



Energía y Macroeconomía

BA Energy Solutions

2026 - III 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 agosto de 2026 (último dato disponible) que la **actividad económica** acumuló un crecimiento de 1,2% respecto a los primeros ocho meses de 2025.

Por su lado, los **subsidios económicos a la energía** crecieron en septiembre de 2026 un 16% real interanual (es decir, descontada la inflación del período). De esta manera, representaron un 0,5% del PIB, acumulando a septiembre de 2026 un valor de US\$4.290 millones.

También se destaca el superávit fiscal primario del 1,2% del PIB y el **saldo comercial récord de US\$9.427 millones** en la **balanza energética** acumulado durante enero-septiembre de 2026.

En el **sector eléctrico**, la potencia instalada ascendió a 44.662 MW en septiembre, con un aumento interanual de 1,77%. La generación bruta fue de 11.152 GWh, registrando una variación de -6,87% interanual y 4,62% intermensual. La demanda local alcanzó 11.210 GWh, con un incremento de 5,4% interanual. La matriz de generación continúa dominada por fuentes térmicas (53,3%), seguida por la hidráulica (21,6%), renovables (18,4%), y nuclear (6,7%), reflejando una concentración en térmicas pero a su vez una mayor participación de renovables. El Precio Monómico Medio de Grandes

Usuarios fue de 90,1 U\$/MWh, mientras que el Precio Monómico Estacional Medio alcanzó 72,8 U\$/MWh; frente a un Costo del Mercado Asignado de 75,3 U\$/MWh se registró una cobertura del PEST del sector Residencial del 74% y del No Residencial de más del 100%.

En el **segmento de hidrocarburos**, la producción de gas natural promedió 142,3 MMm³/día en septiembre, con un decrecimiento de -8,3% intermensual (i.m.), crecimiento 3,0% interanual (i.a.), crecimiento 0,59% acumulado anual (a.a.). La producción de petróleo, por su parte, se ubicó en 154,2 m³/día, con variaciones del 3,0% i.m., 19,2% i.a. y 16,7% 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

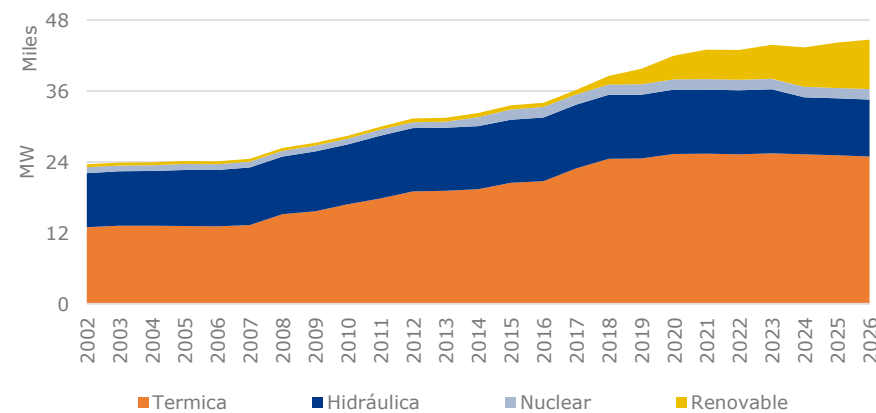
En la presente sección se caracteriza el sector eléctrico argentino según los principales indicadores de generación, demanda, intercambios externos (importaciones y exportaciones) y precios mayoristas.

Oferta

La potencia instalada del sistema eléctrico argentino alcanzó 44.662 MW en septiembre de 2026, registrando variaciones de 0,02% intermensual (i.m.) y 1,77% interanual (i.a.). En el acumulado de 2026, el crecimiento fue de 1,1% (486 MW), explicado por la incorporación de 663 MW de potencia renovable (instalación de 552 MW solar, 107 MW eólicos y 39 MW de biomasa y reducción de 35 MW de biogás), reducción de 185 MW térmicos (instalación de 122 MW ciclos combinados y reducción de 309 MW Turbina a gas) y también la incorporación de 8 MW de potencia nuclear. Desde 2002, la potencia instalada crece a un promedio anual de 2,7%, acumulando una expansión punta a punta del 89%, impulsada por la diversificación tecnológica y el aporte creciente de fuentes renovables (Ver Gráficos 1 y 2).

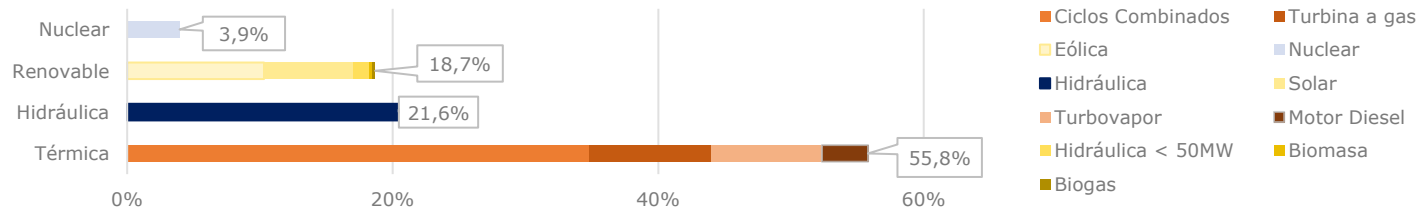
Por tipo de tecnología, la estructura de generación mantiene un predominio térmico (55,8%), con ciclo combinado (34,8%), turbina a gas (9,3%), turbovapor (8,3%) y motor diésel (3,5%). Le siguen la hidráulica (21,6%), la renovable (18,7%) compuesta por eólica (10,3%), solar (6,8%), hidráulica renovable <50 MW (1,2%), biomasa (0,3%) y biogás (0,2%), y finalmente la nuclear (3,9%).

Gráfico 1. Potencia instalada anual por tecnología, 2002-2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Gráfico 2. Potencia instalada por tipo de tecnología, septiembre 2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

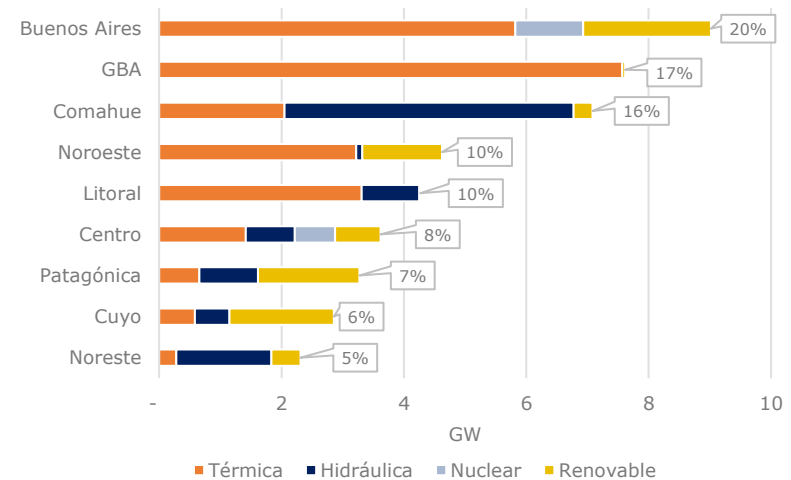
Regionalmente, la mayor concentración de potencia instalada se ubica en la Provincia de Buenos Aires (20,2%) y Gran Buenos Aires (17,0%), seguidas por Comahue (15,9%), Noroeste (10,4%), Litoral (9,6%), Centro (8,1%), Patagónica (7,3%), Cuyo (6,4%) y Noreste (5,2%) (Ver Gráfico 3).

