



Energía y Macroeconomía

BA Energy Solutions

2025 - IV Trimestre

Introducción

El presente informe describe los panoramas macroeconómico y energético de la Argentina. En el abordaje del sector energético se describe la evolución de la oferta, la demanda y principales precios de los sectores eléctrico e hidrocarburos. En el panorama macroeconómico se recogen datos de índole productivo, fiscal y cambiario. Entendemos que contar con información asociada de esta manera permite analizar y comprender de mejor manera la dinámica del sector en el corto y mediano plazo.

Resumen ejecutivo

En el **panorama macroeconómico** se destaca para noviembre de 2025 (último dato disponible) que la **actividad económica** acumuló un crecimiento de 4,5% respecto al mismo período de 2024.

Por su lado, los **subsidios económicos a la energía** decrecieron en 2025 un 16% real interanual (es decir, descontada la inflación del período). De esta manera, representaron un 0,7% del PIB, acumulando a diciembre de 2025 un valor de US\$4.592 millones.

También se destaca el superávit fiscal primario del 1,4% del PIB y el **saldo comercial récord de US\$7.815 millones** en la **balanza energética** acumulado durante 2025.

En el **sector eléctrico**, la potencia instalada ascendió a 44.176 MW en diciembre, con un aumento interanual de 1,91%. La generación bruta fue de 13.562 GWh, registrando una variación de 13,58% interanual y 22,06% intermensual. La demanda local alcanzó 13.075 GWh, con una expansión de 13,7% interanual. La matriz de generación continúa dominada por fuentes térmicas (53%), seguidas por la hidráulica (21%), renovable (19%) y nuclear (8%), reflejando una diversificación creciente hacia tecnologías de menor intensidad en carbono. El precio monómico medio del sistema fue de 58,8 U\$/MWh, mientras que el precio estacional medio alcanzó 46,1

U\$/MWh, cubriendo el 65% del costo total con tarifas y dejando una brecha de subsidio del 35%.

En el **segmento de hidrocarburos**, la producción de gas natural promedió 130,9 MMm³/día en diciembre, con crecimiento de 7,1% intermensual (i.m.), 5,2% interanual (i.a.), 1,9% acumulado anual (a.a.). La producción de petróleo, por su parte, se ubicó en 136 mil m³/día, con un crecimiento de 0,2% i.m., 12,3% i.a. y 12,6% a.a., impulsado por la expansión del shale oil en la cuenca Neuquina.

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	1
RESUMEN EJECUTIVO	1
ENERGÍA ELÉCTRICA	1
Oferta	1
Demanda	5
Importación y exportación	7
Precios	8
HIDROCARBUROS.....	9
Gas Natural.....	9
Petróleo	12
MACROECONOMÍA	14
Actividad Económica	14
Fiscal	16
Cambiario	18
REFERENCIAS.....	20
ANEXO: TABLA DE ABREVIACIONES	20

Energía Eléctrica

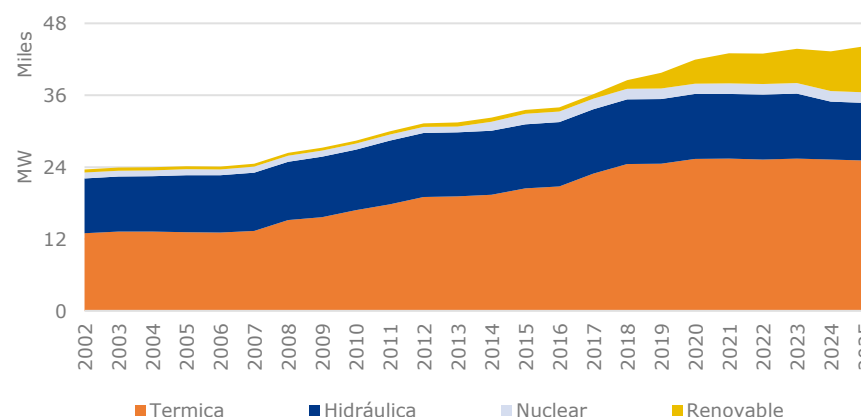
En la presente sección se caracteriza el sector eléctrico argentino según los principales indicadores de generación, demanda, intercambios externos (importaciones y exportaciones) y precios mayoristas.

Oferta

La potencia instalada del sistema eléctrico argentino alcanzó 44.176 MW en diciembre de 2025, registrando variaciones de 0,56% intermensual (i.m.) y 1,9% interanual (i.a.). En el acumulado de 2025, el crecimiento fue de 1,9% (835 MW), explicado por la incorporación de 1.006 MW de potencia renovable (791 MW solar, 177 MW eólicos, 37 MW de biogás y 3 MW de biomasa), compensados parcialmente por una reducción de 180 MW térmicos (reducción de 379 MW turbina a gas, 64 MW turbovapor y 17 MW motor diésel, con incremento de 280 MW en ciclos combinados). Desde 2002, la potencia instalada crece a un promedio anual de 2,8%, acumulando una expansión punta a punta del 87%, impulsada por la diversificación tecnológica y el aporte creciente de fuentes renovables (Ver Gráficos 1 y 2).

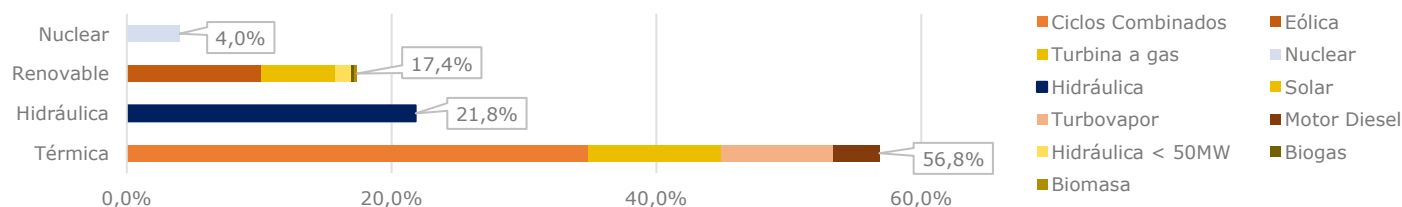
Por tipo de tecnología, la estructura de generación mantiene un predominio térmico (56,9%), con ciclo combinado (34,9%), turbina a gas (10,1%), turbovapor (8,4%) y motor diésel (3,5%). Le siguen la hidráulica (21,8%), la renovable (17,3%) —compuesta por eólica (10,2%), solar (5,6%), hidráulica renovable <50 MW (1,2%), biogás (0,3%) y biomasa (0,2%)—, y finalmente la nuclear (4,0%).

Gráfico 1. Potencia instalada anual por tecnología, 2002-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Gráfico 2. Potencia instalada por tipo de tecnología, diciembre 2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

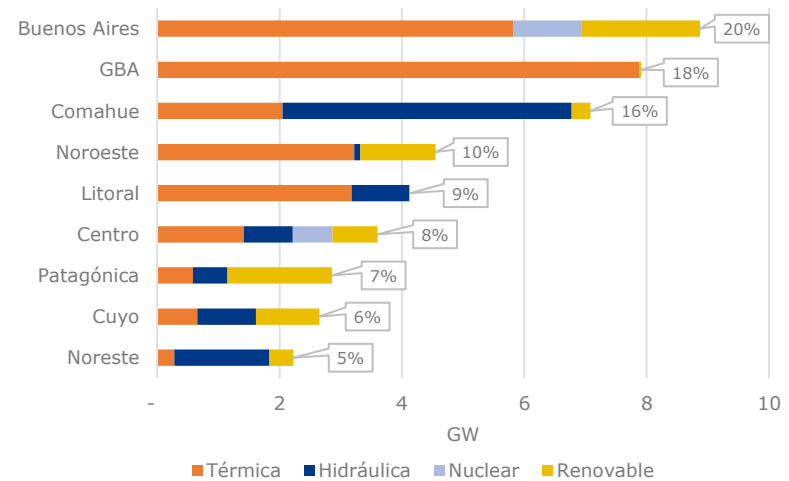
Regionalmente, la mayor concentración de potencia instalada se ubica en la Provincia de Buenos Aires (20,1%) y Gran Buenos Aires (17,9%), seguidas por Comahue (16,0%), Noroeste (10,3%), Litoral (9,4%), Centro (8,1%), Patagónica (6,6%), Cuyo (6,5%) y Noreste (5,1%) (Ver Gráfico 3).

