



Ministerio de
Energía y Minas

**INFORME DE MONITOREO Y
EVALUACIÓN**
**DE LA OPERACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO
NACIONAL**

2025





**INFORME DE MONITOREO Y
EVALUACIÓN
DE LA OPERACIÓN DEL
SUBSECTOR ELÉCTRICO NACIONAL
2025**

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
Jonathan Calderón
María Gomez

Contenido

PRESENTACIÓN	7
RESUMEN EJECUTIVO	8
1. Metodología	9
2. Balance de Energía neta del Subsector Eléctrico	10
3. Operación del Mercado Eléctrico de Guatemala	14
3.1. Capacidad efectiva del Sistema Nacional Interconectado	14
3.2. Capacidad efectiva por tecnología.....	15
3.3. Composición energética de la capacidad instalada	17
3.4. Nueva Capacidad efectiva	18
3.5. Generación eléctrica del Sistema Nacional Interconectado	18
3.6. Generación por tipo de Tecnología	20
3.7. Generación por tipo de combustible	22
3.8. Recursos hídricos.....	24
3.9. Biomasa	25
3.10. Carbón y coque de petróleo.....	26
3.11. Bunker.....	28
3.12. Generación por tipo de recurso	28
4. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).....	31
4.1. Emisiones Anuales	31
4.2. Emisiones mensuales	32
4.3. Matriz de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero	33
5. Demanda de electricidad en el S.N.I.....	34
5.1. Evolución mensual de la demanda.....	34
5.2. Agentes consumidores y su demanda de energía.....	35
5.3. Análisis del Primer Cuatrimestre (enero – abril)	36
5.4. Análisis del resto del año (mayo – diciembre).....	36
5.5. Comparación de acumulados anuales.....	40
6. Demanda de potencia	41
6.1. Margen de reserva del sistema	42
7. Factor de Carga en 2025	44
8. Pérdidas de energía en el S.N.I. 2025	46
9. Transacciones Internacionales de Energía Eléctrica	48
9.1. Comportamiento mensual del flujo de carga 2025	48
9.2. Exportaciones de energía eléctrica 2021–2025	49
9.3. Importaciones de energía eléctrica 2021–2025	49
9.4. Transacciones internacionales 2025.....	50
10. Precio Spot de la Energía en el Sistema Nacional Interconectado.....	52
10.1. Promedio anual del precio de oportunidad	52
10.2. Comportamiento mensual del precio spot 2025	52
10.3. Precio spot por banda horaria 2025	54
10.4. Comparación con mercados interconectados	54
11. Tarifa Social y No Social	56



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Diagrama de Sankey de energía neta 2025.....	12
Gráfica 2. Evolución de la capacidad efectiva, en Megavatios, del parque de generación	14
Gráfica 3. Capacidad efectiva, en Megavatios del parque de generación 2025.	16
Gráfica 4. Capacidad efectiva, en Megavatios del parque de generación 2025.	17
Gráfica 5. Generación de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado de 2025.	19
Gráfica 6. Generación de energía eléctrica mensual del S.N.I 2025.....	19
Gráfica 7. Matriz de generación de energía eléctrica por tipo de tecnología empleada para la producción año 2025.....	20
Gráfica 8. Factor de operación mensual de las tecnologías mas importantes para el parque generador nacional del año 2025 en porcentaje %.....	21
Gráfica 9. Factor de operación mensual de las tecnologías complementarias del parque generador nacional del año 2025 en porcentaje %.	21
Gráfica 10. Generación por tipo de combustible en GWh, año 2025.....	23
Gráfica 11. Comportamiento de la generación eléctrica por combustible empleado según la estacionalidad 2025.....	24
Gráfica 12. Comparación en la producción de generación de energía eléctrica a base de recursos hídricos 2023, 204 y 2025.....	25
Gráfica 13. Comparación de la generación de energía eléctrica producida con Biomasa para 2018, 2023 y 2025.....	26
Gráfica 14. Comparación de la generación de energía eléctrica producida con carbón 2023, 2024 y 2025.	27
Gráfica 16. Comparación de la generación de energía eléctrica producida con bunker y 2025.	28
Gráfica 17. Comportamiento de la generación eléctrica por tipo de recurso 2025.....	29
Gráfica 18. Comportamiento de la generación eléctrica por tipo de recurso 2025.....	30
Gráfica 20. Generación de Emisiones de Gases de Efecto invernadero S.N.I. 2025.	31
Gráfica 21. Comportamiento en la emisión de GEI mensualmente por tipo de combustible 2025. 32	
Gráfica 22. Matriz de emisiones de GEI para la generación de energía eléctrica por tipo de combustible 2025.	33
Gráfica 23. Demanda de energía eléctrica en el S.N.I, 2019 - 2025.	34
Gráfica 24. Demanda de energía eléctrica en el S.N.I. 2023 – 2025.	35
Gráfica 25. Matriz de demanda de energía eléctrica por tipo de agente 2025.	36
Gráfica 26. Demanda de energía eléctrica para los agentes comercializadores 2025.....	37
Gráfica 27. Demanda de energía eléctrica para los agentes distribuidores 2025.	37
Gráfica 28. Demanda de energía eléctrica para los agentes distribuidores 2025.	38
Gráfica 29. Demanda de energía eléctrica para los generadores transportistas 2025.	38
Gráfica 30. Demanda de energía eléctrica para los agentes generadores distribuidos 2025.....	39
Gráfica 31. Demanda de energía eléctrica para los grandes usuarios 2025.	39
Gráfica 32. Demanda máxima de potencia anual.....	41
Gráfica 33. Demanda máxima de potencia del S.N.I. mensual durante 2025.....	42
Gráfica 34. Comportamiento del factor de carga del S.N.I. 2025.....	44
Gráfica 35. Perdidas de energía del S.N.I. 2025.....	46
Gráfica 36. Perdidas de energía en el S.N.I. mensualmente 2025.	47
Gráfica 37. Comportamiento del flujo de carga 2025.	48
Gráfica 38. Exportaciones de electricidad en GWh, 2021-2025.	49
Gráfica 39. Importaciones de electricidad en GWh, 2021-2025.	50
Gráfica 40. Transacciones internacionales con el S.N.I. 2025 en GWh.....	50
Gráfica 41. Transacciones internacionales netas con el S.N.I. 2025 en GWh.	51
Gráfica 42. Promedio anual del precio de oportunidad de la Energía 2025.....	52



Gráfica 43. Promedio mensual precio de oportunidad de la Energía 2025.....	53
Gráfica 44. Promedio mensual del precio de oportunidad de la Energía por tipo de banda 2025...	54
Gráfica 45. Precio Spot de los Mercados Regionales en USD/Mwh.....	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Balance de energía eléctrica neta del subsector energía eléctrica para el Sistema Nacional Interconectado.....	11
Tabla 2. Cuadro comparativo de variables del S.N.I. años 2023, 2024 y 2025.....	13
Tabla 3. Capacidad efectiva a diciembre 2023, 2024 y 2025.....	15
Tabla 4. Nueva capacidad efectiva, en Megavatios adicionada durante 2024 Y 2025.....	18
Tabla 5. Comparación de energía demandada por el tipo de agente , 2025.	40
Tabla 6. histórico del margen de reserva.....	43



PRESENTACIÓN

El presente Informe de Monitoreo del Subsector Eléctrico 2025 tiene como objetivo presentar el comportamiento operativo y técnico del Sistema Nacional Interconectado durante el año 2025, integrando información oficial proveniente del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

El documento consolida información relacionada con capacidad instalada, generación por tipo de recurso, demanda, intercambios internacionales, emisiones asociadas a la generación eléctrica, precios de oportunidad de la energía, pérdidas del sistema y demanda máxima de potencia.

La información presentada permite evaluar el desempeño del sistema eléctrico nacional desde una perspectiva integral, identificando tendencias, variaciones estacionales y cambios estructurales relevantes en la operación del mercado eléctrico.



RESUMEN EJECUTIVO

Durante 2025, el Sistema Nacional Interconectado registró un crecimiento sostenido tanto en demanda como en demanda máxima de potencia, alcanzando un nuevo valor histórico de 2,204.22 MW. La energía demandada totalizó 14,136.46 GWh, lo que confirma la tendencia de expansión del consumo eléctrico nacional.

En términos de generación, la matriz energética mantuvo una estructura diversificada, con predominio de recursos renovables durante el período lluvioso y mayor participación térmica en el primer semestre del año. La estacionalidad continuó siendo un factor determinante en la operación del sistema.

El precio spot promedio anual se ubicó en 85.3 USD/MWh, mostrando una reducción significativa respecto a 2024. Los valores más elevados se concentraron entre marzo y mayo, coincidiendo con meses de mayor despacho térmico.

En el ámbito internacional, 2025 cerró como un año netamente importador, con 1,823.25 GWh importados frente a 556.80 GWh exportados. El saldo neto importador ascendió a aproximadamente 1,266 GWh.

Las pérdidas del sistema totalizaron 439.7 GWh, equivalentes al 3.11 % de la demanda anual, manteniéndose dentro de rangos técnicamente consistentes.

En conjunto, los resultados evidencian un sistema en expansión, con adecuada estabilidad operativa, pero con creciente interacción regional y dependencia estacional de generación térmica.



1. Metodología

La información contenida en este informe fue elaborada a partir de bases de datos oficiales publicadas por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), correspondientes al año 2025 y a series históricas comparativas cuando fue necesario.

Las principales consideraciones metodológicas son las siguientes:

- * La generación eléctrica se expresa en GWh y corresponde a energía neta generada e inyectada al Sistema Nacional Interconectado.
- * La demanda del S.N.I. corresponde a la energía retirada por los agentes del mercado, expresada en GWh.
- * Las pérdidas del sistema se estiman como la diferencia entre la energía generada más importaciones y la energía retirada por los agentes.
- * El factor de carga se calcula como:
 - $\text{Factor de Carga (\%)} = (\text{Demanda Promedio} / \text{Demanda Máxima}) \times 100$
- * Las emisiones de gases de efecto invernadero fueron estimadas aplicando factores de emisión por tipo de combustible a la generación mensual correspondiente según la metodología IPCC 2006.
- * El precio de oportunidad de la energía corresponde al precio marginal del sistema reportado por el AMM, expresado en USD/MWh.
- * Las transacciones internacionales consideran intercambios con el Mercado Eléctrico Regional (MER) y con México (MEM), diferenciando importaciones y exportaciones.

Los cálculos fueron realizados mediante procesamiento estadístico de la información mensual y anual, asegurando consistencia entre generación, demanda y flujos internacionales.



2. Balance de Energía neta del Subsector Eléctrico

El Balance de energía eléctrica neta del Subsector Eléctrico integró los flujos de generación, importaciones, exportaciones, pérdidas y consumo final registrados en el Sistema Nacional Interconectado durante 2025, asegurando la coherencia contable entre la oferta y la demanda de energía.

En 2025, la generación nacional alcanzó 13,308.41 GWh, con una participación del 62 % de fuentes renovables y 38 % de fuentes no renovables. Las importaciones totalizaron 1,823.25 GWh, mientras que las exportaciones ascendieron a 555.84 GWh, configurando un saldo netamente importador.

La oferta total de energía fue de 15,131.67 GWh, destinada principalmente a cubrir una demanda nacional de 14,575.80 GWh. Las pérdidas del sistema se situaron en 439.37 GWh, equivalentes aproximadamente al 3.11 % de la energía movilizada, manteniéndose dentro de parámetros técnicamente consistentes.

El balance cerró en valor cero, confirmando la consistencia estadística del sistema y reflejando un comportamiento operativo estable, con crecimiento sostenido de la demanda y mayor integración regional.



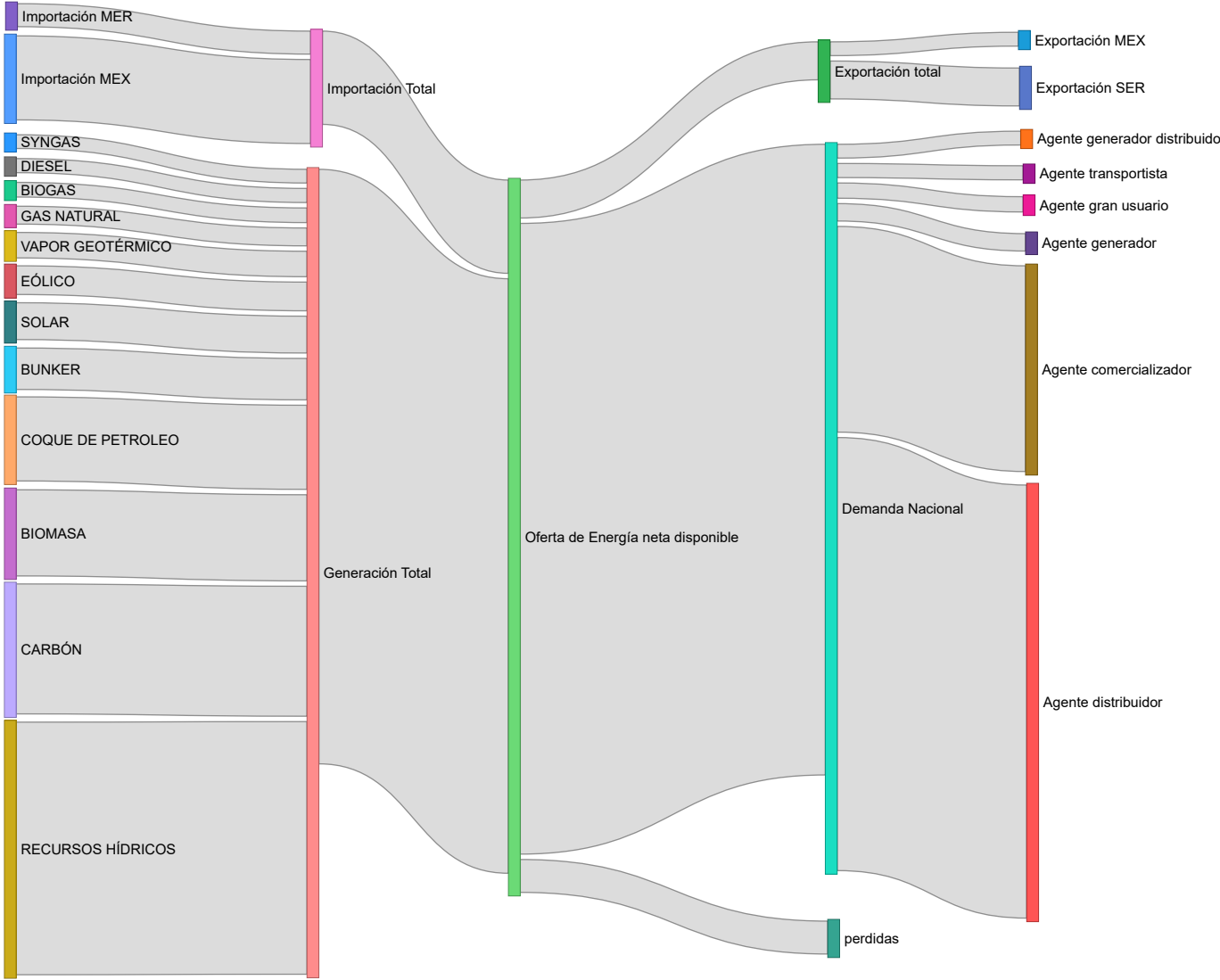
Tabla 1. Balance de energía eléctrica neta del subsector energía eléctrica para el Sistema Nacional Interconectado

Activad	GWh	% VARIACION CON RESPECTO A 2024
RECURSOS HÍDRICOS	5,473.52	3%
CARBÓN	2,662.82	-2%
BIOMASA	1,659.20	4%
COQUE DE PETROLEO	1,612.03	-3%
BUNKER	635.20	-27%
SOLAR	529.21	110%
EÓLICO	342.80	20%
VAPOR GEOTÉRMICO	269.05	-2%
GAS NATURAL	94.75	28%
BIOGAS	20.85	15%
DIESEL	8.95	-75%
SYNGAS	0.03	-46%
Generación Total	13,308.41	1%
Importación MEX	1610.59	2%
Importación MER	212.66	172%
Importación total	1,823.25	10%
Oferta total	15,131.67	2%
Agente comercializador	-4,399.01	5%
Agente distribuidor	-9,608.30	5%
Agente generador	-84.10	-5%
Agente transportista	-8.55	-9%
Agente generador distribuido	-1.78	26%
Agente gran usuario	-34.72	1%
perdidas	-439.37	1%
Demanda Nacional	-14,575.80	5%
Exportación MEX	2.19	-256%
Exportación SER	553.65	-166%
Exportación total	-555.84	-34%
CONSUMO	-15,131.64	2%
BALANCE	0.0	

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



Gráfica 1. Diagrama de Sankey de energía neta 2025.



Se presenta a continuación las variables más relevantes del Subsector eléctrico nacional, proporcionando una visión del desempeño comparando los años 2023 y 2025 destacando áreas de mejora y resaltando los éxitos obtenidos.

Tabla 2. Cuadro comparativo de variables del S.N.I. años 2023, 2024 y 2025.

Resumen comparativo de las variables de operación del S.N.I. 2023, 2024 y 2025.			
Año	2023	2024	2025
ENERGÍA GENERADA (GWh)	12,222.89	13,117.41	13,308.41
Renovable %	66%	59%	62%
No renovable %	34%	41%	38%
Importaciones (GWh)	1,887.70	1,656.88	1,823.25
Exportaciones (GWh)	1,023.88	842.26	555.84
Demanda de energía (GWh)	12,635.66	-13,496.29	-14,575.80
Demanda máxima de potencia (MW)	1,970.00	2,121.80	2,204.22
Capacidad efectiva disponible (MW)	3,527.70	3,559.20	3,731.50
Plantas de generación activas en el S.N.I.	163	172	191
Precio promedio SPOT (US\$/MWh)	105.20	116.47	85.30
Emisiones de CO ₂ e por energía eléctrica neta (toneladas)	1,418,113.27	1,811,385.30	1,695,927.46
Perdidas (GWh)	451.06	435.70	439.37
Factor de carga promedio %	77.2%	78.0%	78.4%
Perdidas (GWh)	451.06	435.70	439.37
Factor de carga promedio %	77.2%	78.0%	78.4%

Fuente: Elaboración propia con información de la AMM.



