



Ministerio de  
**Energía y Minas**

**INFORME DE DIVULGACIÓN DE LAS  
TENDENCIAS DEL  
SUB SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL  
SEMESTRAL**



**2025**

**julio - diciembre**



## Ministerio de **Energía y Minas**

### AUTORIDADES

Víctor Hugo Ventura Ruiz  
Ministro de Energía y Minas

Juan Fernando Castro Martínez  
Viceministro de Energía y Minas encargado del Área  
Energética

Erwin Rolando Barrios Torres  
Viceministro de Energía y Minas encargado del Área de  
Minería e Hidrocarburos

Luis Haroldo Pacheco Gutiérrez  
Viceministro de Desarrollo Sostenible

### EQUIPO DE TRABAJO

Gabriel Velásquez  
Jefe Unidad de Planeación Energético Minero

ÁREA TÉCNICA  
Victoria Chinchilla  
María Gomez

# ÍNDICE

|                                             |    |
|---------------------------------------------|----|
| RESUMEN.....                                | 4  |
| 1. BALANCE ELÉCTRICO.....                   | 6  |
| 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....        | 8  |
| 3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....     | 12 |
| 4. TRANSACCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....  | 22 |
| 5. PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA..... | 25 |
| 6. TARIFAS ELÉCTRICAS.....                  | 28 |
| 7. GASES DE EFECTO INVERNADERO.....         | 32 |
| 8. CONDICIONES CLIMÁTICAS.....              | 35 |

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

|                                                                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gráfica 1. Comparativo histórico de las transacciones del SNI.....                                    | 7  |
| Gráfica 2. Comparativa histórica de la demanda máxima de potencia mensual.....                        | 8  |
| Gráfica 3. Comparativa histórica del consumo de energía eléctrica mensual.....                        | 9  |
| Gráfica 4. Comparativa histórica de la demanda por tipo de agente participante.....                   | 11 |
| Gráfica 5. Comparativa histórica de la generación de energía eléctrica en el SNI.....                 | 12 |
| Gráfica 6. Comparativa histórica de la matriz de generación eléctrica por tipo de recurso.....        | 14 |
| Gráfica 7. Composición histórica porcentual de la generación eléctrica en el SNI.....                 | 15 |
| Gráfica 8. Comparativa histórica del acumulado de la composición de generación eléctrica.....         | 16 |
| Gráfica 9. Comparativa histórica de la potencia requerida en los días de demanda máxima.....          | 17 |
| Gráfica 10. Comparativa histórica de la generación por tecnología en los días de demanda máxima.....  | 20 |
| Gráfica 11. Comparativa histórica de las transacciones entre mercados en el SNI.....                  | 23 |
| Gráfica 12. Comparativa histórica del acumulado de transacciones entre mercados.....                  | 24 |
| Gráfica 13. Comparativa histórica del precio de oportunidad promedio del SNI.....                     | 26 |
| Gráfica 14. Comparativa histórica de los rangos de precios de oportunidad del SNI.....                | 27 |
| Gráfica 15. Comportamiento histórico de las tarifas.....                                              | 29 |
| Gráfica 16. Comportamiento histórico de la Tarifa Social por distribuidora.....                       | 31 |
| Gráfica 17. Emisiones de GEI para la generación de energía eléctrica en el segundo semestre 2025..... | 34 |
| Gráfica 18. Histórico de la generación eléctrica por tipo de recurso acumulado.....                   | 35 |
| Gráfica 19. Comparativo histórico del comportamiento del ENOS y la generación hidroeléctrica.....     | 37 |
| Gráfica 20. Comparativo semestral del comportamiento del ENOS y la generación hidroeléctrica.....     | 38 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|                                                                                                |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Desglose mensual de la demanda por tipo de agente participante.....                   | 10 |
| Tabla 2. Datos históricos de la matriz de generación eléctrica por tipo de combustible.....    | 13 |
| Tabla 3. Contribución de generación del día de demanda máxima.....                             | 19 |
| Tabla 4. Aportes mensuales de las transacciones de energía eléctrica por interconexiones.....  | 22 |
| Tabla 5. Emisiones de GEI por tipo de combustible para la generación de energía eléctrica..... | 32 |

# RESUMEN

El presente informe analiza el comportamiento del subsector eléctrico nacional durante el segundo semestre de 2025, abordando aspectos operativos, comerciales, tarifarios, ambientales y climáticos que inciden en la seguridad del suministro, la eficiencia del mercado y la sostenibilidad del sistema eléctrico. Se examina la evolución de la demanda de potencia y energía, destacando los días y horas de mayor exigencia del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la forma en que dichos picos fueron cubiertos mediante la combinación de generación hidroeléctrica, térmica y aportes de intercambio regional.

En el componente de generación eléctrica, se evalúa la participación de las distintas tecnologías, resaltando la predominancia renovable en la matriz, aunque con una participación térmica relevante en determinados meses como respaldo ante variaciones climáticas. Se analiza también la estructura de generación por tipo de recurso, el comportamiento en los días de demanda máxima y la relación entre disponibilidad hídrica y requerimiento de generación no renovable.

En cuanto a las transacciones internacionales, se examinan los flujos de importación y exportación en el Mercado Eléctrico Mexicano (MEM) y el Mercado Eléctrico Regional (MER), evidenciando un balance relativamente equilibrado en el semestre y una activa participación del país en el comercio regional bajo el principio de despacho económico.

El Precio de Oportunidad de la Energía (POE) se presenta como un indicador clave de la dinámica del mercado mayorista, analizando los valores máximos y mínimos registrados, su comportamiento mensual y la influencia de las centrales que actuaron como generadores marginales en momentos críticos. El análisis confirma una volatilidad controlada, con episodios puntuales asociados principalmente a generación térmica.

En el ámbito tarifario, se ve la evolución de la Tarifa Social (TS) en las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, destacando estabilidad en EEGSA y una tendencia descendente gradual en DEOCSA y DEORSA durante el segundo semestre. Estas variaciones reflejan ajustes en los componentes de generación, distribución y pérdidas, alineados con la dinámica del mercado eléctrico.



El informe incorpora además la evaluación de Gases de Efecto Invernadero (GEI), cuantificando las emisiones asociadas a la generación eléctrica y evidenciando que, aunque la matriz mantiene predominio renovable, las fuentes fósiles —principalmente carbón y coque— continúan representando una proporción significativa de las emisiones del sector.

Finalmente, se incluye un análisis de las condiciones climáticas y del fenómeno ENSO (El Niño–La Niña), estableciendo su relación directa con la generación hidroeléctrica. El segundo semestre de 2025 mostró una transición hacia condiciones de Niña moderada, favoreciendo un repunte en la generación hídrica, especialmente en octubre, y reduciendo temporalmente la presión sobre la generación térmica.

En conjunto, el documento ofrece una visión integral del desempeño del subsector eléctrico durante el segundo semestre de 2025, proporcionando insumos técnicos relevantes para la toma de decisiones en política energética, planificación operativa, comercio regional y sostenibilidad ambiental del sistema eléctrico nacional.

Para complementar el análisis presentado, se invita a consultar el Informe del Primer Semestre 2025, donde se detallan las tendencias iniciales del año y los factores que marcaron la evolución del subsector eléctrico (dar clic en la imagen).



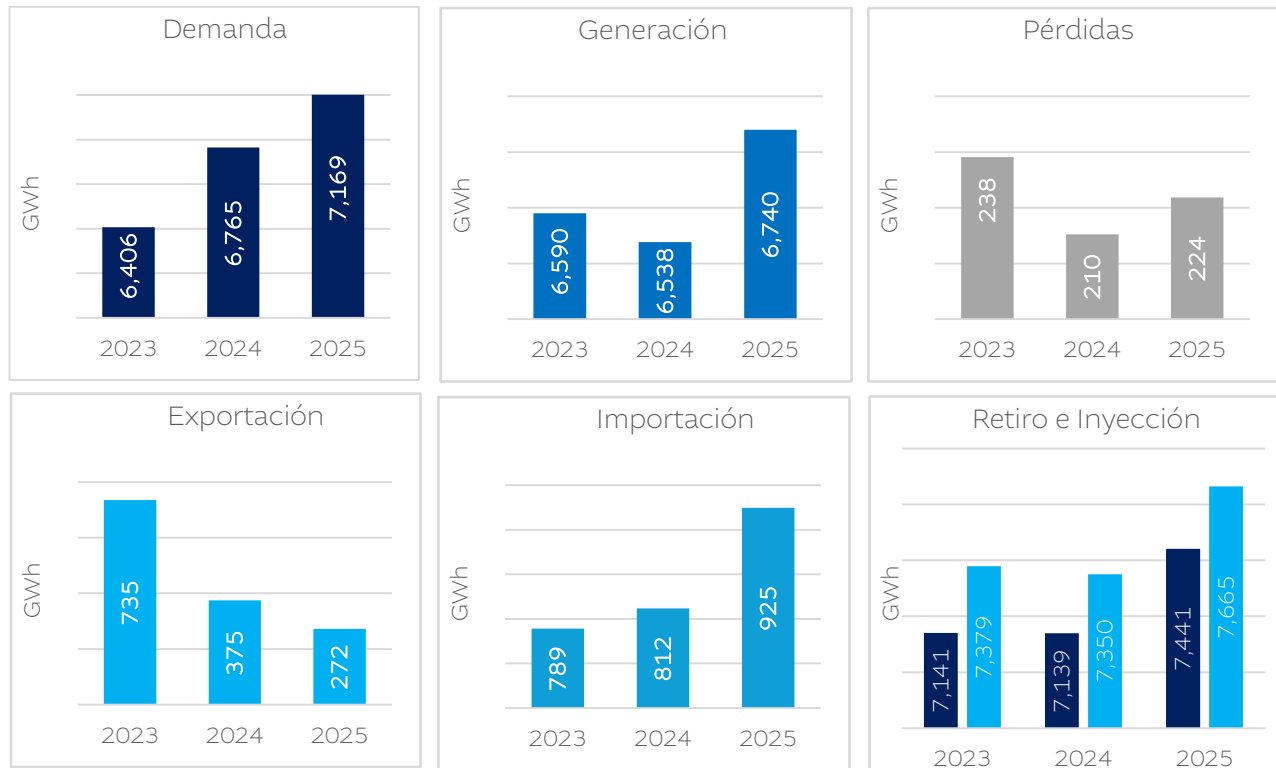
# 1. BALANCE ELÉCTRICO

El balance eléctrico refleja la evolución y las tendencias de aspectos clave como la demanda de energía, la generación, las exportaciones, las importaciones y las pérdidas en el sistema. El presente informe analiza el comportamiento del segundo semestre de 2023, 2024 y 2025, permitiendo comparar cómo las variaciones climáticas, la disponibilidad de recursos y la dinámica del consumo han influido en el desempeño del Sistema Nacional Interconectado.

La demanda mostró una tendencia creciente a lo largo del período, reflejando un incremento sostenido en el consumo de energía. La generación presentó una leve disminución en 2024 respecto al año anterior, seguida de una recuperación en 2025, evidenciando un ajuste temporal y posterior crecimiento en la oferta interna. En contraste, las exportaciones registraron una disminución sostenida durante los tres años evaluados. Las importaciones mostraron una tendencia creciente, lo que sugiere una mayor dependencia del suministro externo para cubrir el aumento en la demanda.

En cuanto a los retiros de energía, se observa un comportamiento relativamente estable entre 2023 y 2024, con un incremento en 2025, en línea con el crecimiento de la demanda. Las inyecciones de energía mantuvieron una tendencia creciente, lo que evidencia una mayor incorporación de energía al sistema para cubrir los requerimientos del mercado. Respecto a las pérdidas, estas mostraron una reducción significativa en 2024 en comparación con 2023, seguida de un leve incremento en 2025; no obstante, el porcentaje de pérdidas se mantuvo en un rango relativamente estable, reflejando un comportamiento controlado del sistema en términos de eficiencia operativa.