Durante 2025 se habilitaron comercialmente 1.241 MW nuevos, de los cuales 1.213 MW corresponden a fuentes renovables y 28 MW a térmicas. Los mayores incrementos se localizaron en Cuyo (273 MW), Noreste (220 MW), Buenos Aires (191 MW) y Patagónica (104 MW), evidenciando la expansión territorial de las renovables.

En términos de especialización regional:

- GBA concentra el 31% de la potencia térmica nacional.
- Comahue concentra el 49% de la potencia hidráulica.
- Buenos Aires reúne el 63% de la potencia nuclear.
- Buenos Aires concentra el 25% de la potencia renovable.

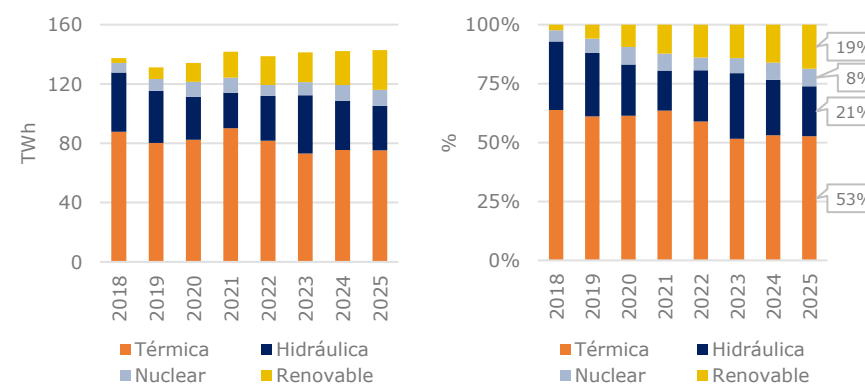
Gráfico 3. Potencia instalada por región y por fuente, diciembre 2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

La **matriz eléctrica nacional** se mantiene dominada por fuentes térmicas, que en diciembre representaron el 53% de la generación total, seguidas por la hidráulica (21%), la renovable (19%) y la nuclear (8%) (Ver Gráfico 4).

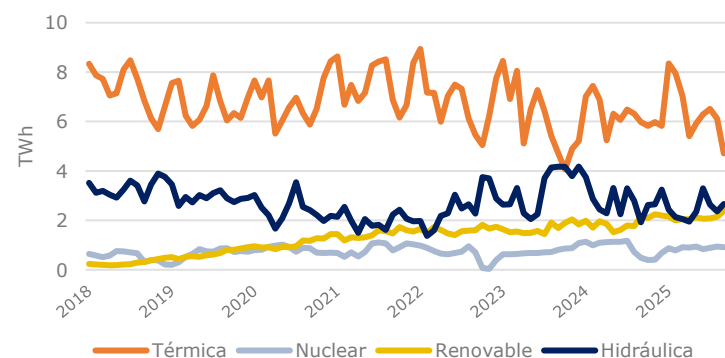
Gráfico 4. Generación anual por fuente, 2018-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En diciembre de 2025, la generación total fue de 13.562 GWh, con variaciones de 22,06% i.m. y 13,58% i.a.. En el acumulado anual, la generación alcanzó 142.789 GWh, lo que representa un incremento marginal de 0,46% respecto de 2024 (Ver Gráfico 5).

Gráfico 5. Generación mensual por fuente, 2018-2025.

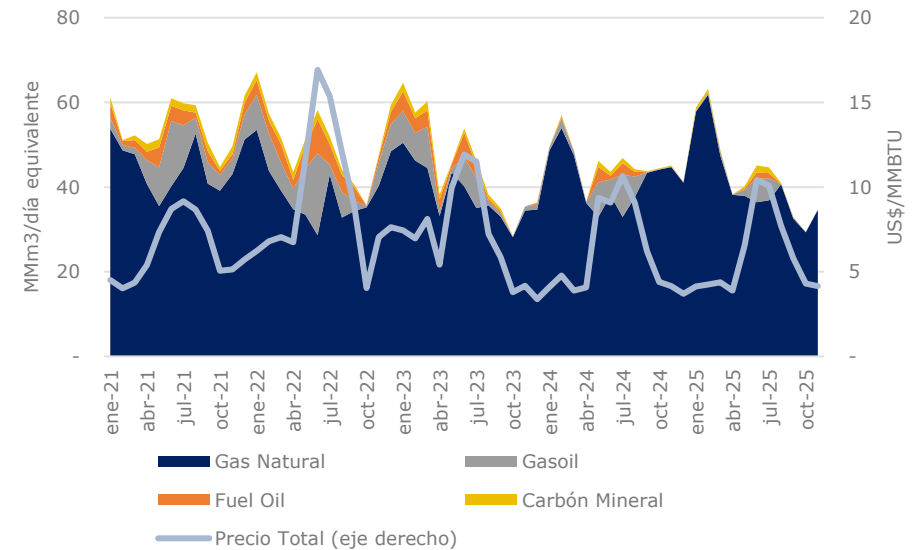


Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

El gas natural sigue siendo el principal combustible del parque térmico, con una participación promedio de 99,7% en el cuarto trimestre del año (último dato noviembre), seguido por gasoil (0,3%). El consumo promedio de gas natural fue de 32,0 MMm³/día, un 26% inferior al promedio histórico de los cuartos trimestres 2018–2024, mientras que los combustibles alternativos mostraron descensos de -99% en fuel oil, -96% en gasoil y -100% en carbón mineral, reflejando una menor dependencia combustibles alternativos (Ver Gráfico 6).

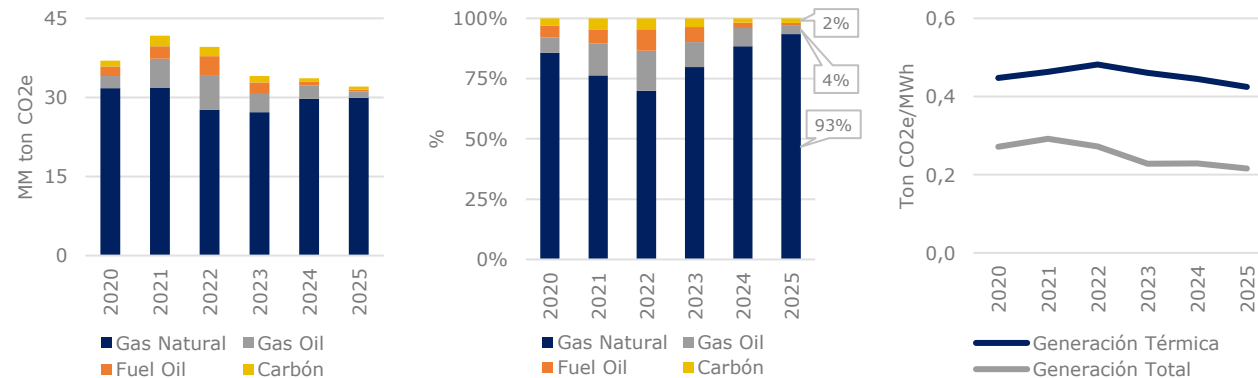
Las emisiones del parque térmico totalizaron 32,1 millones de toneladas de CO₂e en acumulado anual, de las cuales 93% se originó en gas natural. En el período 2020–2025, el factor de emisión térmico promedio se redujo de 0,45 a 0,42 tCO₂e/MWh por menor uso de combustibles alternativos. Mientras que el factor total del sistema pasó de 0,27 a 0,22 tCO₂e/MWh, evidenciando el impacto favorable del crecimiento renovable e hidráulico (ver Gráfico 4 y Gráfico 7).