Durante 2026 se habilitaron comercialmente 1.058 MW nuevos, de los cuales 936 MW corresponden a fuentes renovables y 122 MW a térmicas. Los mayores incrementos se localizaron en Cuyo (621 MW), Buenos Aires (178 MW), Litoral (123 MW), Noreste (56 MW) y Noroeste (50 MW) evidenciando la expansión territorial de las renovables en el NEA y NOA.

En términos de especialización regional:

- GBA concentra el 30% 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.

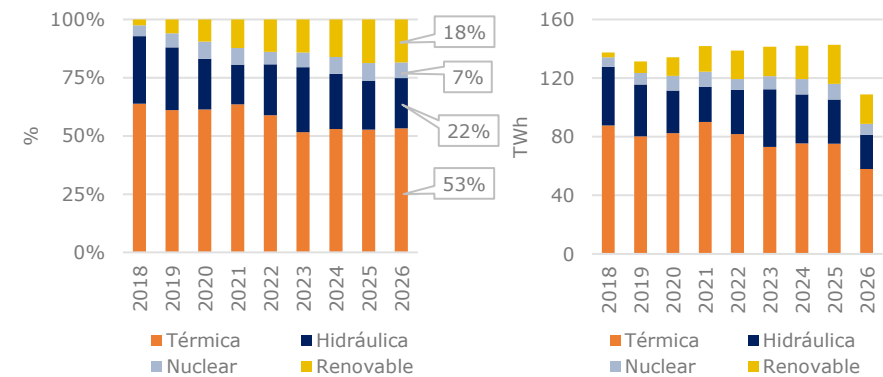
Gráfico 3. Potencia instalada por región y por fuente, septiembre 2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

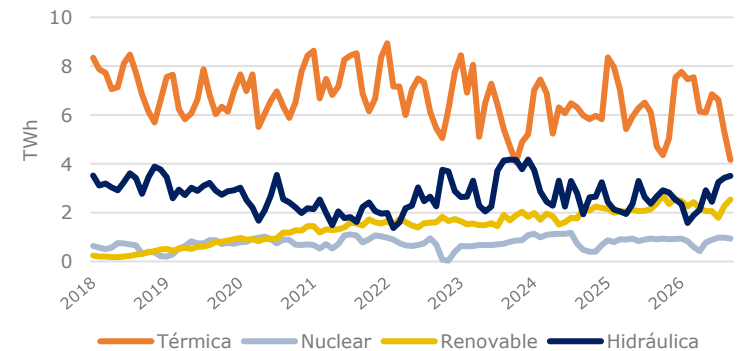
La **matriz eléctrica nacional** se mantiene dominada por fuentes térmicas, que en septiembre representaron el 53,3% de la generación total, seguidas por la hidráulica (21,6%), la renovable (18,4%), y la nuclear (6,7%) (Ver Gráfico 4).

Gráfico 4. Generación anual por fuente, 2018-2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Gráfico 5. Generación mensual por fuente, 2018-2026.



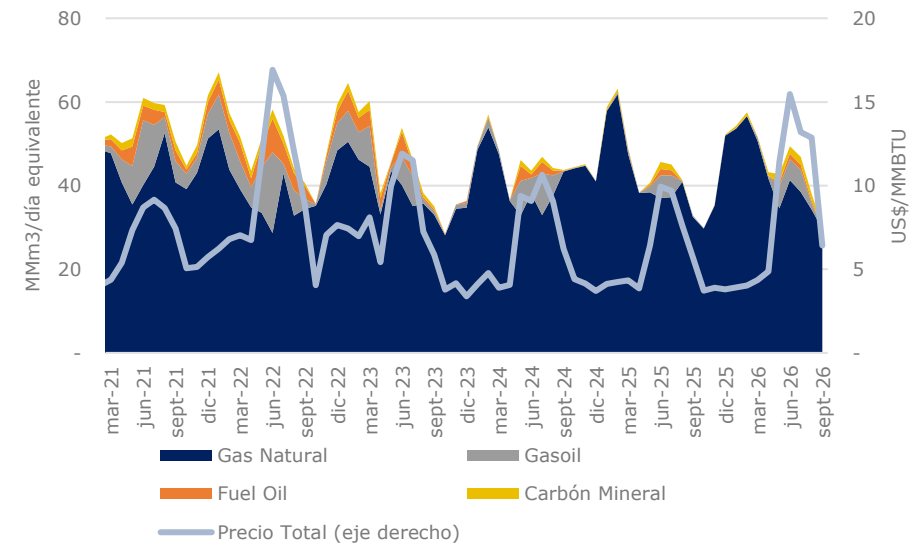
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En septiembre de 2026, la generación total fue de 11.152 GWh, con variaciones de 4,62% i.m. y -6,87% i.a.. En el acumulado anual, la generación alcanzó 108.827 GWh, lo que representa un incremento marginal de 1,51% respecto del mismo período de 2025 (Ver Gráfico 5).

El gas natural sigue siendo el principal combustible del parque térmico, con una participación promedio de 89,8% en el tercer trimestre del año, seguido por gasoil (5,2%). El consumo promedio de gas natural fue de 34,1 MMm³/día, un 15% inferior al promedio histórico de los terceros trimestres 2018–2025, mientras que los combustibles alternativos mostraron descensos de -70% en fuel oil, -41% en gasoil e incremento del 26% en carbón mineral, reflejando una mayor dependencia estacional combustibles alternativos (Ver Gráfico 6).

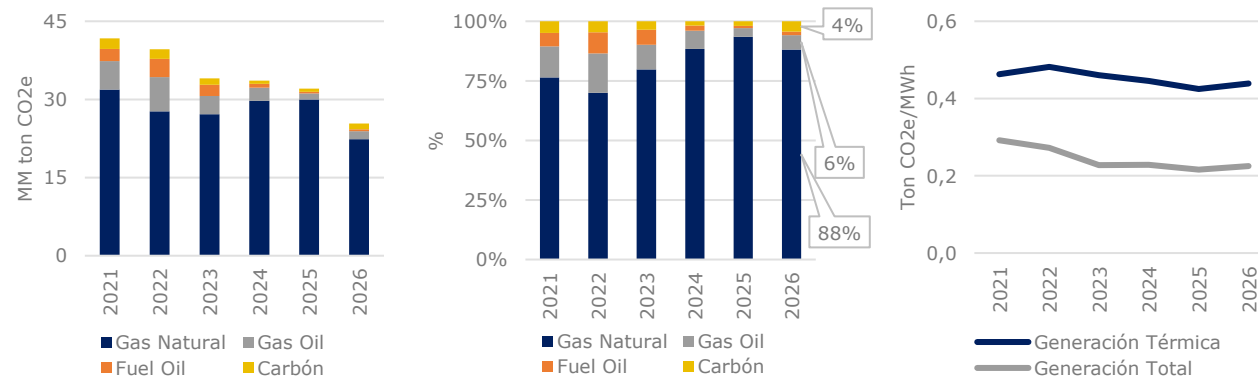
Las emisiones del parque térmico totalizaron 25,4 millones de toneladas de CO₂e en acumulado anual, de las cuales 88% se originó en gas natural. En el período 2021–2026, el factor de emisión térmico promedio se redujo de 0,46 a 0,44 tCO₂e/MWh por menor uso de combustibles alternativos. Mientras que el factor total del sistema pasó de 0,29 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, 2021-2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Gráfico 7. Emisiones anuales de CO₂e de la generación térmica y total, 2021-2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