3. Operación del Mercado Eléctrico de Guatemala

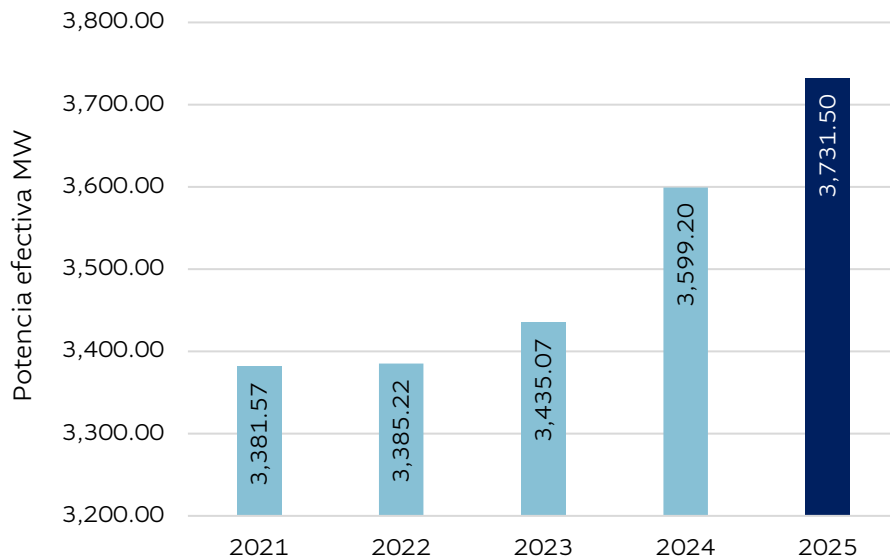
3.1. Capacidad efectiva del Sistema Nacional Interconectado

La capacidad efectiva del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) refleja la potencia realmente disponible para cubrir la demanda eléctrica del país, considerando las condiciones técnicas y operativas de las centrales de generación. En términos prácticos, representa la capacidad con la que el sistema puede contar para el despacho bajo escenarios normales de operación.

Entre 2021 y 2025 se observa una trayectoria de crecimiento sostenido. Al cierre de 2025, la capacidad efectiva alcanzó 3,731.49 MW, superando los 3,599.20 MW registrados en 2024 y los 3,435.07 MW en 2023. Esto implica un aumento de 172.29 MW respecto a 2024 (+4.8%) y de 296.42 MW frente a 2023 (+8.6%), confirmando una expansión progresiva del parque generador.

El incremento registrado en 2025 estuvo influenciado principalmente por la incorporación de generación solar, tanto centralizada como distribuida, mientras que otras tecnologías mantuvieron variaciones moderadas. Esta dinámica explica el crecimiento observado en la capacidad total y, al mismo tiempo, empieza a modificar la composición tecnológica del sistema.

Gráfica 2. Evolución de la capacidad efectiva, en Megavatios, del parque de generación



Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista – AMM.



3.2. Capacidad efectiva por tecnología

El desglose por tecnología permite entender cómo está conformado el parque generador y cómo ha evolucionado en los últimos años. Más allá del crecimiento total del sistema, la estructura tecnológica muestra qué fuentes están ganando participación y cuáles se mantienen estables.

En 2025, la hidroeléctrica continúa siendo la tecnología con mayor capacidad instalada, con 1,419.83 MW, lo que representa aproximadamente el 38 % de la capacidad efectiva total del sistema. Su variación respecto a 2024 fue marginal (+2.33 MW), lo que confirma una estabilidad en este segmento. La cogeneración mantiene una presencia relevante dentro de la estructura del sistema, con 578.93 MW en 2025. En términos porcentuales representa alrededor del 15 % del total instalado y no mostró cambios significativos respecto al año anterior, lo que indica continuidad en su aporte estructural.

El cambio más visible se dio en la generación solar. La capacidad fotovoltaica centralizada pasó de 80 MW en 2024 a 203 MW en 2025, un incremento de 123 MW, equivalente a un crecimiento superior al 150 %. De manera similar, la generación distribuida fotovoltaica aumentó de 47.42 MW a 100.44 MW, lo que representa un crecimiento de aproximadamente 112 %. Esta expansión explica la mayor participación de la energía solar dentro de la capacidad total del sistema en 2025.

Tabla 3. Capacidad efectiva a diciembre 2023, 2024 y 2025.

Tecnologías	MW efectivos		
	2023	2024	2025
HIDROELÉCTRICA	1,381.37	1,417.50	1,419.83
TURBINA DE VAPOR	528.2	600.32	594.96
COGENERADOR	575.54	580.98	578.93
MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	459.01	471.14	471.14
FOTOVOLTAICA	80	80	203
EÓLICA	107.4	109.8	109.8
TURBINA DE GAS	103.73	103.73	104.57
GDR FOTOVOLTAICA	20.3	47.42	100.44
GDR HIDROELÉCTRICA	132.23	98.03	100.15
GEOTÉRMICA	38.22	38.21	36.6
GDR TÉRMICO	6.48	9.48	9.48
TURBINAS DE GAS NATURAL	2.59	2.59	2.59
TOTAL	3,435.07	3,559.20	3,731.49

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista – AMM.

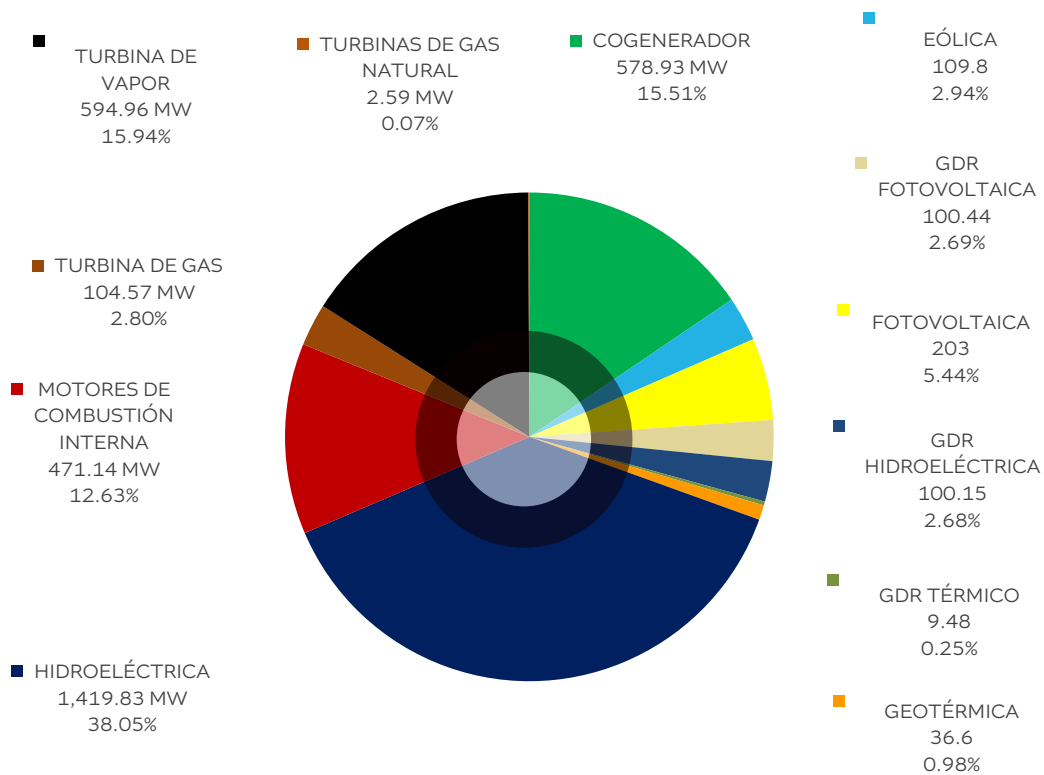


En el caso de las tecnologías térmicas convencionales, los motores de combustión interna se mantuvieron en 471.14 MW sin variación respecto a 2024, mientras que la turbina de vapor presentó una ligera reducción frente al año anterior. Esto sugiere que, aunque siguen siendo parte importante del respaldo operativo del sistema, el crecimiento reciente no estuvo concentrado en estas tecnologías.

En conjunto, la comparación 2023–2025 muestra una estructura que se mantiene diversificada, pero con una señal clara de expansión hacia la generación solar, tanto a gran escala como distribuida, lo que empieza a modificar gradualmente la composición del parque generador.

La estructura tecnológica del parque generador en 2025 evidencia una matriz diversificada que combina recursos renovables, cogeneración y generación térmica convencional. Esta configuración contribuye a la flexibilidad operativa del sistema eléctrico y a la gestión de la variabilidad asociada a los recursos hídricos y otras fuentes intermitentes.

Gráfica 3. Capacidad efectiva, en Megavatios del parque de generación 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



3.3 Composición energética de la capacidad instalada

Al analizar la capacidad efectiva desde el tipo de recurso energético, se puede observar cómo se distribuye estructuralmente el parque generador del país y qué fuentes tienen mayor peso dentro del sistema.

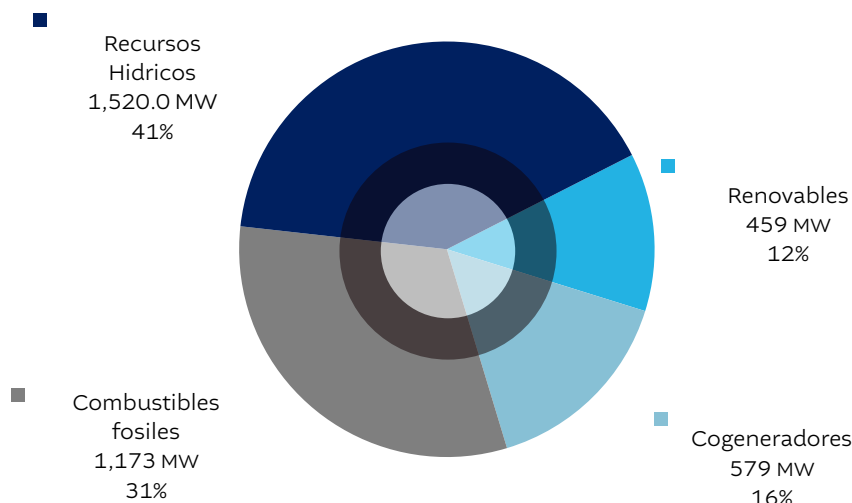
La capacidad instalada del S.N.I. se organiza en tres grupos principales: recursos renovables, cogeneración y tecnologías térmicas convencionales. Cada uno cumple una función distinta dentro de la operación del sistema, ya sea como base de generación, complemento estacional o respaldo operativo.

Para 2025, los recursos hídricos continúan representando la mayor participación dentro de la capacidad efectiva total, con aproximadamente el 41 %. Los combustibles fósiles se ubican alrededor del 31 %, mientras que la cogeneración, vinculada principalmente al uso de biomasa en ingenios azucareros, representa cerca del 16 %. El porcentaje restante corresponde a otras fuentes renovables como la solar, eólica y geotérmica.

Esta distribución muestra que el sistema mantiene una base renovable importante, pero aún depende de tecnologías térmicas para asegurar continuidad en el suministro y capacidad de respuesta ante variaciones en la demanda o en la disponibilidad de recursos hídricos.

Además, el crecimiento reciente de la generación solar empieza a reflejarse también en esta composición energética, ampliando la participación de fuentes renovables no convencionales dentro de la capacidad total instalada.

Gráfica 4. Capacidad efectiva, en Megavatios del parque de generación 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



3.4. Nueva Capacidad efectiva

Durante 2024 y 2025 ingresaron nuevas plantas al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), lo que se reflejó en aumentos de capacidad efectiva disponibles para la operación del sistema. En 2024 se adicionaron 114.69 MW (9 plantas) y en 2025 se incorporaron 178.016 MW (19 plantas), ampliando el parque generador y reforzando la disponibilidad de potencia.

En 2024, la expansión se concentró en tres frentes: generación fotovoltaica distribuida, incorporación de turbina de vapor y adiciones menores en otras tecnologías. En cambio, 2025 marcó un crecimiento dominado por energía solar, tanto a gran escala como distribuida.

La capacidad fotovoltaica centralizada pasó de 80 MW en 2024 a 203 MW en 2025, un incremento de +153.8%. De forma similar, la fotovoltaica distribuida (GDR) creció de 47.42 MW a 100.44 MW, equivalente a +111.8%. En términos de la expansión anual, la solar (centralizada + distribuida) representó aproximadamente 98.9% de toda la nueva capacidad incorporada en 2025, lo cual explica el salto observado en la participación de esta tecnología dentro de la capacidad efectiva del sistema.

Tabla 4. Nueva capacidad efectiva, en Megavatios adicionada durante 2024 Y 2025.

Tecnología	2024		2025	
	Capacidad efectiva (MW)	Plantas entrantes	Capacidad efectiva (MW)	Plantas entrantes
Fotovoltaica GDR	27.62	6	53.02	16
Motores de combustión interna	12.51	1	0.00	0
Turbina de vapor	73.56	1	0.00	0
Hidroeléctrica GDR	1	1	2.00	1
Fotovoltaica	0	0	123.00	2
Total	114.69	9	178.016	19

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

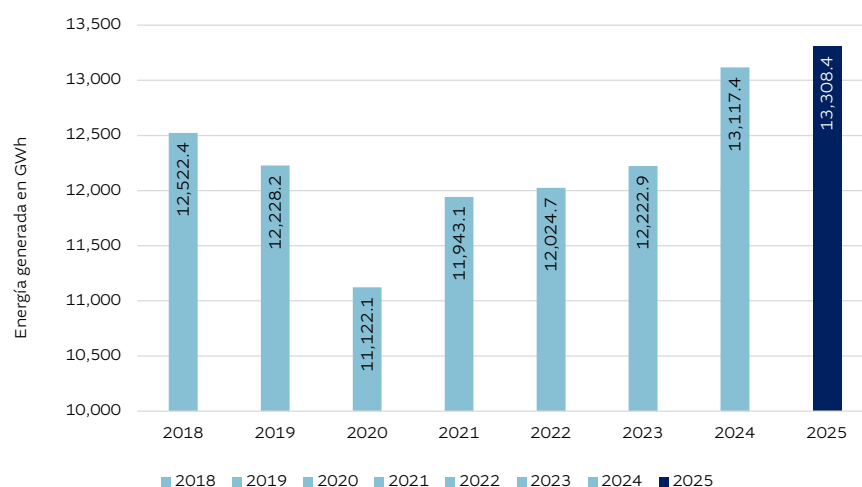
3.5. Generación eléctrica del Sistema Nacional Interconectado

La generación eléctrica del Sistema Nacional Interconectado ha mostrado un crecimiento sostenido en los últimos años, asociado al aumento de la capacidad instalada y a los cambios en la composición de la matriz energética.

En 2025, la generación total alcanzó 13,308.4 GWh, superando los 13,117.4 GWh registrados en 2024 y manteniendo la tendencia ascendente observada desde 2021. Este incremento responde tanto a la expansión del parque generador como a una mayor demanda de energía eléctrica.



Gráfica 5. Generación de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado de 2025.

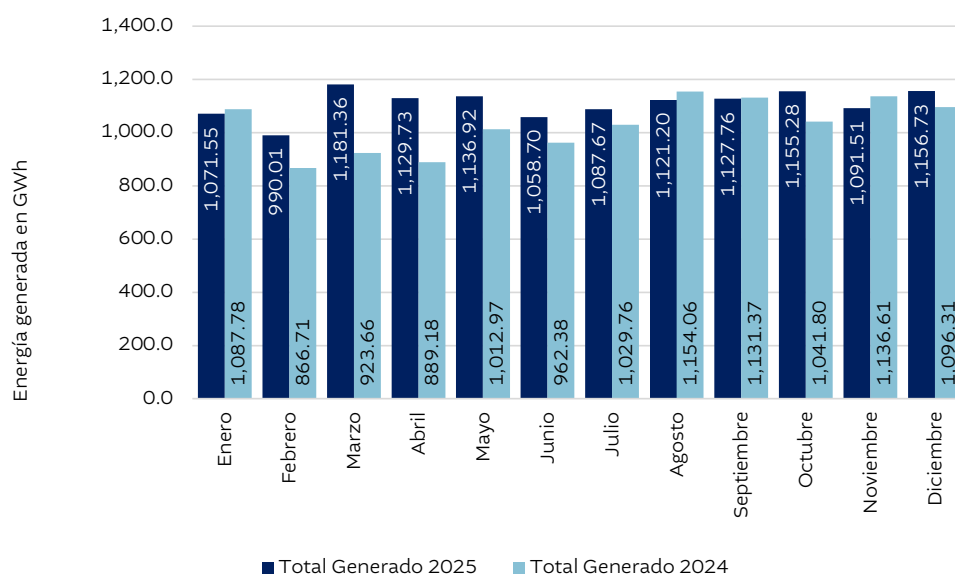


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

A lo largo del año, la generación mensual presentó un comportamiento estacional asociado principalmente a la disponibilidad hídrica y al uso de generación térmica como respaldo durante la temporada seca.

Se observan valores superiores a los 1,000 GWh en todos los meses del año, lo que refleja una mayor estabilidad operativa del sistema en comparación con años anteriores. Agosto registró el mayor nivel de generación mensual, mientras que febrero presentó el valor más bajo, manteniendo la tendencia típica del sistema eléctrico nacional.

