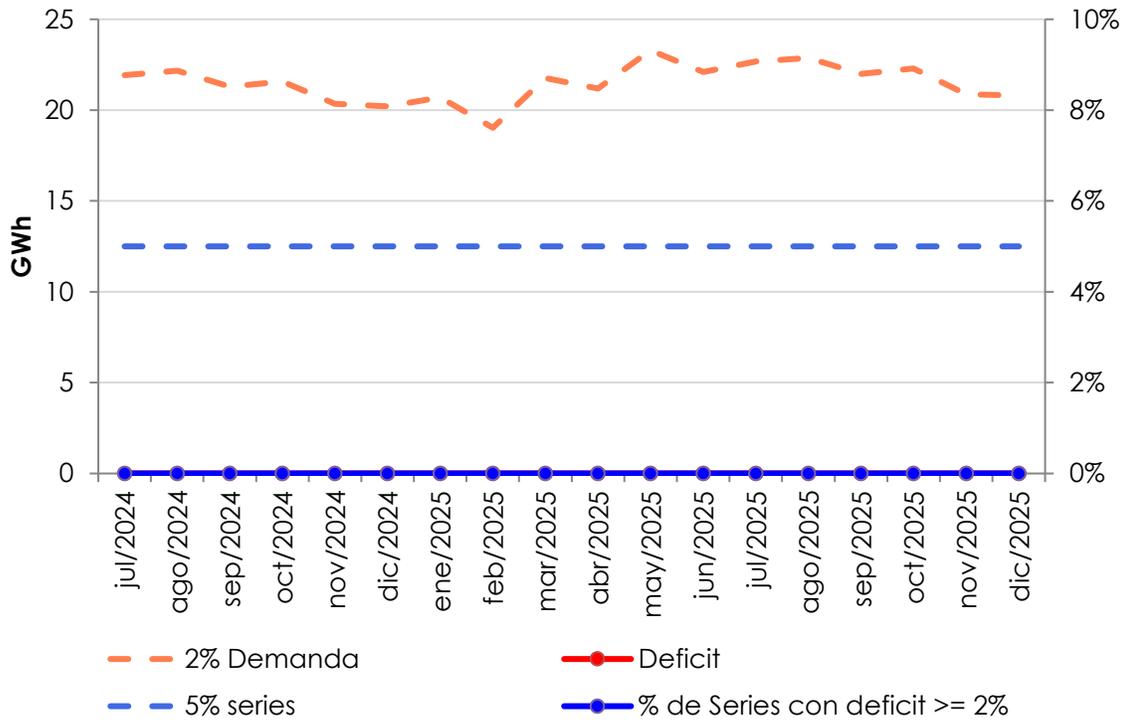
Como se ve en la figura, los costos marginales estimados para Costa Rica resultan con un comportamiento ligado a las dos estaciones del año, con valores altos en la estación seca y más bajos en la época lluviosa. También es notable que los costos marginales en el Bloque 1 son mayores que en los otros Bloques, donde los costos marginales los determinan las unidades más onerosas del sistema.

4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Costa Rica no presenta riesgo de déficit, dado que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas simuladas presenta déficit, como puede observarse en la Figura 39, en la que se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados para el período de julio 2024 a diciembre 2025.



Figura 39. 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 **6,990.9 GWh** para el período de julio a diciembre 2024 y **14,275.9 GWh** para el período de enero a diciembre 2025. Los recursos renovables (hidroeléctrico, solar, eólico y biomasa), son los que aportan la mayor proporción de la energía generada, aportando una proporción de 82.7 % en el periodo de julio a diciembre de 2024 y 74.9 % en el período de enero a diciembre 2025. Es importante considerar que si bien el despacho de la central de carbón se estima en un 16.3 % de la matriz del país, la energía es utilizada casi en su totalidad para consumo propio en la Minera Panamá.

En la Tabla 43 se muestra el detalle del despacho de energía por recurso para el sistema de Panamá.

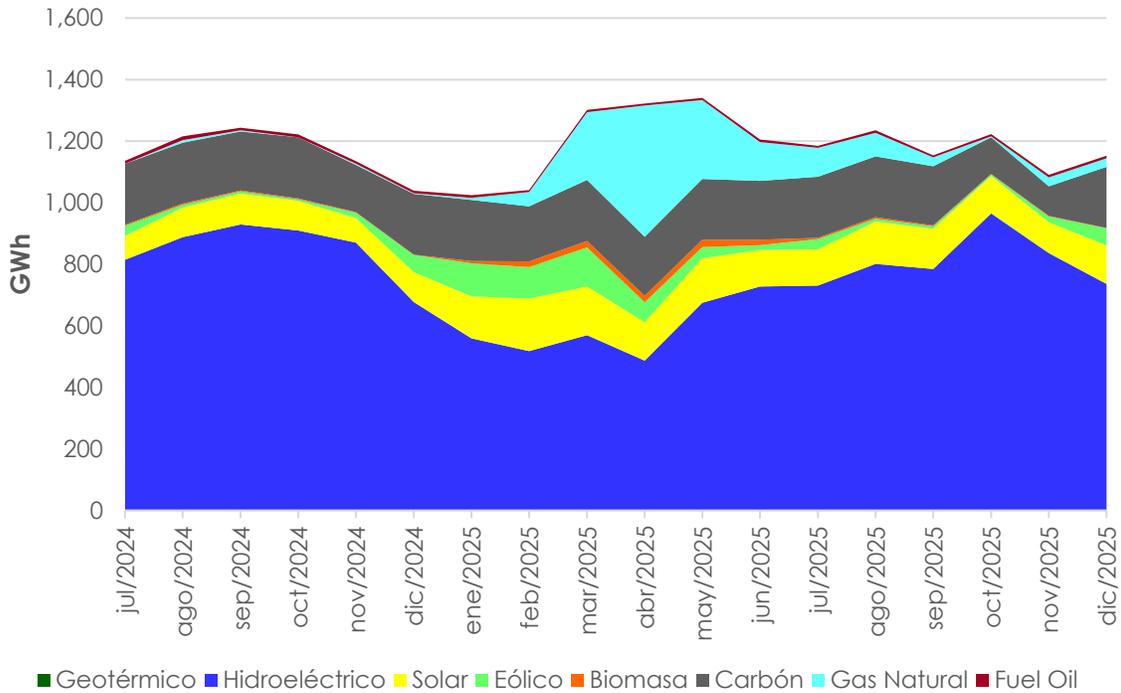
Tabla 43. Despacho de energía estimado para Panamá por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrico	Solar	Eólico	Biomasa	Carbón	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2024	jul	814.4	77.4	33.2	3.2	198.3	0.0	10.0	1,136.5
2024	ago	887.7	96.8	9.3	3.2	198.3	8.1	12.2	1,215.7
2024	sep	929.8	99.6	7.4	3.1	191.9	4.0	7.8	1,243.5
2024	oct	909.7	96.2	5.4	2.7	198.3	0.0	9.4	1,221.7
2024	nov	870.8	79.2	17.7	1.9	153.3	3.7	8.5	1,135.0
2024	dic	677.5	96.9	55.3	1.0	198.3	1.6	7.9	1,038.4
2024	jul-dic	5,090.0	546.2	128.3	15.0	1,138.3	17.4	55.8	6,990.9
2025	ene	559.5	136.3	106.9	7.8	198.3	7.2	8.1	1,024.1
2025	feb	517.9	170.9	101.8	18.8	179.1	46.0	6.7	1,041.1
2025	mar	569.6	157.6	127.5	21.0	198.3	220.3	7.8	1,302.0
2025	abr	487.2	124.2	65.3	20.7	191.9	426.4	6.9	1,322.6
2025	may	674.8	144.6	36.2	23.8	198.3	255.5	7.3	1,340.5
2025	jun	728.1	118.1	16.0	17.2	191.9	125.9	8.3	1,205.4
2025	jul	731.0	117.5	33.3	4.6	198.3	93.8	6.6	1,185.1
2025	ago	800.6	138.3	9.4	4.4	198.3	76.6	7.9	1,235.3
2025	sep	785.0	130.0	8.0	3.7	191.9	28.9	5.9	1,153.4
2025	oct	965.1	121.0	5.6	2.4	118.5	3.0	7.4	1,223.0
2025	nov	836.7	100.0	18.1	2.9	95.4	29.5	8.3	1,090.9
2025	dic	735.6	125.6	55.3	1.5	198.3	28.6	7.7	1,152.5
2025	ene-dic	8,391.0	1,584.0	583.3	128.9	2,158.3	1,341.6	88.7	14,275.9



