



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2025 - 2026

Actualización Segundo Semestre 2025

Área Responsable: Coordinación de Planificación del Sistema

San Salvador, 15 de julio de 2025.



Contenido

Introducción.....	1
1. Premisas y criterios.....	2
1.1. Base de Datos	2
1.2. Proyección de demanda.....	2
1.3. Discretización de los bloques horarios	6
1.4. Representación de demandas elásticas.....	8
1.5. Precios de los combustibles.....	9
1.6. Parámetros económicos	11
1.6.1. Tasa de Descuento.....	11
1.6.2. Costo de energía no suministrada.....	12
2. Parámetros y premisas de simulación	13
2.1. Parámetros del modelo	13
2.2. Premisas del caso de estudio	14
2.2.1. Horizonte de análisis.....	14
2.2.2. Año inicial de hidrología.....	14
2.2.3. Capacidad de intercambio regional	17
3. Estado del sistema.....	19
3.1. Oferta existente.....	19
3.2. Expansiones y modificaciones recientes	21
3.2.1. Expansiones en el sistema de generación.....	21
3.2.2. Retiros en el sistema de generación	22
3.2.3. Expansiones en el sistema de transmisión.....	23
3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período julio 2025 a diciembre 2026	24
3.3.1. Expansiones de generación	24



3.3.2. Retiros de generación.....	26
3.3.2.1. Ampliaciones y modificaciones en el sistema de transmisión	27
4. Resultados	31
4.1. Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala	31
4.1.1. Despacho de energía	31
4.1.2. Intercambios en el MER	33
4.1.3. Costo Marginal de Corto Plazo	36
4.1.4. Indicador de Confiabilidad Energética	37
4.2. Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador.....	39
4.2.1. Despacho de energía	39
4.2.2. Intercambios en el MER	41
4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo	44
4.2.4. Indicador de Confiabilidad Energética	45
4.3. Resultados para el sistema eléctrico de Honduras	47
4.3.1. Despacho de energía	47
4.3.2. Intercambios en el MER	49
4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo	52
4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética	53
4.4. Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua	55
4.4.1. Despacho de energía	55
4.4.2. Intercambios en el MER	57
4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo	60
4.4.4. Indicador de Confiabilidad Energética	61
4.5. Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica	63
4.5.1. Despacho de energía	63
4.5.2. Intercambios en el MER	65
4.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo	67
4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética	69
4.6. Resultados para el sistema eléctrico de Panamá.....	71



4.6.1.	Despacho de energía	71
4.6.2.	Intercambios en el MER	73
4.6.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	75
4.6.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	77
4.7.	Resultados del Mercado Eléctrico Regional.....	79
4.7.1.	Despacho de energía	79
4.7.2.	Intercambios en el MER	81
4.7.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	83
4.7.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	86
5.	Conclusiones.....	88



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 contempla actualizaciones informadas por los OS/OM durante el primer semestre de 2025, incluyendo la información de los planes de expansión nacionales de vigentes.

1.2. Proyección de demanda

La proyección de la demanda de electricidad para los países que conforman el MER durante el período de análisis se fundamenta en las estimaciones proporcionadas por los Operadores del Sistema y/o Mercado (OS/OM) nacionales, como parte del proceso de actualización de la Base de Datos Regional.

Con base en dichas proyecciones, se anticipa que la demanda total de electricidad en la región alcanzará los **32,707 GWh** en el segundo semestre de 2025 (julio a diciembre), lo que representa un incremento del 4.46 % respecto al consumo registrado en el mismo período de 2024. Asimismo, para el año 2026 se estima un consumo anual de **68,181 GWh**, lo que implicaría un crecimiento del 3.33 % en comparación con la demanda proyectada para 2025.

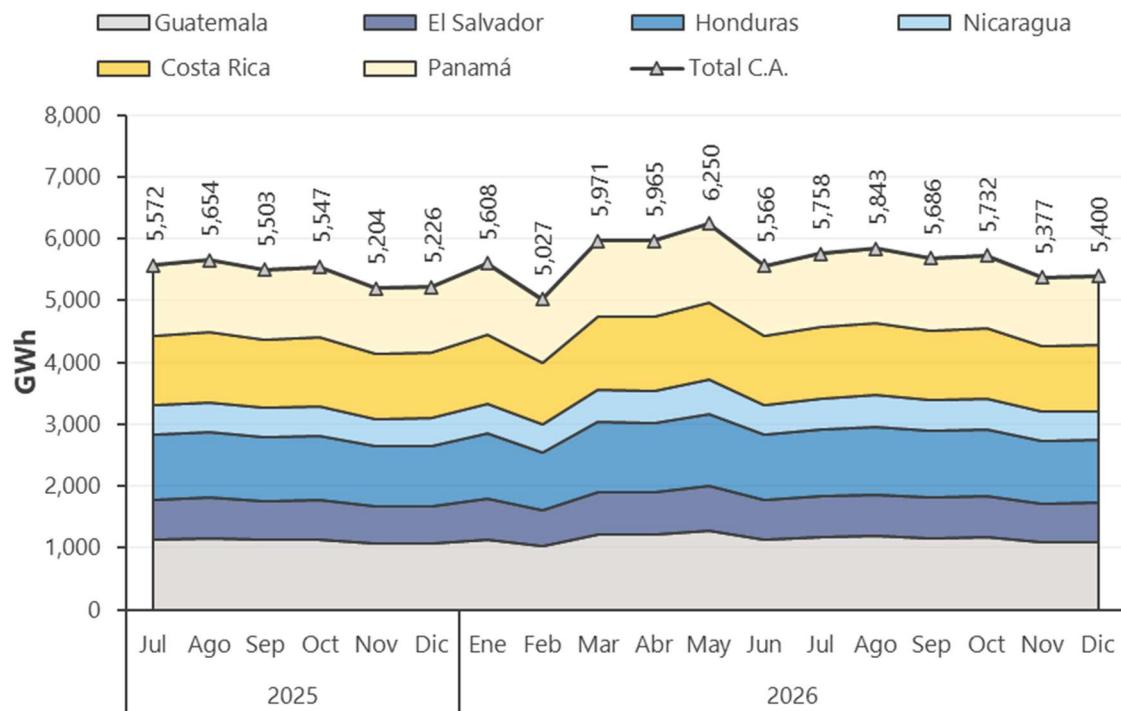


En la **Tabla 1** se presenta el desglose mensual de las proyecciones de demanda de energía eléctrica por país, correspondientes al período comprendido entre julio de 2025 a diciembre de 2026. Estas estimaciones permiten identificar el comportamiento de la demanda a nivel nacional y regional, facilitando el análisis y la planificación energética conjunta en el marco del MER.

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.
2025	Jul	1,140	641	1,046	479	1,119	1,147	5,572
2025	Ago	1,157	651	1,063	487	1,135	1,163	5,654
2025	Sep	1,125	635	1,036	474	1,103	1,130	5,503
2025	Oct	1,135	638	1,042	477	1,113	1,141	5,547
2025	Nov	1,065	599	978	448	1,044	1,070	5,204
2025	Dic	1,069	601	981	450	1,049	1,075	5,226
2025	Total	6,690	3,766	6,146	2,815	6,564	6,726	32,707
2026	Ene	1,139	652	1,057	488	1,121	1,151	5,608
2026	Feb	1,021	584	947	437	1,005	1,032	5,027
2026	Mar	1,213	694	1,125	519	1,195	1,226	5,971
2026	Abr	1,212	693	1,124	519	1,193	1,224	5,965
2026	May	1,270	726	1,177	543	1,251	1,284	6,250
2026	Jun	1,131	646	1,048	484	1,114	1,143	5,566
2026	Jul	1,170	668	1,083	500	1,153	1,183	5,758
2026	Ago	1,187	679	1,100	508	1,169	1,200	5,843
2026	Sep	1,155	662	1,073	495	1,136	1,166	5,686
2026	Oct	1,165	666	1,079	498	1,147	1,177	5,732
2026	Nov	1,092	625	1,013	467	1,076	1,104	5,377
2026	Dic	1,097	627	1,016	469	1,081	1,109	5,400
2026	Total	13,852	7,922	12,841	5,927	13,642	13,998	68,181

La **Figura 1** muestra la evolución mensual proyectada de la demanda acumulada de energía eléctrica para los seis países que conforman el MER, durante el período de análisis. Esta representación gráfica permite visualizar comparativamente las tendencias de crecimiento y variación estacional del consumo energético a nivel regional.

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


En cuanto a la demanda máxima de potencia, se proyecta que entre julio y diciembre de 2025 esta alcanzará un valor regional de **9,254 MW**, lo que representa un incremento del 3.45 % en comparación con el mismo período de 2024. Para el año 2026, se estima que la demanda máxima ascenderá a **9,924 MW**, reflejando un crecimiento adicional del 3.37 % respecto a la proyección correspondiente a 2025.

En la **Tabla 2** presenta las proyecciones mensuales de la demanda máxima de potencia eléctrica por país, correspondientes al período comprendido entre julio de 2025 y diciembre de 2026. Esta información permite analizar la evolución de los requerimientos de capacidad en cada sistema eléctrico nacional dentro del MER.

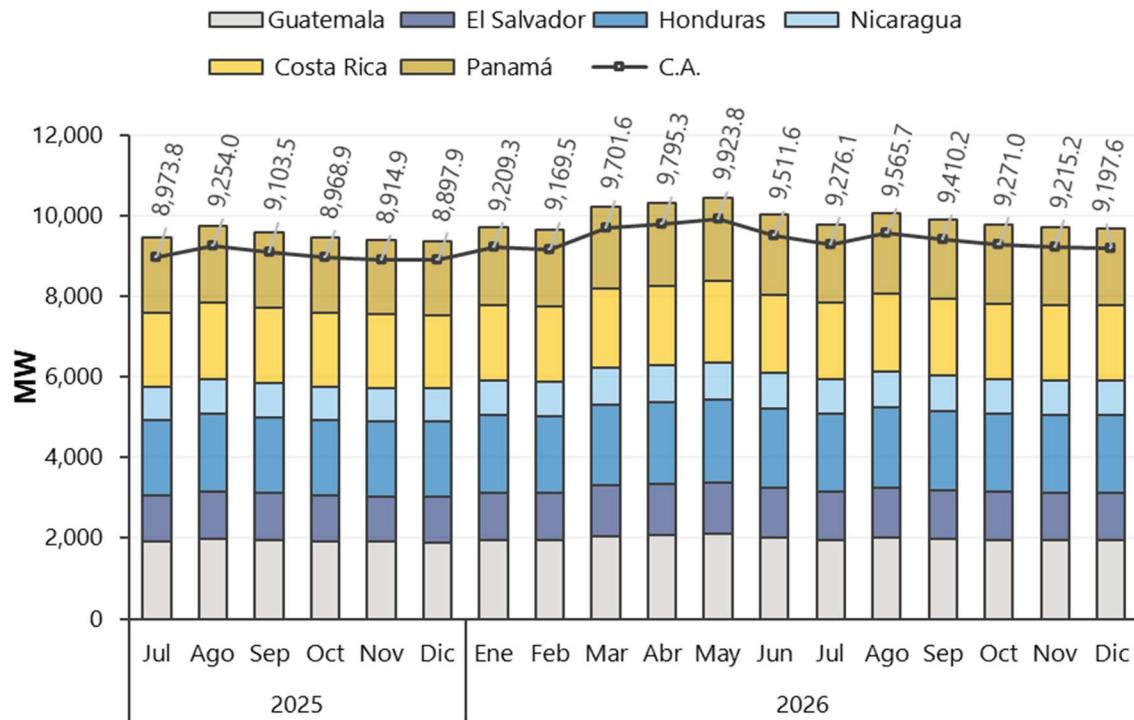


Tabla 2. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2025	Jul	1,915	1,147	1,864	831	1,836	1,854	8,974
2025	Ago	1,975	1,183	1,922	856	1,893	1,912	9,254
2025	Sep	1,943	1,164	1,891	843	1,862	1,880	9,104
2025	Oct	1,914	1,146	1,863	830	1,835	1,853	8,969
2025	Nov	1,903	1,139	1,852	825	1,823	1,841	8,915
2025	Dic	1,899	1,137	1,848	824	1,820	1,838	8,898
2025	Total	1,975	1,183	1,922	856	1,893	1,912	9,254
2026	Ene	1,941	1,194	1,915	860	1,863	1,921	9,209
2026	Feb	1,934	1,183	1,908	857	1,856	1,914	9,169
2026	Mar	2,047	1,251	2,019	907	1,964	2,025	9,702
2026	Abr	2,066	1,263	2,038	915	1,983	2,045	9,795
2026	May	2,093	1,280	2,065	927	2,009	2,072	9,924
2026	Jun	2,006	1,227	1,979	889	1,925	1,986	9,512
2026	Jul	1,957	1,196	1,930	867	1,877	1,937	9,276
2026	Ago	2,018	1,234	1,991	894	1,936	1,997	9,566
2026	Sep	1,985	1,214	1,958	879	1,905	1,965	9,410
2026	Oct	1,956	1,196	1,929	866	1,876	1,935	9,271
2026	Nov	1,944	1,188	1,918	861	1,865	1,924	9,215
2026	Dic	1,940	1,186	1,914	859	1,862	1,920	9,198
2026	Total	2,093	1,280	2,065	927	2,009	2,072	9,924

La **Figura 2** ilustra gráficamente la evolución mensual de la demanda máxima de potencia, tanto a nivel regional como desagregada por país. Esta representación permite comparar el comportamiento de la demanda entre los distintos sistemas eléctricos y analizar su aporte relativo a la demanda total del MER.

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



Es importante destacar que la máxima demanda de potencia no ocurre de forma simultánea en todos los países de la región, por lo que la demanda máxima regional no equivale a la suma directa de las demandas máximas nacionales, sino que refleja el valor máximo para el Sistema Eléctrico Regional en un momento específico, considerando la coincidencia efectiva de cargas entre los distintos sistemas.

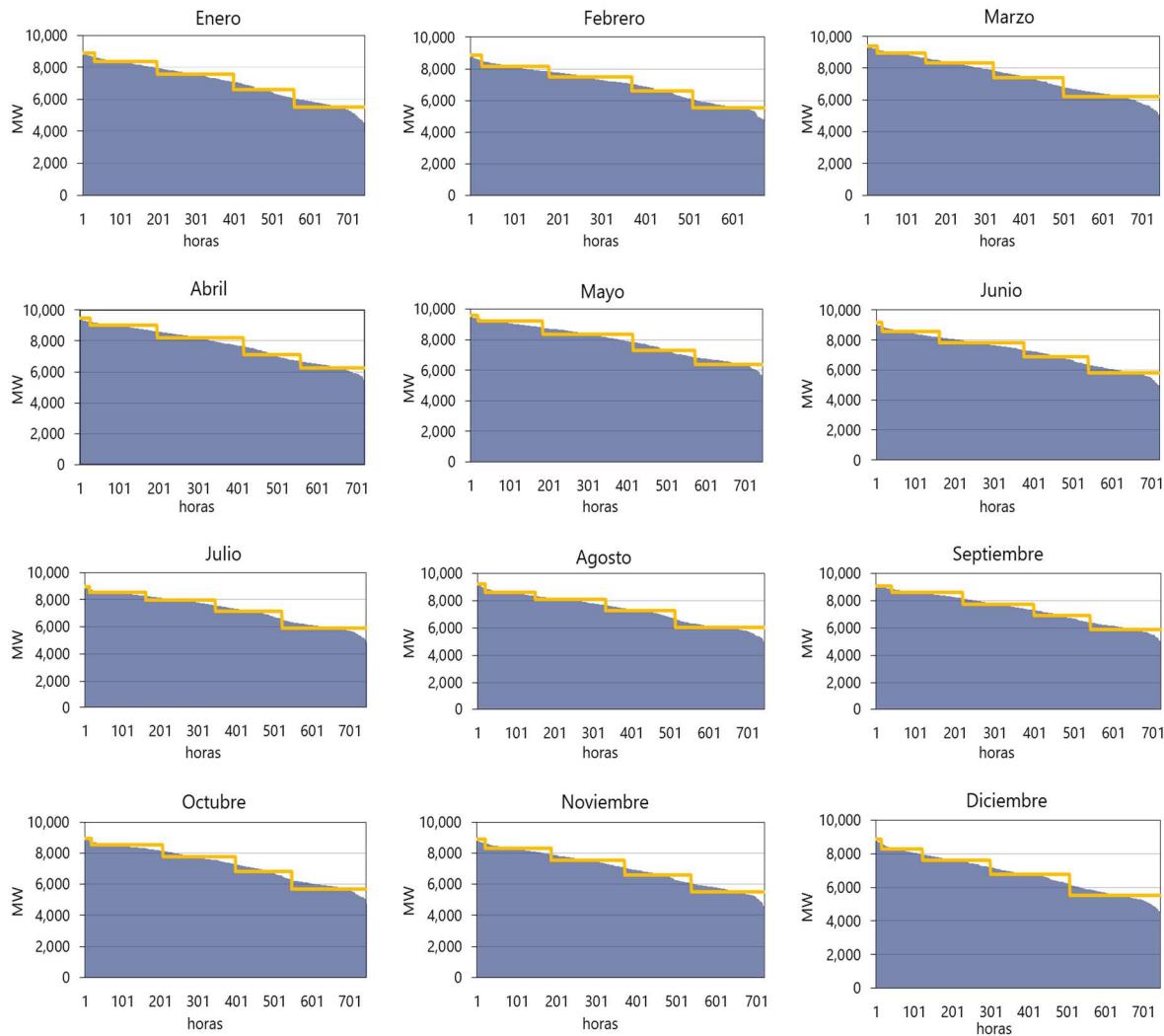
1.3. Discretización de los bloques horarios

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 2024 por medio del algoritmo de clústeres.

La curva de carga discretizada en cinco bloques horarios se muestra en la **Figura 3**.



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



Como se observa en cada gráfico, el área sombreada en color azul representa la curva de duración de la carga horaria. Sobre esta, la línea amarilla muestra la segmentación de dicha curva en cinco bloques o "escalones" de demanda, obtenidos mediante una metodología de clústeres.

El **Bloque 1** corresponde a las horas con mayores niveles de demanda en cada mes, es decir, el bloque de demanda máxima. Los bloques siguientes, Bloque 2, Bloque 3, Bloque 4 y Bloque 5, agrupan en orden decreciente, el resto de las horas según sus niveles de demanda, siendo el **Bloque 5** el que representa las horas con menor demanda del sistema.



Esta discretización, permite clasificar cada hora del año dentro de uno de estos bloques, facilitando así la estructuración de la proyección de demanda para los años del horizonte de estudio. La figura siguiente presenta el detalle de esta clasificación por bloques horarios, aplicado a los siete días de una semana promedio del sistema eléctrico centroamericano, para cada mes del año.

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

Mes	Dia/Hr	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	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	4	3	3	3	2	3	3	4	5	
	Lun	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4	5		
	Mar	4	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5			
	Mié	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5			
	Jue	4	4	5	5	4	4	4	3	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	5			
	Vie	4	4	4	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5			
	Sáb	4	4	4	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	4	5			
Febrero	Dom	4	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	5		
	Lun	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	1	2	3	5			
	Mar	4	4	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	2	2	1	1	2	3	3	5			
	Mié	4	4	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	1	1	1	2	3	3	5			
	Jue	4	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	3	3	5				
	Vie	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5				
	Sáb	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	5			
Marzo	Dom	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	5		
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	4	3	2	2	2	2	1	2	2	2	1	1	2	3	5			
	Mar	4	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	2	1	1	2	3	3	5			
	Mié	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1	2	3	3	5			
	Jue	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	5			
	Vie	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	5			
	Sáb	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	5			
Abril	Dom	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	4	3	3	2	2	3	3	4	5		
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	4	3	2	2	2	1	1	1	2	2	1	1	2	3	5			
	Mar	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	2	1	1	2	3	3	5			
	Mié	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	3	5			
	Jue	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	5			
	Vie	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	5			
	Sáb	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	5			
Mayo	Dom	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4	3	3	3	3	4	5			
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	1	2	2	2	3	3	5			
	Mar	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	2	1	1	2	3	3	5			
	Mié	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	3	5			
	Jue	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	5			
	Vie	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	5			
	Sáb	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	5			
Junio	Dom	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	4	3	3	3	3	4	5				
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	1	2	2	2	3	3	5			
	Mar	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	2	1	1	2	2	3	5			
	Mié	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	3	5			
	Jue	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	5			
	Vie	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	5			
	Sáb	4	4	4	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	5				
Julio	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	4	5		
	Lun	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	2	2	3	4	5			
	Mar	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	2	3	4	5			
	Mié	5	5	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	3	3	4	5				
	Jue	4	4	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	3	3	4	5			
	Vie	4	4	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	4	5			
	Sáb	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4	4	3	3	4	5		
Agosto	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	4	5		
	Lun	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	2	2	3	4	5		
	Mar	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	5	
	Mié	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	2	1	2	3	5	
	Jue	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	2	1	2	3	5	
	Vie	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	2	3	5	
	Sáb	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	5	
Septiembre	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	5	
	Lun	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	2	3	5		
	Mar	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	5	
	Mié	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	5	
	Jue	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	5	
	Vie	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	5	
	Sáb	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	5	
Octubre	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	5	
	Lun	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	2	2	2	1	2	3	5
	Mar	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	5	
	Mié	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	5	
	Jue	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3</													



atendida, cuya interrupción únicamente puede ocurrir ante una imposibilidad física del sistema para satisfacerla. En cuanto a la porción elástica, se modela mediante tres pares de valores demanda-precio, los cuales se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 3. Curvas demanda-precio por país.

Nivel	Precios [USD/MWh]	Coeficientes K					
		Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Nivel 1	Demanda inelástica	0.853	0.853	0.779	0.785	0.816	1.000
Nivel 2	180	0.960	0.976	0.972	0.952	0.948	-
Nivel 3	120	0.977	0.995	1.005	0.990	0.968	-
Nivel 4	40	1.009	1.026	1.065	1.068	1.002	-

Como se observa en la tabla anterior, la demanda de Panamá es la única que no presenta elasticidad, ya que los coeficientes de los niveles 2, 3 y 4 son iguales a cero. En consecuencia, su demanda es representada mediante un único escalón completamente inelástico.

1.5. Precios de los combustibles

Los precios de la energía eléctrica en los países del MER están estrechamente vinculados a los precios de los combustibles, ya que una parte significativa de la matriz de generación depende de centrales que operan con combustibles fósiles. Por ello, los costos de operación de estas centrales están sujetos a las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles.

Para este estudio, las proyecciones de precios de combustibles y los costos variables asociados al parque térmico de generación de la región se basan en las estimaciones a corto y largo plazo de la *Administración de Información de Energía de Estados Unidos* (EIA). En particular, para el Planeamiento Operativo se consideraron las proyecciones del *Short-Term Energy Outlook* (STEO) de mayo de 2025, cuyas perspectivas principales se resumen a continuación.

Derivados del petróleo: La EIA indica que los precios presentan una tendencia a la baja, impulsada por una revisión a la baja en la demanda global, el aumento de la producción tanto por parte de la OPEP+ como de países no miembros, y la acumulación consecuente de inventarios mundiales. Adicionalmente, la volatilidad del mercado ha aumentado debido a la incertidumbre por posibles nuevos aranceles de Estados Unidos, riesgos de desaceleración económica y factores geopolíticos, tales como sanciones energéticas a Rusia, Irán y Venezuela, lo que ha generado presiones a la baja sobre los precios del petróleo.



Gas natural: Según la EIA, se prevé que el precio spot del gas natural en Henry Hub promedie 4.10 USD/MMBtu en 2025 y 4.80 USD/MMBtu en 2026. Esto representa un incremento de entre 0.80 y 1.00 USD/MMBtu respecto al pronóstico de enero. Esta revisión al alza responde a una menor disponibilidad esperada de gas en almacenamiento, un aumento en la demanda tanto interna como de exportaciones (principalmente de GNL), y una reducción en la producción de gas asociado, derivada de la caída en los precios del crudo y su impacto en la producción petrolera. Estas condiciones anticipan un mercado más ajustado, en el que los precios deberán mantenerse elevados para incentivar la producción y garantizar el equilibrio entre oferta y demanda.

Carbón: El reporte proyecta que los precios del carbón se mantendrán estables hasta finales de 2026, fluctuando levemente entre 2.39 y 2.43 USD/MMBtu, sin mostrar tendencias significativas al alza o a la baja.

La **Tabla 4** presenta los precios de los combustibles considerados para este Planeamiento Operativo.

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

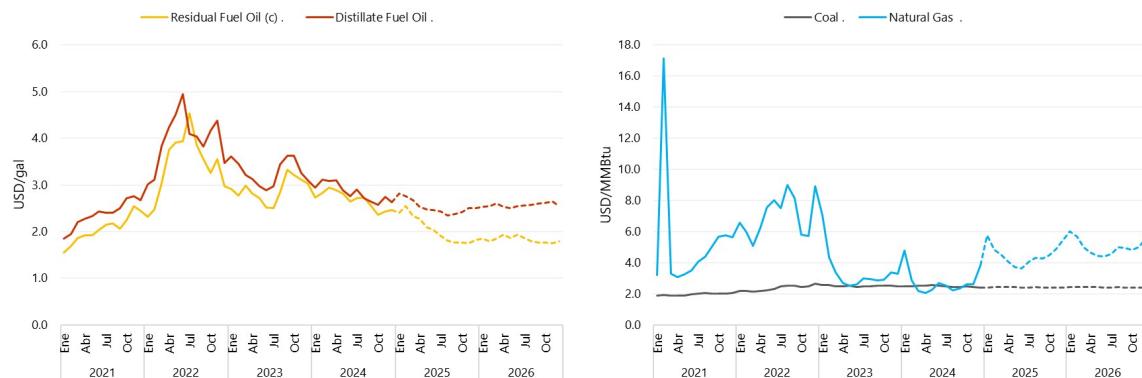
Año	Mes	Búnker RFO (USD/gal)	Diésel (USD/gal)	Carbón (USD/MMMBtu)	Gas Natural (USD/MMMBtu)
2025	Jun	2.04	2.46	2.409	3.6313
2025	Jul	1.91	2.43	2.4153	4.0782
2025	Ago	1.81	2.35	2.4221	4.2947
2025	Sep	1.77	2.37	2.4143	4.2785
2025	Oct	1.76	2.42	2.3933	4.4923
2025	Nov	1.75	2.51	2.3954	4.8522
2025	Dic	1.82	2.5	2.4152	5.446
2026	Ene	1.85	2.53	2.4254	6.0064
2026	Feb	1.79	2.54	2.4209	5.6663
2026	Mar	1.85	2.6	2.4208	5.0172
2026	Abr	1.93	2.53	2.4237	4.6487
2026	May	1.87	2.5	2.4256	4.4492
2026	Jun	1.93	2.54	2.4123	4.401
2026	Jul	1.86	2.56	2.4183	4.5686
2026	Ago	1.8	2.58	2.4235	5.0079
2026	Sep	1.77	2.6	2.4148	4.9508
2026	Oct	1.76	2.61	2.3926	4.8369
2026	Nov	1.75	2.64	2.3936	4.9805
2026	Dic	1.8	2.54	2.4127	5.5487

Nota. Estimación propia realizada con costos de combustible para la generación de energía del STEO correspondiente a mayo de 2025.



La **Figura 5** presenta la evolución histórica de los precios de los combustibles mencionados desde 2021, así como sus proyecciones para los años 2025 y 2026.

Figura 5. Evolución histórica 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-03-2025, con un valor de **10.13%**.



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. 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 17.3.11 del modelo, cuyas opciones de ejecución se detallan a continuación:

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

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



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

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

2.2. Premisas del caso de estudio

2.2.1. Horizonte de análisis

El presente Planeamiento Operativo abarca el período de julio 2025 a diciembre 2026. 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 fue determinado con base en los años seleccionados mediante la metodología de años análogos utilizada por el Foro del Clima de América Central (FCAC), del Comité Regional de Recursos Hídricos del Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA), correspondiente al período de mayo a julio de 2025.



Entre las conclusiones del LXXVII Foro del Clima, se indica que la región presenta actualmente condiciones neutrales del fenómeno ENOS (sin presencia de El Niño ni La Niña), las cuales se espera que persistan entre junio y septiembre de 2025. No obstante, se señala una probabilidad moderada (30–35 %) de transición hacia una fase La Niña durante ese mismo período.

El informe también destaca que el océano Atlántico y el mar Caribe presentan temperaturas superficiales elevadas, lo cual, en combinación con la fase neutra del ENOS, favorecería lluvias dentro del rango normal o incluso por encima del promedio, especialmente en las costas del norte y del Caribe. Se señala que durante el período 2023–2024 se registraron temperaturas récord en la superficie del mar (+1.2 °C a +1.7 °C), aunque en fechas recientes se ha observado un leve descenso. Asimismo, se informa que la Oscilación Decadal del Pacífico (PDO) continúa en fase negativa desde 2020, condición que tiende a favorecer el desarrollo de eventos La Niña.

En cuanto al comportamiento de la estación lluviosa, se prevé que inicie conforme al patrón climático típico de la región, con adelantos en las zonas del Pacífico y posibles retrasos en áreas montañosas. Para el trimestre mayo–julio 2025, se espera un comportamiento mayormente normal en cuanto a precipitaciones, con algunas áreas que podrían registrar ligeros excesos o déficits. Las temperaturas se proyectan dentro de lo normal a ligeramente por encima del promedio, con atención particular a la posible presencia de una canícula (período seco intraestival) y olas de calor hacia el mes de julio, especialmente en Guatemala y Panamá.