Gráfica 6. Generación de energía eléctrica mensual del S.N.I 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



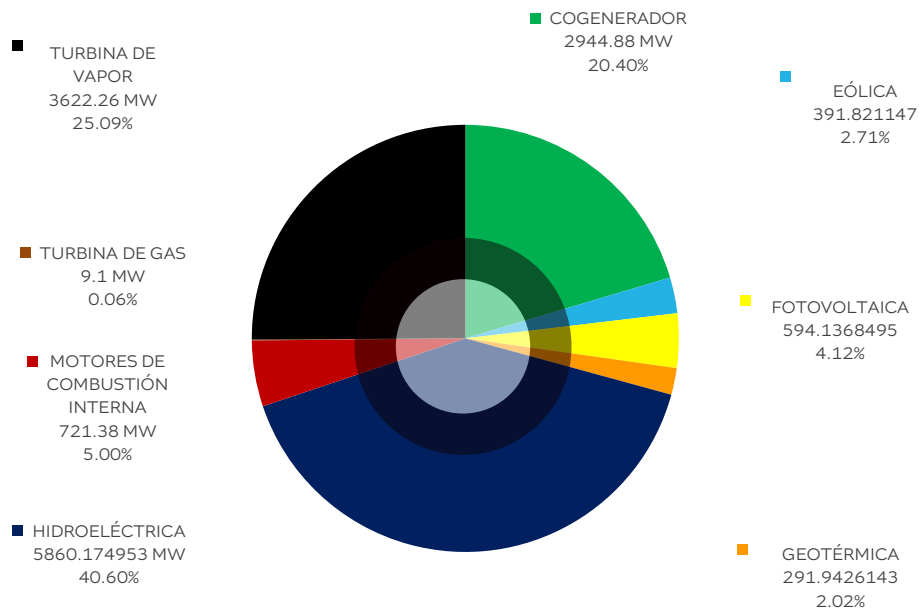
3.6. Generación por tipo de Tecnología

La estructura de generación del sistema mantiene una base renovable importante, con predominio del recurso hidroeléctrico, complementado por cogeneración, carbón mineral y otras tecnologías térmicas.

Durante 2025, la hidroelectricidad continuó siendo la principal fuente de generación, aunque con una participación menor respecto a años anteriores debido a variaciones en la disponibilidad del recurso hídrico. La biomasa se mantiene como la segunda fuente renovable más relevante, mientras que la generación solar, eólica y geotérmica continúan ampliando su participación de forma progresiva.

Por el lado térmico, el carbón mineral consolidó su papel como principal fuente de respaldo en períodos de menor generación hidroeléctrica, seguido por coque de petróleo y búnker.

Gráfica 7. Matriz de generación de energía eléctrica por tipo de tecnología empleada para la producción año 2025.

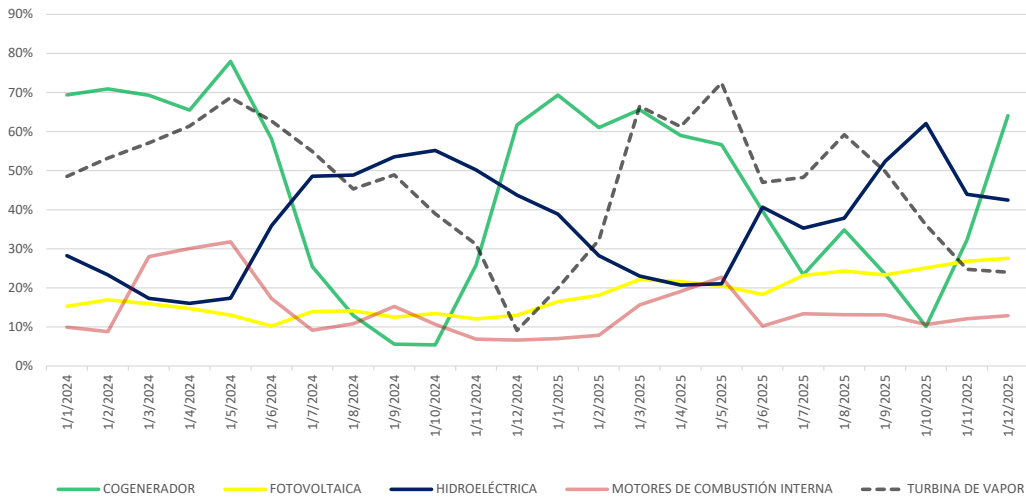


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

El comportamiento de las tecnologías a lo largo del año muestra diferencias claras entre temporada seca y húmeda. Durante los meses con menor disponibilidad hídrica, aumenta la participación de cogeneradores, motores de combustión interna y generación térmica. En contraste, durante la época lluviosa se incrementa la generación hidroeléctrica y disminuye el uso de combustibles fósiles.



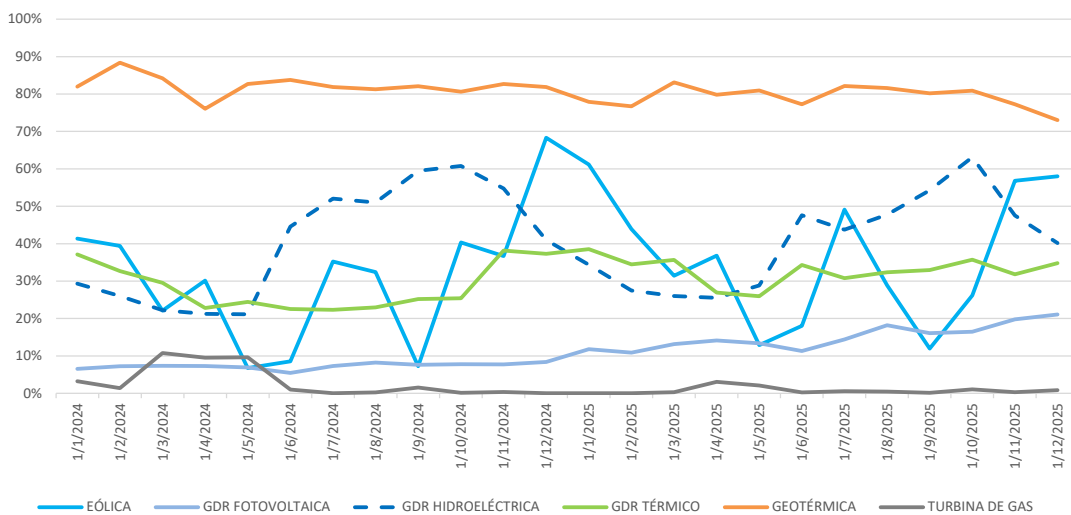
Gráfica 8. Factor de operación mensual de las tecnologías más importantes para el parque generador nacional del año 2025 en porcentaje %.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

A continuación se observa el comportamiento de las tecnologías complementarias dentro del parque generador, que si bien tienen menor participación individual, contribuyen a la estabilidad del sistema.

Gráfica 9. Factor de operación mensual de las tecnologías complementarias del parque generador nacional del año 2025 en porcentaje %.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



Desde el 2011, excluyendo el periodo de 2019 a 2023 debido a los efectos de la sequía y la pandemia del COVID-19, la generación de energía eléctrica en Guatemala ha mostrado un crecimiento sostenido. En este período, el crecimiento total ha sido del 61.02 % en generación y del 60.67 % en potencia instalada. Esto representa una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) del 3.73 % para la generación y del 3.71 % para la capacidad instalada, evidenciando una tendencia lineal con un coeficiente de determinación (R^2) de 0.99, lo que confirma la estabilidad del sector en condiciones normales.

Para el año 2024, los datos reflejan una recuperación total del sector, alcanzando una generación de 13,117.4 GWh y una capacidad instalada de 3,542.7 MW, superando los valores registrados en 2018, el último año de crecimiento antes de las interrupciones externas. En comparación con 2018, la generación eléctrica creció un 4.75 %, mientras que la capacidad instalada aumentó un 2.09 %.

3.7. Generación por tipo de combustible

La generación eléctrica del Sistema Nacional Interconectado durante 2025 alcanzó un total de 13,308.41 GWh, distribuida entre recursos renovables y combustibles fósiles según la disponibilidad estacional de los recursos primarios y las necesidades operativas del sistema.

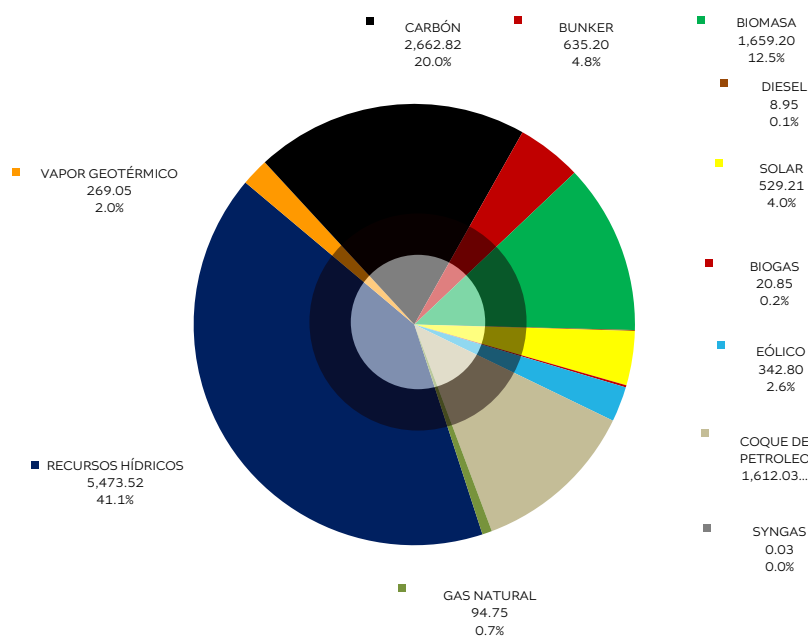
El recurso hídrico continuó siendo la principal fuente de generación del país, con una participación cercana al 41 % del total anual. La generación térmica mantuvo un papel determinante como respaldo operativo: el carbón representó alrededor del 20 % de la energía producida, mientras que el coque de petróleo y la biomasa aportaron cerca del 12 % cada uno.

El búnker tuvo una participación menor, pero concentrada en los meses de menor disponibilidad hídrica. Por su parte, las fuentes renovables no convencionales continuaron incrementando su presencia dentro de la matriz: la generación solar aportó aproximadamente el 4 % del total anual y la eólica cerca del 2.5 %. La generación geotérmica se mantuvo estable durante el año con una participación cercana al 2 %.

Este comportamiento confirma que la operación del sistema eléctrico depende de la complementariedad entre recursos renovables y generación térmica, especialmente en períodos de baja hidrología.



Gráfica 10. Generación por tipo de combustible en GWh, año 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Variación en la generación por tipo de Combustible

El análisis mensual muestra un comportamiento claramente estacional en la operación del sistema. Entre enero y mayo se registraron los niveles más bajos de generación hídrica del año, con valores inferiores a 350 GWh en varios meses y un mínimo de 275.33 GWh en mayo. Durante este período aumentó la participación del carbón, el coque de petróleo y el búnker para cubrir la demanda, alcanzando el carbón su valor más alto en mayo con 360.37 GWh.

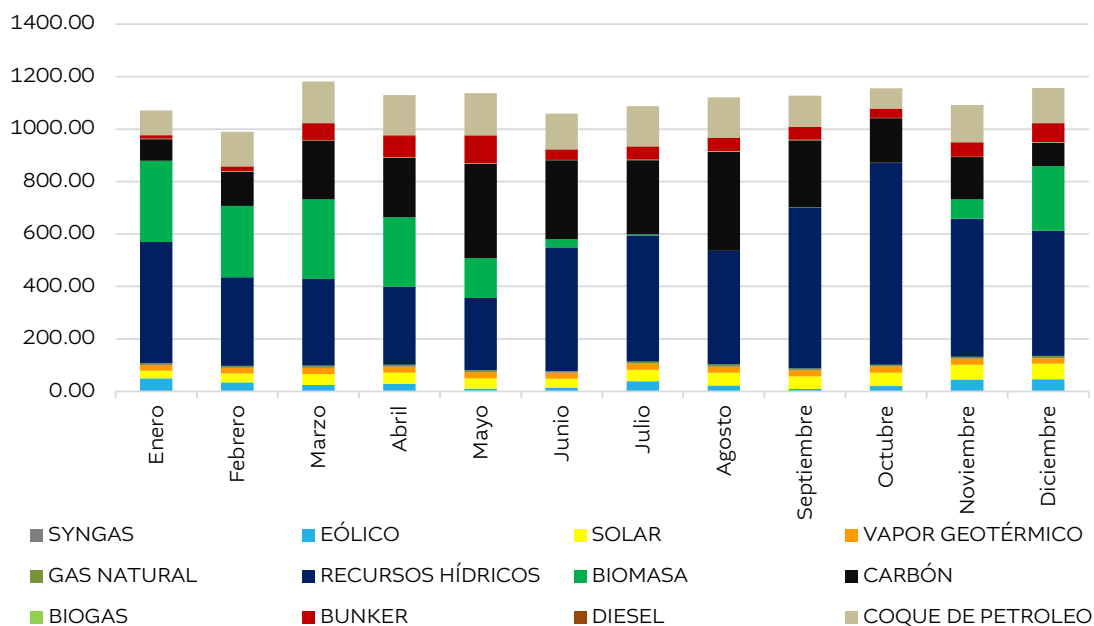
A partir de junio, con la entrada de la temporada lluviosa, la generación hídrica comenzó a recuperarse, superando los 470 GWh mensuales y alcanzando 613.10 GWh en septiembre. Esta recuperación permitió reducir el uso de combustibles fósiles y estabilizar la operación del sistema.

El valor más alto de generación hídrica se registró en octubre con 768.66 GWh, lo que coincidió con una menor utilización de carbón y búnker. Hacia el final del año, la generación térmica disminuyó y se observó nuevamente un incremento de la biomasa en diciembre, asociado al inicio del período de zafra.

La generación solar y eólica mostró un comportamiento relativamente estable durante todo el año, con una ligera tendencia al alza en el último trimestre, mientras que la generación con diésel y biogás se mantuvo marginal dentro de la matriz.



Gráfica 11. Comportamiento de la generación eléctrica por combustible empleado según la estacionalidad 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

3.8. Recursos hídricos

La generación hidroeléctrica continuó siendo el principal soporte de la producción eléctrica nacional durante 2025, con una participación cercana al 41 % del total generado. Su comportamiento estuvo directamente condicionado por la estacionalidad climática, particularmente por la disponibilidad de caudales durante la época lluviosa.

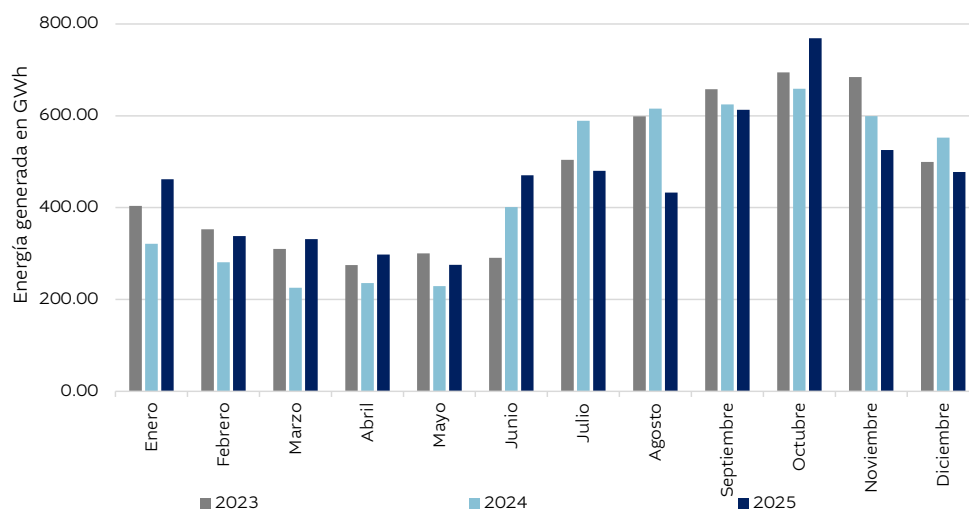
Durante los primeros meses del año se registraron valores moderados de generación, con niveles por debajo de los 350 GWh mensuales entre febrero y mayo, reflejando condiciones de baja hidrología y una mayor necesidad de respaldo térmico. A partir de junio se observó una recuperación progresiva del aporte hídrico, alcanzando valores superiores a los 470 GWh mensuales y consolidándose hacia el último trimestre.

El valor máximo del año se registró en octubre, con 768.66 GWh, mes en el que la generación hidroeléctrica permitió reducir significativamente la utilización de combustibles fósiles. Esta dinámica confirma el papel estructural del recurso hídrico dentro de la matriz eléctrica nacional y su incidencia directa en la operación del despacho.

En términos históricos, la participación hidroeléctrica mantiene una trayectoria consistente respecto a años anteriores, aunque con variaciones interanuales asociadas a eventos climáticos y a la administración de embalses.



Gráfica 12. Comparación en la producción de generación de energía eléctrica a base de recursos hídricos 2023, 204 y 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

3.9. Biomasa

La biomasa continuó representando un componente relevante dentro de la generación renovable del sistema, con un comportamiento claramente estacional vinculado al período de zafra de la industria azucarera.

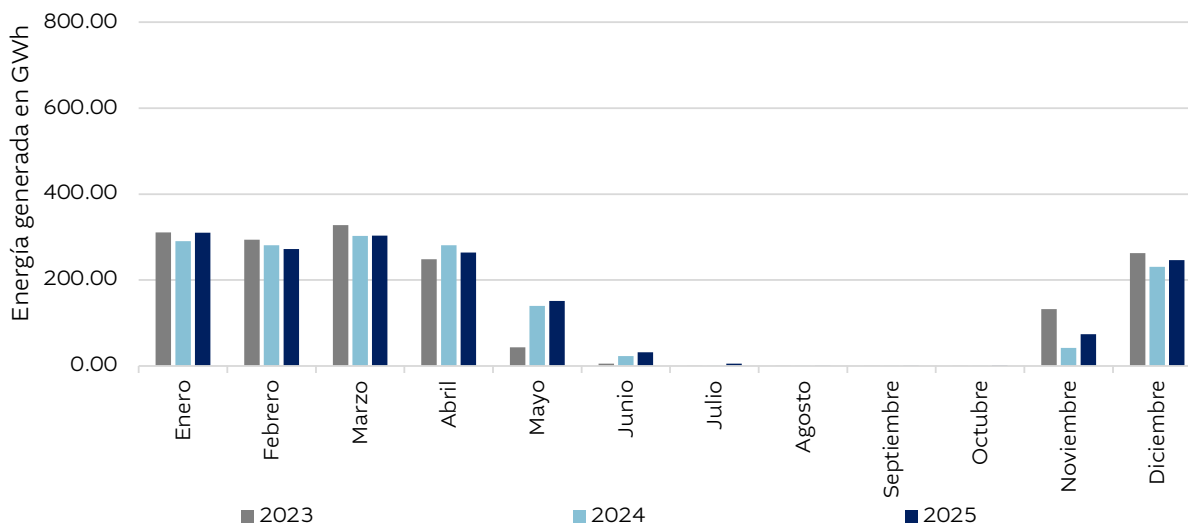
Durante los primeros meses del año se registraron los valores más altos de generación con biomasa, superando los 300 GWh en enero y marzo, y manteniéndose por encima de los 250 GWh hasta abril. A partir de mayo su participación disminuyó de forma significativa, prácticamente desapareciendo entre julio y septiembre, lo que confirma su carácter operativo asociado a ciclos productivos agrícolas.

