

# Energía y Macroeconomía

2023 - II 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 mayo de 2023 (último dato disponible) que la **actividad económica** acumuló un decrecimiento de 1,3% respecto a los primeros 5 meses de 2022.

A nivel fiscal, los **subsidios económicos a la energía** decrecieron en junio de 2023 un 16% real interanual (es decir, descontada la inflación del período) mientras que el gasto total del Sector Público Nacional decreció un 9% real. De esta manera los **subsidios a la energía** representaron un 0,76% del PIB, acumulando a junio de 2023 un valor de US\$6.078 millones.

También se destaca la **inflación promedio mensual** de 7,1% (127% anualizada) y el déficit acumulado en el primer semestre de US\$735 millones en la **balanza energética**.

En el **sector eléctrico** la potencia instalada registrada en **junio 2023** ascendió a 43.405 MW. La generación local del mismo periodo fue 11.774 GWh, con variaciones 9,8% intermensual (i.m.) y -6,6% interanual (i.a.). Por otra parte, la demanda local fue 12.070 GWh, con variaciones 17,6% i.m. y -7,7% i.a. El monómico medio mensual sancionado por CAMMESA ascendió a 105,22 US\$/MWh y el precio estacional medio a 43,79 US\$/MWh.

En el **sector de hidrocarburos** la producción de gas natural de mayo 2023 fue 134,9 MMm3/d con variaciones 4,8% i.m. y -0,8% i.a. La producción de petróleo en el mismo periodo fue 101,3 Mm3/d con variaciones -0,2% i.m. y 8,7% i.a.

## Contenido

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>1</b>
<b>ENERGÍA ELÉCTRICA</b> .....	<b>1</b>
Generación .....	1
Demanda .....	5
Importación y exportación .....	7
Precios .....	8
<b>HIDROCARBUROS</b> .....	<b>9</b>
Producción de Gas Natural .....	9
Producción de Petróleo .....	11
<b>MACROECONOMÍA</b> .....	<b>13</b>
Actividad .....	13
Fiscal .....	14
Cambiario .....	16
<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>18</b>
<b>ANEXO: TABLA DE ABREVIACIONES</b> .....	<b>18</b>

# 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.

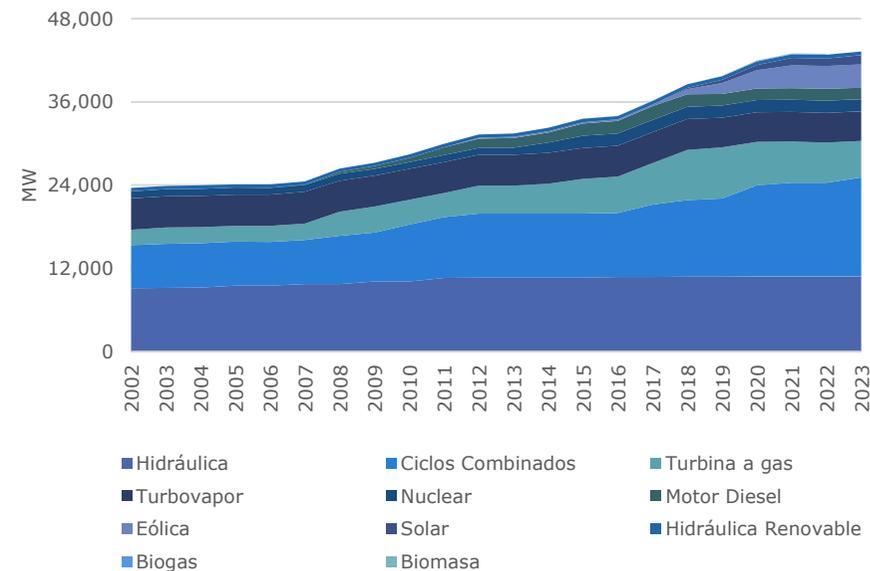
## Generación

La **potencia instalada** en el periodo 2002-2023 registra crecimientos promedio anual de 3% y punta a punta de 84%. En **junio 2023** ascendió a 43.405 MW, con variación 1,22% i.a. y 0,04% i.m.

Durante el 2023 el crecimiento acumulado es 1,1% y está explicado principalmente por la disminución de potencia en turbina a gas (567 MW); contrarrestado por el incremento de potencia de ciclo combinado (780 MW), solar (225,7 MW) y eólica (77,4 MW).