Gráfica 1. Comparativo histórico de las transacciones del SNI.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

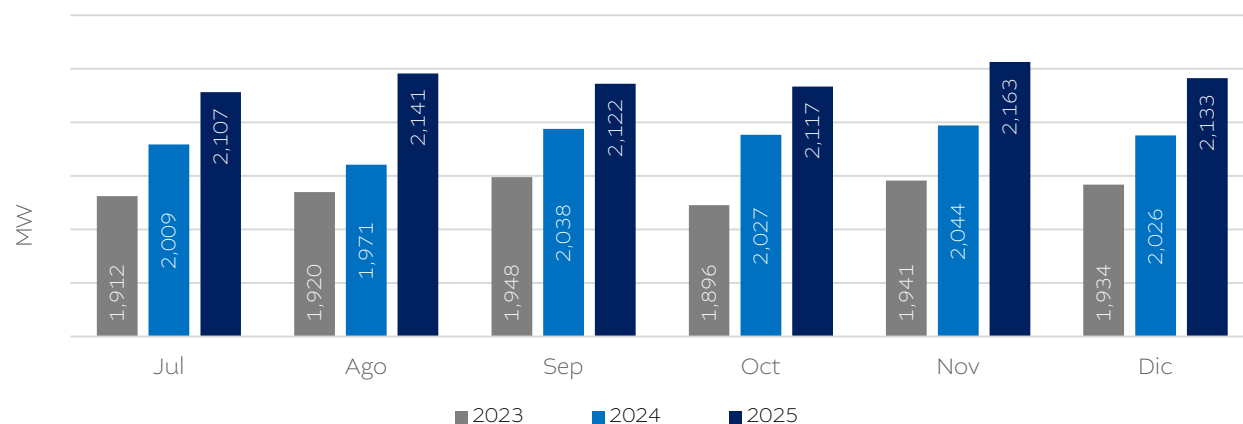
En conjunto, los resultados del segundo semestre reflejan un sistema que ha respondido al crecimiento sostenido de la demanda mediante ajustes en la generación, el incremento de importaciones y una mayor inyección de energía, manteniendo un comportamiento relativamente estable en los niveles de pérdidas. Esto evidencia una gestión operativa que, si bien enfrenta variaciones en el intercambio regional y en el balance energético, ha logrado sostener la confiabilidad y el abastecimiento del sistema.



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el segundo semestre, la demanda máxima de potencia mensual mantiene una tendencia creciente en los tres años analizados. Para 2025 se observa un incremento respecto a 2024 en todos los meses del período, consolidando el comportamiento ascendente registrado desde 2023. Este desempeño evidencia un mayor requerimiento de capacidad para atender el sistema eléctrico, asociado al dinamismo de las actividades productivas, el crecimiento del consumo en los sectores residencial y comercial, así como a factores estacionales propios de los meses de mayor demanda.

Gráfica 2. Comparativa histórica de la demanda máxima de potencia mensual.



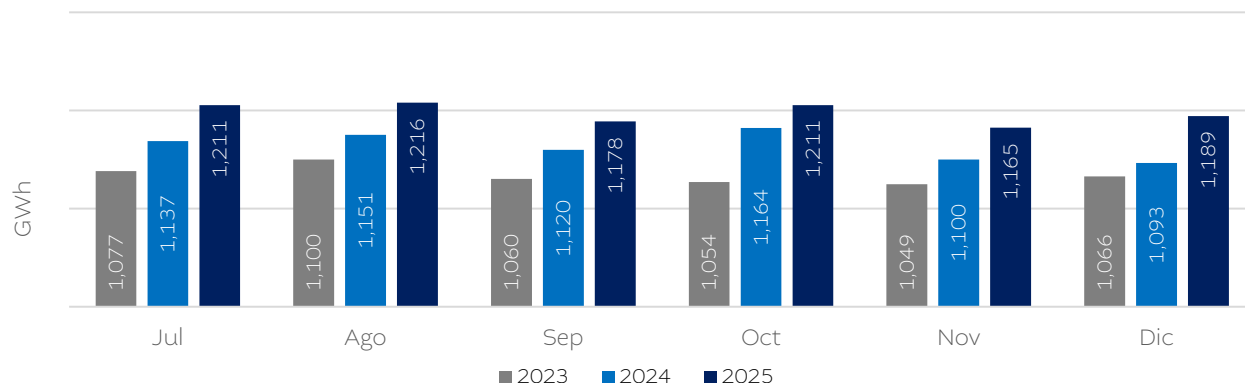
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

El comportamiento mensual refleja variaciones propias del ciclo económico y climático del país, donde el segundo semestre continúa mostrando niveles elevados de requerimiento de potencia, lo que demanda una adecuada planificación de la oferta y de la infraestructura del sistema.

En cuanto al consumo de energía eléctrica, se mantiene igualmente una tendencia creciente, para 2025 se registran incrementos en todos los meses respecto a 2024, reafirmando el crecimiento sostenido observado en los últimos años. Cabe señalar que el consumo presentado corresponde a valores netos, sin considerar pérdidas técnicas ni no técnicas, con el objetivo de reflejar la energía efectivamente demandada por los usuarios finales.



Gráfica 3. Comparativa histórica del consumo de energía eléctrica mensual.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

En conjunto, los resultados del segundo semestre confirman una expansión continua de la demanda eléctrica, lo que refuerza la necesidad de asegurar suficiente disponibilidad de generación, capacidad de transmisión y eficiencia en la operación del sistema.

## 2.1 DEMANDA POR TIPO DE AGENTE

En Guatemala, el consumo de energía eléctrica se distribuye entre diversos agentes, cada uno con sus respectivas competencias y funciones. Estos agentes son:

- » Agente Comercializador (AC): este agente con carácter de intermediación se encarga de comprar y vender bloques de energía eléctrica bajo contratos de suministro a los consumidores del mercado eléctrico garantizando el cubrimiento de la demanda de potencia y energía.
- » Agente Distribuidor (AD): este agente es poseedor de infraestructura destinada para la distribución de la energía eléctrica, además de operar las redes de distribución según el área de designación garantizando el suministro de electricidad en hogares, empresas y otros usuarios.



- » Agente Generador (AG): este agente es poseedor de una central de generación de energía eléctrica que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad, pudiendo ser estas diversas tecnologías.
- » Agente Transportista (AT): este agente es poseedor de infraestructura destinada para la transmisión y transformación de energía eléctrica, además de operar las líneas de alta tensión que conectan diferentes regiones del país.
- » Generador Distribuido Renovable (GD): este agente incluye pequeñas instalaciones de generación de energía renovable no mayores a 5MW que contribuyen a la generación sostenible de energía.
- » Gran Usuario (GU): este agente es un conjunto de consumidores industriales o comerciales que demandan más de 100 kW.

En la siguiente tabla se presenta un desglose de la demanda por agente participante y clasificaciones adicionales, siendo estos: Agente Comercializador, Agente Distribuidor, Agente Generador, Agente Transportista, Agente Generador Distribuido Renovable y Gran Usuario.

Tabla 1. Desglose mensual de la demanda por tipo de agente participante.

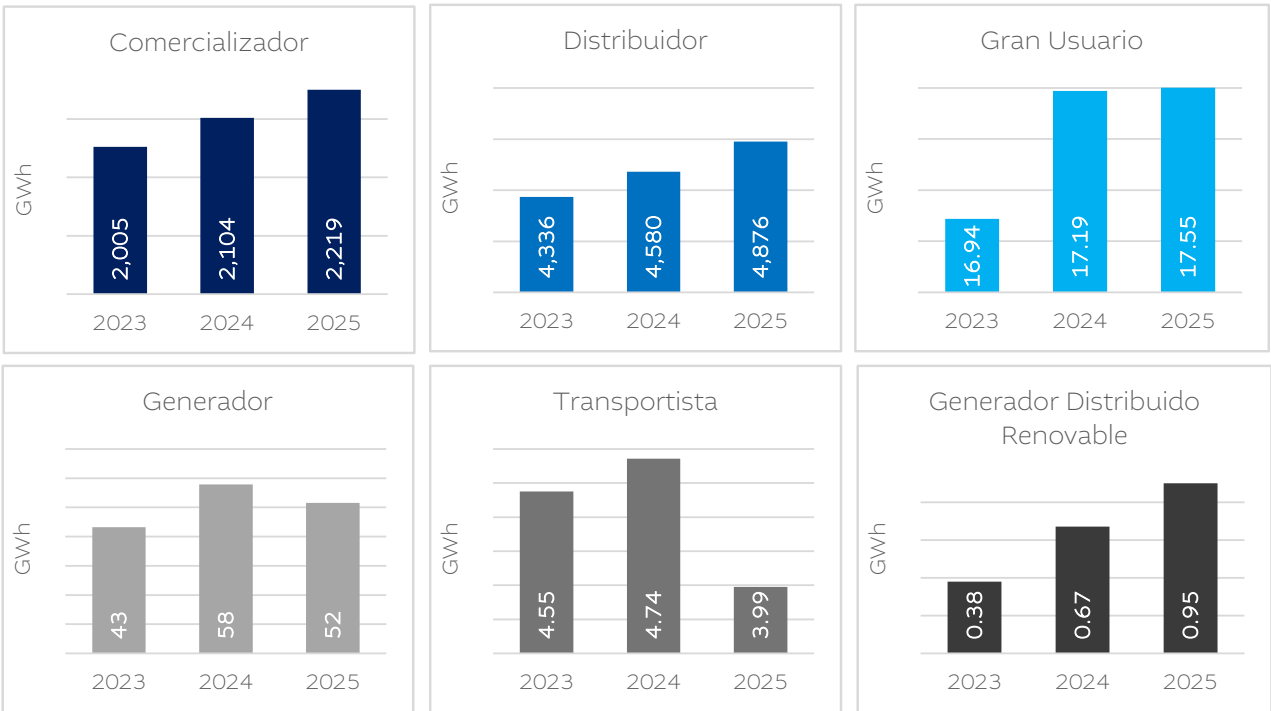
| Año  | Mes                | AC              | AD              | AG           | AT          | GD          | GU           | Total (GWh)     |
|------|--------------------|-----------------|-----------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-----------------|
| 2025 | Julio              | 357.55          | 765.89          | 9.80         | 1.04        | 0.06        | 2.94         | 1,137.28        |
|      | Agosto             | 358.68          | 778.53          | 9.75         | 0.71        | 0.08        | 2.81         | 1,150.57        |
|      | Septiembre         | 349.38          | 756.64          | 9.96         | 0.74        | 0.12        | 2.74         | 1,119.57        |
|      | Octubre            | 371.35          | 777.06          | 11.93        | 0.75        | 0.14        | 2.80         | 1,164.03        |
|      | Noviembre          | 345.39          | 741.05          | 10.12        | 0.75        | 0.14        | 2.80         | 1,100.25        |
|      | Diciembre          | 321.68          | 760.81          | 6.33         | 0.75        | 0.14        | 3.10         | 1,092.81        |
|      | <b>Total (GWh)</b> | <b>2,104.04</b> | <b>4,579.98</b> | <b>57.89</b> | <b>4.74</b> | <b>0.67</b> | <b>17.19</b> | <b>6,764.51</b> |

Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Para el segundo semestre de 2025, la estructura de la demanda por tipo de agente participante mantuvo una composición similar a la observada históricamente. El Agente Distribuidor (AD) concentró la mayor participación, representando aproximadamente el 67.7% del consumo total, seguido por el Agente Comercializador (AC) con alrededor del 31.1%. En conjunto, ambos agentes acumularon 98.8% de la demanda del período.

El resto del consumo se distribuyó entre el Agente Generador (AG), el Agente Transportista (AT), el Generador Distribuido Renovable (GD) y el Gran Usuario (GU), cuyas participaciones individuales fueron inferiores al 1% del total, evidenciando una contribución marginal en comparación con los principales agentes del mercado.

Gráfica 4. Comparativa histórica de la demanda por tipo de agente participante.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

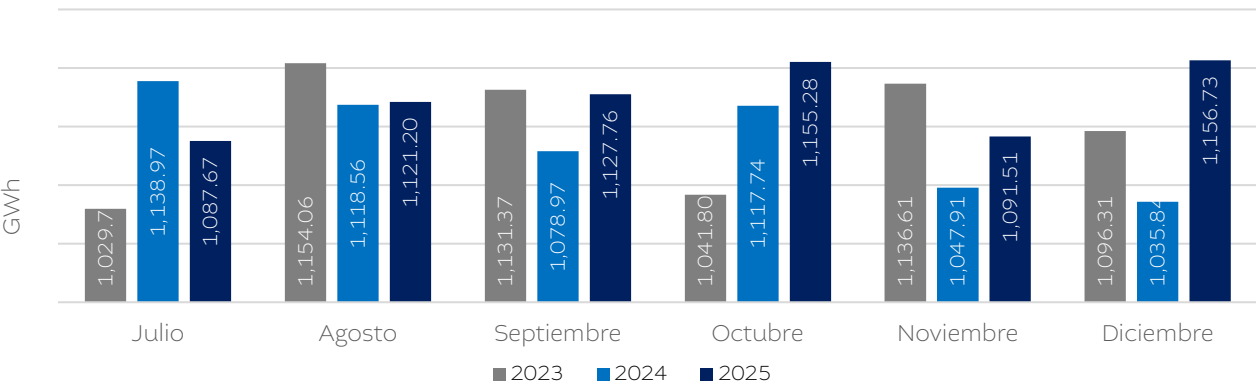


### 3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El parque de generación eléctrica en Guatemala mantuvo su dinamismo durante el segundo semestre de 2025, respaldado por una matriz diversificada que integra tecnologías renovables y no renovables. La participación diversificada de tecnologías continúa siendo un componente relevante dentro del sistema, aun considerando las variaciones estacionales que influyen en la disponibilidad de recursos, especialmente en el comportamiento hidrológico.