Gráfico 6. Consumo de combustibles para generación eléctrica, 2018-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Gráfico 7. Emisiones anuales de CO₂e de la generación térmica y total, 2020-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

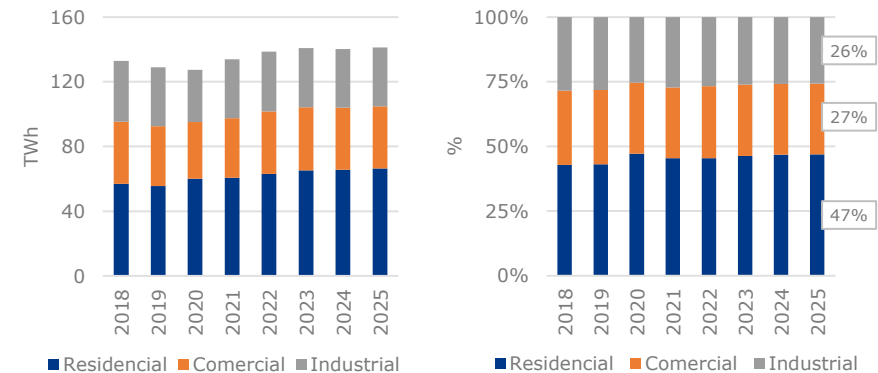
Demanda

En el acumulado de 2025, la demanda eléctrica se distribuyó en 47% residencial, 27% comercial y 26% industrial.

La gran demanda industrial y comercial incluye los usuarios de >300kW de distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La demanda comercial son los usuarios no residenciales de distribuidores con potencia entre 10kW y 300kW. Finalmente, la demanda residencial se compone de los sectores residencial y electrodependientes.

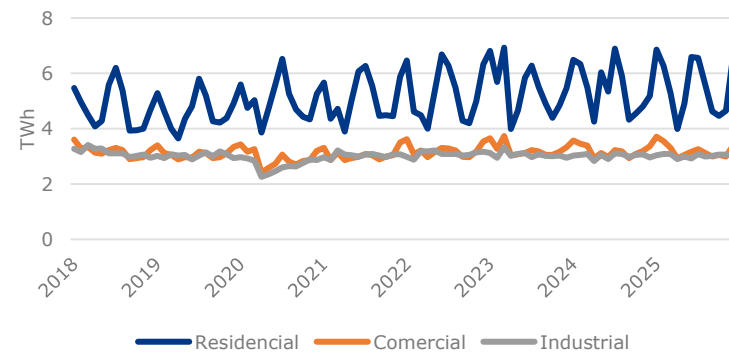
En diciembre de 2025, la demanda total fue de 13.075 GWh, con variaciones de +22,1% i.m. y +13,7% i.a.. En el acumulado anual, alcanzó 141.257 GWh, levemente por encima del registro del año previo (+0,74%).

Gráfico 8. Demanda anual por tipo de usuario, 2018-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

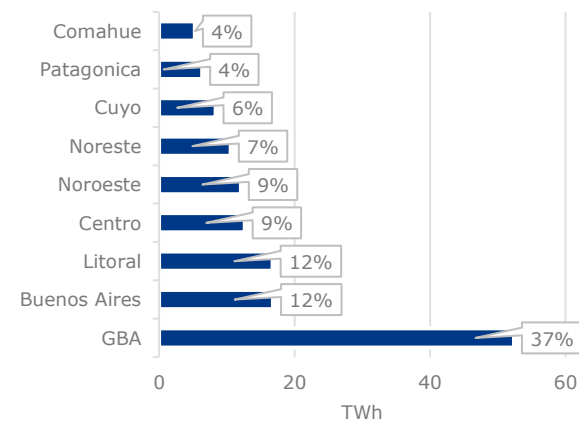
Gráfico 9. Demanda mensual por tipo de usuario, 2018-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

La distribución geográfica de la demanda mantiene su patrón histórico: GBA (37%), Litoral (12%) y Buenos Aires (12%) concentran dos tercios del consumo nacional, seguidas por Centro (9%), NOA (9%), NEA (7%), Cuyo (6%), Patagonia (4%) y Comahue (4%).

Gráfico 10. Demanda por región, diciembre 2025.



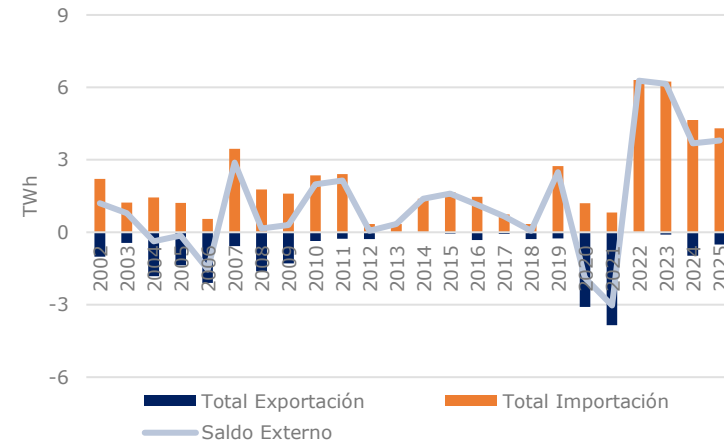
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Importación y exportación

Históricamente, la Argentina ha sido importadora neta de energía eléctrica, con excepción de los períodos 2004–2006 y 2020–2021. En el acumulado anual, las importaciones netas cubrieron el 2,7% de la demanda local.

Durante el período, se exportaron 509 GWh, principalmente a Uruguay (80%), y se importaron 4.304 GWh, provenientes de Brasil (70%), Uruguay (24%) y Bolivia (4%).

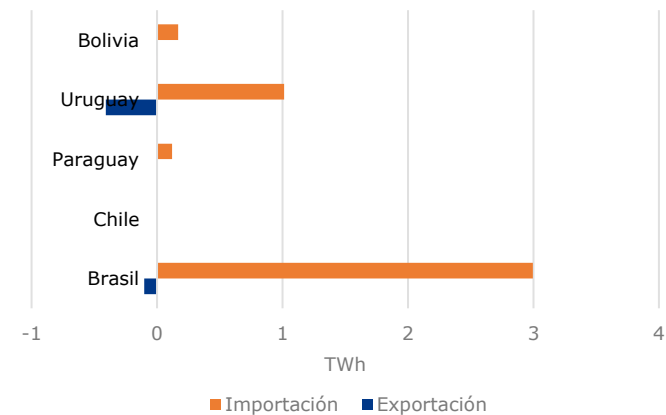
Gráfico 11. Importación y exportación anual de energía eléctrica, 2002-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Nota: Las exportaciones se representan como flujos negativos y las importaciones como flujos positivos.

Gráfico 12. Importación y exportación de energía eléctrica según país, 2025.



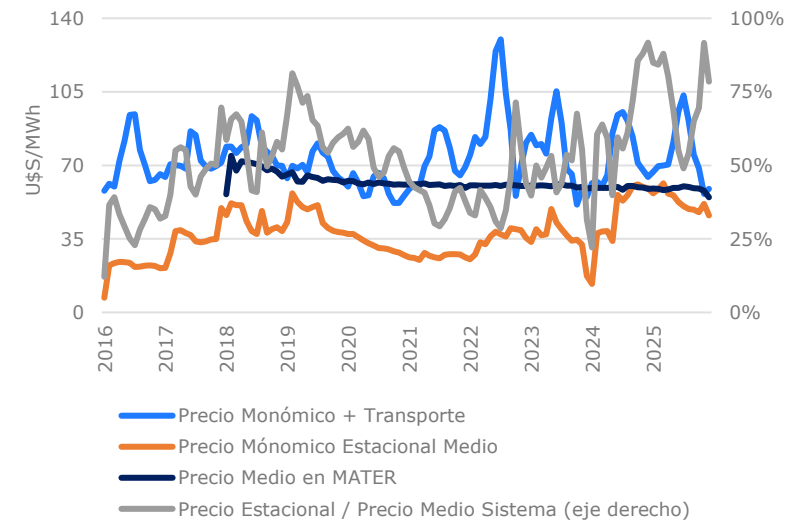
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Precios

En diciembre de 2025, el precio monómico medio del sistema (energía, potencia y transporte) fue de 58,8 U\$S/MWh, mientras que el precio estacional medio se ubicó en 46,1 U\$S/MWh. Esto implica una cobertura del 65% del costo total con tarifas, y por tanto una participación de subsidios del 35%.