Respecto a las condiciones de lluvia previstas por país y región:

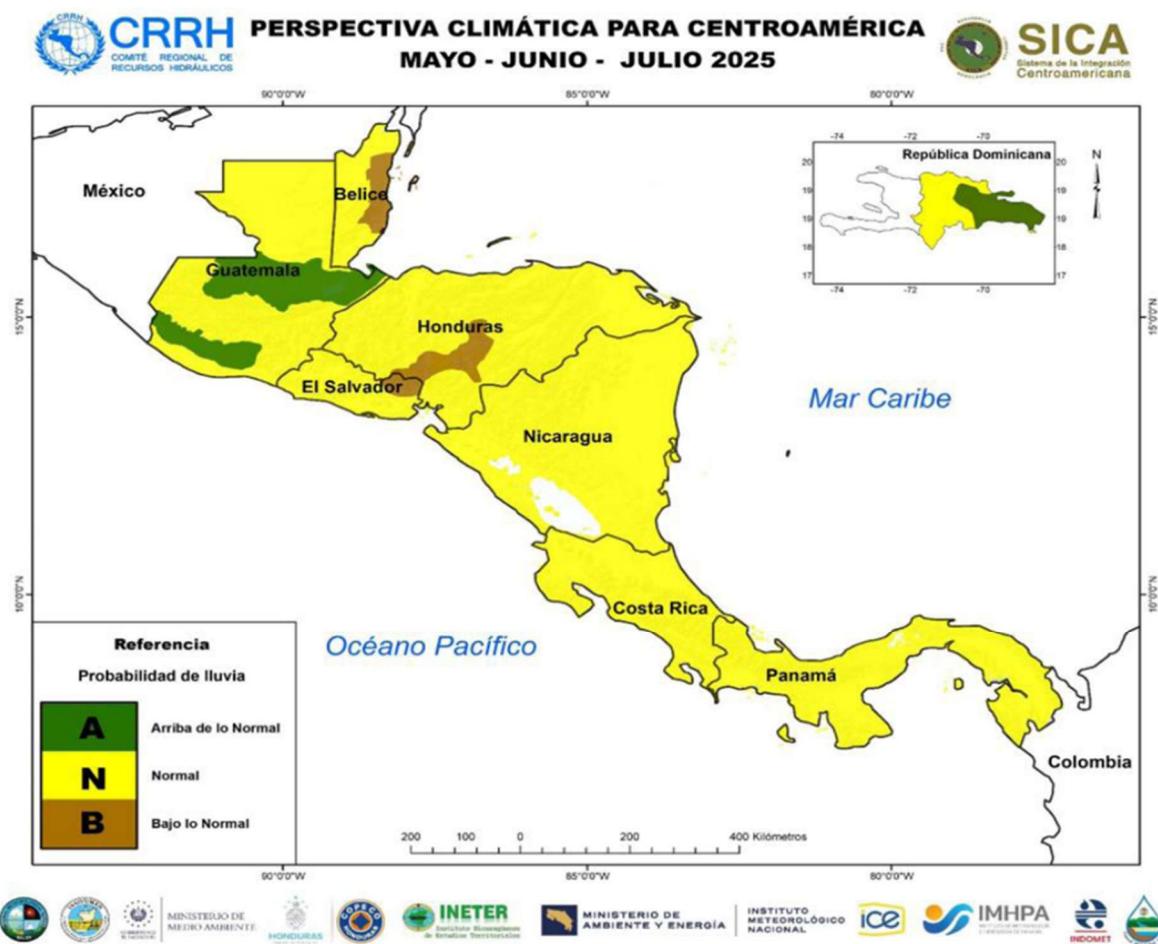
Rango normal: Se anticipan precipitaciones dentro del rango normal en el norte, occidente, valles del oriente, altiplano central y zona del Pacífico de Guatemala; así como en la mayor parte del territorio de El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

Arriba de lo normal: Se esperan lluvias por encima del promedio en la Franja Transversal del Norte, Caribe, Bocacosta y sur del Altiplano Central de Guatemala.

Bajo lo normal: Se prevén precipitaciones por debajo del promedio en la zona nororiental de El Salvador, especialmente en los departamentos de Morazán y La Unión, así como en sectores del sur, suroccidente, centro y oriente de Honduras. No se reportan zonas con lluvias bajo lo normal en Nicaragua, Costa Rica o Panamá.

A continuación, se presenta el mapa de probabilidad de lluvias para los países de la región durante los meses de mayo a julio de 2025.

Figura 6. Mapa de probabilidad de lluvias para los países de la región.



Nota. LXXVII Perspectiva Climática para Centroamérica, período: mayo-julio 2025, Comité Regional de Recursos Hídricos.

En el análisis de la perspectiva climática, la aplicación de la metodología de años análogos evidenció una mayor frecuencia de ocurrencia para los años 2001, 2013, 2014 y 2017 en los países de América Central. Para efectos de la simulación operativa del presente planeamiento, se seleccionó el año **2017**, al ser el más reciente dentro del conjunto identificado y por haber sido considerado año análogo en Guatemala y El Salvador.

Cabe señalar que, según lo indicado por el Foro del Clima, Costa Rica no aplicó esta metodología en su análisis nacional.

A continuación, se presenta una tabla resumen con los años análogos identificados en la perspectiva climática para los países de América Central.

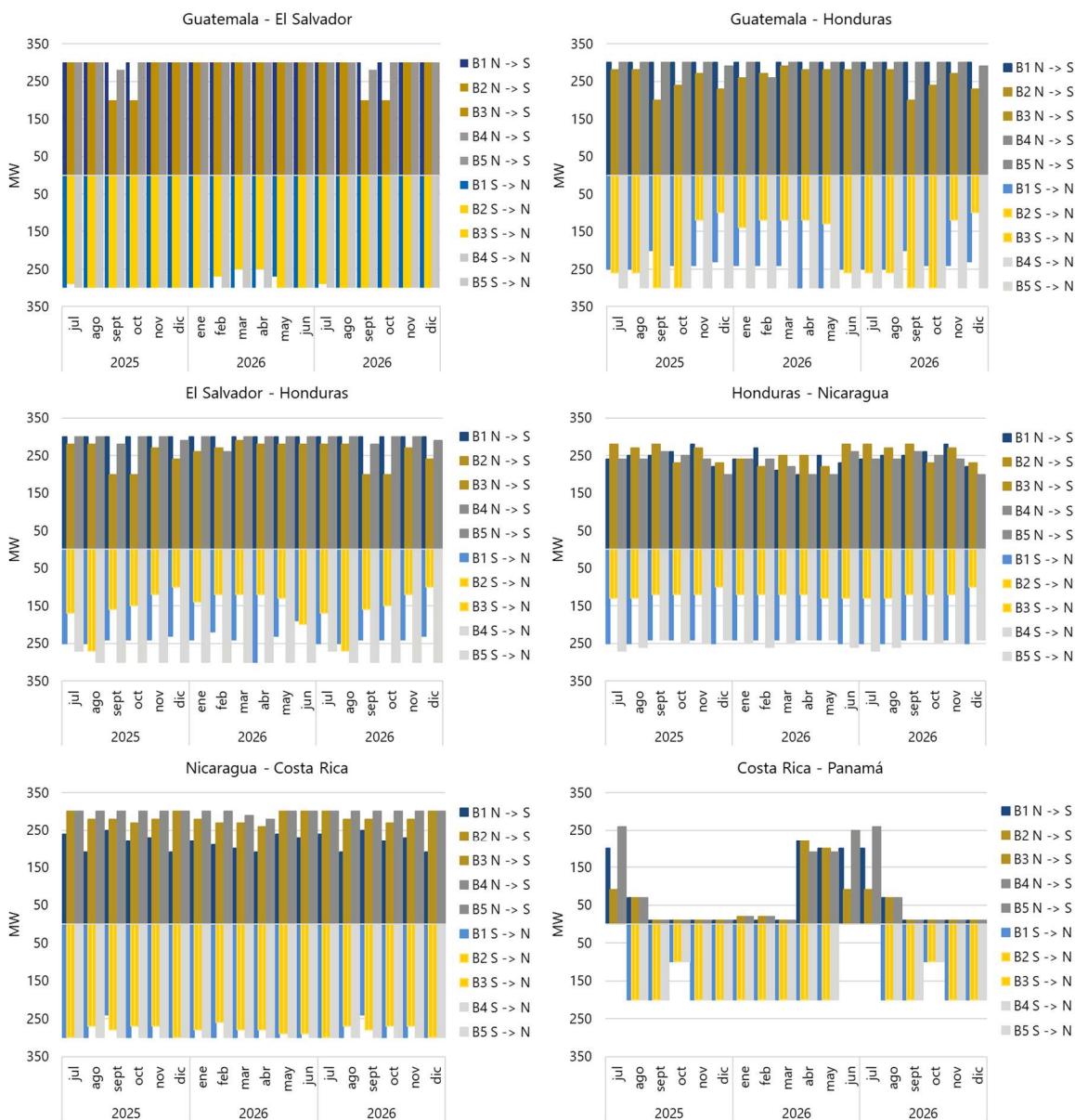
**Tabla 7.** Años análogos para las condiciones de lluvia de mayo a julio 2025.

País	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Guatemala	2013	2014	2017	2021		
El Salvador	1993	1997	2006	2011	2013	2017
Honduras	1996	2001	2012	2014		
Nicaragua	1984	2005	2008			
Costa Rica	No utilizaron esta metodología					
Panamá	2001	2009	2018			

Nota. Elaboración propia con base en la información del LXXVII Foro del Clima de América Central, período: mayo a julio 2025, Comité Regional de Recursos Hídricos.

2.2.3. Capacidad de intercambio regional

La capacidad operativa prevista para la red de transmisión regional ha sido modelada por medio de la restricción eléctrica de “*Suma de Flujo en Circuitos*” disponibles en el módulo de simulación, cuyos valores fueron definidos con base en las Capacidades Operativas de Transmisión (COT) estimadas en los estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) correspondiente a los meses de junio 2024 a mayo 2025. La **Figura 7** ilustra los valores COT entre pares de países adyacentes por bloque horario y sentido de los flujos de potencia regional (Norte a Sur y Sur a Norte).

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




3. Estado del sistema

3.1. Oferta existente

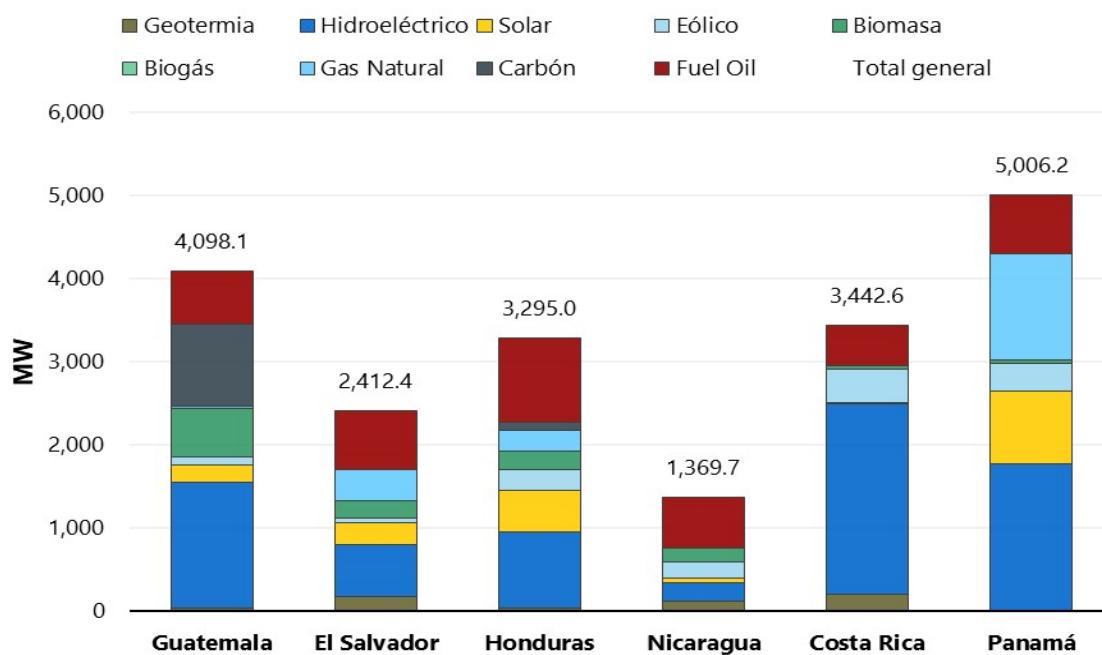
Según la información proporcionada por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, la capacidad de generación disponible en los países del MER al cierre de junio de 2025 asciende a **19,623.9 MW**. De este total, el 46.9 % proviene de centrales que utilizan recursos renovables convencionales (geotermia, hidroeléctrica, biomasa y biogás), 16.5 % es de centrales con recursos renovables variables (eólico y fotovoltaico), mientras que el 36.6 % corresponde a centrales que operan con combustibles fósiles. A continuación, se presenta el desglose de la capacidad por país y tipo de recurso.

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

Recurso	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total recurso
Geotermia	39.2	180.5	35.0	120.0	205.7	-	580.5
Hidroeléctrico	1,519.0	623.2	922.1	225.2	2,285.6	1,777.7	7,352.8
Solar	196.4	259.5	504.7	56.0	21.4	873.1	1,911.1
Eólico	109.8	54.0	238.1	186.6	402.3	336.0	1,326.8
Biomasa	576.8	208.0	233.9	176.0	37.3	40.1	1,272.1
Biogás	6.2	-	-	-	-	-	6.2
Gas Natural	15.1	378.5	240.0	-	-	1,276.0	1,909.6
Carbón	987.3	-	105.0	-	-	-	1,092.3
Fuel Oil	648.2	708.8	1,016.2	605.9	490.3	703.3	4,172.6
Total país	4,098.1	2,412.4	3,295.0	1,369.7	3,442.6	5,006.2	19,623.9

A continuación, se presenta una representación gráfica de la distribución de la capacidad instalada en la región, clasificada por país y tipo de recurso, correspondiente a junio de 2025.

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



Como se observa en la figura, los recursos predominantes son la generación hidroeléctrica, principalmente en Guatemala, Costa Rica y Panamá, representando el 37.5 % de la capacidad instalada en la región, y la generación termoeléctrica a base de derivados del petróleo, con un 21.8 %. En conjunto, ambos recursos conforman cerca del 60 % de la capacidad total del parque generador regional.

La participación de los recursos renovables variables, como la energía eólica y solar, muestra un avance progresivo en la capacidad instalada en la región, aunque aún es limitada en comparación con los recursos renovables convencionales. Su proporción se mantiene en torno al 10–20 % en la mayoría de los países, destacándose especialmente en Panamá y Honduras, mientras que en Costa Rica es menor, dado que su matriz energética sigue dominada principalmente por la generación hidroeléctrica y geotérmica.

Por otro lado, en términos de capacidad instalada por país, Panamá y Guatemala encabezan la región, con participaciones del 25.5 % y 20.9 %, respectivamente.



3.2. Expansiones y modificaciones recientes

3.2.1. Expansiones en el sistema de generación

Según la información proporcionada por los OS/OM para la actualización de la base de datos, durante el primer semestre de 2025 se incorporaron **695.1 MW** de nueva capacidad de generación en la región. La **energía solar** tuvo una participación destacada, con **376.6 MW** (equivalente al 54 % del total), impulsada principalmente por Panamá, que aportó el 73 % de esta capacidad a través de 29 proyectos. En Honduras se completó la central de ciclo combinado Brassavola, con **240 MW** a base de **gas natural**, mientras que en Nicaragua se incorporaron **30 MW de biomasa** con la entrada en operación de la Unidad 4 del ingenio Monte Rosa. Por su parte, El Salvador fue el único país que sumó capacidad **geotérmica (6 MW)**, y Costa Rica añadió **35 MW** mediante una turbina de alquiler que utiliza **derivados del petróleo**. Este panorama refleja una expansión significativa de las fuentes renovables variables en la matriz energética regional.

A continuación, se presenta la tabla con el detalle de los proyectos incorporados durante el primer semestre de 2025.

Tabla 9. Proyectos incorporados al parque generador de la región en el primer semestre de 2025.

País	Recurso	Fecha	Proyecto	Capacidad (MW)
Guatemala	Solar	30/1/2025	Los Soles (GDR)	2.0
Guatemala	Solar	7/2/2025	Planta Solar Las Pilas (GDR)	5.0
Guatemala	Solar	15/2/2025	Proyecto Fotovoltaico Yolanda	61.0
Guatemala	Solar	24/2/2025	ENA (GDR)	1.0
Total Guatemala				69.0
El Salvador	Geotermia	1/6/2025	Berlin U5 (Berlin Ciclo Binario)	6.0
El Salvador	Solar	1/6/2025	15 de Septiembre Solar	19.2
Total El Salvador				25.2
Honduras	Gas Natural	1/6/2025	Brassavola Ciclo Combinado	240.0
Honduras	Fuel Oil	1/1/2025	Progressive U4	7.5
Total Honduras				247.5
Nicaragua	Solar	1/2/2025	Solar I	14.0
Nicaragua	Biomasa	31/1/2025	Planta Monte Rosa - U4	30.0
Total Nicaragua				44.0
Costa Rica	Fuel Oil	1/1/2025	Turbina Alquiler II	35.0
Total Costa Rica				35.0



Continuación **Tabla 9.** Proyectos incorporados al parque generador de la región en el primer semestre de 2025.

País	Recurso	Fecha	Proyecto	Capacidad (MW)
Panamá	Solar	1/1/2025	La Torre Solar	5.0
Panamá	Solar	1/1/2025	Mendre Solar	5.5
Panamá	Solar	1/1/2025	Pedregalito Solar Power	10.0
Panamá	Solar	1/1/2025	PV Capira Solar	9.9
Panamá	Solar	1/1/2025	PV SUNRISE MASPV 2	3.3
Panamá	Solar	1/1/2025	San Lorenzo Solar	5.0
Panamá	Solar	1/1/2025	Solar 01 Correg. de Anton	10.0
Panamá	Solar	1/1/2025	Solar Pro II	10.0
Panamá	Solar	10/1/2025	PV Chupampa	9.9
Panamá	Solar	6/2/2025	UP1	9.8
Panamá	Solar	6/2/2025	UP2	9.8
Panamá	Solar	6/2/2025	UP3	9.8
Panamá	Solar	6/2/2025	UP4	9.8
Panamá	Solar	1/3/2025	PV La Villa Solar	10.0
Panamá	Solar	1/4/2025	Corotu Solar	10.0
Panamá	Solar	1/4/2025	PV Santiago PTY 1	10.0
Panamá	Solar	1/4/2025	PV Santiago PTY 2	10.0
Panamá	Solar	1/4/2025	PV Santiago PTY 3	10.0
Panamá	Solar	1/4/2025	PV Santiago PTY 4	10.0
Panamá	Solar	1/4/2025	PV Santiago PTY 5	10.0
Panamá	Solar	1/4/2025	PV Santiago PTY 6	10.0
Panamá	Solar	1/4/2025	PV Santiago PTY 7	10.0
Panamá	Solar	1/5/2025	PV Esti Solar 2	17.0
Panamá	Solar	1/6/2025	Campo Solar La Victoria	10.0
Panamá	Solar	1/6/2025	PV Panasolar IV	10.0
Panamá	Solar	1/6/2025	PV Panasolar V	10.0
Panamá	Solar	1/6/2025	PV Solar Alanje 1	10.0
Panamá	Solar	1/6/2025	PV Solar Alanje 2	10.0
Panamá	Solar	1/6/2025	PV Solar Alanje 3	10.0
Total Panamá				274.5
Total general				695.1

3.2.2. Retiros en el sistema de generación

De acuerdo con la información actualizada por los OS/OM, durante el primer semestre de 2025 se retiraron **355 MW** de capacidad de generación en la región, correspondientes a ocho plantas/unidades que operaban con derivados del petróleo. Estos retiros pueden relacionarse con procesos de modernización del parque generador, orientados a la descarbonización del sistema eléctrico. En Honduras destaca la salida de las turbinas diésel de la planta Brassavola, las



cuales, a partir de junio, pasan a integrarse al nuevo ciclo combinado a gas natural de la misma instalación. A continuación, se presenta la tabla con el detalle de los retiros registrados.

Tabla 10. Retiros de capacidad del sistema de generación durante el primer semestre 2025.

País	Recurso	Fecha	Proyecto	Capacidad (MW)
Honduras	Fuel Oil	1/6/2025	Brassavola Diesel 1	40.0
Honduras	Fuel Oil	1/6/2025	Brassavola Diesel 2	30.0
Total Honduras				70.0
Nicaragua	Fuel Oil	1/1/2025	Planta Nicaragua 1	50.0
Nicaragua	Fuel Oil	1/1/2025	Planta Nicaragua 2	50.0
Total Nicaragua				100.0
Costa Rica	Fuel Oil	1/1/2025	Planta de Alquiler Moin I	35.0
Total Costa Rica				35.0
Panamá	Fuel Oil	1/1/2025	Bahía Las Minas - J.Brown G6	33.0
Panamá	Fuel Oil	1/1/2025	Bahía Las Minas 8	34.0
Panamá	Fuel Oil	1/1/2025	Cativa	83.0
Total Panamá				150.0
Total general				355.0

3.2.3. Expansiones en el sistema de transmisión

De acuerdo con la base de datos, se registran veintiún intervenciones en el sistema de transmisión de los países del MER durante el primer semestre de 2025. En Guatemala, se incorporó la subestación Modesto Méndez, enlazada mediante una línea de 230 kV con la subestación Izabal y, en 69 kV, con las subestaciones Río Dulce y Poptún; además, se añadió un transformador 230/69 kV.

En Honduras, se integró la subestación Choloma en el tramo Bermejo–Merendón, se construyó una nueva línea de 230 kV entre San Pedro Sula Sur y San Buenaventura, y se instalaron dos transformadores tridevanados 230/138/13.8 kV en la subestación San Pedro Sula.

En Nicaragua, se ejecutaron repotenciaciones en Guanacastillo, Tipitapa, Masaya, Nandaime, Catarina y Rivas, así como nuevas líneas y transformadores que amplían la cobertura hacia Acoyapa, Boaco, San Carlos, San Miguelito y Mulukukú.

Costa Rica fortaleció su capacidad con repotenciaciones en los tramos Moin–Cahuita y Río Macho–San Isidro.

A continuación, se presenta una tabla con el detalle de las ampliaciones y modificaciones realizadas en los sistemas de transmisión de la región durante el primer semestre de 2025.

**Tabla 11.** Modificaciones de red en los países de Centro América durante el primer semestre 2025.

País	Elemento	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Nota
Guatemala	Línea	1/2025	Rio Dulce - Modesto Mendez 69A	69	73.7	Incorporación SE Modesto Mendez
	Línea	1/2025	Poptun - Modesto Mendez 69A	69	73.7	Incorporación SE Modesto Mendez
	Línea	1/2025	Izabal - Modesto Mendez 230A	230	438.2	Incorporación SE Modesto Mendez
	Transf.	1/2025	Modesto Mendez 230/69A	230/69	105.0	Incorporación SE Modesto Mendez
Honduras	Línea	4/2025	Choloma - Bermejo 138A	138	151.8	Incorporación SE Choloma
	Línea	4/2025	Merendon - Choloma 138A	138	151.8	Incorporación SE Choloma
	Línea	4/2025	San Pedro Sula Sur - San Buenaventura 230A	230	455.3	Nueva LT
	Transf.	4/2025	San Pedro Sula T01	230/138/13.8	150.0	Nuevo Transformador
Nicaragua	Transf.	4/2025	San Pedro Sula T02	230/138/13.8	150.0	Nuevo Transformador
	Línea	1/2025	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200.0	Repotenciación de 134 a 200 MVA
	Línea	3/2025	Catarina - Nandaime 138	138	200.0	Repotenciación de 96 a 200 MVA
	Línea	3/2025	Masaya - Guanacastillo 138	138	200.0	Repotenciación de 134 a 200 MVA
	Línea	3/2025	Nandaime - Rivas 138	138	200.0	Repotenciación de 96 a 200 MVA
	Línea	3/2025	Acoyapa - San Miguelito 138	138	150.0	Nueva LT
	Línea	3/2025	San Miguelito - San Carlos 138	138	150.0	Nueva LT
	Línea	3/2025	Mulukuku - Terrabona 230	230	374.0	Nueva LT
	Línea	3/2025	Mulukuku - Boaco 230	230	374.0	Nueva LT
	Transf.	3/2025	Mulukuku AT1	230/138/13.8	100.0	Nuevo Transformador
Costa Rica	Transf.	3/2025	Gateada AT1	230/138/13.8	120.0	Nuevo Transformador
	Línea	3/2025	Moin - Cahuita 230	230	333.0	Repotenciación de 259 a 333 MVA
	Línea	4/2025	Rio Macho - San Isidro 230	230	300.0	Repotenciación de 200 a 300 MVA

3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período julio 2025 a diciembre 2026

3.3.1. Expansiones de generación

Las modificaciones previstas en el sistema de generación para el período de julio de 2025 a diciembre de 2026 corresponden a proyectos en desarrollo, de acuerdo con los planes nacionales de expansión y los desarrollos privados informados por los Agentes a través de los OS/OM.

Durante este período, se proyecta la incorporación de **49 nuevos proyectos de generación** eléctrica, que en conjunto sumarán **1,907.3 MW** de capacidad adicional en la región. La expansión está marcada por un claro predominio de la energía solar fotovoltaica, que representa más del 60 % del total. Panamá lidera este crecimiento con 856.7 MW, impulsado por grandes parques solares como Santa Cruz Solar (200 MW) y Cotaba Solar (250 MW), seguido por Nicaragua, con 646 MW, donde destaca la futura Central a Gas Natural Puerto Sandino (308 MW) y seis proyectos solares que suman 288 MW.



El Salvador aportará 141 MW mediante proyectos solares y geotérmicos, consolidando su compromiso con fuentes renovables. Costa Rica prevé incorporar 238 MW, en su mayoría a través de turbinas de alquiler a base de derivados del petróleo, aunque también suma 33 MW de energía eólica. Guatemala, por su parte, agregará 25.6 MW, casi en su totalidad provenientes de plantas solares, con excepción de una pequeña hidroeléctrica de 2 MW.

Este panorama reafirma la tendencia regional hacia una matriz energética más limpia, con un papel cada vez más relevante de las fuentes renovables variables, especialmente la solar.

A continuación, se presenta una tabla con el cronograma de expansión proyectado, desglosado por país y tipo de recurso.

Tabla 12. Cronograma de expansión de generación prevista entre julio 2025 y diciembre 2026.

País	Recurso	Fecha	Proyecto	Capacidad (MW)
Guatemala	Hidroeléctrico	1/9/2026	Hidroelectrica San Antonio (GU)	2.0
Guatemala	Solar	1/10/2025	Granja Solar Ensol I	4.0
Guatemala	Solar	1/5/2026	Planta Solar Fenix 1 Masagua	4.8
Guatemala	Solar	1/9/2026	Planta Solar Fenix 2 Monterrico	4.8
Guatemala	Solar	1/11/2026	El Canizo 1	2.5
Guatemala	Solar	1/11/2026	Parque Solar La Bendicion	5.0
Guatemala	Solar	1/12/2026	Parque Solar Helios 1	2.5
Total Guatemala				25.6
El Salvador	Solar	1/4/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 4	56.0
El Salvador	Solar	1/4/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 5	55.0
El Salvador	Geotermia	1/1/2026	Chinameca	20.0
El Salvador	Geotermia	1/7/2026	San Vicente	10.0
Total El Salvador				141.0
Nicaragua	Solar	1/11/2025	Solar II	15.0
Nicaragua	Solar	1/11/2025	Solar III	63.0
Nicaragua	Solar	1/11/2025	Solar IV	60.0
Nicaragua	Solar	1/1/2026	Solar V	30.0
Nicaragua	Solar	1/2/2026	Solar VI	20.0
Nicaragua	Solar	1/6/2026	Solar VII	100.0
Nicaragua	Gas Natural	1/10/2025	Central Gas Puerto Sandino	308.0
Nicaragua	Fuel Oil	1/1/2026	MMV1 ENEL	50.0
Total Nicaragua				646.0
Costa Rica	Eólico	1/12/2025	Quijote	33.0
Costa Rica	Fuel Oil	1/1/2026	Turbina Alquiler III	100.0
Costa Rica	Fuel Oil	1/7/2026	Turbina Alquiler IV	105.0
Total Costa Rica				238.0



Continuación **Tabla 12.** Cronograma de expansión de generación prevista entre julio 2025 y diciembre 2026.

País	Recurso	Fecha	Proyecto	Capacidad (MW)
Panamá	Solar	1/8/2025	Llano Sanchez	10.0
Panamá	Solar	1/9/2025	La Salamanca	7.3
Panamá	Solar	1/11/2025	Brillo Solar	9.9
Panamá	Solar	1/11/2025	Clean Solar	3.0
Panamá	Solar	1/12/2025	PV La Mesa (Ecoener)	10.0
Panamá	Solar	1/12/2025	PV Santiago (Ecoener)	9.9
Panamá	Solar	1/1/2026	Cacao Solar	9.9
Panamá	Solar	1/1/2026	El Chumical 1	19.8
Panamá	Solar	1/1/2026	PV La Cantera	5.0
Panamá	Solar	1/2/2026	Almacenadora Solar	8.0
Panamá	Solar	1/3/2026	Forsun Solar	9.9
Panamá	Solar	1/4/2026	Jaguito Green Energy I	9.9
Panamá	Solar	1/4/2026	Jaguito Green Energy II	9.9
Panamá	Solar	1/4/2026	Jaguito Green Energy III	9.9
Panamá	Solar	1/6/2026	PV Agua Viva	9.9
Panamá	Solar	1/6/2026	PV Megasolar	10.0
Panamá	Solar	1/6/2026	PV San Bartolo (Ecoener)	10.0
Panamá	Solar	1/7/2026	PV Santa Cruz Solar	200.0
Panamá	Solar	1/7/2026	PV Gualaca Solar (Helios)	60.0
Panamá	Solar	1/11/2026	PV Cotaba Solar	250.0
Panamá	Solar	1/12/2026	Boqueron Solar	10.0
Panamá	Solar	1/12/2026	Flamboyan	19.9
Panamá	Solar	1/12/2026	Las Lomas	105.0
Panamá	Solar	1/12/2026	Panasolar IX	9.9
Panamá	Solar	1/12/2026	Panasolar VII	9.9
Panamá	Solar	1/12/2026	Panasolar VIII	9.9
Panamá	Solar	1/12/2026	Veranera	19.9
Total Panamá				856.7
Total general				1,907.3

3.3.2. Retiros de generación

Según la información actualizada por los OS/OM para la base de datos, está programado el retiro de **105 MW** de capacidad de generación, correspondientes a tres plantas térmicas bajo régimen de arrendamiento en Costa Rica. A continuación, se detallan los datos de dichas unidades.