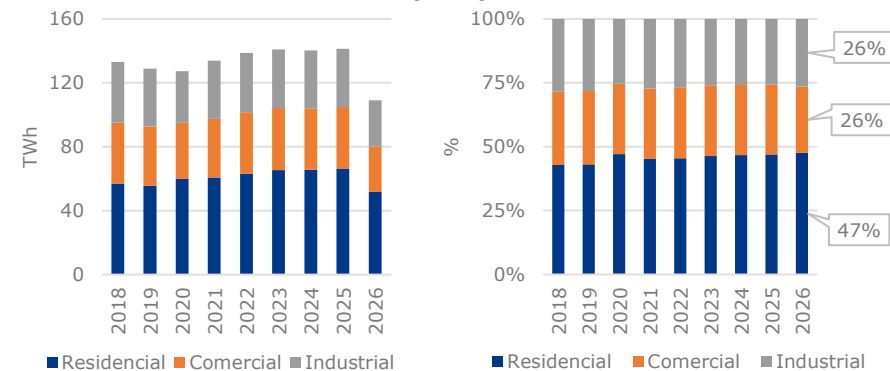
Demanda

En el acumulado de 2026, la demanda eléctrica se distribuyó en 48% residencial, 26% 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.

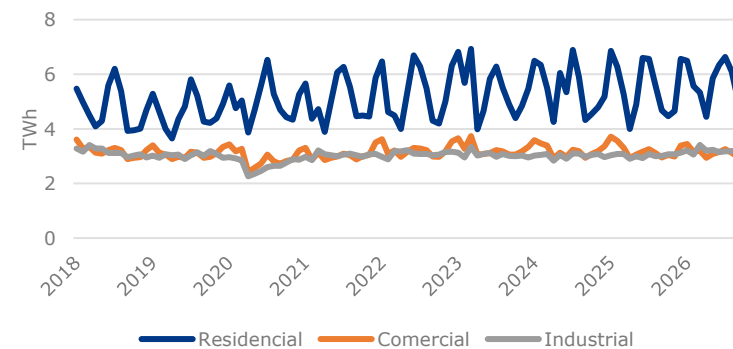
En septiembre de 2026, la demanda total fue de 11.210 GWh, con variaciones de -9,8% i.m. y +5,4% i.a.. En el acumulado anual, alcanzó 108.948 GWh, levemente por encima del registro del año previo (1,94%).

Gráfico 8. Demanda anual por tipo de usuario, 2018-2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

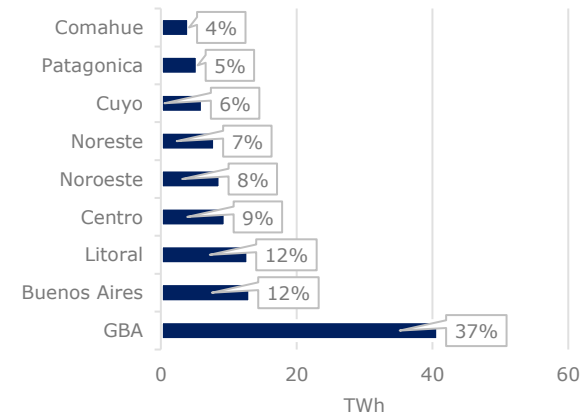
Gráfico 9. Demanda mensual por tipo de usuario, 2018-2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

La distribución geográfica de la demanda mantiene su patrón histórico: GBA (37,5%), Buenos Aires (12,1%) y Litoral (11,8%) concentran casi dos tercios del consumo nacional, seguidas por Centro (8,8%), NOA (8,1%), NEA (7,3%), Cuyo (5,7%), Patagonia (5,0%) y Comahue (3,8%).

Gráfico 10. Demanda por región, septiembre 2026.



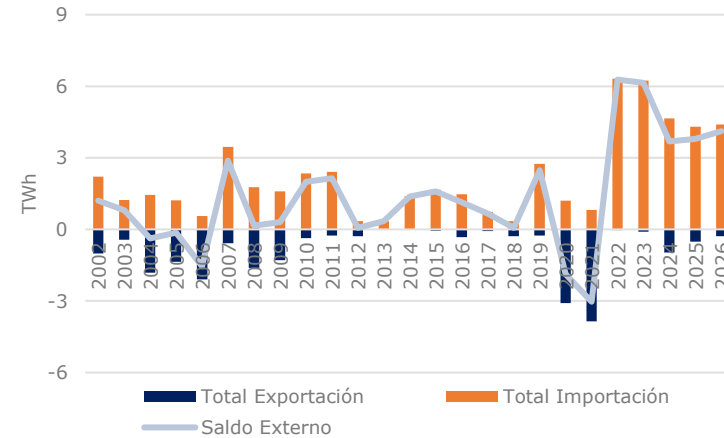
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

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 3,8% de la demanda local.

En el acumulado anual se exportaron 287 GWh, principalmente a Brasil (57%) y Uruguay (43%) y se importaron 4.403 GWh, provenientes de Brasil (65%), Uruguay (25%), Bolivia (8%) y Paraguay (2%).

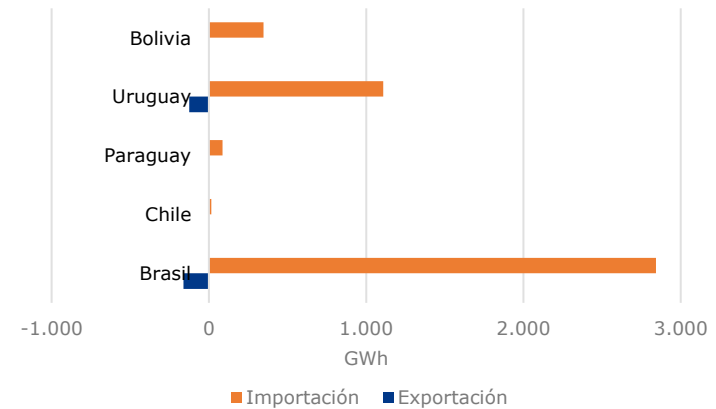
Gráfico 11. Importación y exportación anual de energía eléctrica, 2002-2026.



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, 2026.



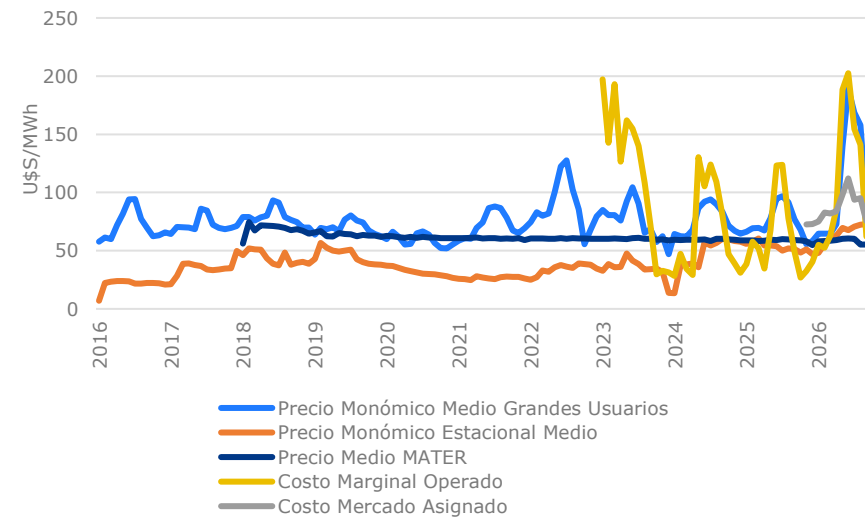
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Precios

En septiembre de 2026, el Costo Marginal Operado fue 62,2 U\$/MWh y el Precio Monómico Medio de Grandes Usuarios (energía, potencia, servicios y transporte) fue de 90,1 U\$/MWh con una variación del 17% i.a. explicada principalmente por el incremento del costo del componente energía. Por su parte, el Precio Monómico Estacional Medio (PEST con cargos Res. 976/2023) que enfrenta la Demanda Estacionalizada se ubicó en 72,8 U\$/MWh, con una variación del 41,5% i.a.. En septiembre, frente a un Costo del Mercado Asignado de 75,3 U\$/MWh se registró una cobertura del PEST del sector Residencial del 74% y del No Residencial del más del 100%.

