



Noviembre 2025

# INFORME MENSUAL

## PRINCIPALES VARIABLES



# NOVIEMBRE 2025

Potencia  
Instalada:

**43 930 [MW]**

Potencia Máxima Bruta: **23 537 MW**

27/11/2025 15:28

Potencia Máxima Hist.: **30 257 MW**

10/02/2025 14:47

Demanda Total: **10 712 [GWh]**  
-3.2 % Vs. Igual Mes Año Ant  
-0.6% Año Móvil

**Costo Mercado Asignado**

**72.6 u\$s/MWh**

ENERGÍA: **46.7 u\$s/MWh**

POTENCIA: **14.4 u\$s/MWhrp**

SERVICIOS: **5.8 u\$s/MWh**

TRANSPORTE: **5.7 u\$s/MWh**

**Precio Mercado SPOT**

**55.5 u\$s/MWh**

ENERGÍA: **35.6 u\$s/MWh**

POTENCIA: **14.4 u\$s/MWhrp**

SERVICIOS: **5.8 u\$s/MWh**

TRANSPORTE: **5.7 u\$s/MWh**

Precio Medio Estacional: **74 091 \$/MWh**

Costo Marginal Operado \$: **46 624 \$/MWh**

Costo Marginal Operado u\$d: **32.3 u\$s/MWh**



## CONCLUSIONES

La demanda TOTAL PAÍS a niveles medios de Noviembre 2025 resultó menor a la de Noviembre 2024, con una variación en el orden de -3.2%, impulsada principalmente por el decrecimiento 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 Noviembre 2025 fue de **20.6 °C**, aprox. -1.8 °C menor a la temperatura del mismo mes del año anterior y +0.3 °C por arriba de los valores históricos.

**La generación HIDRO > 50MW** se ubicó por arriba del mismo mes del año anterior (+6.4%).

**Con un despacho térmico menor en Noviembre 2025** (-15.8% con relación al mismo mes del año anterior), **el consumo medio de combustibles terminó siendo menor** (-22% en conjunto si comparamos con Noviembre 2024.)

**El precio monómico medio del mercado spot del mes de noviembre alcanzó los 80 517 \$/MWh** (energía + potencia + servicios + transporte), frente a los 80 312 \$/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.*



NOVIEMBRE 2025

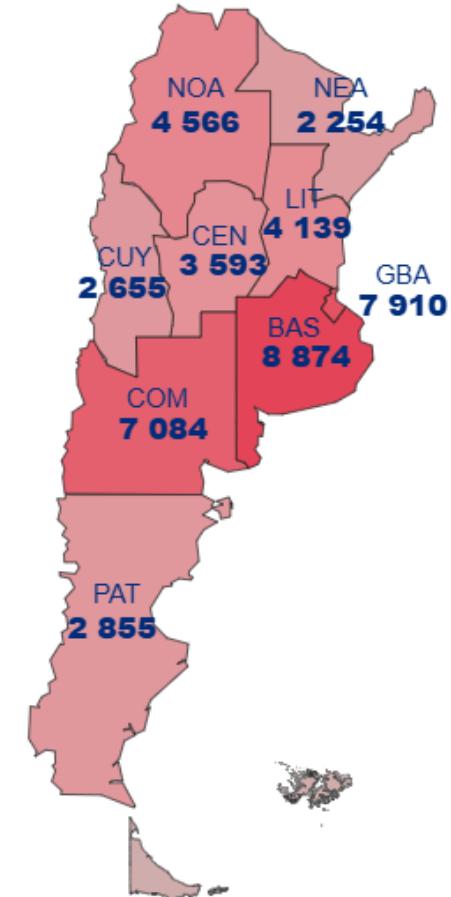
# POTENCIA INSTALADA

A Noviembre 2025 se tiene una potencia instalada de **43 930 MW**, donde el 57 % corresponde a fuente de origen térmico y un 39% de origen renovable.

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.

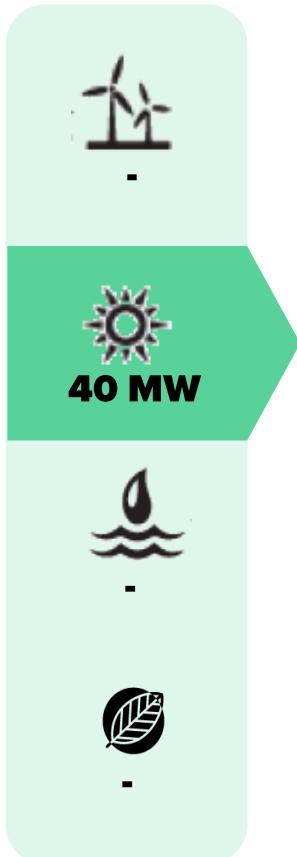
**Total País: 43 930 [MW]**



**AUTOGENERACIÓN DECLARADA MEM: 1 121 [MW]**



## Potencia Habilitada : 40 MW



### PQUE SOLAR LA PERLA DE CHACO

Pot. Habilitada: 25 MW  
Contrato: MATER  
Recurso: Solar  
Localización: CHACO

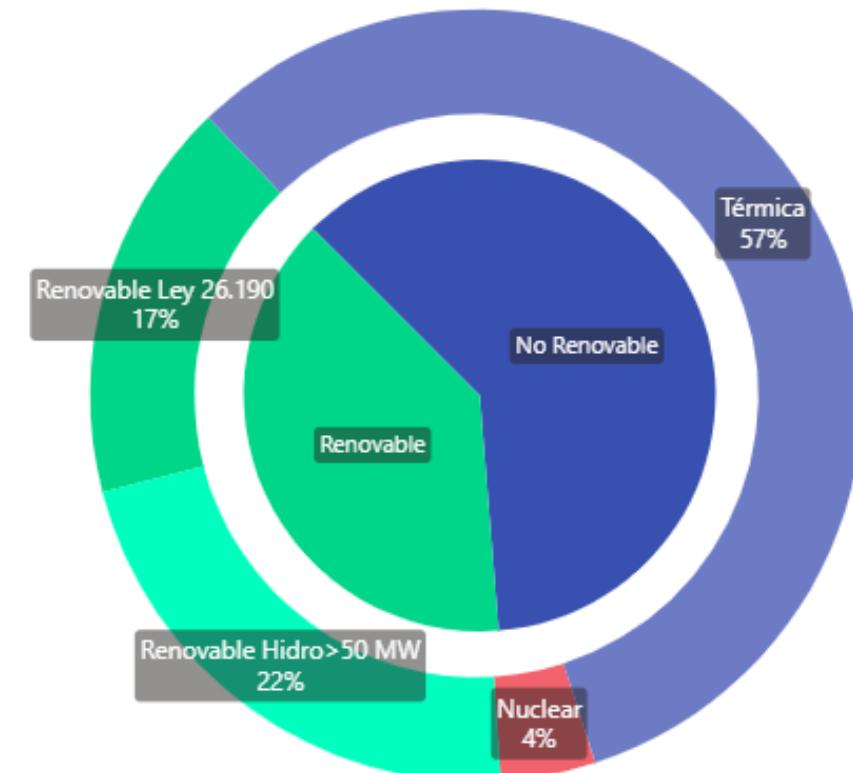
### Parque Solar Granja Solar San Carlos