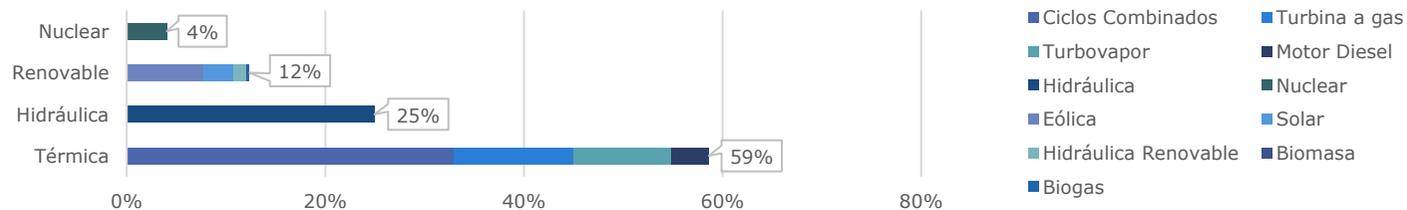
**Por fuente de generación y tecnología**, en el acumulado 2023 la potencia térmica representa el 59%, compuesta de ciclo combinado, 33%; turbina a gas, 12%; turbovapor, 10%; y motor diésel, 4%. La potencia hidráulica aporta el 25%. La potencia renovable representa el 12%, compuesta de eólica, 8%; solar, 3%; hidráulica renovable, 1%; biogás, 0,2%; y biomasa, 0,2%. Finalmente, la potencia nuclear aporta el 4%.

**Gráfico 1. Potencia instalada anual por tecnología, 2002-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

**Gráfico 2. Potencia instalada por tipo de tecnología, 2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

**Por región geográfica,** en junio 2023 las regiones que concentraron la mayor proporción de potencia instalada son Provincia de Buenos Aires (19%) y Gran Buenos Aires (18,9%). Siguen en orden de participación: Comahue (16%); Noroeste (10%); Litoral (9%); Centro (7%); Noreste (7%); Patagónica (6%); y Cuyo (5%).

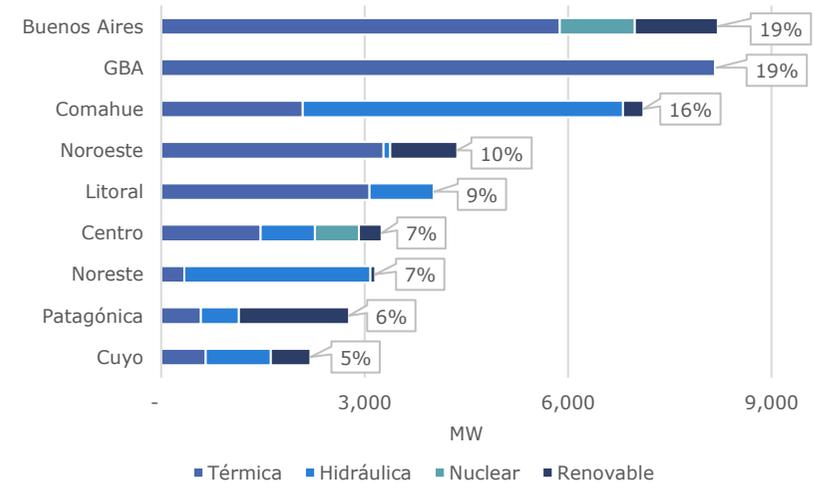
En el periodo acumulado anual se habilitaron comercialmente 605,5 MW: 326,3 MW renovable y 279,2 MW térmica. El incremento de potencia renovable se localizó en las regiones Cuyo (178,7 MW) y Buenos Aires (97,4 MW); y en menor medida, en Centro (47 MW) y Comahue (3,1 MW). Por otra parte, el incremento de potencia térmica se localizó en la región de Gran Buenos Aires (279,2 MW).

Las tres principales regiones del país en cuanto a potencia instalada presentan la siguiente desagregación por fuente:

- La región Buenos Aires cuenta con 8.209 MW, clasificados por fuentes en: Térmica 72%; Nuclear 13%; Renovables 15%.
- La región GBA cuenta con 8.188 MW, clasificados por fuentes en: Térmica 99.7%; Renovables 0.3%.
- La región Comahue cuenta con 7.111 MW, clasificados por fuentes en: Térmica 29%; Hidráulica 66%; Renovables 4%.