**Tabla 13.** Capacidad de generación prevista para salir de servicio entre julio 2025 y diciembre 2026.

País	Recurso	Fecha	Proyecto	Capacidad (MW)
Costa Rica	Fuel Oil	1/7/2026	Planta Alquiler Garabito 1	35.0
Costa Rica	Fuel Oil	1/7/2026	Planta Alquiler Moin 2	35.0
Costa Rica	Fuel Oil	1/7/2026	Planta Alquiler Moin 3	35.0
Total general				105.0

3.3.2.1. Ampliaciones y modificaciones en el sistema de transmisión

Las ampliaciones y modificaciones previstas para la red de transmisión en el período de julio de 2025 a diciembre de 2026 corresponden a proyectos en ejecución, contemplados en los planes nacionales de expansión o desarrollos privados de los Agentes, cuya información ha sido proporcionada por los OS/OM.

De acuerdo con la base de datos, se proyectan 83 intervenciones en la red de transmisión, que incluyen incorporaciones, repotenciaciones y retiros. En Guatemala se instalará un nuevo transformador 230/69 kV en la subestación Guate Sur. El Salvador reforzará su malla de 115 kV mediante la incorporación de las nuevas subestaciones Chinameca y San Vicente, optimizando enlaces y retirando tramos obsoletos.

Honduras llevará a cabo repotenciaciones en líneas de 138 kV, la construcción de nuevas líneas y la incorporación de subestaciones como Terrero Blanco y El Centro, además de instalar transformadores estratégicos, entre ellos uno 230/138 kV en la subestación Térmica Sulzer. En Nicaragua, la red será reconfigurada en las zonas de León, Nagarote y La Paz Centro, con nuevas líneas y una ampliación de cobertura hacia Bluefields y Mulukukú.

Costa Rica fortalecerá su sistema con la repotenciación de líneas clave en 230 y 138 kV, reforzando el corredor Santa Rita–Guayabal. Por su parte, Panamá concentrará el mayor número de intervenciones, que incluyen repotenciaciones de gran capacidad, hasta 1,000 y 611 MVA, la construcción de nuevas subestaciones como Santa Cruz, la extensión de la red hacia Santa Rita y Sabanitas, y la instalación de transformadores 230/115 kV, consolidando un sistema más robusto y con mayor capacidad de transmisión.

En la tabla que se presenta a continuación, se detalla el cronograma de modificaciones previstas por país.

**Tabla 14.** Modificaciones de red previstas en los países de Centro América entre julio 2025 y diciembre 2026.

País	Elemento	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Nota
Guatemala	Transf.	6/2026	Guate Sur 230/69D	230/69	195.0	Nuevo Transformador
El Salvador	Línea	1/2026	15 Sptiembre - San Miguel 115-1	115	130.0	Retiro por incorporación SE Chinameca
El Salvador	Línea	1/2026	15 de Septiembre - Chinameca 115-1	115	130.0	Incorporación SE Chinameca
El Salvador	Línea	1/2026	San Miguel - Chinameca 115-1	115	130.0	Incorporación SE Chinameca
El Salvador	Línea	7/2026	San Rafael - Chinchontepec 115-1	115	130.0	Retiro por incorporación SE San Vicente
El Salvador	Línea	7/2026	San Rafael - San Vicente 115-1	115	130.0	Incorporación SE San Vicente
El Salvador	Línea	7/2026	San Vicente - Chinchontepec 115-1	115	130.0	Incorporación SE San Vicente
Honduras	Línea	1/2026	Bermenjo - Bella Vista 138A	138	273.9	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
Honduras	Línea	1/2026	Bermejo - Circunvalacion 138A	138	273.9	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
Honduras	Línea	1/2026	Choloma - La Victoria 138A	138	273.9	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
Honduras	Línea	1/2026	Villanueva - San Pedro Sula Sur 138A	138	300.0	Repotenciación de 151.8 a 300 MVA
Honduras	Línea	1/2026	Juticalpa Dos - Patuca 230A	230	456.5	Retiro por incorporación SE Terrero Blanco
Honduras	Línea	1/2026	Terrero Blanco - Patuca 230A	230	456.5	Incorporación SE Terrero Blanco
Honduras	Línea	1/2026	Terrero Blanco - Juticalpa Dos 230A	230	456.5	Incorporación SE Terrero Blanco
Honduras	Línea	1/2026	Bella Vista - El Centro 138A	138	151.8	Incorporación SE El Centro
Honduras	Línea	1/2026	Lainez - Miraflores 138A	138	151.8	Nueva LT
Honduras	Línea	1/2026	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula138A	138	151.8	Nueva LT
Honduras	Línea	1/2026	Zamorano - El Sitio 230A	230	455.3	Nueva LT
Honduras	Línea	12/2026	Bermejo - Elcatex 69A	69	57.4	Retiro por modificación topológica
Honduras	Línea	12/2026	Elcatex - Alston 69A	69	57.4	Retiro por modificación topológica
Honduras	Transf.	1/2026	Lainez 69/13A	69/13.8	25.0	Retiro por modificación topológica
Honduras	Transf.	1/2026	Lainez 69/13B	69/13.8	25.0	Retiro por modificación topológica
Honduras	Transf.	1/2026	Lainez 138/13A	138/13.8	50.0	Incorporación por modificación topológica
Honduras	Transf.	1/2026	Central Azucarera Honduras 69/13A	69/13.8	36.0	Retiro por modificación topológica
Honduras	Transf.	1/2026	Central Azucarera Honduras 138/13A	138/13.8	50.0	Incorporación por modificación topológica
Honduras	Transf.	1/2026	El Centro 138/13A	138/13.8	50.0	Incorporación SE El Centro
Honduras	Transf.	12/2026	Elcatex 69/13A	13.8/69	25.0	Retiro por modificación topológica
Honduras	Transf.	12/2026	Termica Sulzer 230/138	230/138	150.0	Nuevo Transformador
Nicaragua	Línea	3/2026	Leon I - Derivacion Leon II 69	69	35.0	Retiro por modificación topológica
Nicaragua	Línea	3/2026	Leon II - Derivacion Leon II 69	69	35.0	Retiro por modificación topológica
Nicaragua	Línea	3/2026	La Paz Centro - Nagarote II 69	69	36.0	Retiro por modificación topológica
Nicaragua	Línea	3/2026	La Paz Centro - Derivacion Leon II 69	69	35.0	Retiro por modificación topológica
Nicaragua	Línea	3/2026	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200.0	Retiro por modificación topológica
Nicaragua	Línea	3/2026	Leon I - Chichigalpa 138	138	134.0	Retiro por modificación topológica



Continuación **Tabla 14.** Modificaciones de red previstas en los países de Centro América entre julio 2025 y diciembre 2026.

País	Elemento	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Nota
Nicaragua	Línea	3/2026	Leon I - Leon II 138	138	150.0	Nueva LT
Nicaragua	Línea	3/2026	Nagarote - Nagarote II 138	138	150.0	Nueva LT
Nicaragua	Línea	3/2026	Nagarote 1 - La Paz Centro 138	138	150.0	Nueva LT
Nicaragua	Línea	3/2026	Chichigalpa - Leon II 138	138	150.0	Nueva LT
Nicaragua	Línea	3/2026	Leon II - La Paz Centro 138	138	150.0	Nueva LT
Nicaragua	Línea	3/2026	Bluefields - Esperanza II 138	138	150.0	Nueva LT
Nicaragua	Línea	3/2026	Mulukuku - Mojolka 230	230	367.0	Nueva LT
Costa Rica	Línea	9/2025	Garita - Lindora 230	230	555.0	Repotenciación de 470 a 555 MVA
Costa Rica	Línea	12/2025	Tejona - Penas Blancas 230-1	230	510.0	Repotenciación de 400 a 510 MVA
Costa Rica	Línea	12/2026	Cañas - Colorado 138-1	138	123.0	Incorporación refuerzos Santa Rita - Guayabal
Costa Rica	Línea	12/2026	Colorado - Santa Rita 138-1	138	123.0	Incorporación refuerzos Santa Rita - Guayabal
Costa Rica	Línea	12/2026	Guayabal - Santa Rita 138-1	138	180.0	Incorporación refuerzos Santa Rita - Guayabal
Panamá	Línea	7/2025	Llano Sanchez - Veladero 230C (230-5A)	230	505.0	Repotenciación de 249 a 505 MVA
Panamá	Línea	7/2025	Llano Sanchez - El Coco 230A (230-12B)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	7/2025	Llano Sanchez - El Coco 230B (230-13C)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	7/2025	LSánchez - Bella Vista 230 (230-6An)	230	611.0	Retiro por modificación topológica
Panamá	Línea	7/2025	El Coco - Burunga 230A (230-12A2)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	7/2025	El Coco - Burunga 230B (230-13A2)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	7/2025	Burunga - Panama 3 230 (230-12B)	230	505.0	Nueva LT
Panamá	Línea	7/2025	Burunga - Panama 3 230A (230-12A12)	230	505.0	Nueva LT
Panamá	Línea	9/2025	Fortuna - Esperanza 230 (230-20A)	230	307.0	Retiro por modificación topológica
Panamá	Línea	9/2025	Changuinola - Canazas 230 (230-30)	230	307.0	Retiro por modificación topológica
Panamá	Línea	12/2025	Panama - Panama 3 230A (230-47A)	230	1,000.0	Repotenciación de 505 a 1,000 MVA
Panamá	Línea	12/2025	Panama - Panama 3 230B (230-48A)	230	1,000.0	Repotenciación de 505 a 1,000 MVA
Panamá	Línea	3/2026	Panama 2 - Panama 3 230B (230-13A)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	3/2026	LSánchez - San Bartolo 230A (230-14A)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	3/2026	LSánchez - San Bartolo 230B (230-15A)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	3/2026	Veladero - San Bartolo 230A (230-14B)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	3/2026	Veladero - San Bartolo 230B (230-15B)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	6/2026	Panama 2 - Panama 3 230A (230-12A)	230	505.0	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	6/2026	Mata de Nance - Progreso 230 (230-39)	230	505.0	Nueva LT



Continuación **Tabla 14.** Modificaciones de red previstas en los países de Centro América entre julio 2025 y diciembre 2026.

País	Elemento	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Nota
Panamá	Línea	6/2026	Mata de Nance -Boqueron III 230 (230-9A)	230	505.0	Repotenciación de 249 a 505 MVA
Panamá	Línea	6/2026	Progreso - Boqueron III 230 (230-9B)	230	505.0	Repotenciación de 249 a 505 MVA
Panamá	Línea	7/2026	Chorrera - Llano Sanchez 230B (230-50)	230	505.0	Retiro por incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	7/2026	Chorrera - Santa Cruz 230A (230-0A)	230	505.0	Incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	7/2026	Llano Sanchez - Santa Cruz 230A (230-0B)	230	505.0	Incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	7/2026	Llano Sanchez - Santa Cruz 230B (230-9C)	230	505.0	Incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	7/2026	LSanchez - Anton 230A (230-49B)	230	505.0	Retiro por incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	7/2026	Santa Cruz - Anton 230A (230-9B)	230	505.0	Incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	8/2026	Sabanitas - Santa Rita 230A	230	505.0	Nueva LT
Panamá	Línea	8/2026	Sabanitas - Santa Rita 230B	230	505.0	Nueva LT
Panamá	Línea	12/2026	Panama - Chorrera 230A (230-3A)	230	611.0	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	12/2026	Panama - Chorrera 230B (230-4A)	230	611.0	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	12/2026	Chorrera - El Higo 230A (230-3B)	230	611.0	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	12/2026	Chorrera - El Higo 230B (230-4B)	230	611.0	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	12/2026	Llano Sanchez - El Higo 230A (230-3C)	230	611.0	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	12/2026	Llano Sanchez - El Higo 230B (230-4C)	230	611.0	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Transf.	8/2026	Santa Rita 230/115 T1	230/115	250.0	Nuevo Transformador
Panamá	Transf.	8/2026	Santa Rita 230/115 T2	230/115	250.0	Nuevo Transformador

4. Resultados

4.1. Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

4.1.1. Despacho de energía

El despacho estimado de energía para el sistema guatemalteco asciende a **7,984.5 GWh** para el período de julio a diciembre de 2025 y a **15,182.0 GWh** para el período de enero a diciembre de 2026. Se proyecta que los recursos renovables (hidroeléctrico, eólico, fotovoltaico, geotérmico, biogás y biomasa) contribuirán con el 78.1 % de la generación total, con las centrales hidroeléctricas representando el 47.9 % de este aporte. Por otro lado, los recursos no renovables (gas natural, derivados del petróleo y carbón) suministrarán el 16.0 % de la energía generada, de los cuales el 14.6 % provendrá de plantas carboeléctricas. El 5.9 % restante será generado por la central gasoeléctrica Energía del Caribe, que inyecta desde el estado de Nuevo León, México, a través de la interconexión eléctrica con Guatemala.

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

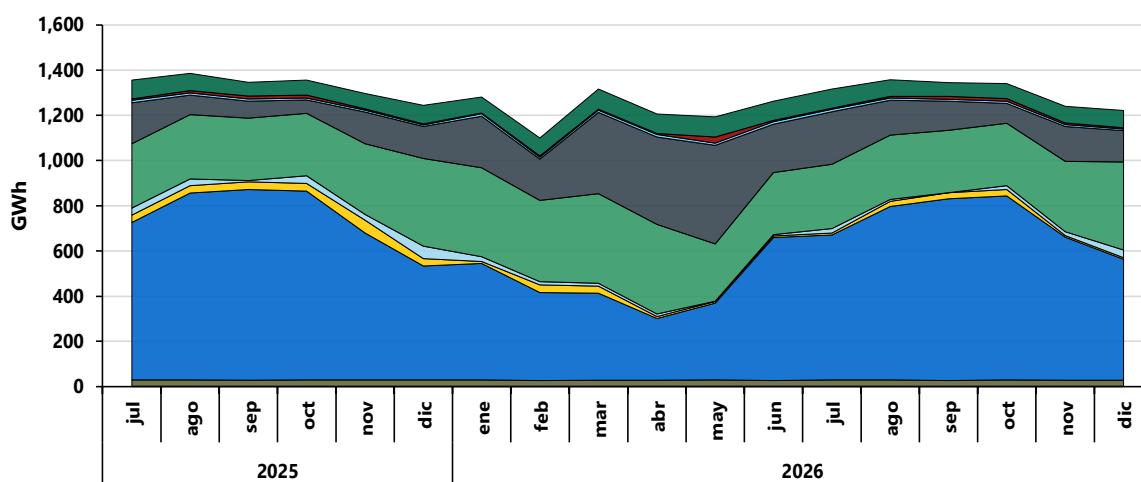
Tabla 15. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Biogás	Geotérmico	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Carbón	Gas Natural	Fuel Oil	Import. México	Total
2025	jul	1.9	28.3	695.5	33.6	29.6	285.3	181.6	10.5	5.6	84.4	1,356.2
2025	ago	1.9	28.3	826.2	32.1	29.7	285.3	85.9	10.2	9.5	76.1	1,385.2
2025	sep	1.9	25.8	843.9	34.9	5.3	276.0	75.0	9.1	13.0	61.2	1,346.1
2025	oct	2.1	28.1	834.8	34.7	33.0	276.4	58.8	9.3	11.5	67.0	1,355.8
2025	nov	1.9	27.4	651.4	55.5	25.1	312.8	139.8	9.9	5.6	67.3	1,296.5
2025	dic	2.2	26.7	505.3	31.7	55.9	388.5	140.2	6.5	4.7	83.0	1,244.7
2025	Total	11.8	164.5	4,357.1	222.6	178.6	1,824.2	681.3	55.4	50.0	439.0	7,984.5
2026	ene	1.2	28.3	516.4	7.9	20.6	392.7	228.9	10.3	4.4	70.0	1,280.6
2026	feb	1.2	25.5	389.3	34.8	13.5	358.3	183.4	9.6	4.2	80.6	1,100.4
2026	mar	1.8	26.7	384.8	30.9	12.8	396.6	358.9	10.6	5.3	89.3	1,317.4
2026	abr	1.2	27.4	273.2	8.1	12.0	395.9	387.5	10.2	4.3	86.4	1,206.1
2026	may	1.2	28.3	339.7	7.6	2.1	253.5	435.4	10.6	26.3	89.3	1,193.9
2026	jun	1.2	25.5	633.8	6.6	4.5	275.9	213.7	10.2	6.2	85.9	1,263.5
2026	Jul	1.2	28.3	641.8	7.8	20.0	285.1	231.7	10.5	5.2	85.4	1,317.0
2026	ago	1.0	28.3	766.5	23.9	8.0	285.1	153.7	10.2	7.1	73.0	1,356.6
2026	sep	1.1	25.8	804.1	26.0	1.9	275.8	128.0	9.1	12.7	59.0	1,343.4
2026	oct	1.2	28.1	813.8	29.6	15.7	276.2	87.5	9.6	11.7	67.7	1,341.0
2026	nov	1.1	27.4	632.6	8.0	15.5	312.4	153.4	10.1	5.6	74.0	1,240.0
2026	dic	1.5	26.7	534.3	7.8	35.5	388.2	139.6	6.5	4.8	77.6	1,222.3
2026	Total	14.8	326.1	6,730.1	198.8	162.1	3,895.6	2,701.4	117.5	97.7	938.1	15,182.0

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 2025 a diciembre 2026.

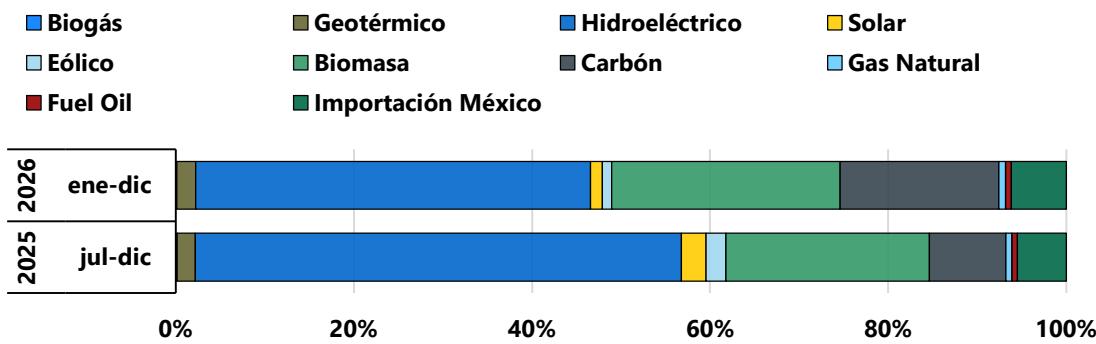
Figura 9. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por etapa y tipo de recurso.

■ Biogás ■ Geotérmico ■ Hidroeléctrico ■ Solar ■ Eólico ■ Biomasa ■ Carbón ■ Gas Natural ■ Fuel Oil ■ Importación México



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 julio a diciembre de 2025 y de enero a diciembre 2026.

Figura 10. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso.



La generación en ambos periodos está dominada por recursos renovables, principalmente hidroeléctrico y biomasa, que superan el 60% del total. El carbón mantiene una participación relevante en todo el período, mientras que fuentes como solar, eólica y fuel oil tienen una contribución marginal.



4.1.2. Intercambios en el MER

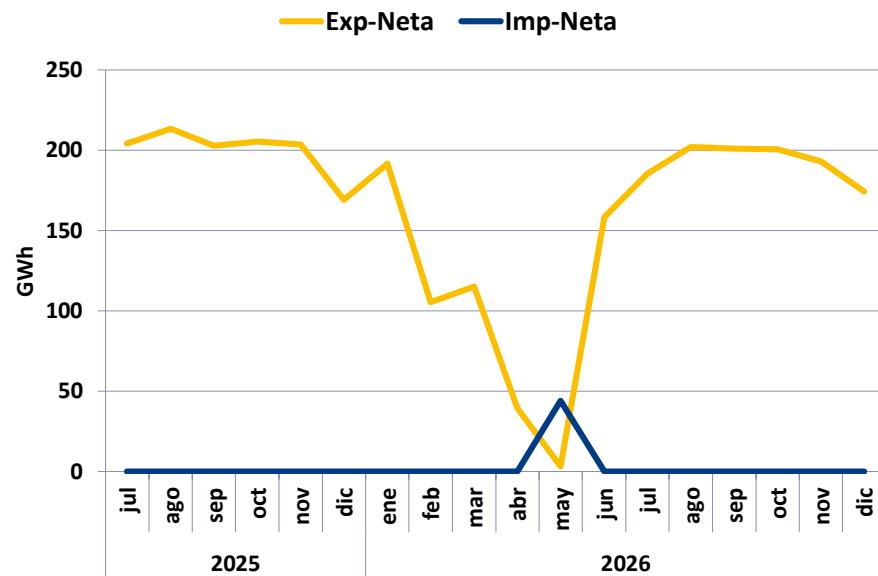
Las exportaciones estimadas de Guatemala hacia el MER alcanzarán los **1,198.6 GWh** en el período de julio a diciembre de 2025 y los **1,769.5 GWh** en el período de enero a diciembre de 2026, con picos superiores a 200 GWh durante los meses de temporada lluviosa. Por otro lado, las importaciones serán prácticamente nulas a lo largo de todo el período.

En la tabla **Tabla 16** se presenta el detalle de las exportaciones e importaciones netas estimadas en el MER para el sistema de Guatemala para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

Tabla 16. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER (GWh).

Año	Mes	Exportación Neta	Importación Neta
2025	Jul	204.2	0.0
2025	Ago	213.4	0.0
2025	Sep	202.8	0.0
2025	Oct	205.5	0.0
2025	Nov	203.5	0.0
2025	Dic	169.2	0.0
2025	Total	1,198.6	0.0
2026	Ene	191.6	0.0
2026	Feb	105.4	0.0
2026	Mar	115.2	0.0
2026	Abr	39.6	0.0
2026	May	3.3	44.0
2026	Jun	158.3	0.0
2026	Jul	185.4	0.0
2026	Ago	201.8	0.0
2026	Sep	201.0	0.0
2026	Oct	200.6	0.0
2026	Nov	193.1	0.0
2026	Dic	174.3	0.0
2026	Total	1,769.5	44.0

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 2025 a diciembre 2026.

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


Como se observa en la **Figura 11**, el sistema guatemalteco mantiene una marcada tendencia exportadora, con inyecciones de energía al MER durante todos los meses del año, excepto en mayo que tiende a caer abruptamente hasta cero. En ese mismo mes se registran las únicas importaciones, y en el resto del período son prácticamente nulas.

Los intercambios de energía del sistema guatemalteco en el MER se realizan a través de las interconexiones con los sistemas de El Salvador y Honduras. La mayor parte de estos flujos, entre 59% y 62 %, ocurre a través de la interconexión con El Salvador, como se detalla en la tabla siguiente, que presenta los intercambios mensuales entre ambos países.

Tabla 17. Intercambio de energía estimado de Guatemala con El Salvador y Honduras (GWh).

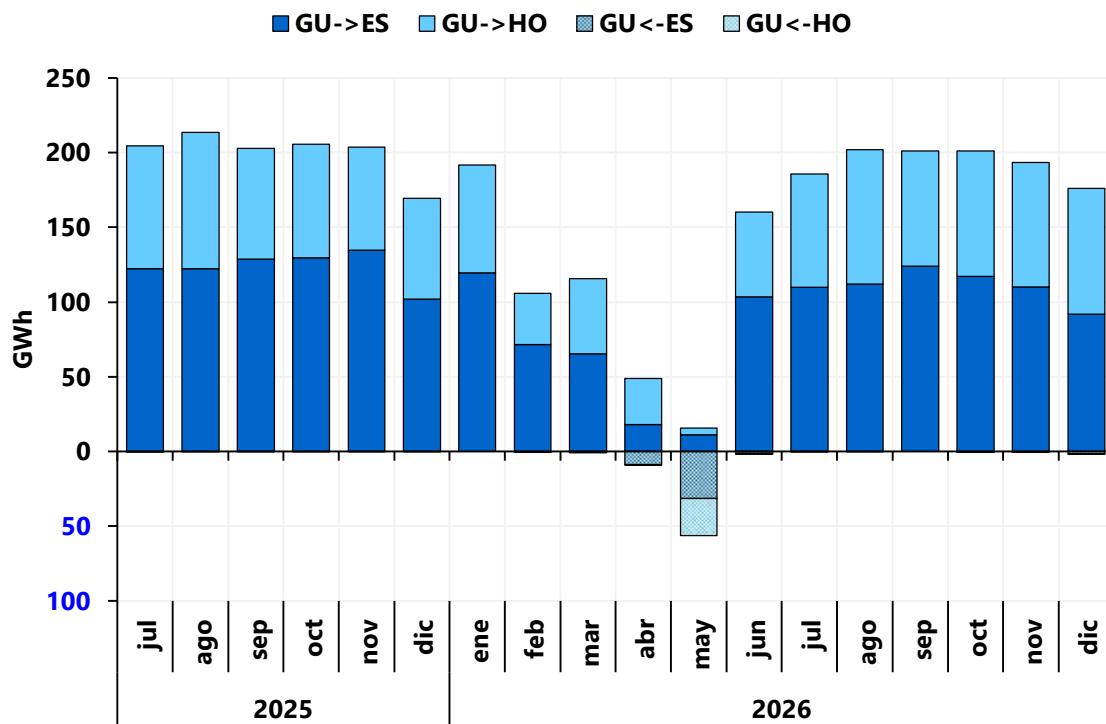
Año	Mes	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras
2025	jul	122.4	82.1	0.0	0.4
2025	ago	122.4	91.1	0.0	0.1
2025	sep	128.7	74.2	0.0	0.1
2025	oct	129.5	76.1	0.0	0.1
2025	nov	134.7	68.9	0.0	0.1
2025	dic	102.0	67.4	0.2	0.0
2025	Total	739.7	459.8	0.2	0.8

Continuación **Tabla 17.** Intercambio de energía estimado de Guatemala con El Salvador y Honduras (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras
2026	ene	119.5	72.1	0.0	0.0
2026	feb	71.6	34.3	0.3	0.2
2026	mar	65.4	50.5	0.6	0.1
2026	abr	18.1	30.8	8.8	0.6
2026	may	11.1	4.7	31.4	25.0
2026	jun	103.5	56.7	1.3	0.6
2026	jul	109.8	75.8	0.0	0.2
2026	ago	112.0	90.1	0.2	0.0
2026	sep	123.9	77.1	0.0	0.0
2026	oct	117.1	84.0	0.4	0.0
2026	nov	110.3	83.3	0.3	0.1
2026	dic	91.9	84.0	1.6	0.0
2026	Total	1,054.1	743.2	45.0	26.8

La **Figura 12** ilustra el comportamiento de los intercambios de energía de Guatemala mediante sus interconexiones con El Salvador y Honduras. Tal como se observa, las exportaciones se concentran mayoritariamente en el enlace con El Salvador, confirmando su papel como principal vía de intercambio energético para el país.

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





4.1.3. Costo Marginal de Corto Plazo

En 2025, los precios marginales promedio del sistema guatemalteco muestran valores más altos en los primeros bloques horarios, disminuyendo progresivamente hacia los bloques de menor demanda. El promedio anual fue de **66.23 USD/MWh**, con picos en julio y septiembre, y mínimos en agosto.

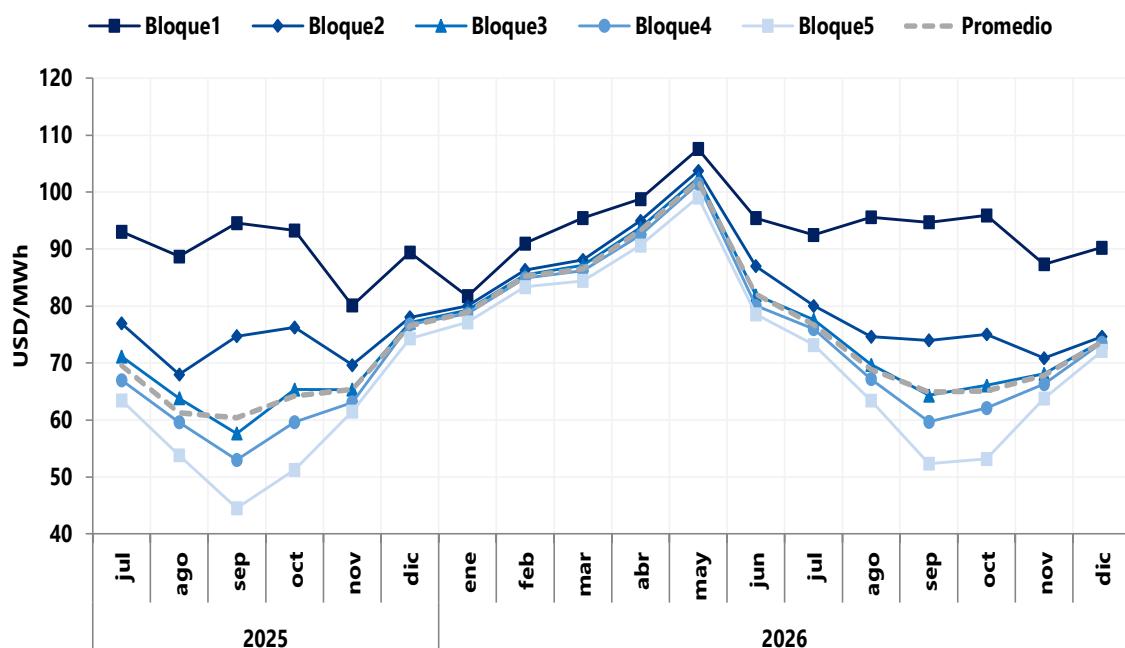
En 2026, los precios se incrementan de forma generalizada, alcanzando un promedio anual de **78.76 USD/MWh**. El patrón horario se mantiene, con mayores precios en el Bloque 1 y menores en el Bloque 5, pero con diferencias menos pronunciadas respecto a 2025. El máximo se registra en mayo de 2026 (101.94 USD/MWh), coincidiendo con un alza en todos los bloques, mientras que los menores valores se observan en agosto y septiembre. En conjunto, se evidencia un aumento interanual del **18.9 %** en el precio marginal promedio. La **Tabla 18** presenta el detalle de los precios marginales promedio mensuales por bloque estimados para el sistema de Guatemala en el período de julio de 2025 a diciembre de 2026.