Hacia el cierre del año se observa nuevamente un incremento importante, alcanzando 246.23 GWh en diciembre, lo que coincide con el reinicio del período de producción de los ingenios.

Este comportamiento evidencia que la biomasa cumple una función complementaria dentro del sistema, aportando energía renovable firme en períodos específicos del año y contribuyendo a la estabilidad del suministro.



Gráfica 13. Comparación de la generación de energía eléctrica producida con Biomasa para 2018, 2023 y 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

3.10. Carbón y coque de petróleo

La generación con carbón y coque de petróleo mantuvo un rol relevante como respaldo del sistema eléctrico, especialmente durante los meses de menor disponibilidad hídrica.

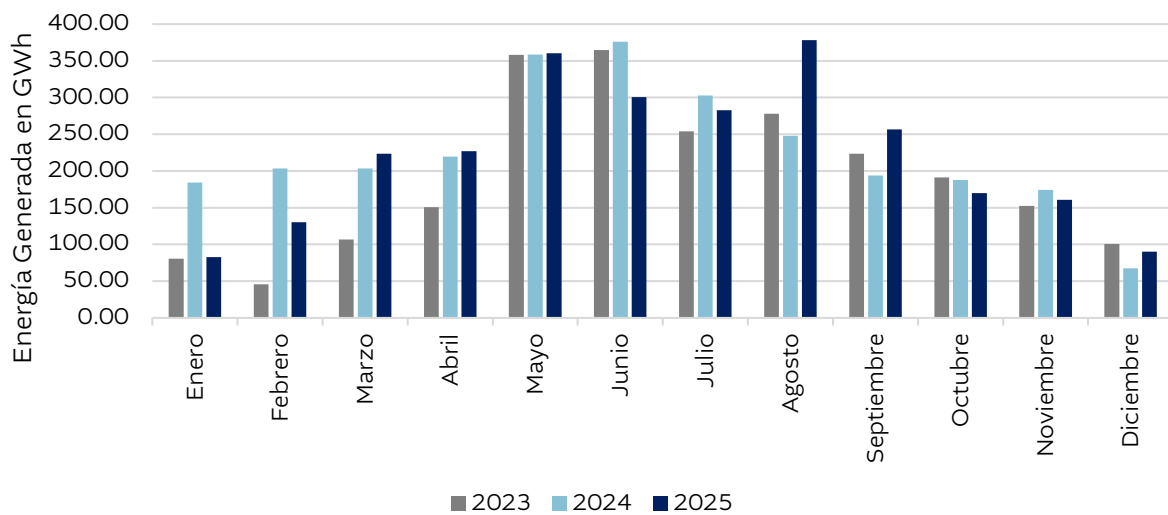
El carbón registró su mayor participación entre marzo y agosto, con un máximo de 378.22 GWh en agosto y valores superiores a 220 GWh entre marzo y mayo. Este comportamiento refleja su utilización como fuente de soporte para cubrir la demanda en períodos críticos de operación.

El coque de petróleo mostró un patrón similar, con valores elevados durante la primera mitad del año y una reducción progresiva hacia el último trimestre, en paralelo con la recuperación de la generación hidroeléctrica.

En términos operativos, ambas fuentes continúan funcionando como componentes de respaldo del sistema, permitiendo mantener la continuidad del suministro ante variaciones en la disponibilidad de recursos renovables.

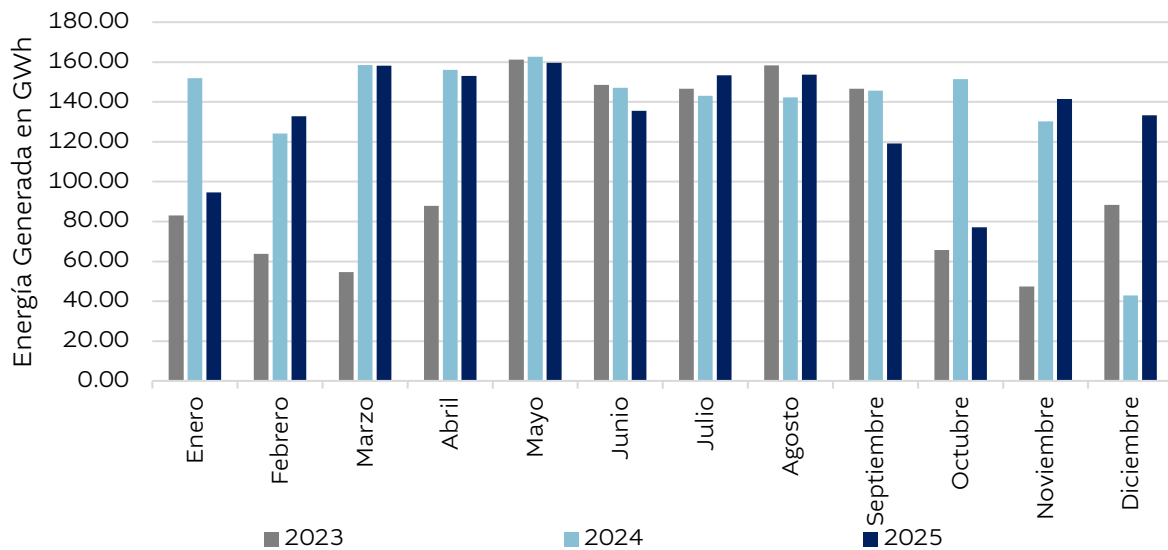


Gráfica 14. Comparación de la generación de energía eléctrica producida con carbón 2023, 2024 y 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 15. Comparación de la generación de energía eléctrica producida con coque de petróleo, 2023 y 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



3.11. Bunker

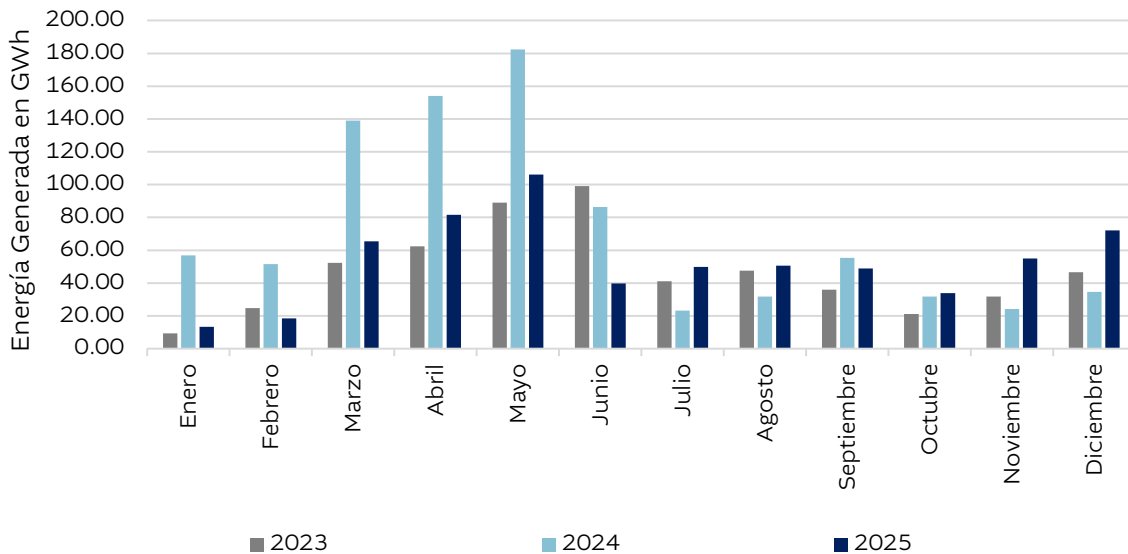
El búnker mantuvo un papel de apoyo dentro de la operación del sistema eléctrico, con una participación concentrada en los meses de mayor presión sobre la matriz energética.

Durante el primer semestre se registraron los valores más altos del año, con un máximo de 106.20 GWh en mayo y niveles elevados entre marzo y junio. A partir del segundo semestre, su participación disminuyó de forma considerable conforme se recuperó la generación hidroeléctrica y se redujo la necesidad de generación térmica de respaldo.

En el último trimestre, el búnker volvió a mostrar incrementos puntuales, particularmente en noviembre y diciembre, asociados a ajustes operativos del sistema y a la complementariedad con otras fuentes de generación.

Este comportamiento confirma que el búnker se utiliza principalmente como una fuente de respaldo flexible, activada en función de las condiciones hidrológicas y la demanda del sistema.

Gráfica 16. Comparación de la generación de energía eléctrica producida con bunker y 2025.



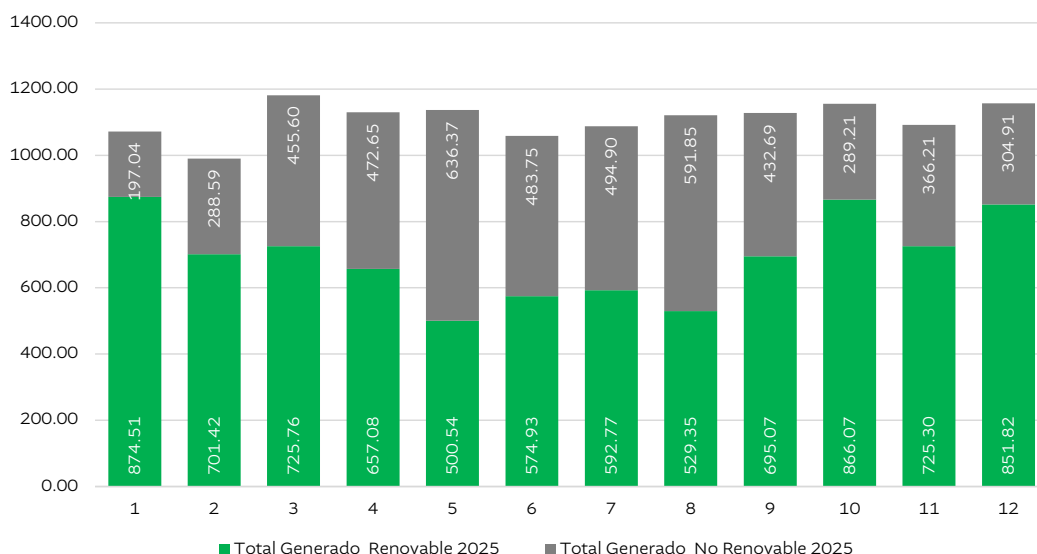
Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

3.12. Generación por tipo de recurso

El análisis de la generación eléctrica por tipo de recurso permite evaluar el grado de dependencia del sistema respecto a fuentes renovables y no renovables, así como su comportamiento frente a la estacionalidad climática a lo largo del año 2025.



Gráfica 17. Comportamiento de la generación eléctrica por tipo de recurso 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Durante el año, la generación renovable mantuvo una participación mayoritaria en la matriz eléctrica, aunque con variaciones mensuales significativas asociadas principalmente a la disponibilidad del recurso hídrico. En términos generales, la participación renovable osciló entre un mínimo del 44 % en mayo y un máximo del 82 % en enero.

En los primeros meses del año se observó una alta participación de generación renovable. En enero, la energía renovable representó el 82 % del total generado (874.51 GWh), mientras que la generación no renovable se limitó al 18 %. Esta relación comenzó a modificarse gradualmente hacia el segundo trimestre, cuando la reducción en la generación hídrica incrementó la necesidad de respaldo térmico.

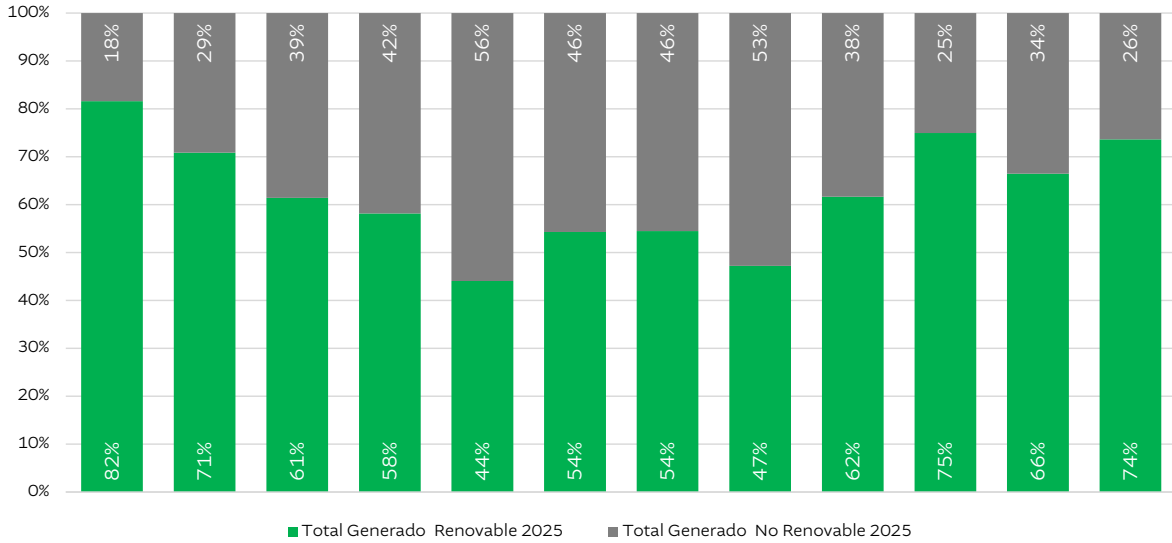
Entre marzo y agosto se presentó el período de mayor presión sobre la matriz energética. En mayo se registró la mayor participación de generación no renovable del año, alcanzando el 56 % (636.37 GWh), superando a la generación renovable, que descendió al 44 %. Este comportamiento refleja claramente el impacto de la estacionalidad climática y la reducción temporal de los recursos renovables, particularmente los hídricos.

A partir de septiembre se observa una recuperación progresiva de la generación renovable. En octubre, la participación renovable alcanzó nuevamente el 75 % (866.07 GWh), reduciendo la generación no renovable al 25 %. Esta tendencia se mantuvo durante el último trimestre del año, cerrando diciembre con una participación renovable del 74 %.

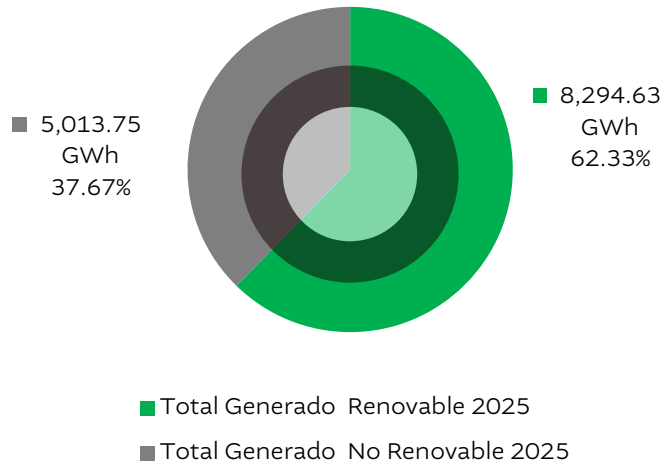
Este comportamiento confirma la capacidad del sistema eléctrico para ajustar su operación entre recursos renovables y no renovables, manteniendo la continuidad del suministro ante variaciones en la disponibilidad de los recursos primarios.



Gráfica 18. Comportamiento de la generación eléctrica por tipo de recurso 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM. Gráfica 19. Matriz energética por tipo de recurso para el año 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



4. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

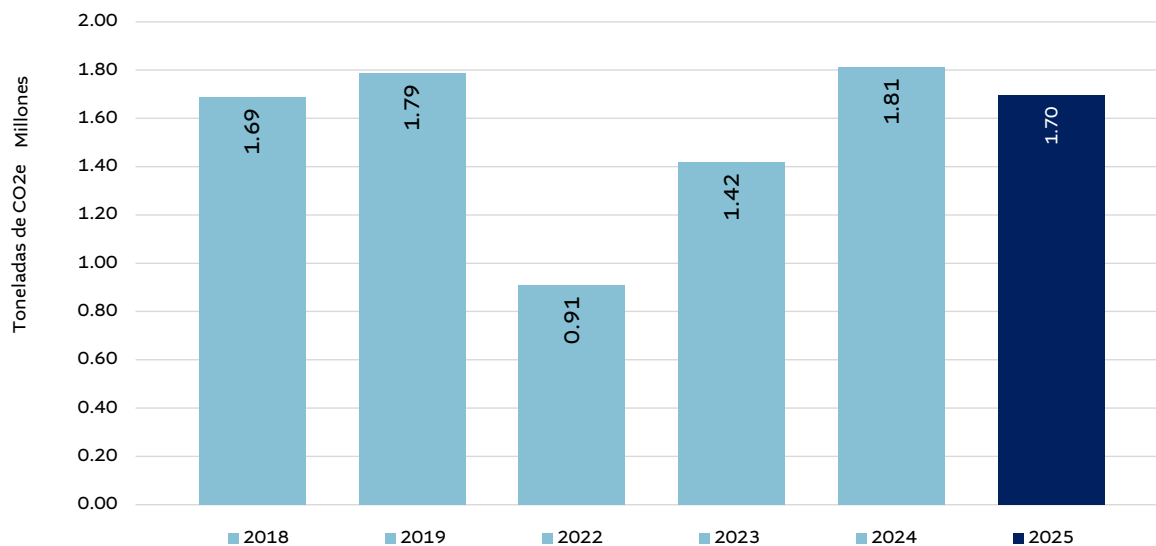
4.1. Emisiones Anuales

Las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la generación eléctrica del Sistema Nacional Interconectado durante 2025 reflejan el comportamiento de la matriz energética y, particularmente, la participación de combustibles fósiles en el despacho.

