



DICIEMBRE 2025

INFORME MENSUAL

PRINCIPALES VARIABLES

DICIEMBRE 2025



Potencia
Instalada: **44 177 [MW]**

Potencia Máxima Bruta: **27 891 MW**
30/12/2025 15:32

Potencia Máxima Hist. : **30 257 MW**
10/02/2025 14:47

Demanda Total: **13 075 GWh**
13.7% Vs igual mes año ant
0.7% Año móvil

Costo Mercado Asignado

73.0 u\$s/MWh

ENERGÍA: **46.2 u\$s/MWh**

POTENCIA: **17.6 u\$s/MWhrp**

SERVICIOS: **3.9 u\$s/MWh**

TRANSPORTE: **5.3 u\$s/MWh**

Precio Mercado SPOT

58.3 u\$s/MWh

ENERGÍA: **38.3 u\$s/MWh**

POTENCIA: **17.6 u\$s/MWhrp**

SERVICIOS: **3.9 u\$s/MWh**

TRANSPORTE: **5.3 u\$s/MWh**

Precio Medio Estacional: 68 456 \$/MWh

Costo Marginal Operado \$: 58 263 \$/MWh

Costo Marginal Operado u\$d: 40.4 u\$s/MWh



CONCLUSIONES

La demanda TOTAL PAÍS a niveles medios de Diciembre 2025 resultó superior a la del mismo mes del año 2024, con una variación en el orden de +13.7%, impulsada principalmente por el incremento en la demanda residencial (demanda ligada en mayor o menor medida a la temperatura)

En cuanto a la temperatura en GBA, la temperatura media diaria del mes de Diciembre 2025 fue de **25.9 °C**, aprox. +3.3°C mayor a la temperatura del mismo mes del año anterior y +2.8 °C por arriba de los valores históricos.

La generación HIDRO > 50MW se ubicó por debajo del mismo mes del año anterior (-21.5%).

Con un despacho térmico mayor en Diciembre 2025 (+29.2% con relación al mismo mes del año anterior), **el consumo medio de combustibles terminó siendo mayor también** (+26% en conjunto si comparamos con Diciembre 2024) siendo más de un 99% de Gas Natural Nacional.

El precio monómico medio del mercado spot del mes de Diciembre alcanzó los 85 132 \$/MWh (energía + potencia + servicios + transporte), frente a los 66 652 \$/MWh de igual mes del año anterior.

Los datos contenidos en el siguiente informe corresponden a la mejor información disponible al momento de su publicación. Pero no son estáticos, es decir, pueden actualizarse a lo largo del tiempo.

En función de los cambios introducidos por la Res. SE N° 400/25, se implementaron modificaciones tanto en la presentación como en las bases de datos. Estas continuarán ajustándose a medida que se disponga de información más completa y de mejor calidad.

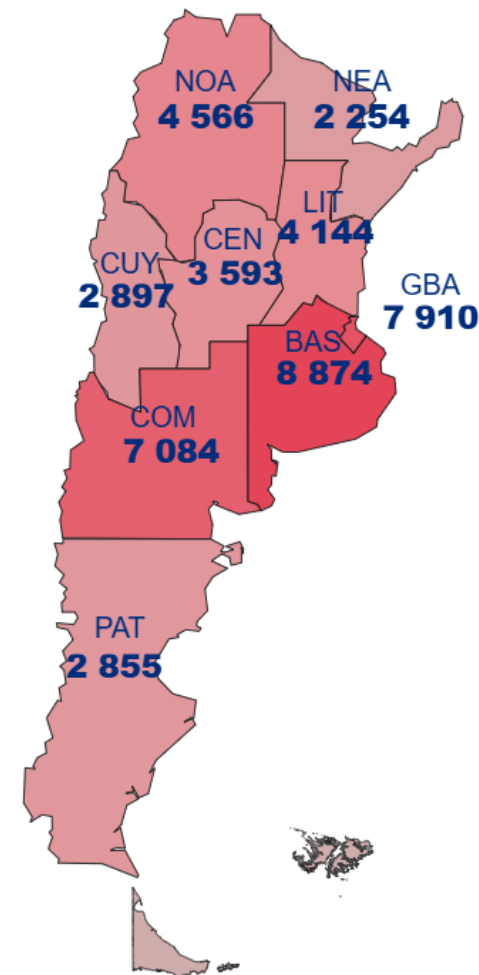
POTENCIA INSTALADA

A Diciembre 2025 se tiene una potencia instalada de **44 177 MW**, donde el 57% corresponde a fuente de origen térmico y un 39% de origen renovable (incluyendo centrales hidráulicas).

La autogeneración declarada en el MEM es de 1 121 MW.

La potencia para la central Yacyretá se corresponde con la potencia disponible firme para Argentina, 1 550 MW (50%). La potencia total instalada de la misma es de 3 100 MW, alcanzable a cota máxima y con las máquinas a toda su capacidad.

Total País: 44 177 [MW]



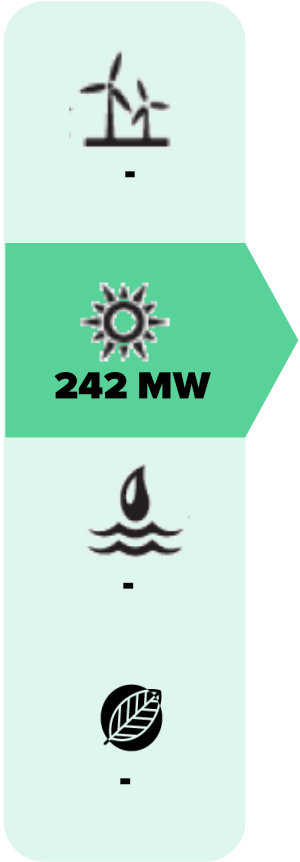
AUTOGENERACIÓN DECLARADA MEM: 1 121 [MW]

DICIEMBRE 2025





Potencia Habilitada : **242 MW**



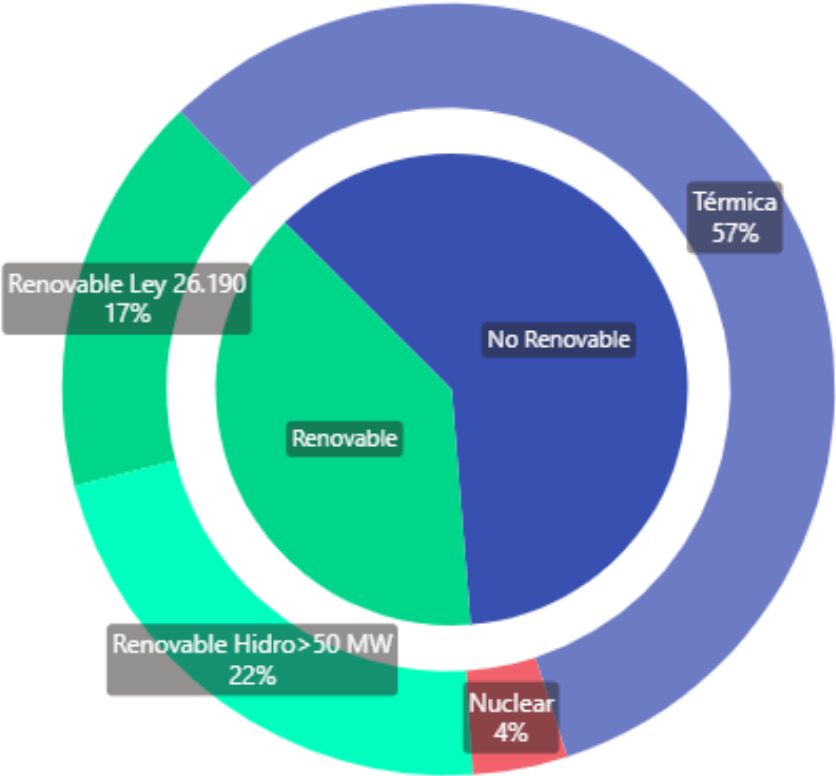
P.S. EL QUEMADO I	
Pot. Habilitada:	100 MW
Contrato:	MATER
Recurso:	Solar
Localización:	MENDOZA