En el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) en diciembre 2025 se transaccionaron 925,4 GWh, a un precio medio de 54,8 US\$/MWh, equivalente al 7,1% de la demanda local. Frente a diciembre 2024, el volumen transaccionado se incrementó en un tercio (+33%).

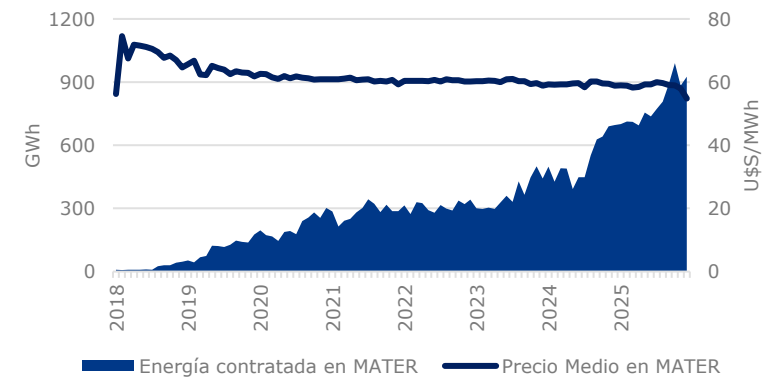
Gráfico 13. Precio monómico medio y precio estacional, 2016-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Nota: Se considera cotización de dólar mayorista BCRA, promedio mensual.

Gráfico 14. Precio medio y energía contratada en MATER, 2018-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Nota: Se considera cotización de Dólar Mayorista BCRA.

Hidrocarburos

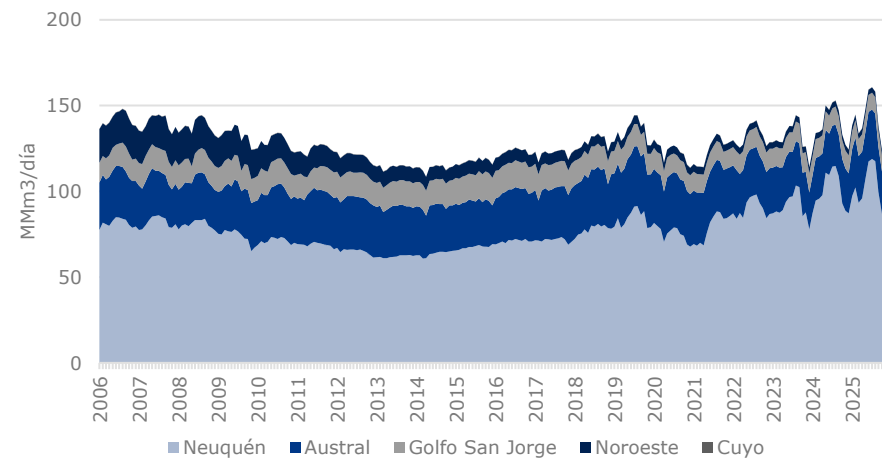
En esta sección se presenta la evolución reciente del sector hidrocarburífero argentino, considerando los principales indicadores de producción y demanda de gas natural y de producción petróleo.

Gas Natural

Según datos de la Secretaría de Energía, la producción de gas natural alcanzó en diciembre de 2025 130,9 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d), lo que implica un crecimiento de 7,1% intermensual (i.m.) y 5,2% interanual (i.a.). En el acumulado del año, la producción muestra un aumento de 1,9% respecto al mismo período de 2024.

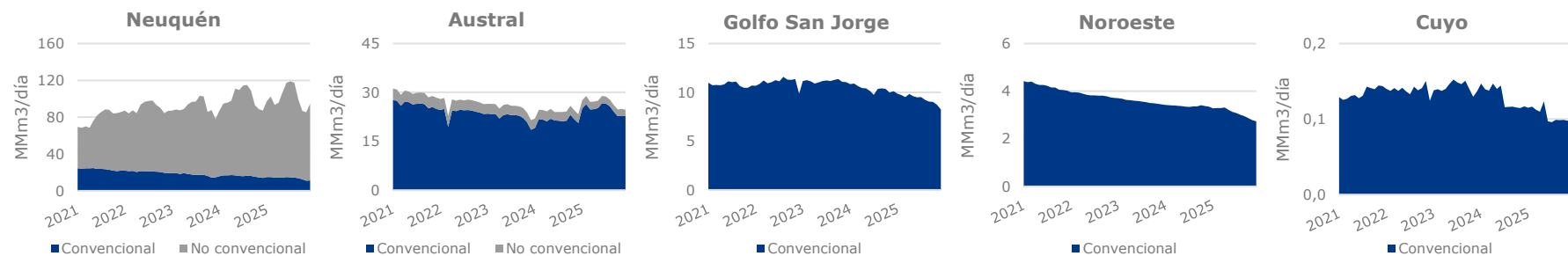
La cuenca Neuquina continúa siendo el principal polo productor, concentrando 72% del total nacional, seguida por las cuencas Austral (19%), Golfo San Jorge (7%), Noroeste (2%) y Cuyo (0,07%).

Gráfico 15. Producción de Gas Natural por cuenca, 2006-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Gráfico 16. Producción de Gas Natural por cuenca y tipo de recurso, 2021-2025.



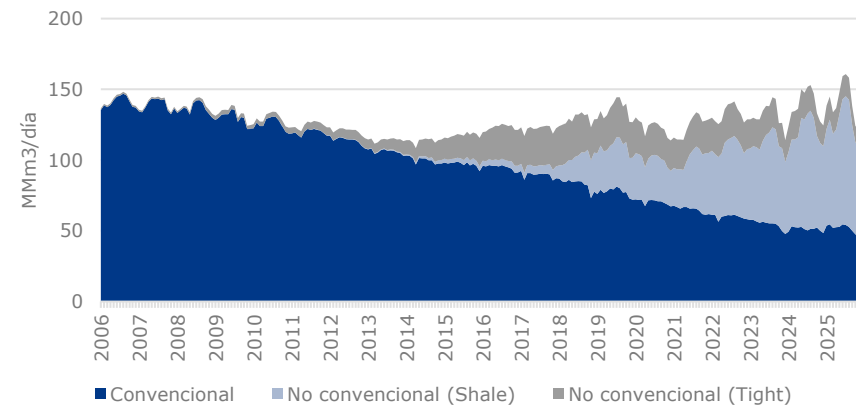
Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Por tipo de recurso, la producción no convencional representa 65% del total, con el shale gas aportando 55% y el tight gas 10%, mientras que el gas convencional explica el 35% restante. Durante diciembre, la producción no convencional creció 11,9% i.m. y 12,7% i.a., mientras que la producción convencional retrocedió 0,8% i.m. y 6,6% i.a.

La estructura productiva del gas natural argentino continúa altamente concentrada. Las cinco principales empresas —Total Austral (24%), YPF (23%), Tecpetrol (14%), Pan American Energy (12%) y Pampa Energía (9%)— aportan en conjunto 82% del total nacional.