Pot. Habilitada: 15 MW  
Contrato: MATER  
Recurso: Solar  
Localización: SALTA

## Potencia Instalada por Fuente / Tecnología [MW]



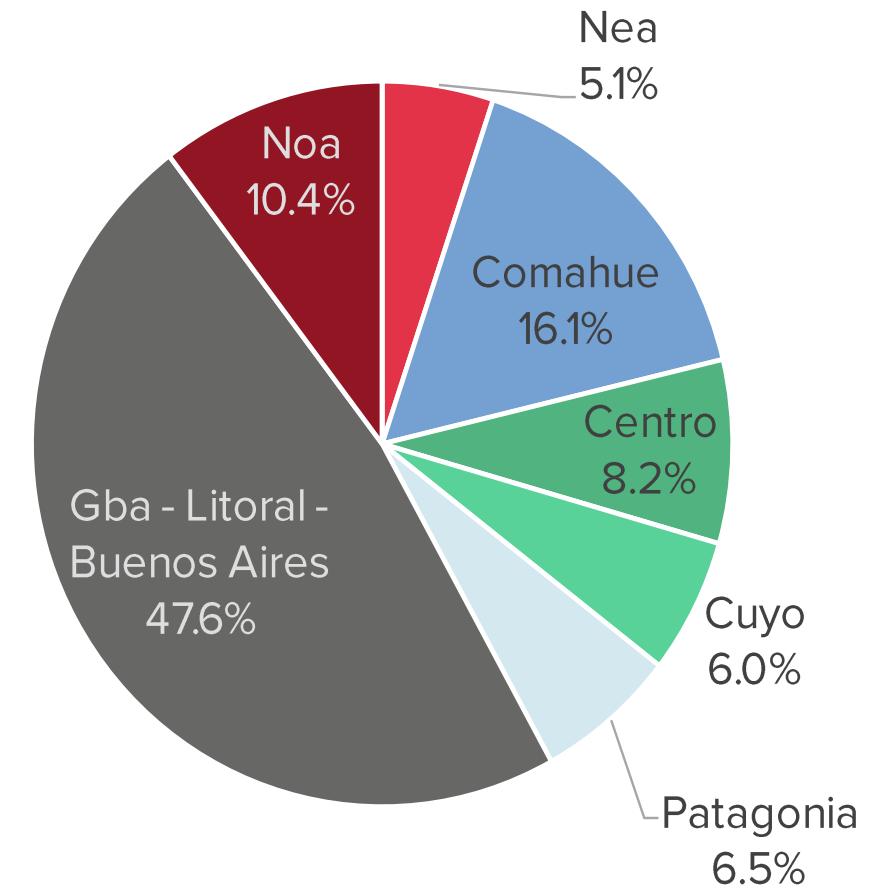
	<b>MW</b>	<b>% Particip.</b>
<b>Ciclos Combinados</b>	15 123	34%
<b>Turbo Gas</b>	4 722	11%
<b>Turbo Vapor</b>	3 717	8%
<b>Motor Diesel</b>	1 537	3%
<b>Térmico</b>	25 100	57%
<b>Nuclear</b>	1 755	4%
<b>Hidráulica &gt; 50 MW</b>	9 639	22%
<b>Hidráulica &lt; 50 MW</b>	523	1%
<b>Eólica</b>	4 496	10%
<b>Solar</b>	2 222	5%
<b>Biomasa</b>	76	0%
<b>Biogas</b>	119	0%
<b>Renovable</b>	17 076	39%
<b>POTENCIA INSTALADA</b>	<b>43 930</b>	<b>100%</b>



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**.



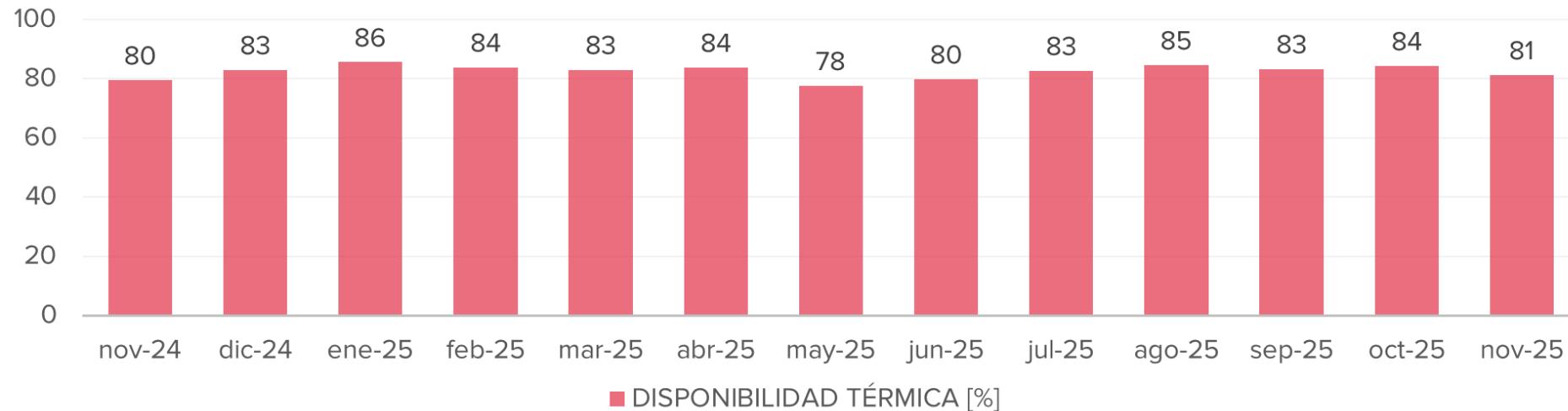
	<b>MW</b>	<b>% Particip.</b>
<b>BUENOS AIRES</b>	8 874	20%
<b>CENTRO</b>	3 593	8%
<b>COMAHUE</b>	7 084	16%
<b>CUYO</b>	2 655	6%
<b>GRAN BS.A.S.</b>	7 910	18%
<b>LITORAL</b>	4 139	9%
<b>NORESTE</b>	2 254	5%
<b>NOROESTE</b>	4 566	10%
<b>PATAGONICA</b>	2 855	6%
<b>Total general</b>	<b>43 930</b>	<b>100%</b>





Año Móvil	nov-25	nov-24
83%	81%	80%

## Disponibilidad



## Disponibilidad Térmica por Tecnología

Tecnología	nov-25	Año Móvil
CC	90%	89%
TG	63%	59%
TV	73%	65%
DI	83%	80%

## 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 11 129 GWh**, el 54% corresponde a Generación Asignada, mientras que un 35% es del mercado Spot. La oferta total (generación local + importación) tuvo una variación del -4.4% 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 **Demandas Estacionalizadas** (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: 11 129 GWh**