Tabla 18. Costos marginales por bloque estimado para el sistema de Guatemala (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	jul	93.06	76.95	71.14	66.98	63.46	69.59
2025	ago	88.73	68.01	63.82	59.61	53.81	61.26
2025	sep	94.59	74.74	57.65	53.01	44.53	60.37
2025	oct	93.28	76.27	65.36	59.65	51.26	64.25
2025	nov	80.14	69.66	65.34	63.11	61.5	65.38
2025	dic	89.43	78.05	77.1	76.77	74.32	76.51
2025	Promedio	89.87	73.95	66.73	63.19	58.15	66.23
2026	ene	81.74	80	79.28	78.64	77.18	78.9
2026	feb	91	86.36	85.44	84.94	83.37	85.28
2026	mar	95.47	88.11	87.2	86.21	84.44	86.52
2026	abr	98.78	94.98	93.74	92.45	90.64	93.3
2026	may	107.6	103.75	102.49	101.5	99.1	101.94
2026	jun	95.43	87.03	81.91	80.04	78.57	82.08
2026	Jul	92.52	80.06	77.62	75.97	73.2	76.73
2026	ago	95.6	74.66	69.73	67.21	63.41	68.88
2026	sep	94.72	73.99	64.31	59.7	52.35	64.9
2026	oct	95.94	75.03	66.09	62.1	53.18	65.11
2026	nov	87.35	70.86	68.1	66.33	63.81	67.87
2026	dic	90.27	74.64	73.83	73.56	72.14	73.66
2026	Promedio	93.87	82.46	79.15	77.39	74.28	78.76

En la **Figura 13** se muestra la evolución mensual de los precios marginales estimados para el sistema de Guatemala entre julio 2025 y diciembre 2026, desglosado para los cinco bloques de demanda y el promedio ponderado, lo que permite identificar su variación estacional y las diferencias horarias.

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



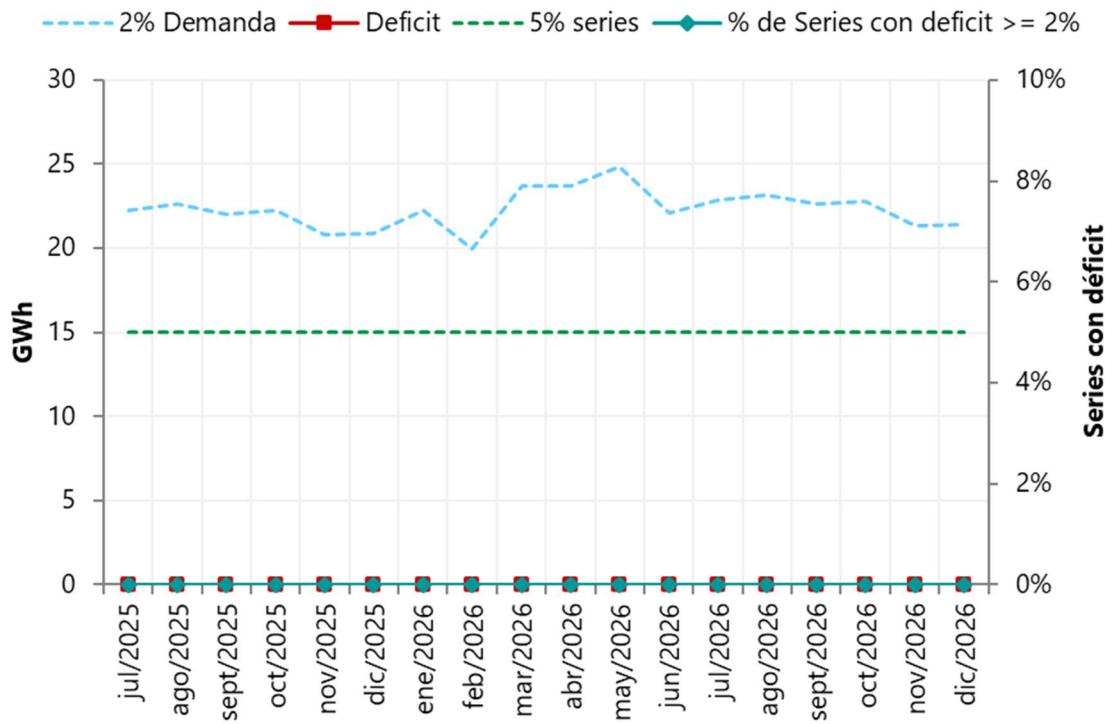
Como se observa, los costos marginales en el sistema eléctrico guatemalteco exhiben un patrón estacional claro en ambos años, con valores más altos durante la época de verano y menores en la temporada de lluvias. Además, es notable que el bloque de demanda máxima (bloque 1) presenta los costos marginales más elevados, ya que se atiende principalmente con generación térmica basada en combustibles derivados del petróleo a lo largo del período.

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 2025 a diciembre 2026.

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 eléctrico de El Salvador alcanzará los **3,842.1 GWh** en el período de julio a diciembre de 2025 y los **7,561 GWh** para el período de enero a diciembre 2026. Se prevé que los recursos renovables (hidroeléctrico, eólico, fotovoltaico, geotérmico y biomasa) suministren el 67.1 % de la generación total. Dentro de esta participación, las centrales hidroeléctricas aportarán el 34.5 %, mientras que la generación geotérmica representará el 18.7 %. El 32.9 % de la generación restante corresponderá a fuentes térmicas, con un 30.5 % proveniente del gas natural y apenas un 2.33 % de derivados del petróleo.

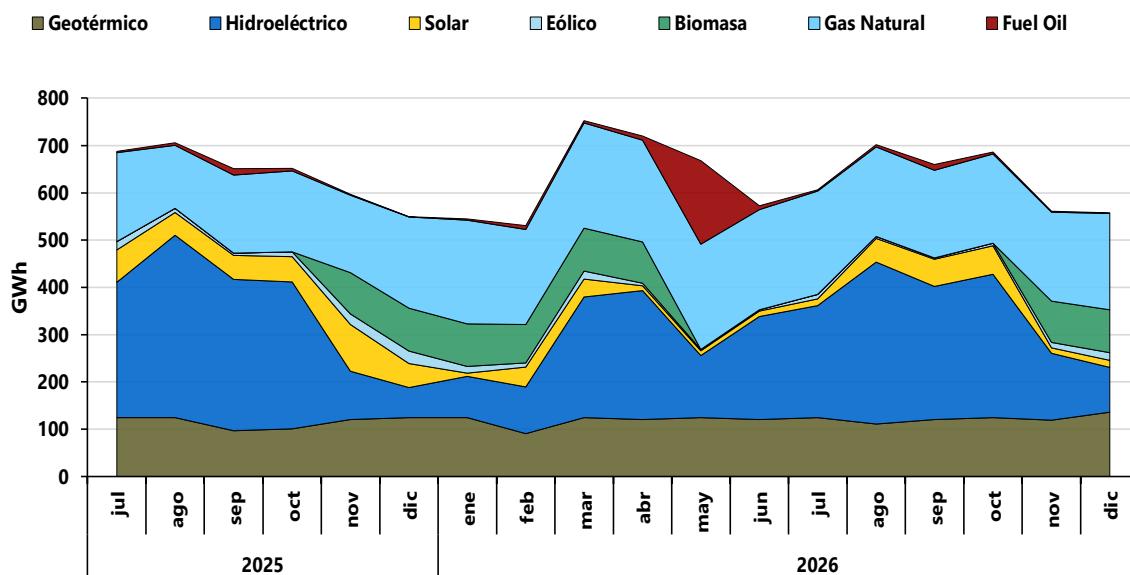
La siguiente tabla presenta el despacho de energía en el sistema salvadoreño, desglosado por tipo de recurso en cada una de las etapas del estudio.

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

Año	Mes	Geotérmico	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2025	jul	124.8	286.1	68.3	17.5	0.0	187.7	2.9	687.3
2025	ago	124.8	385.3	47.9	9.3	0.0	132.7	5.5	705.5
2025	sep	96.4	320.7	50.8	4.5	0.0	165.1	13.5	651.0
2025	oct	100.6	311.3	53.1	10.4	0.0	171.3	5.1	651.8
2025	nov	120.8	101.9	98.6	22.3	87.3	163.9	1.9	596.8
2025	dic	124.8	63.3	50.8	26.8	90.2	193.1	0.6	549.6
2025	Total	692.3	1,468.6	369.6	90.8	177.6	1,013.9	29.4	3,842.1
2026	ene	124.8	87.1	6.7	14.1	90.2	218.9	2.9	544.7
2026	feb	90.9	98.4	42.5	8.6	81.5	201.1	7.3	530.2
2026	mar	124.8	254.7	38.1	17.0	90.2	222.6	4.7	752.2
2026	abr	120.8	272.0	10.5	5.6	87.3	215.4	8.6	720.2
2026	may	124.8	130.8	10.4	2.6	0.0	222.6	176.1	667.5
2026	jun	120.8	217.8	11.3	2.5	0.0	211.8	8.3	572.5
2026	Jul	124.8	236.5	14.1	9.6	0.0	218.1	3.2	606.3
2026	ago	111.0	342.8	49.7	4.0	0.0	189.4	5.2	702.0
2026	sep	120.8	281.4	57.5	2.3	0.0	185.7	12.1	659.8
2026	oct	124.8	302.9	60.2	5.4	0.0	188.7	4.5	686.5
2026	nov	119.2	141.3	11.3	11.6	87.3	188.4	2.3	561.3
2026	dic	136.0	94.4	15.4	16.3	90.2	204.1	1.4	557.9
2026	Total	1,443.7	2,460.0	327.6	99.6	526.9	2,466.6	236.7	7,561.0

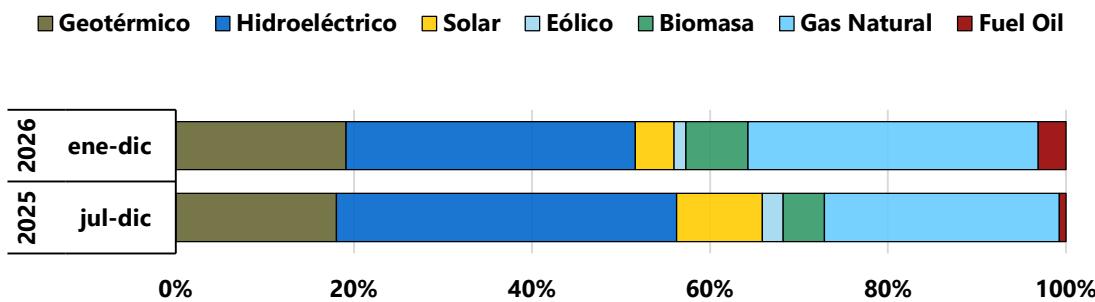
En la **Figura 15** se muestra el comportamiento del despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 15. Despacho de energía estimado para el sistema de 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 sistema de El Salvador por tipo de recurso.



En las figuras puede observarse que el despacho energético en El Salvador está dominado por fuentes hidroeléctricas y gas natural, mientras que la generación solar, eólica y biomasa conservan una participación baja pero estable.



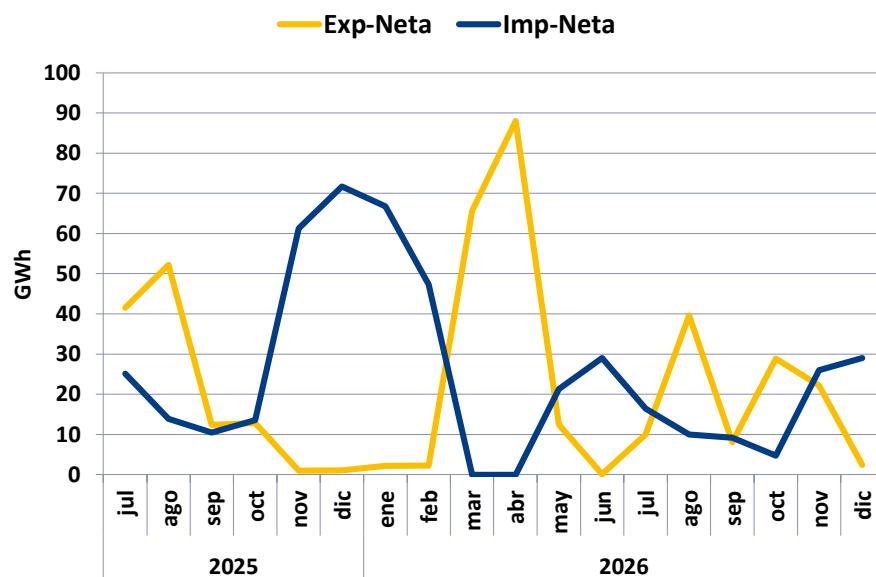
4.2.2. Intercambios en el MER

Para El Salvador se estima que durante el segundo semestre de 2025 resulte con un saldo neto importador en el MER, con importaciones netas de **196.0 GWh** frente a exportaciones netas de **120.9 GWh**. Sin embargo, en 2026 se observa que las exportaciones netas alcanzan **281.7 GWh**, superando las importaciones netas de **259.7 GWh**. La **Tabla 20** detalla los intercambios netos mensuales estimados para el período comprendido entre julio de 2025 y diciembre de 2026.

Tabla 20. Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Mes	Exportación Neta	Importación Neta
2025	jul	41.5	25.1
2025	ago	52.2	13.9
2025	sep	12.4	10.5
2025	oct	12.8	13.6
2025	nov	0.9	61.3
2025	dic	1.1	71.7
2025	Total	120.9	196.0
2026	ene	2.2	66.7
2026	feb	2.2	47.3
2026	mar	65.6	0.0
2026	abr	88.0	0.0
2026	may	12.5	21.3
2026	jun	0.1	29.0
2026	Jul	10.0	16.4
2026	ago	39.6	9.9
2026	sep	8.1	9.2
2026	oct	28.8	4.7
2026	nov	22.2	26.0
2026	dic	2.4	29.1
2026	Total	281.7	259.7

En la **Figura 17** se ilustra de forma gráfica la evolución mensual de las exportaciones e importaciones netas de energía eléctrica estimadas para El Salvador en el MER, durante el período comprendido entre julio de 2025 y diciembre de 2026.

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


El gráfico muestra que El Salvador tuvo un comportamiento predominantemente importador en el segundo semestre de 2025, con picos de importación en noviembre y diciembre. A partir de marzo de 2026, se observa un cambio significativo, con exportaciones netas superiores a las importaciones en varios meses, especialmente en marzo y abril. La variabilidad mensual indica una alta sensibilidad a factores estacionales o de oferta regional.

Los intercambios de energía de El Salvador en el MER se realizan a través de interconexiones con Guatemala y Honduras. En el caso de las importaciones, que representan el mayor volumen, entre el 95 % y el 99 % ocurren por las interconexiones con Guatemala, mientras que solo entre el 1 % y el 5 % se efectúan a través de Honduras, como se detalla en la **Tabla 21**.

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

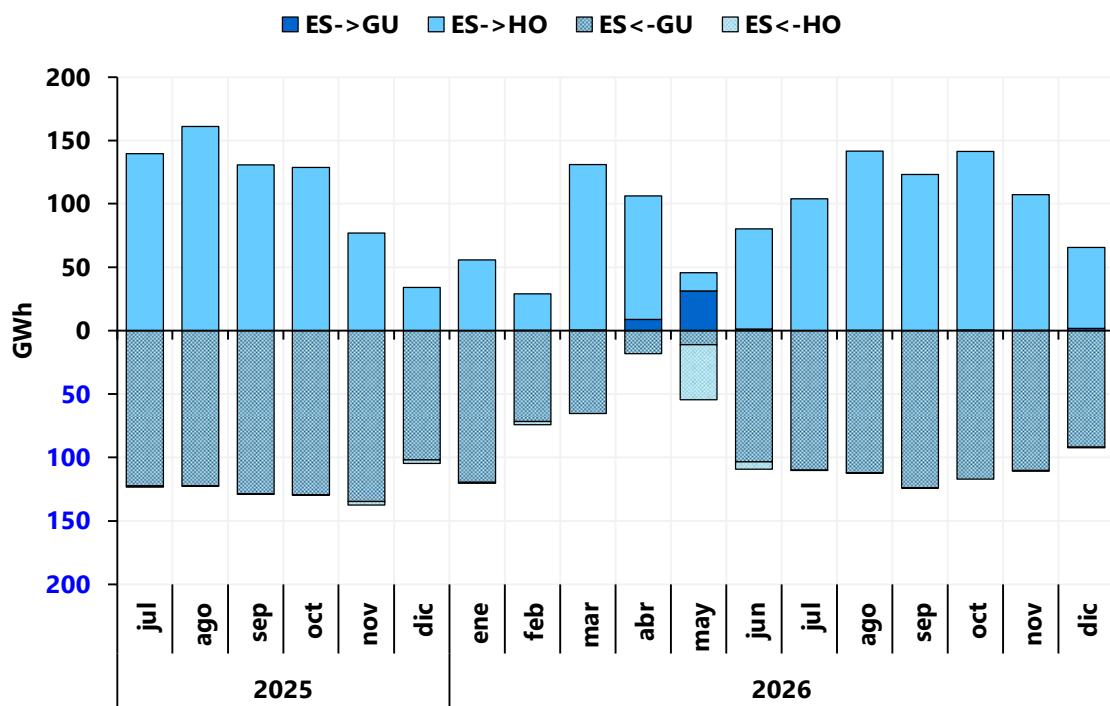
Año	Mes	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia Honduras	Importación desde Guatemala	Importación desde Honduras
2025	jul	0.0	139.7	122.4	0.9
2025	ago	0.0	160.9	122.4	0.2
2025	sep	0.0	130.7	128.7	0.1
2025	oct	0.0	128.8	129.5	0.1
2025	nov	0.0	77.2	134.7	2.9
2025	dic	0.2	34.0	102.0	2.8
2025	Total	0.2	671.3	739.7	6.9

Año	Mes	Exportaciones hacia	Exportaciones hacia	Importación desde	Importación desde
-----	-----	---------------------	---------------------	-------------------	-------------------

		Guatemala	Honduras	Guatemala	Honduras
2026	ene	0.0	55.6	119.5	0.7
2026	feb	0.3	28.7	71.6	2.6
2026	mar	0.6	130.4	65.4	0.0
2026	abr	8.8	97.4	18.1	0.0
2026	may	31.4	14.2	11.1	43.4
2026	jun	1.3	78.9	103.5	5.6
2026	Jul	0.0	103.8	109.8	0.4
2026	ago	0.2	141.5	112.0	0.1
2026	sep	0.0	123.1	123.9	0.3
2026	oct	0.4	140.8	117.1	0.0
2026	nov	0.3	106.8	110.3	0.7
2026	dic	1.6	64.0	91.9	0.3
2026	Total	45.0	1,085.1	1,054.1	53.9

La **Figura 18** muestra el comportamiento de los intercambios de energía estimados de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras. Es notable que las importaciones ocurren principalmente a través de la interconexión con el sistema guatemalteco, en cambio, las exportaciones se realizan principalmente por medio de la interconexión con Honduras.

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





4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado mensual estimados para el sistema de El Salvador muestran una tendencia descendente en el período de julio a diciembre 2025, pasando de **83.42** a **81.97 USD/MWh**.

En 2026 se observa un incremento significativo entre enero y mayo, alcanzando el máximo de **103.3 USD/MWh** en mayo, impulsado por aumentos en todos los bloques. Posteriormente, los precios caen de forma sostenida hasta diciembre de 2026, alcanzando un valor de **79.44 USD/MWh**, situándose por debajo del promedio anual de **86.64**.

En la **Tabla 22** se presenta el costo marginal mensual por bloque del sistema de El Salvador para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

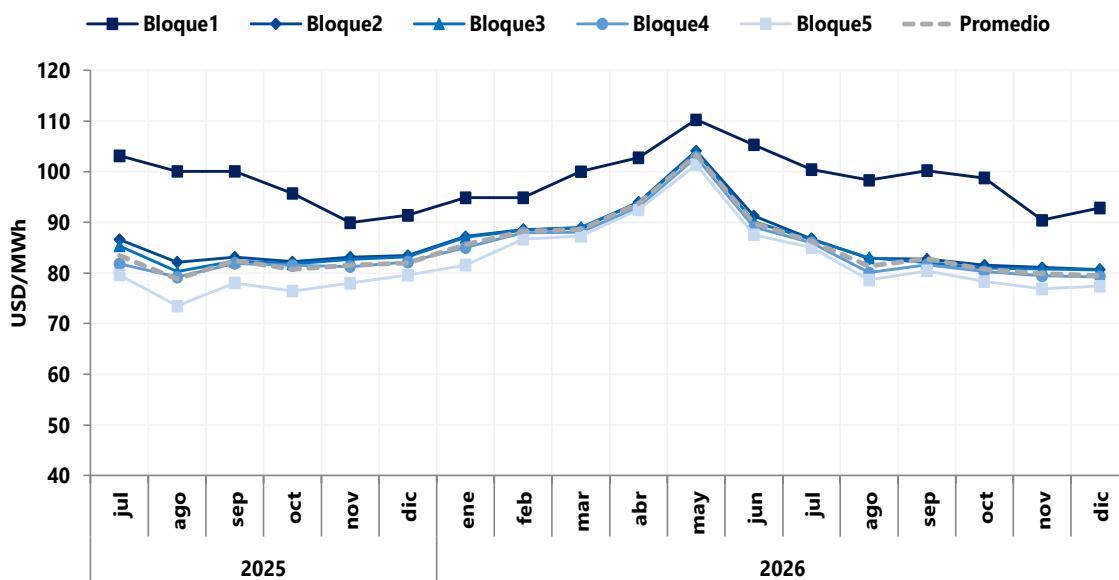
Tabla 22. Costo marginal promedio mensual estimado por bloque del sistema de El Salvador (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	jul	103.15	86.62	85.36	81.79	79.61	83.42
2025	ago	100.07	82.14	80.27	79.17	73.51	78.84
2025	sep	100.06	83.14	82.36	81.9	78.06	82.45
2025	oct	95.69	82.22	81.77	81.5	76.44	80.75
2025	nov	89.97	83.14	82.68	81.27	78.02	81.51
2025	dic	91.39	83.45	83.2	82.19	79.59	81.97
2025	Promedio	96.72	83.45	82.6	81.3	77.54	81.49
2026	ene	94.87	87.22	87.01	85.04	81.59	85.63
2026	feb	94.89	88.58	88.43	87.91	86.68	88.19
2026	mar	100.05	88.9	89	88.07	87.27	88.57
2026	abr	102.78	93.99	93.82	93.03	92.45	93.73
2026	may	110.27	104.11	103.87	102.83	101.38	103.3
2026	jun	105.31	91.29	90.13	89.07	87.54	89.84
2026	Jul	100.44	86.77	86.59	85.96	85	86.25
2026	ago	98.33	82.86	82.98	80.04	78.65	81.37
2026	sep	100.23	82.74	82.01	81.6	80.43	82.8
2026	oct	98.77	81.52	81	80.27	78.3	80.7
2026	nov	90.43	81.1	80.81	79.43	76.86	79.85
2026	dic	92.88	80.69	80.57	79.2	77.39	79.44
2026	Promedio	99.1	87.48	87.19	86.04	84.46	86.64

La

Figura 19 ilustra la evolución de los costos marginales estimados por bloque del sistema de El Salvador para cada uno de los meses del período de estudio.

Figura 19. Costo marginal promedio por bloque estimado del sistema de El Salvador.



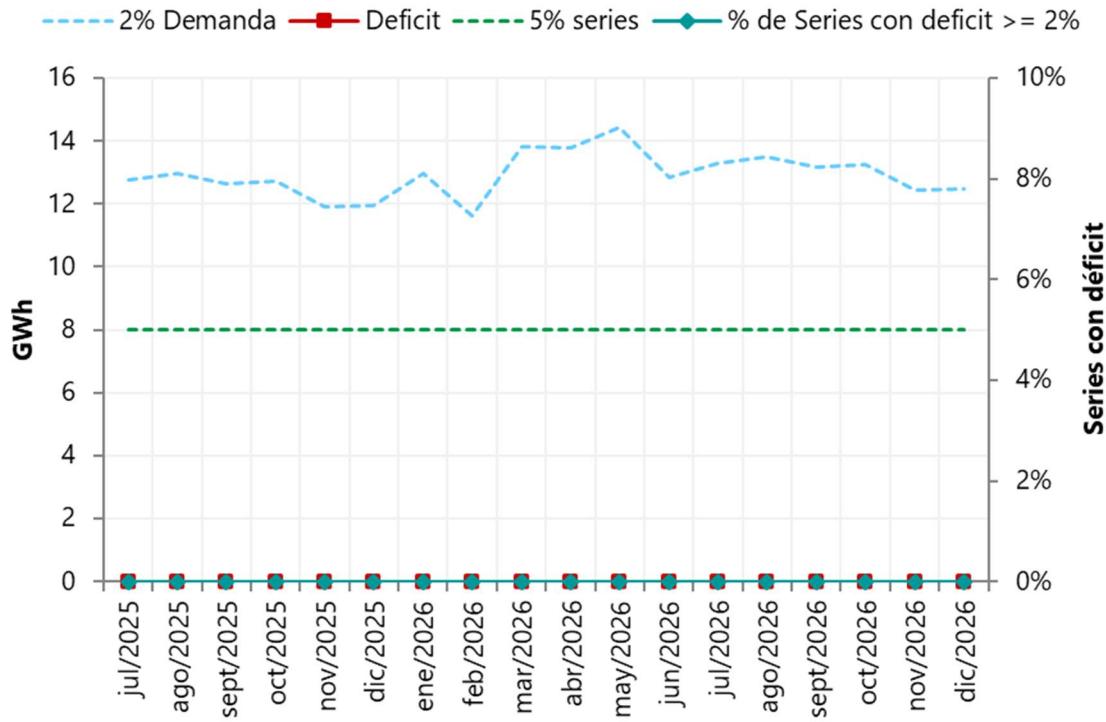
La figura evidencia una clara estacionalidad en los costos marginales, con un máximo pronunciado en mayo de 2026, mes en el que todos los bloques registran sus valores más altos, seguido de una marcada caída en junio. Entre agosto y noviembre, los costos se mantienen en niveles más bajos, coincidiendo con la temporada lluviosa, lo que sugiere una mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica.

4.2.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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

En la **Figura 20** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de El Salvador para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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 alcanzará los **5,274.8 GWh** en el período de julio a diciembre de 2025 y los **9,924.2 GWh** para el período de enero a diciembre 2026. Se proyecta que los recursos renovables (hidroeléctrico, eólico, fotovoltaico, geotérmico y biomasa) constituyan la mayor parte de la matriz eléctrica, con una participación del 58.48 %. Dentro de esta, la generación hidroeléctrica será la principal fuente, con un aporte del 38.78 %, seguida por la generación fotovoltaica, que representará el 6 %.

Por su parte, la generación termoeléctrica, compuesta por gas natural, derivados del petróleo y carbón, representará el 41.6 % del total. Dentro de esta categoría, los derivados del petróleo aportarán el 16.08 %, seguidos por el gas natural, que alcanzará una participación del 17.5 % tras su incorporación al sistema en el segundo semestre de 2025. Finalmente, la generación a partir de carbón contribuirá con el 7.95 %.

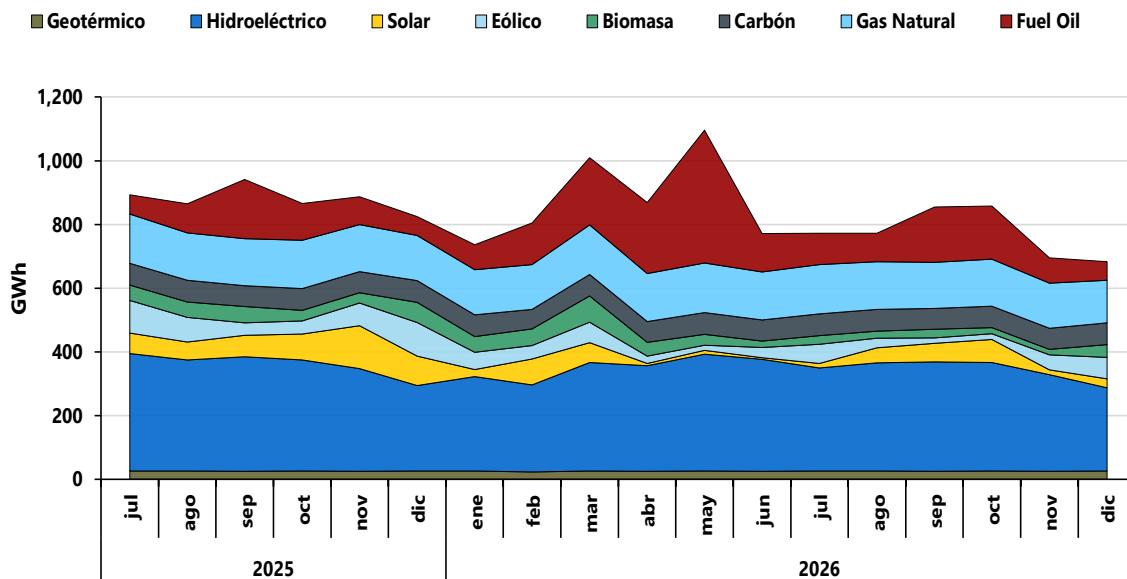
En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho mensual de energía por recurso para el sistema de Honduras.