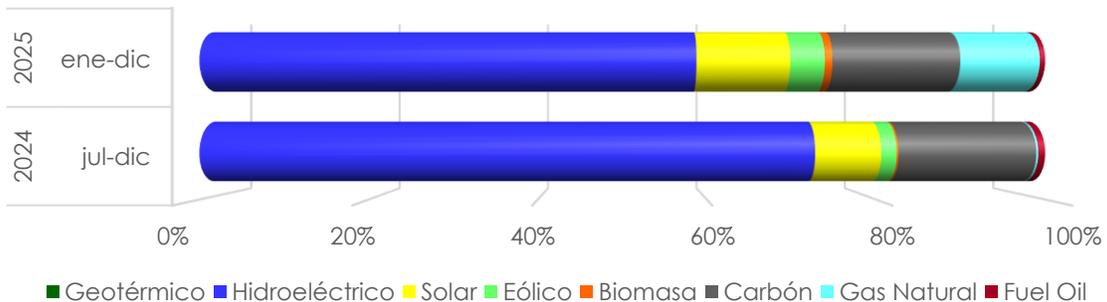
En la Figura 40 se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 40. Despacho de energía estimado para Panamá por tipo de recurso.



Por otra parte, en la Figura 41 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 41. Distribución del despacho energético estimado para Panamá por tipo de recurso.





4.6.2. Intercambios en el MER

Se puede observar a Panamá como uno de los exportadores netos del MER, debido que sus exportaciones netas resultan considerablemente mayores con respecto a sus importaciones en todo el período de este Planeamiento. Se estima que las exportaciones de Panamá totalizan **433 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y de **1,546.4 GWh** entre enero y diciembre 2025, mientras que las importaciones netas totalizan **80.4 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **199.4 GWh** entre enero y diciembre 2025.

En la Tabla 44 se presentan las exportaciones e importaciones netas mensuales estimadas de Panamá para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Tabla 44. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Panamá en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2024	jul	6.9	0.0
2024	ago	0.0	82.4
2024	sep	0.8	90.7
2024	oct	2.3	86.3
2024	nov	1.3	83.6
2024	dic	69.2	90.1
2024	jul-dic	80.4	433.0
2025	ene	56.9	53.8
2025	feb	19.0	112.3
2025	mar	1.2	225.1
2025	abr	0.1	268.3
2025	may	7.2	188.2
2025	jun	6.1	103.3
2025	jul	26.7	70.3
2025	ago	11.9	85.6
2025	sep	14.5	80.8
2025	oct	4.8	127.5
2025	nov	20.1	71.6
2025	dic	31.1	159.5
2025	ene-dic	199.4	1,546.4

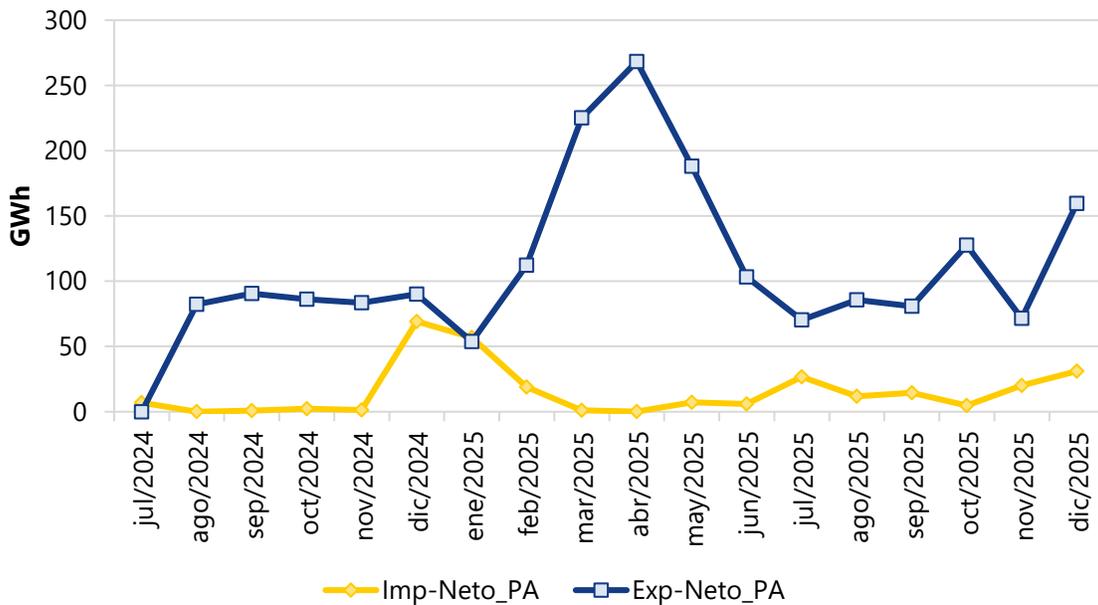
En la tabla se observa que las exportaciones netas son sensiblemente mayores que las importaciones netas en todo el período de este Planeamiento, con valores



promedio mensual cercanos a los 100 GWh, excepto los meses de marzo a mayo que son mayores a los 200 GWh.

A continuación se presenta la Figura 42, que ilustra de forma comparativa el comportamiento mensual de los intercambios de Panamá en el MER.

Figura 42. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Panamá en el MER.



En la figura se hace evidente la tendencia exportadora de Panamá en el MER para todas las etapas de este Planeamiento.

Es importante tener en consideración que las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con Costa Rica, por lo que a continuación se presenta la Tabla 45 con el detalle mensual de los intercambios energéticos de Panamá con su vecino Costa Rica.