Durante este período, la generación mensual presentó variaciones moderadas entre los meses analizados, mostrando una recuperación respecto a 2024 en la mayoría del semestre. Se observa un comportamiento más sólido hacia el último trimestre del año, cuando se registran los niveles más altos de generación del período. En términos generales, el segundo semestre de 2025 refleja una mejora frente al año previo, evidenciando una respuesta adecuada del sistema ante el crecimiento sostenido de la demanda. La evolución mensual confirma la capacidad del parque generador para ajustarse a los requerimientos del mercado eléctrico, manteniendo estabilidad operativa y respaldo suficiente para el abastecimiento del Sistema Nacional Interconectado.

Gráfica 5. Comparativa histórica de la generación de energía eléctrica en el SNI.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



### 3.1 GENERACIÓN POR TIPO DE COMBUSTIBLE

En la siguiente tabla se presenta el detalle de la energía generada por cada tipo de recurso, evidenciando la contribución individual y el peso relativo de cada tecnología en el total del Sistema Nacional Interconectado. Este desglose permite identificar cambios relevantes en la participación de cada fuente y evaluar el avance hacia una mayor participación renovable en el suministro eléctrico.

Tabla 2. Datos históricos de la matriz de generación eléctrica por tipo de combustible.

| Datos del segundo semestre |          |          |          |
|----------------------------|----------|----------|----------|
| GWh                        | 2023     | 2024     | 2025     |
| Geotermia                  | 141.78   | 137.34   | 134.45   |
| Eólica                     | 198.54   | 171.73   | 181.01   |
| Solar                      | 119.32   | 127.28   | 308.66   |
| Hídrico                    | 3,639.51 | 3,639.81 | 3,297.98 |
| Biogás                     | 12.46    | 8.74     | 11.12    |
| Biomasa                    | 396.94   | 275.43   | 340.02   |
| Gas Natural                | 0.00     | 43.89    | 49.25    |
| Carbón y Coque             | 1,852.96 | 1,930.38 | 2,105.80 |
| Bunker                     | 223.97   | 201.05   | 308.56   |
| Diesel                     | 4.42     | 2.35     | 3.29     |
| RENOVABLE                  | 68.42%   | 66.69%   | 63.40%   |
| NO RENOVABLE               | 31.58%   | 33.31%   | 36.60%   |
| TOTAL                      | 6,589.90 | 6,538.00 | 6,740.15 |

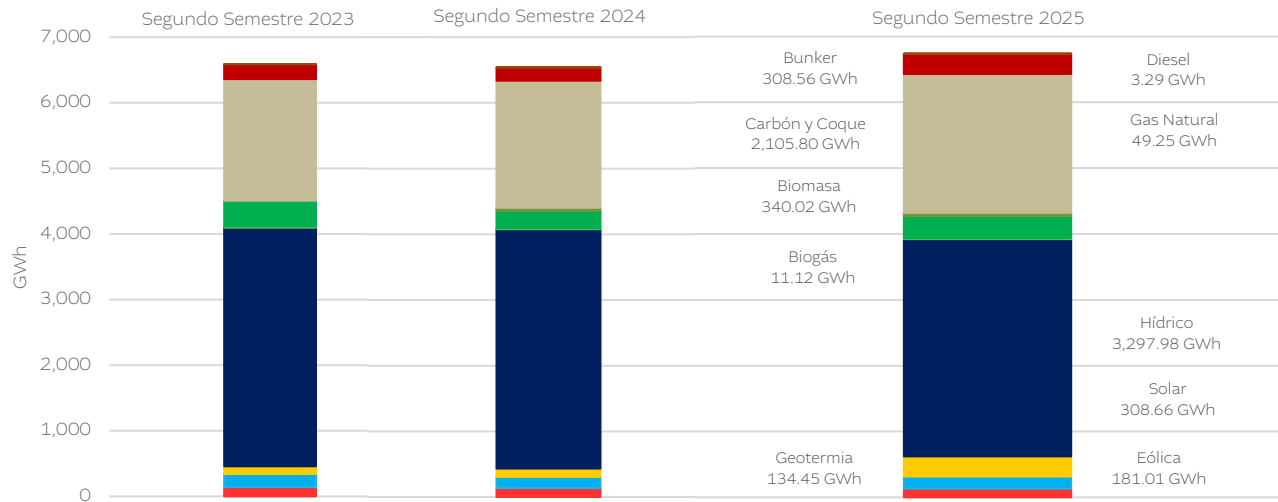
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Durante el segundo semestre de 2025, la generación total mostró un incremento respecto a 2024, con una participación del 63.40% proveniente de fuentes renovables y un 36.60% de origen no renovable. Aunque las energías renovables continúan representando la mayor proporción de la matriz, se observa una reducción en su participación porcentual frente a los dos años anteriores, acompañada de un aumento relativo en la generación térmica.

Dentro de las renovables, la generación hídrica mantuvo el liderazgo en volumen, aunque con una disminución respecto a 2024. Destaca el crecimiento significativo de la generación solar, que registró un aumento considerable en comparación con años previos, consolidando su papel dentro de la matriz energética. La biomasa y la energía eólica también contribuyeron de manera relevante, mientras que la geotermia y el biogás mantuvieron participaciones más estables.



Gráfica 6. Comparativa histórica de la matriz de generación eléctrica por tipo de recurso.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM. (Ver en la tabla anterior los valores para los años 2023 y 2024)

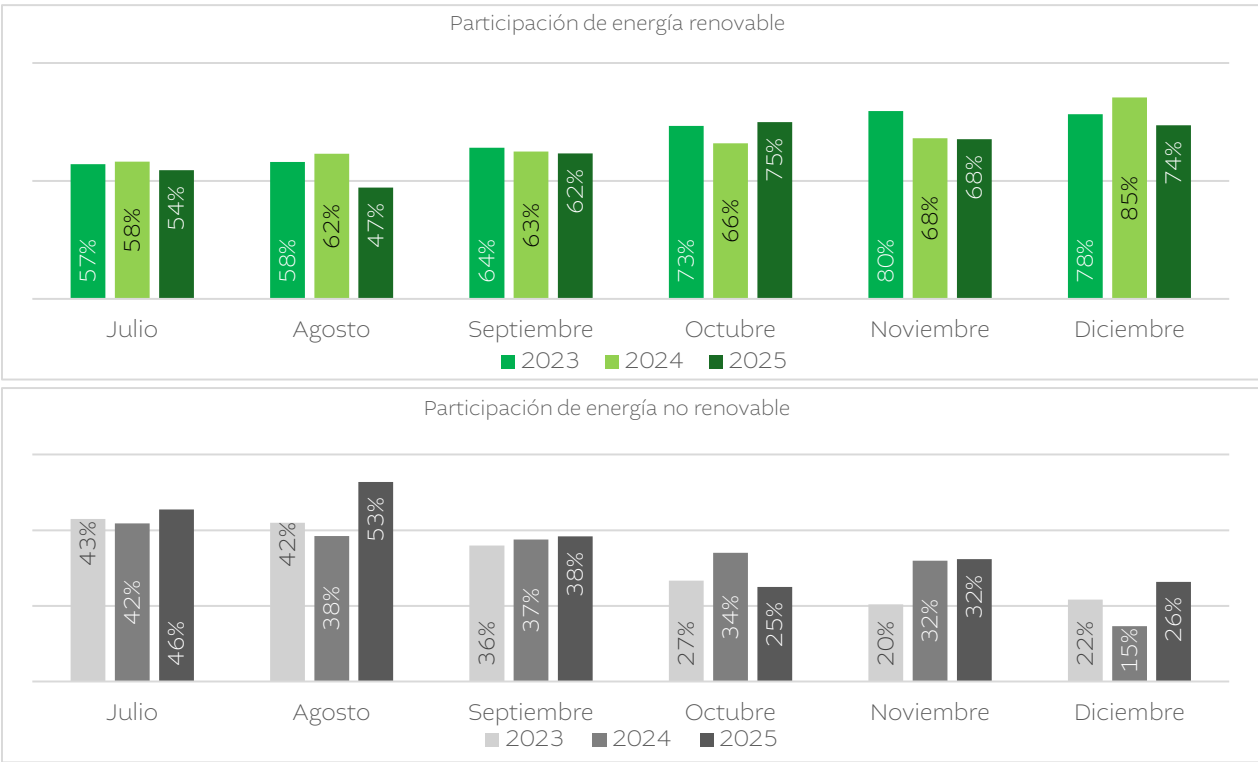
En el segmento de fuentes no renovables, el carbón y coque continuaron siendo el principal componente térmico, registrando un incremento respecto al año anterior. Asimismo, se observó un aumento en la generación con bunker y gas natural, lo que contribuyó al mayor peso relativo de las tecnologías no renovables en el período.

Contar con una matriz diversificada que integra recursos hídricos, biomasa, geotermia, solar, eólica y biogás, junto con tecnologías térmicas como carbón, bunker, diésel y gas natural; permite al sistema adaptarse a variaciones climáticas, disponibilidad de recursos y condiciones del mercado internacional de combustibles. Esta diversidad fortalece la seguridad energética y la capacidad de respuesta operativa del Sistema Nacional Interconectado, incluso en escenarios de mayor presión por el crecimiento sostenido de la demanda

### 3.2 GENERACIÓN POR TIPO DE RECURSO

El análisis porcentual de la generación renovable y no renovable durante el segundo semestre permite identificar la dinámica mensual en la composición de la matriz energética. Esta desagregación resulta fundamental para evaluar la evolución hacia una mayor participación de fuentes limpias y el nivel de dependencia de tecnologías térmicas convencionales, considerando factores como estacionalidad, disponibilidad hídrica y comportamiento de los precios internacionales de combustibles.

Gráfica 7. Composición histórica porcentual de la generación eléctrica en el SNI.



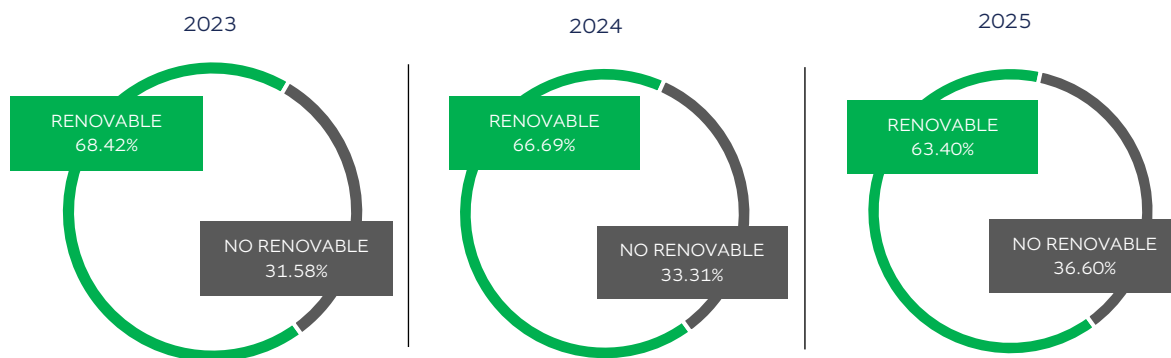
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



En el segundo semestre de 2025, la participación renovable mostró variaciones importantes a lo largo del período. Si bien en la mayoría de los meses se mantuvo por encima del 60%, se observó una reducción significativa en agosto, cuando la generación no renovable superó a la renovable. Posteriormente, en el último trimestre, la participación de fuentes limpias volvió a incrementarse, alcanzando sus niveles más altos en octubre y manteniéndose en valores superiores al promedio histórico reciente. La generación no renovable presentó un comportamiento inverso y hacia el cierre del año su participación volvió a reducirse, reflejando un mayor equilibrio en la matriz.