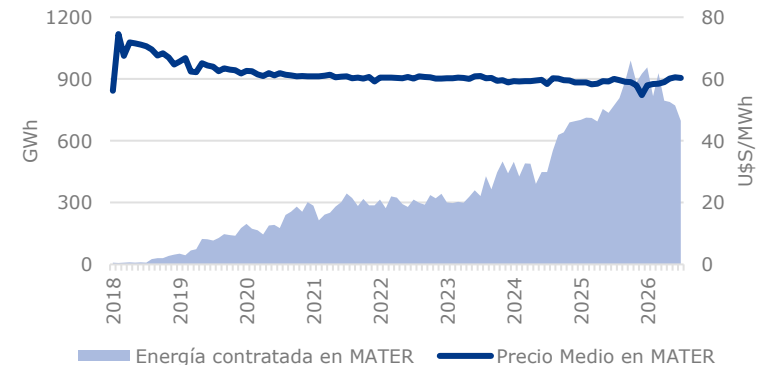
En el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) en Julio 2026 (último dato disponible) se transaccionaron 696,9 GWh, a un precio medio de 60,3 US\$/MWh, equivalente al 5,33% de la demanda local. Frente a Julio de 2025, el volumen transaccionado se redujo en un 10%.

Gráfico 13. Precios y Costos del Mercado Eléctrico Mayorista, 2016-2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Gráfico 14. Precio medio y energía contratada en MATER, 2018-2026.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Hidrocarburos

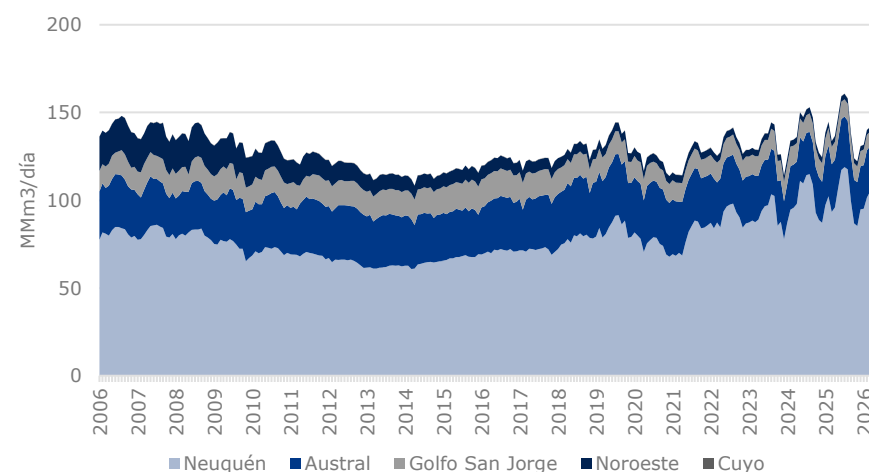
En esta sección se presenta la evolución reciente del sector hidrocarburífero argentino, considerando los principales indicadores de producción y demanda de gas natural y de producción petróleo.

Gas Natural

Según datos de la Secretaría de Energía, la producción de gas natural alcanzó en septiembre de 2026 142,3 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d), lo que implica un decrecimiento de -8,3% intermensual (i.m.) y crecimiento 3,0% interanual (i.a.). En el acumulado del año, la producción muestra un crecimiento de 0,59% respecto al mismo período de 2025.

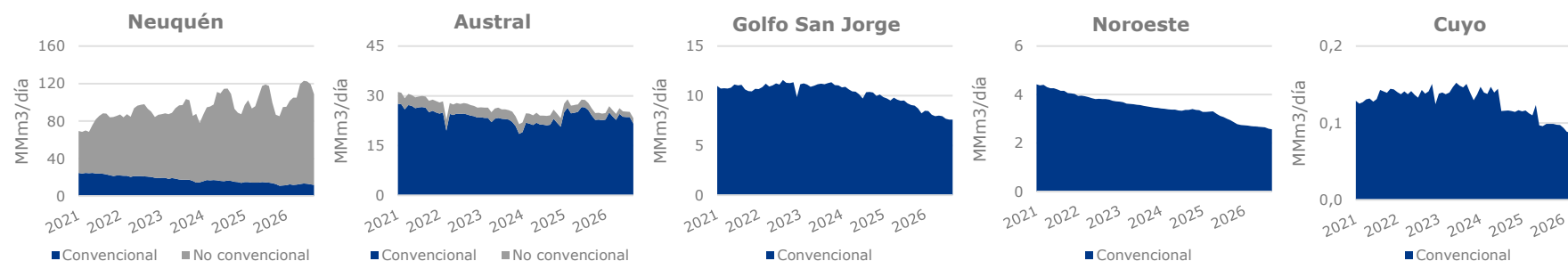
La cuenca Neuquina continúa siendo el principal polo productor, concentrando 76% del total nacional, seguida por las cuencas Austral (16%), Golfo San Jorge (6%), Noroeste (2%) y Cuyo (0,06%).

Gráfico 15. Producción de Gas Natural por cuenca, 2006-2026.



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

Gráfico 16. Producción de Gas Natural por cuenca y tipo de recurso, 2021-2026.

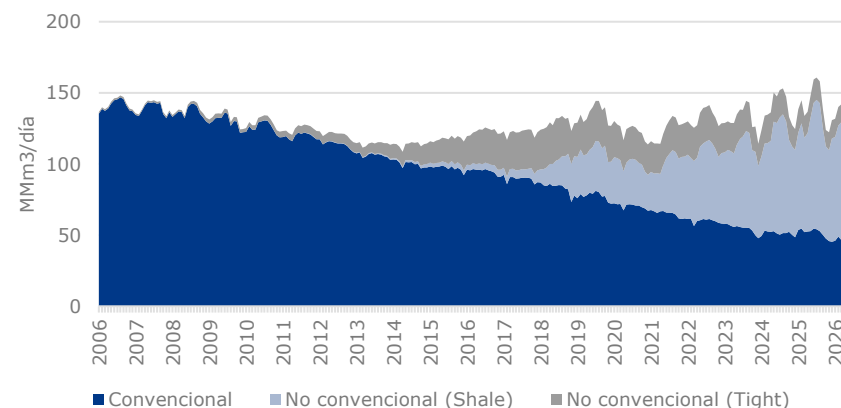


Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Por tipo de recurso, la producción no convencional representa 69% del total, con el shale gas aportando 60% y el tight gas 9%, mientras que el gas convencional explica el 30% restante. Durante septiembre, la producción no convencional decreció -9,4% i.m. y 11,7% i.a., mientras que la producción convencional retrocedió -5,6% i.m. y -12,4% i.a.