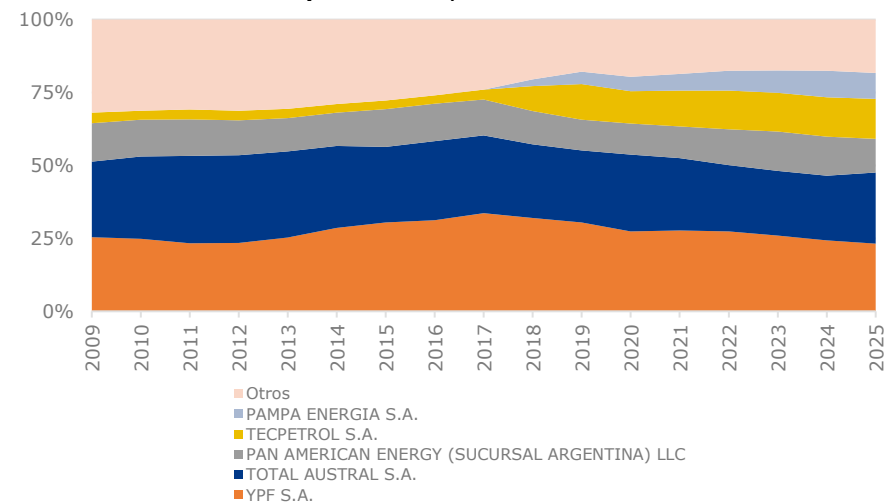
Cabe destacar que Tecpetrol mantuvo su participación en torno al 13–14%, consolidando el crecimiento alcanzado en 2018–2019.

Gráfico 17. Producción de Gas Natural por tipo de recurso, 2006-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

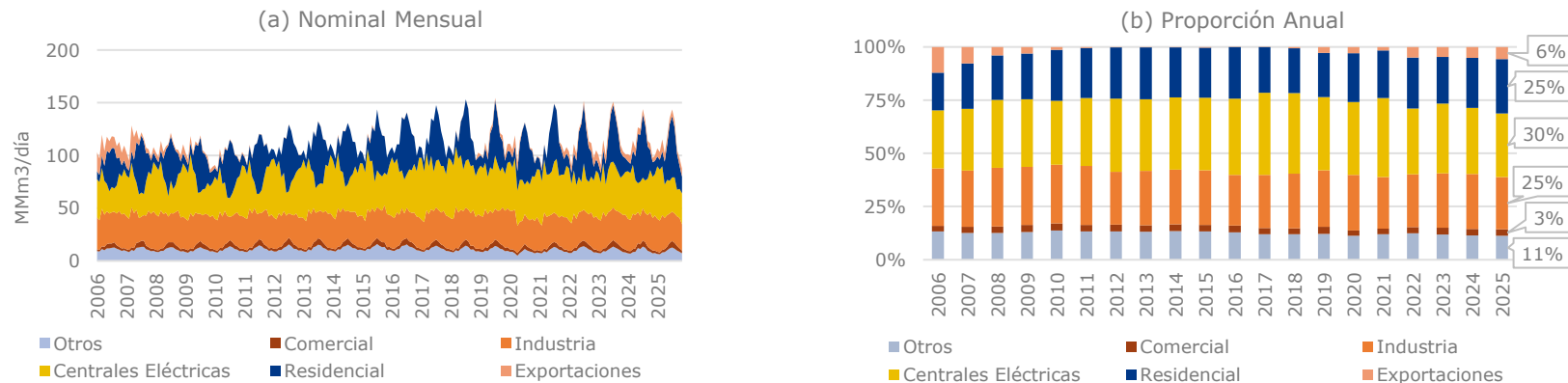
Gráfico 18. Participación en producción total de las 5 principales productoras, 2009-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

El Gráfico 19 (a) presenta una estacionalidad intra-anual marcada, con picos recurrentes en los meses invernales, que son explicados principalmente por el consumo Residencial. El consumo de Centrales Eléctricas aparece como un componente relevante y relativamente flexible, reflejando la estrecha interrelación entre los mercados de gas y electricidad. Por su parte, Industria muestra un comportamiento más estable a lo largo del año, contribuyendo a conformar un piso de demanda, mientras que los segmentos Comercial y Otros tienen una participación menor en términos de magnitud. Las Exportaciones presentan una participación variable e intermitente, que tiende a reducirse en los períodos de mayor exigencia del mercado interno (casi nulas entre los años 2011 y 2017). En términos anuales (b) la demanda está dominada por tres segmentos: Centrales Eléctricas (30%), Residencial (25%) e Industria (25%), mientras que Comercial (3%) y Otros (11%) mantienen participaciones menores.

Gráfico 19. Demanda de Gas Natural por tipo de usuario y exportaciones, 2006-2025.

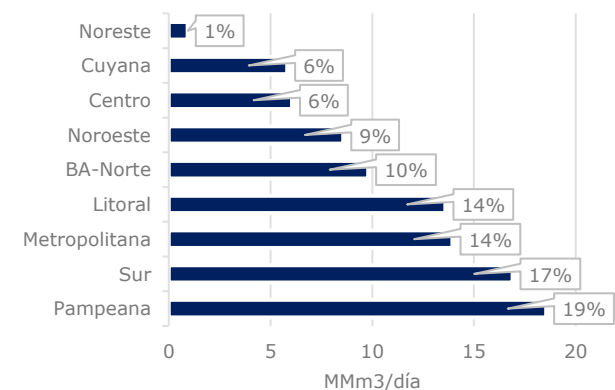


Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS.

Nota: Último dato disponible noviembre 2025. La categoría "Otros" incluye Entes Oficiales, Subdistribuidores, RTP y GNC.

El Gráfico 20 muestra la distribución territorial de las entregas anuales por área de licencia y destaca una concentración en pocas jurisdicciones. Pampeana (19%) y Sur (17%) concentran una porción significativa del total, seguidas por Metropolitana (14%) y Litoral (14%). Un segundo bloque lo integran BA-Norte (10%) y Noroeste (9%), mientras que Centro (6%) y Cuyana (6%) presentan participaciones menores, y Noreste (1%) una incidencia marginal (último dato disponible noviembre 2025).

Gráfico 20. Demanda de Gas Natural por área de licencia, acumulado 2025.

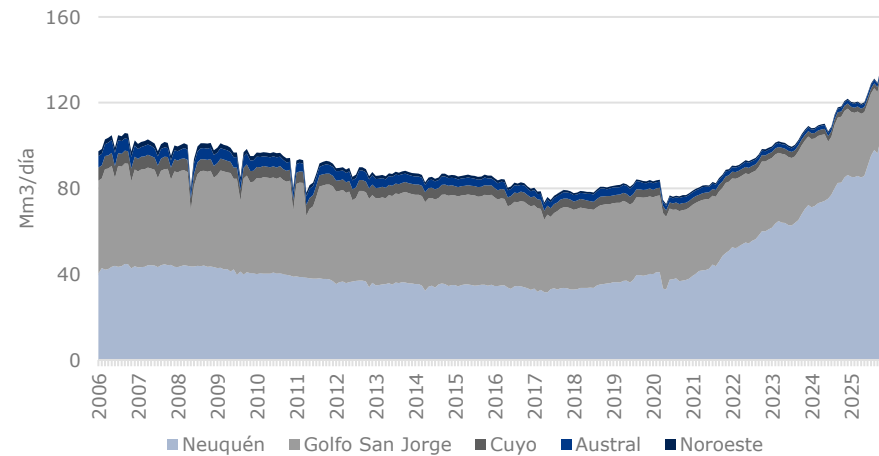


Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS.