Para el cumplimiento de la meta establecida en la Política Energética 2013–2027, orientada a alcanzar un 80% de generación eléctrica a partir de recursos renovables, los resultados del segundo semestre muestran avances importantes, aunque también confirman que la sostenibilidad de dicha meta depende no solo de la capacidad instalada, sino de la disponibilidad efectiva de los recursos naturales. Factores como hidrología, radiación solar y velocidad del viento continúan siendo determinantes para consolidar una matriz limpia y estable. En este contexto, el fortalecimiento de tecnologías renovables de base, como la geotermia, representa una alternativa estratégica para garantizar generación constante durante todo el año.

Gráfica 8. Comparativa histórica del acumulado de la composición de generación eléctrica.



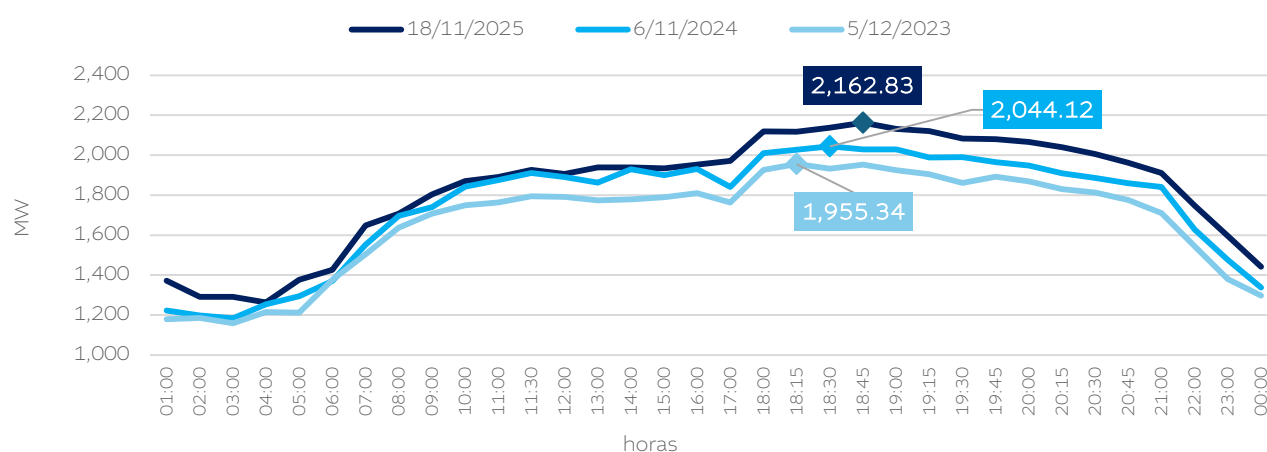
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



### 3.3 GENERACIÓN EN LOS DÍAS DE DEMANDA MÁXIMA

El análisis horario de la generación eléctrica en los días de demanda máxima del segundo semestre permite identificar los períodos de mayor exigencia para el Sistema Nacional Interconectado y evaluar su capacidad de respuesta operativa. Los datos correspondientes al 18 de noviembre de 2025, 6 de noviembre de 2024 y 5 de diciembre de 2023 evidencian el comportamiento del sistema durante 24 horas continuas, facilitando la comparación interanual y la identificación de las horas críticas.

Gráfica 9. Comparativa histórica de la potencia requerida en los días de demanda máxima.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

En 2025, la generación alcanzó su punto máximo en el bloque horario de las 18:45 horas, superando los registros observados en 2024 y 2023. Se confirma una tendencia creciente en las horas pico vespertinas, especialmente entre las 18:00 y las 20:00 horas, período en el cual se concentran los mayores niveles de generación. En comparación con años anteriores, el sistema mostró mayores márgenes de cobertura en los momentos de máxima demanda, reflejando un incremento progresivo en la exigencia operativa.

El patrón diario mantiene una estructura similar en los tres años analizados: niveles más bajos durante la madrugada, incremento sostenido a partir de las primeras horas de la mañana, estabilización en el mediodía y un ascenso pronunciado en la franja nocturna, donde se presentan los valores más elevados del día. Este comportamiento responde principalmente al aumento simultáneo del consumo residencial, comercial e industrial en el horario vespertino. En términos generales, los resultados evidencian que el sistema ha logrado responder adecuadamente al crecimiento interanual de la demanda máxima, manteniendo estabilidad



en la operación durante las horas críticas y garantizando el abastecimiento sin recurrir a medidas extraordinarias.

En 2025, la demanda máxima registrada el 18 de noviembre fue cubierta principalmente por la generación hidroeléctrica y las turbinas de vapor, que aportaron conjuntamente la mayor proporción de potencia en el momento de mayor exigencia. La generación hidroeléctrica contribuyó con 968.15 MW (47.12%), mientras que las turbinas de vapor aportaron 741.20 MW (42.10%), consolidándose como los pilares del suministro en la hora crítica.

Las tecnologías renovables complementarias también tuvieron participación relevante: la generación eólica aportó 104.11 MW (5.49%), la fotovoltaica 67.38 MW (1.44%) y la geotérmica 32.56 MW (1.98%). Por su parte, los motores reciprocantes contribuyeron con 78.04 MW (2.39%) como respaldo térmico adicional, mientras que las turbinas de gas no registraron aporte en ese momento específico. En cuanto al intercambio regional, las importaciones representaron 328.20 MW (12.72%), contribuyendo al abastecimiento durante la hora de mayor demanda, mientras que las exportaciones fueron negativas (-89.81 MW), lo que indica que el sistema priorizó el suministro interno en el período crítico.

Este perfil confirma una matriz diversificada con fuerte protagonismo de la generación hidroeléctrica y térmica a vapor para cubrir la demanda máxima, apoyada por energías renovables variables e intercambios regionales que fortalecen la seguridad operativa del Sistema Nacional Interconectado.

Tabla 3. Contribución de generación del día de demanda máxima.

| Tecnología         | 5/12/2023                |                | 6/11/2024                |                | 18/11/2025               |                |
|--------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|----------------|--------------------------|----------------|
|                    | Potencia Máxima Aportada | % Contribución | Potencia Máxima Aportada | % Contribución | Potencia Máxima Aportada | % Contribución |
| Eólico             | 104.11                   | 5.49%          | 10.5                     | 0.22%          | 104.11                   | 5.49%          |
| Fotovoltaica       | 67.38                    | 1.44%          | 70.45                    | 1.09%          | 67.38                    | 1.44%          |
| Geotérmica         | 32.56                    | 1.98%          | 32.9                     | 1.89%          | 32.56                    | 1.98%          |
| Hidroeléctrica     | 968.15                   | 47.12%         | 1149.61                  | 53.28%         | 968.15                   | 47.12%         |
| Motor Reciprocante | 78.04                    | 2.39%          | 144.06                   | 3.19%          | 78.04                    | 2.39%          |
| Turbina de Gas     | 0                        | 0.00%          | 0                        | 0.00%          | 0                        | 0.00%          |
| Turbina de Vapor   | 741.2                    | 42.10%         | 607.76                   | 32.22%         | 741.2                    | 42.10%         |
| Exportación        | -89.81                   | -13.24%        | -38.59                   | -6.23%         | -89.81                   | -13.24%        |
| Importación        | 328.2                    | 12.72%         | 287.9                    | 14.33%         | 328.2                    | 12.72%         |

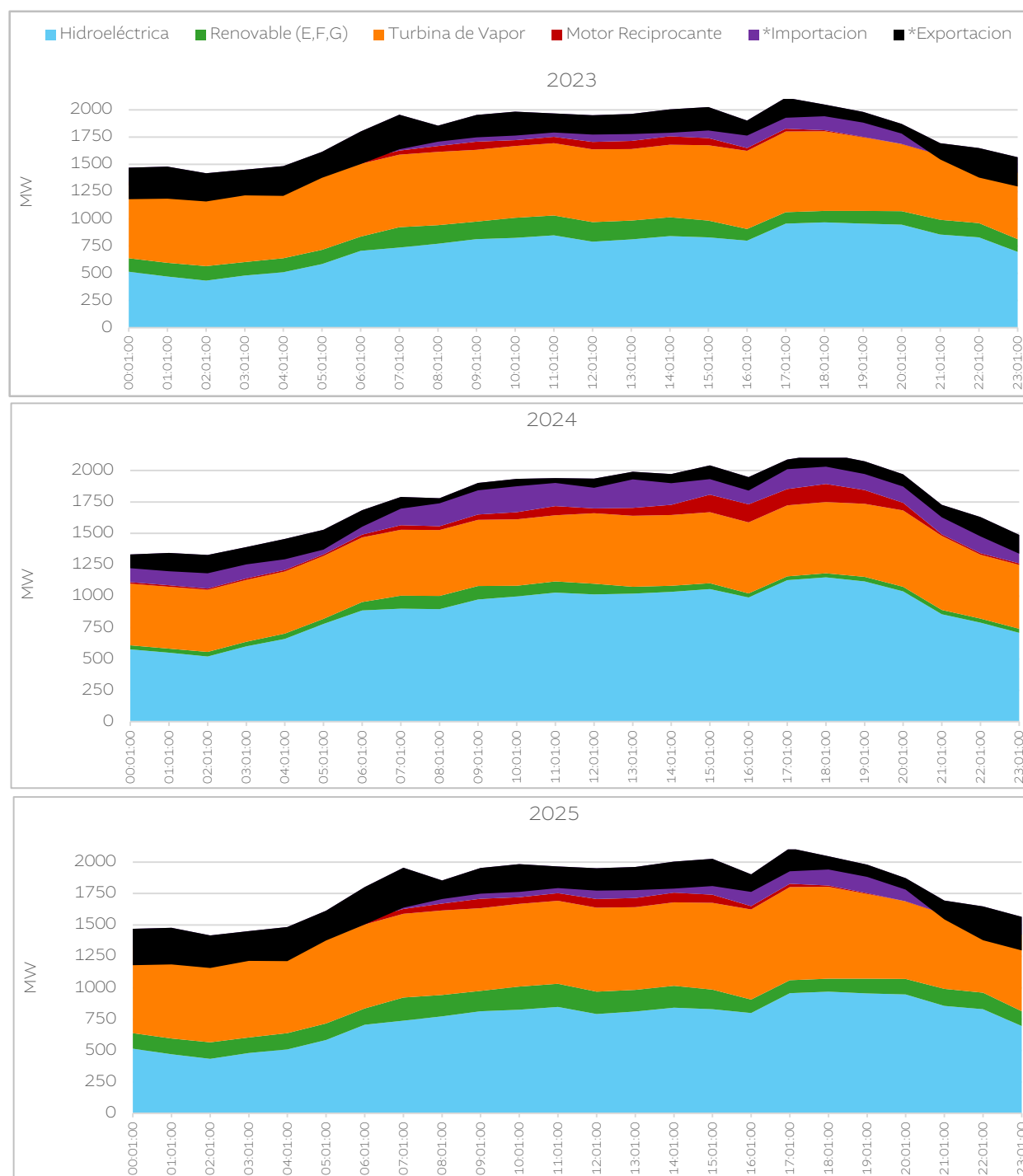
Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En 2025, la generación en el día de máxima demanda mostró un claro predominio de la generación hidroeléctrica y de las turbinas de vapor como base del sistema. Durante las horas críticas, especialmente en el bloque vespertino, la generación hidroeléctrica se mantuvo como el principal aporte individual, alcanzando su punto máximo en la franja de mayor exigencia. Por su parte, las turbinas de vapor operaron de forma constante a lo largo de la jornada, incrementando su despacho en las horas nocturnas y consolidándose como el principal respaldo térmico del sistema.

Los motores reciprocantes tuvieron una participación complementaria y variable, con mayor presencia en determinados intervalos del día, aunque sin alcanzar los niveles observados en 2024, lo que evidencia una menor dependencia de este tipo de tecnología en 2025. Las tecnologías renovables variables (eólica y fotovoltaica) mostraron el comportamiento típico asociado a la disponibilidad del recurso: mayor aporte durante el día y reducción significativa en horas nocturnas. La geotermia mantuvo un suministro estable durante toda la jornada, actuando como fuente renovable de base.



Gráfica 10. Comparativa histórica de la generación por tecnología en los días de demanda máxima.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM. (Renovable (E,F,G) integra las tecnologías: Eólica, Fotovoltaica y Geotérmica.)

En cuanto al intercambio regional, las importaciones contribuyeron de manera relevante durante varias horas del día, especialmente en el período de máxima demanda, mientras que las exportaciones fueron negativas en distintos intervalos, reflejando la priorización del abastecimiento interno en las horas críticas.