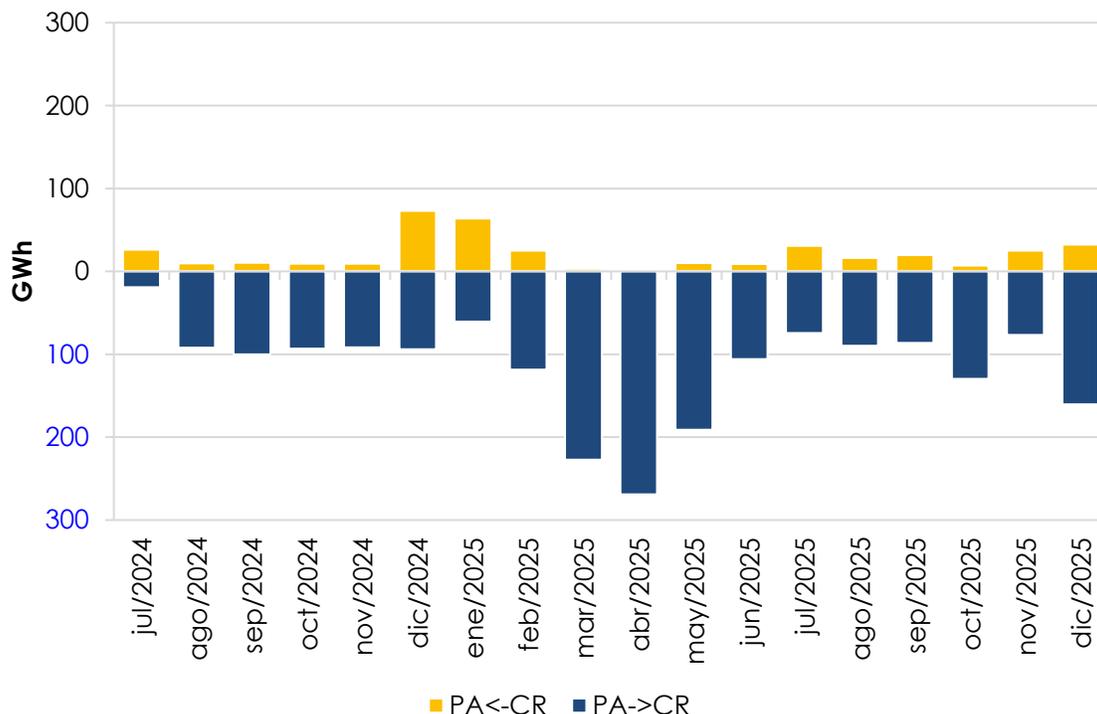


Tabla 45. Exportaciones e importaciones estimadas de Panamá con Costa Rica (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde Costa Rica	Exportaciones hacia Costa Rica
2024	jul	26.1	19.2
2024	ago	9.6	92.0
2024	sep	10.3	100.2
2024	oct	9.4	93.4
2024	nov	9.4	91.7
2024	dic	72.9	93.9
2024	jul-dic	137.7	490.3
2025	ene	63.8	60.7
2025	feb	25.2	118.5
2025	mar	3.3	227.2
2025	abr	0.7	269.0
2025	may	9.9	190.9
2025	jun	8.8	106.0
2025	jul	30.8	74.5
2025	ago	16.1	89.9
2025	sep	19.8	86.2
2025	oct	7.0	129.7
2025	nov	25.0	76.5
2025	dic	32.1	160.6
2025	ene-dic	242.5	1,589.5

En términos comparativos, la Figura 43 ilustra el comportamiento mensual de las exportaciones e importaciones estimadas de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 43. Exportaciones e importaciones estimadas de Panamá con Costa Rica.



En la Figura 43 puede observarse que las exportaciones de Panamá son sensiblemente mayores que las importaciones en todo el período, también se observa que estas son mayores en los meses de marzo, abril y mayo.

4.6.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado de Panamá se estima que tomarán valores entre 7.53 y 40.83 US\$/MWh en el período de julio a diciembre 2024, y entre 11.03 y 50.93 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2025.

En la Tabla 46 se detallan los costos marginales mensuales por bloque estimados del sistema de Panamá para el período de este Planeamiento, que abarca desde julio 2024 a diciembre 2025.



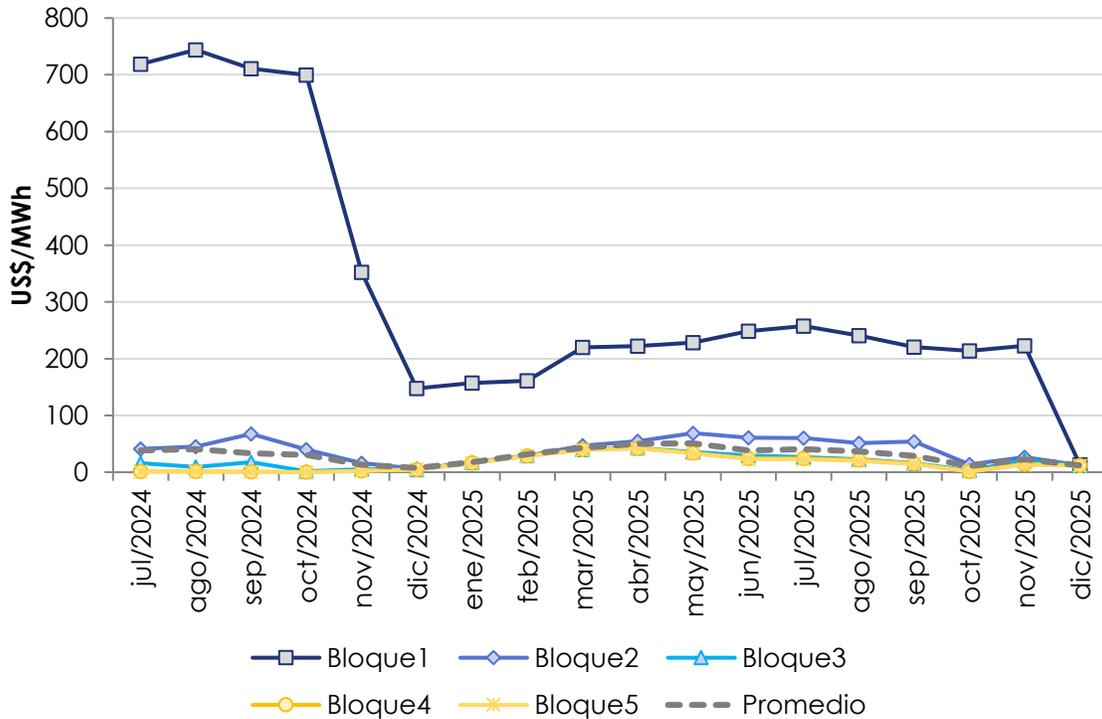
Tabla 46. Costo marginal promedio mensuales por bloque estimados para Panamá (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2024	jul	718.93	41.16	15.71	1.52	1.43	38.28
2024	ago	744.05	45.18	9.1	1.26	1.22	40.83
2024	sep	711.1	67.78	17.4	0.88	0.85	33.44
2024	oct	699.66	39.93	1.65	0.18	0.14	30.63
2024	nov	352.46	16.06	5.44	2.64	2.39	13.38
2024	dic	147.45	6.05	4.99	4.87	4.5	7.53
2024	jul-dic	585.13	37.41	8.18	1.84	1.6	27
2025	ene	157.4	16.93	16.79	16.61	15.74	17.59
2025	feb	161.35	28.67	29.16	29.05	28.38	31.59
2025	mar	220.22	46.84	39.89	39.87	38.85	42.99
2025	abr	222.44	54.51	42.63	42.5	41.65	50.29
2025	may	228.44	68.88	35.53	33.75	33.16	50.93
2025	jun	248.29	61.01	29.34	24.43	23.19	38.26
2025	jul	257.74	60.29	26.39	24.32	22.91	40.5
2025	ago	240.55	51.03	22.72	21.49	19.81	36.91
2025	sep	220.7	54.13	16.06	15.12	14.14	28.7
2025	oct	213.93	13.47	3.25	1.5	1.48	11.03
2025	nov	222.66	26.61	21.02	14.57	12.89	22.67
2025	dic	13.34	11.82	11.85	11.8	11.59	11.78
2025	ene-dic	200.59	41.18	24.55	22.92	21.98	31.91

En la tabla se observa que los costos marginales son mayores para el Bloque 1, que corresponde al bloque de mayor demanda, y menores para los demás bloques, siendo el más bajo el bloque 5, que corresponde al bloque de menor demanda, lo cual es consecuente con la teoría económica.