Petróleo

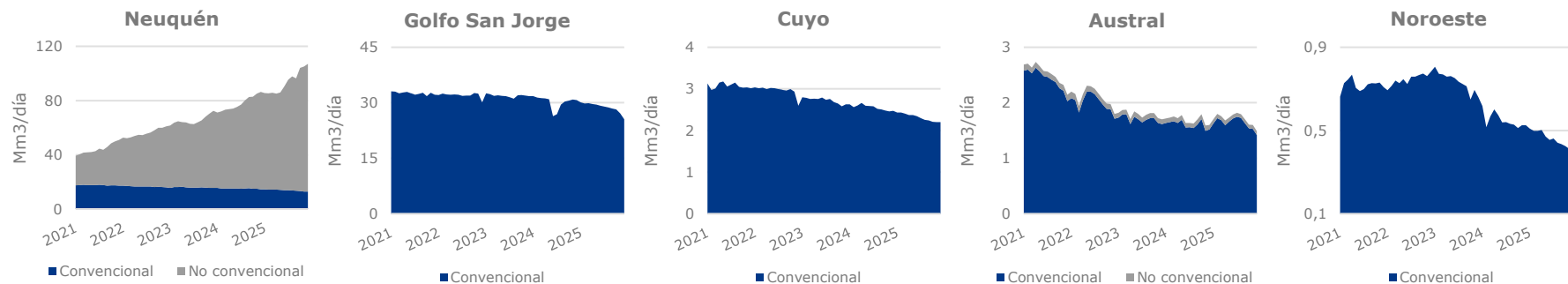
Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de petróleo fue de 136 mil metros cúbicos diarios (Mm³/d) en diciembre de 2025, registrando un incremento de 0,2% i.m. y 12,3% i.a.. En el acumulado anual, el crecimiento fue de 12,6% frente al mismo período de 2024, impulsado principalmente por la expansión del shale oil en la cuenca Neuquina. Esta cuenca explica tres cuartas partes de la producción nacional (78%), seguida por Golfo San Jorge (19%), Cuyo (2%), Austral (1%) y Noroeste (0,3%). Desde 2021, la Neuquina incrementó 28,4 puntos porcentuales su participación en la producción total, consolidándose como epicentro del desarrollo no convencional.

Gráfico 21. Producción de Petróleo por cuenca, 2006-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Gráfico 22. Producción de Petróleo por cuenca y tipo de recurso, 2021-2025.

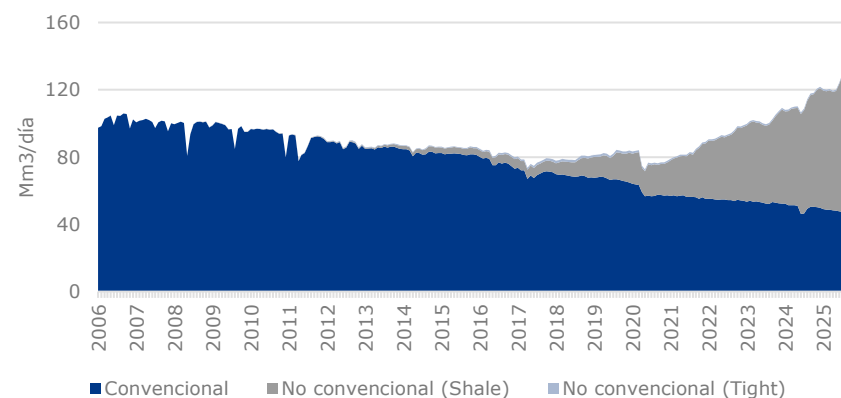


Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

En cuanto al tipo de recurso, el 69% de la producción corresponde a petróleo no convencional (mayoritariamente shale), que creció 2,1% i.m. y 31% i.a., mientras que la producción convencional — 31% del total— cayó 3,9% i.m. y 14,7% i.a.

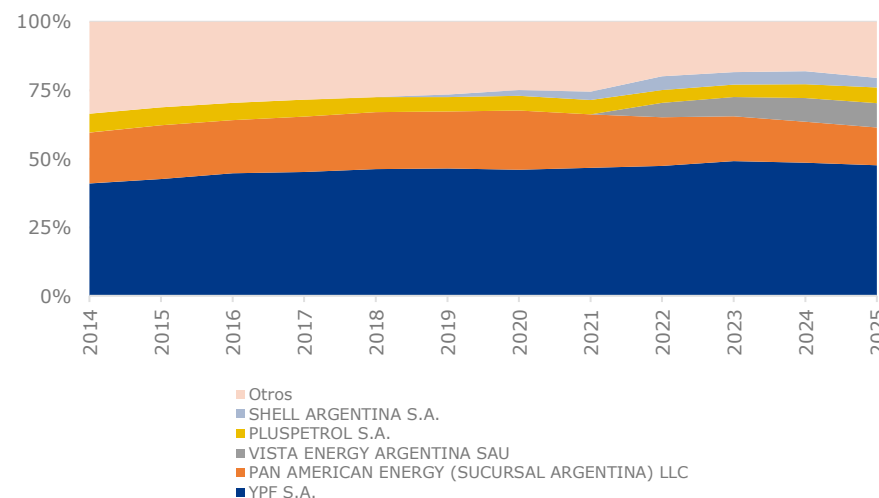
Entre las empresas productoras, YPF mantiene el liderazgo con 48% del total nacional, seguida por Pan American Energy (14%), Vista Energy (9%), Pluspetrol (6%) y Shell (4%). Estas cinco compañías concentran el 80% del mercado, reflejando la persistente concentración en el segmento upstream.

Gráfico 23. Producción de Petróleo por tipo de recurso, 2006-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Gráfico 24. Producción de Petróleo por empresa, 2014-2025.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Macroeconomía

En la presente sección se informan los principales indicadores de índole productivo, fiscal y cambiario, así como su evolución comparada.

Actividad Económica

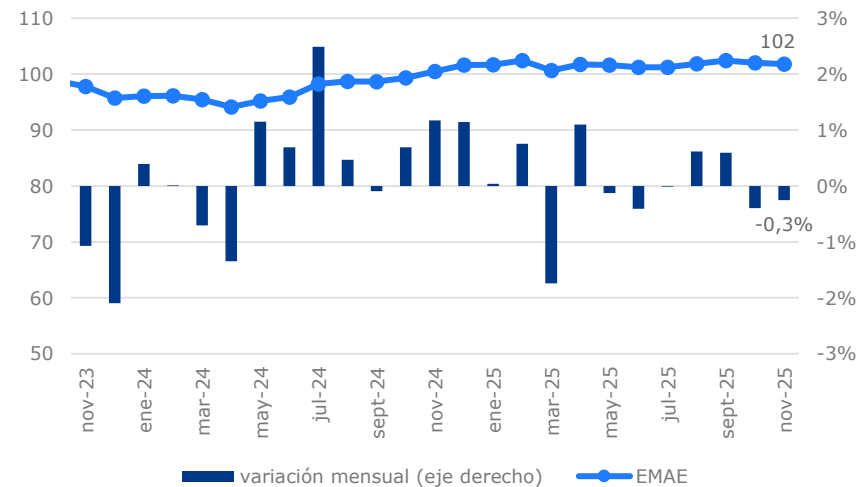
En **noviembre de 2025** el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) disminuyó un 0,3% respecto de abril (sin estacionalidad) acumulando un crecimiento de 4,5% respecto a los primeros 11 meses de 2024.

De esta manera, la **actividad económica** se encuentra 1,8% por encima de los niveles de 2017 (máximos de la serie). Luego de alcanzar su mínimo valor en abril de 2024, el EMAE evidenció reactivación de la economía hasta febrero de 2025, desde donde se mantiene estancado, aunque presentando heterogeneidad sectorial en cuanto a tasas de crecimiento intermensual.

Los sectores que más crecieron interanualmente fueron Intermediación Financiera (13,9%), Agricultura, ganadería, caza y silvicultura (10,5%) y Explotación de minas y canteras (7,0%). Por su parte, la Industria manufacturera disminuyó un 8,2% interanual (i.a.).

Para 2025, según el Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA de noviembre, los analistas proyectan un crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de 4,4%.

Gráfico 25. Estimador Mensual de Actividad Económica (base 2017=100).