**Generación por tipo de Mercado [GWh]**

Asignada

6 060

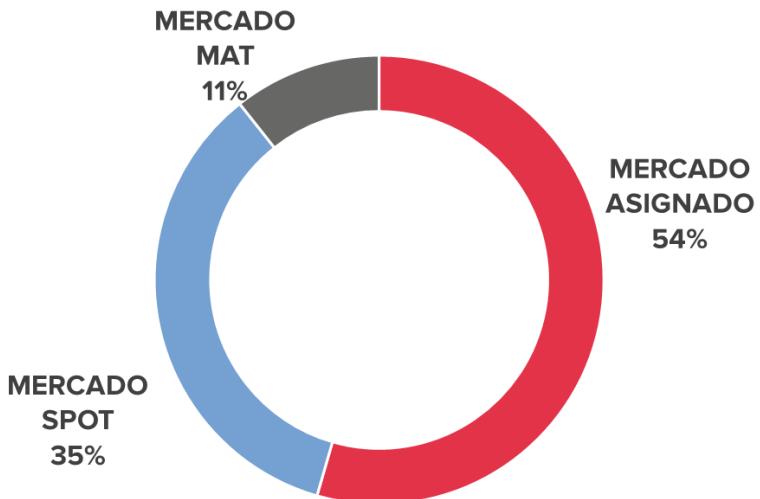
Contratos  
MAT

1 197

SPOT

3 872

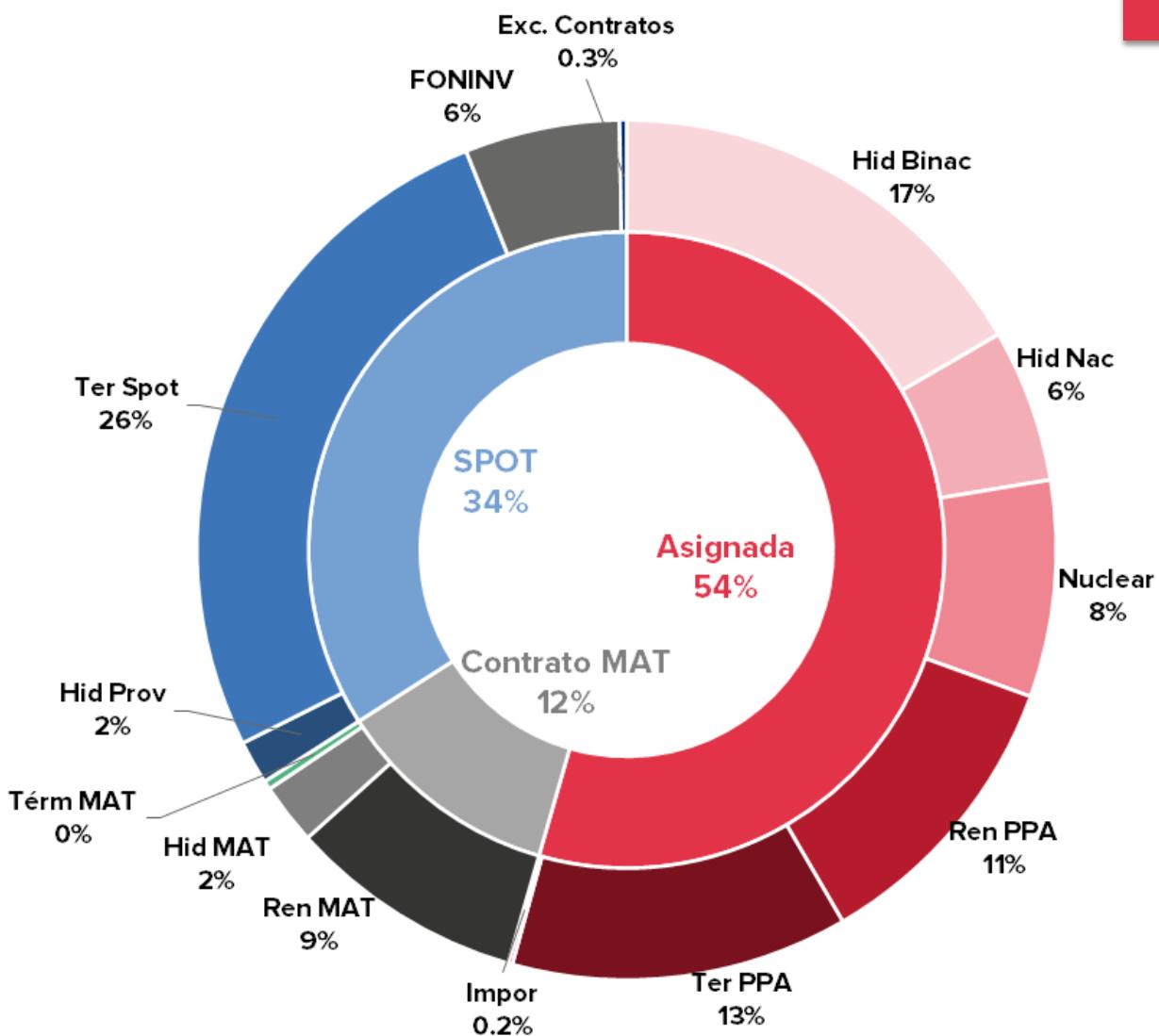
**% Participación OFERTA TOTAL**



## Oferta por Tipo [GWh]



	GWWh	% Particip. OFERTA TOTAL
<b>Asignada</b>	<b>6 060</b>	<b>54.4%</b>
Hidro Binacional	1 853	16.6%
Hidro Nacional	639	5.7%
Nuclear	907	8.1%
Renovable PPA	1 232	11.1%
Térmica PPA	1 412	12.7%
Importación	18	0.2%
<b>Contrato MAT</b>	<b>1 280</b>	<b>11.5%</b>
Renovable MAT	987	8.9%
Hidro MAT	256	2.3%
Térmico MATE	37	0.3%
<b>SPOT</b>	<b>3 789</b>	<b>34.0%</b>
Hidro Provincial	182	1.6%
Térmica Convencional	2 929	26.3%
FONINVEMEM 1	649	5.8%
Excedente Contratos	29	0.3%
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>11 129</b>	<b>100%</b>





## Oferta por Fuente [GWh]

	nov-24	nov-25	Variación
<b>Térmico</b>	5 977	5 036	-15.8%
<b>Nuclear</b>	402	907	126%
<b>Renovable</b>	4 899	5 169	5.5%
<b>Importación</b>	363	18	-95.0%
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>11 641</b>	<b>11 129</b>	<b>-4.4%</b>

## Detalle Renovable por tecnología [GWh]

[GWh]	nov-24	nov-25	% Var
 <b>Hidro &gt; 50 MW</b>	2 648	2 818	6.4%
 <b>Hidro &lt; 50 MW</b>	173	120	-30.7%
 <b>Eólica</b>	1 539	1 544	0.3%
 <b>Solar</b>	446	553	24.1%
 <b>Biomasa</b>	50	89	78.1%
 <b>Biogas</b>	42	44	5.1%