A continuación se presenta la Figura 44, la cual ilustra el comportamiento mensual de los costos marginales mensuales estimados por bloque para Panamá en el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 44. Costos marginales promedio mensuales por bloque estimados para Panamá.



Como se ve en la figura, los costos marginales estimados para Panamá los costos marginales en el Bloque 1 son considerablemente mayores que en los otros Bloques, debido que este bloque es el de mayor requerimiento de generación térmica, donde los costos marginales los determinan las unidades más onerosas. También llama la atención los costos marginales en los meses de julio a octubre 2024, con valores de déficit.

4.6.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Panamá resulta con déficit de energía en 17 de las 18 etapas este Planeamiento. Los valores de déficit inician en los meses de julio y agosto 2024 con valores de 4.74 y 4.99 GWh, y van menguando a lo largo de tiempo, llegando a eliminarse en diciembre 2025.

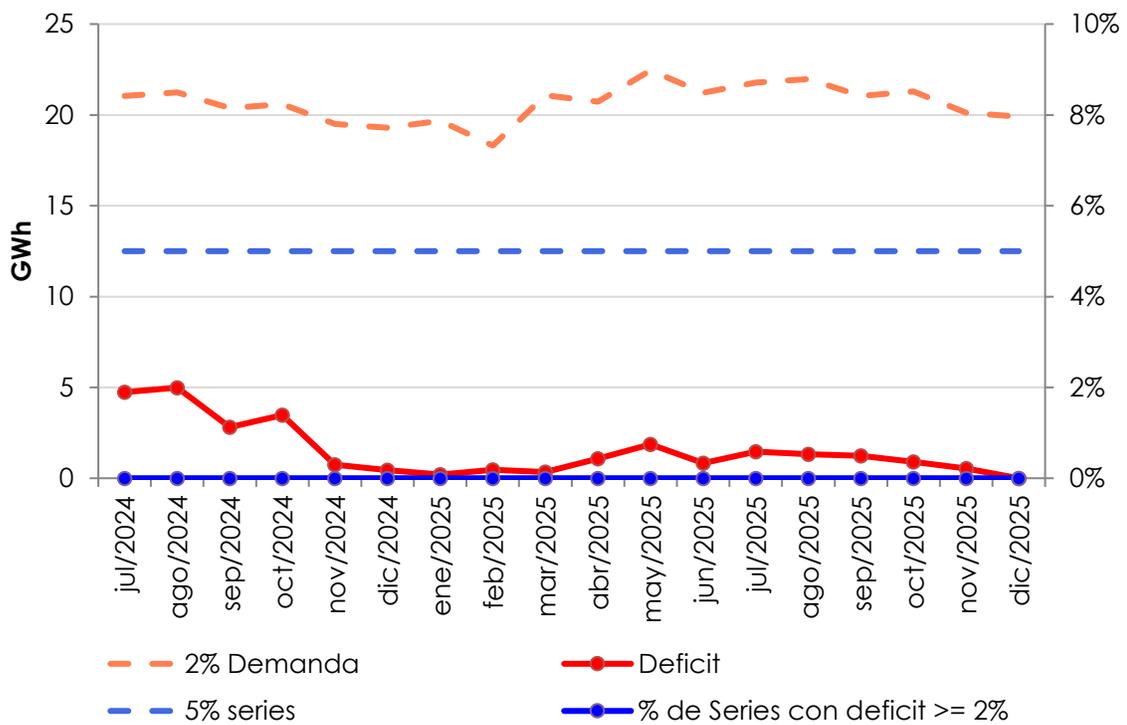
Es importante reconocer que los valores de déficit no alcanzan el 2 % de la demanda del sistema en ninguna de las series simuladas, por lo que, de acuerdo



con los criterios de confiabilidad, se considera que este sistema no corre riesgo para el suministro de su demanda de energía eléctrica en el período de julio 2024 a diciembre 2025.

En la Figura 45 se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Panamá para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

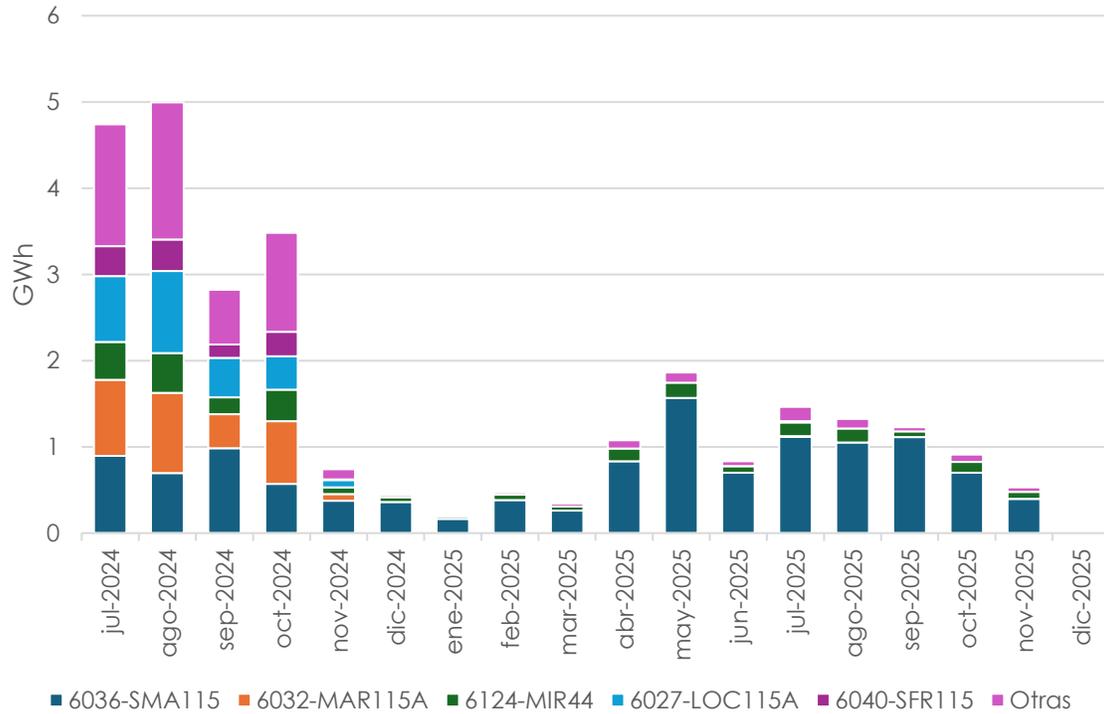
Figura 45. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Panamá.