P.S. SAN RAFAEL	
Pot. Habilitada:	142 MW
Contrato:	MATER
Recurso:	Solar
Localización:	MENDOZA

Potencia Instalada por Fuente / Tecnología [MW]



	MW	% Particip.
Ciclos Combinados	15 403	35%
Turbo Gas	4 442	10%
Turbo Vapor	3 717	8%
Motor Diesel	1 542	3%
Térmico	25 105	57%
Nuclear	1 755	4%
Hidráulica > 50 MW	9 639	22%
Hidráulica < 50 MW	523	1%
Eólica	4 496	10%
Solar	2 464	6%
Biomasa	76	0%
Biogas	119	0%
Renovable	17 317	39%
POTENCIA INSTALADA	44 177	100%

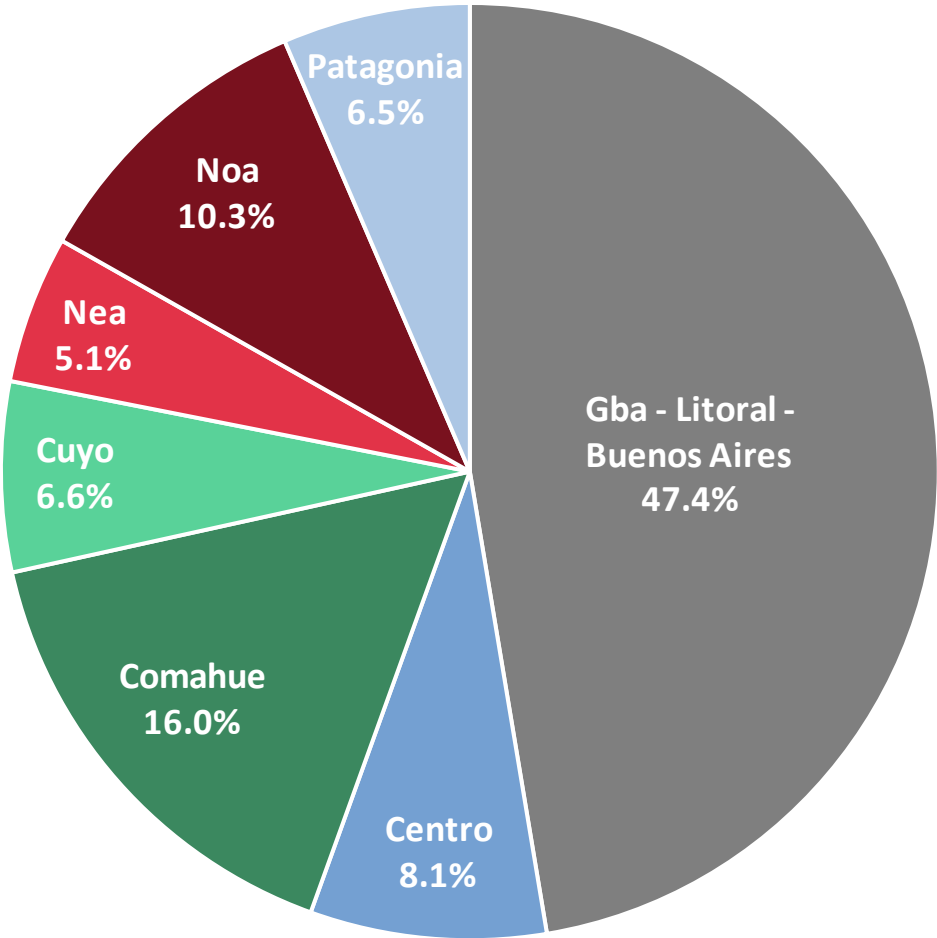


Desde Agosto 2023, las centrales hidroeléctricas con potencia superior a 50 MW se reclasificaron como **HIDRO > 50 MW** dentro de la fuente **RENOVABLE**. Con esta inclusión, la participación total de las renovables asciende al **39 %**, de los cuales el **17 %** corresponde a las tecnologías definidas en la **Ley 26 190**.

Potencia Instalada por Región [MW]



	MW	% Particip.
BUENOS AIRES	8 874	20%
CENTRO	3 593	8%
COMAHUE	7 084	16%
CUYO	2 897	7%
GRAN BS.AS.	7 910	18%
LITORAL	4 144	9%
NORESTE	2 254	5%
NOROESTE	4 566	10%
PATAGONICA	2 855	6%
Total general	44 177	100%

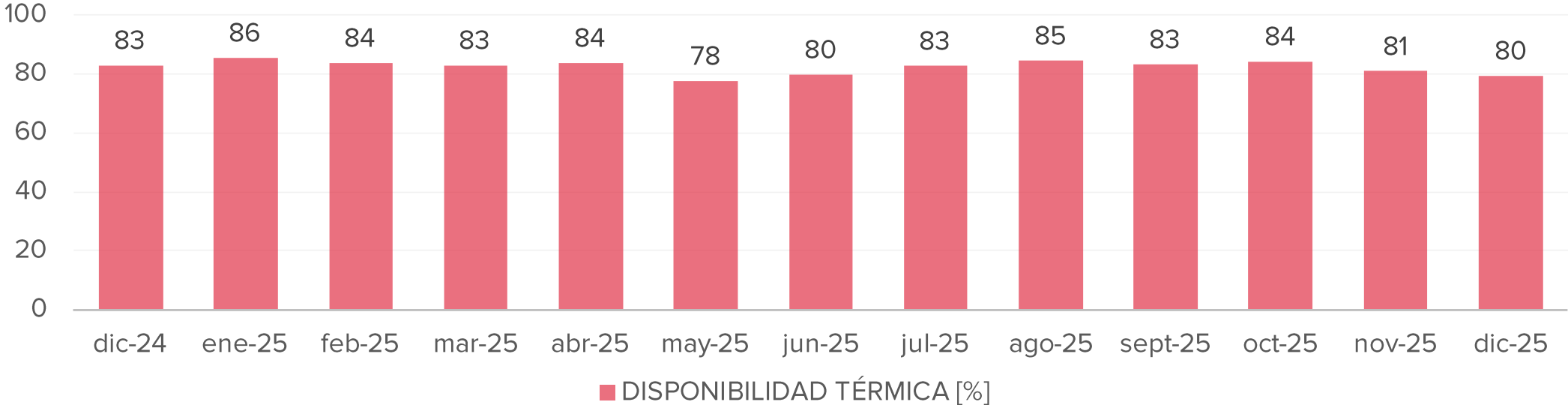


Disponibilidad Térmica Mensual (convencional + nuclear)



Año Móvil	dic-25	dic-24
82%	82%	83%

Disponibilidad



Disponibilidad Térmica por Tecnología

Tecnología	dic-25	Año Móvil
CC	90%	89%
TG	62%	58%
TV	61%	64%
DI	85%	81%

Cálculo de Disponibilidad Real Mensual por Generador:

Siguiendo con la lógica de cálculo de la Resolución N° 22/2016 y sus antecesoras, se determina para cada Unidad Generadora su disponibilidad media real en mes en base a los resultados de la operación y en función de la disponibilidad horaria de las unidades en servicio y en reserva.

- Para el cálculo se adopta como potencia disponible la que podría entregar con independencia del combustible con que cuente (no se requiere el disponer de combustible propio).
- En caso de limitaciones técnicas forzadas para la operación con el combustible alternativo, las mismas se descontarán de la potencia disponible señalada anteriormente.
- Las limitaciones tecnológicas de diseño de potencia máxima con combustibles alternativos no representan indisponibilidades forzadas.
- No se deben considerar las horas fuera de servicio por mantenimientos programados autorizados y/o programados.



GENERACIÓN

Con una **oferta total de 13 615 GWh**, el 49% corresponde a Generación Asignada, mientras que un 40% es del mercado Spot. La oferta total (generación local + importación) tuvo una variación del +13.7% respecto al mismo mes del año anterior.

Según la Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía, la **Generación Asignada** comprende a los generadores que se destinan prioritariamente a cubrir la **Demanda Estacionalizada** (principalmente residenciales y pequeños no residenciales). Incluye la generación térmica y renovable con contratos MEM, la hidráulica bajo concesión nacional o binacional, la generación nuclear y las importaciones.