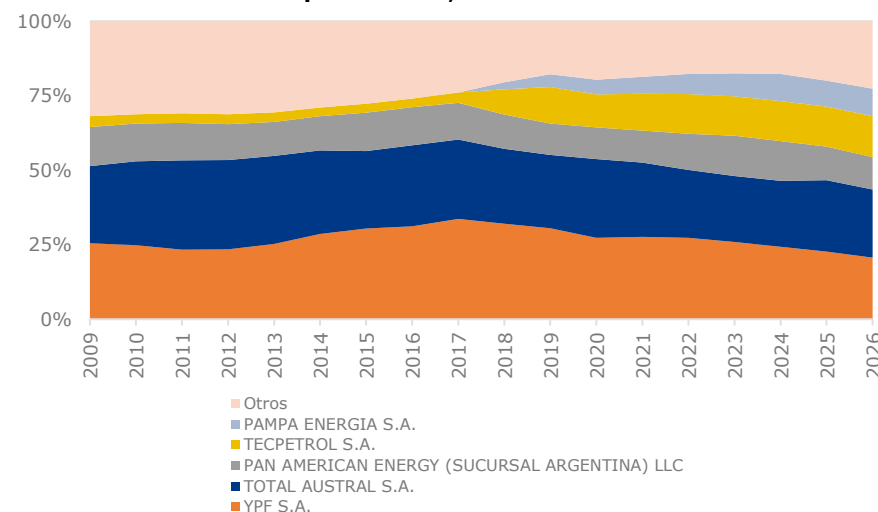
La estructura productiva del gas natural argentino continúa altamente concentrada. Las cinco principales empresas Total Austral (23%), YPF (21%), Tecpetrol (14%), Pan American Energy (11%) y Pampa Energía (9%) aportan en conjunto 77% del total nacional. Cabe destacar que Tecpetrol mantiene su participación en torno al 13%, consolidando el crecimiento alcanzado en 2018-2019.

Gráfico 17. Producción de Gas Natural por tipo de recurso, 2006-2026.



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

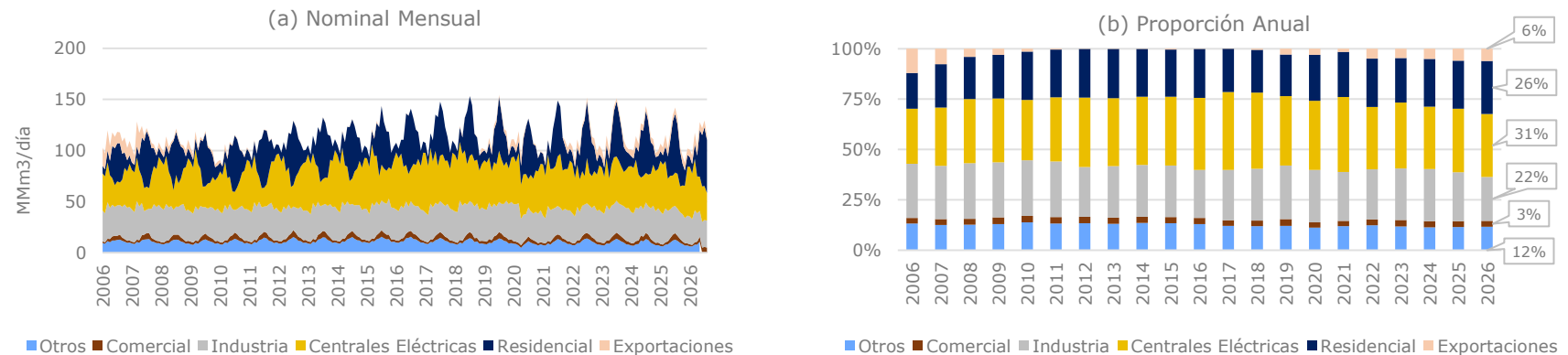
Gráfico 18. Participación en producción total de las 5 principales productoras, 2009-2026.



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 el primer semestre del año (b) la demanda está dominada por tres segmentos: Centrales Eléctricas (31%), Industria (22%) y Residencial (26%), mientras que Comercial (3%) y Otros (12%) mantienen participaciones menores.

Gráfico 19. Demanda de Gas Natural por tipo de usuario y exportaciones, 2006-2026.

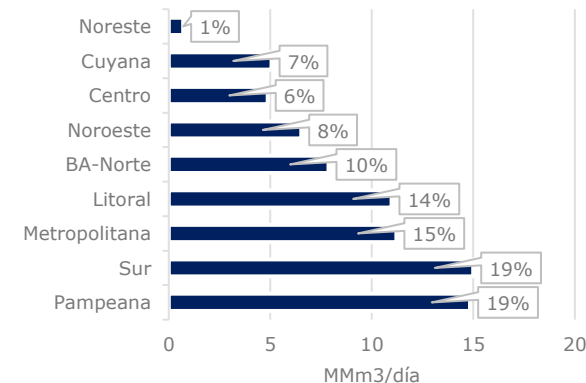


Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS.

Nota: Último dato disponible mayo 2026. La categoría "Otros" incluye Entes Oficiales, Subdistribuidores, RTP y GNC.

El Gráfico 20 muestra la distribución territorial de las entregas por área de licencia. En el acumulado anual, las regiones con mayor consumo han sido: Pampeana (19%), Sur (19%), Metropolitana (15%) y Litoral (14%); concentrando el 68% del total. Un segundo bloque lo integran BA-Norte (10%), Noroeste (8%), mientras que Centro (6%) y Cuyana (7%) presentan participaciones menores, y Noreste (1%) una incidencia marginal (último dato disponible agosto 2026).

Gráfico 20. Demanda de Gas Natural por área de licencia, acumulado 2026.

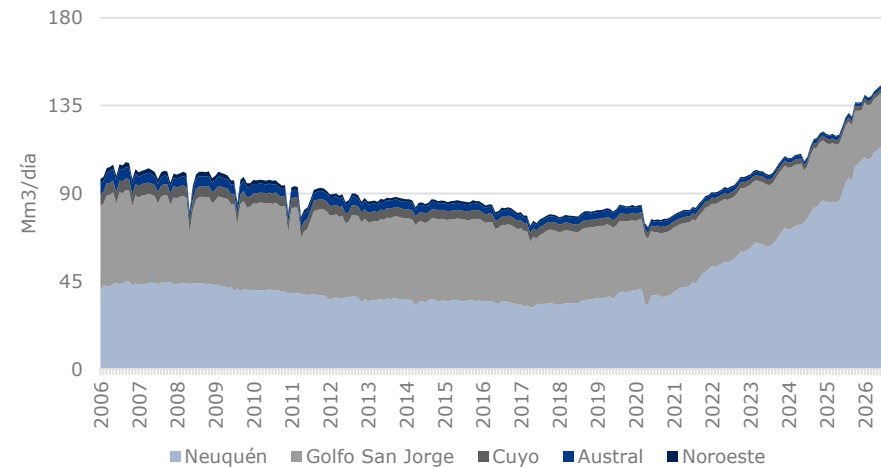


Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS.