El déficit en el sistema panameño se presenta de forma generalizada en las barras modeladas en el sistema, pero los mayores valores ocurren en la subestación Santa María (barra 6036-SMA115), otras subestaciones en las que se presentan valores altos de déficit, principalmente en los meses de julio a octubre 2024 son Marañón (barra 6032-MAR115A), Locería (barra 6027-LOC115A), Miraflores (barra 6124-MIR44) y San Francisco (barra 6040-SFR115). La Figura 46 ilustra el déficit por barra para el sistema de Panamá.



Figura 46. Déficit por barra estimado en el sistema de Panamá.



Como se observa en la figura, el déficit se en 17 de las 18 etapas simuladas, iniciando con valores de 4.73 y 4.99 GWh en los meses de julio y agosto 2024, y se reduce sensiblemente en el mes de noviembre a 0.74 GWh; finalmente, el déficit resulta nulo en diciembre 2025.



4.7. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

4.7.1. Despacho de energía

El despacho de energía total estimado para los países de la región para el período de julio a diciembre 2024 es de **31,957.9 GWh** y para el período de enero a diciembre de 2025 es de **64,497.3 GWh**. Los recursos renovables son los que tienen el mayor aporte en la matriz de generación, con una proporción del 86.2 % en el período de julio a diciembre de 2024 y 79.2 % en el período de enero a diciembre de 2025; de todos los recursos de la matriz de generación eléctrica, la hidroeléctrica es la que resulta con mayor aporte, con proporciones de 64.7 % en el período de julio a diciembre 2024 y 52.7 % en el período de enero a diciembre de 2025, en ese orden, el siguiente recurso que más aporta proviene de carboeléctricas con proporciones de 7.5 % de julio a diciembre 2024 y de 9.3% de enero a diciembre de 2025.

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

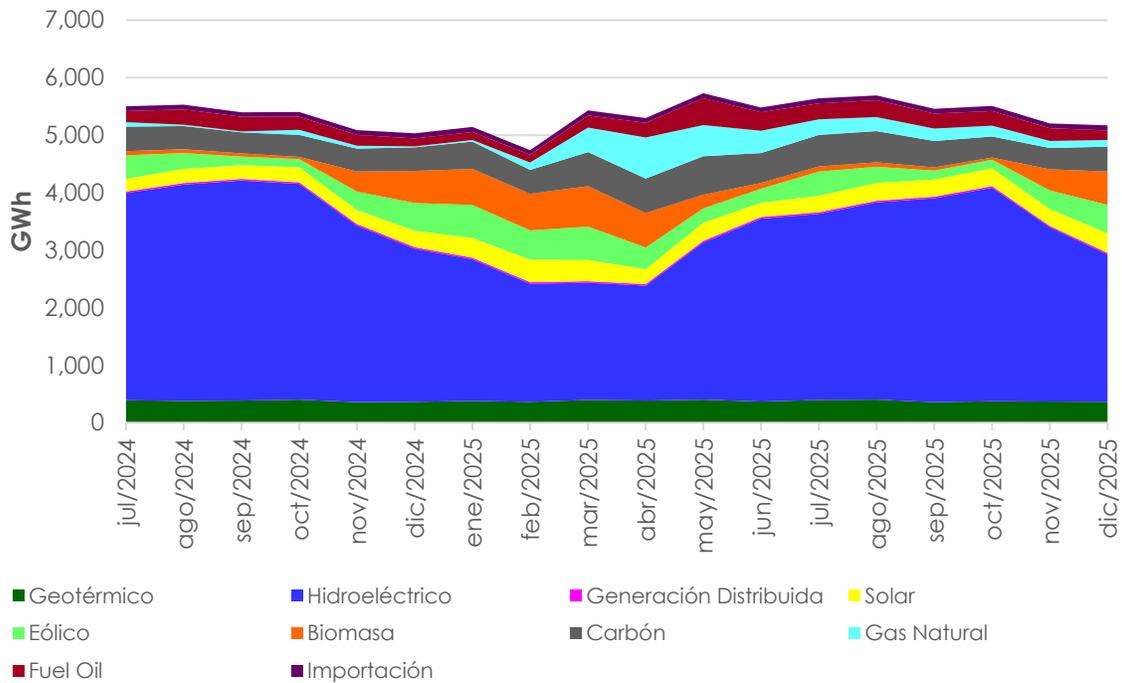
Tabla 47. Despacho de energía estimado para Centro América por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Gen. Distribuida	Solar	Eólico	Biomasa	Carbón	Gas Natural	Fuel Oil	Import. México	Total
2024	jul	392.8	3,599.3	28.5	219.6	409.6	70.8	431.0	73.2	196.0	83.3	5,503.9
2024	ago	381.8	3,761.8	28.5	239.4	277.2	65.2	404.2	25.1	262.7	85.1	5,530.9
2024	sep	383.6	3,827.7	27.6	238.3	152.8	55.9	362.9	18.9	250.7	77.6	5,395.9
2024	oct	398.8	3,755.1	28.5	256.3	146.5	38.7	379.8	89.5	226.9	85.3	5,405.4
2024	nov	358.3	3,069.7	27.6	243.1	320.5	351.3	395.9	51.9	187.3	83.9	5,089.4
2024	dic	359.8	2,664.3	28.5	288.1	481.7	556.5	412.3	16.8	138.1	86.4	5,032.4
2024	judic	2,275.0	20,677.8	169.2	1,484.8	1,788.2	1,138.3	2,386.1	275.4	1,261.6	501.5	31,957.9
2025	ene	378.9	2,460.7	28.5	344.5	573.8	624.1	479.5	25.8	138.5	86.7	5,141.0
2025	feb	361.1	2,054.3	25.8	397.6	505.8	638.3	414.4	127.9	137.2	78.3	4,740.6
2025	mar	396.5	2,033.3	28.5	373.7	578.0	701.8	593.3	429.1	209.2	86.7	5,430.0
2025	abr	386.9	1,995.3	27.6	259.1	378.3	599.9	598.6	716.4	251.1	83.9	5,297.0
2025	may	400.3	2,734.5	28.5	314.0	247.0	239.1	670.7	542.8	466.0	86.7	5,729.5
2025	jun	369.5	3,178.8	27.6	252.2	241.5	102.0	519.8	383.5	324.8	83.9	5,483.5
2025	jul	397.2	3,235.2	28.5	288.4	416.7	89.1	548.4	274.9	273.6	86.7	5,638.6
2025	ago	400.1	3,431.3	28.5	308.9	283.3	77.0	543.8	242.0	291.6	86.7	5,693.1
2025	sep	359.3	3,545.7	27.6	295.7	155.1	57.0	460.7	217.0	258.1	83.9	5,460.0
2025	oct	374.5	3,712.2	28.5	306.8	149.1	38.7	365.8	188.0	258.0	86.7	5,508.2
2025	nov	370.6	3,026.9	27.6	290.6	323.8	369.5	367.7	123.5	221.8	83.9	5,205.9
2025	dic	359.8	2,564.5	28.5	343.6	489.1	585.3	428.7	116.4	167.3	86.7	5,169.9
2025	enedic	4,554.8	33,972.6	335.7	3,775.2	4,341.4	4,121.8	5,991.3	3,387.1	2,997.0	1,020.4	64,497.3