La potencia Térmica se localiza principalmente en la región GBA (32%); la Hidráulica en la región Comahue (44%); la Nuclear en la región Buenos Aires (63%); la Renovables en la región Patagónica (31%).

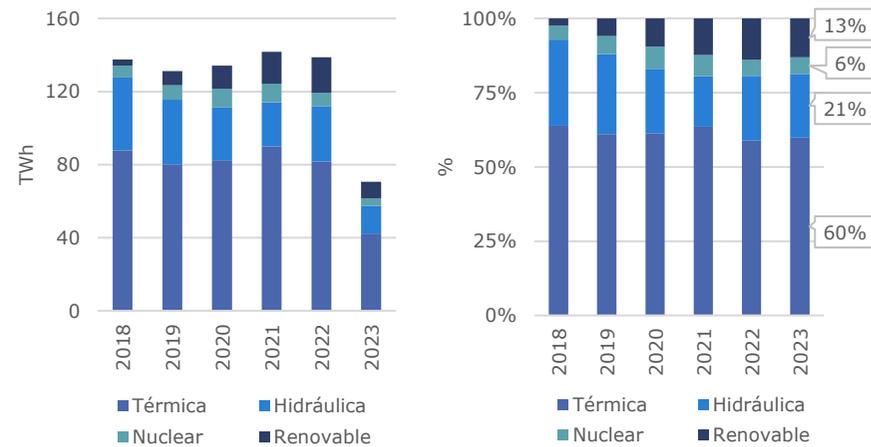
**Gráfico 3. Potencia instalada por región y por fuente, marzo 2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

La **matriz eléctrica argentina** se integra principalmente de tecnologías de generación térmica<sup>1</sup>, que en conjunto actualmente representan el 60%. La generación hidráulica es la segunda fuente en orden de participación con el 21%; desde el 2018 ha perdido 8 puntos porcentuales (p.p.). La generación renovable alcanza actualmente el 13% de participación; incrementando su aporte en 11 p.p. desde 2018. Finalmente, la generación nuclear aporta el 6%.

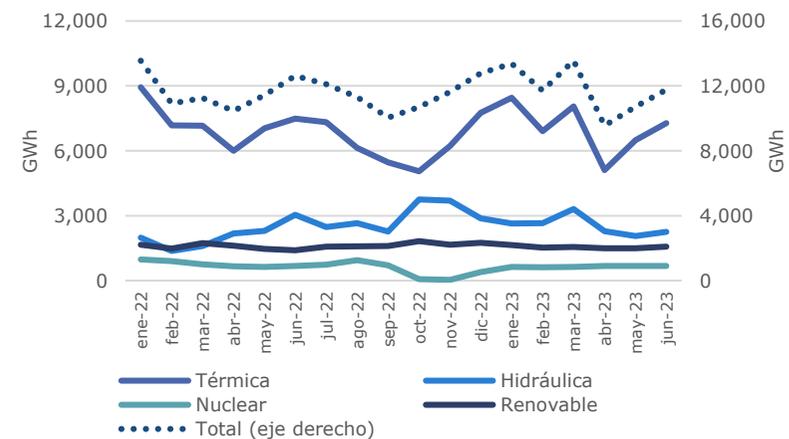
**Gráfico 4. Generación anual por fuente, 2018-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En **junio 2023** la generación fue 11.774 GWh, con variaciones 9,8% i.m. y -6,6% i.a. En el **acumulado anual** la generación asciende a 70.675 GWh, lo que en comparación con el mismo periodo del año anterior representa un crecimiento de 0,7%.

**Gráfico 5. Generación mensual por fuente, 2020-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

<sup>1</sup> La generación térmica en la Argentina está integrada por las tecnologías: ciclos combinados; turbina a gas; turbovapor; y motor diésel.