Comparativamente, entre 2024 y 2025 se observa un mayor protagonismo de la generación hidroeléctrica en el momento de máxima demanda, junto con una reducción relativa en el uso de motores reciprocantes. Este comportamiento resulta favorable en términos de eficiencia operativa y costos variables, al disminuir la necesidad de generación térmica más flexible y generalmente más costosa. No obstante, la sostenibilidad de este patrón depende directamente de la disponibilidad hídrica, lo que representa un factor de riesgo en escenarios de menor aporte de recursos renovables.

En conjunto, el análisis del segundo semestre evidencia que el Sistema Nacional Interconectado mantiene una matriz de generación diversificada y con predominio renovable, aunque con una mayor participación térmica en comparación con años anteriores. La generación hidroeléctrica y las turbinas de vapor continúan desempeñando un papel fundamental en la cobertura de la demanda máxima, mientras que tecnologías como la solar y la eólica fortalecen progresivamente su aporte dentro de la matriz. El comportamiento observado confirma la capacidad operativa del sistema para responder al crecimiento sostenido de la demanda, apoyándose en una combinación equilibrada de recursos renovables, generación térmica de respaldo e intercambios regionales.

No obstante, la variabilidad propia de los recursos naturales y la creciente exigencia en horas pico resaltan la importancia de continuar fortaleciendo la planificación energética, la expansión de tecnologías renovables firmes y la gestión eficiente de la operación para garantizar seguridad, sostenibilidad y competitividad en el abastecimiento eléctrico del país.



## 4. TRANSACCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Guatemala participa activamente en dos mercados internacionales de energía eléctrica: el Mercado Eléctrico Mexicano (MEM) y el Mercado Eléctrico Regional (MER). En el MEM se realizan transacciones adjudicadas mediante Licitación Abierta de Largo Plazo o por medio de contratos con agentes del mercado mayorista, mientras que en el MER se efectúan intercambios con países de Centroamérica: El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, a través de acuerdos y contratos bilaterales entre los operadores de los sistemas eléctricos.

El análisis de las transacciones del segundo semestre de 2025 evidencia un flujo dinámico tanto de importaciones como de exportaciones, reflejando la integración regional del sistema eléctrico guatemalteco. Las importaciones totalizaron 789.04 GWh, concentrándose principalmente en el Mercado Eléctrico Mexicano, mientras que la participación del Sistema Eléctrico Regional fue significativamente menor. Por su parte, las exportaciones alcanzaron 734.92 GWh, con el MER como principal destino de la energía exportada.

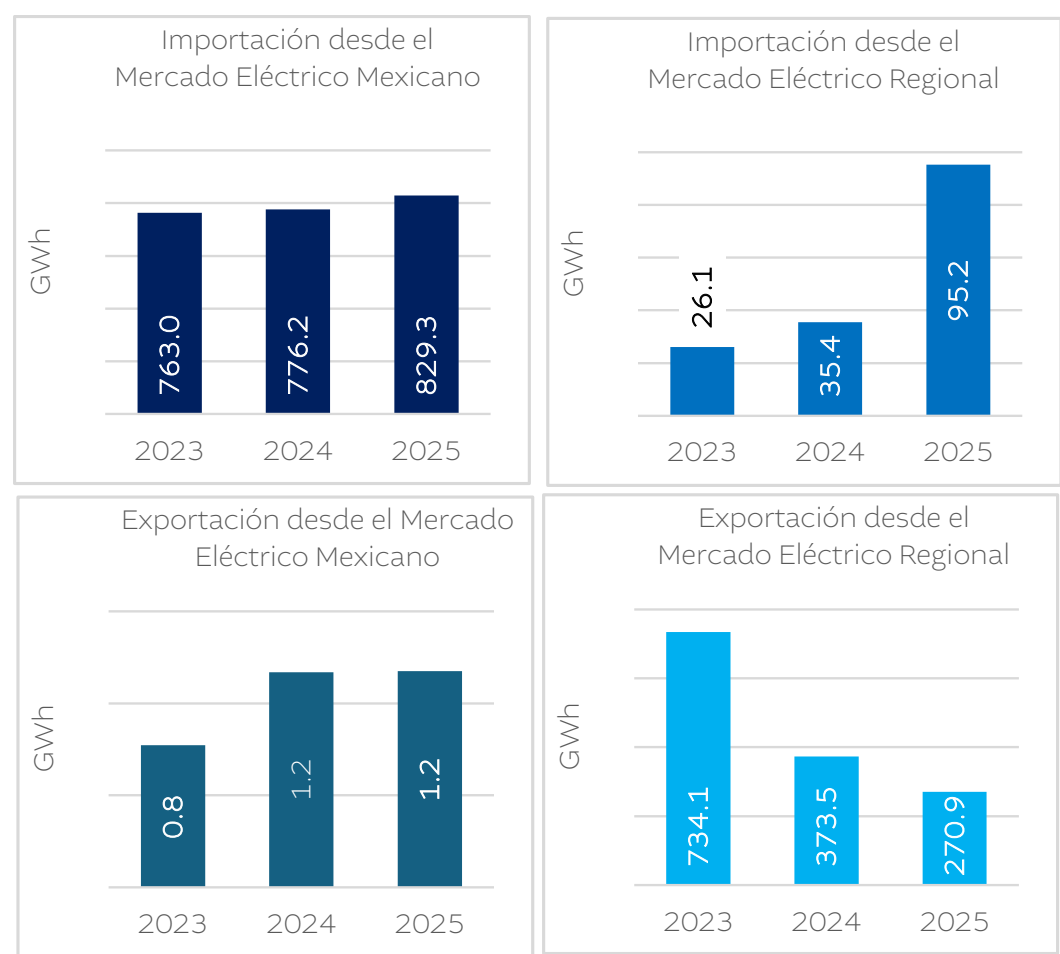
Tabla 4. Aportes mensuales de las transacciones de energía eléctrica por interconexiones.

| Mes        | Importación (GWh) |        | Exportación (GWh) |        | "Transacción Neta (GWh)" |
|------------|-------------------|--------|-------------------|--------|--------------------------|
|            | MEM               | SER    | MEM               | SER    |                          |
| Julio      | 155.080           | 25.909 | 0.005             | 21.495 | 159.489                  |
| Agosto     | 144.777           | 15.658 | 0.004             | 28.036 | 132.395                  |
| Septiembre | 137.419           | 10.347 | 0.006             | 57.966 | 89.794                   |
| Octubre    | 140.670           | 18.580 | 0.165             | 60.687 | 98.398                   |
| Noviembre  | 136.286           | 10.093 | 0.032             | 41.388 | 104.959                  |
| Diciembre  | 115.094           | 14.639 | 0.963             | 61.372 | 67.398                   |
| Sub total  | 829.33            | 95.23  | 1.18              | 270.94 | 652.43                   |
| Total      | 924.55            |        | 272.12            |        | 652.43                   |

Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

La transacción neta del período fue de 54.12 GWh a favor de las importaciones, lo que indica un balance relativamente equilibrado entre compras y ventas internacionales. Este comportamiento contrasta con períodos anteriores de mayor dependencia de importaciones y refleja una mayor capacidad del sistema para participar activamente en el mercado regional, tanto como importador como exportador, según las condiciones de oferta, demanda y precios. Las variaciones mensuales responden a la disponibilidad de generación interna, especialmente de recursos renovables, así como a los principios establecidos en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, bajo el esquema de Despacho Económico. Este mecanismo optimiza el despacho de las unidades de generación al mínimo costo para garantizar el abastecimiento seguro y eficiente de la demanda del Sistema Nacional Interconectado, aprovechando las oportunidades que ofrecen los mercados internacionales.

Gráfica 11. Comparativa histórica de las transacciones entre mercados en el SNI.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

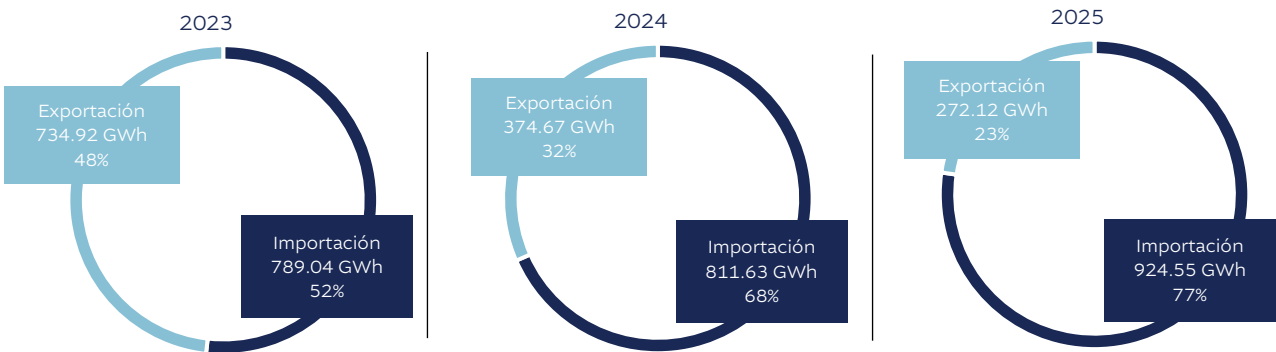


En la comparación interanual del segundo semestre, las importaciones desde el MEM se mantuvieron relativamente estables entre 2023 y 2025, registrando un leve incremento en 2024 y retornando en 2025 a niveles similares a los observados en 2023. En el caso del SER, se observa un aumento en 2024 respecto a 2023, seguido de una reducción en 2025, lo que evidencia una variabilidad en la disponibilidad regional para el intercambio energético.

En cuanto a las exportaciones, el SER continuó siendo el principal destino el Mercado Eléctrico Guatemalteco durante el período analizado. En 2024 se registró una disminución significativa respecto a 2023, mientras que en 2025 las exportaciones retornaron a niveles similares a los observados en 2023, mostrando una recuperación importante del intercambio regional. Por su parte, las exportaciones hacia el MEM se mantuvieron marginales en los tres años evaluados, sin variaciones relevantes.

Esta dinámica refleja que el volumen de transacciones internacionales está estrechamente vinculado a la disponibilidad de excedentes de generación interna y a las condiciones operativas de los mercados regionales. Cuando existe mayor disponibilidad de recursos renovables o condiciones favorables de precios, Guatemala incrementa su participación como exportador; en escenarios distintos, prioriza el abastecimiento interno y ajusta sus flujos de importación conforme al criterio de despacho económico.

Gráfica 12. Comparativa histórica del acumulado de transacciones entre mercados.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



## 5. PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA

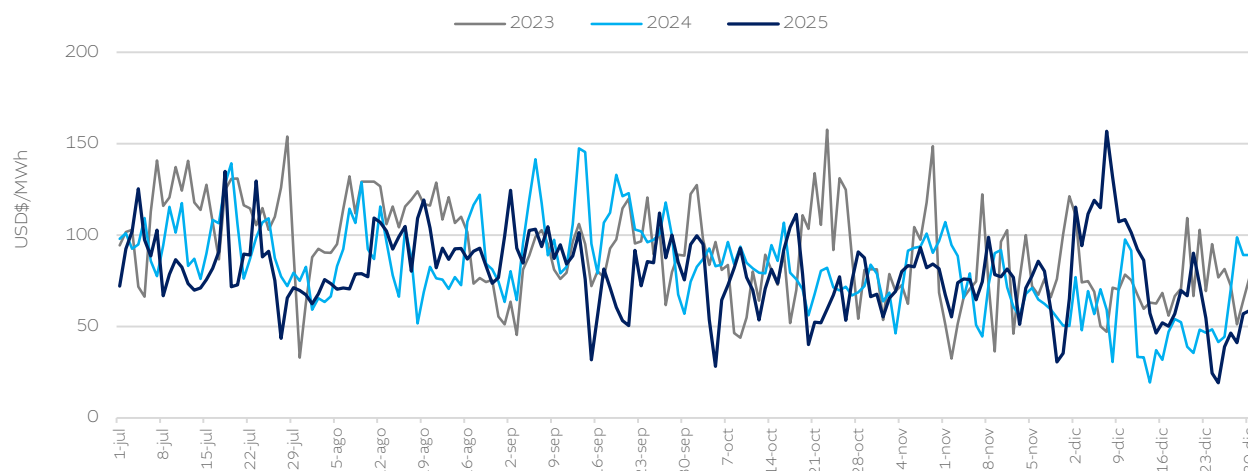
El Precio de Oportunidad de la Energía (POE), o Precio Spot, representa el valor en tiempo real del kilovatio-hora (kWh) en el mercado mayorista y refleja la interacción inmediata entre oferta y demanda. Este indicador es altamente dinámico y responde a factores como la disponibilidad de generación, especialmente renovable, el comportamiento de la demanda, las condiciones climáticas y los costos de combustibles. El análisis diario permite identificar períodos de estabilidad y episodios de mayor volatilidad que inciden directamente en la planificación y operación del sistema eléctrico.