OFERTA TOTAL: 13 615 GWh

Generación por tipo de Mercado [GWh]

Asignada

Contratos
MAT

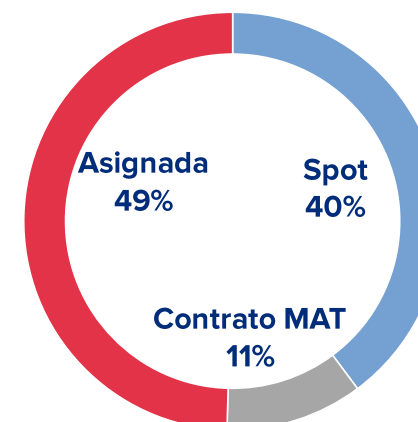
SPOT

6 749

1 448

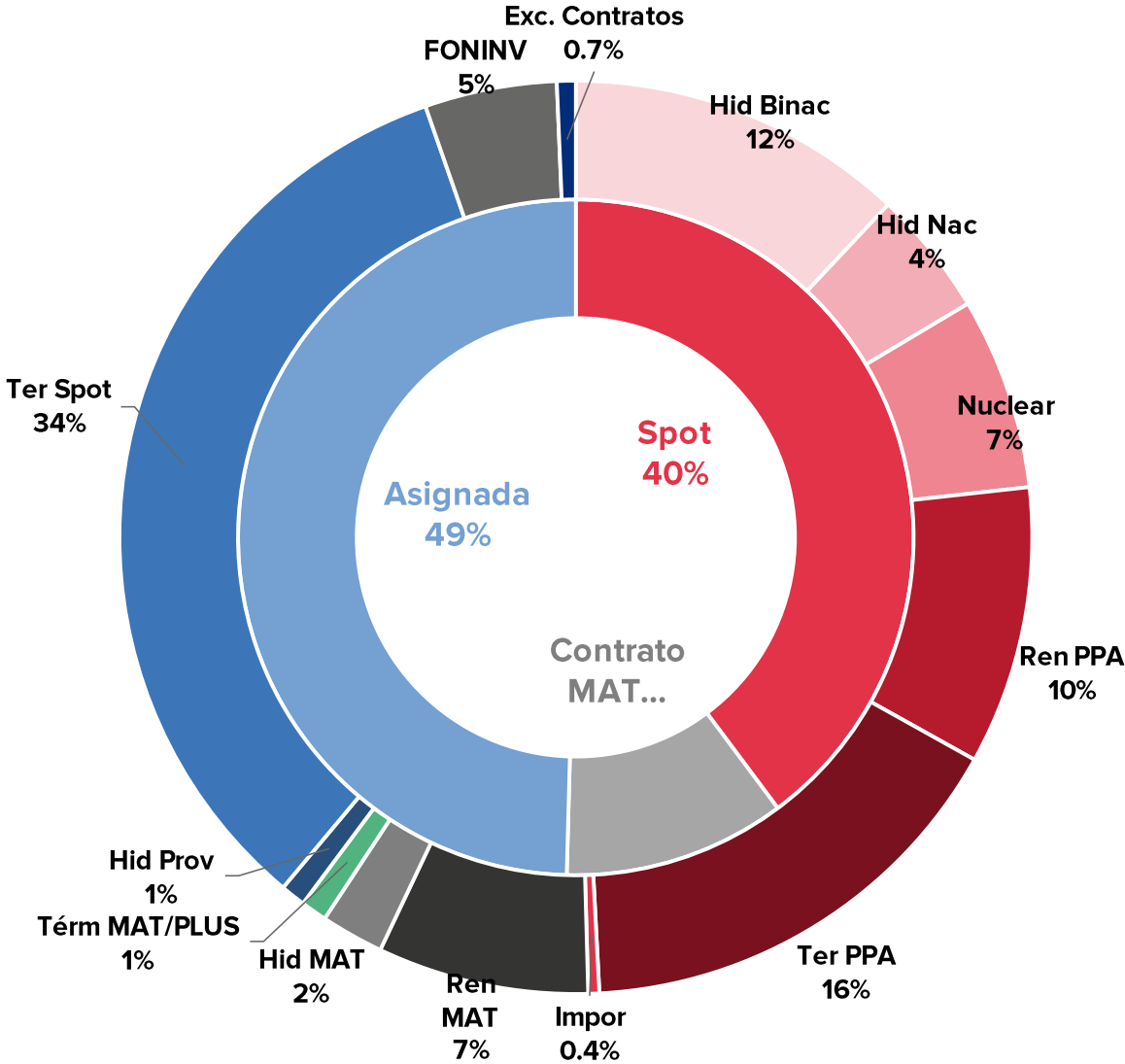
5 419

% Participación OFERTA TOTAL



Oferta por Tipo [GWh]

	GWh	% Particip. OFERTA TOTAL
Asignada	6 749	49.6%
Hidro Binacional	1 634	12.0%
Hidro Nacional	606	4.5%
Nuclear	925	6.8%
Renovable PPA	1 341	9.9%
Térmica PPA	2 190	16.1%
Importación	53	0.4%
Contrato MAT	1 448	10.6%
Renovable MAT	1 019	7.5%
Hidro MAT	303	2.2%
Térmico MAT/PLUS	126	0.9%
SPOT	5 419	39.8%
Hidro Provincial	120	0.9%
Térmica Spot	4 570	33.6%
FONINVEMEM 1	637	4.7%
Excedente Contratos	91	0.7%
OFERTA TOTAL	13 615	100%



Oferta por Fuente [GWh]



	dic-24	dic-25	Variación
Térmico	5 829	7 533	29.2%
Nuclear	676	925	37%
Renovable	5 436	5 105	-6.1%
Importación	38	53	39.0%
OFERTA TOTAL	11 979	13 615	13.7%

Detalle Renovable por tecnología [GWh]



[GWh]	dic-24	dic-25	% Var
Hidro > 50 MW	3 239	2 542	-21.5%
Hidro < 50 MW	170	129	-24.0%
Eólica	1 445	1 693	17.1%
Solar	480	610	27.1%
Biomasa	60	87	44.9%
Biogas	42	44	4.1%

Renovable según
Ley 26 190 / 27 191:
2 562 GWh

Participación Renovable (según ley) para el cubrimiento de la demanda [%] en el mes:

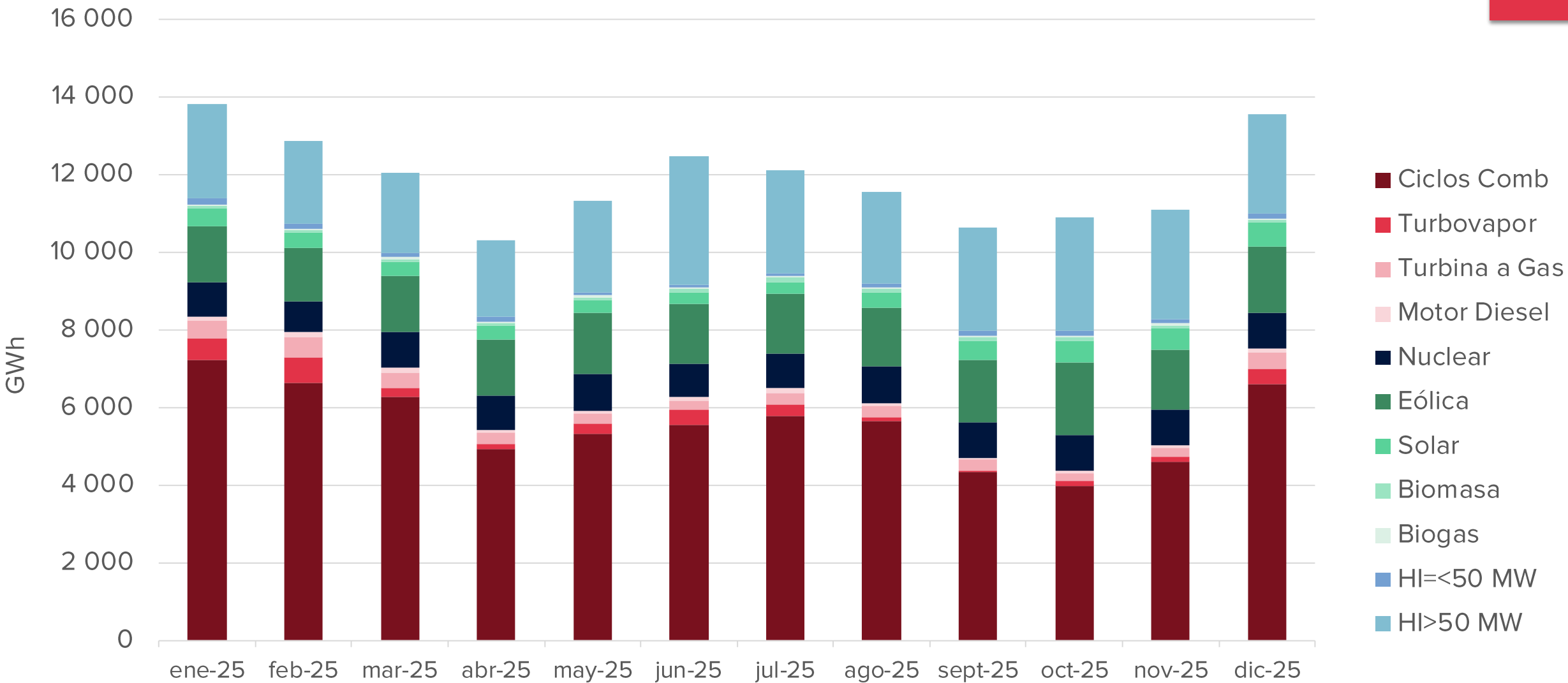
19.6%

Oferta por Tecnología [GWh]



[GWh]	dic-24	dic-25	% Var
Ciclos Combinados	5 066	6 620	30.7%
Turbo Gas	409	428	4.7%
Turbo Vapor	275	374	35.8%
Motor Diesel	79	111	40.6%
Térmico	5 829	7 533	29.2%
Nuclear	676	925	36.8%
Hidráulica > 50 MW	3 239	2 542	-21.5%
Hidráulica < 50 MW	170	129	-24.0%
Eólica	1 445	1 693	17.1%
Solar	480	610	27.1%
Biomasa	60	87	44.9%
Biogas	42	44	4.1%
Renovable	5 436	5 105	-6.1%
OFERTA LOCAL	11 941	13 562	13.6%
Importación	38	53	39.0%
OFERTA TOTAL	11 979	13 615	13.7%

Evolución de la generación neta por Tecnología con paso mensual últimos 12 meses [GWh]





[GWh]	dic-24	dic-25	% Var
Brasil	0.0	25.5	100%
Paraguay	2.9	10.3	>100%
Uruguay	31.7	8.6	-73%
Chile	3.6	0.0	-100%
Bolivia	0.0	8.6	>100%
IMPORTACIÓN TOTAL	38.2	53.1	39%



DEMANDA

La demanda local del mes de Diciembre fue de **13 075 GWh**, donde el 76% corresponde a la Demanda Estacionalizada, mientras que un 24% a la No Estacionalizada. El incremento de este mes fue de +13.7% con respecto a diciembre 2024, explicado en gran parte por las mayores temperaturas.

Según la Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía, La **Demanda Estacionalizada** de Distribuidores del MEM (DEDMEM) es la energía que las distribuidoras compran al Precio Estacional fijado por la Secretaría de Energía para abastecer a los usuarios Residenciales y No Residenciales pequeños, excluyendo a los GUDI. La Demanda Residencial tiene prioridad para recibir la Generación Asignada, garantizando su cobertura a precios regulados. La Demanda No Residencial accede en segundo lugar y, la demanda estacionalizada no cubierta, debe completarse con energía del Mercado Spot o mediante contratos a término. La porción no cubierta por Generación Asignada ni contratos se valora a precios Spot, sin garantía de abastecimiento.

Demanda Local: 13 075 GWh

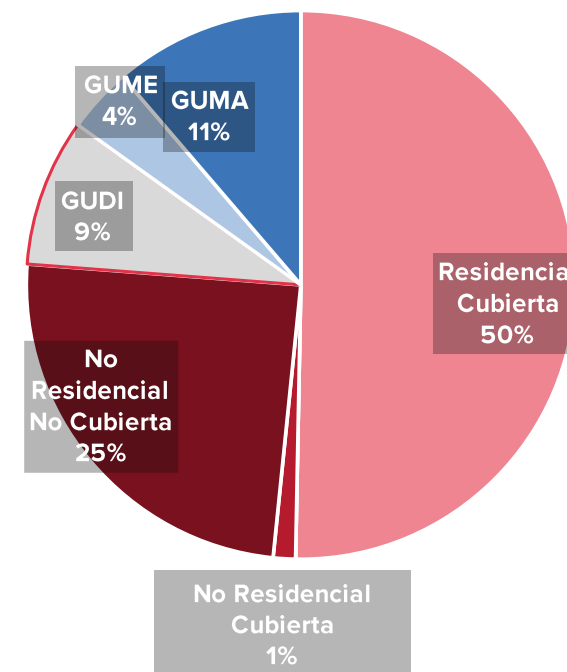
Estacionalizada

No Estacionalizada

**9 965
GWh**

**3 110
GWh**

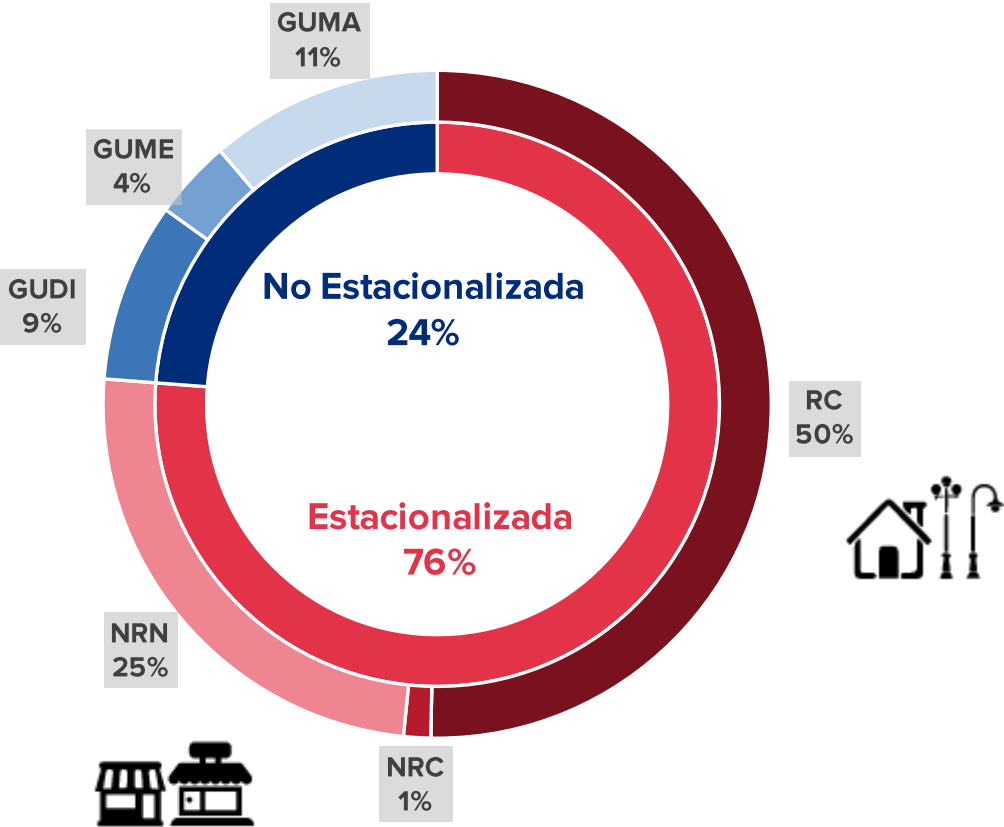
% Participación dentro de la demanda total