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

Año	Mes	Geotérmico	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Carbón	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2025	jul	25.6	369.4	63.3	103.3	47.8	68.2	155.2	59.4	892.3
2025	ago	25.6	349.1	56.4	76.8	48.8	68.2	149.0	90.8	864.6
2025	sep	24.8	359.8	66.9	39.7	50.6	66.0	147.2	185.8	940.7
2025	oct	25.6	349.3	80.9	41.7	33.5	68.2	151.2	115.4	865.7
2025	nov	24.8	322.9	135.1	70.5	32.4	66.0	148.4	87.2	887.4
2025	dic	25.6	268.3	92.7	105.1	63.6	68.2	141.7	58.8	824.0
2025	Total	151.9	2,018.7	495.3	437.2	276.7	404.8	892.8	597.4	5,274.8
2026	ene	25.6	296.3	22.6	54.6	49.5	68.2	140.6	79.6	736.9
2026	feb	23.1	273.5	81.6	41.8	52.0	61.6	140.6	131.0	805.2
2026	mar	25.6	340.7	63.0	63.5	82.2	68.2	155.9	209.8	1,008.9
2026	abr	24.8	332.7	6.5	23.0	42.6	66.0	150.9	222.7	869.2
2026	may	25.6	367.2	11.5	16.5	34.2	68.2	155.9	417.1	1,096.2
2026	jun	24.8	351.2	6.1	31.8	20.3	66.0	150.8	120.4	771.4
2026	Jul	25.6	324.6	13.1	60.2	27.2	68.2	155.5	98.6	773.0
2026	ago	25.6	340.6	47.2	29.5	22.3	68.2	149.7	89.3	772.4
2026	sep	24.8	343.5	58.7	17.3	26.7	66.0	144.8	173.3	855.1
2026	oct	25.6	340.8	72.1	18.9	18.6	68.2	147.2	165.8	857.2
2026	nov	24.8	303.3	16.0	46.3	17.9	66.0	141.1	80.4	695.8
2026	dic	25.6	261.4	29.0	66.8	40.1	68.2	133.6	58.3	683.0
2026	Total	301.4	3,875.7	427.3	470.2	433.7	803.0	1,766.5	1,846.3	9,924.2

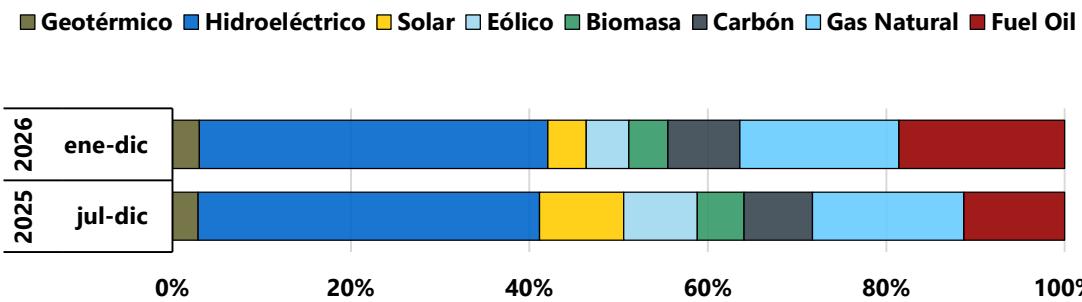
En la **Figura 21** se ilustra el comportamiento del despacho cronológico de energía estimado en Honduras por tipo de recurso para el periodo de julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 21. Despacho de energía estimado para el sistema de 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 el sistema de Honduras para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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



Como se puede observar, la matriz de generación eléctrica de Honduras presenta una alta participación de fuentes renovables, lideradas por la hidroelectricidad, que supera el 40% en todo el periodo. El gas natural y los derivados del petróleo siguen representando una proporción significativa, superando juntos el 30% de la matriz, lo que evidencia dependencia de fuentes fósiles.



4.3.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, Honduras presentó un patrón casi exclusivamente importador en el MER. Se estiman exportaciones netas solo en mayo de 2026 (**28.3 GWh**), mientras que las importaciones netas fueron constantes en todos los demás meses, acumulando **1,046.6 GWh** en el segundo semestre de 2025 y aumentando a **1,719.4 GWh** en 2026.

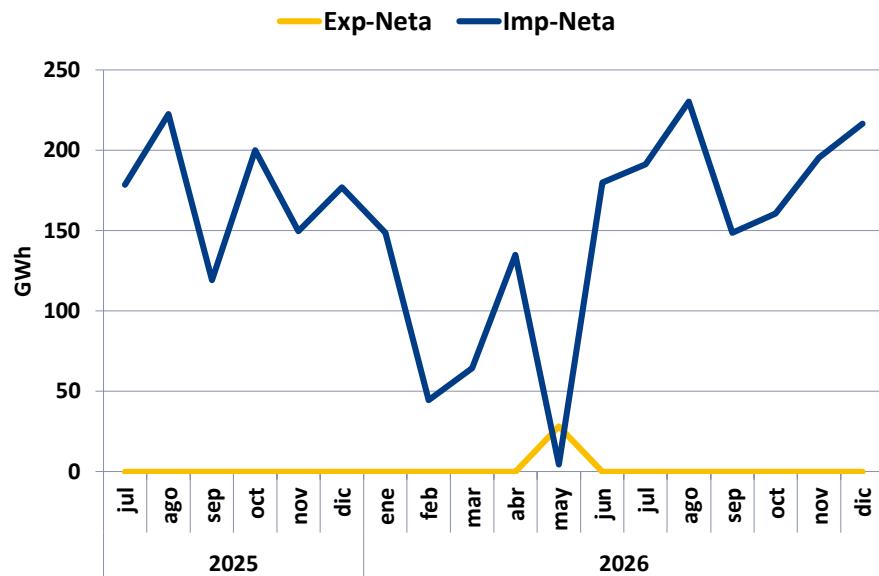
El máximo mensual de importaciones se estima para agosto de 2026 (**230.3 GWh**), mientras que el mínimo para febrero de 2026 (**44.5 GWh**).

Las importaciones y exportaciones netas estimadas para el sistema hondureño en el MER se presentan con detalle mensual en la **Tabla 24**.

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

Año	Mes	Exportación Neta	Importación Neta
2025	jul	0.0	178.5
2025	ago	0.0	222.6
2025	sep	0.0	119.2
2025	oct	0.0	199.9
2025	nov	0.0	149.6
2025	dic	0.0	176.8
2025	Total	0.0	1,046.6
2026	ene	0.0	148.7
2026	feb	0.0	44.5
2026	mar	0.0	64.3
2026	abr	0.0	134.8
2026	may	28.3	4.5
2026	jun	0.0	179.9
2026	Jul	0.0	191.3
2026	ago	0.0	230.3
2026	sep	0.0	148.6
2026	oct	0.0	160.7
2026	nov	0.0	195.5
2026	dic	0.0	216.4
2026	Total	28.3	1,719.4

En la **Figura 23** se presenta la evolución cronológica de las importaciones y exportaciones del sistema eléctrico de Honduras en el MER. Se observa que el país actúa principalmente como importador neto, registrando volúmenes significativos de importación y exportaciones prácticamente nulas a lo largo de todo el período.

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


Los intercambios de energía de Honduras en el MER provienen de los flujos a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de Guatemala, El Salvador y Nicaragua. En el caso de los flujos correspondientes a las importaciones, que son los más significativos en este caso, ocurren en una proporción entre 11.4% y 18.0% a través de las interconexiones con Nicaragua, entre 48.6% y 52.6% por medio de las interconexiones con El Salvador, y entre 33.3% y 36.0% restante por medio de la interconexión con Guatemala.

A continuación, en la **Tabla 25**, se presenta el detalle mensual de los intercambios de Honduras con los sistemas de Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

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

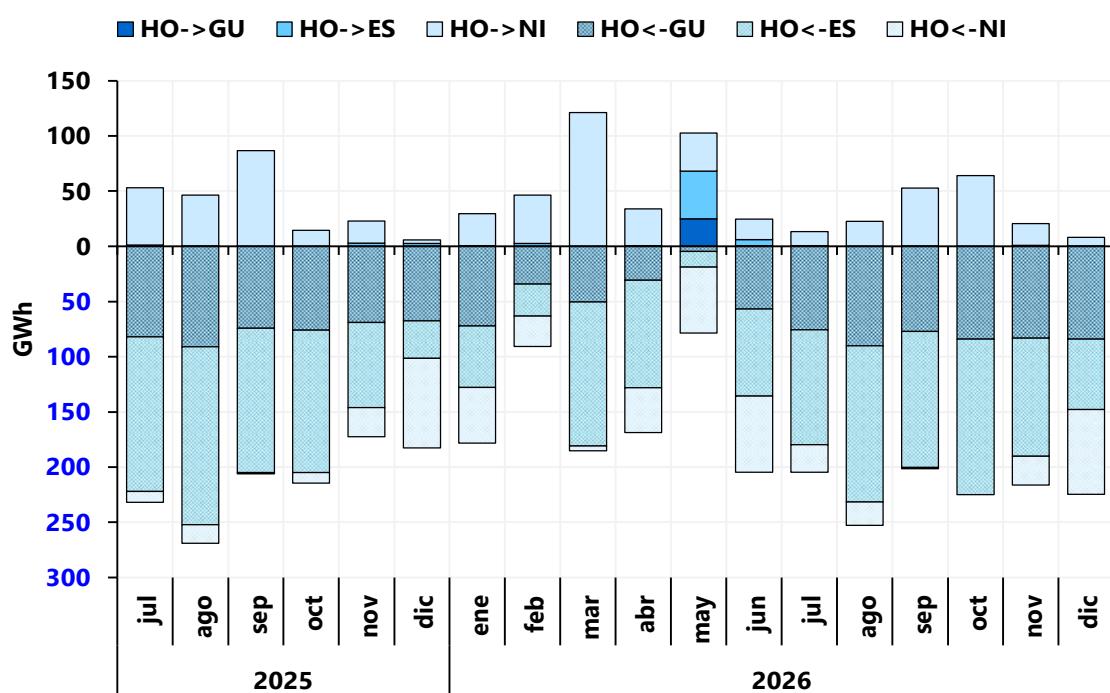
Año	Mes	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Nicaragua	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Nicaragua
2025	jul	0.4	0.9	52.1	82.1	139.7	10.1
2025	ago	0.1	0.2	46.1	91.1	160.9	17.0
2025	sep	0.1	0.1	86.7	74.2	130.7	1.3
2025	oct	0.1	0.1	14.5	76.1	128.8	9.6
2025	nov	0.1	2.9	19.9	68.9	77.2	26.4
2025	dic	0.0	2.8	3.1	67.4	34.0	81.2
2025	Total	0.8	6.9	222.3	459.8	671.3	145.5

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

Año	Mes	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Nicaragua	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Nicaragua
2026	ene	0.0	0.7	29.1	72.1	55.6	50.7
2026	feb	0.2	2.6	43.5	34.3	28.7	27.7
2026	mar	0.1	0.0	121.0	50.5	130.4	4.4
2026	abr	0.6	0.0	33.5	30.8	97.4	40.7
2026	may	25.0	43.4	34.3	4.7	14.2	59.9
2026	jun	0.6	5.6	18.4	56.7	78.9	69.0
2026	jul	0.2	0.4	12.8	75.8	103.8	25.1
2026	ago	0.0	0.1	22.4	90.1	141.5	21.3
2026	sep	0.0	0.3	52.5	77.1	123.1	1.2
2026	oct	0.0	0.0	64.1	84.0	140.8	0.0
2026	nov	0.1	0.7	19.9	83.3	106.8	26.2
2026	dic	0.0	0.3	7.6	84.0	64.0	76.5
2026	Total	26.8	53.9	459.1	743.2	1,085.1	402.6

En términos comparativos, la **Figura 24** ilustra el comportamiento de las exportaciones e importaciones estimadas de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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



Como puede observarse, es claro que las importaciones provienen principalmente desde El Salvador (48.6–52.6% del total) y Guatemala (33.3–36.0%), con menor participación de Nicaragua (11.4–18.0%). En 2026, las importaciones estimadas son significativamente mayores respecto a 2025, especialmente desde El Salvador (+61.6%) y Guatemala (+61.6%).

Las exportaciones en cambio son reducidas y concentradas hacia Nicaragua, con un aumento puntual hacia El Salvador y Guatemala en mayo de 2026.

4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo

El costo marginal promedio ponderado mensual para el sistema de Honduras se estima en **84.27 USD/MWh** para el período de julio a diciembre 2025, mientras que en 2026 aumentó a **90.21 USD/MWh**. Se observa una tendencia creciente en los precios durante el primer semestre de 2026, seguida de una estabilización en la segunda mitad del año.

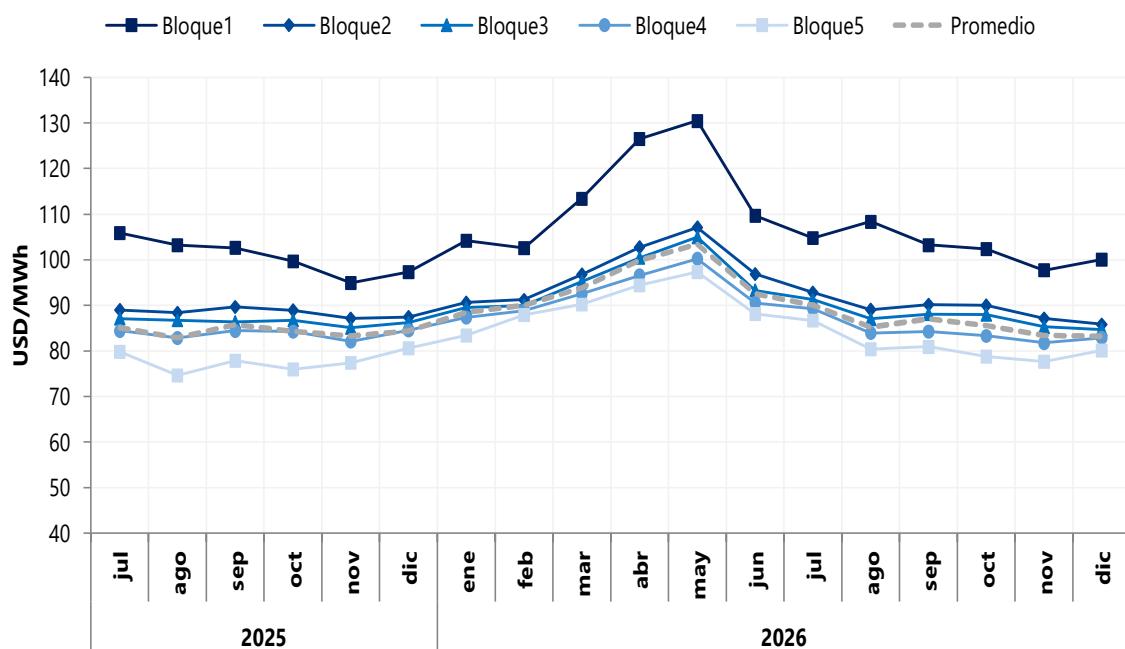
En la **Tabla 26** se presenta el costo marginal promedio mensual por bloque estimado en el sistema de Honduras para el horizonte este planeamiento.

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

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	jul	105.88	89	87.1	84.4	79.82	85.06
2025	ago	103.19	88.39	86.73	82.86	74.61	82.87
2025	sep	102.63	89.63	86.35	84.4	77.85	85.72
2025	oct	99.68	88.92	86.72	84.25	75.97	84.31
2025	nov	94.94	87.15	85.1	82.08	77.37	83.27
2025	dic	97.31	87.44	86.17	84.5	80.6	84.36
2025	Promedio	100.6	88.42	86.36	83.75	77.7	84.27
2026	ene	104.18	90.66	89.49	87.34	83.41	88.43
2026	feb	102.59	91.24	89.97	88.79	87.93	90.04
2026	mar	113.44	96.77	95.19	92.53	90.19	93.85
2026	abr	126.52	102.76	100.41	96.6	94.42	99.88
2026	may	130.48	107.09	104.96	100.22	97.3	103.37
2026	jun	109.65	96.89	93.26	90.55	88.13	92.54
2026	Jul	104.75	92.83	91.24	89.24	86.66	90.01
2026	ago	108.36	89.04	87.01	83.92	80.38	85.24
2026	sep	103.22	90.16	88.08	84.24	80.9	87.03
2026	oct	102.35	90	87.99	83.32	78.78	85.55
2026	nov	97.69	87.15	85.27	81.76	77.67	83.38
2026	dic	100.07	85.83	84.72	82.89	80.09	83.22
2026	Promedio	108.61	93.37	91.47	88.45	85.49	90.21

La **Figura 25**, que se presenta a continuación, ilustra la evolución estimada de los costos marginales mensuales por bloque en el sistema eléctrico de Honduras, correspondiente al período de julio de 2025 a diciembre de 2026.

Figura 25. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Honduras.



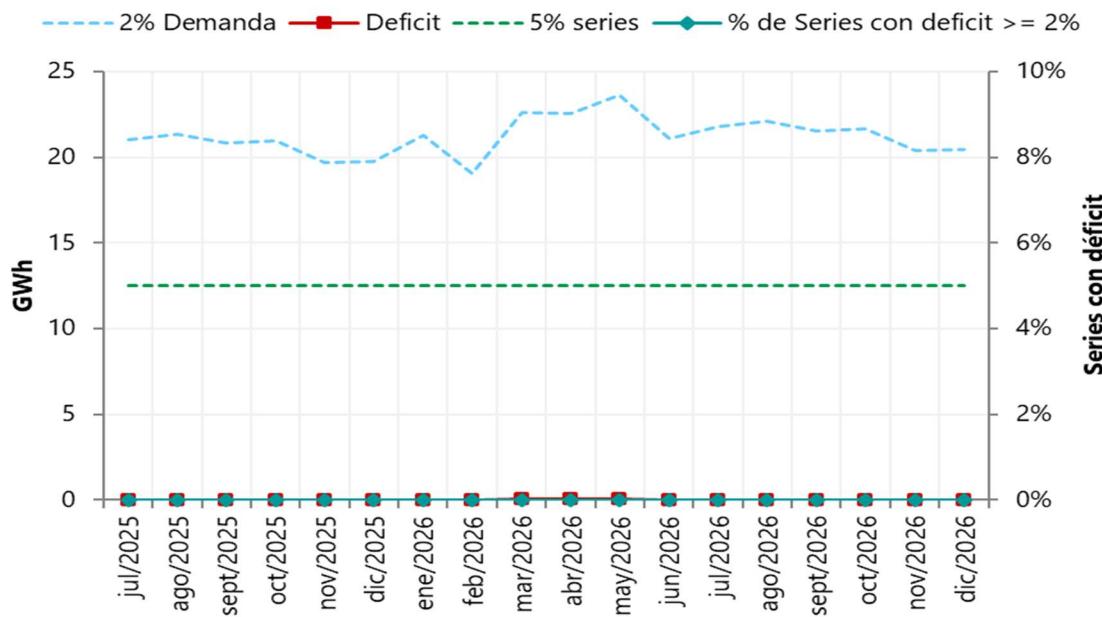
En la figura resalta la curva de costo marginal del bloque 1, con valores altos (de 130 US\$/MWh) entre los meses de abril 2026, comportamiento que está ligado a restricciones en la red de distribución, como se verá más adelante.

4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética

En el sistema hondureño se estima déficit de demanda en 4 de las 18 etapas que abarca este Planeamiento, con valores entre 0.0041 a 0.0541 GWh, sin embargo, estos valores el déficit son mucho menores al 2 % de la demanda del sistema, por lo cual se considera que este no representa riesgo para suministrar la demanda de energía eléctrica en el período.

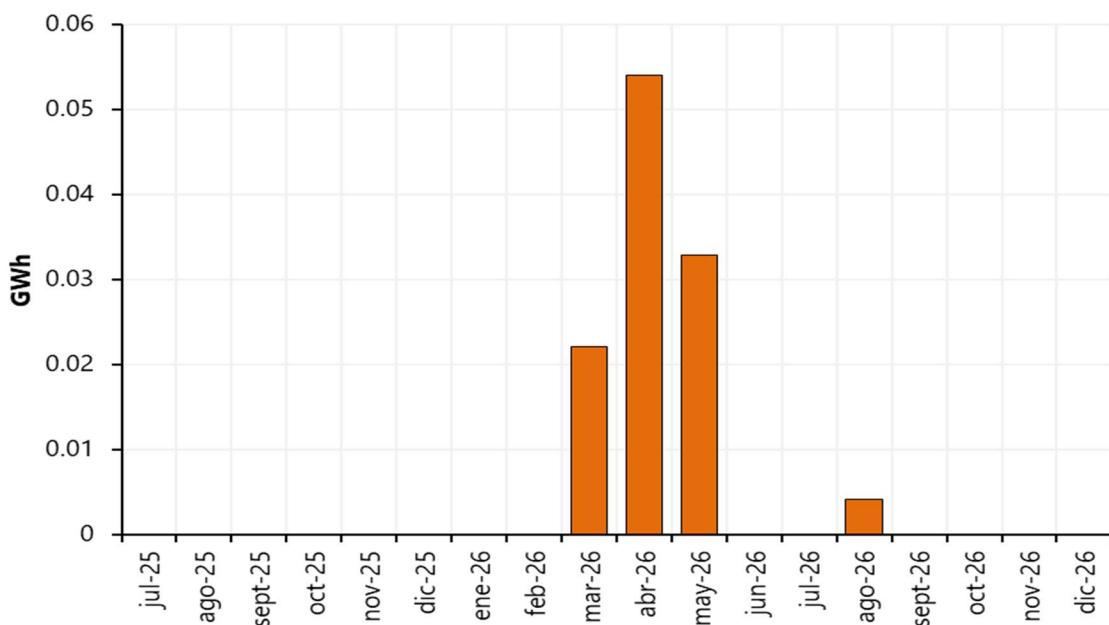
En la **Figura 26** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Honduras para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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



El déficit en el sistema hondureño se relaciona con restricciones en la red de distribución, en este Planeamiento específicamente en la barra Masca 34.5 kV, durante los meses de marzo, abril, mayo y agosto de 2026, tal como se ilustra en la **Figura 27**.

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



4.4. Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua

4.4.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema nicaragüense será de **1,624.5 GWh** en el período de julio a diciembre de 2025 y de **3,655.6 GWh** para el período de enero a diciembre 2026. Se prevé que los recursos renovables suministren el 85.34 % de la energía generada. Dentro de esta participación, la geotermia aportará el 20.57 %, seguida por la biomasa con un 23.0 %, la energía eólica con 12.98 %, la hidroeléctrica con 19.15 % y la solar con 9.63 %.

Por otro lado, la generación termoeléctrica representará el 14.66 % del total, impulsada principalmente por el gas natural, que contribuirá con un 13.14 % tras su incorporación en marzo de 2025. En contraste, los derivados del petróleo tendrán una participación mínima del 1.52 %.

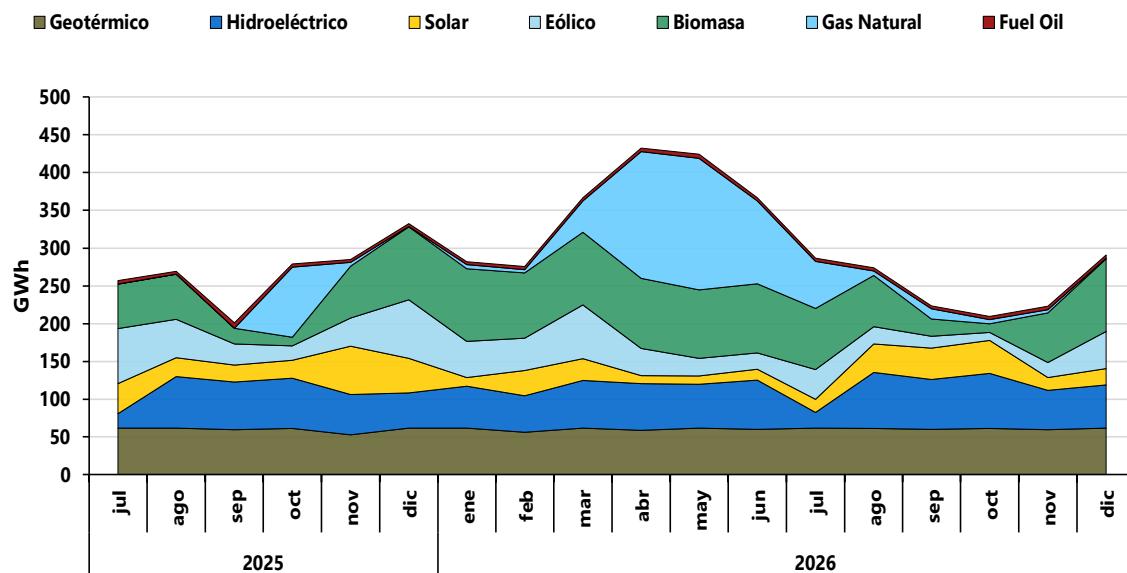
En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho mensual de energía por recurso para el sistema de Nicaragua.

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

Año	Mes	Geotérmico	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2025	jul	62.0	19.0	39.6	72.6	59.4	0.0	4.4	257.0
2025	ago	62.0	68.0	25.0	51.0	59.2	0.0	4.4	269.5
2025	sep	59.5	63.4	22.1	28.4	20.5	0.0	7.2	201.1
2025	oct	61.2	66.7	23.7	19.1	11.2	93.0	4.4	279.2
2025	nov	52.7	53.5	64.2	37.0	68.9	4.6	4.2	285.1
2025	dic	62.0	46.4	45.4	78.1	96.3	0.2	4.4	332.7
2025	Total	359.4	317.0	219.9	286.2	315.5	97.7	28.8	1,624.5
2026	ene	62.0	55.5	11.1	48.1	95.9	5.4	4.4	282.3
2026	feb	56.0	48.5	33.3	42.7	86.6	4.6	3.9	275.6
2026	mar	62.0	62.6	28.9	71.3	95.9	41.9	4.4	366.9
2026	abr	58.6	62.1	10.8	35.6	92.8	168.0	4.2	432.1
2026	may	62.0	58.0	10.7	23.2	90.9	174.4	4.8	424.0
2026	jun	60.0	65.5	14.0	21.8	91.7	109.6	4.2	366.8
2026	Jul	62.0	20.4	17.6	39.4	80.6	62.4	4.4	286.8
2026	ago	61.6	73.7	38.1	22.4	68.1	5.9	4.4	274.2
2026	sep	60.0	66.2	41.8	15.6	22.7	13.3	4.2	223.7
2026	oct	61.2	72.9	43.9	10.5	11.4	5.4	4.4	209.6
2026	nov	59.5	52.0	17.0	19.7	66.0	4.4	4.2	222.8
2026	dic	62.0	56.9	21.6	49.0	96.2	0.9	4.4	291.0
2026	Total	726.8	694.3	288.7	399.2	898.9	596.2	51.6	3,655.6

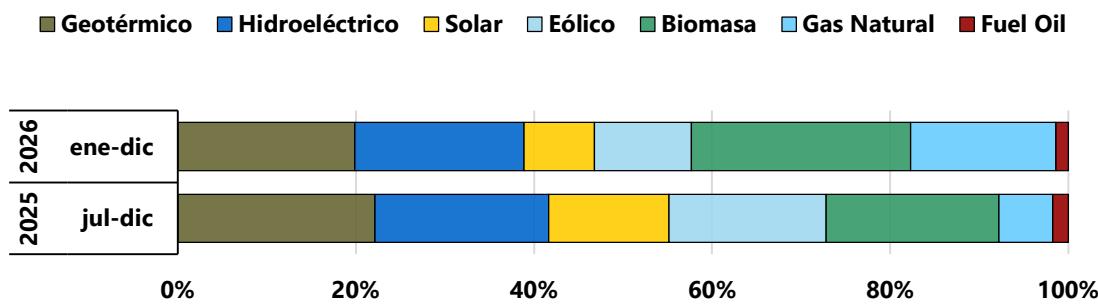
En la **Figura 28** se ilustra el comportamiento estimado del despacho cronológico de energía del sistema de Nicaragua por tipo recurso para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 28. Despacho de energía estimado para el sistema de 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 2025 a diciembre 2026.

Figura 29. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso.



La matriz de generación eléctrica de Nicaragua presenta una alta participación de fuentes renovables, destacando la generación geotérmica, hidroeléctrica y de biomasa como principales componentes. Las tecnologías solar y eólica, aunque con menor participación, contribuyen de forma relevante.