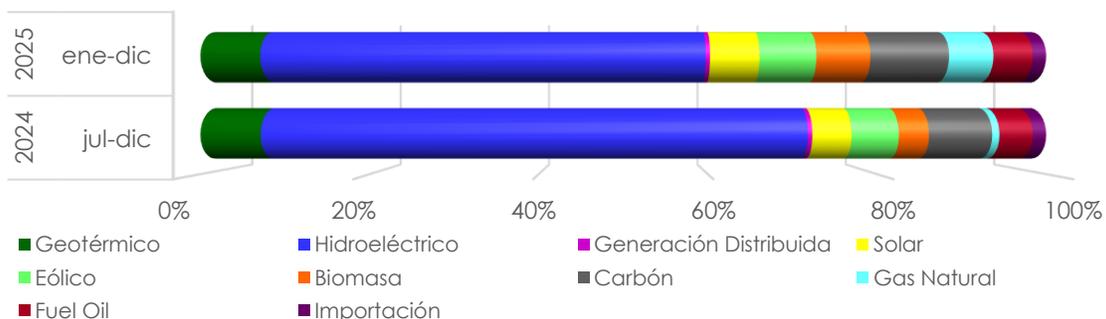
En la Figura 47 se ilustra el comportamiento cronológico del despacho de energía total estimado en los países de la región por tipo de recurso para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

Figura 47. Despacho de energía estimado para Centro América por tipo de recurso.



Por otra parte, en la Figura 48 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 48. Distribución del despacho de energía estimado para Centro América.





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 416 GWh en todo el período de este planeamiento, y totalizan **2,519.1 GWh** en el período de julio a diciembre 2024 y **4,972.6 GWh** en el período de enero a diciembre 2025.

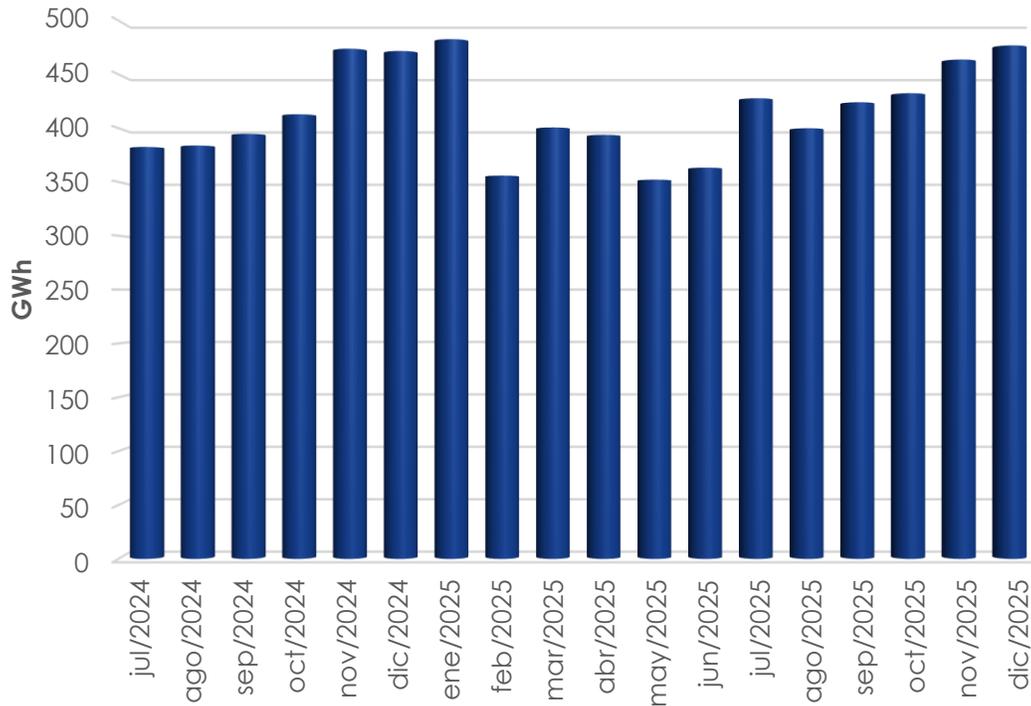
En la Tabla 48 se presentan las inyecciones mensuales netas estimadas en el MER para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Tabla 48. Inyecciones netas de energía estimadas en el MER (GWh).

Año	Mes	Inyecciones
2024	jul	382.4
2024	ago	383.8
2024	sep	394.7
2024	oct	412.8
2024	nov	473.8
2024	dic	471.7
2024	jul-dic	2,519.1
2025	ene	482.6
2025	feb	355.9
2025	mar	400.6
2025	abr	393.7
2025	may	352.1
2025	jun	363.2
2025	jul	427.7
2025	ago	399.9
2025	sep	424.0
2025	oct	432.4
2025	nov	463.7
2025	dic	476.8
2025	ene-dic	4,972.6

En la Figura 49 se ilustra el comportamiento mensual de las inyecciones netas estimadas del MER para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 49. Intercambio neto de energía estimado en el MER.



En la figura 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 promedio que rondan **470 GWh**, mientras que los mínimos intercambios se darían en los meses de febrero a junio con valores promedio cercanos a los **370 GWh**.

En la Tabla 49 se presentan las exportaciones e importaciones netas estimadas por país para el período de julio 2024 a diciembre 2025.