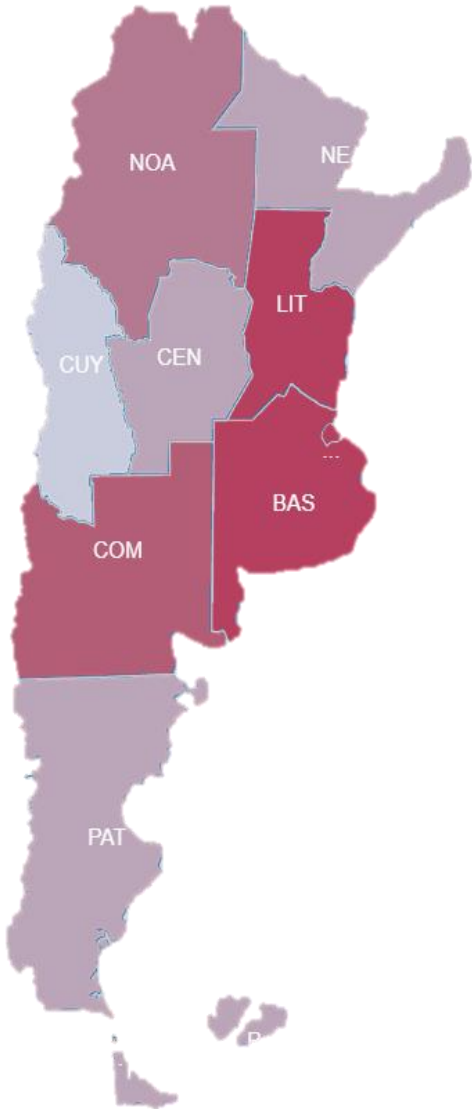
Demanda por tipo [GWh]

DEMANDA LOCAL			GWh
Estacionalizada	Residencial	Cubierta	6 578
		No cubierta	0
	No Residencial	Cubierta	171
		No cubierta	3 216
No Estacionalizada	GUDI		1 136
	GUME		501
	GUMA		1 473
DEMANDA LOCAL DICIEMBRE 2025			13 075
VARIACIÓN vs. MISMO MES AÑO ANTERIOR			13.7%

Referencias:
RC: Residencial Cubierta
RNC: Residencial No cubierta
NRC: No Residencial Cubierta
NRN: No Residencial No Cubierta



Demanda por región [GWh]



DEMANDA REGIÓN [GWh]	dic-24	dic-25	% Var.
BUENOS AIRES	1 322	1 489	12.7%
CENTRO	1 022	1 139	11.5%
COMAHUE	431	473	9.9%
CUYO	795	803	1.1%
GRAN BS.AS.	3 958	4 849	22.5%
LITORAL	1 355	1 583	16.8%
NORESTE	975	1 046	7.3%
NOROESTE	1 148	1 184	3.1%
PATAGONICA	494	509	3.1%
TOTAL DEMANDA	11 499	13 075	13.7%



[GWh]	dic-24	dic-25	% Var
Brasil	14.1	0.0	-100%
Paraguay	0.0	0.0	-
Uruguay	1.9	81.0	>100%
Chile	0.0	0.0	-
Bolivia	0.0	0.0	-
EXPORTACIÓN TOTAL	15.9	81.0	>100%

COMBUSTIBLES

Con un despacho térmico mayor en DICIEMBRE 2025, el consumo medio de combustibles terminó siendo superior (+10.8 Mm3 en conjunto si comparamos con DICIEMBRE 2024).

Prácticamente sin consumo de combustibles alternativos, el gas natural representó más del 99% de la matriz de combustibles, siendo este en su mayoría de origen nacional.

Consumo Total: 51.8 Mm3/d



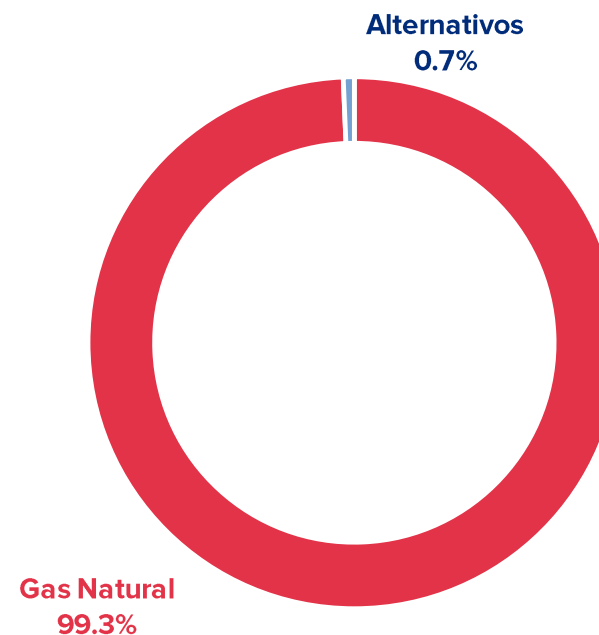
Gas Natural

**51.4
Mm3/d**



Alternativos

**0.3
Mm3/d**



DICIEMBRE 2025

Referencia: % participación dentro de la demanda total

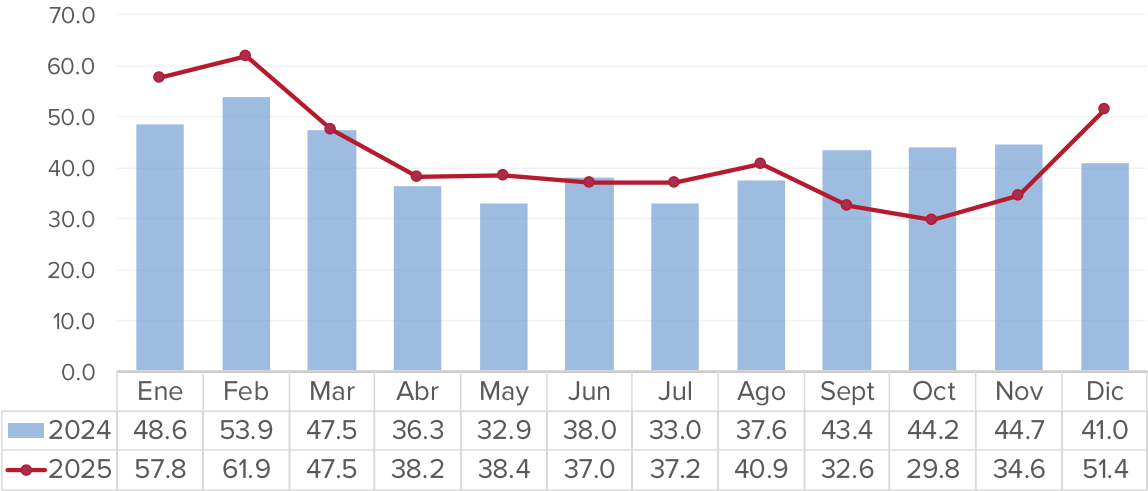


Tipo combustible	dic-25	Participación Equiv GN	% Var Dic-24
GAS NATURAL [Mm3/d]	51.4	99.3%	25.5%
Gas Natural ACUERDO [Mm3/d]	47.3	91.3%	
Gas Natural PROPIO [Mm3/d]	4.0	7.8%	
FUEL OIL [MTon]	0.0	0.0%	-26.7%
GAS OIL [Mm3]	6.0	11.6%	23.7%
CARBÓN MINERAL [MTon]	7.1	13.7%	100.0%
Total Gas Eq. [Mm3/día]	51.8	100%	26.3%