Durante el segundo semestre de 2025, el POE mostró un comportamiento moderado en comparación con años anteriores, con valores que en su mayoría se mantuvieron dentro de rangos intermedios, aunque con algunos picos puntuales, principalmente en los meses de septiembre y diciembre. En julio y agosto predominó una relativa estabilidad, con oscilaciones controladas y sin registrar extremos elevados. En septiembre se observaron algunos incrementos aislados, mientras que en octubre el mercado presentó varios días con precios considerablemente más bajos, reflejando mayor disponibilidad de generación o menor presión de demanda en determinados momentos. En noviembre, el comportamiento fue estable, con variaciones acotadas y sin episodios de alta volatilidad. En diciembre se registraron algunos de los valores más altos del semestre, particularmente durante la primera semana, lo que sugiere mayor exigencia operativa o ajustes en el balance entre oferta y demanda en esos días específicos.

En comparación con 2024, el segundo semestre de 2025 no evidenció picos extremos prolongados ni situaciones de tensión estructural del sistema. La variabilidad observada responde principalmente a condiciones normales del mercado eléctrico, asociadas al despacho económico y a la dinámica diaria de generación y consumo.



Gráfica 13. Comparativa histórica del precio de oportunidad promedio del SNI.



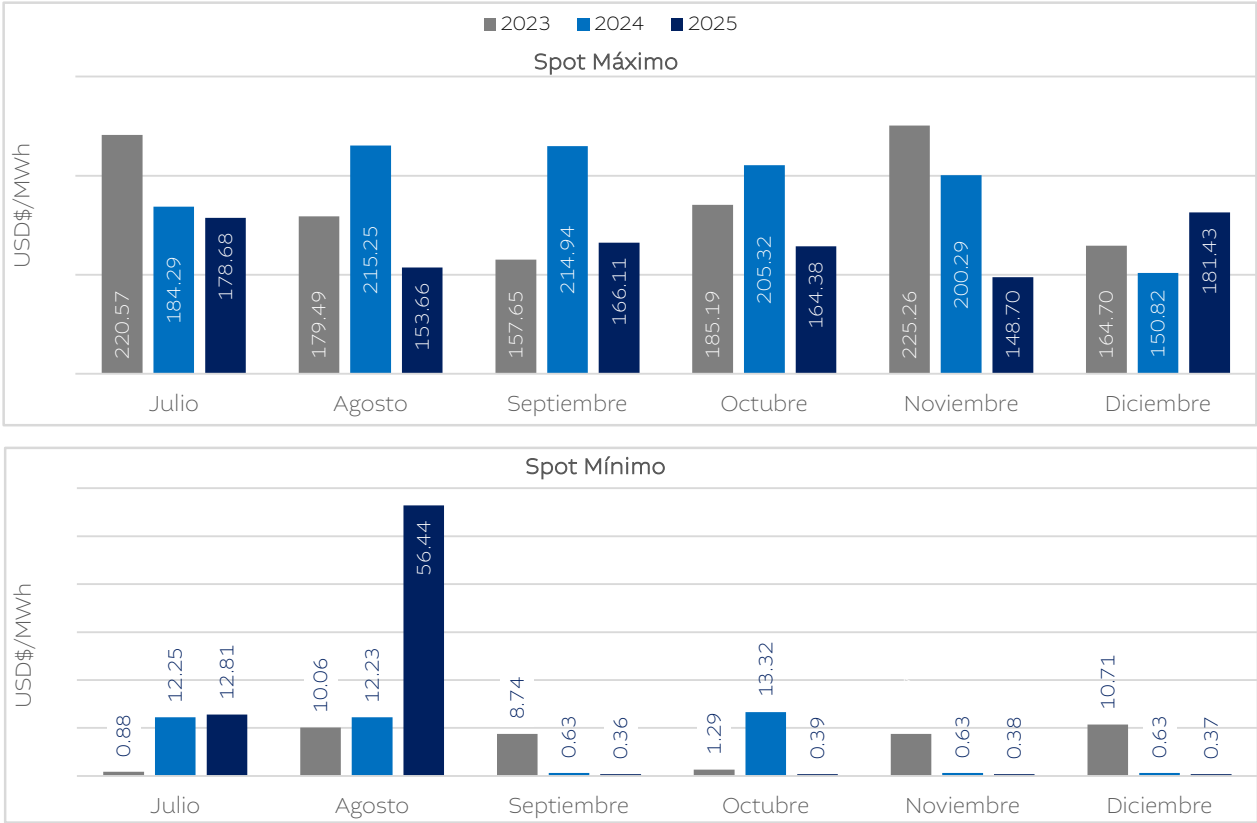
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

En términos generales, la evolución del POE durante el segundo semestre confirma que el mercado mantiene una sensibilidad directa a la disponibilidad de recursos renovables y al comportamiento de la demanda. Los precios más bajos tendieron a coincidir con mayor aporte hidroeléctrico y menor requerimiento térmico, mientras que los valores más elevados se registraron en jornadas con mayor exigencia del sistema. Este comportamiento refuerza la importancia de continuar fortaleciendo la diversificación de la matriz y la incorporación de tecnologías eficientes que contribuyan a reducir la volatilidad y mejorar la competitividad del sector eléctrico.

## 5.1 PFECIO DE OPORTUNIDAD MÁXIMO Y MÍNIMO

El análisis de los precios de oportunidad máximos y mínimos permite identificar los momentos de mayor tensión y holgura en el mercado eléctrico, así como la influencia de las centrales que actúan como generadores marginales en dichos eventos. Estos valores extremos reflejan la sensibilidad del sistema ante variaciones en la disponibilidad de recursos, el comportamiento de la demanda y la estructura de costos de las tecnologías en operación.

Gráfica 14.Comparativa histórica de los rangos de precios de oportunidad del SNI.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Durante el segundo semestre de 2025, el precio spot máximo promedio mensual se registró en diciembre, alcanzando 181.43 USD\$/MWh, el evento ocurrió el 7 de diciembre de 2025, jornada en la cual la planta Textiles del Lago 3 actuó como generador marginal en múltiples intervalos horarios, especialmente en las horas de mayor exigencia del sistema, con precios que se mantuvieron en niveles elevados durante buena parte del día. Este comportamiento evidencia una mayor dependencia de generación térmica en ese momento específico, lo que incrementó el costo marginal del sistema.



## 6. TARIFAS ELÉCTRICAS

Las tarifas eléctricas reflejan en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica, contando con un pliego tarifario desglosado con los cargos que se le aplican a cada tarifa. Conforme a la Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, tiene la responsabilidad de definir las tarifas cada 3 meses. Para fines de este informe, nos enfocamos en la Tarifa Social y la Tarifa de Baja Tensión Simple por el impacto que tienen en los consumidores residenciales y comerciales.

La Tarifa Social (TS) tiene como objetivo aliviar la carga económica de los hogares más necesitados y garantizarles el acceso a un servicio esencial como la electricidad. Esta tarifa ofrece descuentos que se reflejan en las facturas mensuales de la energía eléctrica a los hogares que cumplen con ciertos criterios. Se considera Usuario de Tarifa Social a todo aquel que consuma 300 kWh o menos en un periodo de facturación mensual, o un promedio diario de hasta 10 kWh.

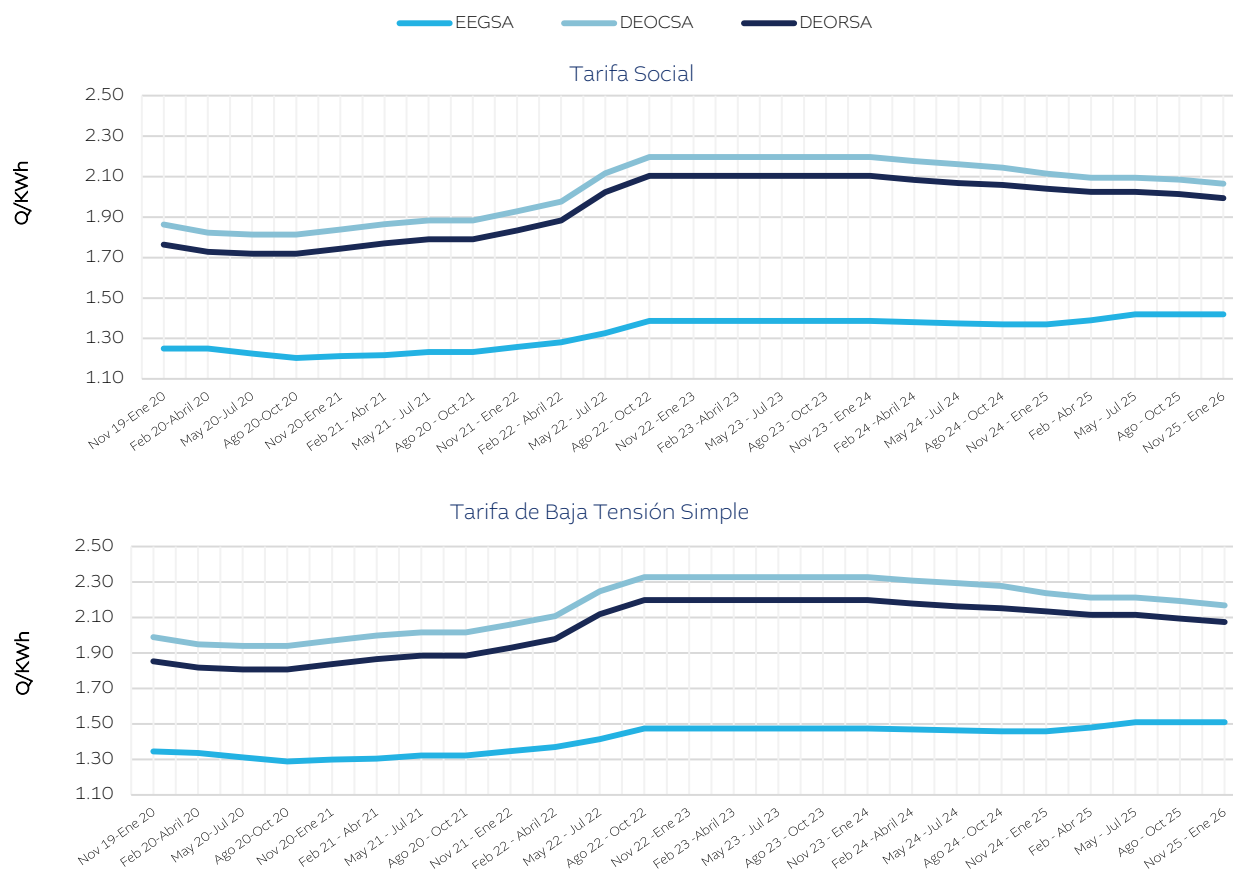
También existe la Tarifa de Baja Tensión Simple o también conocida como Tarifa de Baja Tensión No Social (BTS), dirigida a usuarios que no califican para la Tarifa Social. Esta tarifa se mide mediante un medidor de energía que no registra la potencia. Se compone de un Cargo Fijo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica al total de energía consumida durante el período de facturación.

Cabe mencionar que, cada distribuidora cuenta con sus costos para las diversas tarifas, por lo que se mencionan a las principales: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA) y la Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (DEOCSA).

## 6.1 HISTÓRICO DE LAS TARIFAS

El análisis de las tarifas eléctricas permite identificar la evolución de los precios aplicados por las principales distribuidoras del país según la categoría de la tarifa.

Gráfica 15. comportamiento histórico de las tarifas.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Durante el segundo semestre de 2025, las tarifas eléctricas mostraron un comportamiento diferenciado entre las distribuidoras. EEGSA mantuvo un nivel superior al observado en 2024, consolidando el ajuste al alza iniciado a comienzos del año. En contraste, DEOCSA y DEORSA continuaron con una tendencia descendente gradual en la Tarifa Social (TS), reflejando ajustes en los componentes de generación y distribución.