Renovable según  
Ley 26 190 / 27 191:  
**2 350 GWh**

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

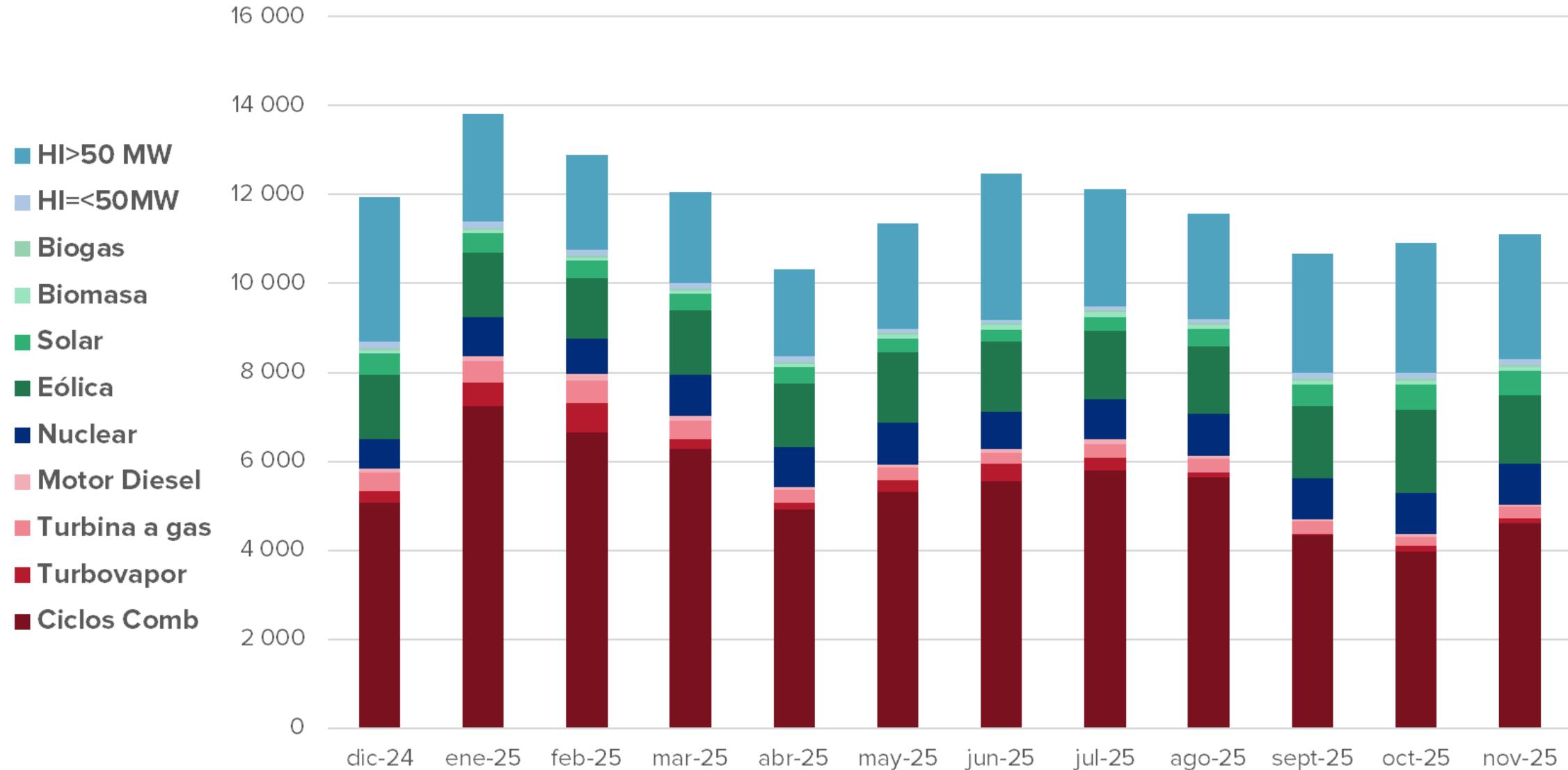
**21.9%**

## Oferta por Tecnología [GWh]



[GWh]	nov-24	nov-25	% Var
<b>Ciclos Combinados</b>	4 907	4 598	-6.3%
<b>Turbo Gas</b>	566	249	-56.1%
<b>Turbo Vapor</b>	394	125	-68.1%
<b>Motor Diesel</b>	110	64	-41.7%
<b>Térmico</b>	5 977	5 036	-15.8%
<b>Nuclear</b>	402	907	125.6%
<b>Hidráulica &gt; 50 MW</b>	2 648	2 818	6.4%
<b>Hidráulica &lt; 50 MW</b>	173	120	-30.7%
<b>Eólica</b>	1 539	1 544	0.3%
<b>Solar</b>	446	553	24.1%
<b>Biomasa</b>	50	89	78.1%
<b>Biogás</b>	42	44	5.1%
<b>Renovable</b>	4 899	5 169	5.5%
<b>OFERTA LOCAL</b>	<b>11 278</b>	<b>11 111</b>	<b>-1.5%</b>
<b>Importación</b>	363	18	-95.0%
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>11 641</b>	<b>11 129</b>	<b>-4.4%</b>

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





[GWh]	nov-24	nov-25	% Var
Brasil	108.5	0.0	-100%
Paraguay	10.6	10.4	-2%
Uruguay	225.1	7.3	-97%
Chile	1.0	0.0	-100%
Bolivia	0.0	0.0	0%
<b>IMPORTACIÓN TOTAL</b>	<b>345.2</b>	<b>17.7</b>	<b>-95%</b>



# DEMANDA

**La demanda local del mes de Noviembre fue de 10 712 GWh**, donde el 71% corresponde a la Demanda Estacionalizada, mientras que un 29% a la No Estacionalizada.

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.