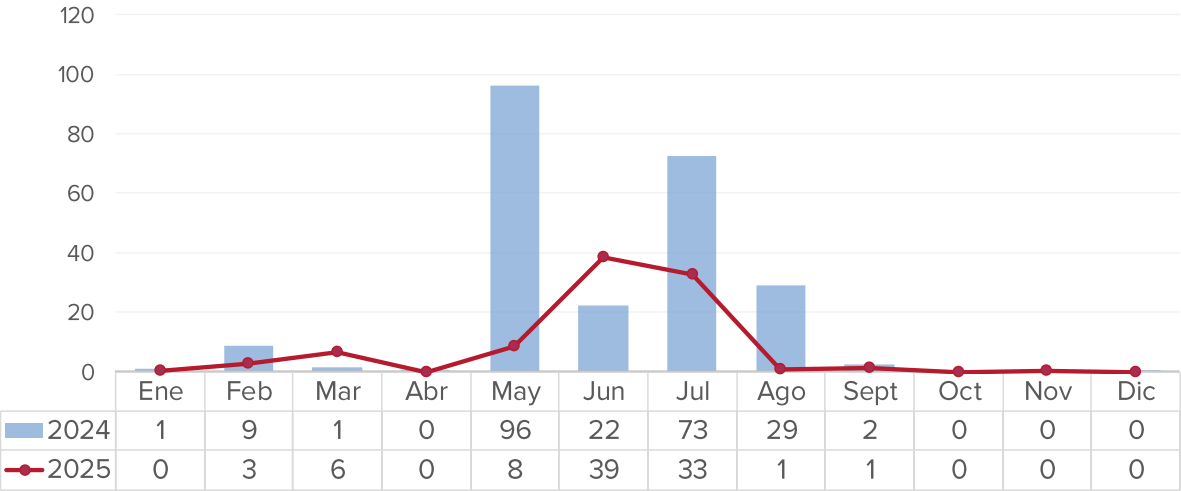
Evolución del consumo con paso mensual 2025 vs. 2024



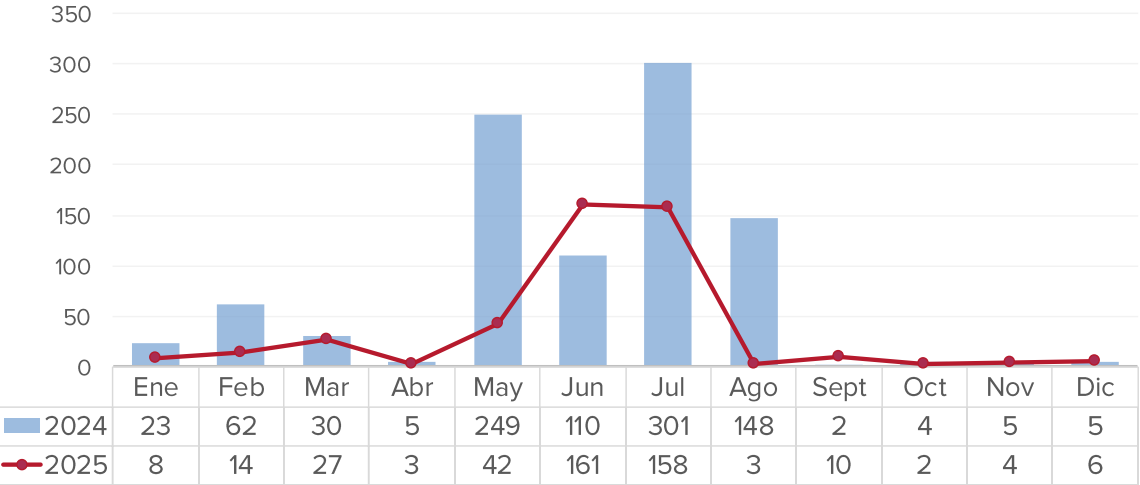
GAS NATURAL [Mm3/dia]



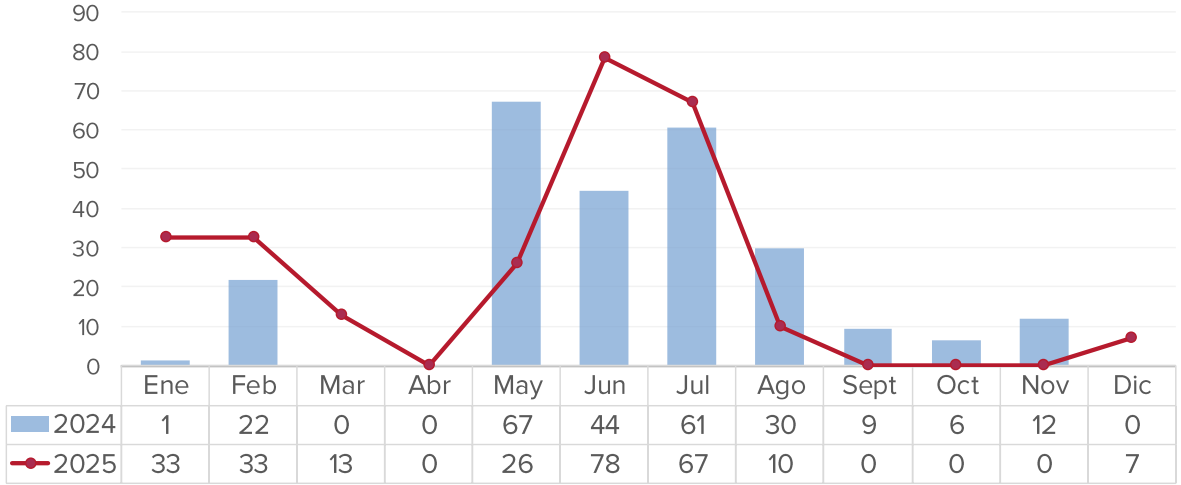
FUEL OIL [Miles Ton]



GAS OIL [Miles M3]



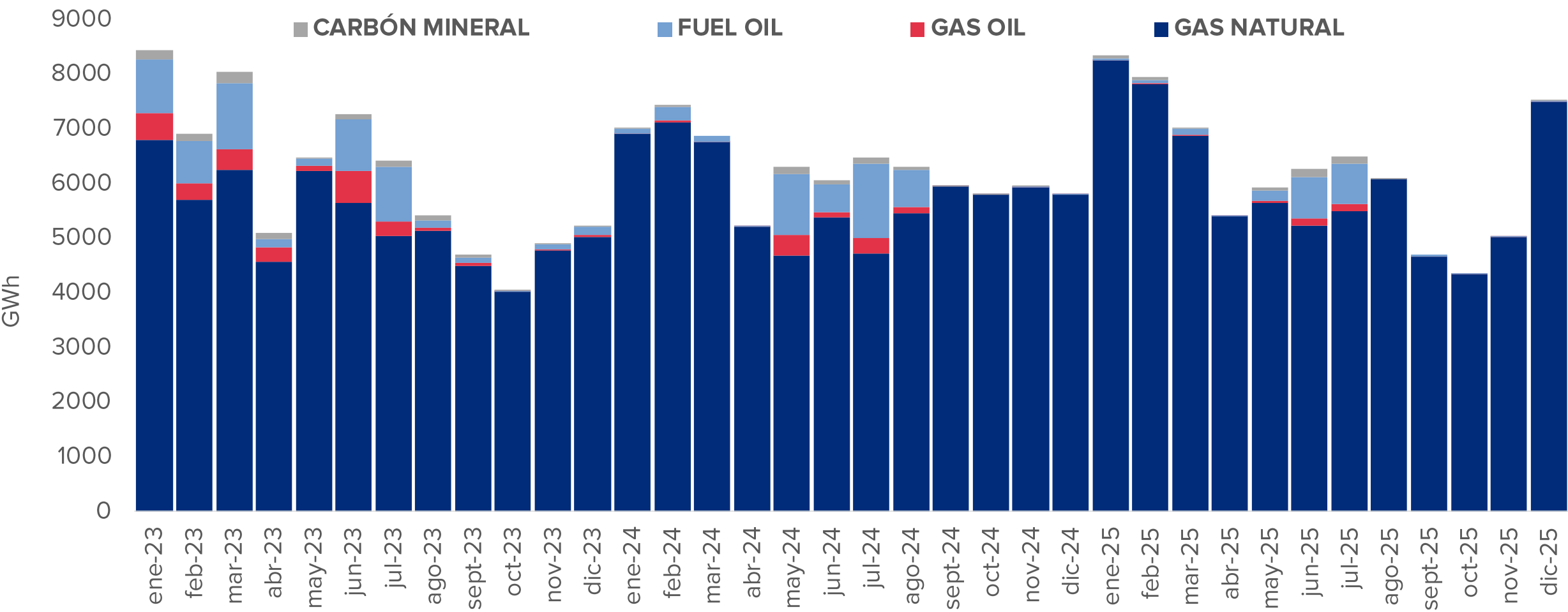
CARBÓN MINERAL [Miles Ton]





Generación Térmica asociada al consumo de combustibles (GWh)	dic-24	dic-25
GAS NATURAL	5 810	7 498
GAS OIL	0	0
FUEL OIL	18	22
CARBÓN	0	13
TOTAL	5 829	7 533
CONSUMO ESPECIFICO TERMICO	1 839	1 790
CONSUMO ESPECIFICO OFERTA	895	990
Emisiones de CO2 [Ton CO2/MWh]	0.21	0.23

Evolución mensual de la generación térmica por tipo de combustible 2023 a 2025 [GWh]





PRECIOS

Según la Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía, los Precios Estacionales (PE) son los valores regulados de energía y potencia aplicados a la Demanda Estacionalizada, calculados en base a los costos estacionales definidos en las Reglas del MEM. Estos precios se aplican principalmente a los usuarios Residenciales y No Residenciales.