En términos comparativos, EEGSA continúa presentando los valores más bajos dentro de las tres distribuidoras, seguida por DEORSA en un rango intermedio y DEOCSA con los precios más altos. Estas diferencias responden a la estructura de costos, contratos de suministro, pérdidas técnicas, costos de distribución y características geográficas propias de cada área de concesión.



## 6.2 EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA TARIFA SOCIAL

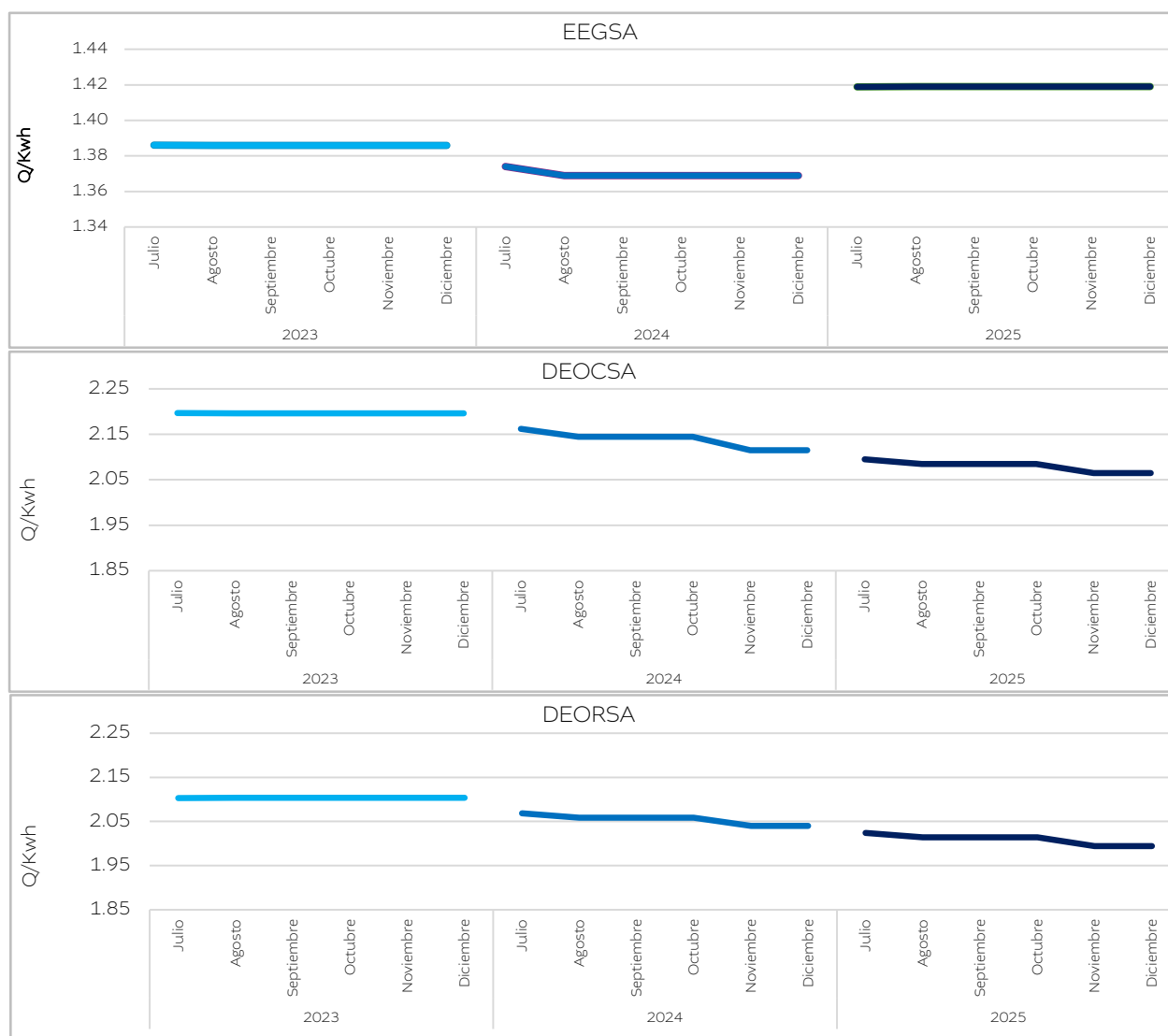
El análisis mensual del segundo semestre (julio–diciembre) entre 2023 y 2025 permite observar con claridad la trayectoria de la Tarifa Social en cada distribuidora.

En el caso de EEGSA, durante 2023 la tarifa se mantuvo estable en 1.39 Q/kWh. En 2024 se registró una reducción a 1.37 Q/kWh durante todo el semestre. Para 2025 se observa un incremento y estabilización en 1.42 Q/kWh, manteniéndose durante los seis meses del período. Este comportamiento refleja el ajuste aplicado en el primer semestre y su consolidación en la segunda mitad del año.

Para DEOCSA, la evolución muestra una tendencia descendente sostenida en los últimos tres años. En 2023 la tarifa se mantuvo en 2.20 Q/kWh; en 2024 presentó una reducción gradual que osciló entre 2.16 y 2.11 Q/kWh; y en 2025 continuó disminuyendo progresivamente desde 2.09 en julio hasta 2.06 Q/kWh al cierre del semestre. Esto evidencia una estabilización con ligera corrección a la baja.

En cuanto a DEORSA, el comportamiento fue similar al de DEOCSA pero con valores intermedios. En 2023 la tarifa permaneció estable en 2.10 Q/kWh; en 2024 descendió levemente hasta 2.04 Q/kWh al finalizar el año; y en 2025 continuó ajustándose gradualmente hasta ubicarse en 1.99 Q/kWh en noviembre y diciembre. Esta reducción progresiva confirma una tendencia de moderación en los costos aplicados al usuario final.

Gráfica 16. Comportamiento histórico de la Tarifa Social por distribuidora



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

En conjunto, el segundo semestre de 2025 muestra estabilidad en EEGSA y una ligera tendencia descendente en DEOCSA y DEORSA. Estas variaciones reflejan ajustes en los componentes tarifarios, principalmente generación, distribución y pérdidas, así como el efecto del despacho económico y la evolución de los costos del mercado mayorista.



## 7. GASES DE EFECTO INVERNADERO

Para la contabilización de las emisiones se aplica la metodología del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), la cual relaciona la intensidad de la actividad llevada a cabo y un factor de emisión para cada gas definido por sus guías. En el sector energético, se reconocen tres tipos principales de gases de efecto invernadero: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) y metano ( $\text{CH}_4$ ). Para la homogeneidad de la información, se convierte todo a una misma unidad dimensional, el dióxido de carbono equivalente ( $\text{CO}_2\text{e}$ ).

Tabla 5. Emisiones de GEI por tipo de combustible para la generación de energía eléctrica.

| Segundo semestre 2025 |                                        |                  |                    |
|-----------------------|----------------------------------------|------------------|--------------------|
| Tipos de combustibles | Emisiones de Ton $\text{CO}_2\text{e}$ | Generación (GWh) | % de participación |
| Hidroeléctrica        | 0.00                                   | 3,639.81         | 55.67%             |
| Carbón Mineral        | 417,461.70                             | 1,174.46         | 17.96%             |
| Coque de petróleo     | 258,623.10                             | 755.92           | 11.56%             |
| Bagazo de caña        | 1,891.79                               | 275.43           | 4.21%              |
| Bunker (Fuel Oil)     | 56,203.14                              | 201.05           | 3.08%              |
| Eólica                | 0.00                                   | 137.34           | 2.10%              |
| Geotérmica            | 0.00                                   | 127.28           | 1.95%              |
| Solar                 | 0.00                                   | 171.73           | 2.63%              |
| Gas Natural           | 8,872.66                               | 43.89            | 0.67%              |
| Biogás                | 1.71                                   | 8.74             | 0.13%              |
| Diésel Oil            | 628.27                                 | 2.35             | 0.04%              |
| <b>Total</b>          | <b>743,682.37</b>                      | <b>6,538.00</b>  | <b>1.00</b>        |

Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Durante el segundo semestre de 2025, la generación de energía eléctrica produjo un total de 743,682.37 toneladas de  $\text{CO}_2\text{e}$ , asociadas principalmente a fuentes térmicas convencionales. La generación hidroeléctrica, eólica, solar y geotérmica no registró emisiones directas de  $\text{CO}_2\text{e}$  en el proceso de producción eléctrica, representando en conjunto más del 60% de la matriz energética del período, lo que contribuyó significativamente a la mitigación de emisiones del sector eléctrico.



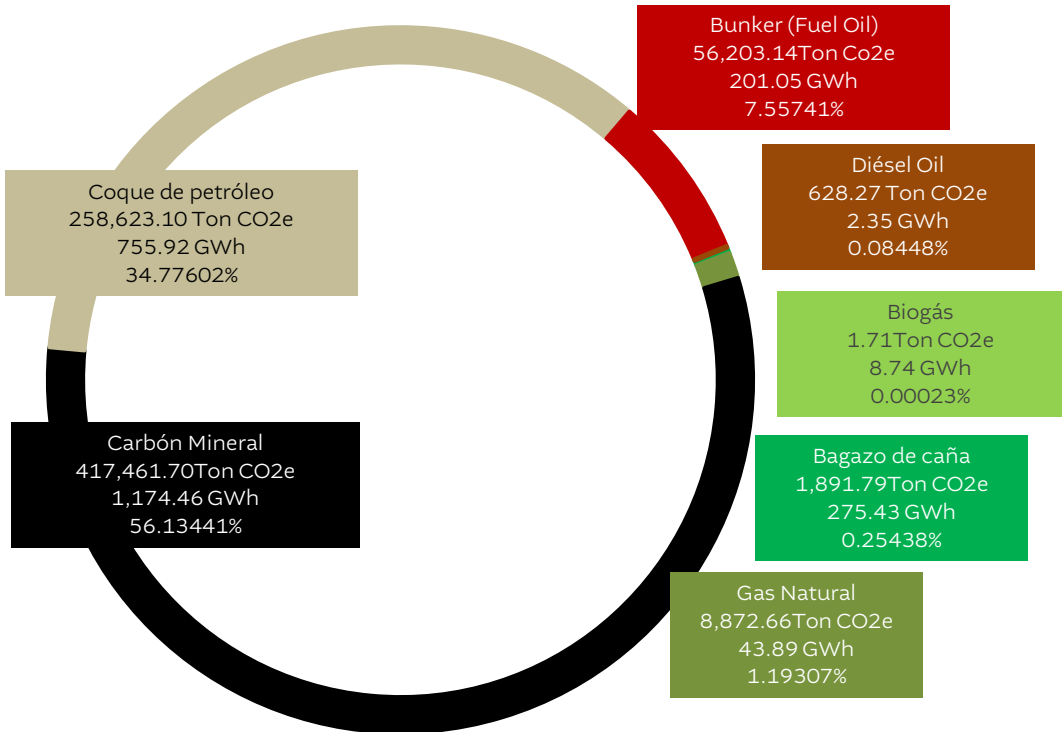
Las mayores emisiones provinieron del carbón mineral y el coque de petróleo, que en conjunto concentraron la mayor proporción de emisiones del semestre, en correspondencia con su participación dentro de la generación térmica. El bunker (fuel oil) y el gas natural también aportaron emisiones, aunque en menor magnitud relativa. Por su parte, el diésel tuvo una contribución marginal tanto en generación como en emisiones.

En el caso del bagazo de caña y el biogás, aunque son fuentes renovables, generaron emisiones asociadas a metano ( $\text{CH}_4$ ) y óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ). De acuerdo con las Directrices del IPCC (2006), las emisiones de  $\text{CO}_2$  derivadas de la combustión de biomasa se consideran de origen biogénico y no se contabilizan dentro del total de emisiones del sector energía, reportándose únicamente como dato informativo. Esto se debe a que el carbono liberado durante la combustión fue previamente capturado por la biomasa durante su crecimiento, pudiendo reabsorberse en ciclos productivos sostenibles, lo que permite cerrar el ciclo del carbono bajo condiciones adecuadas de manejo.

En términos generales, el segundo semestre de 2025 evidencia que, a pesar de la mayor participación térmica observada en algunos meses, la predominancia de generación renovable permitió contener el nivel total de emisiones del sector eléctrico. Este resultado refuerza la importancia de continuar promoviendo fuentes limpias y tecnologías eficientes como estrategia clave para la reducción de gases de efecto invernadero y el cumplimiento de compromisos ambientales nacionales e internacionales.



Gráfica 17. Emisiones de GEI para la generación de energía eléctrica en el segundo semestre 2025.