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

En cuanto a la **balanza energética**, en **2025** las exportaciones de combustibles y energía (CyE) acumularon un valor de US\$11.086 millones (Gráfico 26) mientras que las importaciones sumaron US\$3.271 millones, resultando en un **saldo comercial positivo de US\$7.815 millones**.

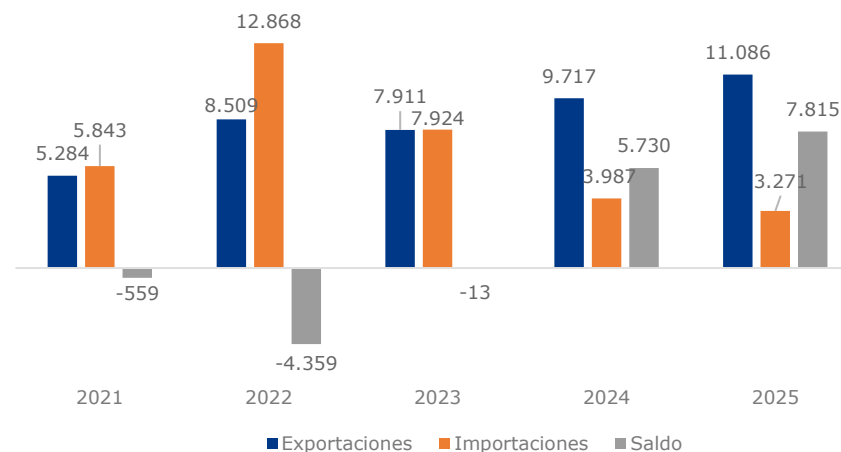
De esta manera, las exportaciones de combustibles y energía crecieron un **14,1% respecto de 2024** y aumentaron su participación en las exportaciones totales del país (12,2% en 2024 vs 12,7% en 2025). Las importaciones de Combustibles y lubricantes decrecieron 18% respecto del mismo período, representando el 4,3% de las importaciones totales.

En cuanto a precios y cantidades, las cantidades exportadas acumuladas en 2025 crecieron 28,5% respecto a 2024 con disminución del 11,2% en su precio, mientras que las cantidades importadas decrecieron 2,6% con una caída del 15,7% en su precio.

Por su lado, los principales destinos de exportación del rubro combustibles y energía fueron: Estados Unidos (35% del total exportado), Chile (25%), Brasil (6%) y China (3%), representando estos países el 70% del destino de las exportaciones.

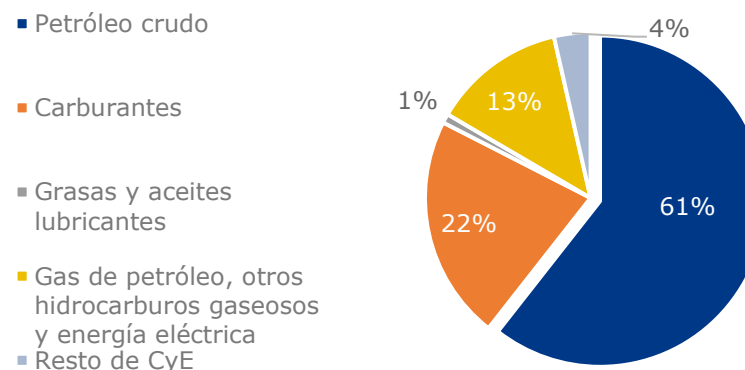
Al analizar por subrubro (Gráfico 27) el 61% de las exportaciones de CyE en 2025 correspondieron a Petróleo crudo, el 22% a Carburantes y el 13% a Gas de petróleo, otros hidrocarburos gaseosos y energía eléctrica.

Gráfico 26. Exportaciones, importaciones y saldo comercial de energéticos. Total anual, en millones de dólares.



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

Gráfico 27. Exportaciones de combustibles y energía según principales subrubros, en porcentaje.



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

Fiscal

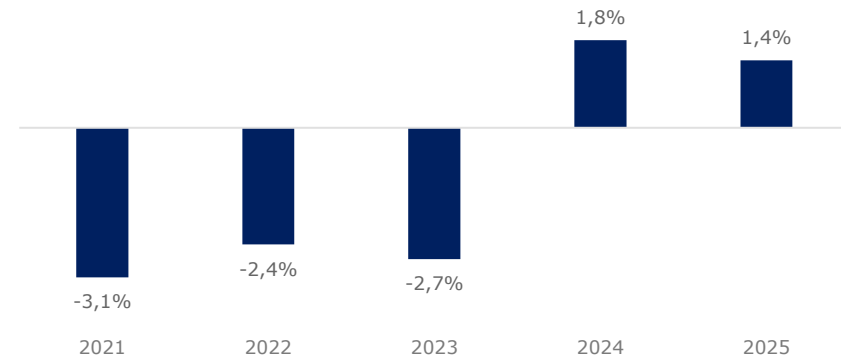
El Sector Público Nacional (SPN) registró en 2025 un superávit fiscal primario del 1,4% del Producto Interno Bruto (PIB).

Los ingresos totales alcanzaron los US\$108.683 millones, mientras que los gastos totales acumularon US\$99.221 millones en lo que va del año.

Como se observa en el Gráfico 29, los **ingresos totales crecieron a menor tasa que la inflación** (cayeron un 3% real interanual) en línea con menor dinamismo de la actividad económica, mientras que **los gastos totales evidenciaron un decrecimiento del 2% interanual en términos reales.**

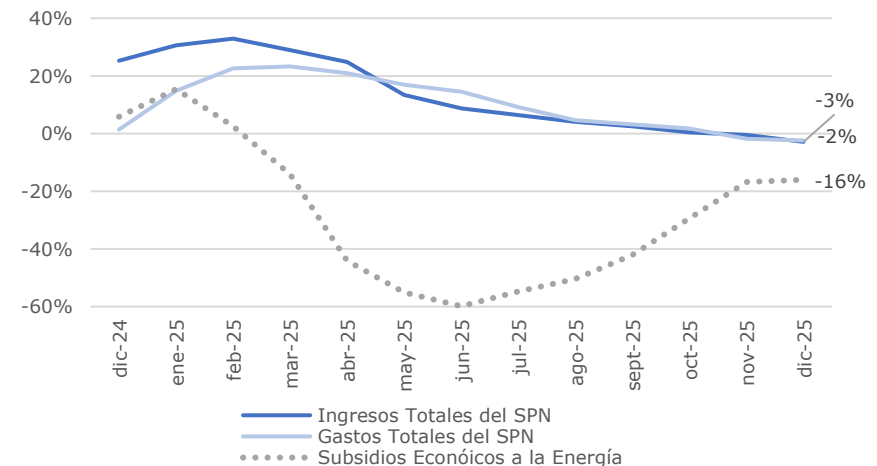
Por su lado, el **gasto en subsidios económicos a la energía** evidencia **un decrecimiento real interanual del 16%**. De esta manera, en 2025 representaron un 0,7% del PIB (US\$4.592 millones en base caja) disminuyendo un 35% respecto de 2024.

Gráfico 28. Resultado fiscal primario del SPN en % PIB.



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Gráfico 29. Variación interanual de ingresos, gastos y subsidios económicos a la energía (promedio móvil de 6 meses ajustados por inflación).

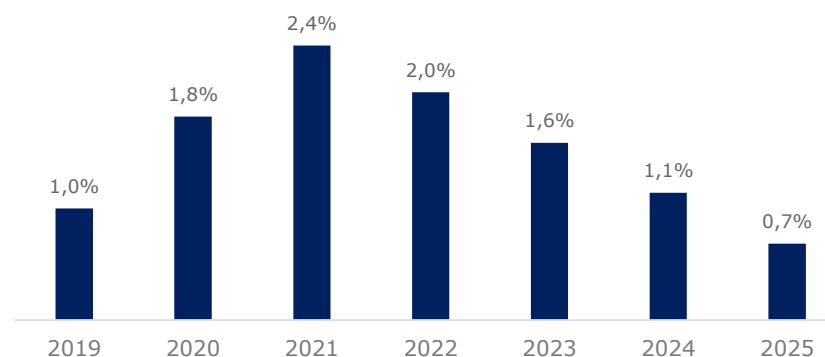


Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP), **a noviembre de 2025 los subsidios energéticos devengados acumularon un total de US\$3.695 millones**, siendo la partida más importante la destinada a CAMMESA (US\$2.628 millones, 71% del total) y a Energía Argentina S.A. (US\$699 millones, 19% del total).