El nivel total de emisiones mostró una relación directa con la utilización de carbón, coque de petróleo y búnker, que en conjunto representan la mayor parte de las emisiones del sistema. Aunque la generación renovable mantuvo una participación mayoritaria en términos energéticos, las tecnologías térmicas continúan concentrando el mayor peso en términos de emisiones.

En comparación con años anteriores, el comportamiento de 2025 se mantiene dentro del rango observado en la última década, con variaciones asociadas principalmente a la hidrología anual y a la intensidad del uso de generación térmica en los primeros meses del año.

Gráfica 20. Generación de Emisiones de Gases de Efecto invernadero S.N.I. 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



4.2. Emisiones mensuales

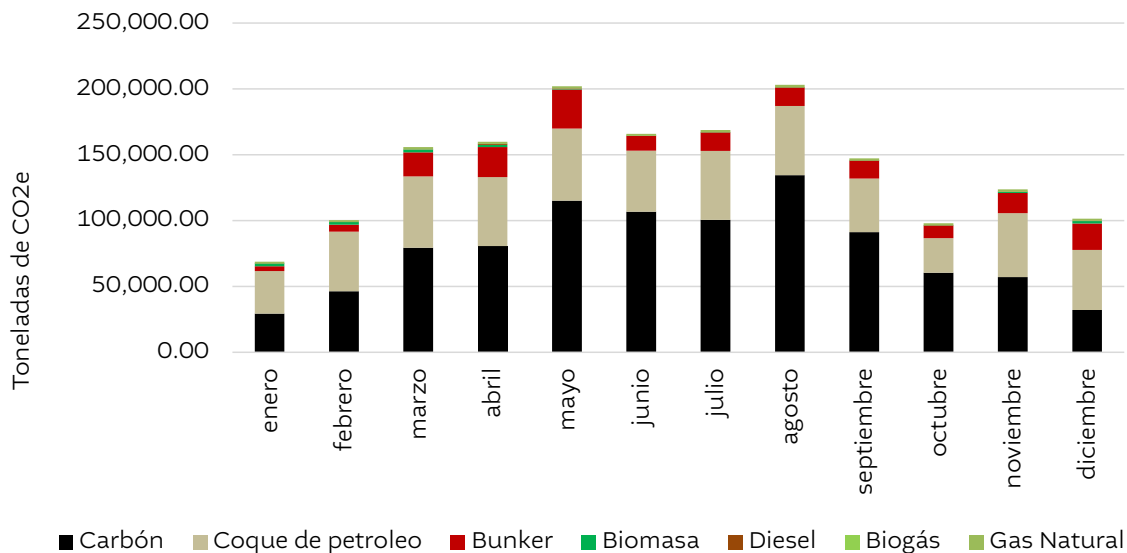
El análisis mensual de emisiones muestra un patrón claramente vinculado al comportamiento del carbón y del coque de petróleo.

Entre marzo y agosto se registraron los niveles más altos de emisiones mensuales, coincidiendo con los meses de mayor generación con carbón. En mayo, por ejemplo, las emisiones asociadas al carbón superaron las 115 mil toneladas de CO₂e, convirtiéndose en el principal contribuyente del mes.

Durante el segundo semestre, conforme se incrementó la generación hidroeléctrica, se observó una reducción progresiva en las emisiones mensuales. Octubre presentó uno de los valores más bajos del año en términos de emisiones térmicas, en línea con el máximo aporte hídrico registrado ese mes. El búnker mostró picos relevantes entre marzo y mayo, mientras que el gas natural y la biomasa mantuvieron contribuciones relativamente menores en términos comparativos. El diésel y el biogás representaron fracciones marginales dentro del total anual.

Este comportamiento confirma la relación directa entre estacionalidad hídrica y nivel de emisiones: a menor generación renovable, mayor intensidad de emisiones.

Gráfica 21. Comportamiento en la emisión de GEI mensualmente por tipo de combustible 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



4.3. Matriz de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

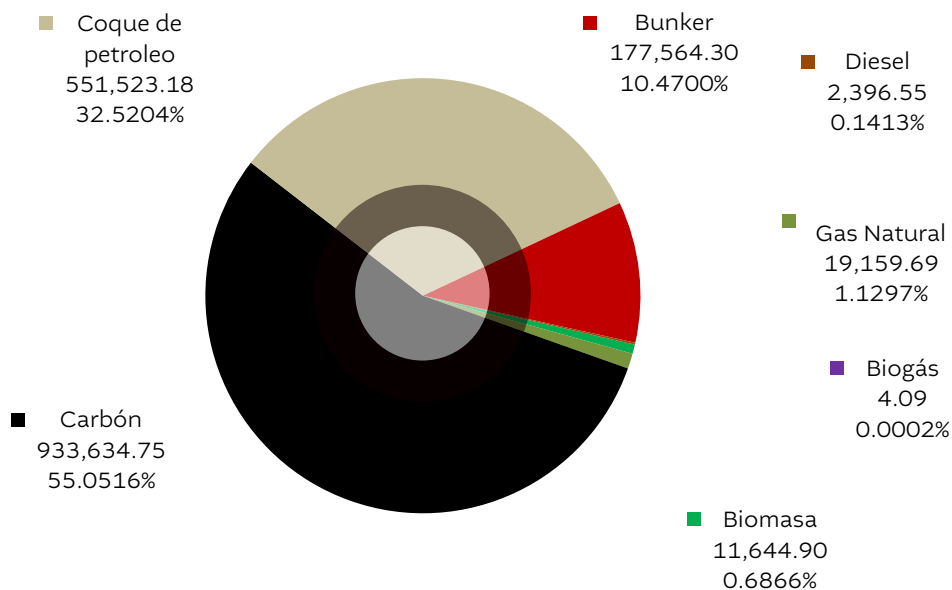
La distribución anual de emisiones por tipo de combustible muestra una clara concentración en tres fuentes principales.

El carbón representó aproximadamente el 55 % del total de emisiones del sistema, consolidándose como la fuente con mayor impacto en términos de CO₂e. El coque de petróleo aportó cerca del 32 %, mientras que el búnker representó alrededor del 10 %.

El gas natural contribuyó con poco más del 1 %, y la biomasa menos del 1 % del total anual. Las emisiones asociadas a diésel y biogás fueron prácticamente marginales dentro de la matriz de emisiones.

Esta estructura evidencia que, aunque el sistema eléctrico mantiene una alta participación renovable en términos energéticos, la intensidad de carbono del sector está fuertemente determinada por el despacho de carbón y coque de petróleo.

Gráfica 22. Matriz de emisiones de GEI para la generación de energía eléctrica por tipo de combustible 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

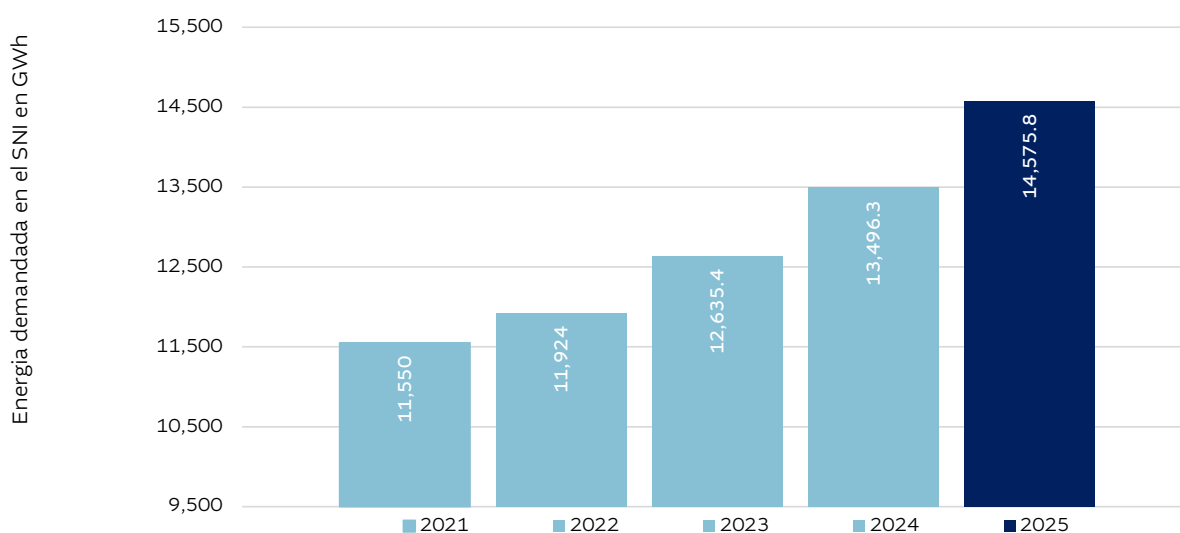


5. Demanda de electricidad en el S.N.I.

La demanda de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado mantuvo una trayectoria creciente durante el período 2021–2025. En 2025 la demanda total alcanzó 14,136.46 GWh, superando los 13,496.30 GWh en 2024 y los 12,634.10 GWh en 2023.

El crecimiento interanual 2025 respecto a 2024 fue aproximadamente 4.7 %, mientras que el crecimiento acumulado respecto a 2023 fue cercano al 11.9 %, lo que confirma una expansión sostenida del consumo eléctrico nacional.

Gráfica 23. Demanda de energía eléctrica en el S.N.I., 2019 - 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

5.1. Evolución mensual de la demanda

El comportamiento mensual de 2025 muestra una demanda relativamente estable con incrementos moderados en el segundo y cuarto trimestre.

Los valores más altos del año se registraron en:

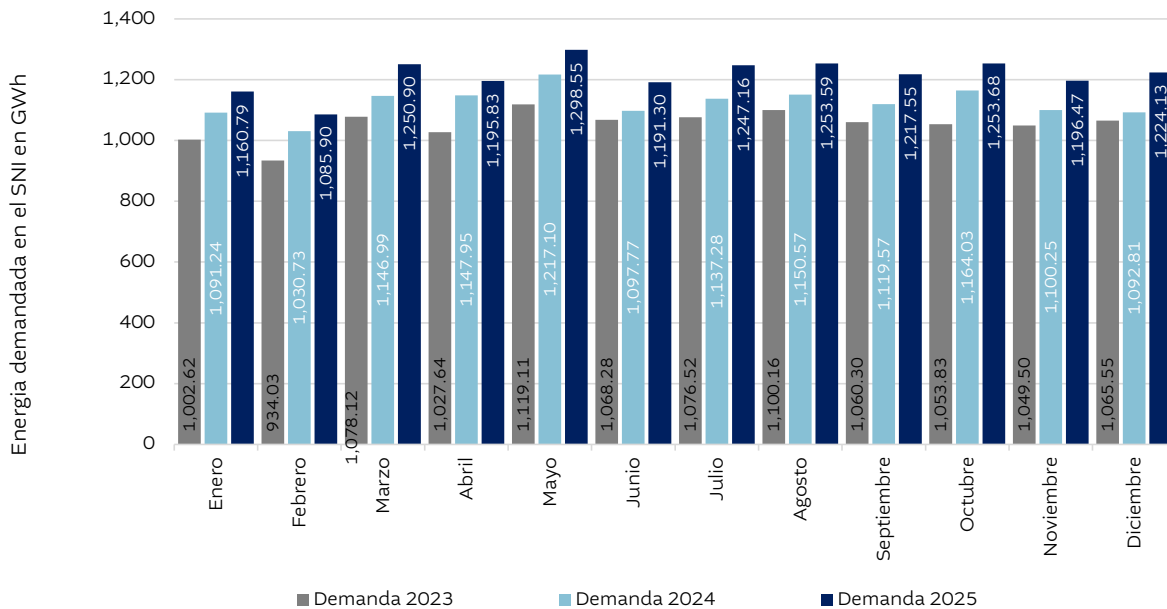
- * Mayo (1,268.9 GWh aproximadamente)
- * Octubre (1,253 GWh aproximadamente)
- * Diciembre (1,224 GWh aproximadamente)

El mes de febrero presentó uno de los valores más bajos del año, en línea con la estacionalidad habitual del consumo eléctrico.



Comparado con 2023 y 2024, 2025 mantiene un nivel de demanda superior en prácticamente todos los meses, consolidando una tendencia de crecimiento estructural.

Gráfica 24. Demanda de energía eléctrica en el S.N.I. 2023 – 2025.



5.2. Agentes consumidores y su demanda de energía

La estructura de la demanda por tipo de agente en 2025 muestra una clara concentración en el segmento de distribución.

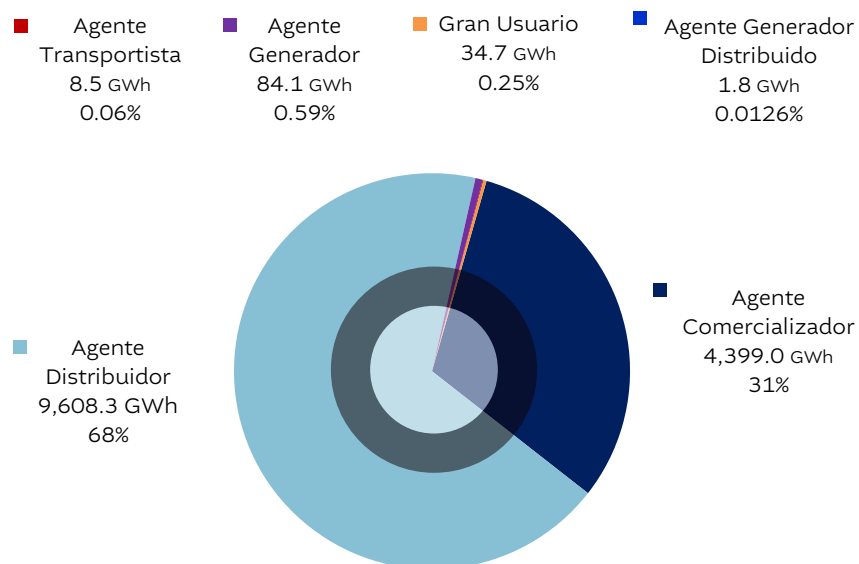
- * Los agentes distribuidores representaron el 68 % del total demandado, con 9,608.30 GWh.
- * Los agentes comercializadores concentraron el 31 % aproximadamente, con 4,399.01 GWh.

El resto de los agentes (generadores, transportistas, generadores distribuidos renovables y grandes usuarios) representan en conjunto menos del 1.5 % del total.

Esta estructura confirma que el consumo eléctrico nacional se concentra mayoritariamente en el mercado regulado atendido por empresas distribuidoras.



Gráfica 25. Matriz de demanda de energía eléctrica por tipo de agente 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

5.3. Análisis del Primer Cuatrimestre (enero – abril)

Durante el primer cuatrimestre del año, la demanda acumulada fue aproximadamente 4,047 GWh. En este período:

- * Los distribuidores mantuvieron valores entre 717 y 819 GWh mensuales.
- * Los comercializadores oscilaron entre 330 y 385 GWh.
- * El consumo de agentes generadores mostró niveles moderados (entre 3 y 4 GWh), incrementándose posteriormente en el año.

El comportamiento fue relativamente estable, sin variaciones abruptas, reflejando una dinámica de consumo consistente con la actividad económica nacional.

5.4. Análisis del resto del año (mayo – diciembre)

A partir de mayo se observa un incremento más marcado en el consumo, particularmente en el segmento de distribuidores, que alcanzó su valor máximo en mayo con 858.52 GWh.

En el segundo semestre:

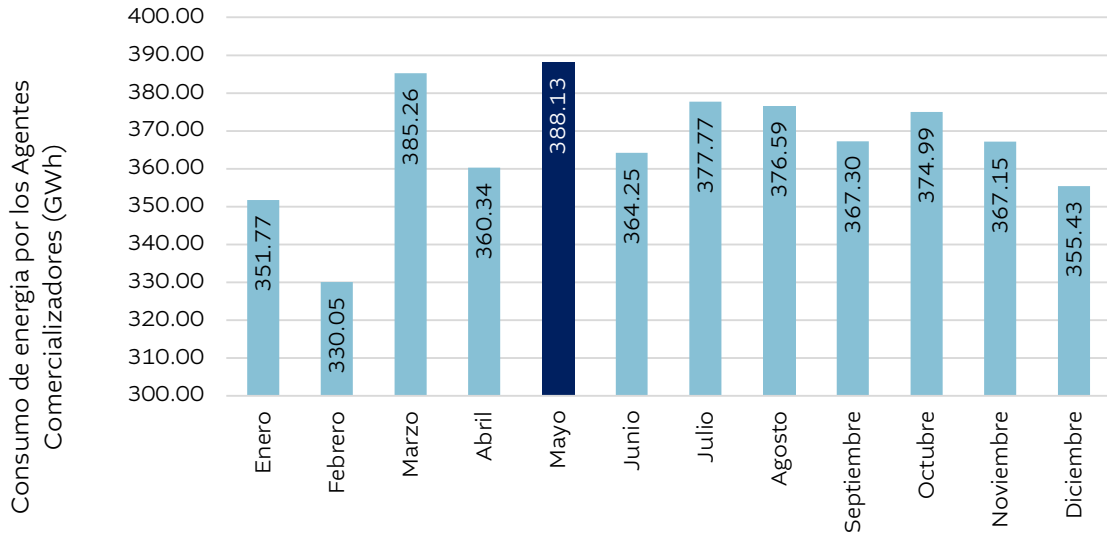
- * Los distribuidores se mantuvieron en un rango entre 785 y 826 GWh mensuales.
- * Los comercializadores registraron picos en mayo (388.13 GWh) y julio (377.77 GWh).
- * Los agentes generadores alcanzaron su máximo en octubre con 11.14 GWh.



- * Los generadores distribuidos renovables mostraron un crecimiento gradual hacia diciembre.
- * Los grandes usuarios mantuvieron estabilidad en torno a 2.7–3.1 GWh mensuales.