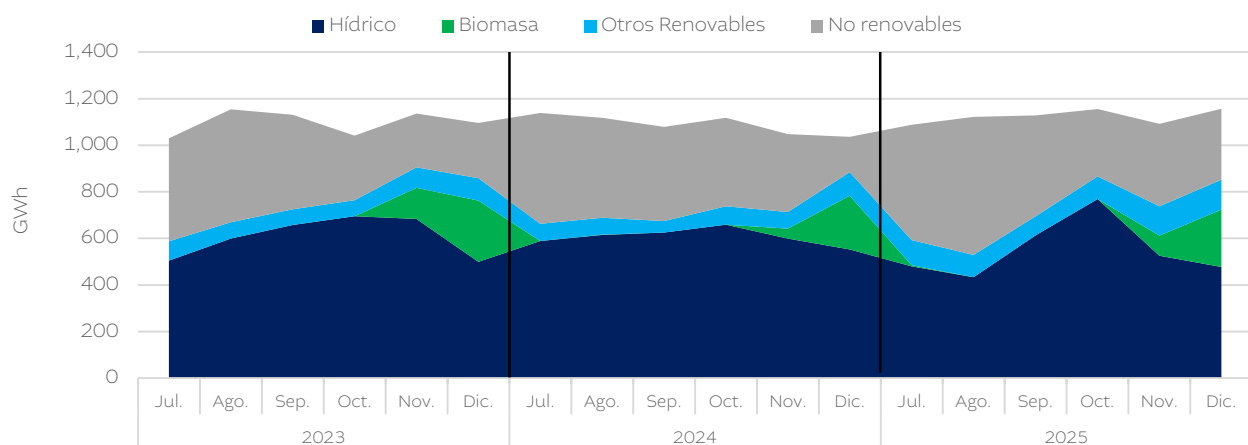
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Entre las fuentes fósiles, el carbón mineral fue el mayor emisor, con 417,461.70 toneladas de CO<sub>2</sub>e, asociado a una participación del 17.96% en la generación total del período, seguido por el coque de petróleo, que registró 258,623.10 toneladas de CO<sub>2</sub>e y una participación del 11.56%. El uso de bunker (fuel oil) también contribuyó de forma relevante, con 56,203.14 toneladas de CO<sub>2</sub>e (3.08% de participación), mientras que el gas natural y el diésel representaron aportes menores tanto en generación como en emisiones. Estas cifras evidencian que, aunque las energías renovables continúan teniendo un peso predominante en la matriz eléctrica, las fuentes fósiles de mayor intensidad de carbono aún mantienen una participación significativa en la cobertura de la demanda, especialmente como generación base o respaldo.

## 8. CONDICIONES CLIMÁTICAS

Las condiciones climáticas influyen directamente en la participación de las distintas fuentes de generación eléctrica, especialmente en el aporte de las tecnologías renovables dependientes de recursos naturales. El análisis mensual de los semestres de 2023 a 2025 permite identificar el comportamiento de la generación hídrica, biomasa, otras renovables y no renovables, evidenciando cómo las variaciones climáticas y estacionales impactan la composición de la matriz energética.

Gráfica 18. Histórico de la generación eléctrica por tipo de recurso acumulado.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Durante el segundo semestre de 2025, la generación hidroeléctrica mostró un comportamiento variable, con un descenso en agosto respecto a julio, seguido de una recuperación importante en septiembre y un máximo destacado en octubre, mes en el que se registró el mayor aporte hídrico del período. Posteriormente, se observó una reducción en noviembre y diciembre. Este patrón refleja la influencia directa de la estacionalidad de lluvias y la disponibilidad de caudales en la producción hidroeléctrica.

La biomasa presentó una participación baja en los primeros meses del semestre (julio a octubre), asociada al ciclo productivo fuera de la zafra, mientras que en noviembre y diciembre se registró un incremento significativo en su aporte, en línea con el inicio del período de cosecha. Este comportamiento confirma la marcada estacionalidad de esta fuente renovable dentro de la matriz energética.



En cuanto a las otras renovables (eólica, solar y geotérmica), su participación se mantuvo relativamente estable durante el semestre, con ligeras variaciones mensuales. En 2025 se observan valores superiores a los registrados en 2023 y 2024 en varios meses, evidenciando una mayor contribución estructural de estas tecnologías al sistema.

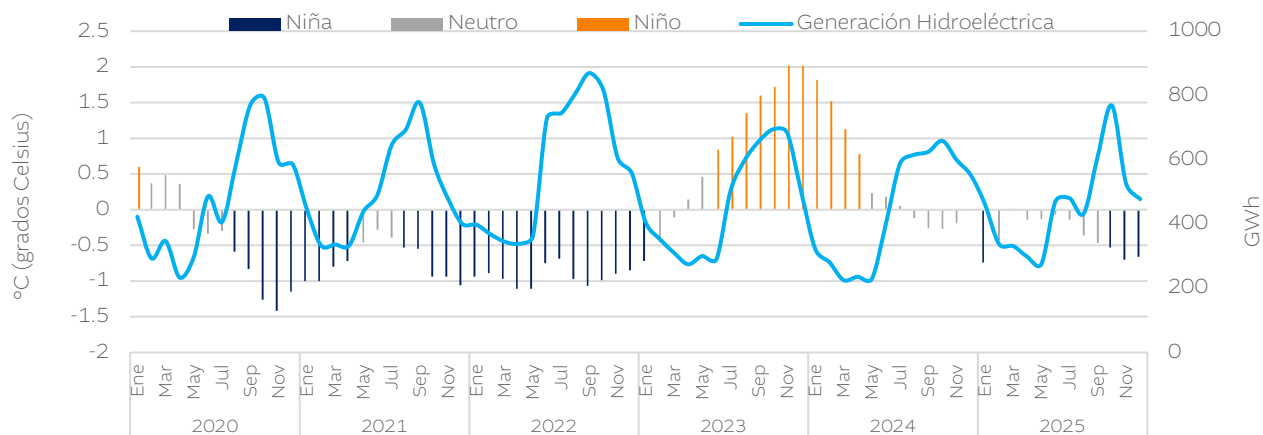
En el análisis comparativo 2023–2025, se evidencia que la generación hidroeléctrica ha estado directamente condicionada por la variabilidad climática anual. Mientras que en 2023 y 2024 los valores mostraron fluctuaciones importantes en el segundo semestre, en 2025 se observa un comportamiento más dinámico, con un repunte significativo en octubre que contribuyó a reducir temporalmente el requerimiento de generación térmica.

### **8.1 COMPARATIVO HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO DEL ENOS**

Durante 2025, el comportamiento del ENOS mostró una transición desde condiciones neutras a Niña débil y posteriormente Niña moderada hacia el último trimestre del año, lo que tuvo un impacto directo en la generación hidroeléctrica. En el primer semestre, los valores del índice se mantuvieron cercanos a la neutralidad, reflejándose en niveles de generación moderados y sin extremos significativos. Sin embargo, a partir de octubre se observa un fortalecimiento de condiciones Niña (valores negativos más marcados), coincidiendo con un repunte importante en la generación hidroeléctrica, particularmente en octubre, mes que registró uno de los valores más altos del año.

En comparación con 2024, 2025 presenta un comportamiento más favorable en términos hídricos durante el segundo semestre. Mientras que en 2024 el año inició bajo condiciones Niño moderado a fuerte y mostró una recuperación gradual hacia neutralidad, en 2025 la transición hacia Niña permitió un mayor aporte hidroeléctrico en el último trimestre, reduciendo la presión sobre la generación térmica en esos meses.

Gráfica 19. Comparativo histórico del comportamiento del ENOS y la generación hidroeléctrica.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Respecto a 2023, año caracterizado por una transición hacia condiciones Niño fuerte en el segundo semestre, 2025 muestra un patrón opuesto en su etapa final. Mientras que en 2023 el fortalecimiento de El Niño generó mayor variabilidad y dependencia térmica en ciertos periodos, en 2025 la presencia de Niña hacia finales del año favoreció una mayor disponibilidad de recurso hídrico.

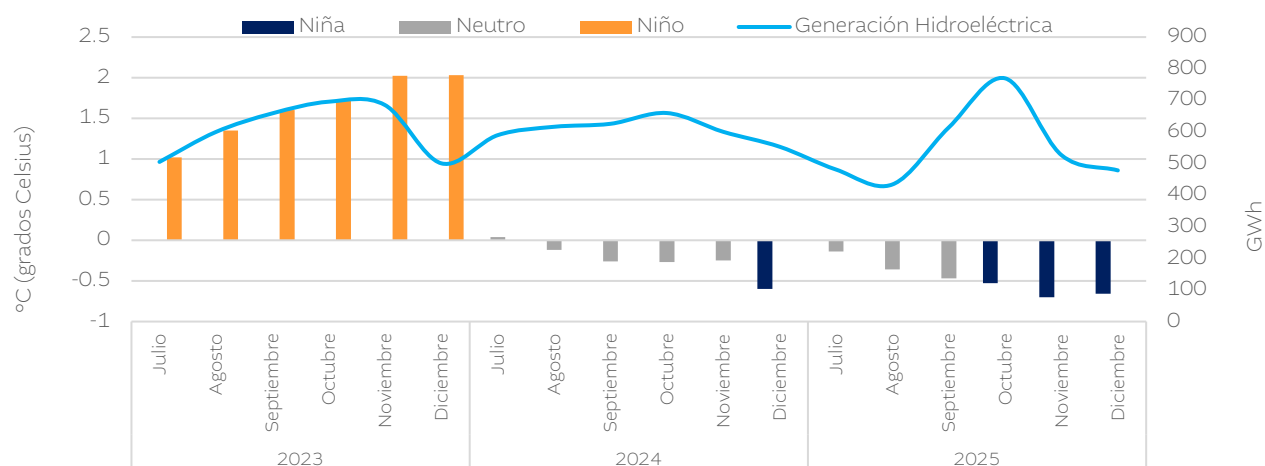
En síntesis, 2025 se caracteriza por un año de comportamiento climático más equilibrado, con una mejora en las condiciones hídricas durante el segundo semestre gracias a la consolidación de una fase Niña. Este patrón climático contribuyó a sostener la generación renovable y a moderar la necesidad de generación térmica en los meses de mayor disponibilidad de caudal.

## 8.2 COMPARATIVO SEMESTRAL DEL COMPORTAMIENTO DEL ENOS

Durante el segundo semestre de 2025, el comportamiento del ENOS mostró una transición desde condiciones neutras débiles en julio (-0.14) hacia una Niña moderada en el último trimestre (valores entre -0.53 y -0.70). Esta evolución tuvo un impacto directo en la generación hidroeléctrica. En julio y agosto, bajo condiciones cercanas a la neutralidad, la generación se mantuvo en niveles moderados (480 y 433 GWh). Sin embargo, en septiembre y especialmente en octubre, coincidiendo con el fortalecimiento de condiciones Niña, se registró un repunte significativo, alcanzando 769 GWh en octubre, el valor más alto del semestre. Posteriormente, en noviembre y diciembre, aunque se mantuvieron condiciones Niña, la generación descendió a niveles intermedios, reflejando la estacionalidad propia del cierre del período lluvioso.



Gráfica 20. Comparativo semestral del comportamiento del ENOS y la generación hidroeléctrica.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En comparación con 2024, el segundo semestre de 2025 presenta un comportamiento más marcado en su variabilidad. En 2024 predominó una fase mayormente neutra con una transición leve hacia Niña en diciembre (-0.6), lo que permitió una generación relativamente estable entre julio y octubre (589 a 659 GWh), sin picos extremos. En 2025, en cambio, la consolidación de Niña en octubre generó un incremento más pronunciado en la producción hidroeléctrica.

Respecto a 2023, año dominado por El Niño fuerte en el segundo semestre (valores superiores a 1.0 y hasta 2.03), la diferencia es más evidente. En 2023, aunque la generación alcanzó valores altos en octubre (695 GWh), el fortalecimiento progresivo de El Niño generó mayor irregularidad y una caída importante en diciembre (500 GWh). En contraste, 2025 mostró una fase climática opuesta hacia el cierre del año, con condiciones Niña que favorecieron un repunte en octubre y una reducción menos abrupta al finalizar el semestre.

En síntesis, el segundo semestre de 2025 evidencia una relación clara entre el fortalecimiento de condiciones Niña y el incremento en la generación hidroeléctrica, confirmando nuevamente la alta sensibilidad del sistema eléctrico guatemalteco frente a la dinámica climática del ENSO.



Ministerio de  
**Energía y Minas**