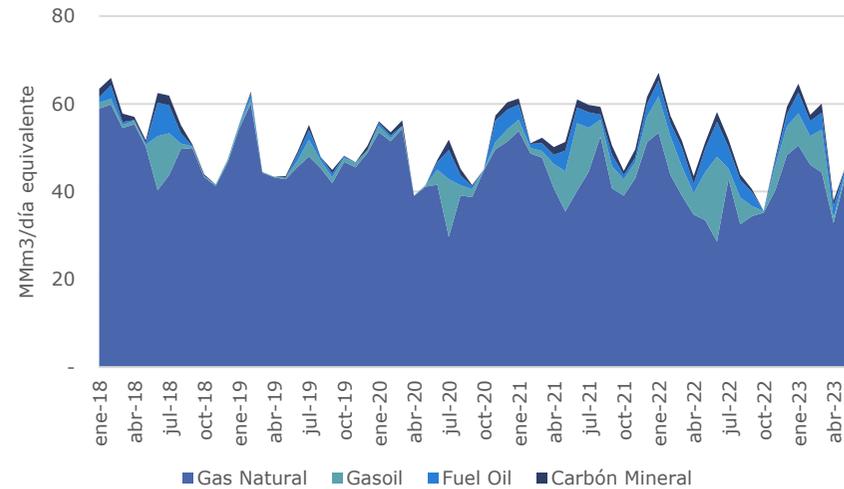
La generación térmica tiene como principal combustible al gas natural, alcanzando el 80% de participación en el acumulado anual (hasta junio). Siguen en orden de participación, el gasoil con 10%, el fuel oil con 7% y el carbón mineral con 3% (medidos en unidades equivalentes de MMm3/día).

En el segundo trimestre del año el consumo promedio mensual del gas natural ascendió a 38,64 MMm3/día, registrando una disminución de 5% respecto del promedio histórico del segundo trimestre desde 2018. También disminuyó en el mismo periodo el consumo de gasoil en 48% y carbón mineral 21%. Complementariamente, se incrementó el consumo de fuel oil 30%.

En el acumulado anual, las emisiones de CO<sub>2</sub>e del parque de generación térmico ascendieron a 20,4 MM tCO<sub>2</sub>e. El 74% se correspondió con el uso del gas natural como combustible, el 13% gasoil, 9% fuel oil y 4% carbón. Desde el año 2020 se observa un incremento en la participación de las emisiones de CO<sub>2</sub>e del gasoil y fuel oil correspondiente con el incremento de su uso para satisfacer principalmente incrementos estacionales de demanda.

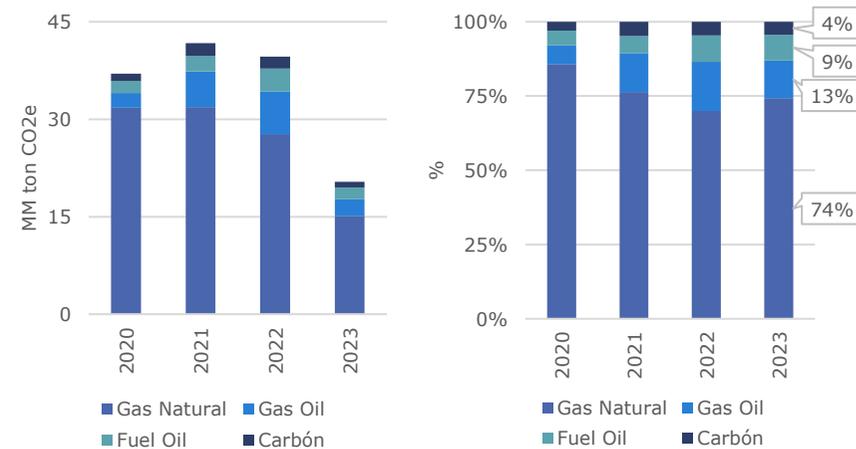
Cabe mencionar que el promedio anual de emisiones de CO<sub>2</sub>e por MWh térmico generado en el periodo 2020-2023 pasó de 0,45 tCO<sub>2</sub>e/MWh a 0,48 tCO<sub>2</sub>e/MWh. En el mismo periodo el factor de emisiones del total de la producción local pasó de 0,272 tCO<sub>2</sub>e/MWh a 0,267 tCO<sub>2</sub>e/MWh.