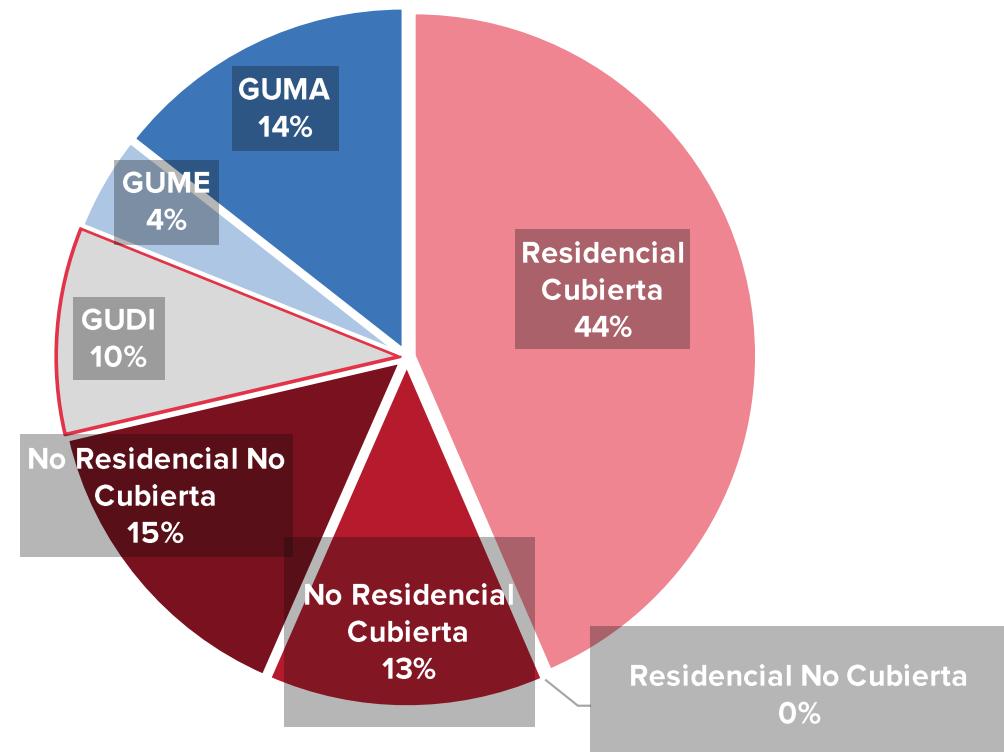
**Demand Local: 10 712 MWh**

**Estacionalizada**

**7 643  
GWh**

**No  
Estacionalizada**

**3 069  
GWh**

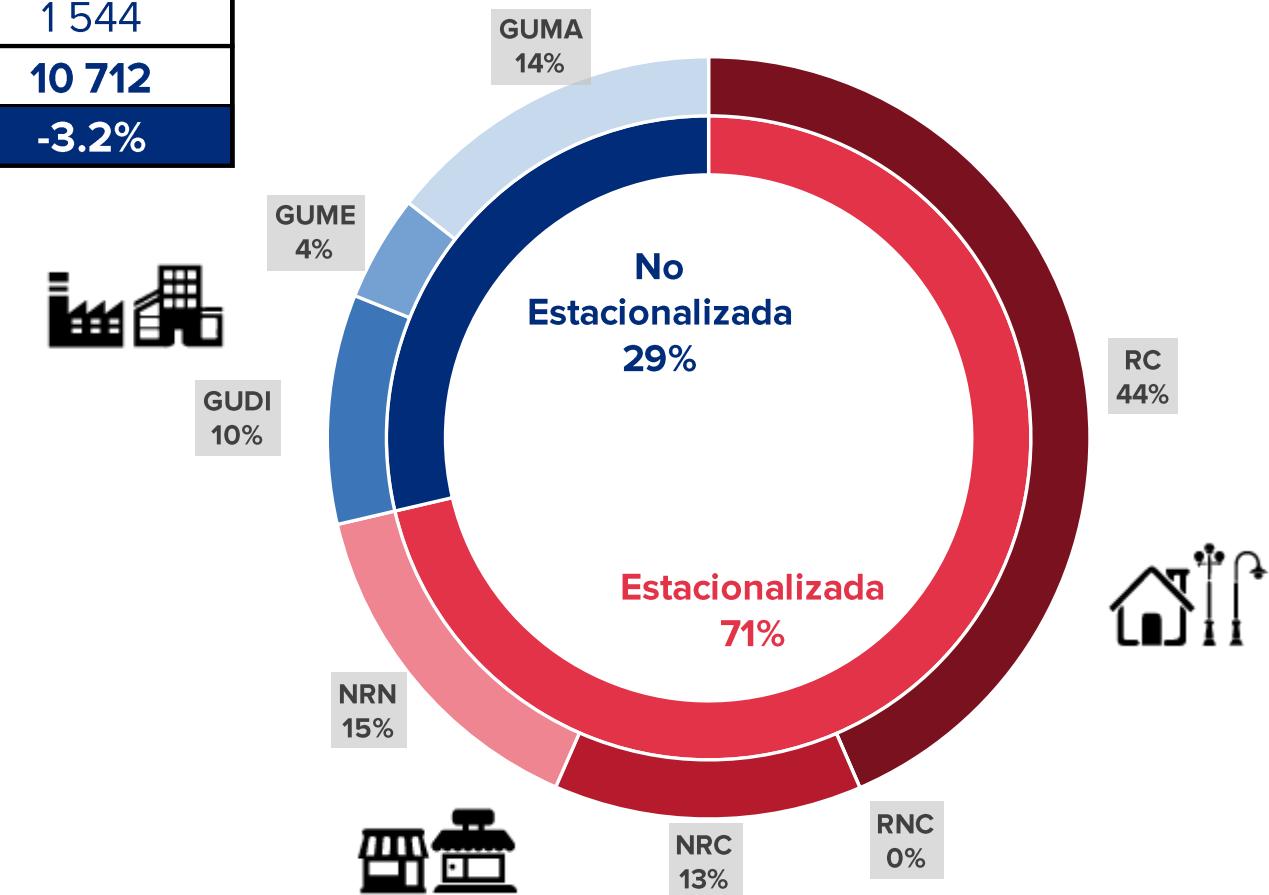


# Demanda por tipo [GWh]

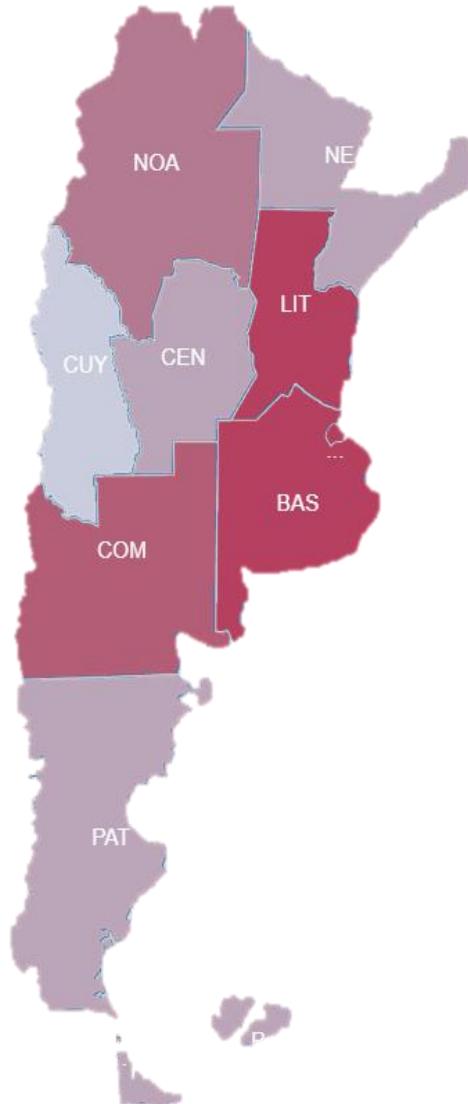


DEMANDA LOCAL		GWh	
Estacionalizada	Residencial	Cubierta	4 661
		No cubierta	0
	No Residencial	Cubierta	1 399
		No cubierta	1 584
No Estacionalizada	GUDI		1 043
	GUME		482
	GUMA		1 544
<b>DEMANDA LOCAL NOVIEMBRE 2025</b>		<b>10 712</b>	
VARIACIÓN ESPERADA VS. NOV-24			<b>-3.2%</b>

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



# Demanda por región [GWh]



DEMANDA REGIÓN [GWh]	nov-24	nov-25	% Var.
BUENOS AIRES	1 307	1 274	-2.5%
CENTRO	990	984	-0.6%
COMAHUE	386	407	5.4%
CUYO	705	680	-3.6%
GRAN BS.AS.	3 854	3 695	-4.1%
LITORAL	1 333	1 272	-4.6%
NORESTE	992	831	-16.3%
NOROESTE	1 024	1 047	2.3%
PATAGONICA	473	523	10.6%
<b>TOTAL DEMANDA</b>	<b>11 064</b>	<b>10 712</b>	<b>-3.2%</b>



[GWh]	nov-24	nov-25	% Var
Brasil	65.0	5.1	-92%
Paraguay	0.0	0.0	0%
Uruguay	0.0	3.8	100%
Chile	0.0	0.0	0%
Bolivia	0.0	0.0	0%
<b>EXPORTACIÓN TOTAL</b>	<b>65.0</b>	<b>8.9</b>	<b>-86%</b>



# COMBUSTIBLES

Con un despacho térmico menor en Noviembre 2025, el consumo medio de combustibles terminó siendo inferior (-9.9 Mm3 en conjunto si comparamos con Noviembre 2024).

Prácticamente sin consumo de combustibles alternativos, el gas natural representó más del 99% de la matriz de combustibles y siendo un 100% de origen nacional