Petróleo

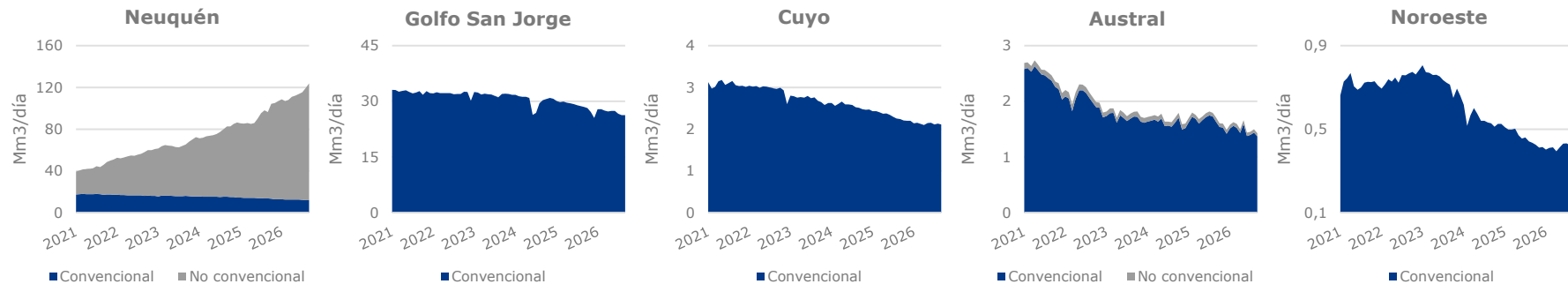
Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de petróleo fue de 154,2 mil metros cúbicos diarios (Mm^3/d) en septiembre de 2026, registrando un decrecimiento de 3,0% i.m. y un crecimiento de 19,2% i.a.. En el acumulado anual, el crecimiento fue de 16,7% frente al mismo período de 2025, impulsado principalmente por la expansión del shale oil en la cuenca Neuquina. Esta cuenca explica tres cuartas partes de la producción nacional (80%), seguida por Golfo San Jorge (17%), Cuyo (1%), Austral (1%) y Noroeste (0,3%). Desde 2021, la Neuquina incrementó 30% puntos porcentuales su participación en la producción total, consolidándose como epicentro del desarrollo no convencional.

Gráfico 21. Producción de Petróleo por cuenca, 2006-2026.



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

Gráfico 22. Producción de Petróleo por cuenca y tipo de recurso, 2021-2026.

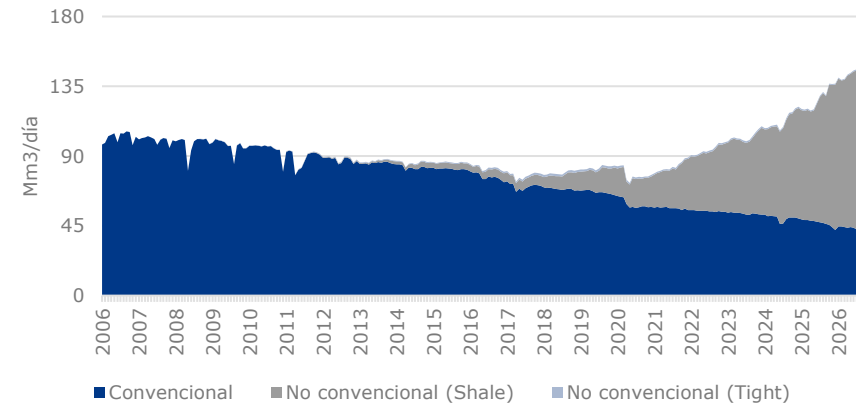


Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

En cuanto al tipo de recurso, el 73% de la producción corresponde a petróleo no convencional (mayoritariamente shale), que creció 4,2% i.m. y 34,9% i.a., mientras que la producción convencional (27% del total) cayó -0,2% i.m. y -8,9% i.a.

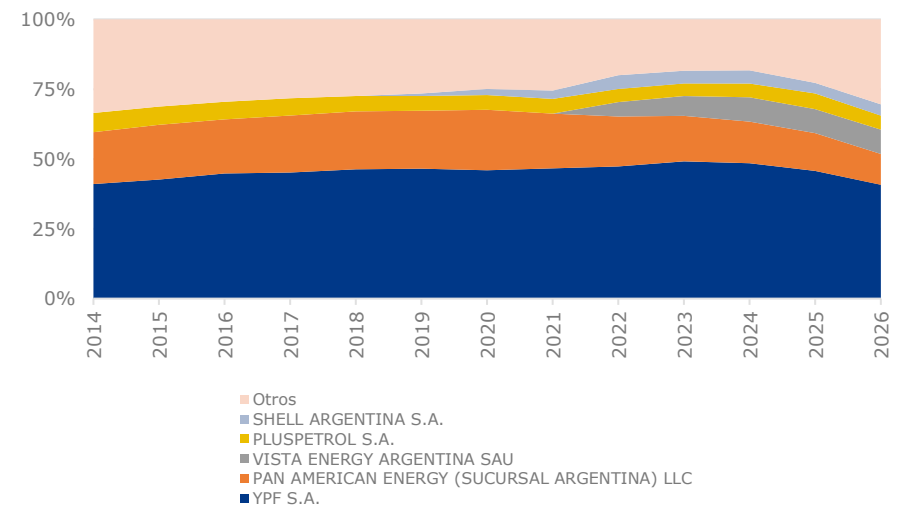
Entre las empresas productoras, YPF mantiene el liderazgo con 41% del total nacional, seguida por Pan American Energy (11%), Vista Energy (9%), Pluspetrol (5%) y Shell (4%). Estas cinco compañías concentran el 70% del mercado, reflejando la persistente concentración en el segmento upstream.

Gráfico 23. Producción de Petróleo por tipo de recurso, 2006-2026.



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

Gráfico 24. Producción de Petróleo por empresa, 2014-2026.



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

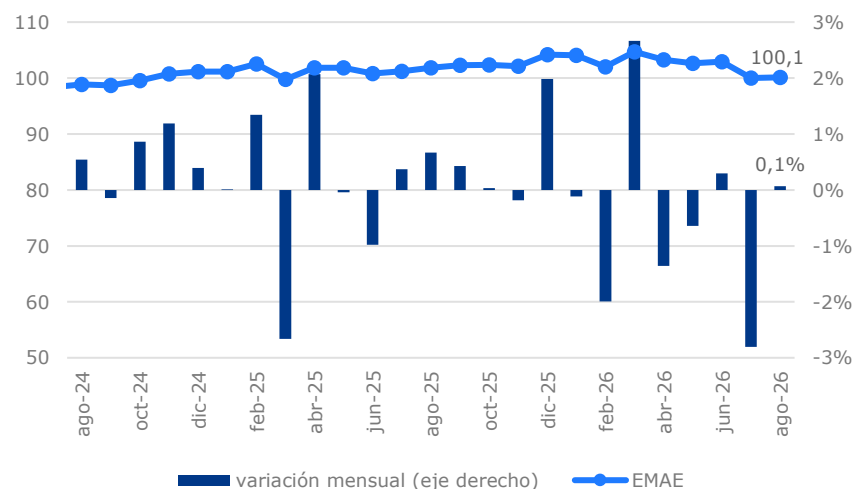
En **agosto de 2026** el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) creció un 0,1% respecto de julio (sin estacionalidad) acumulando un crecimiento de 1,2% respecto a los primeros ocho meses de 2025.

De esta manera, la **actividad económica** se encuentra 0,1% por encima de los niveles de 2017. Sin embargo, se mantiene la heterogeneidad sectorial del año, donde los sectores minero, agropecuario y de intermediación financiera son los que más crecen mientras el resto de los sectores presentan leve crecimiento, estancamiento o caídas.