**Gráfico 6. Consumo de combustibles para generación eléctrica, 2018-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

**Gráfico 7. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub>e de la generación térmica, 2020-2023.**



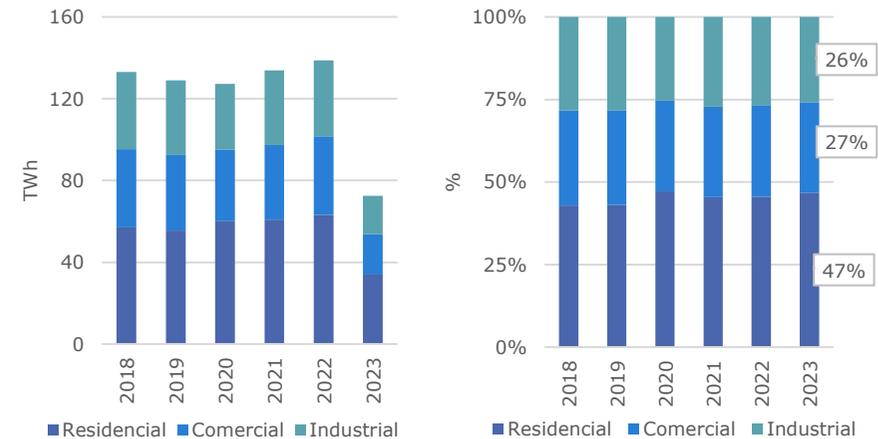
Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

## Demanda

En el año 2023 los **sectores de demanda** representan: 47%, la demanda residencial; 27%, la demanda comercial; y 26% la demanda 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.

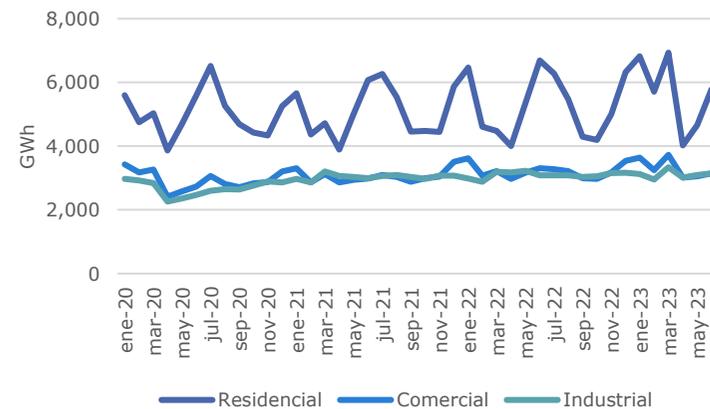
**Gráfico 8. Demanda anual por tipo de usuario, 2018-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En **junio 2023** la demanda local fue 12.070 GWh, con variaciones 17,6% i.m. y -7,7% i.a.; la diferencia respecto de la oferta interna fue cubierta por importaciones. En el periodo **acumulado anual** la demanda asciende a 72.428 GWh, lo que en comparación con el mismo periodo del año anterior representa un crecimiento del 4,3%.

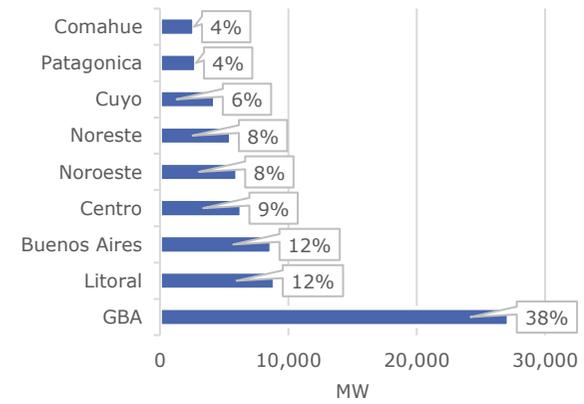
**Gráfico 9. Demanda mensual por tipo de usuario, 2018-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

**Por región geográfica**, la demanda acumulada anual se concentra en Gran Buenos Aires (37,5%), Litoral (12,4%) y Provincia de Buenos Aires (12%). Siguen en orden de participación: Centro (9%); Noroeste (8%); Noreste (8%); Cuyo (6%); Patagónica (4%) y Comahue (4 %).

**Gráfico 10. Demanda por región, marzo 2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

## Importación y exportación

En el periodo 2002-2023 las importaciones de energía eléctrica han superado a las exportaciones en la mayoría de los años, sólo en los periodos 2004-2006 y 2020-2021 se registra lo contrario. En el año 2022 el saldo externo positivo representó el 4,52% de la demanda local y en el año 2023 el saldo positivo acumulado a junio representó 6,86%.