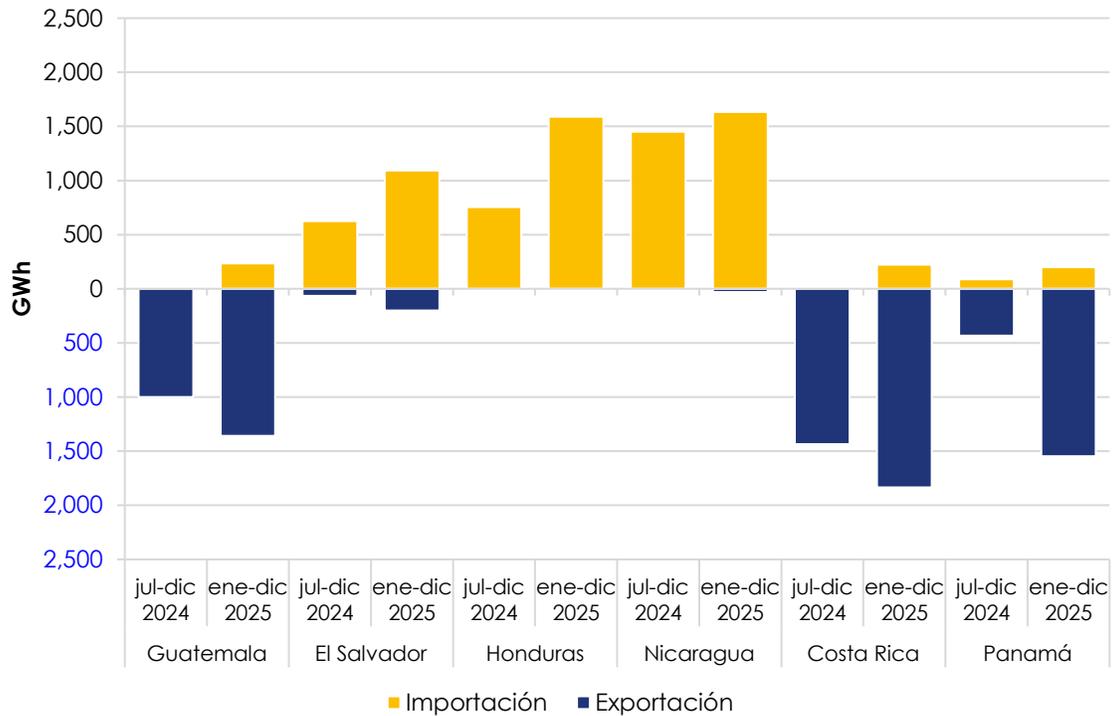


Tabla 49. Exportaciones e importaciones netas estimadas en los países del MER (GWh).

País	Etapas	Importación	Exportación
Guatemala	jul-dic 2024	4.9	1,001.3
	ene-dic 2025	234.2	1,358.4
El Salvador	jul-dic 2024	626.2	64.9
	ene-dic 2025	1092.4	201.2
Honduras	jul-dic 2024	756.1	0.0
	ene-dic 2025	1,588.8	1.4
Nicaragua	jul-dic 2024	1,450.8	0.7
	ene-dic 2025	1,633.9	28.9
Costa Rica	jul-dic 2024	8.05	1,433.9
	ene-dic 2025	223.9	1,836.3
Panamá	jul-dic 2024	87.85	433.0
	ene-dic 2025	199.44	1,546.4
Total	jul-dic 2024	2,933.8	2,933.8
	ene-dic 2025	4,972.6	4,972.6

En la tabla podemos observar el volumen de importaciones y exportaciones por país en dos períodos, el primero que abarca los meses de julio a diciembre de 2024, y el segundo que abarca los meses de enero a diciembre 2025; y para mayor claridad la Figura 50 ilustra el comportamiento de las transacciones estimadas de los países del MER para este Planeamiento.

Figura 50. Exportaciones e importaciones netas estimadas para los países del MER.



Como se observa, Costa Rica, Guatemala y Panamá son los países exportadores del MER, concentrando más del 95 % de las exportaciones estimadas; mientras que El Salvador, Honduras y Nicaragua son los países importadores, concentrando más del 85 % de las importaciones estimadas.

4.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales son resultado de los recursos de generación requerida 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 50. Costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER (US\$/MWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2024	jul	74.04	80.52	99.05	82.23	14.38	38.28
2024	ago	65.30	70.17	102.62	93.92	10.08	40.83
2024	sep	65.30	70.56	99.10	104.50	13.37	33.44
2024	oct	68.76	73.39	106.45	63.16	1.04	30.63
2024	nov	74.77	84.69	110.05	53.22	11.47	13.38
2024	dic	78.70	88.46	106.54	37.23	4.17	7.53
2024	jul-dic	71.14	77.97	103.97	72.38	9.09	27.35
2025	ene	86.41	95.69	113.91	30.37	14.64	17.59
2025	feb	93.80	101.03	116.12	38.44	28.21	31.59
2025	mar	95.49	105.06	122.01	52.16	43.87	42.99
2025	abr	99.24	102.19	124.43	66.76	57.50	50.29
2025	may	126.48	124.69	128.76	61.69	35.66	50.93
2025	jun	100.56	104.63	123.85	67.27	34.35	38.26
2025	jul	89.96	98.11	117.65	58.43	26.24	40.50
2025	ago	87.20	93.95	116.05	68.06	23.96	36.91
2025	sep	85.74	94.05	113.05	73.90	21.77	28.70
2025	oct	83.85	92.46	117.24	72.11	3.34	11.03
2025	nov	79.05	90.69	111.87	55.54	24.68	22.67
2025	dic	86.12	91.88	110.58	40.51	13.00	11.78
2025	ene-dic	92.83	99.54	117.96	57.10	27.27	31.94

En la tabla se observa que los menores costos marginales se presentan en Costa Rica y Panamá, mientras que los mayores costos marginales resultan en El Salvador y Honduras.

A continuación se presenta la Figura 51 ilustra el comportamiento de los costos marginales promedio mensual por país para el período de julio 2024 a diciembre 2025, mientras que en la Figura 52 se presentan los costos marginales promedio anuales por país.



Figura 51. Costos marginales promedio mensual para los países del MER.

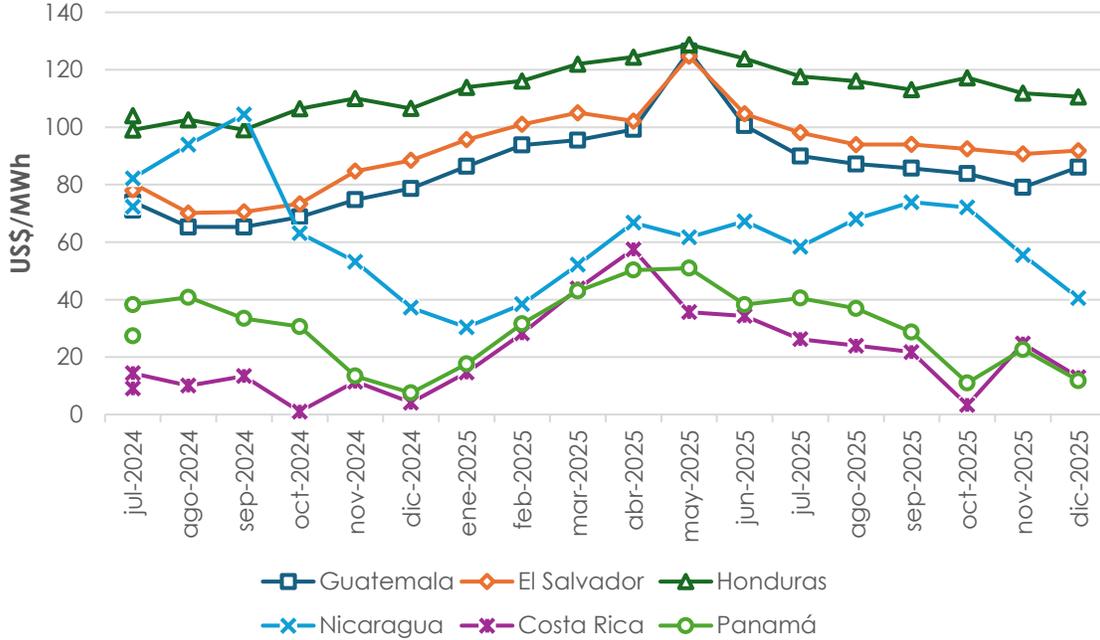
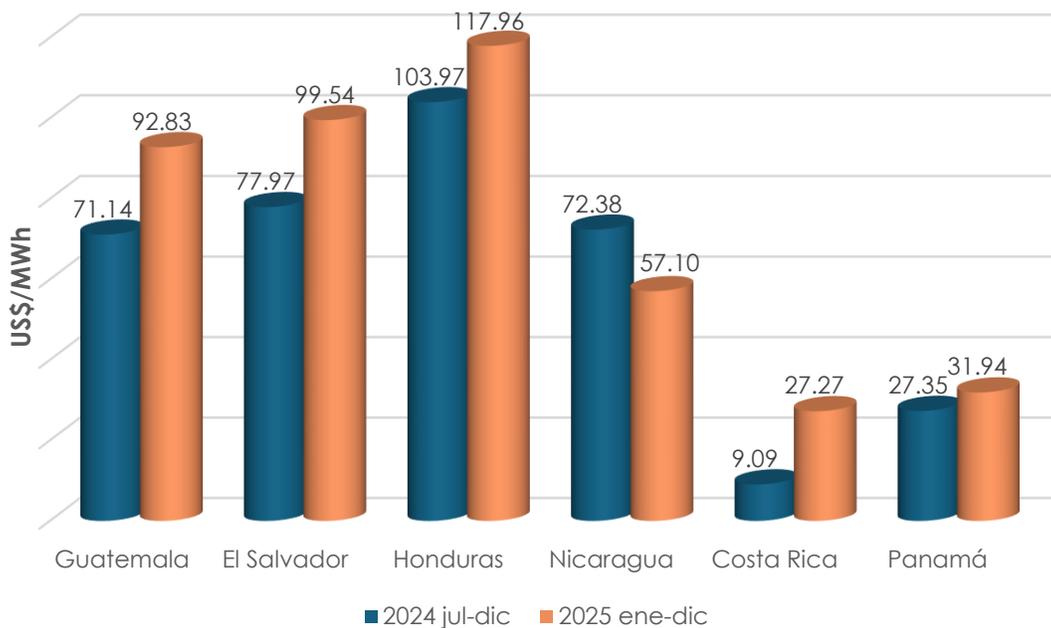