4.4.2. Intercambios en el MER

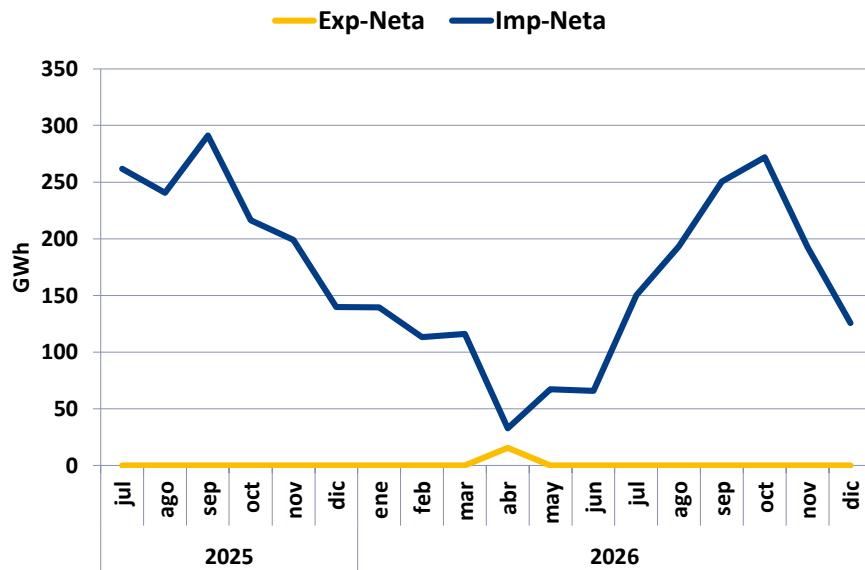
Los intercambios estimados en el MER muestran a Nicaragua como un importador neto de energía, con importaciones estimadas en **1,348.3 GWh** entre julio y diciembre de 2025 y **1,718.3 GWh** en el período de enero a diciembre 2026. En contraste, las exportaciones estimadas son mínimas, alcanzando **0.0 GWh** en 2025 y **15.6 GWh** en 2026.

La **Tabla 28** muestra las importaciones y exportaciones netas mensuales estimadas de Nicaragua en el MER para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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

Año	Mes	Exportación Neta	Importación Neta
2025	jul	0.0	261.7
2025	ago	0.0	240.6
2025	sep	0.0	290.9
2025	oct	0.0	216.3
2025	nov	0.0	198.9
2025	dic	0.0	139.9
2025	Total	0.0	1,348.3
2026	ene	0.0	139.5
2026	feb	0.0	113.1
2026	mar	0.0	116.1
2026	abr	15.6	32.8
2026	may	0.0	67.3
2026	jun	0.0	65.9
2026	Jul	0.0	150.2
2026	ago	0.0	193.4
2026	sep	0.0	250.3
2026	oct	0.0	271.8
2026	nov	0.0	192.5
2026	dic	0.0	125.5
2026	Total	15.6	1,718.3

A continuación, la **Figura 30** ilustra la evolución cronológica estimada de los intercambios de energía de Nicaragua en el MER, en la que se evidencia su perfil netamente importador, con los mayores picos en los meses de septiembre y octubre de ambos años. Se observa también que las exportaciones son prácticamente nulas, con una única excepción en abril de 2026.

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


Las transacciones de Nicaragua en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Honduras y Costa Rica. A continuación, la **Tabla 29** presenta el detalle mensual de los intercambios energéticos estimados para este planeamiento.

Tabla 29. Intercambio de energía estimado de Nicaragua con Honduras y Costa Rica (GWh).

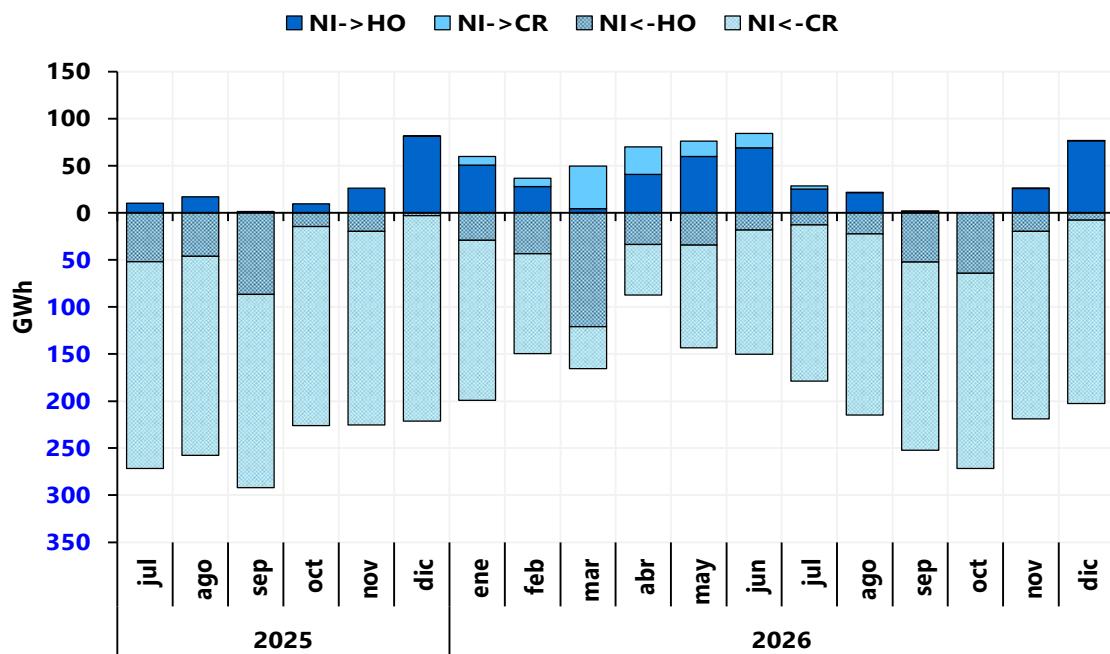
Año	Mes	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica
2025	jul	10.1	0.0	52.1	219.6
2025	ago	17.0	0.0	46.1	211.5
2025	sep	1.3	0.0	86.7	205.5
2025	oct	9.6	0.0	14.5	211.5
2025	nov	26.4	0.0	19.9	205.4
2025	dic	81.2	0.2	3.1	218.2
2025	Total	145.5	0.2	222.3	1,271.6

Continuación **Tabla 29.** Intercambio de energía estimado de Nicaragua con Honduras y Costa Rica (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica
2026	ene	50.7	9.0	29.1	170.1
2026	feb	27.7	8.8	43.5	106.2
2026	mar	4.4	45.1	121.0	44.6
2026	abr	40.7	29.5	33.5	53.9
2026	may	59.9	16.4	34.3	109.3
2026	jun	69.0	15.5	18.4	131.8
2026	jul	25.1	3.7	12.8	166.3
2026	ago	21.3	0.0	22.4	192.3
2026	sep	1.2	0.8	52.5	199.9
2026	oct	0.0	0.0	64.1	207.7
2026	nov	26.2	0.2	19.9	198.9
2026	dic	76.5	0.5	7.6	194.7
2026	Total	402.6	129.4	459.1	1,775.7

A continuación, la **Figura 31** representa gráficamente la evolución cronológica estimada 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.



Según las estimaciones, entre el 79.5% y 85.1% de las importaciones de Nicaragua provienen por medio de sus interconexiones con Costa Rica, concentrándose principalmente durante la temporada lluviosa. Por otro lado, entre el 75.7% y 99 % de las exportaciones se realizan a través de las interconexiones con Honduras, alcanzando su mayor volumen en la época seca.

4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado mensual para el sistema de Nicaragua se estima que tomarán valores de **84.47 USD/MWh** en el período de julio a diciembre 2025 y **89.18 USD/MWh** en el período de enero a diciembre 2026.

El valor máximo mensual en 2026 se registró en mayo con **101.47 USD/MWh**, y el mínimo en diciembre con **79.07 USD/MWh**, evidenciando una marcada estacionalidad.

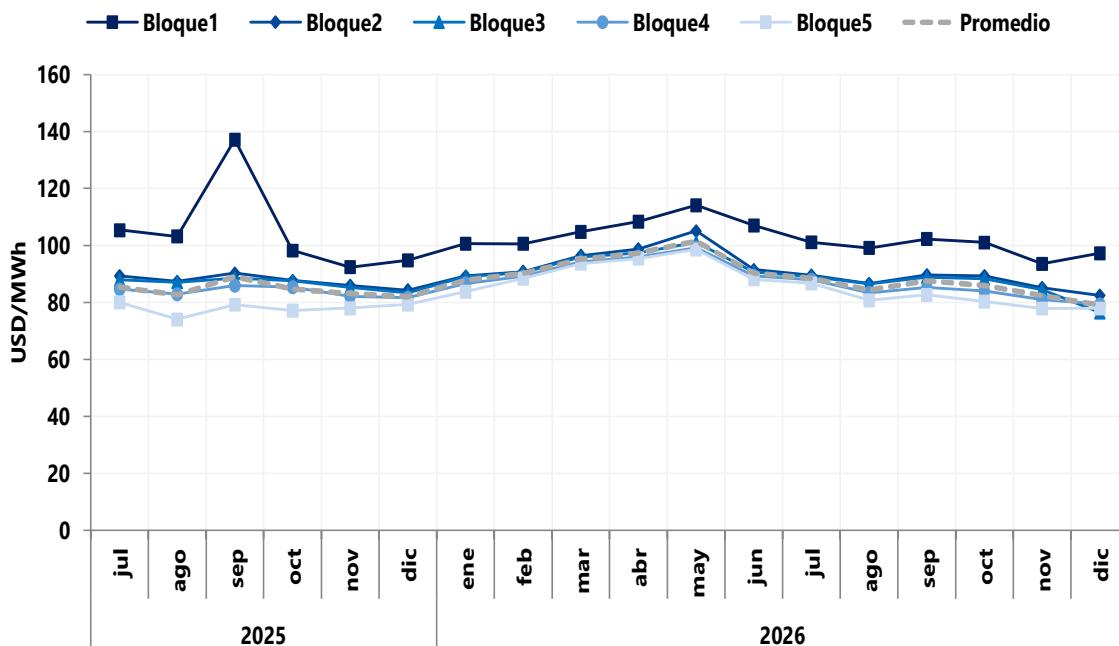
En la **Tabla 30** se presenta el costo marginal mensual por bloque estimado del sistema de Nicaragua para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	jul	105.45	89.32	87.96	84.67	80.06	85.46
2025	ago	103.18	87.36	87.12	82.88	74.08	82.6
2025	sep	137.14	90.28	88.51	85.93	79.2	89.03
2025	oct	98.27	87.69	87.58	85.41	77.17	84.68
2025	nov	92.41	85.94	85.22	82.12	78.04	83.09
2025	dic	94.84	84.29	83.3	81.65	79.28	81.95
2025	Promedio	105.21	87.48	86.62	83.78	77.97	84.47
2026	ene	100.68	89.26	89.05	86.68	83.8	87.8
2026	feb	100.61	90.86	90.4	89.11	88.38	90.16
2026	mar	104.81	96.44	95.9	94.21	93.67	95.18
2026	abr	108.38	98.74	97.35	95.93	95.39	97.4
2026	may	114.17	105.1	101.12	99.27	98.64	101.47
2026	jun	107.03	91.52	90.69	89.33	88.14	90.3
2026	Jul	101.14	89.54	89.09	87.93	86.77	88.44
2026	ago	99.13	86.58	86.42	83.37	80.8	84.37
2026	sep	102.27	89.63	88.87	85.27	82.68	87.64
2026	oct	101.09	89.27	88.36	84.04	80.33	85.95
2026	nov	93.6	85.16	84.48	80.94	77.86	82.44
2026	dic	97.26	82.51	76.47	79.38	77.92	79.07
2026	Promedio	102.51	91.22	89.85	87.95	86.2	89.18

A continuación, en la **Figura 32** se ilustra la evolución de los costos marginales estimados por bloque del sistema de Nicaragua para el período entre julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 32. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Nicaragua.

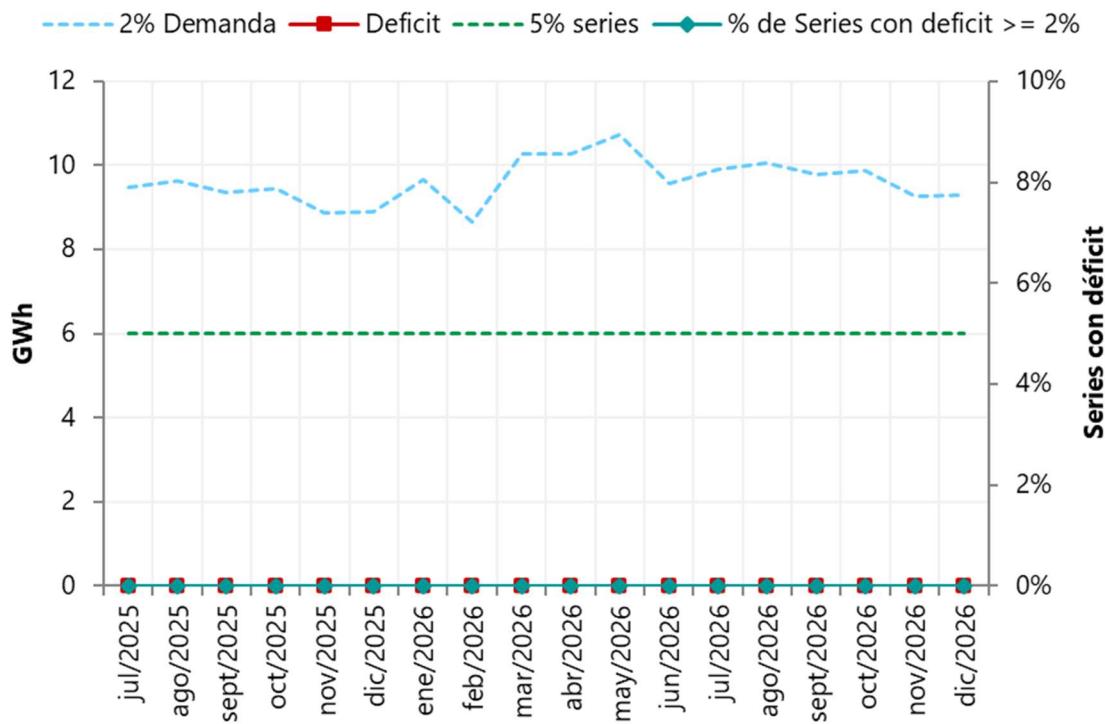


Como se puede observar, los valores del Bloque 1 son consistentemente superiores a los de los otros cuatro bloques, ya que este representa los períodos de máxima demanda atendidos con los recursos más caros. No obstante, también presenta fluctuaciones mensuales significativas. En 2025, los precios se mantienen en torno a 110 US\$/MWh entre julio y agosto, alcanzan un pico de 137 US\$/MWh en septiembre y se reducen a cerca de 90 US\$/MWh en noviembre y diciembre. Por otra parte, en 2026 los precios inician altos, situándose cerca de 100 US\$/MWh entre enero y marzo, aumentan a alrededor de 114 US\$/MWh entre abril y junio.

Los costos marginales en los demás bloques muestran valores relativamente estables, con precios bajos al inicio y al final del año y mayores durante los meses intermedios.

4.4.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Nicaragua no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit, como puede observarse en la **Figura 33**, en la que se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Nicaragua para el periodo de julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 33. Confiability 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 será de **7,977.4 GWh** en el período de julio a diciembre de 2025 y de **14,015.4 GWh** en el período de enero a diciembre 2026. Costa Rica genera casi la totalidad de su energía a partir de recursos renovables, con el recurso hídrico como principal fuente, representando el 80.8 % del total. La generación geotérmica aporta un 11.37 %, seguida por la eólica con un 7.37 % y la solar fotovoltaica con un 0.2 %.

Por su parte, la generación termoeléctrica, proveniente de derivados del petróleo, tiene una participación mínima del 0.04 % en todo el período.

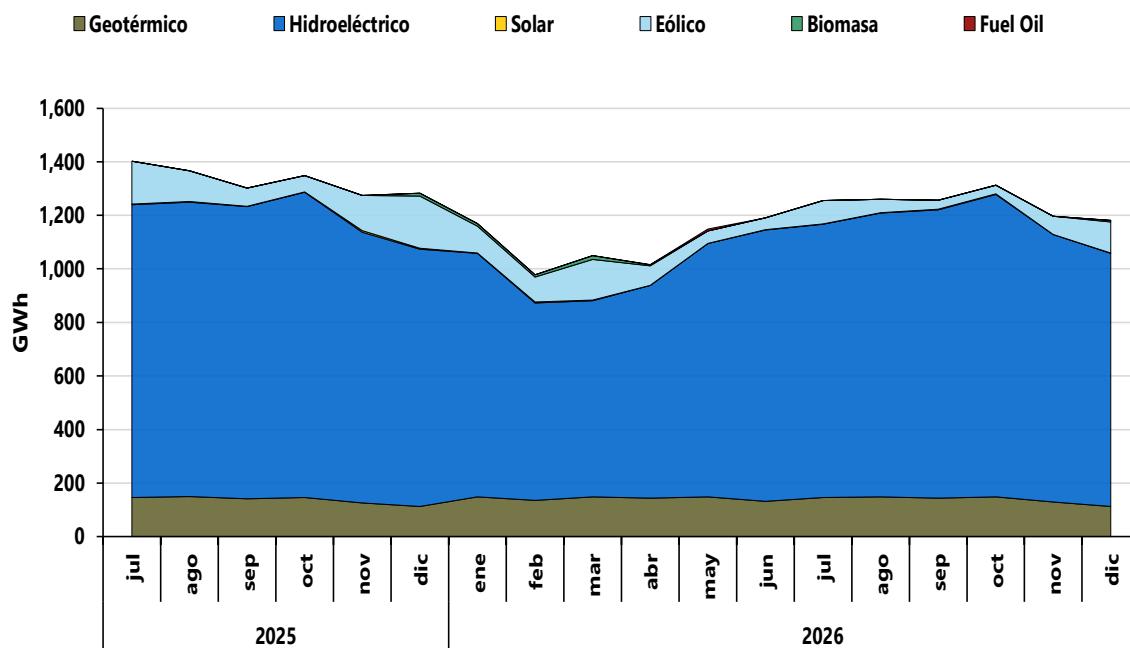
En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho mensual de energía por recurso para el sistema de Costa Rica.

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

Año	Mes	Geotérmico	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Fuel Oil	Total
2025	jul	146.0	1,093.7	2.4	160.6	0.0	0.0	1,402.6
2025	ago	148.8	1,101.2	2.2	114.2	0.0	0.0	1,366.5
2025	sep	140.8	1,090.8	2.6	67.7	0.0	0.0	1,301.9
2025	oct	145.5	1,139.8	3.0	61.0	0.0	0.0	1,349.3
2025	nov	124.8	1,013.0	5.8	130.7	0.2	0.0	1,274.4
2025	dic	112.1	960.8	4.2	194.6	11.1	0.0	1,282.7
2025	Total	817.9	6,399.2	20.1	728.9	11.4	0.0	7,977.4
2026	ene	148.2	909.8	1.0	100.4	9.3	0.0	1,168.7
2026	feb	134.4	738.6	3.8	92.4	9.2	0.0	978.5
2026	mar	148.8	732.5	2.8	151.6	14.1	0.0	1,049.8
2026	abr	144.0	794.8	0.3	71.5	3.9	1.4	1,015.8
2026	may	148.8	946.5	0.4	45.7	0.3	7.3	1,148.9
2026	jun	130.4	1,015.6	0.2	44.5	0.0	0.6	1,191.3
2026	Jul	145.9	1,021.1	0.4	87.4	0.0	0.0	1,254.8
2026	ago	148.8	1,059.4	1.9	49.5	0.0	0.0	1,259.6
2026	sep	144.0	1,076.5	2.3	34.1	0.0	0.0	1,256.9
2026	oct	148.8	1,128.8	2.7	31.9	0.0	0.0	1,312.3
2026	nov	128.0	1,000.6	0.6	68.0	0.1	0.0	1,197.3
2026	dic	112.1	945.8	1.3	115.7	6.8	0.0	1,181.7
2026	Total	1,682.2	11,370.1	17.6	892.7	43.6	9.2	14,015.4

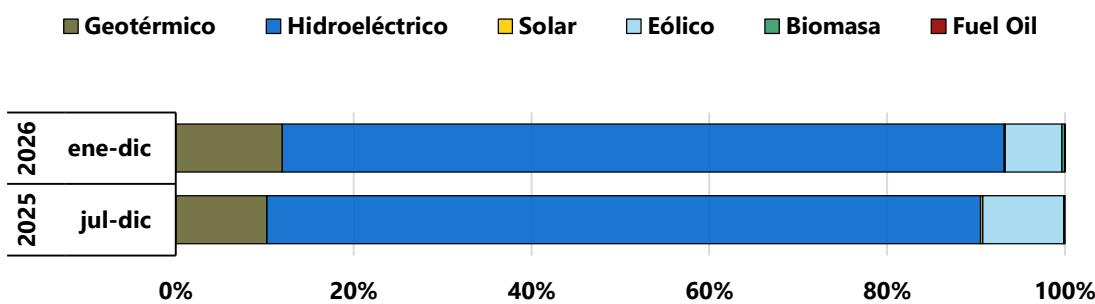
En la **Figura 34** se ilustra el comportamiento cronológico del despacho de energía estimado por tipo de recurso en el sistema de Costa Rica para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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



Por otra parte, en la **Figura 35** se muestra la distribución relativa del despacho de generación estimado de Costa Rica por tipo de recurso para los períodos de julio a diciembre 2025 y enero a diciembre 2026.

Figura 35. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso.



La figura muestra que la matriz de generación eléctrica de Costa Rica está compuesta principalmente por energía hidroeléctrica, seguido de geotermia y generación eólica, aunque con menor peso relativo. Las tecnologías solar y de biomasa tienen una presencia marginal, mientras que el uso de derivados del petróleo es limitado.



4.5.2. Intercambios en el MER

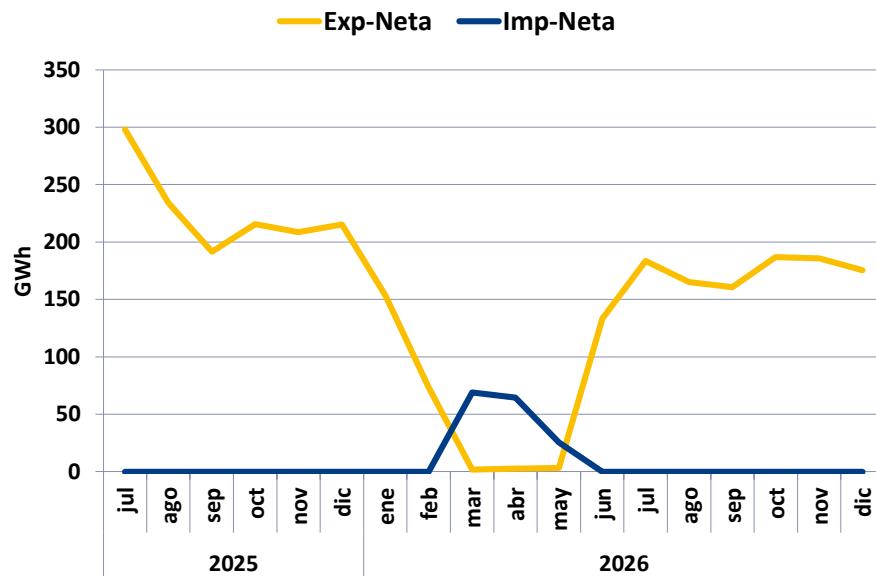
Las estimaciones muestran a Costa Rica como un exportador neto de energía en el MER, debido que sus exportaciones netas son nueve veces superiores a las importaciones a lo largo del período. Se prevé que las exportaciones alcancen **1,362.6 GWh** entre julio y diciembre de 2025 y **1,424.9 GWh** en el período de enero a diciembre 2026. En contraste, las importaciones netas se estiman en **0.0 GWh** en 2025 y **159.0 GWh** en 2026.

La **Tabla 32** muestra el detalle mensual de las exportaciones e importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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

Año	Mes	Exportación Neta	Importación Neta
2025	Jul	298.0	0.0
2025	Ago	233.9	0.0
2025	Sep	191.5	0.0
2025	Oct	215.3	0.0
2025	Nov	208.5	0.0
2025	Dic	215.3	0.0
2025	Total	1,362.6	0.0
2026	Ene	153.4	0.0
2026	Feb	73.4	0.0
2026	Mar	1.8	69.1
2026	Abr	2.8	64.4
2026	May	3.1	25.4
2026	Jun	133.3	0.0
2026	Jul	183.6	0.0
2026	Ago	165.2	0.0
2026	Sep	160.7	0.0
2026	Oct	186.7	0.0
2026	Nov	185.7	0.0
2026	Dic	175.4	0.0
2026	Total	1,424.9	159.0

La **Figura 36** que sigue a continuación, ilustra el comportamiento cronológico de los intercambios de energía de Costa Rica en el MER para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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


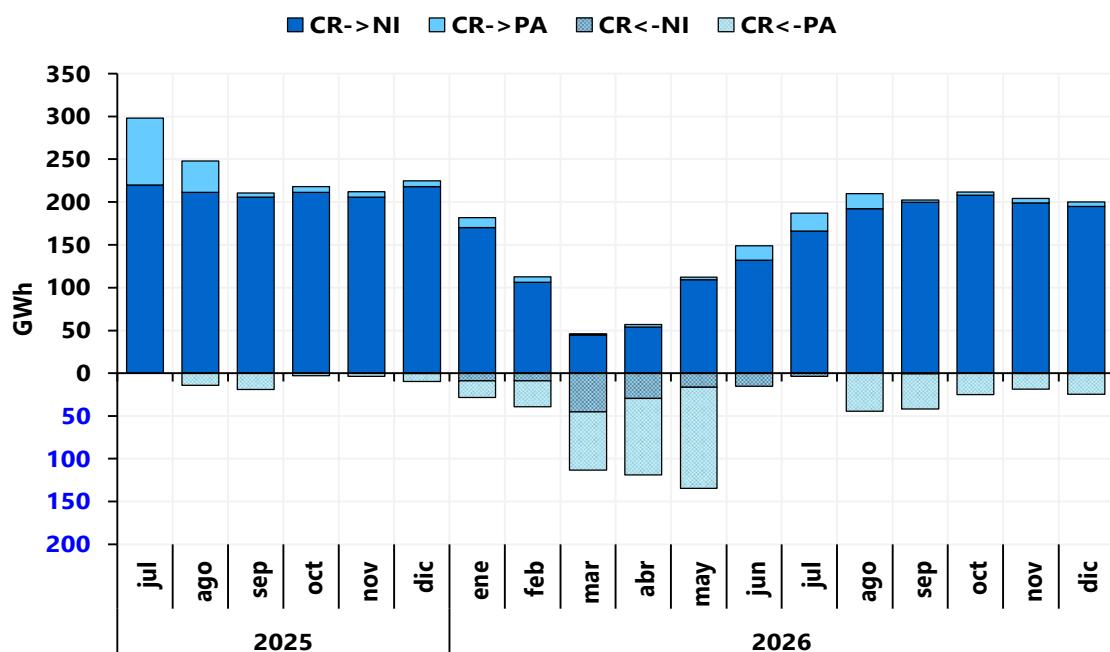
Las transacciones de Costa Rica en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Nicaragua y Panamá. A continuación, se presenta la **Tabla 33**, la cual detalla los intercambios energéticos mensuales entre estos países.

Tabla 33. Exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica con Nicaragua y Panamá (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá
2025	jul	219.6	78.4	0.0	0.0
2025	ago	211.5	36.5	0.0	14.1
2025	sep	205.5	5.2	0.0	19.1
2025	oct	211.5	6.8	0.0	3.0
2025	nov	205.4	6.8	0.0	3.6
2025	dic	218.2	6.7	0.2	9.4
2025	Total	1,271.6	140.3	0.2	49.2
2026	ene	170.1	11.6	9.0	19.3
2026	feb	106.2	6.5	8.8	30.5
2026	mar	44.6	1.2	45.1	68.1
2026	abr	53.9	3.1	29.5	89.2
2026	may	109.3	2.9	16.4	118.1
2026	jun	131.8	17.0	15.5	0.0
2026	jul	166.3	21.0	3.7	0.0
2026	ago	192.3	17.4	0.0	44.4
2026	sep	199.9	2.6	0.8	41.0
2026	oct	207.7	4.1	0.0	25.1
2026	nov	198.9	5.4	0.2	18.4
2026	dic	194.7	5.3	0.5	24.2
2026	Total	1,775.7	98.0	129.4	478.3

Como se observa, entre 90% y 94.8% del volumen estimado de exportaciones de Costa Rica se realiza a través de las interconexiones con Nicaragua, mientras que entre 78.7% y 99% de sus importaciones proviene de las interconexiones con Panamá. Esta tendencia queda reflejada en la **Figura 37**, que ilustra la evolución cronológica de las exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica mediante sus interconexiones con Nicaragua y Panamá durante el período de julio de 2025 a diciembre de 2026.

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



4.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderados para Costa Rica se estiman en **24.72 USD/MWh** durante el período julio-diciembre de 2025, y en **65.68 USD/MWh** para el período enero-diciembre de 2026, lo que evidencia un incremento significativo de un período al otro. El valor máximo mensual en 2026 se registró en abril con 98.21 USD/MWh, mientras que el mínimo se observó en noviembre con 35.51 USD/MWh, reflejando una alta variabilidad estacional en los precios.