Para la energía que queda fuera de la cobertura de Generación Asignada o de contratos a término, se aplican los Precios del Mercado Spot, que reflejan costos marginales y no garantizan abastecimiento. Los GUDI y la Demanda Estacionalizada No Cubierta se valorizan con precios Spot estabilizados o mensuales, según corresponda, mientras que los Grandes Usuarios del MEM pagan los precios Spot plenos definidos para cada mes.

Costo Mercado Asignado

73.0 u\$s/MWh

ENERGÍA: 46.2 u\$s/MWh

POTENCIA: 17.6 u\$s/MW

SERVICIOS: 3.9 u\$s/MWh

TRANSPORTE: 5.3 u\$s/MWh

Precio Mercado SPOT

58.3 u\$s/MWh

ENERGÍA: 38.3 u\$s/MWh

POTENCIA: 17.6 u\$s/MW

SERVICIOS: 3.9 u\$s/MWh

TRANSPORTE: 5.3 u\$s/MWh

Precios medios representativos. Según factor de carga medio representativo por tipo de usuario.

\$/MWh (convertido según tipo de cambio último día hábil)

106 537 \$/MWh

85 132 \$/MWh

Precio Medio Estacionalizado:

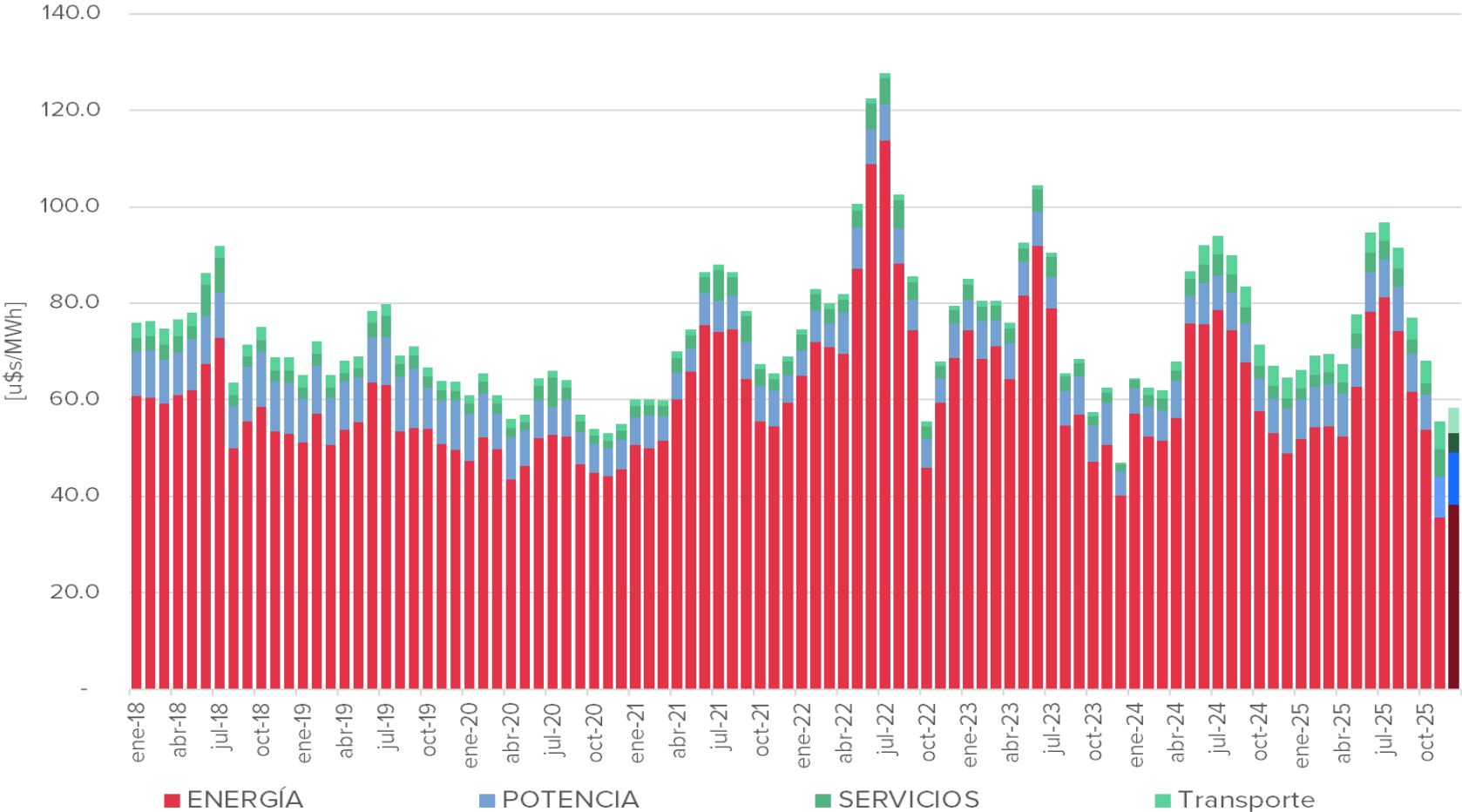
68 456 \$/MWh

Precio Monómico Grandes Usuarios del MEM



[u\$s/MWh]	dic-24	dic-25	Variación
Precio Monómico (Energía + Potencia + Serv + Transporte)	64.6	58.3	-9.6%