Figura 52. Costos marginales promedio anual estimados en los países del MER.





Como se puede observar en ambas figuras, los menores costos marginales tanto del período de julio a diciembre 2024 como de enero a diciembre 2025 resultan en los países de Costa Rica, Panamá y Nicaragua, 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.

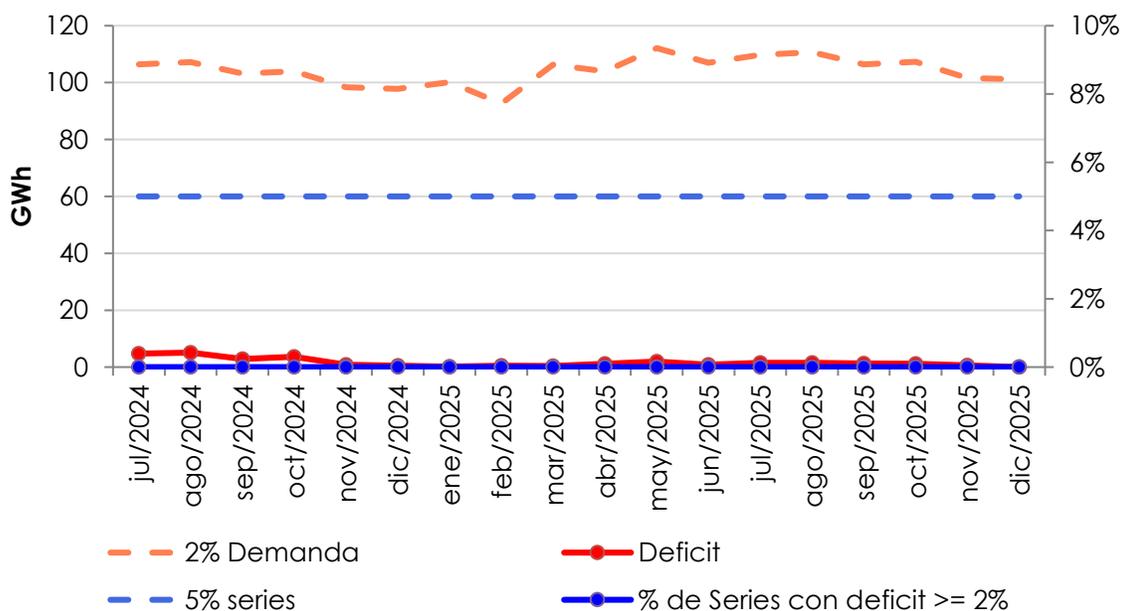
4.7.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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.

Al evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos nacionales en conjunto, observamos que aun cuando hay déficit en todas las etapas del Planeamiento, los valores de este son poco significativos y no viola los criterios, por lo que se puede concluir que Centroamérica no presenta riesgo para el suministro de energía eléctrica.

Para ilustrar esta situación, se presenta la Figura 53 ilustra los valores utilizados para evaluar el criterio de confiabilidad energética del sistema centroamericano para el periodo de julio 2024 a diciembre 2025.

Figura 53. Confiabilidad energética estimada del Sistema Eléctrico Regional.





5. Conclusiones

De acuerdo con la información suministrada por los OS/OM para actualización de la base de datos regional y a partir de 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 julio a diciembre 2024 crecerá 5 % con respecto al mismo período del año 2023, mientras que la demanda correspondiente al período de enero a diciembre 2025 crecerá 3.5 % respecto del año 2024.
- La capacidad de generación en los países de la región totaliza 17,619.2 MW, la cual se compone en 67.5 % de recursos renovables, principalmente en centrales hidroeléctricas, pero también con una visible participación de centrales geotérmicas, solares y eólicas.
- Las expansiones para el sistema de generación en el período de este Planeamiento prevén la entrada en servicio de 29 proyectos que totalizan 1,773.3 MW, destacando las tres centrales de gas natural, Brassavola de 240 MW en Honduras, Central Puerto Sandino de 308 MW en Nicaragua y central Gatún de 656 MW en Panamá, las cuales conforman el 68.6 % de la capacidad prevista a entrar en servicio. Otra componente relevante en la expansión de generación prevista la componen 24 proyectos fotovoltaicos, que suman 529.2 MW.
- Se estima que la demanda de la Región será suministrada con una fuerte proporción de recursos renovables, principalmente energía hidroeléctrica la cual aporta proporciones de 64.7 % y 52.7 % para los períodos de julio a diciembre 2024 y enero a diciembre 2025, respectivamente.
- Los intercambios de energía en el MER mantienen un potencial relevante, estimándose en 416 GWh-mes en promedio para todo el período de este planeamiento, con lo que totalizan 2,519 GWh en el período de julio a diciembre 2025 y 4,973 GWh en el período de enero a diciembre 2025.
- Los potenciales sistemas exportadores de la región siguen siendo Costa Rica, Guatemala y Panamá, que concentran más del 95 % de las exportaciones, mientras que como potenciales importadores son El Salvador, Honduras y Nicaragua, que acumulan más del 85 % de las importaciones del MER.
- 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 del Planeamiento, con valores promedio anual de 9.09 US\$/MWh en el período de julio a diciembre 2024 y 27.27 US\$/MWh en el período de enero a diciembre 2025, seguido por el sistema de Panamá con valores promedio anual de 27.35 US\$/MWh en el período de julio a diciembre 2024 y 31.94 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.