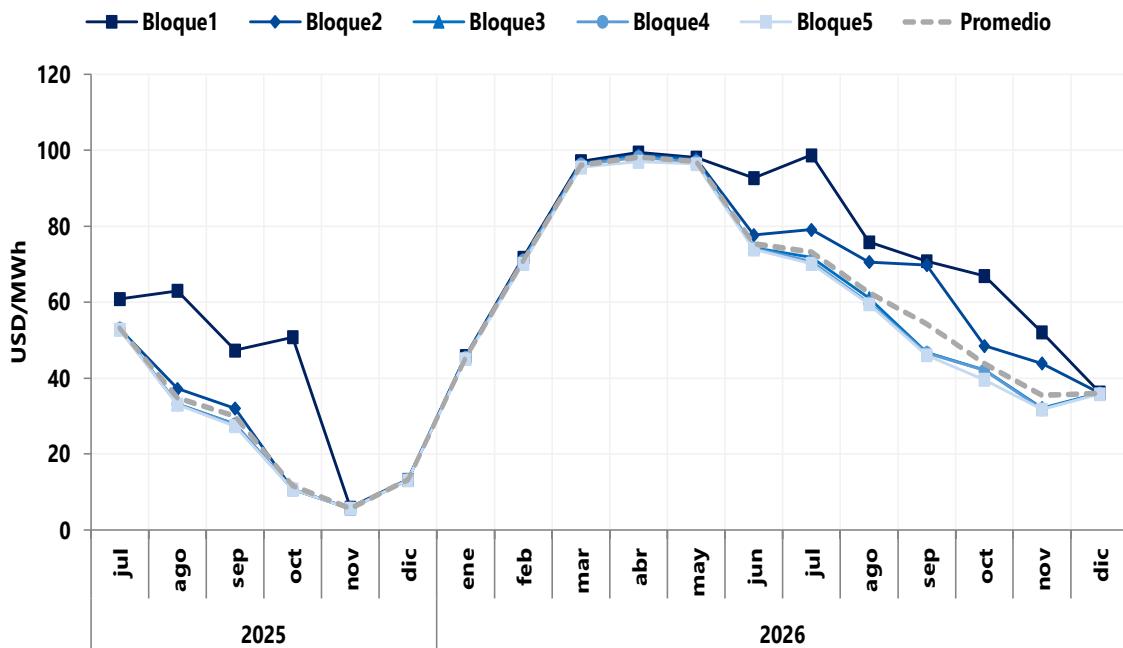
A continuación, en la **Tabla 34** se presenta el detalle mensual por bloque de los costos del sistema de Costa Rica para período de julio 2025 a diciembre 2026.

**Tabla 34.** Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Costa Rica (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	jul	60.82	53.01	53.06	52.99	52.77	53.08
2025	ago	62.99	37.17	33.23	33.18	33.03	34.76
2025	sep	47.29	32	27.86	27.81	27.33	29.99
2025	oct	50.77	10.76	10.75	10.73	10.69	11.65
2025	nov	5.94	5.66	5.65	5.63	5.61	5.65
2025	dic	13.28	13.24	13.21	13.19	13.12	13.18
2025	Promedio	40.19	25.31	23.96	23.92	23.76	24.72
2026	ene	45.78	45.55	45.49	45.35	45.05	45.38
2026	feb	71.7	71.23	71.13	70.93	70.1	70.88
2026	mar	97.11	96.51	96.43	96.19	95.5	96.11
2026	abr	99.44	98.76	98.53	98.14	97	98.21
2026	may	98.08	97.73	97.26	96.88	96.37	97.11
2026	jun	92.68	77.69	74.37	74.18	73.91	75.34
2026	jul	98.69	79.08	71.81	70.7	70.11	73.16
2026	ago	75.8	70.54	61.1	59.75	59.46	62.52
2026	sep	70.78	69.77	46.74	46.62	46.01	54.27
2026	oct	66.87	48.48	42.11	42.01	39.54	43.78
2026	nov	52.03	43.83	32.15	31.85	31.74	35.51
2026	dic	36.24	36.04	36.01	35.92	35.79	35.92
2026	Promedio	75.43	69.6	64.43	64.04	63.38	65.68

En ambos años, el Bloque 1 (correspondiente a la demanda máxima) exhibe los valores más altos, mientras que el Bloque 5 presenta los costos más bajos. Esta diferenciación refleja la mayor utilización de recursos más costosos durante los picos de demanda y una operación con menor costo en los tramos de demanda reducida. La **Figura 38** ilustra la evolución de los costos marginales del sistema costarricense durante el período de julio de 2025 a diciembre de 2026.

Figura 38. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Costa Rica.

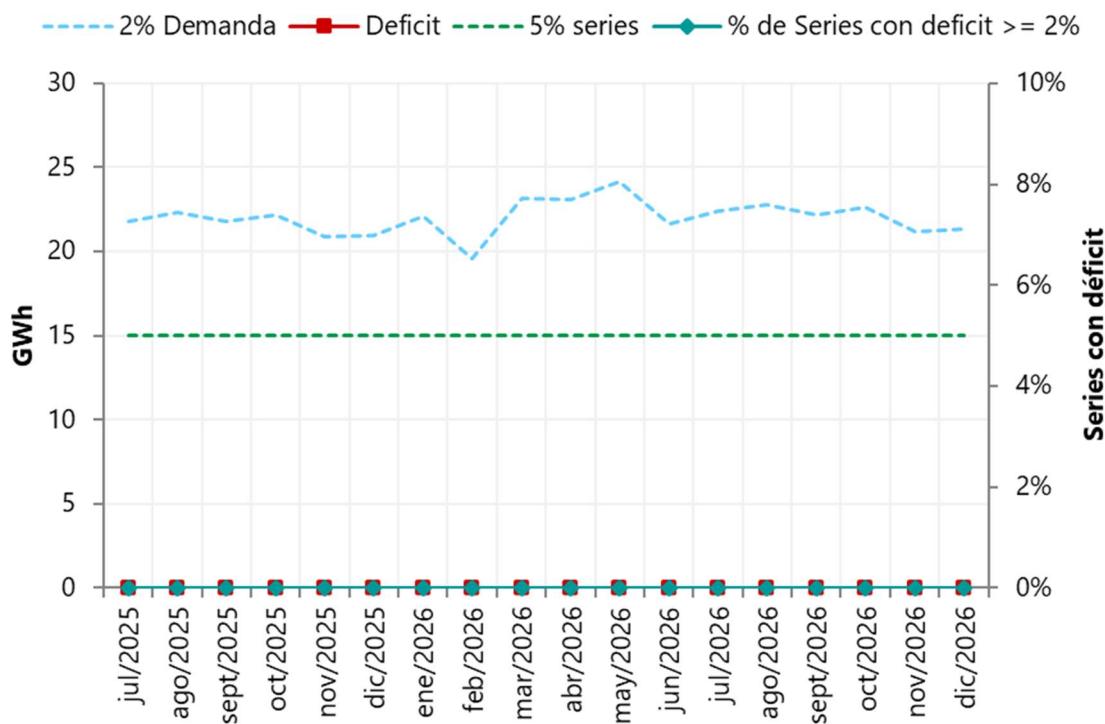


Se observa que el bloque 1 presenta valores más altos que los otros 4 bloques en los meses de julio a octubre, alcanzando los máximos valores en agosto 2025 y julio 2026, de hasta 62.99 US\$ en 2025 y de 98.69 US\$/MWh.

Los valores de todos los bloques muestran una marcada estacionalidad, con costos marginales incrementando progresivamente durante los primeros meses del año, para luego disminuir en la segunda mitad del año, con el promedio más bajo en noviembre, y una leve recuperación en diciembre.

4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Costa Rica no presenta riesgo de déficit, tomando en consideración que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit, como puede observarse en la **Figura 39**, en la que se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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 será de **7,226.0 GWh** en el período de julio a diciembre de 2025 y de **13,580.2 GWh** para el período de enero a diciembre 2026. Se prevé que los recursos renovables suministren el 68.36 % de la energía generada, con la hidroeléctrica como principal fuente, representando el 55.89 %. La generación fotovoltaica aportará un 8.13 %, la eólica un 2.19 % y la biomasa un 2.15 %.

El 31.64 % restante corresponderá a generación termoeléctrica, dominada por el gas natural, que contribuirá con un 29.5 %, mientras que los combustibles fósiles aportarán el 2.1 % restante.

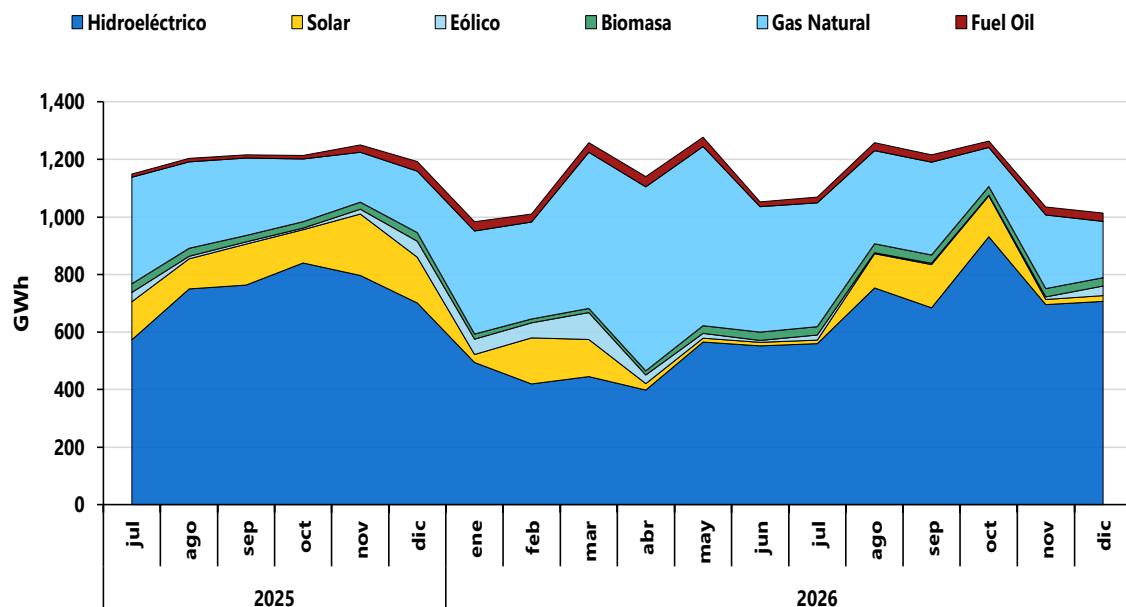
En la **Tabla 35** se muestra el detalle del despacho de energía por recurso para el sistema de Panamá.

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

Año	Mes	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2025	jul	573.3	131.2	33.3	29.3	371.3	10.2	1,148.7
2025	ago	749.9	104.2	9.4	27.7	301.1	11.8	1,204.0
2025	sep	763.7	141.8	8.0	22.9	268.4	11.3	1,216.1
2025	oct	839.9	115.7	5.6	21.8	219.2	12.2	1,214.4
2025	nov	797.0	212.6	17.8	24.5	172.7	25.9	1,250.5
2025	dic	701.1	159.4	55.3	29.2	214.0	33.5	1,192.4
2025	Total	4,425.0	864.8	129.3	155.3	1,546.6	104.9	7,226.0
2026	ene	494.0	28.1	53.3	18.3	357.8	31.8	983.2
2026	feb	420.1	159.7	52.7	13.5	335.6	28.0	1,009.7
2026	mar	444.9	128.8	93.4	15.0	543.0	33.4	1,258.4
2026	abr	397.7	22.9	29.7	14.5	640.4	35.9	1,141.0
2026	may	564.5	14.2	16.6	27.1	622.4	33.2	1,278.0
2026	jun	551.4	12.0	7.9	28.7	436.4	16.6	1,053.0
2026	Jul	560.2	11.4	18.2	29.8	429.7	20.3	1,069.5
2026	ago	752.7	119.5	4.1	29.8	324.8	27.2	1,258.1
2026	sep	685.0	150.3	4.0	28.7	322.7	25.7	1,216.5
2026	oct	931.0	142.1	2.9	29.5	136.9	21.5	1,263.9
2026	nov	696.3	16.7	9.3	28.6	255.4	28.5	1,034.7
2026	dic	706.0	20.4	33.7	28.6	195.2	30.3	1,014.2
2026	Total	7,203.7	826.2	325.7	292.1	4,600.0	332.5	13,580.2

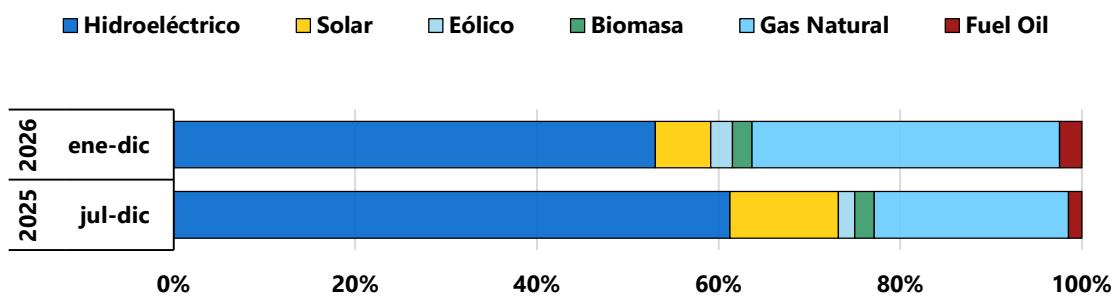
En la **Figura 40** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 40. Despacho de energía estimado para el sistema de 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 julio a diciembre 2025 y enero a diciembre 2026.

Figura 41. Distribución del despacho energético estimado para Panamá por tipo de recurso.



La figura muestra que la matriz de generación eléctrica de Panamá se compone principalmente de fuentes renovables, destacando la energía hidroeléctrica y solar. En menor proporción, también se utilizan fuentes eólica y de biomasa. Por otro lado, las fuentes térmicas representan una parte significativa de la matriz, especialmente el gas natural, mientras que los derivados del petróleo tienen una participación mucho más reducida.



4.6.2. Intercambios en el MER

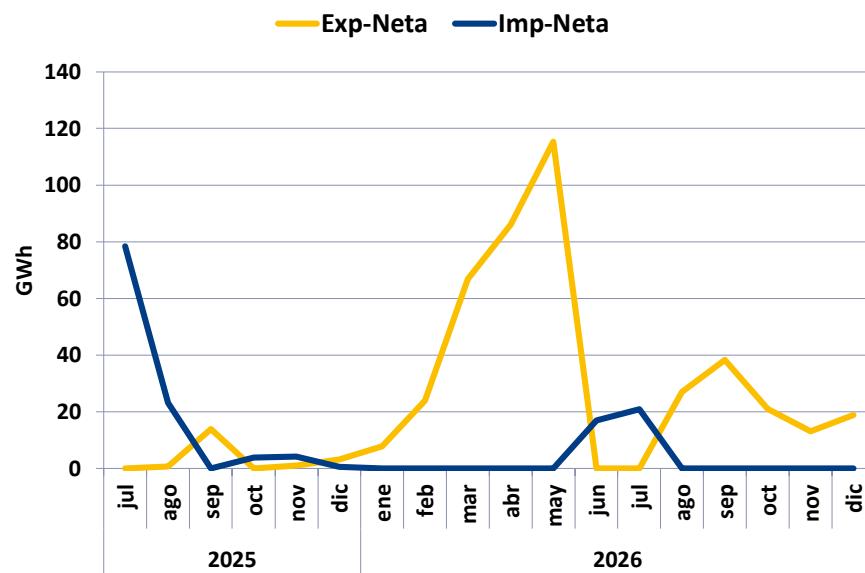
Las estimaciones indican que Panamá es un exportador neto de energía, ya que sus exportaciones netas superan en más de tres veces el volumen de sus importaciones a lo largo del período. Se estima que las exportaciones alcancen **19.0 GWh** entre julio y diciembre de 2025 y **418.2 GWh** en el período de enero a diciembre 2026. En contraste, las importaciones netas se estiman en **110.1 GWh** en 2025 y **37.9 GWh** en 2026.

La **Tabla 36** muestra el detalle mensual de las exportaciones e importaciones netas estimadas de Panamá para los años 2025 y 2026.

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

Año	Mes	Exportación Neta	Importación Neta
2025	jul	0.0	78.4
2025	ago	0.8	23.2
2025	sep	13.9	0.0
2025	oct	0.0	3.9
2025	nov	1.0	4.1
2025	dic	3.2	0.6
2025	Total	19.0	110.1
2026	ene	7.7	0.0
2026	feb	24.0	0.0
2026	mar	66.9	0.0
2026	abr	86.1	0.0
2026	may	115.3	0.0
2026	jun	0.0	17.0
2026	Jul	0.0	21.0
2026	ago	27.0	0.0
2026	sep	38.4	0.0
2026	oct	21.0	0.0
2026	nov	13.1	0.0
2026	dic	18.9	0.0
2026	Total	418.2	37.9

Como se puede apreciar, las exportaciones de Panamá se concentran principalmente en los meses de verano, alcanzando sus picos más altos en abril y mayo 2026. En contraste, las importaciones se mantienen prácticamente nulas a lo largo del período, excepto en algunos meses donde las exportaciones son nulas. En la **Figura 42** se ilustra el comportamiento cronológico de los intercambios de Panamá en el MER.

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


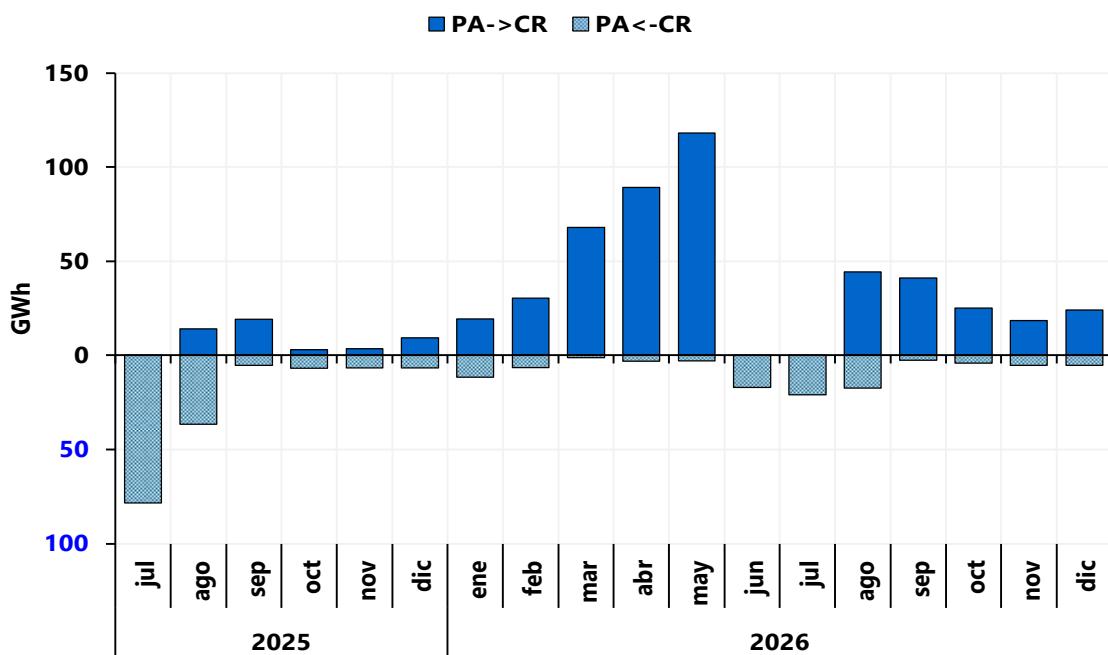
Las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con el sistema costarricense. A continuación, se presenta la **Tabla 37**, que detalla mensualmente los intercambios energéticos de Panamá con su país vecino.

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

Año	Mes	Exportaciones hacia Costa Rica	Importación desde Costa Rica
2025	jul	0.0	78.4
2025	ago	14.1	36.5
2025	sep	19.1	5.2
2025	oct	3.0	6.8
2025	nov	3.6	6.8
2025	dic	9.4	6.7
2025	Total	49.2	140.3
2026	ene	19.3	11.6
2026	feb	30.5	6.5
2026	mar	68.1	1.2
2026	abr	89.2	3.1
2026	may	118.1	2.9
2026	jun	0.0	17.0
2026	jul	0.0	21.0
2026	ago	44.4	17.4
2026	sep	41.0	2.6
2026	oct	25.1	4.1
2026	nov	18.4	5.4
2026	dic	24.2	5.3
2026	Total	478.3	98.0

Como se puede observar, los flujos de exportación son considerablemente superiores a los de importación a lo largo de todo el período, alcanzando sus máximos durante los meses de verano. En contraste, los flujos de importación se mantienen bajos y presentan mayor variabilidad, con valores más representativos en meses específicos, como julio y agosto de 2025 y 2026. Lo indicado puede evidenciarse con mayor detalle en la **Figura 43** que sigue a continuación.

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



4.6.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderados estimados para el sistema de Panamá se estiman relativamente estables para el segundo semestre de 2025, con un promedio de **73.57 USD/MWh**. En contraste, en 2026 se estima un incremento significativo, alcanzando un promedio anual de **92.45 USD/MWh**, impulsado por valores elevados entre enero y mayo. El Bloque 1 fue el más afectado, con un aumento de 48% respecto al año anterior. La segunda mitad de 2026 mostró una tendencia a la baja, destacando octubre con una caída del 24% respecto al promedio anual. La **Tabla 38** detalla los costos marginales mensuales por bloque estimados para dicho período.

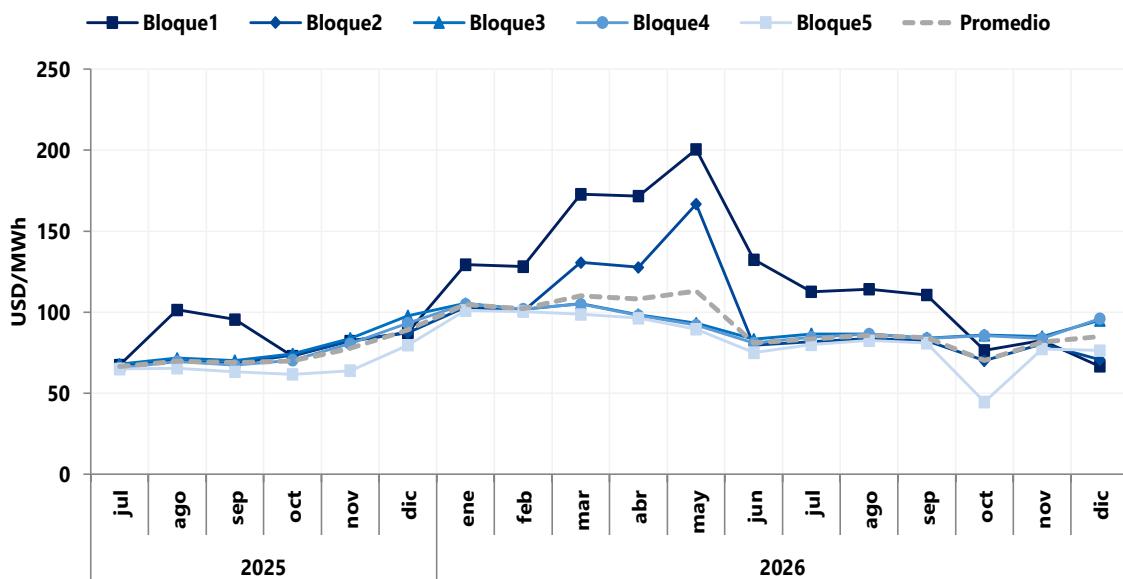
Tabla 38. Costo marginal promedio mensuales por bloque estimados del sistema de Panamá (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	jul	67.32	67.56	67.96	65.45	64.98	66.39
2025	ago	101.43	69.97	71.6	69.57	65.38	69.73
2025	sep	95.45	68.33	70.08	67.27	63.23	68.85
2025	oct	72.87	73.38	74.32	70.39	61.6	69.9
2025	nov	82.29	82.16	83.86	80.58	63.94	77.6
2025	dic	87.49	87.45	97.7	93.21	79.64	88.95
2025	Promedio	84.48	74.81	77.59	74.41	66.46	73.57
2026	ene	129.36	103.13	105.33	105.04	101.16	104.73
2026	feb	128.2	100.59	101.67	101.87	100.4	102.16
2026	mar	172.86	130.71	105.25	105.01	98.68	110.05
2026	abr	171.64	127.73	98.45	97.96	96.31	108.21
2026	may	200.53	166.74	93.3	92.08	89.55	113.04
2026	jun	132.47	79.68	83.36	80.93	75.02	81.03
2026	Jul	112.61	81.77	86.64	84.5	80	83.52
2026	ago	114.23	83.79	86.56	86.56	82.45	85.53
2026	sep	110.65	82.29	84.04	83.73	81.04	84.31
2026	oct	76.38	70.08	85.91	85.55	44.68	70.24
2026	nov	82.55	80.46	85.03	83.79	77.24	81.55
2026	dic	66.7	70.71	95	96.04	76.31	85.03
2026	Promedio	124.85	98.14	92.54	91.92	83.57	92.45

Puede observarse que los costos marginales del bloque 1 son considerablemente altos en el año 2025, con valores que oscilan entre 67.0 US\$/MWh en julio y un pico extremo de 101.43 US\$/MWh en agosto. En cuanto a los bloques 2 a 5, los costos presentan una tendencia más estable, con valores significativamente menores, en especial en los últimos meses del año.

A continuación, se presenta la **Figura 44**, que muestra la evolución de los costos marginales estimados de Panamá para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

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



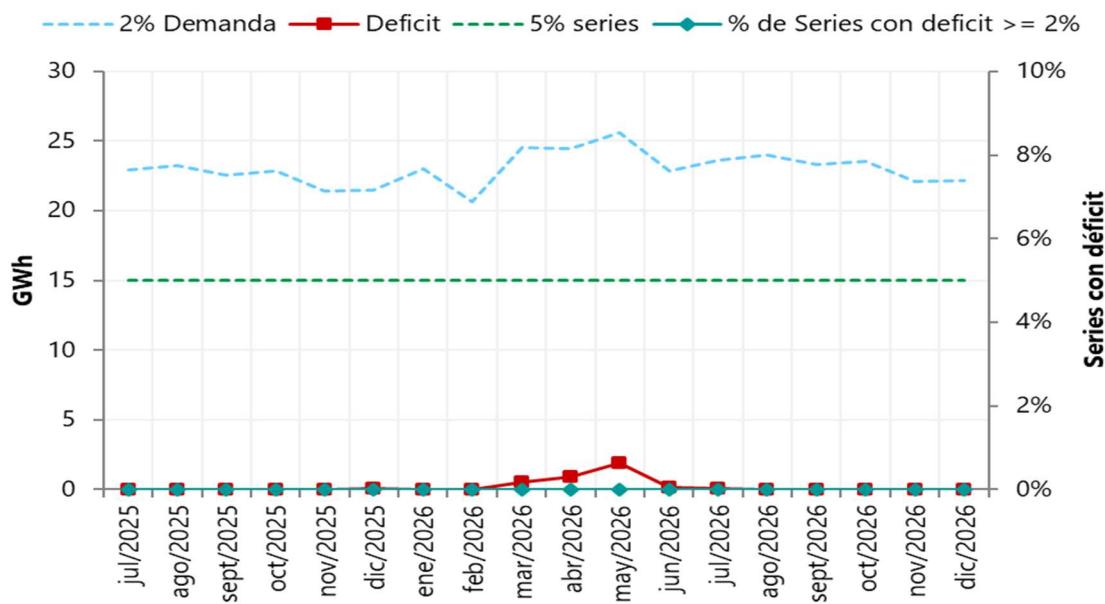
La figura muestra una alta variabilidad en los precios marginales mensuales entre julio de 2025 y diciembre de 2026, con un pico pronunciado en mayo de 2026, especialmente en el Bloque 1, que supera los 200 USD/MWh. Los bloques presentan comportamientos similares, aunque con diferencias en magnitud, siendo el Bloque 5 el más estable. El precio promedio evidencia un incremento sostenido en el primer semestre de 2026, seguido de una tendencia descendente en la segunda mitad del año.

4.6.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Panamá presenta un déficit de energía en 11 de las 18 etapas del estudio, con valores entre 0.0005 y 1.91 GWh. No obstante, se considera que el sistema no enfrenta un riesgo para el suministro de energía eléctrica durante el período de julio de 2025 a diciembre de 2026, debido que no viola los criterios de confiabilidad establecidos.

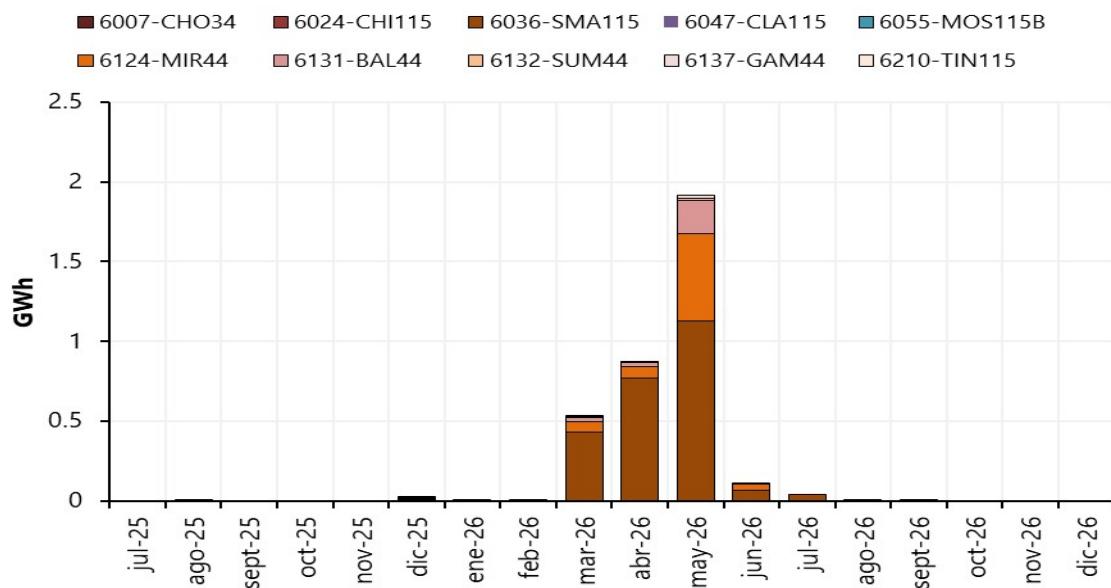
La **Figura 45** muestra los valores estimados del criterio de confiabilidad energética para el sistema eléctrico de Panamá en dicho período.