**Consumo Total: 34.8 Mm3/d**



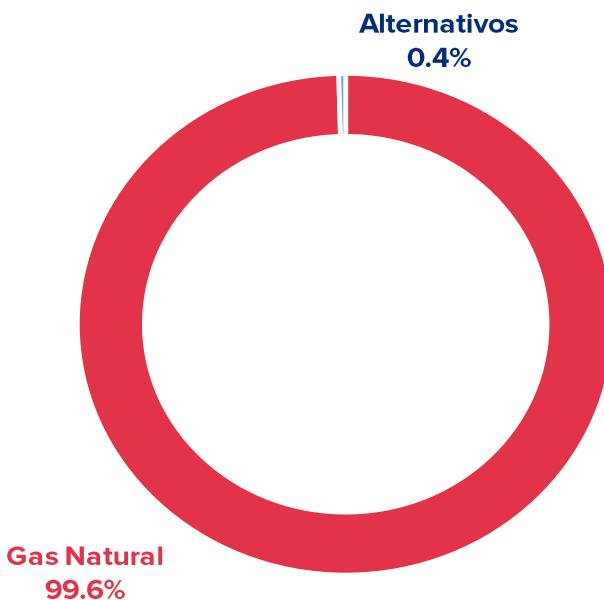
**Gas Natural**

**34.6  
Mm3/d**



**Alternativos**

**0.1 Mm3/d**



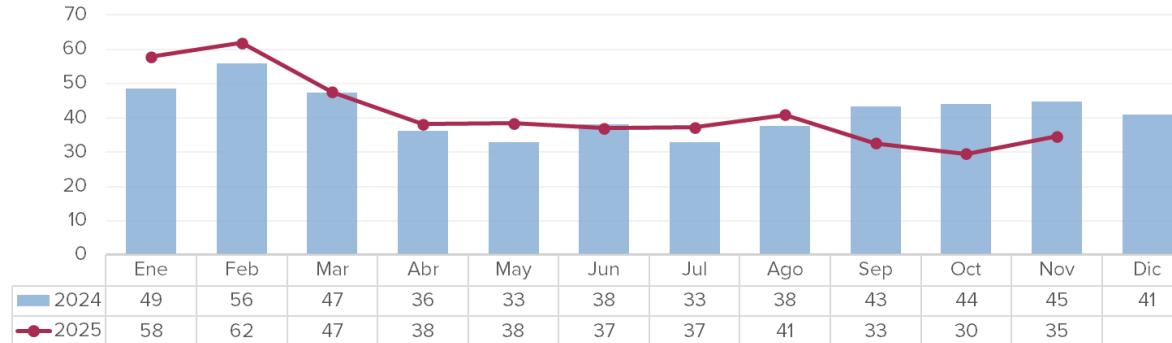


Tipo combustible	nov-25	Participación Equiv GN	% Var Nov-24
<b>GAS NATURAL [Mm3/d]</b>	<b>34.6</b>	<b>99.6%</b>	-22.5%
Gas Natural ACUERDO [Mm3/d]	34.3	98.6%	
Gas Natural PROPIO [Mm3/d]	0.3	0.9%	
<b>FUEL OIL [MTon]</b>	<b>0.4</b>	<b>1.2%</b>	293.5%
<b>GAS OIL [Mm3]</b>	<b>3.7</b>	<b>10.8%</b>	-18.0%
<b>CARBÓN MINERAL [MTon]</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0%</b>	-100.0%
<b>Total Gas Eq. [Mm3/día]</b>	<b>34.8</b>	<b>100%</b>	<b>-22%</b>

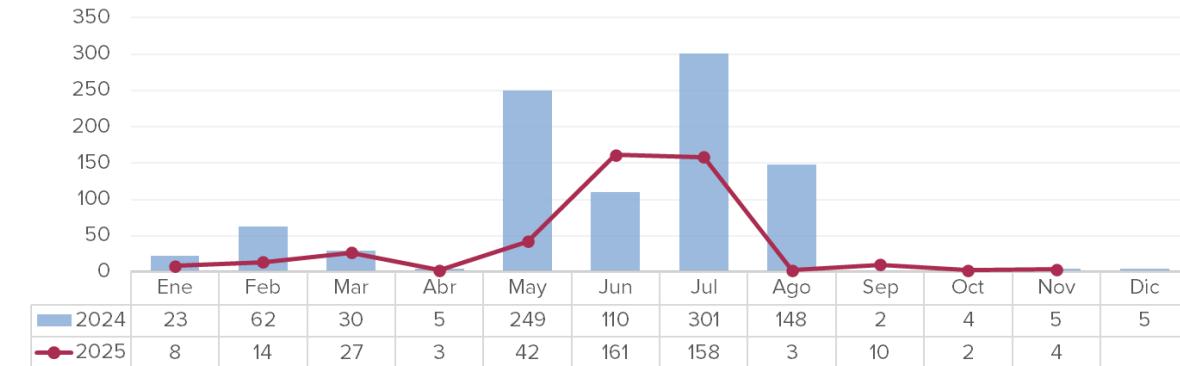
# Evolución del consumo con paso mensual 2025 vs. 2024



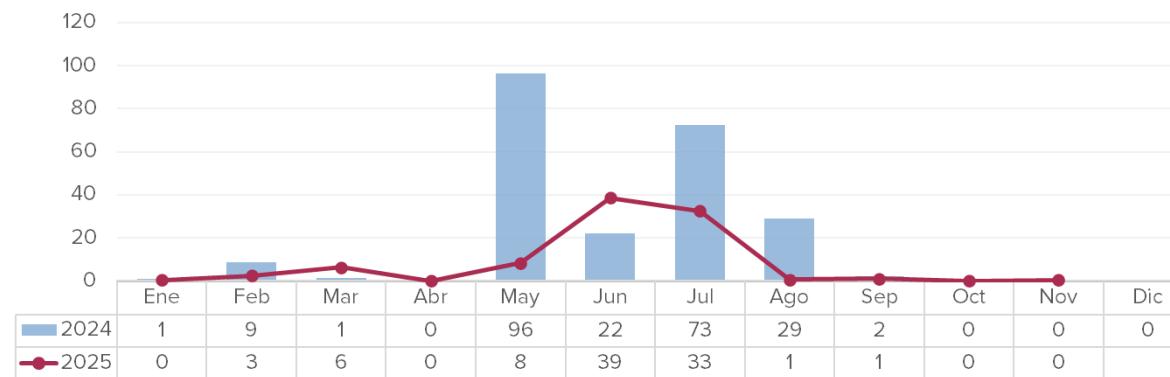
## GAS NATURAL [Mm3/dia]



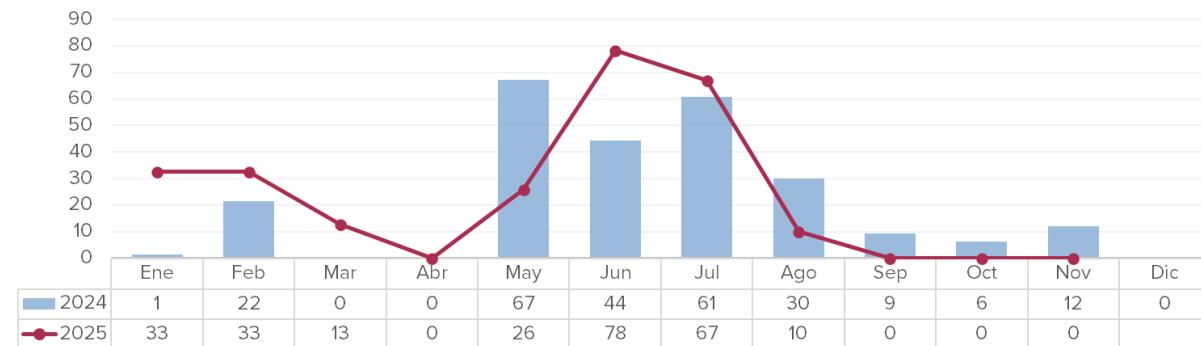
## GAS OIL [Miles M3]