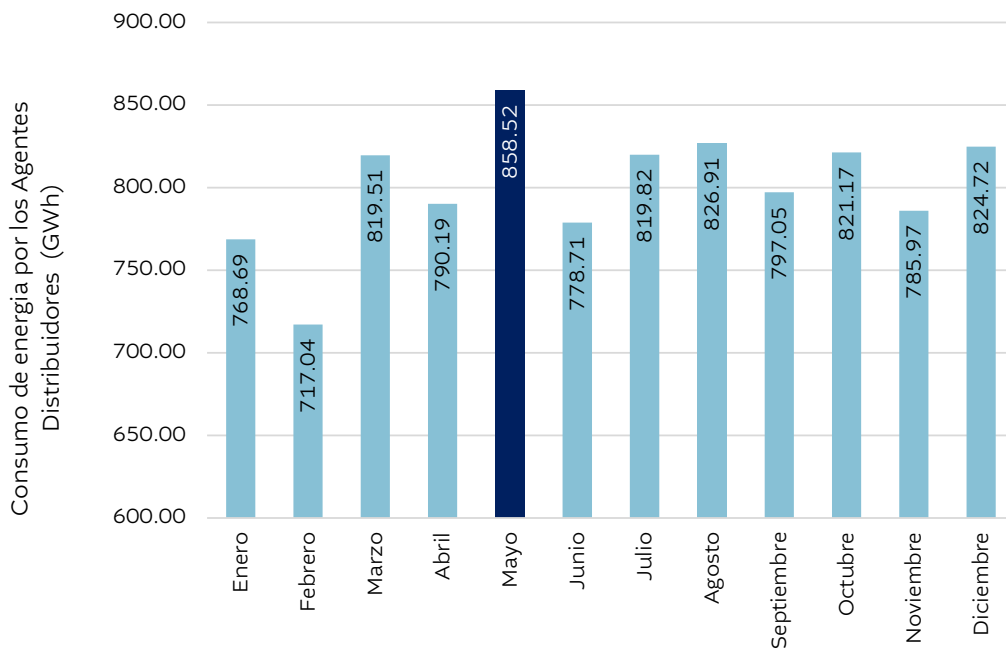
Este comportamiento confirma que el crecimiento anual estuvo impulsado principalmente por el segmento de distribución.

Gráfica 26. Demanda de energía eléctrica para los agentes comercializadores 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

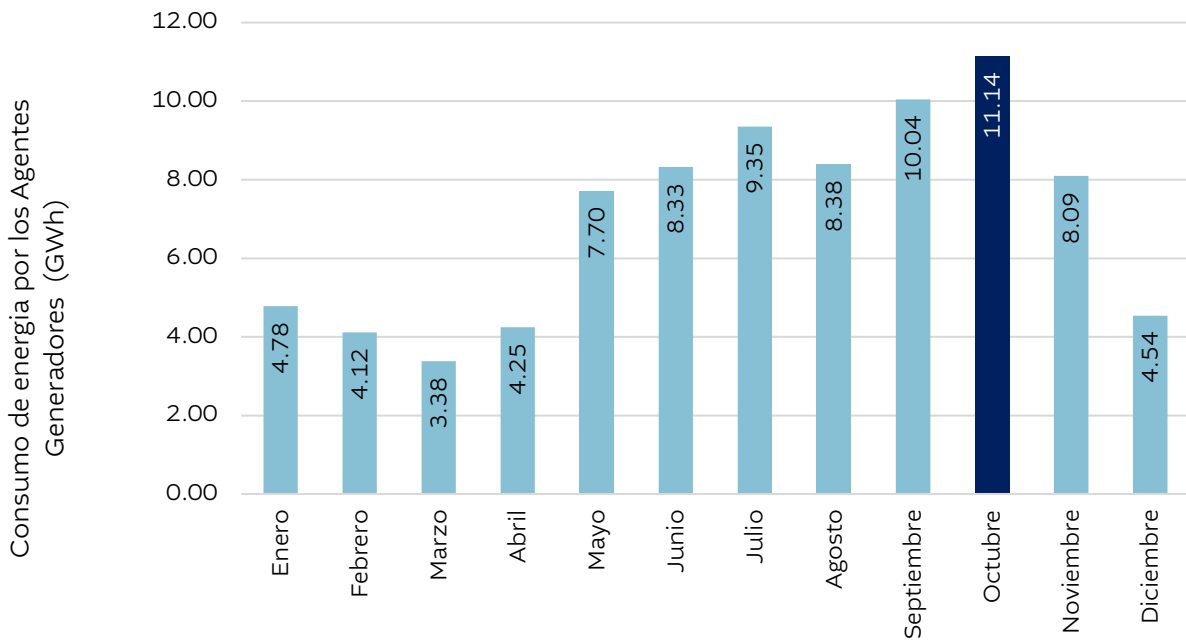
Gráfica 27. Demanda de energía eléctrica para los agentes distribuidores 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

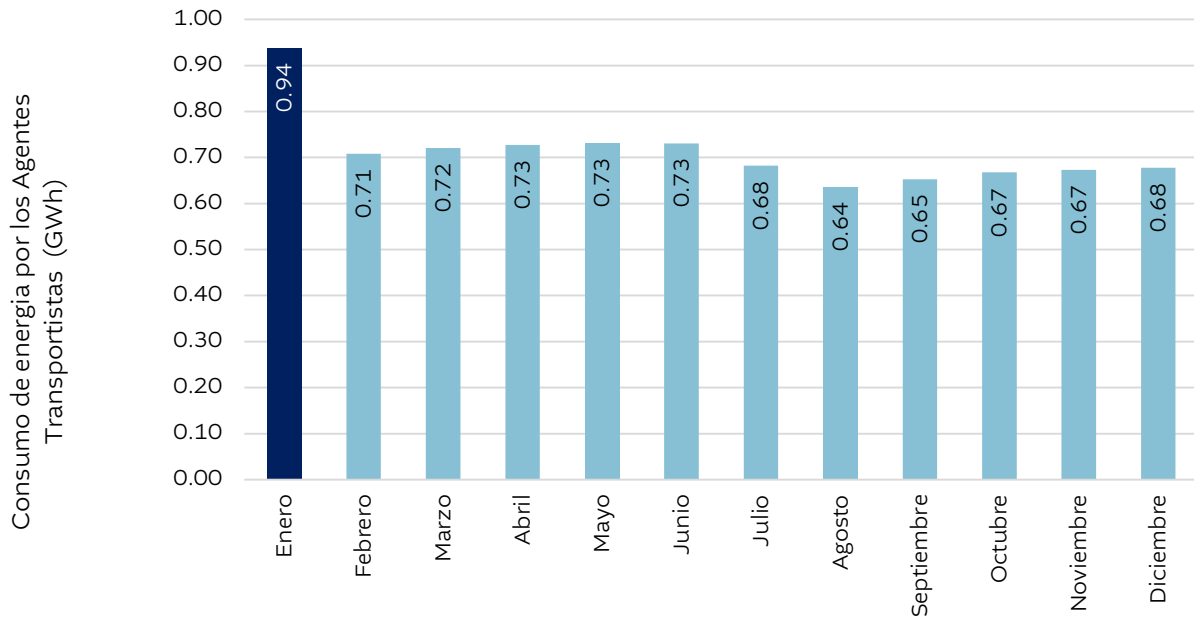


Gráfica 28. Demanda de energía eléctrica para los agentes distribuidores 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

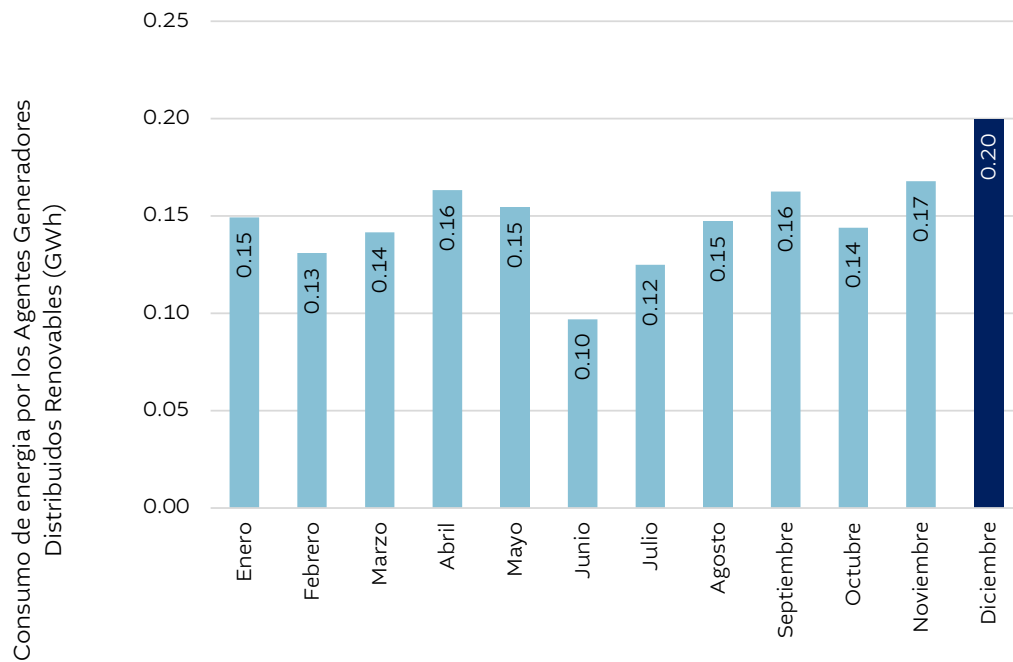
Gráfica 29. Demanda de energía eléctrica para los generadores transportistas 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

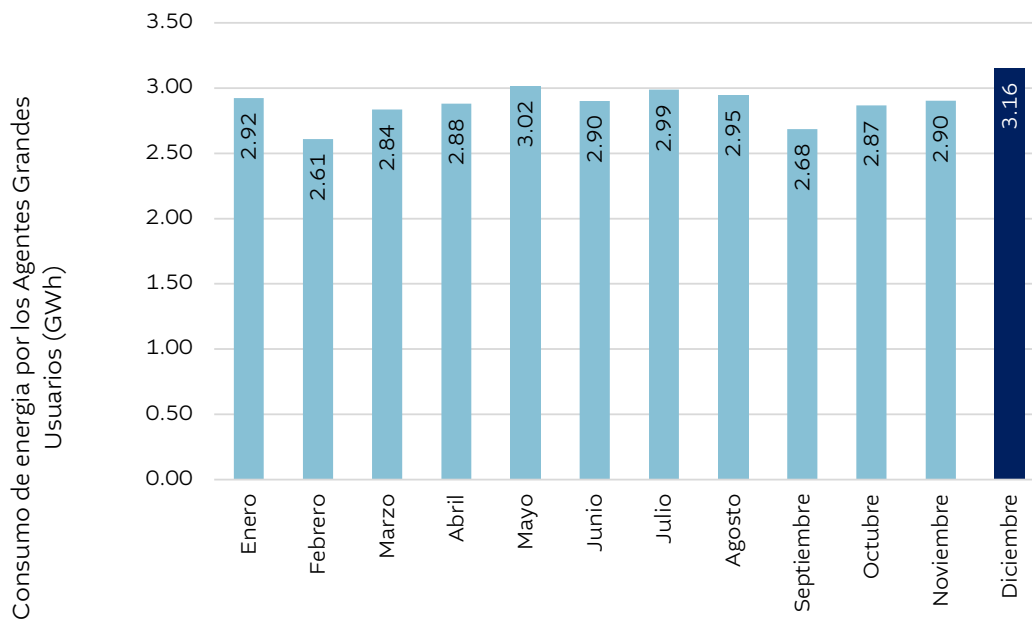


Gráfica 30. Demanda de energía eléctrica para los agentes generadores distribuidos 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 31. Demanda de energía eléctrica para los grandes usuarios 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



5.5. Comparación de acumulados anuales

El crecimiento por agente entre 2024 y 2025 fue:

- * Comercializadores: +4.6 %
- * Distribuidores: +4.9 %
- * Generadores: leve disminución (-4.8 %)
- * Transportistas: ligera reducción
- * Generadores distribuidos renovables: crecimiento cercano al 27 %
- * Grandes usuarios: crecimiento moderado

La demanda total del sistema pasó de 13,496.30 GWh en 2024 a 14,136.46 GWh en 2025, confirmando una expansión sostenida del consumo eléctrico nacional.

Tabla 5. Comparación de energía demandada por el tipo de agente , 2025.

Agente	Total 2023 (GWh)	Total 2024 (GWh)	Total 2025 (GWh)
Comercializadores	3,972.00	4,204.90	4,399.01
Distribuidores	8,541.70	9,157.80	9,608.30
Generadores	78.1	88.4	84.1
Transportistas	8.4	9.4	8.55
Generadores distribuidos renovables	0.9	1.4	1.78
Grandes usuarios	33	34.4	34.72
Total	12,634.10	13,496.30	14,136.46



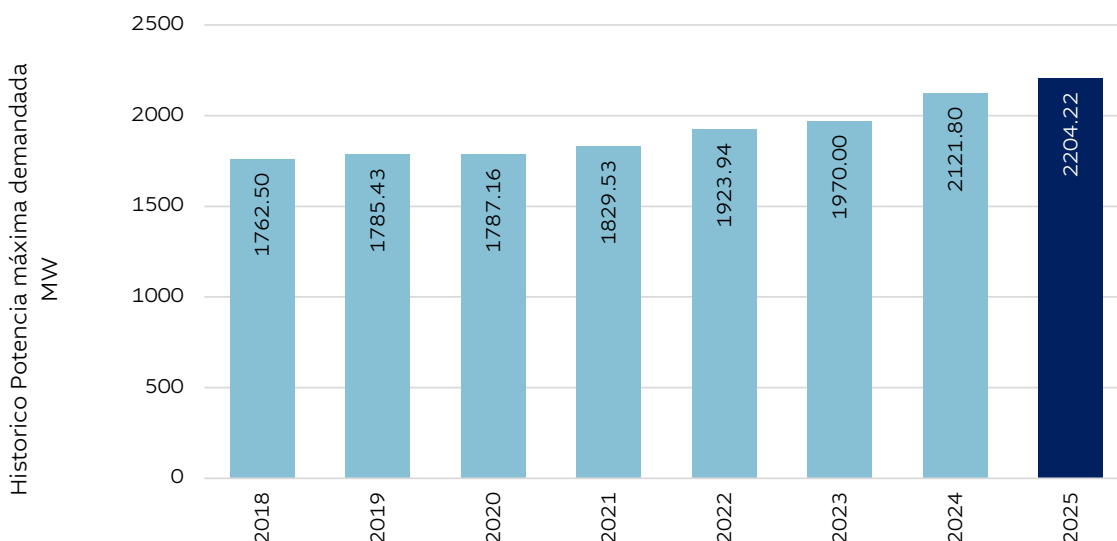
6. Demanda de potencia

La demanda máxima de potencia del Sistema Nacional Interconectado continuó su tendencia creciente en 2025, alcanzando un nuevo máximo histórico de 2,204.22 MW.

Este valor supera los 2,121.80 MW registrados en 2024, lo que representa un crecimiento aproximado de 3.9% interanual, consolidando una expansión sostenida del requerimiento máximo del sistema eléctrico.

Desde 2018, la demanda máxima ha mostrado una trayectoria ascendente, con una aceleración más marcada a partir de 2022. El crecimiento acumulado entre 2018 (1,762.50 MW) y 2025 (2,204.22 MW) es cercano al 25%, lo que refleja una mayor presión estructural sobre la capacidad instalada del sistema.

Gráfica 32. Demanda máxima de potencia anual.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

El análisis mensual muestra que los picos de potencia se concentraron principalmente en el segundo y cuarto trimestre del año.

En 2025:

- * El valor más alto se registró en mayo, con aproximadamente 2,204 MW.
- * Otros meses con valores elevados fueron noviembre y diciembre, superando los 2,150 MW.
- * Los meses de menor demanda máxima se ubicaron en enero y febrero, por debajo de los 2,050 MW.

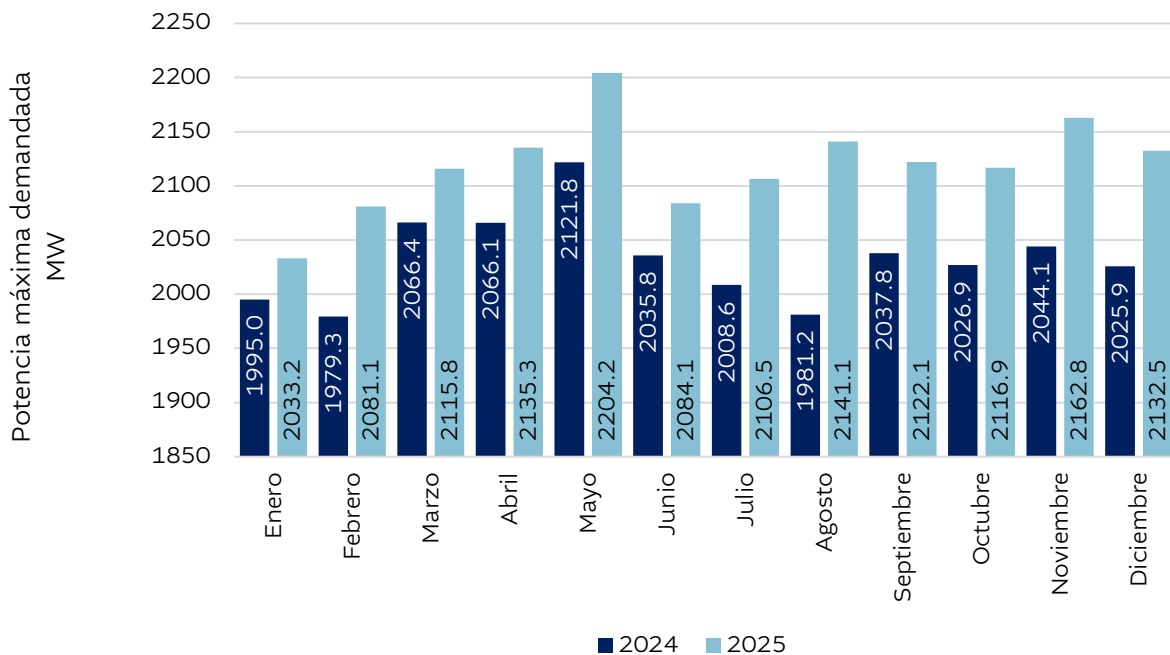


Comparado con 2024, en prácticamente todos los meses de 2025 se registraron valores superiores. El crecimiento mensual interanual osciló entre incrementos moderados en agosto y aumentos más significativos en mayo, confirmando que el aumento de potencia no fue puntual, sino sostenido durante el año.