Los sectores que más crecieron interanualmente fueron Explotación de minas y canteras (11,1%), Electricidad, gas y agua (4,3%) y Hoteles y restaurantes (3,1%). Por su parte, la Industria manufacturera disminuyó un 3,2% interanual (i.a.).

Para 2026, según el Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA de septiembre, los analistas proyectan un crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de 1,5%.

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



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

En cuanto a la **balanza energética**, durante enero-septiembre de **2026** las exportaciones de combustibles y energía (CyE) acumularon un valor de US\$12.452 millones (Gráfico 26) mientras que las importaciones sumaron US\$3.025 millones, resultando en un **saldo comercial positivo de US\$9.427 millones**.

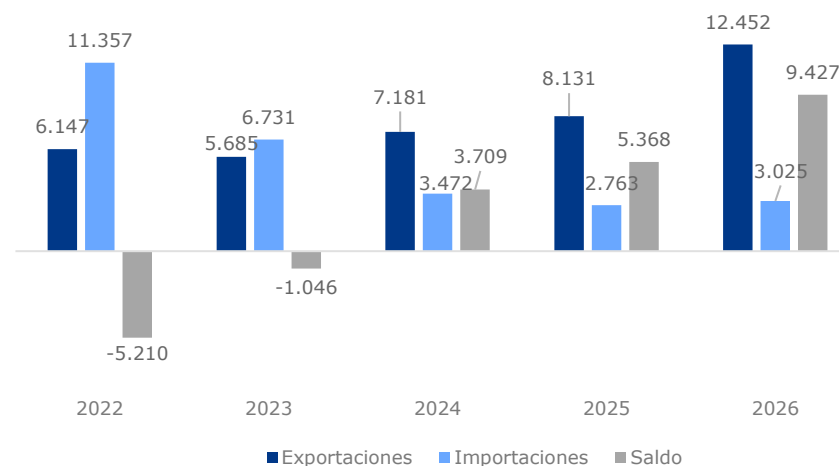
De esta manera, las exportaciones de combustibles y energía crecieron un **53% respecto de 2025**, representando el 16,1% de las exportaciones totales del país. Las importaciones de Combustibles y lubricantes crecieron 9,5% respecto del mismo período, representando el 5,4% de las importaciones totales.

En cuanto a precios y cantidades, las cantidades exportadas acumuladas en 2026 crecieron 29,5% respecto a 2025 con crecimiento del 18,6% en su precio, mientras que las cantidades importadas decrecieron 10,7% con un aumento del 23,3% en su precio.

Por su lado, los principales destinos de exportación del rubro combustibles y energía (CyE) fueron: Estados Unidos (24% del total exportado), Chile (19%), Brasil (5%) y China (4%), representando estos países el 52% del destino de las exportaciones.

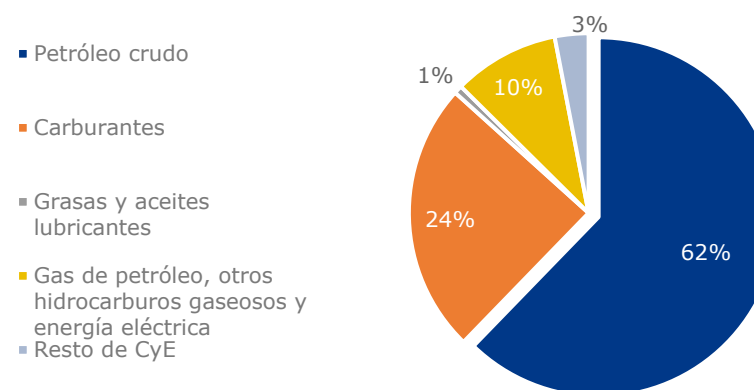
Al analizar por subrubro (Gráfico 27) el 62% de las exportaciones de CyE en 2026 correspondieron a Petróleo crudo, el 24% a Carburantes y el 10% a Gas de petróleo, otros hidrocarburos gaseosos y energía eléctrica.

Gráfico 26. Exportaciones, importaciones y saldo comercial de energéticos. Acumulado durante enero-septiembre de cada año, 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

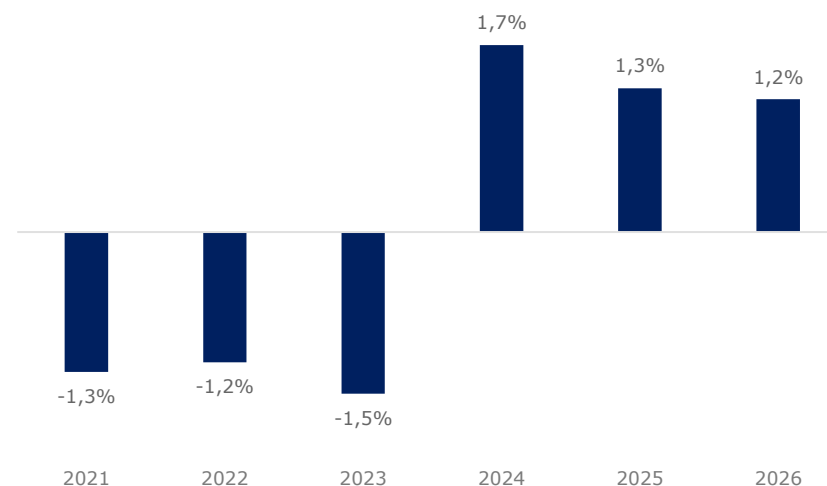
El Sector Público Nacional (SPN) registró en los primeros 9 meses de 2026 un superávit fiscal primario del 1,2% del Producto Interno Bruto (PIB).

Los ingresos totales alcanzaron los US\$88.897 millones, mientras que los gastos totales acumularon US\$79.398 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 1% interanual en términos reales.**

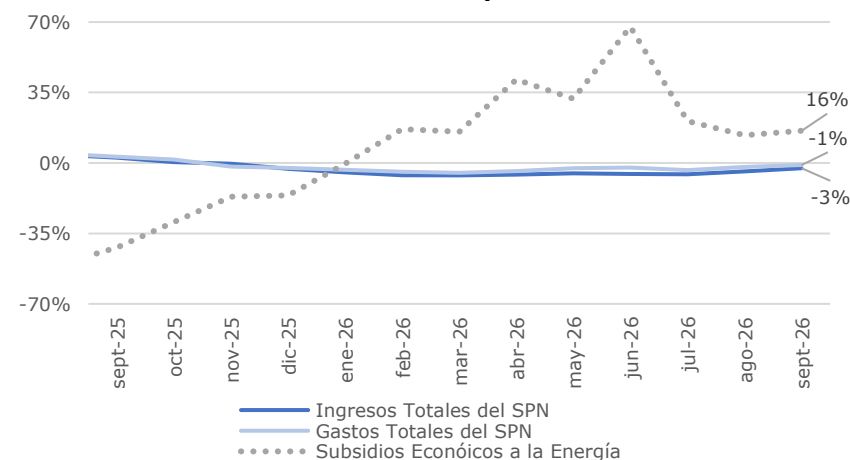
Por su lado, el **gasto en subsidios económicos a la energía** evidencia **un crecimiento real interanual del 16%**. De esta manera, hasta septiembre de 2026 acumularon un 0,5% del PIB (US\$4.290 millones en base caja) aumentando un 37% respecto de 2025 (US\$3.142 millones).

Gráfico 28. Resultado fiscal primario del SPN en % PIB. Primeros 9 meses de cada año.



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).