## FUEL OIL [Miles Ton]



## CARBÓN MINERAL [Miles Ton]

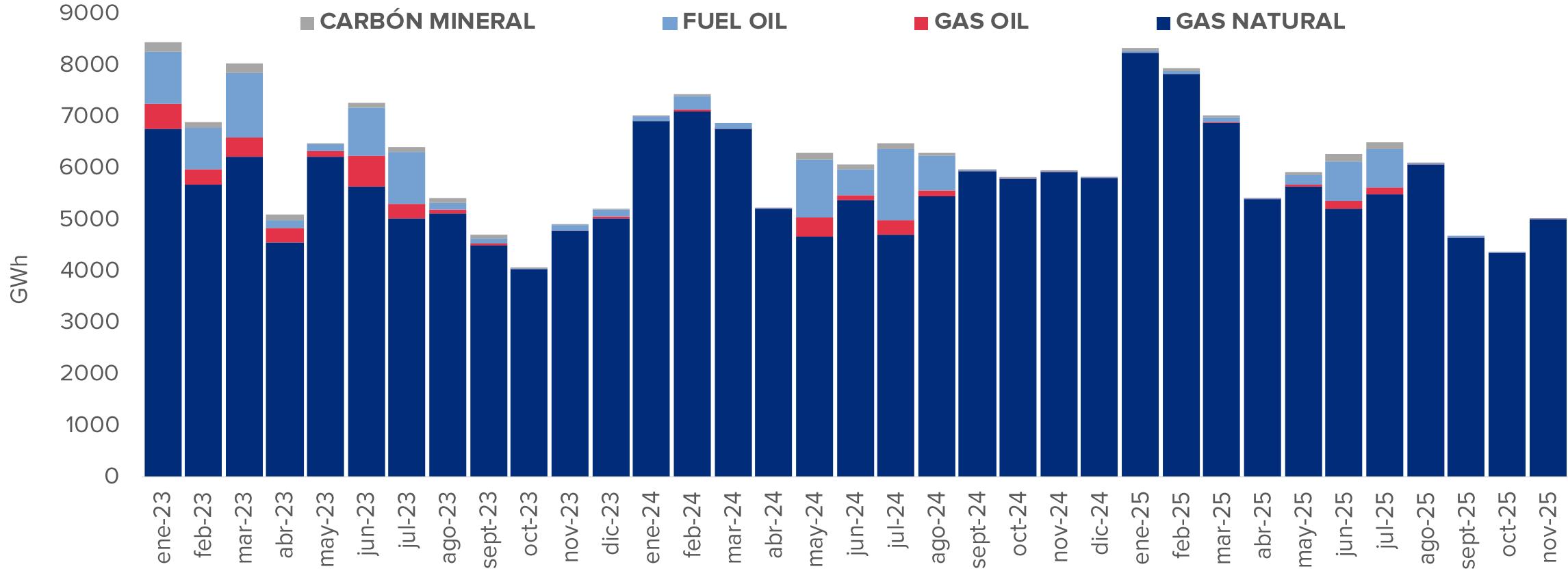




### Generación Térmica asociada al consumo de combustibles (GWh)

	nov-24	nov-25
<b>GAS NATURAL</b>	<b>5 937</b>	<b>5 021</b>
<b>GAS OIL</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>FUEL OIL</b>	<b>17</b>	<b>13</b>
<b>CARBÓN</b>	<b>23</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5 977</b>	<b>5 036</b>
<b>CONSUMO ESPECIFICO TERMICO</b>	<b>1 902</b>	<b>1 740</b>
<b>CONSUMO ESPECIFICO OFERTA</b>	<b>977</b>	<b>787</b>
<b>Emisiones de CO2 [Ton CO2/MWh]</b>	<b>0.23</b>	<b>0.18</b>

# 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

**72.6 u\$s/MWh**

## Precio Mercado SPOT

**55.5 u\$s/MWh**

ENERGÍA: **46.7 u\$s/MWh**

POTENCIA: **14.4 u\$s/MWhrp**

SERVICIOS: **5.8 u\$s/MWh**

TRANSPORTE: **5.7 u\$s/MWh**

ENERGÍA: **35.6 u\$s/MWh**

POTENCIA: **14.4 u\$s/MWhrp**

SERVICIOS: **5.8 u\$s/MWh**

TRANSPORTE: **5.7 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)

**105 324 \$/MWh**

**80 517 \$/MWh**

## Precio Medio Estacionalizado:

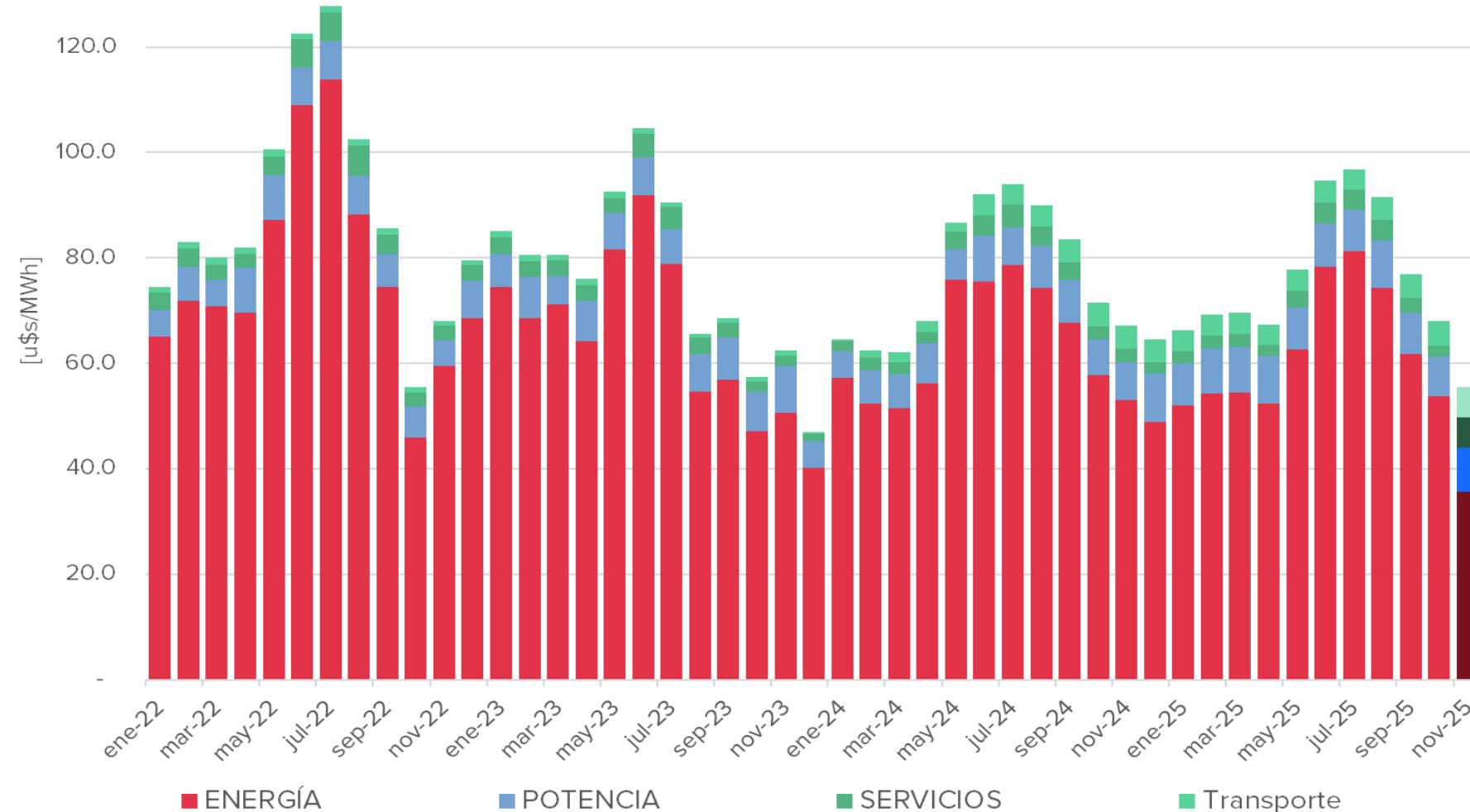
**74 091 \$/MWh**

# Precio Monómico Grandes Usuarios del MEM



[u\$s/MWh]	nov-24	nov-25	Variación
Precio Monómico (Energía + Potencia + Serv + Transporte)	67.1	55.5	-17%