Este comportamiento está asociado a factores como:

- * Crecimiento de la demanda comercial y residencial.
- * Incremento en el uso de sistemas de climatización en meses de mayor temperatura.
- * Expansión de la actividad económica.

Gráfica 33. Demanda máxima de potencia del S.N.I. mensual durante 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

6.1. Margen de reserva del sistema

El margen de reserva es un indicador técnico que permite evaluar la suficiencia de la capacidad instalada frente a la demanda máxima registrada en el sistema eléctrico. Este indicador mide la diferencia entre la capacidad efectiva disponible y la demanda máxima anual, expresada como porcentaje respecto a la demanda.

Para el año 2025, los valores fueron los siguientes:



- * Capacidad efectiva del S.N.I.: 3,731.49 MW
- * Demanda máxima registrada: 2,204.22 MW

El margen de reserva se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Margen de Reserva (\%)} = ((\text{Capacidad Efectiva} - \text{Demanda Máxima}) / \text{Demanda Máxima}) \times 100$$

Sustituyendo los valores correspondientes a 2025:

- * Margen de Reserva (%) = $((3,731.49 - 2,204.22) / 2,204.22) \times 100$
- * Margen de Reserva (%) $\approx 69.3 \%$

Este resultado indica que, en términos anuales, el sistema contó con una reserva cercana al 69 % por encima de la demanda máxima registrada, lo que evidencia una condición operativa holgada desde el punto de vista de disponibilidad de potencia.

No obstante, es importante considerar que:

- * La capacidad efectiva no necesariamente está disponible en su totalidad de forma simultánea debido a mantenimientos programados o restricciones técnicas.
- * Parte de la generación renovable depende de la disponibilidad del recurso primario.
- * El crecimiento sostenido de la demanda máxima puede reducir progresivamente este margen si no se incorporan nuevas capacidades firmes.

La evolución histórica muestra que la demanda máxima pasó de 1,762.50 MW en 2018 a 2,204.22 MW en 2025, lo que representa un incremento cercano al 25 % en siete años. Este comportamiento confirma la necesidad de mantener una planificación activa del parque generador y del sistema de transmisión para asegurar la confiabilidad del suministro en el mediano y largo plazo.

A continuación se presenta una comparación de la capacidad efectiva, la demanda máxima registrada y el margen de reserva del sistema para los últimos tres años. Esta relación permite observar la evolución de la suficiencia de potencia disponible frente al crecimiento sostenido de la demanda máxima en el Sistema Nacional Interconectado.

Tabla 6. histórico del margen de reserva.

Año	Capacidad Efectiva (MW)	Demanda Máxima (MW)	Margen de Reserva (%)
2023	3435.07	1970	0.74
2024	3559.2	2121.8	0.68
2025	3731.49	2204.22	0.69

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



7. Factor de Carga en 2025

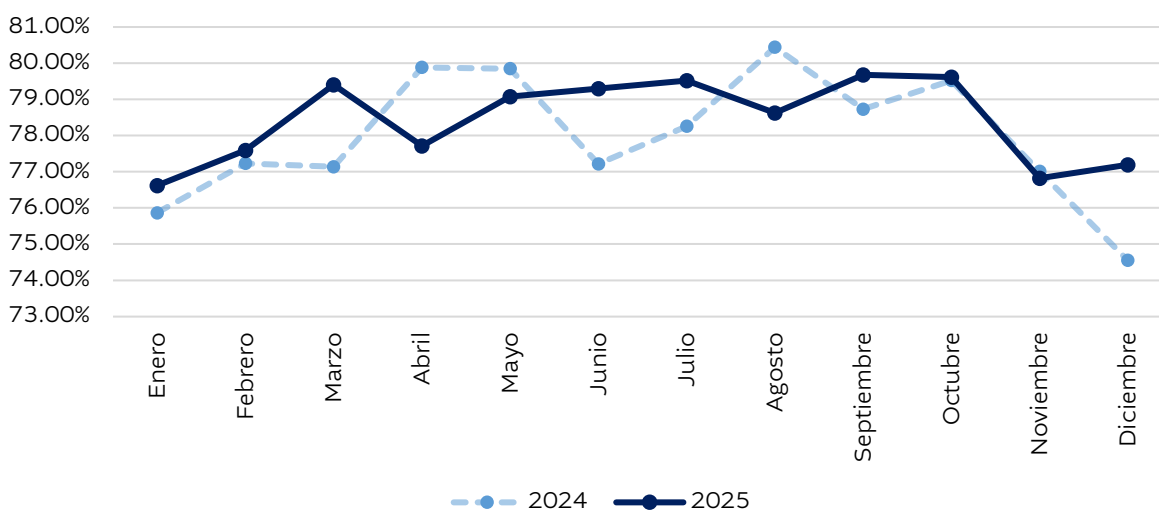
El factor de carga es un indicador que mide la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima registrada en el sistema eléctrico durante un período determinado. Este indicador permite evaluar la estabilidad del consumo eléctrico y el grado de utilización de la infraestructura disponible. Durante 2025, el factor de carga del Sistema Nacional Interconectado se mantuvo en niveles elevados, oscilando entre 76.6 % en enero y 79.67 % en septiembre. En términos generales, los valores mensuales se ubicaron por encima del 77 % en la mayor parte del año, lo que refleja un comportamiento relativamente estable de la demanda y una menor brecha entre carga promedio y carga máxima.

El valor más alto del año se registró en septiembre (79.67 %), seguido por octubre (79.61 %) y julio (79.5 %). Estos niveles indican una utilización eficiente de la capacidad instalada, ya que la demanda promedio se mantuvo cercana a la demanda máxima mensual.

Comparado con años anteriores, 2025 muestra una ligera mejora respecto a 2022 y 2023 en la mayoría de los meses, y se mantiene en niveles similares a 2024. En particular, marzo y junio evidencian incrementos respecto a los valores observados en 2023, lo que sugiere una mayor estabilidad en el perfil de consumo.

En términos estructurales, un factor de carga cercano al 80 % indica que el sistema opera con una demanda relativamente uniforme, lo cual contribuye a una operación más eficiente del parque generador y a una mejor planificación de la expansión del sistema.

Gráfica 34. Comportamiento del factor de carga del S.N.I. 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La evolución del factor de carga debe analizarse juntamente con el crecimiento de la demanda máxima y el margen de reserva del sistema. En 2025, aunque la demanda máxima alcanzó un nuevo valor histórico de 2,204.22 MW, el factor de carga se mantuvo cercano al 79 % en varios meses del año, lo que indica que el incremento en la potencia máxima estuvo acompañado por un crecimiento proporcional de la demanda promedio. Esta condición reduce la volatilidad entre carga base y carga pico, favoreciendo una operación más eficiente del sistema.

Sin embargo, el crecimiento sostenido de la demanda máxima implica una presión progresiva sobre la capacidad firme disponible. Aunque el margen de reserva anual se mantiene en niveles adecuados, la combinación de aumento en potencia pico y factores de carga elevados requiere mantener una planificación constante de nueva capacidad y fortalecimiento del sistema de transmisión. En este contexto, el análisis conjunto de estos tres indicadores permite evaluar no solo la suficiencia de potencia instalada, sino también la calidad y estabilidad del perfil de consumo eléctrico nacional.



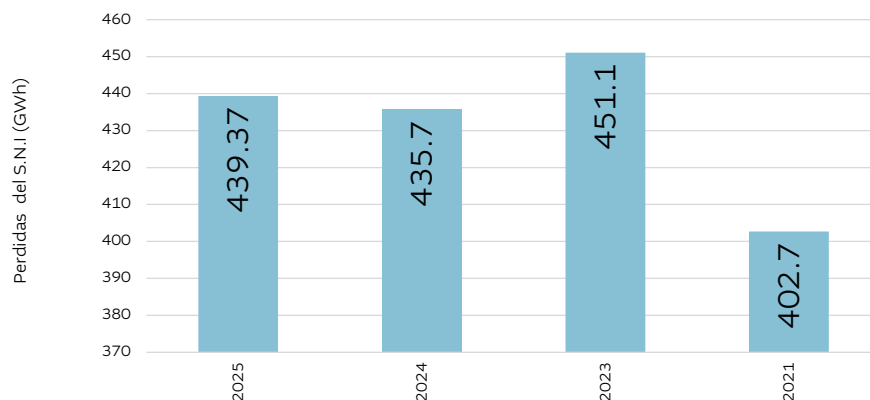
8. Pérdidas de energía en el S.N.I. 2025

Las pérdidas de energía en el Sistema Nacional Interconectado corresponden a la diferencia entre la energía generada e inyectada al sistema y la energía efectivamente retirada por los agentes del mercado. Este indicador permite evaluar el comportamiento operativo de la red eléctrica y su eficiencia técnica ante variaciones en la demanda.

Durante 2025, las pérdidas mensuales oscilaron entre 31.21 GWh y 42.70 GWh, manteniéndose dentro de un rango relativamente estable en comparación con años anteriores. El valor más bajo se registró en febrero (31.21 GWh), seguido de noviembre (31.51 GWh) y enero (31.53 GWh), mientras que el valor más alto se presentó en octubre (42.70 GWh), seguido de mayo (40.30 GWh) y septiembre (39.67 GWh).

Este comportamiento refleja la influencia de la estacionalidad de la demanda y de los niveles de energía transportada a través del sistema. En los meses de mayor despacho térmico y mayor carga del sistema, las pérdidas tienden a incrementarse, mientras que en períodos de menor exigencia operativa se observa una reducción en los niveles registrados.

Gráfica 35. Pérdidas de energía del S.N.I. 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

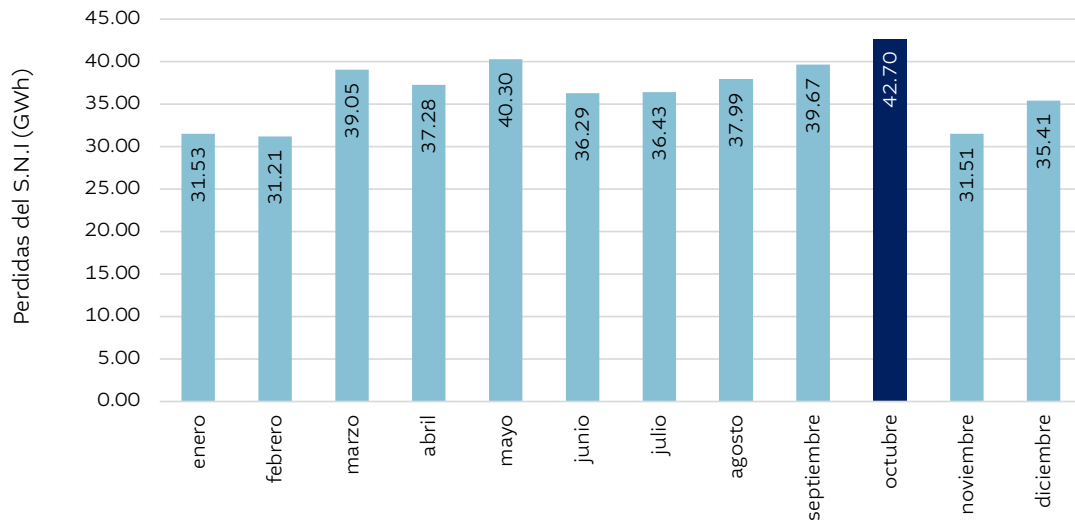
En términos acumulados, las pérdidas del Sistema Nacional Interconectado durante 2025 ascendieron a 439.7 GWh, con un promedio mensual de 36.64 GWh.

Al relacionar este valor con la demanda total anual registrada (14,136.46 GWh), las pérdidas representan aproximadamente 3.11 % de la energía movilizada en el sistema.

Este nivel se mantiene dentro de rangos técnicamente consistentes para sistemas eléctricos de similar estructura y evidencia que, a pesar del crecimiento sostenido de la demanda y del incremento en la energía transportada, el comportamiento de las pérdidas no muestra variaciones estructurales significativas respecto a años recientes.



Gráfica 36. Pérdidas de energía en el S.N.I. mensualmente 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



9. Transacciones Internacionales de Energía Eléctrica

Las transacciones internacionales de energía eléctrica permiten analizar la interacción del Sistema Nacional Interconectado con el Mercado Eléctrico Regional (MER) y con México (MEM), así como evaluar el balance entre generación nacional, importaciones, exportaciones y demanda interna.

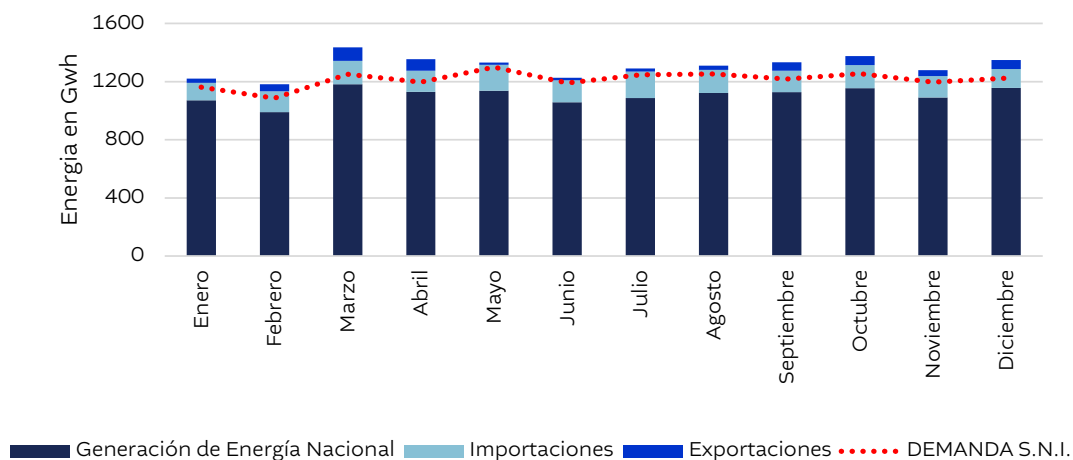
Durante 2025, el sistema mantuvo un intercambio activo de energía, con un comportamiento que varió mensualmente en función de la disponibilidad de generación nacional, la demanda interna y las condiciones del mercado regional.

9.1. Comportamiento mensual del flujo de carga 2025

En 2025, la demanda mensual del S.N.I. osciló entre 1,085.90 GWh (febrero) y 1,298.55 GWh (mayo). En varios meses del año, la generación nacional fue complementada con importaciones, particularmente en mayo (178.32 GWh) y julio (180.99 GWh), que registraron los valores más altos del año.

Por el lado de las exportaciones, el mayor volumen se observó en marzo (92.62 GWh), seguido de abril (79.17 GWh) y diciembre (62.33 GWh), lo que evidencia momentos en los cuales el sistema presentó excedentes relativos frente a la demanda interna.

Gráfica 37. Comportamiento del flujo de carga 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

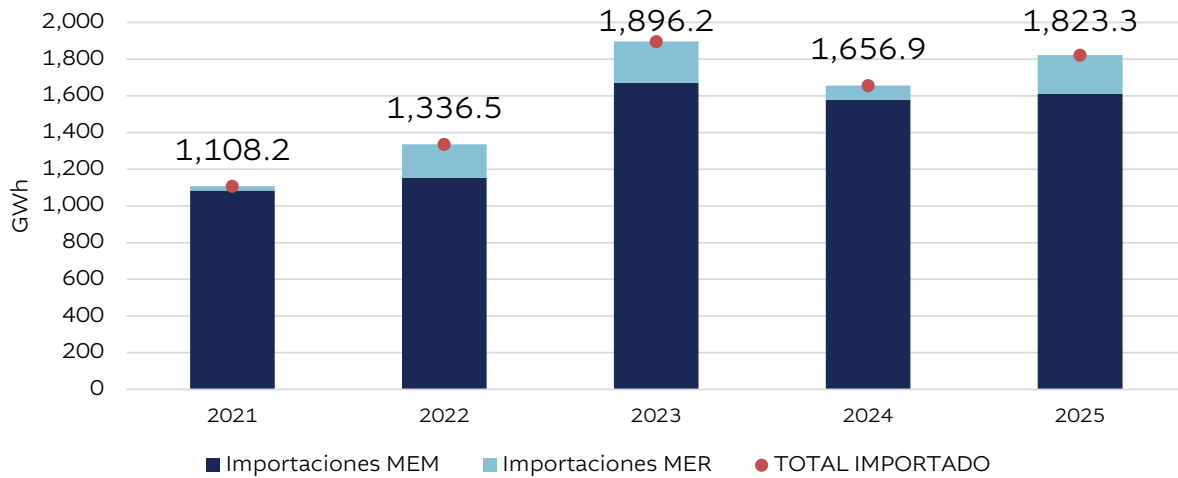


9.2. Exportaciones de energía eléctrica 2021–2025

En términos acumulados, las exportaciones totales en 2025 alcanzaron 556.80 GWh, lo que representa una reducción significativa respecto a 2023 (1,023.95 GWh) y 2024 (842.26 GWh).

La mayor parte de las exportaciones continúan realizándose hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER), mientras que las exportaciones hacia México (MEM) mantienen una participación marginal.