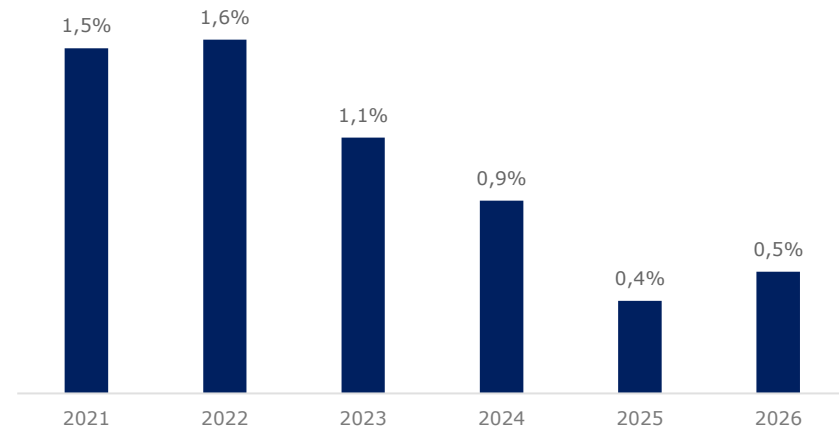


Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP), **a septiembre de 2026 los subsidios energéticos devengados acumularon un total de US\$3.697 millones**, siendo la partida más importante la destinada a CAMMESA (US\$3.011 millones, 81% del total) y a Energía Argentina S.A. (US\$405 millones, 11% del total).

Nota: los valores expresados en US\$ fueron calculados utilizando el valor de \$1443 por dólar, correspondiente al promedio mensual del dólar mayorista publicado en BCRA durante enero-septiembre de 2026.

Gráfico 30. Subsidios económicos a la energía en % PIB. Primeros 9 meses de cada año.



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Cambiario

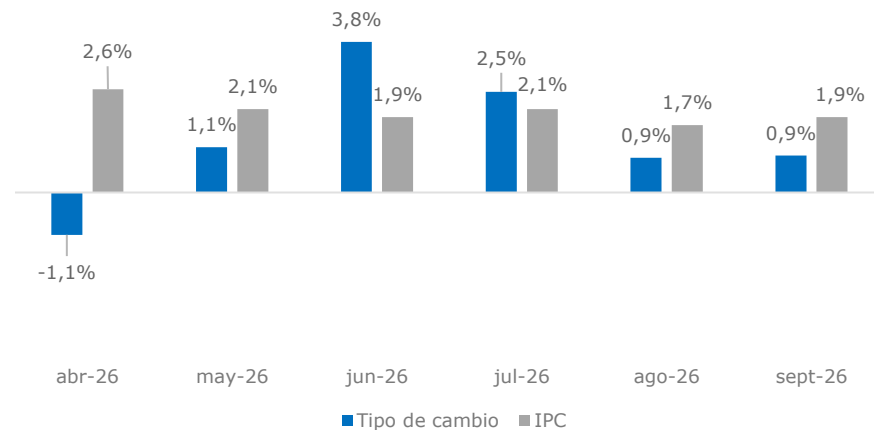
Durante enero-septiembre de 2026 el tipo de cambio oficial aumentó 4,6%, mientras que el nivel general de precios medido por el Índice de Precios al Consumidor aumentó 23,7%.

Como se observa en el Gráfico 31, desde abril **tipo de cambio aumentó un 1,4% mensual**, frente a una inflación del 2,1% promedio mensual. En el Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA de septiembre, los analistas estiman una **inflación minorista para los próximos 12 meses de 21,1%** y un **crecimiento del tipo de cambio nominal del 28,5%**.

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 6% en los últimos 9 meses**, reduciéndose con respecto a los niveles de 2025 (10%).

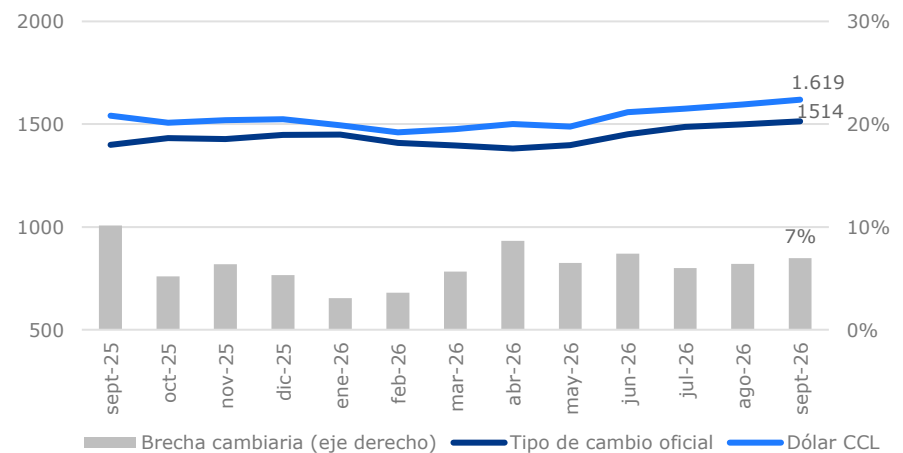
Los menores **niveles de brecha cambiaria incentivaron la oferta de dólares generados por las exportaciones** en el mercado único y libre de cambios (MULC), facilitando la acumulación de **Reservas Internacionales** por parte del Banco Central. De enero a septiembre de 2026, las mismas **aumentaron en US\$6.793 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.

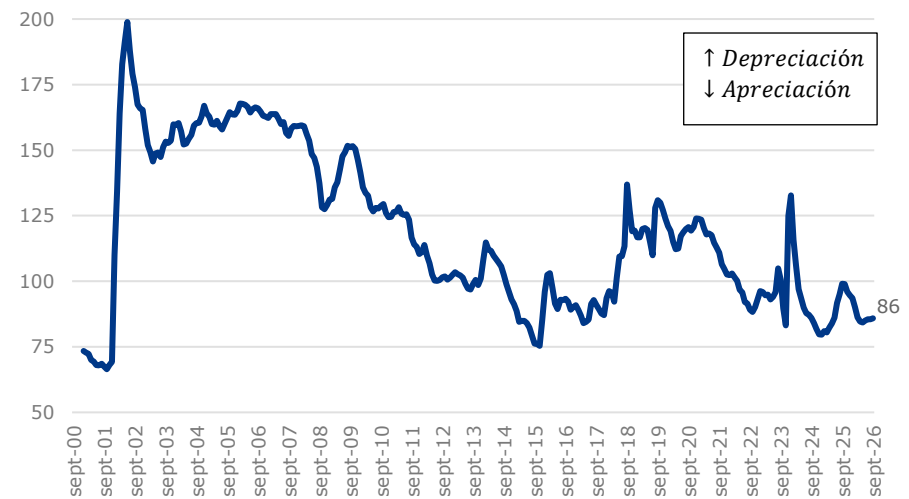


Fuente: Elaboración propia con base en BCRA y rava.com.

Durante enero-septiembre de 2026, el **Índice de Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM)** se **apreció 9% respecto de diciembre de 2025**. 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 mediados de 2017, **mostrando una competitividad precio 24% mayor a la de 2001**. Si se considera además el aumento de la presión tributaria nacional, de 16,9% del PIB en 2001 a **21,2% en 2026**, el ITCRM actual se encuentra un **20% 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 octubre 2026.

ASAP. Informe de ejecución presupuestaria de la administración pública nacional, septiembre 2026.

CAMMESA. Informe Mensual, Septiembre 2026.

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 septiembre 2026, 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