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



El déficit en el sistema panameño se relaciona con restricciones en la red eléctrica, focalizada principalmente en la red de distribución. Los valores más altos de déficit se acentúan en los meses de marzo, abril y mayo de 2026, en las subestaciones Santa María (barra 6036-SMA115), Miraflores (barra 6124-MIR43.8) y Balboa (barra 6131-BAL43.8), tal como se observa en la **Figura 46**.

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





4.7. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

4.7.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para los países de la región será de **33,929.1 GWh** en el período de julio a diciembre de 2025 y de **63,918.4 GWh** para el período de enero a diciembre 2026. Los recursos renovables representan el mayor aporte a la matriz de generación, con una participación del 81.7 %, compuesta principalmente por generación hidroeléctrica (52.45 %), seguida de biomasa (9.05 %), geotermia (6.81 %), energía eólica (4.29 %) y fotovoltaica (4.37 %).

El 18.31 % restante provendrá de generación térmica y de importaciones de la generadora Energía del Caribe a través de la interconexión entre Guatemala y México. Dentro de la generación termoeléctrica, el gas natural será la principal fuente, con una participación del 13.44 %, seguido del carbón con 4.69 % y los derivados del petróleo con 3.46 %.

En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho de energía por tipo de recurso de los países centroamericanos para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

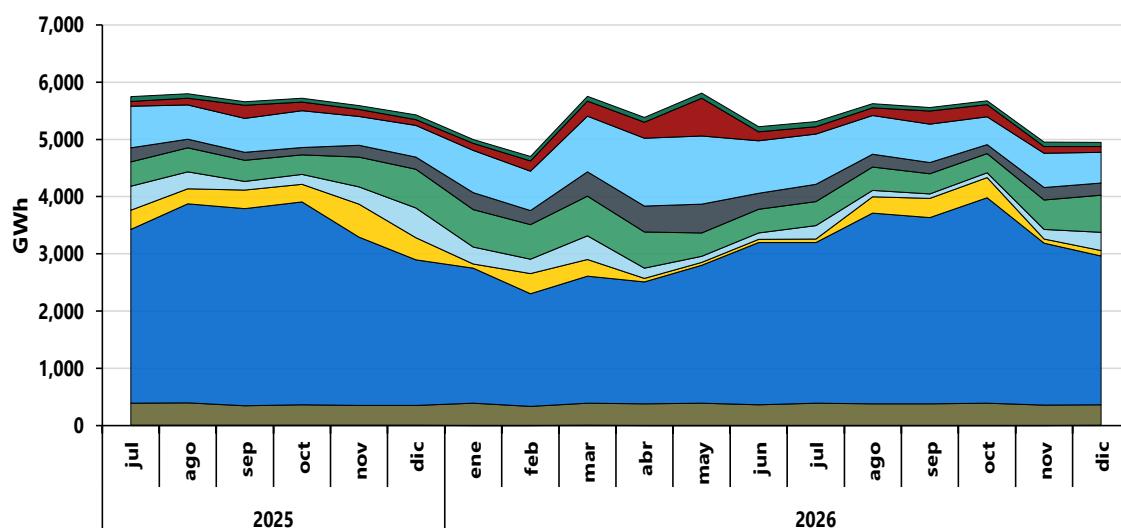
Tabla 39. Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Geotermia	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Biogás	Carbón	Gas Natural	Fuel Oil	Import. México	Total
2025	jul	386.7	3,037.1	338.3	417.0	421.9	1.9	249.8	724.6	82.5	84.4	5,744.1
2025	ago	389.6	3,479.7	267.9	290.3	421.0	1.9	154.1	593.0	122.0	76.1	5,795.3
2025	sep	347.2	3,442.3	319.1	153.6	370.0	1.9	141.0	589.9	230.8	61.2	5,656.9
2025	oct	361.0	3,541.9	311.0	170.9	342.9	2.1	127.0	643.9	148.5	67.0	5,716.1
2025	nov	350.4	2,939.7	571.8	303.4	526.1	1.9	205.8	499.5	124.8	67.3	5,590.6
2025	dic	351.2	2,545.1	384.2	515.8	678.9	2.2	208.4	555.5	102.0	83.0	5,426.1
2025	Total	2,186.0	18,985.6	2,192.2	1,850.9	2,760.7	11.8	1,086.1	3,606.3	810.5	439.0	33,929.1
2026	ene	388.9	2,359.0	77.2	291.1	656.0	1.2	297.1	732.9	123.0	70.0	4,996.4
2026	feb	329.9	1,968.4	355.7	251.7	601.2	1.2	245.0	691.4	174.5	80.6	4,699.6
2026	mar	387.9	2,220.1	292.3	409.6	694.0	1.8	427.1	974.0	257.6	89.3	5,753.5
2026	abr	375.6	2,132.4	58.9	177.3	637.1	1.2	453.5	1,184.9	277.1	86.4	5,384.4
2026	may	389.6	2,406.7	54.8	106.7	405.9	1.2	503.6	1,185.8	664.8	89.3	5,808.5
2026	jun	361.4	2,835.3	50.4	112.9	416.6	1.2	279.7	918.9	156.3	85.9	5,218.5
2026	Jul	386.6	2,804.5	64.4	234.8	422.7	1.2	299.9	876.1	131.7	85.4	5,307.4
2026	ago	375.3	3,335.5	280.3	117.6	405.3	1.0	221.9	679.9	133.0	73.0	5,622.7
2026	sep	375.3	3,256.8	336.6	75.0	353.9	1.1	194.0	675.6	228.0	59.0	5,555.3
2026	oct	388.6	3,590.2	350.5	85.4	335.6	1.2	155.7	487.6	207.9	67.7	5,670.3
2026	nov	358.9	2,826.0	69.6	170.3	512.4	1.1	219.4	599.3	121.0	74.0	4,951.8
2026	dic	362.4	2,598.8	95.5	317.0	650.2	1.5	207.8	540.3	99.2	77.6	4,950.0
2026	Total	4,480.3	32,333.8	2,086.2	2,349.5	6,090.8	14.8	3,504.4	9,546.7	2,574.0	938.1	63,918.4

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 julio 2025 a diciembre 2026.

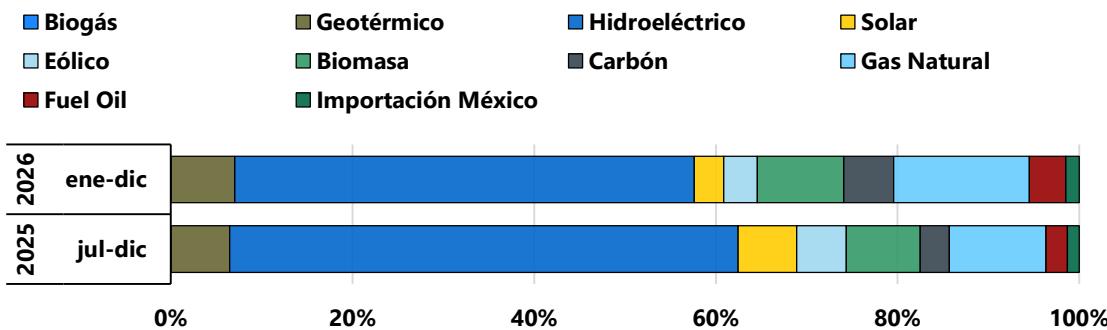
Figura 47. Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso.

■ Biogás ■ Geotérmico ■ Hidroeléctrico ■ Solar ■ Eólico ■ Biomasa ■ Carbón ■ Gas Natural ■ Fuel Oil ■ Importación México



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 julio a diciembre 2025 y enero a diciembre 2026.

Figura 48. Distribución del despacho de energía estimado para los países de Centro América.



La matriz de generación eléctrica de los países del MER está compuesta principalmente por recursos de origen renovable, como geotermia, hidroeléctrica, solar, eólico y biomasa. Adicionalmente destaca el significativo aporte del gas natural, y en menor medida, también se



utilizan el carbón y derivados del petróleo. La figura evidencia además la importancia de las importaciones desde México, particularmente por el despacho de la central Energía del Caribe, lo que contribuye a la diversificación de la oferta energética regional.

4.7.2. Intercambios en el MER

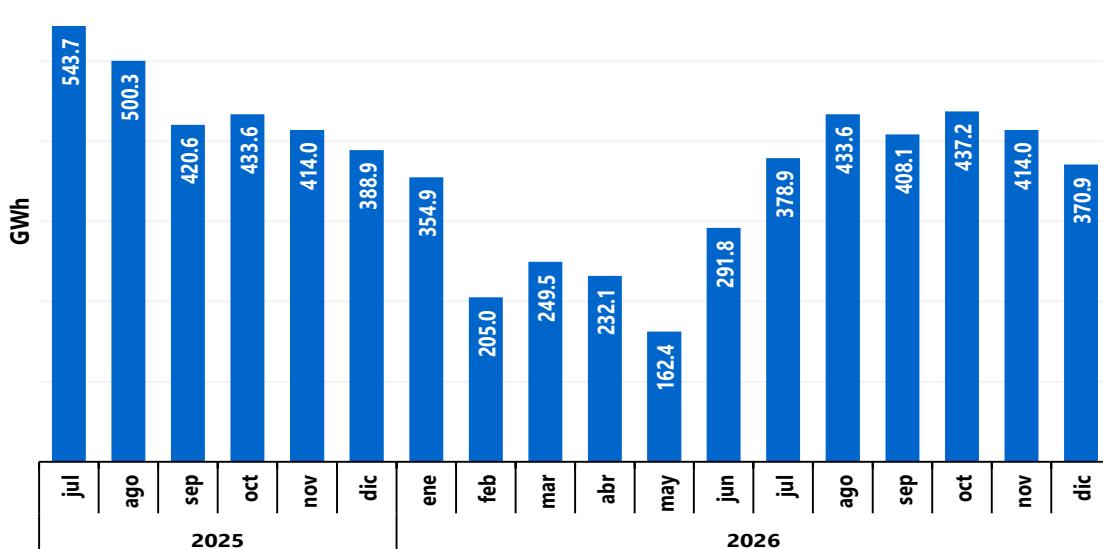
Las transacciones netas estimadas para los seis países del MER, calculadas como el flujo neto en las interconexiones entre los sistemas, las cuales totalizan **2,701.0 GWh** en el período de julio a diciembre de 2025 y **3,938.2 GWh** en el período de enero a diciembre 2026.

En la **Tabla 40** que sigue a continuación, se presenta el detalle de los intercambios mensuales netos estimados en el MER para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

Tabla 40. Transacciones netas de energía estimadas en el MER (GWh).

Mes	Intercambio Neto 2025	Intercambio Neto 2026
ene	-	354.9
feb	-	205.0
mar	-	249.5
abr	-	232.1
may	-	162.4
jun	-	291.7
Jul	543.7	378.9
ago	500.3	433.6
sep	420.6	408.1
oct	433.6	437.2
nov	414.0	414.0
dic	388.9	371.0
Total	2,701.0	3,938.2

Lo anterior se ilustra gráficamente en la **Figura 49**, que muestra el comportamiento cronológico de los intercambios netos del MER desde julio 2025 hasta diciembre 2026.

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


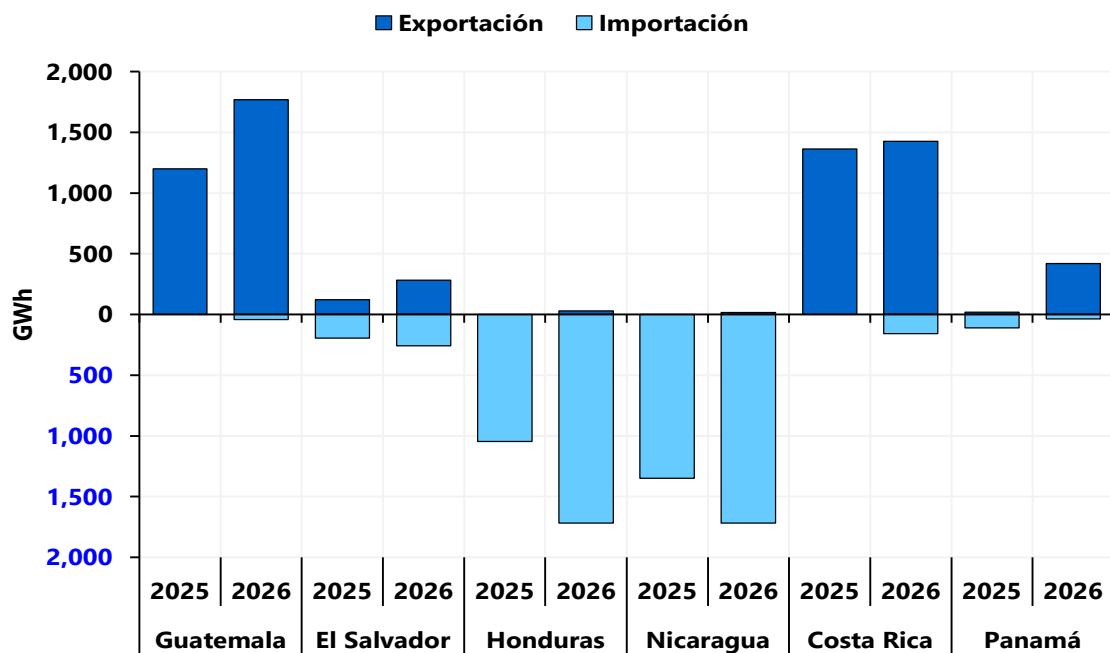
Por otro lado, las estimaciones de intercambios netos anuales por país destacan a Guatemala, Costa Rica y Panamá como los principales exportadores de la región, con participaciones del 44.7%, 42.0% y 6.59%, respectivamente. En contraste, Nicaragua, Honduras, y El Salvador se perfilan como los mayores importadores, con proporciones del 46.19%, 41.66% y 6.86%, respectivamente. La **Tabla 41**, a continuación, presenta un resumen de las exportaciones e importaciones netas estimadas por país para los años 2025 y 2026.

Tabla 41. Exportaciones e importaciones netas estimadas en los países del MER (GWh).

País	Año	Exportación Neta	Importación Neta
Guatemala	2025	1,198.6	0.0
El Salvador	2025	120.9	196.0
Honduras	2025	0.0	1,046.6
Nicaragua	2025	0.0	1,348.3
Costa Rica	2025	1,362.6	0.0
Panamá	2025	19.0	110.1
Total	2025	2,701.1	2,701.1
Guatemala	2026	1,769.5	44.0
El Salvador	2026	281.7	259.7
Honduras	2026	28.3	1,719.4
Nicaragua	2026	15.6	1,718.3
Costa Rica	2026	1,424.9	159.0
Panamá	2026	418.2	37.9
Total	2026	3,938.2	3,938.2

La **Figura 50**, presentada a continuación, ilustra de manera clara la situación de cada país en relación con los intercambios de energía eléctrica en el MER.

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



4.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Según las estimaciones, entre julio de 2025 y diciembre de 2026 se observa una tendencia general al alza en los costos marginales en todos los países del MER, con un pico marcado entre enero y mayo de 2026. Este comportamiento sugiere una estacionalidad significativa en el primer semestre, posiblemente vinculada a una menor disponibilidad de generación renovable. Costa Rica destaca por su alta variabilidad, con valores muy bajos durante la época lluviosa y aumentos pronunciados en los meses de verano.

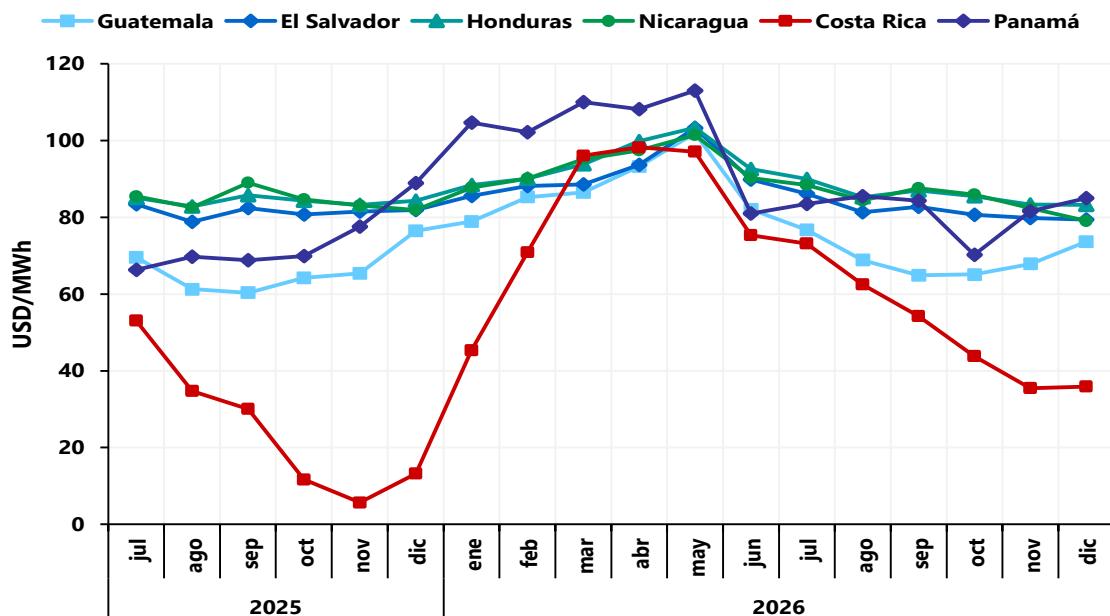
A continuación, se presentan los costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER durante el periodo analizado.

**Tabla 42.** Costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER (US\$/MWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2025	jul	69.59	83.42	85.06	85.46	53.08	66.39
2025	ago	61.26	78.84	82.87	82.60	34.76	69.73
2025	sep	60.37	82.45	85.72	89.03	29.99	68.85
2025	oct	64.25	80.75	84.31	84.68	11.65	69.90
2025	nov	65.38	81.51	83.27	83.09	5.65	77.60
2025	dic	76.51	81.97	84.36	81.95	13.18	88.95
2025	Promedio	66.23	81.49	84.27	84.47	24.72	73.57
2026	ene	78.90	85.63	88.43	87.80	45.38	104.73
2026	feb	85.28	88.19	90.04	90.16	70.88	102.16
2026	mar	86.52	88.57	93.85	95.18	96.11	110.05
2026	abr	93.30	93.73	99.88	97.40	98.21	108.21
2026	may	101.94	103.30	103.37	101.47	97.11	113.04
2026	jun	82.08	89.84	92.54	90.30	75.34	81.03
2026	Jul	76.73	86.25	90.01	88.44	73.16	83.52
2026	ago	68.88	81.37	85.24	84.37	62.52	85.53
2026	sep	64.90	82.80	87.03	87.64	54.27	84.31
2026	oct	65.11	80.70	85.55	85.95	43.78	70.24
2026	nov	67.87	79.85	83.38	82.44	35.51	81.55
2026	dic	73.66	79.44	83.22	79.07	35.92	85.03
2026	Promedio	78.76	86.64	90.21	89.18	65.68	92.45

La

Figura 52 ilustra la evolución de los costos marginales promedio mensual de los seis países de la región, para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 51. Costos marginales promedio mensual estimados en los países del MER.


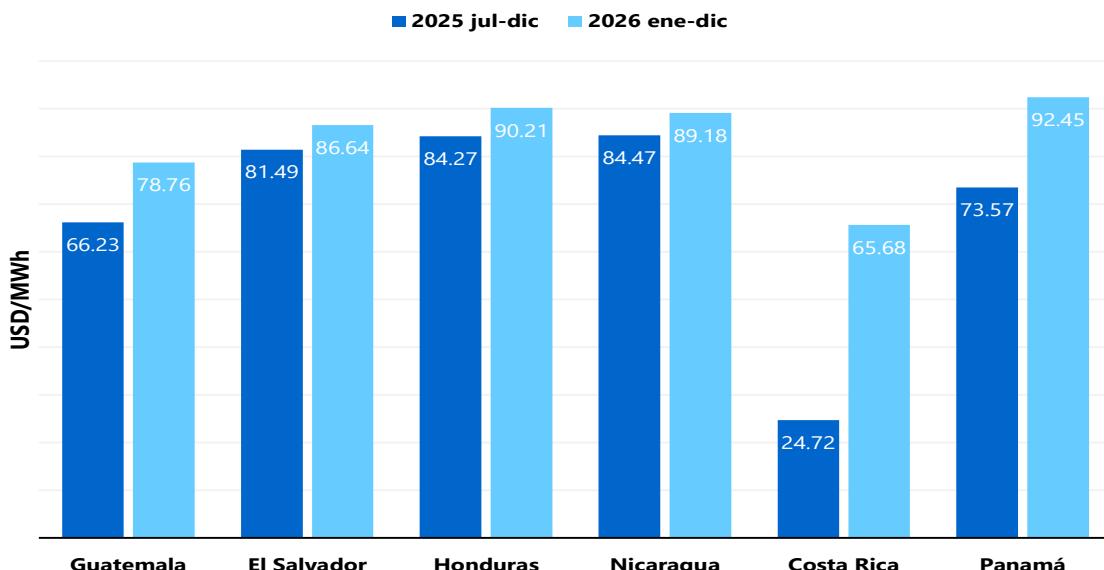
De la figura anterior, se puede observar lo siguiente:

- El costo marginal de la energía en la mayoría de los países muestra un patrón estacional a lo largo del año. Generalmente, los precios tienden a ser más bajos durante la segunda mitad del año (julio-noviembre) y más altos en los primeros meses (diciembre-junio). Este comportamiento está relacionado con las temporadas de invierno y verano en la región, ya que la mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica podría reducir los costos.
- Hay una notable diferencia en la volatilidad de los costos marginales de la energía entre los países. Mientras que los costos marginales de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá muestran una variación relativamente estable y con un rango de precios similar (entre 60 y 110 USD/MWh), la curva de Costa Rica es mucho más volátil. Su precio de la energía experimenta caídas drásticas (llegando a casi 0 USD/MWh en noviembre de 2025) y picos muy pronunciados (superando los 100 USD/MWh en mayo de 2026). Esta alta volatilidad podría indicar una mayor dependencia de fuentes de energía no despatchable.
- A pesar de las diferencias, se observa una tendencia de convergencia de costos marginales entre la mayoría de los países, especialmente a partir de mayo de 2026. A partir de esa fecha, las curvas de El Salvador, Honduras, Nicaragua, Panamá y Guatemala se sitúan en un rango de costos marginales muy similar, oscilando entre los 80 y 90 USD/MWh. Este comportamiento sugiere que el Mercado Eléctrico Regional permite armonizar los costos marginales en la mayor parte de la región.

En seguida se presenta la

Figura 52 que muestra el comportamiento de los costos marginales promedio anuales por país.

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



Como se observa, en 2025 los costos marginales promedio anual son más bajos, con Costa Rica y Panamá presentando los valores más competitivos. Mientras que en 2026, se observa un aumento generalizado de los costos marginales promedio anual en todos los países.

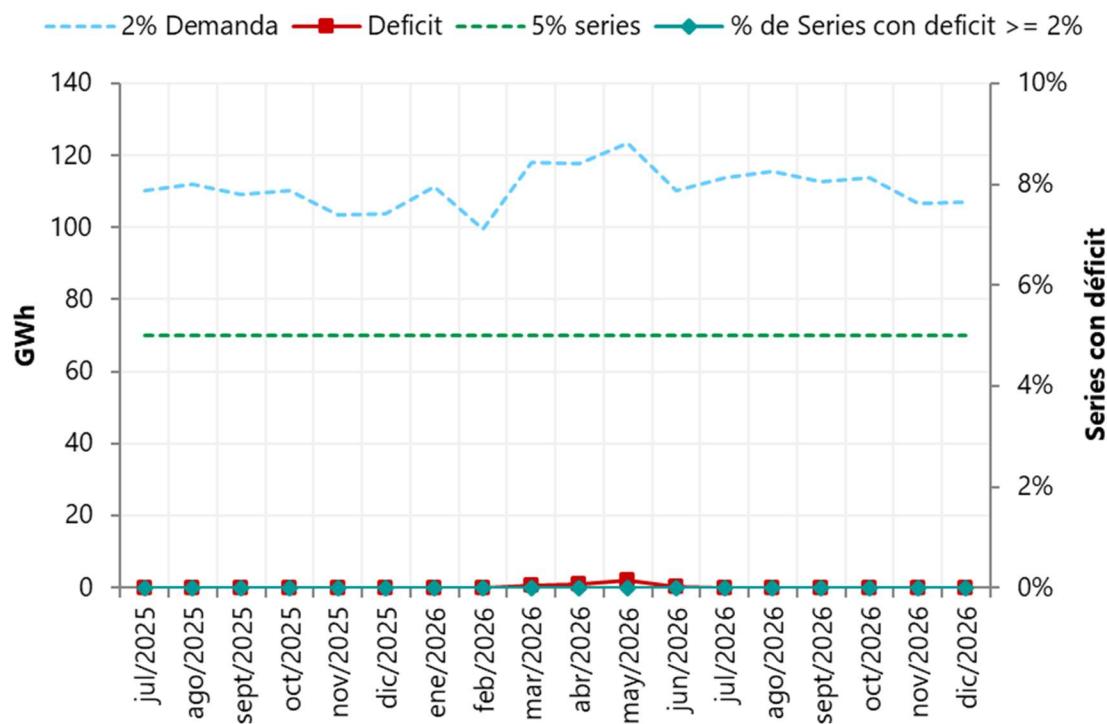
4.7.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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.

Según los resultados presentados por país, aunque se proyectan déficits en los sistemas de Honduras y Panamá, estos están claramente vinculados a las redes eléctricas. Sin embargo, los valores de este indicador se mantienen dentro de los límites establecidos, lo que permite concluir que el Sistema Eléctrico Regional de América Central mantiene un alto nivel de confiabilidad para garantizar el suministro de la demanda a lo largo de todo el horizonte de análisis.

La **Figura 53** ilustra las variables y valores utilizados para evaluar el criterio de confiabilidad energética del sistema eléctrico regional para el periodo de julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 53. Confiabilidad energética estimada del Sistema Eléctrico Regional de América Central.





5. Conclusiones

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

- **Evolución de la demanda:** Se proyecta que la demanda de energía en América Central aumentará un 4.46 % en 2025 en comparación con el período julio a diciembre de 2024, alcanzando un total de **32,707 GWh**. Para 2026, se prevé un crecimiento del 3.33 % respecto a 2025, elevando la demanda a **68,181 GWh**.
- **Oferta existente:** La capacidad de generación disponible en la región asciende a **19,623.9 MW**, con una fuerte presencia de hidroelectricidad (37.5 %). Además, la matriz energética está compuesta por 16.5 % de fuentes renovables variables, 6.5 % de biomasa y biogás, y finalmente y 3.0 % de geotermia. En cuanto a la generación térmica, 21.3 % proviene de centrales a derivados del petróleo, 9.7 % de plantas a gas natural y 5.6 % de carboeléctricas.
- **Expansión de generación:** Durante el período de este planeamiento, se prevé la incorporación de **695.1 MW** de nueva capacidad en la región, mientras que **355 MW** serán retirados, lo que permitirá alcanzar una capacidad total de **20,541.2 MW** en 2026. Entre los proyectos planificados destaca la central de gas natural Puerto Sandino (308 MW) y el parque solar Solar VII (100 MW) en Nicaragua, así como los parques solares Santa Cruz (200 MW), Cotaba Solar (250 MW) y Flamboyan (105 MW) en Panamá. Además, la expansión de generación renovable alcanzará un total de 1,344.3 MW, distribuidos entre proyectos fotovoltaicos (66.5 %), eólicos (1.7 %), geotérmicos (1.6 %) e hidroeléctricos (0.1 %), lo que equivale al 69.8 % de la nueva capacidad a incorporar al sistema.
- **Composición de la generación:** Se proyecta que más del 77 % de la demanda de energía eléctrica en la región será cubierta por fuentes renovables, con la energía hidroeléctrica como el mayor aporte, representando el 52.45 %. Otras fuentes renovables, como la eólica, fotovoltaica, geotérmica, biogás y biomasa, contribuirán con el 24.55 %. El despacho se complementará con un 21.59 % de generación térmica, donde el gas natural representará el 13.44 %, el carbón el 4.69 % y el fuel oil el 3.46 %. Adicionalmente, la central Energía del Caribe aportará al sistema a través de la interconexión de Guatemala con México el 1.41 %.
- **Intercambios de energía:** Se estima un potencial intercambio significativo de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER), con un promedio estimado de 369 GWh/mes, y totales aproximados de **2,701 GW** en el año 2025 y **3,938.2 GWh** en el año 2026.



- **Países exportadores e importadores:** Los principales países exportadores de energía son Guatemala (44.7 %), Costa Rica (41.99 %) y Panamá (6.59 %). En contraste, los mayores importadores son Nicaragua (46.19 %), Honduras (41.66 %), El Salvador (6.86 %).
- **Costos marginales:** Los costos marginales reflejan la composición de las matrices energéticas de cada país y el beneficio del intercambio energético por medio de las interconexiones regionales. Costa Rica y Guatemala presentan los menores costos marginales de la región; el primero con valores promedio anuales de 24.72 US\$/MWh en 2025 y 65.68 US\$/MWh en 2026, y el segundo con valores promedio de 66.23 US\$/MWh en 2025 y 78.76 US\$/MWh en 2026.
- **Confiabilidad del sistema:** Se concluye que el sistema eléctrico regional cuenta con suficiente capacidad de generación para abastecer la demanda de los seis países. Además, la red de transmisión tiene la capacidad de soportar adecuadamente los flujos de energía a nivel regional. Cabe señalar que los déficits detectados en Honduras y Panamá ocurren en los sistemas de distribución, y sus valores no representan un riesgo significativo para los objetivos de este planeamiento.