Gráfica 38. Exportaciones de electricidad en GWh, 2021-2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

9.3. Importaciones de energía eléctrica 2021–2025

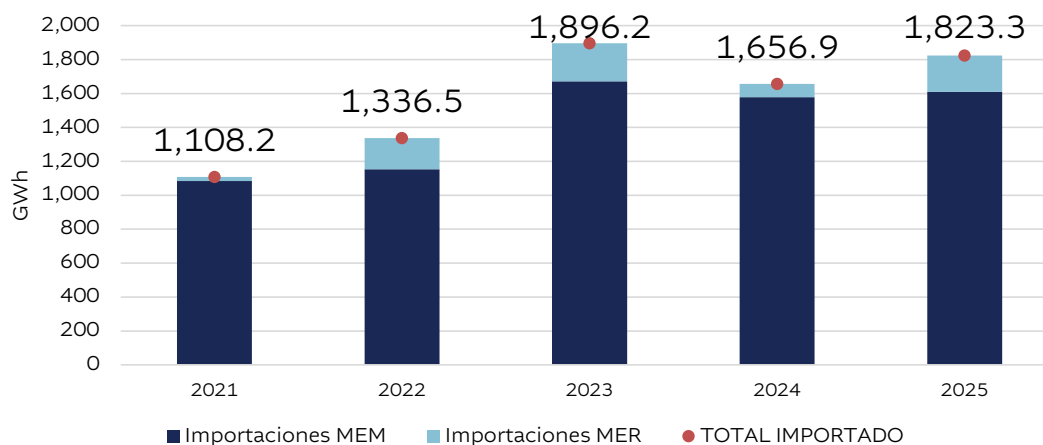
Las importaciones totales en 2025 ascendieron a 1,823.25 GWh, superando el valor registrado en 2024 (1,656.88 GWh) y manteniéndose en niveles similares a 2023 (1,896.25 GWh).

El mayor volumen de importación proviene del sistema mexicano (MEM), que en 2025 registró 1,610.59 GWh, mientras que el MER aportó 212.66 GWh.

Este comportamiento confirma que el sistema continúa dependiendo parcialmente de intercambios regionales para cubrir la demanda en determinados períodos del año.



Gráfica 39. Importaciones de electricidad en GWh, 2021-2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

9.4. Transacciones internacionales 2025

Al comparar el total importado (1,823.25 GWh) con el total exportado (556.80 GWh), se obtiene un saldo neto importador de aproximadamente 1,266.45 GWh durante 2025.

Este resultado indica que, en términos netos, el sistema nacional requirió un aporte adicional de energía del mercado regional para cubrir la demanda interna, particularmente en meses de alta carga o menor disponibilidad de generación nacional.

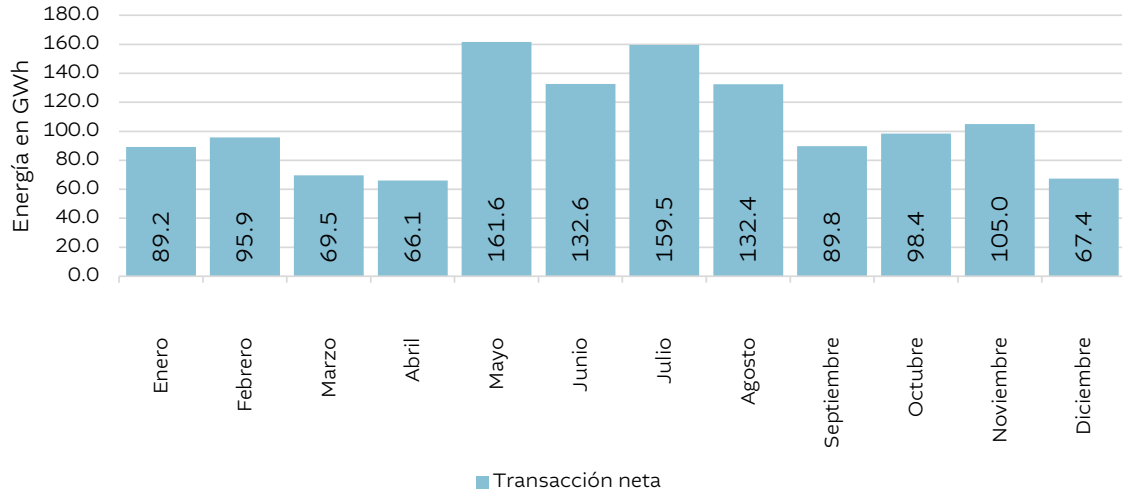
Gráfica 40. Transacciones internacionales con el S.N.I. 2025 en GWh.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



Gráfica 41. Transacciones internacionales netas con el S.N.I. 2025 en GWh.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



10. Precio Spot de la Energía en el Sistema Nacional Interconectado

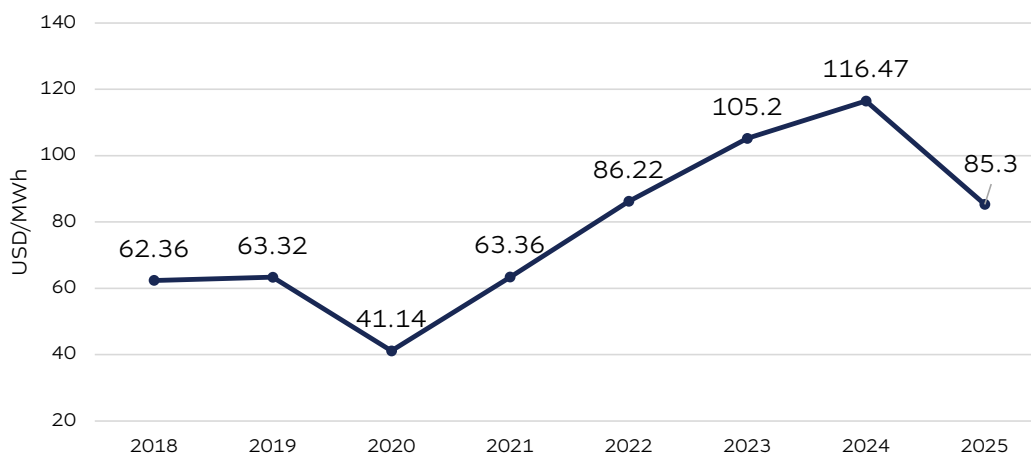
El precio de oportunidad de la energía (precio spot) refleja el costo marginal de abastecimiento del sistema eléctrico bajo condiciones reales de operación. Su comportamiento está directamente relacionado con la disponibilidad de recursos renovables, el despacho térmico, la demanda y las condiciones del mercado regional.

10.1. Promedio anual del precio de oportunidad

En 2025, el precio promedio anual del mercado spot se ubicó en 85.3 USD/MWh, lo que representa una reducción significativa respecto a 2024 (116.47 USD/MWh) y 2023 (105.2 USD/MWh).

Después del máximo observado en 2024, el año 2025 muestra una normalización del precio, acercándose a niveles más consistentes con la estructura histórica del mercado, aunque aún por encima de los valores previos a 2022.

Gráfica 42. Promedio anual del precio de oportunidad de la Energía 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM10.2. Comportamiento mensual del precio spot 2025.

10.2. Comportamiento mensual del precio spot 2025

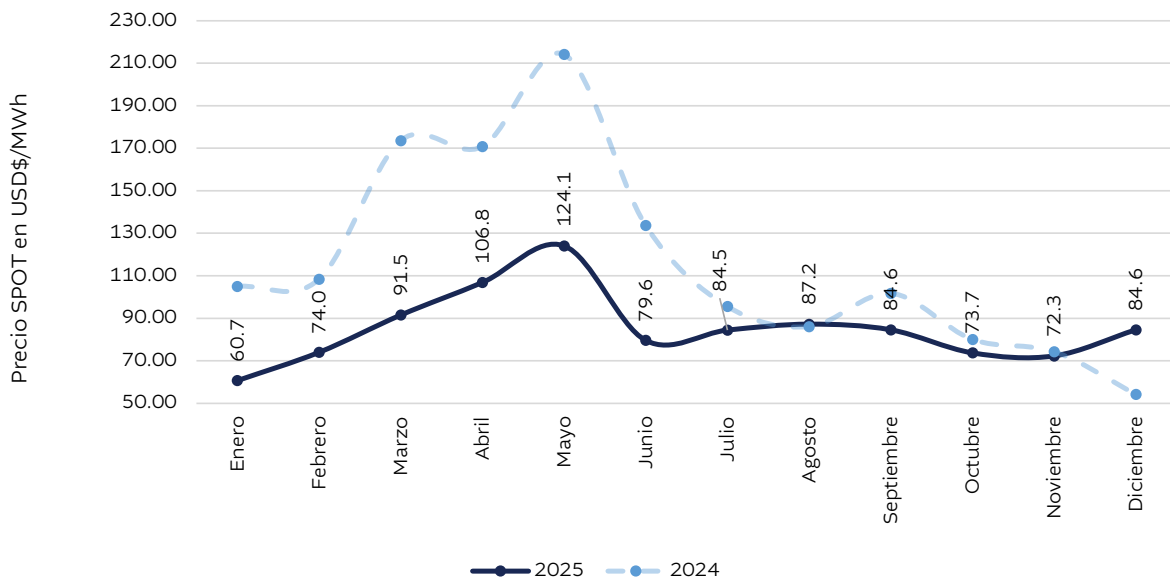
En 2025, el precio spot de Guatemala mostró un patrón estacional claro: valores más altos en el primer semestre, con un pico entre marzo y mayo, y una moderación a partir de junio. El valor mensual más bajo se observó en enero (60.68 USD/MWh), mientras que el máximo del año se registró en mayo



(124.07 USD/MWh). Entre junio y noviembre el precio se mantuvo en un rango más estable (72.30–87.24 USD/MWh), y diciembre cerró con un repunte moderado (84.59 USD/MWh).

Al comparar con años recientes, 2025 fue significativamente más bajo que 2024 durante casi todo el año: en 10 de 12 meses el precio estuvo por debajo del 2024; únicamente agosto (87.24 vs 86.07) y diciembre (84.59 vs 54.27) fueron superiores. Frente a 2023, 2025 se mantuvo por debajo en los 12 meses, lo que confirma una reducción general del nivel de precios respecto a ese año.

Gráfica 43. Promedio mensual precio de oportunidad de la Energía 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

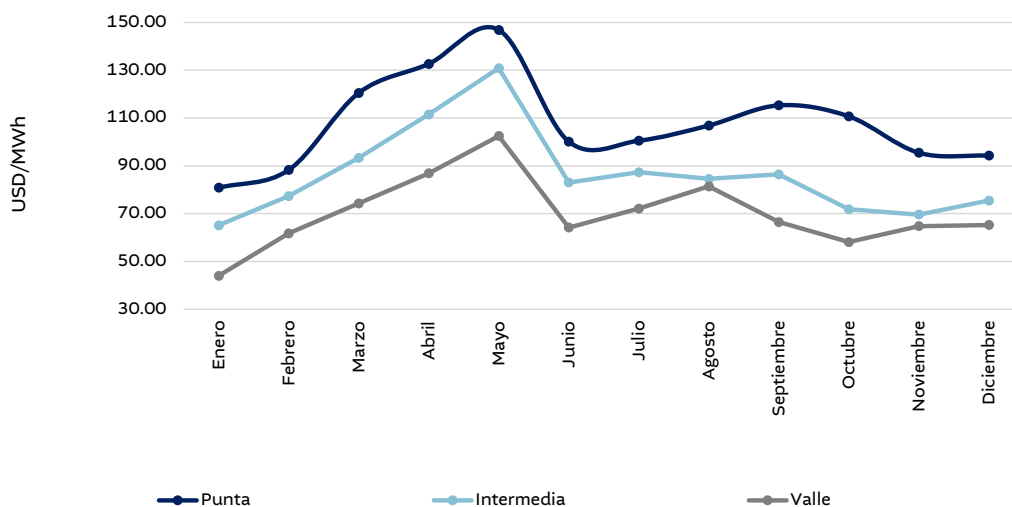


10.3. Precio spot por banda horaria 2025

El comportamiento por bandas confirma el mismo patrón estacional observado en el promedio mensual: la mayor presión de precios se concentró en el segundo trimestre.

Durante 2025, la banda Punta registró sus valores más altos entre abril y mayo (132.64 y 146.86 USD/MWh, respectivamente), mientras que la banda Valle alcanzó su máximo también en mayo (102.47 USD/MWh). En meses como enero, la diferencia entre bandas se amplía con claridad (Punta 80.86, Intermedia 65.09, Valle 43.99), lo cual es consistente con un sistema donde las horas de mayor demanda elevan el costo marginal. A partir de junio se observa una reducción general de los niveles por banda, y el tramo octubre–diciembre se caracteriza por precios más moderados, aunque sin regresar a los mínimos de enero.

Gráfica 44. Promedio mensual del precio de oportunidad de la Energía por tipo de banda 2025.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

10.4. Comparación con mercados interconectados

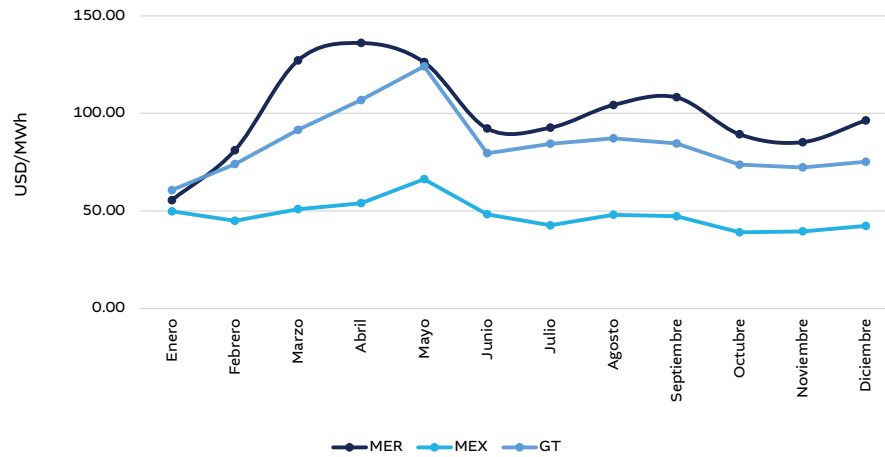
La comparación mensual muestra dos conclusiones consistentes:

1. México presentó precios más bajos que Guatemala en todos los meses de 2025.
2. El Mercado Eléctrico Regional (MER) se ubicó por encima de Guatemala en 11 de 12 meses; la única excepción fue enero, cuando Guatemala registró 60.68 USD/MWh y el MER 55.51 USD/MWh.



En el período de mayores precios nacionales (marzo–mayo), Guatemala se mantuvo por debajo del MER, aunque con niveles claramente superiores a México. Por ejemplo, en mayo Guatemala registró 124.07 USD/MWh, frente a 126.23 USD/MWh del MER y 66.29 USD/MWh de México. En términos generales, 2025 reflejó una brecha persistente entre México y Guatemala, mientras que la relación Guatemala–MER fue más cercana, con predominio del MER por encima del precio nacional.

Gráfica 45. Precio Spot de los Mercados Regionales en USD/Mwh.



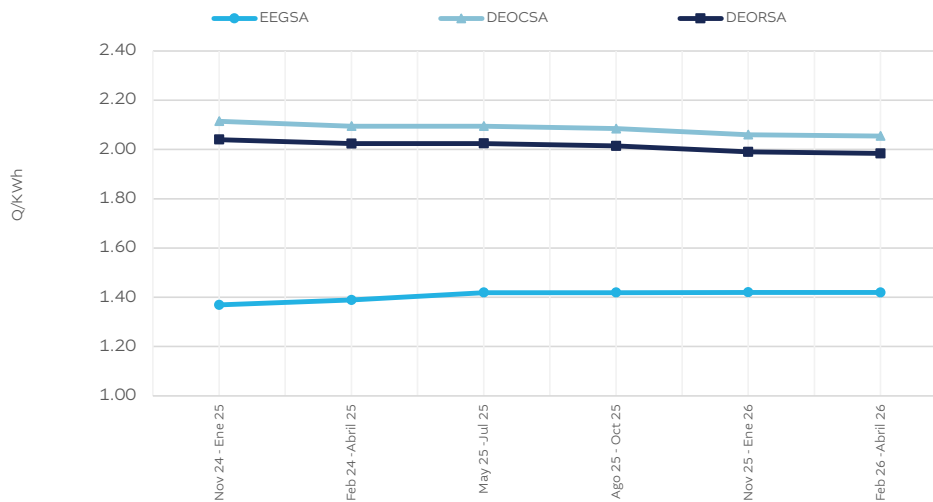
Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



11. Tarifa Social y No Social

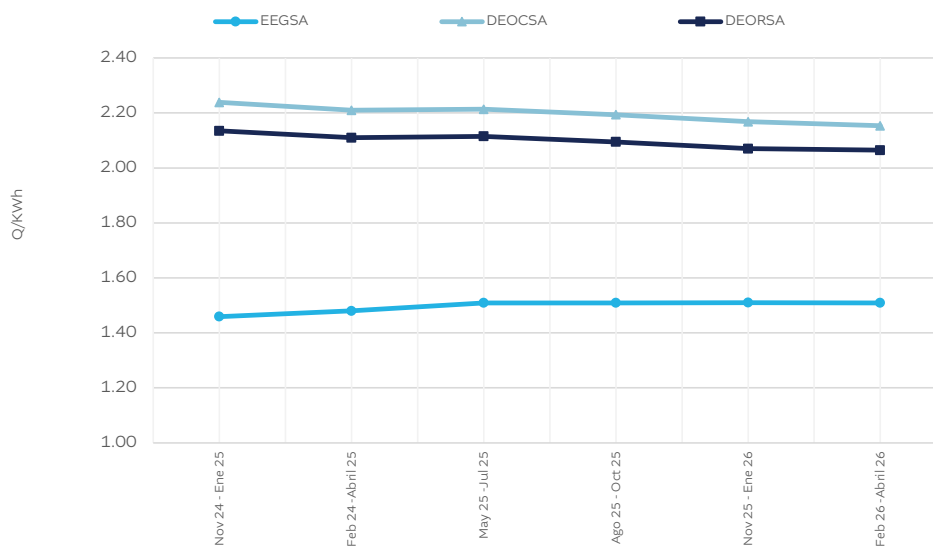
Las tarifas social y no social, de las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, no presentaron aumentos durante el año 2024 como puede observarse en las siguientes gráficas.

Gráfica 46. Tarifa social en (Q/KWh) durante 2025.



Fuente: Elaboración propia con información de la CNEE.

Gráfica 47. Tarifa no social en (Q/KWh) durante 2025.



Fuente: Elaboración propia con información de la CNEE.





Ministerio de
Energía y Minas