## Precio Monómico Grandes Usuarios del MEM – Evolución mensual





## Costo Marginal Operado Medio

nov-25

**CMO [ar\$/MWh]**

**46 624**

**CMO [u\$s/MWh]**

**32.3**

## Tasa de Cambio Pormedio Quincena (definida para el CVP)

nov-25

**[\$ar/u\$s]**

**1 444.1**

### Detalle Tasa de Cambio Quincena [\$ar/u\$s]

**1 al 2 de Nov**

**1 430**

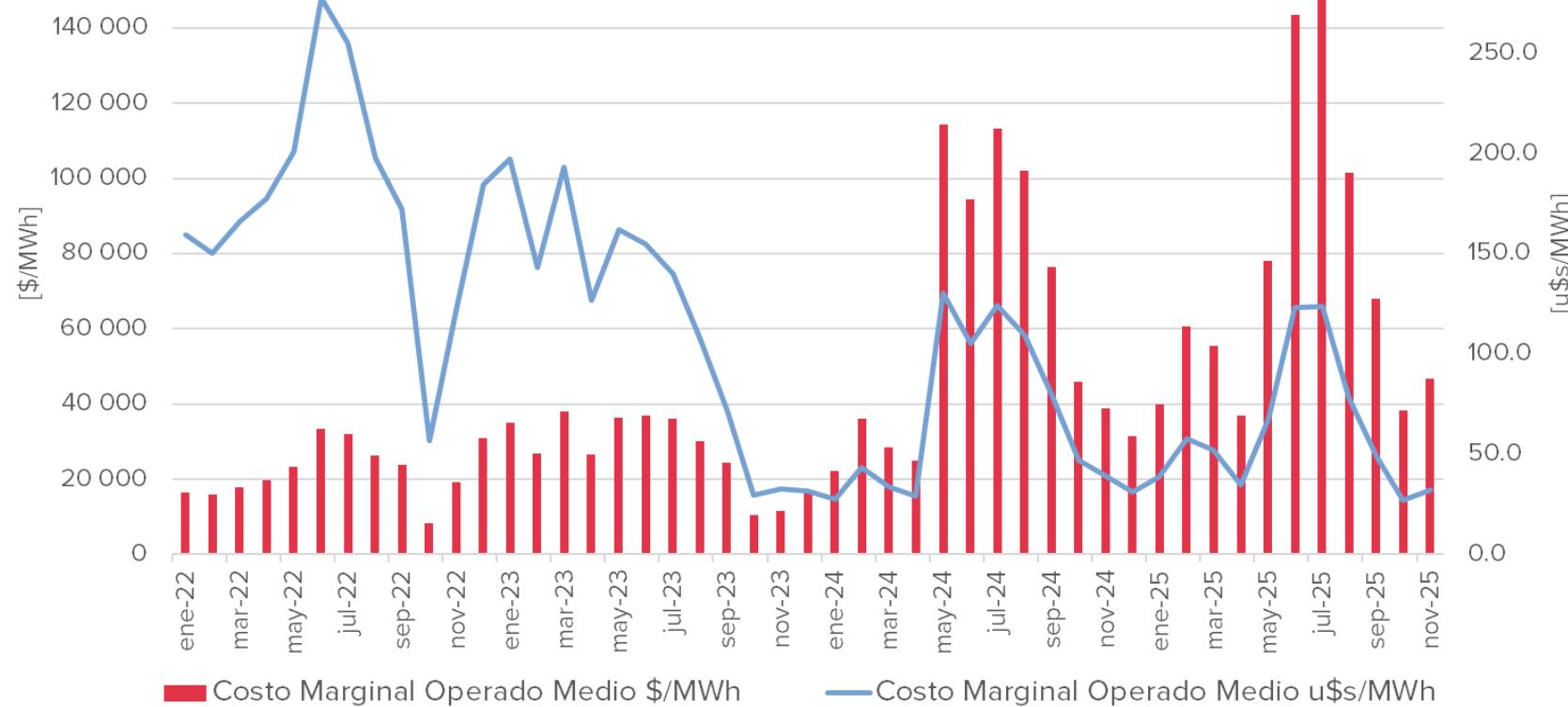
**3 al 16 de Nov**

**1 470.8**

**17 al 30 de Nov**

**1 419.3**

## Costo Marginal Operado – Evolución mensual



## Precio Monómico Estacional Medio

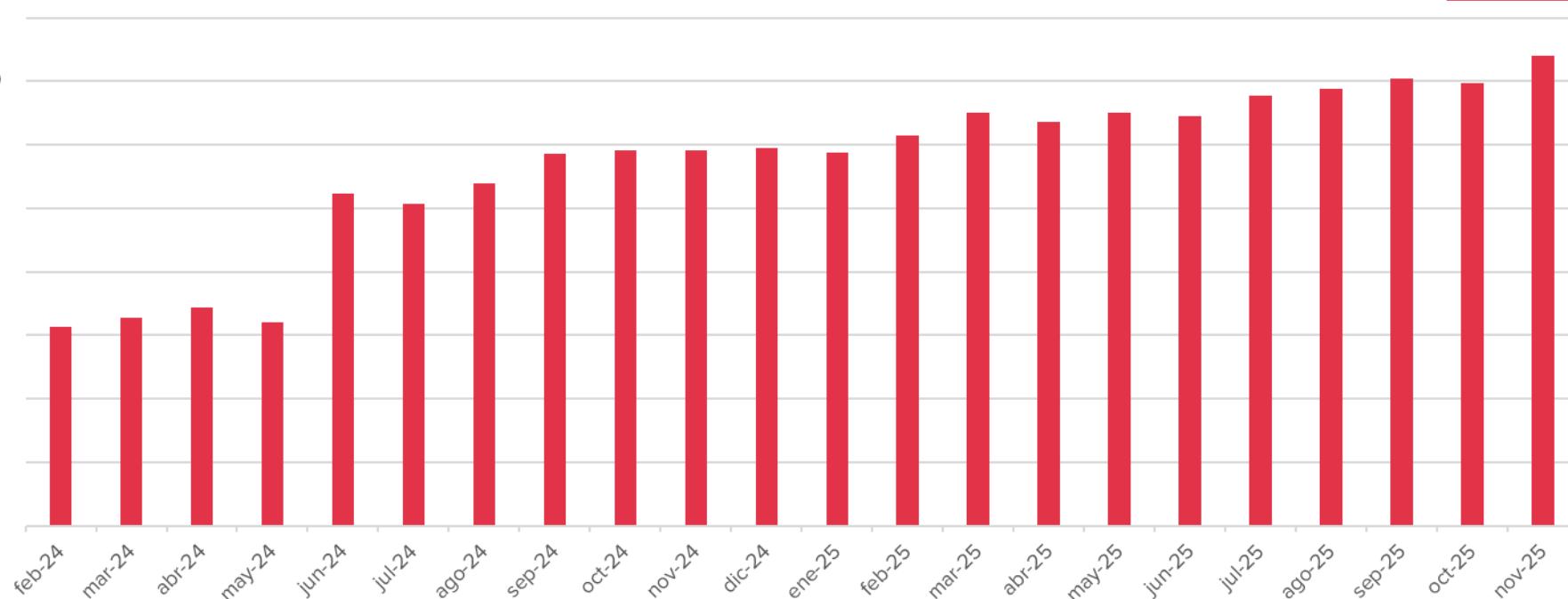


[\$/MWh]	nov-24	nov-25	Variación
<b>PEST (con cargos *) [\$/MWh]</b>	<b>59 076</b>	<b>74 091</b>	<b>25%</b>

Detalle PEST nov-25 **PEST \$/MWh**

Energía	42 408
Potencia	20 598
Servicios	
Adicionales	3 948
Transporte	6 800
<b>Total sin Cargos</b>	<b>73 754</b>
<b>Total con Cargos *</b>	<b>74 091</b>

## Precio Monómico Estacional Medio – Evolución mensual



\* **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	4 661	72.6	105 324	105 324	62 803	60%
	No cubierta	0	55.5	80 517			
No Residencial	Cubierta	1 399	72.6	105 324	92 152	87 289	95%
	No cubierta	1 584	55.5	80 517			

### Detalle demanda residencial

[\$/MWh]		Costos [\$/MWh]	PEST con Bonificaciones	Cobertura
Residencial	Residencial N1	105 324	94 567	90%
	Residencial N2 Base	105 324	37 046	35%
	Residencial N3 Base	105 324	50 247	48%