Nota: los valores expresados en US\$ fueron calculados utilizando el valor de \$1243,8 por dólar, correspondiente al promedio mensual del dólar mayorista publicado en BCRA durante enero-diciembre de 2025.

Gráfico 30. Subsidios económicos a la energía en % PIB.



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Cambiario

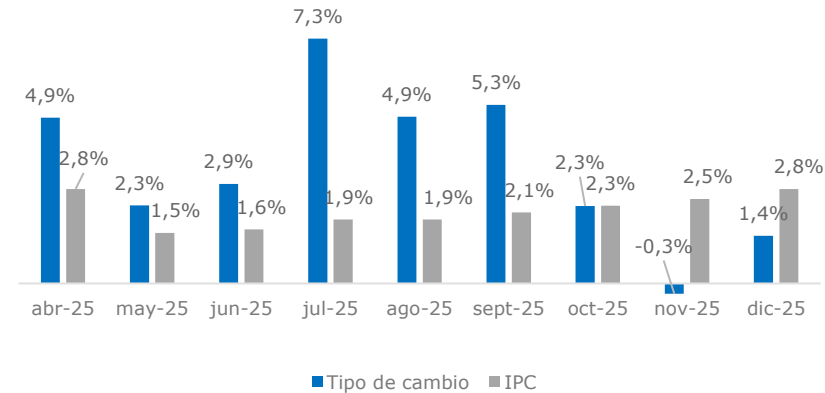
Durante 2025 el tipo de cambio oficial aumentó 41,8%, por encima del aumento del nivel general de precios medido por el Índice de Precios al Consumidor (31,5%).

Como se observa en el Gráfico 31, a partir de abril el **tipo de cambio se depreció al 3,5% promedio mensual**, frente a una inflación que evidenció tasas del 2,2% promedio mensual. Por su lado, en el Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA de diciembre, los analistas estiman una **inflación minorista para los próximos 12 meses de 20,1%**.

Por su lado, **la brecha cambiaria** entre el dólar oficial mayorista y el dólar Contado Con Liquidación (CCL), utilizado para entrada y salida de dólares a través del mercado de capitales, **promedió el 9% en 2025**, reduciéndose con respecto a los niveles de 2024 (31%).

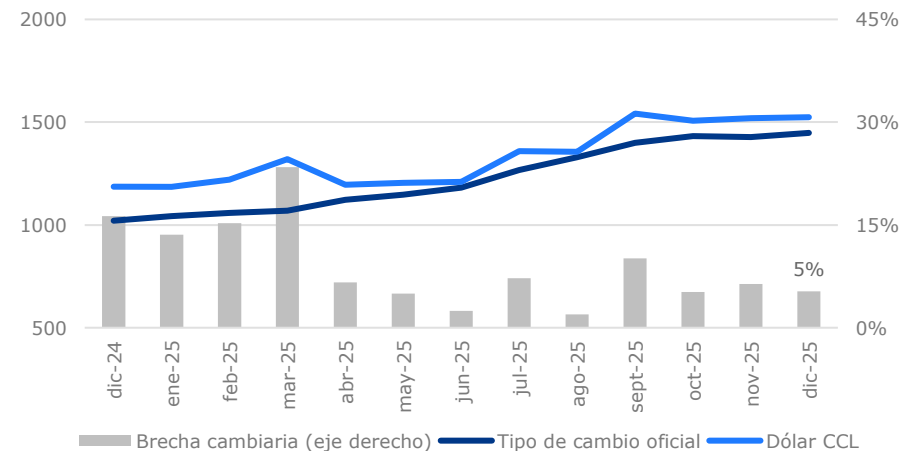
Los menores **niveles de brecha cambiaria incentivaron la oferta de dólares generados por las exportaciones** en el mercado único y libre de cambios (MULC), facilitando la acumulación de **Reservas Internacionales** por parte del Banco Central. Durante 2025 las mismas **aumentaron en US\$11.555 millones**.

Gráfico 31. Tipo de cambio oficial e Índice de Precios al Consumidor (IPC) - variación mensual en %.



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC y BCRA.

Gráfico 32. Dólar oficial, dólar CCL y brecha cambiaria – en pesos por dólar y en %, respectivamente.

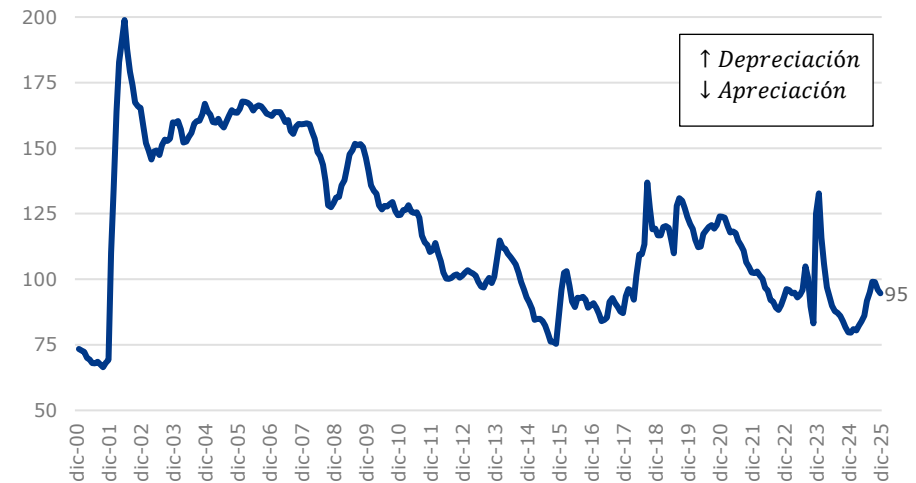


Fuente: Elaboración propia con base en BCRA y rava.com.

En 2025, el **Índice de Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM)** se depreció 19% respecto de diciembre de 2024. Este índice mide el precio relativo de los bienes y servicios de la economía argentina con respecto al de los principales 12 socios comerciales del país, siendo el principal indicador global de la competitividad precio de las exportaciones.

En término históricos se encuentra en valores similares a los de principios de 2016, **mostrando una competitividad precio 37% mayor a la de 2001**. Si se considera además el aumento de la presión tributaria nacional, de 16,9% del PIB en 2001 a **21,9% en 2025**, el ITCRM actual se encuentra un **32% por encima del ITCRM de 2001**.

Gráfico 33. Índice de tipo de cambio real multilateral - Base 17-12-2015=100



Fuente: Elaboración propia con base en BCRA.

Referencias

AFISPOP- IIEP UBA. Reporte de política fiscal de enero 2026.

ASAP. Informe de ejecución presupuestaria de la administración pública nacional, noviembre 2025.

CAMMESA. Informe Mensual, diciembre 2025.

ENARGAS. Datos Estadísticos de Transporte y Distribución de gas.

Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Capítulo IV.

Ministerio de Economía, Subsecretaría de Ingresos Públicos.

Relevamiento de Expectativas de Mercado de noviembre y diciembre 2025, Banco Central de la República Argentina.

Anexo: Tabla de abreviaciones

Abreviación	Significado
BCRA	Banco Central de la República Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
IEASA	Integración Energética Argentina S.A (ex Enarsa)
Dólar CCL	Dólar Contado Con Liquidación
a.a.	Acumulado Anual
i.a.	Interanual
i.m.	Intermensual
INDEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
ITCRM	Índice de Tipo de Cambio Real Multilateral
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
v.i.a.	Variación interanual
v.i.m.	Variación intermensual