Precio Monómico Grandes Usuarios del MEM – Evolución mensual



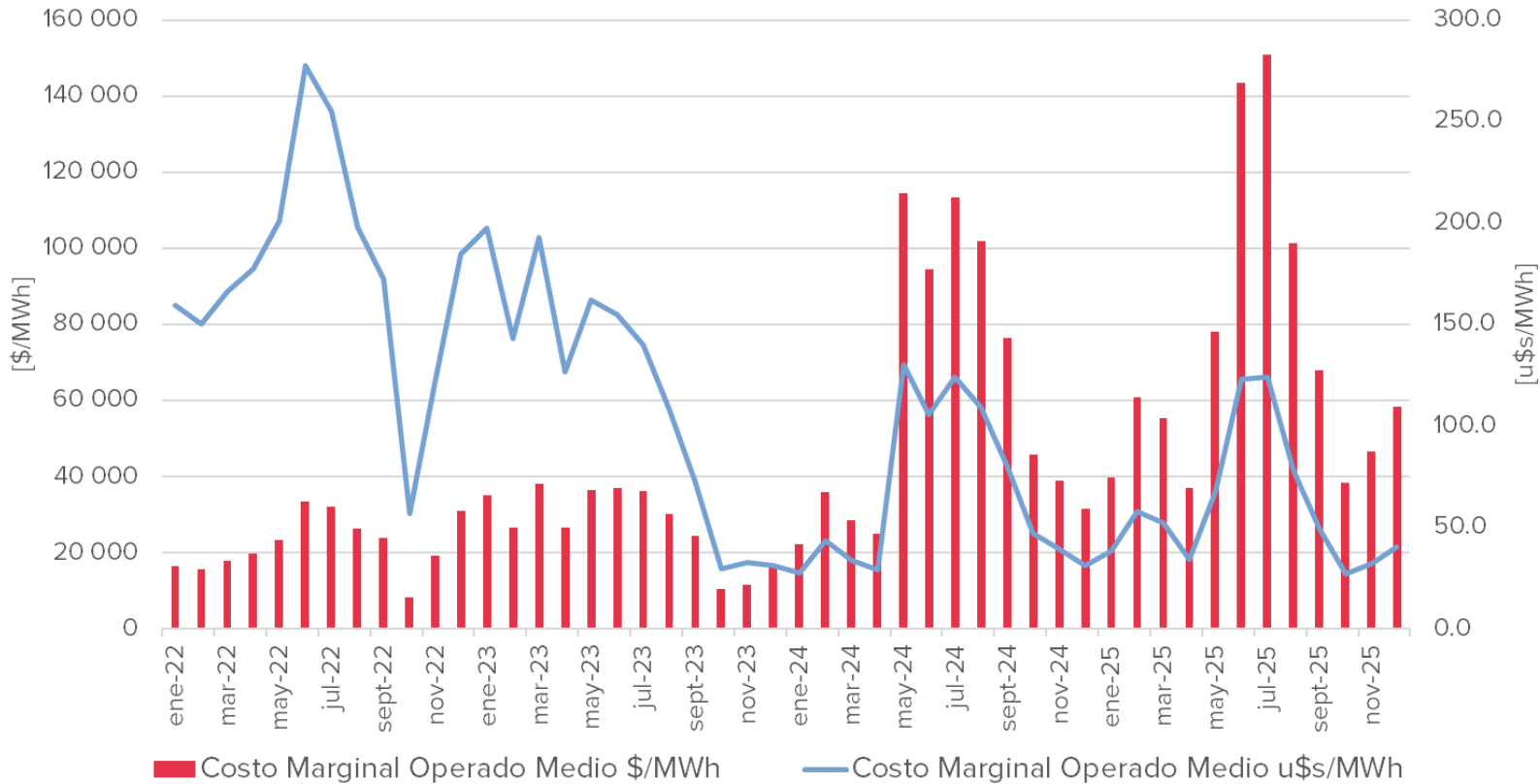
Costo Marginal Operado



Costo Marginal Operado Medio		dic-25
CMO [ar\$/MWh]		58 263
CMO [u\$/MWh]		40.4

Tasa de Cambio Pormedio Quincena (definida para el CVP)	dic-25
[\$ar/u\$s]	1 441.1
Detalle Tasa de Cambio Quincena [\$ar/u\$s]	
1 al 14 de Dic	1 442.8
15 al 28 de Dic	1 437.4
29 al 31 de Dic	1 450.4

Costo Marginal Operado – Evolución mensual

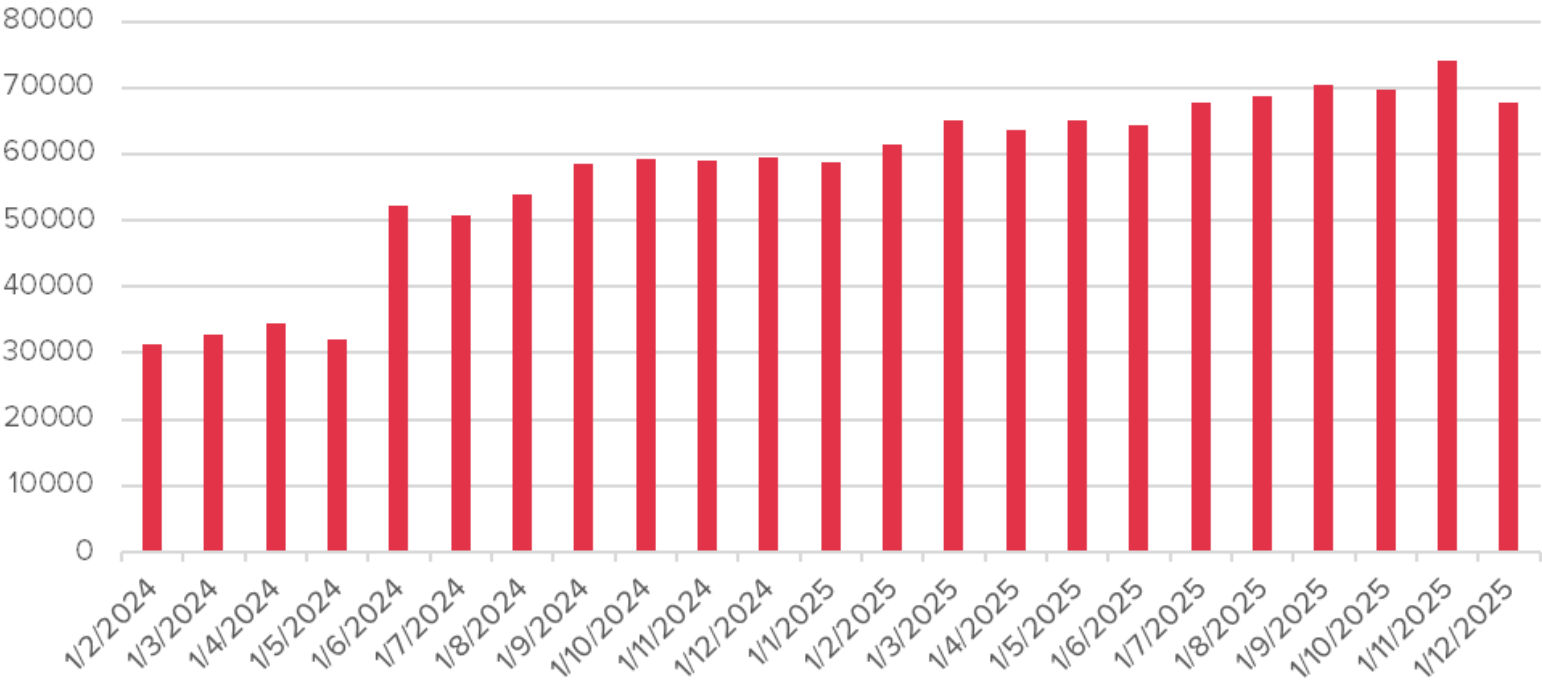


Precio Monómico Estacional Medio



[\$/MWh]	dic-24	dic-25	Variación
PEST (con cargos*)	59 567	68 456	15%
[u\$s/MWh]			

Precio Monómico Estacional Medio – Evolución mensual



Detalle PEST dic-25	PEST \$/MWh
Energía	42 556
Potencia	14 214
Servicios Adicionales	3 851
Transporte	6 922
Total sin Cargos	67 544
Total con Cargos *	68 456

* **Res. SE N° 976/2023:** Establece cargos específicos a aplicarse a los GUDIs destinados a cubrir la diferencia entre los precios reales del MEM y los precios estabilizados de energía y potencia.



PRECIOS ESTACIONALES - COBERTURA

DEMANDA ESTACIONALIZADA [GWh]			Costo* [u\$s/MWh]	Costo [\$ /MWh]	Costo ponderado [\$ /MWh]	PEST [\$ /MWh]	Cobertura [%]
Residencial	Cubierta	6 578	73.0	106 537	106 537	59 438	56%
	No cubierta	0	62.9	91 780			
No Residencial	Cubierta	171	73.0	106 537	92 525	80 250	87%
	No cubierta	3 216	62.9	91 780			

Detalle demanda residencial

[\$ /MWh]		Costos* [\$ /MWh]	PEST con Bonificaciones	Cobertura
Residencial	Residencial N1	106 537	88 980	84%
	Residencial N2 Base	106 537	35 165	33%
	Residencial N3 Base	106 537	47 846	45%

* Costo representativo calculado para un factor de carga medio del distribuidor del 60%.



estadisticasycontrol@cammesa.com.ar



<https://cammesaweb.cammesa.com/informes-y-estadisticas/>

ESTADÍSTICAS Y CONTROL
GERENCIA DE ANÁLISIS Y CONTROL GLOBAL