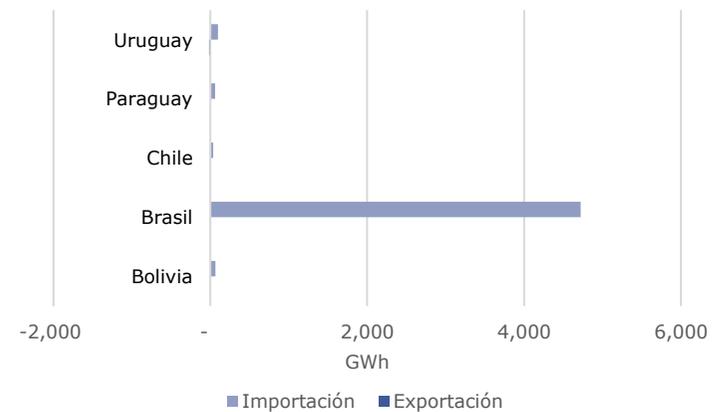
Durante el periodo **acumulado anual** se exportaron 17 GWh, el principal destino fue Uruguay (99%). En cuanto a las importaciones, se demandaron 4.984 GWh principalmente de Brasil (95%) y Uruguay (2%).

**Gráfico 11. Importación y exportación anual de energía eléctrica, 2002-2023.**



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, acumulado 2023.**

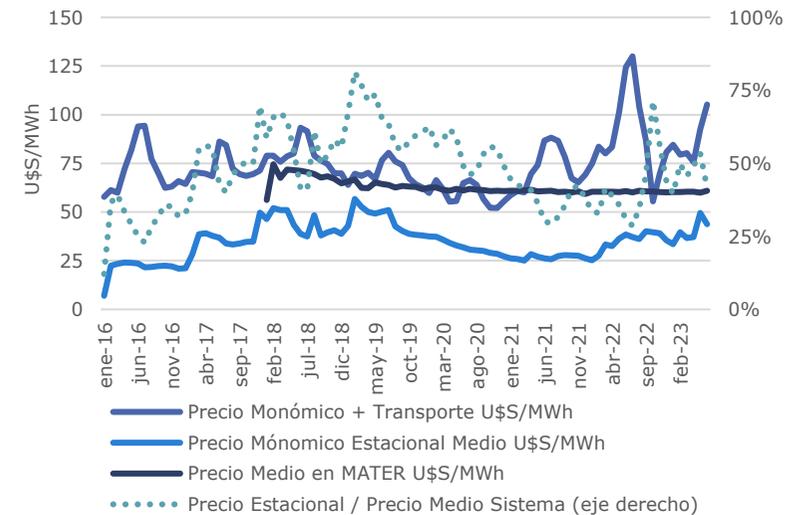


Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

## Precios

En **junio 2023** el monómico medio del sistema (energía, potencia y transporte) ascendió a 105,22 US\$/MWh y el precio estacional medio a 43,79 US\$/MWh. El precio estacional medio cubrió el 42% del monómico medio del sistema, lo que representó un 58% de participación de subsidio económico del Estado Nacional.

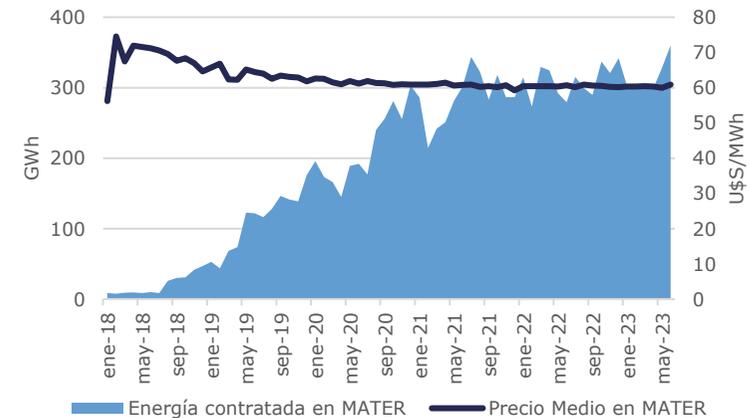
**Gráfico 13. Precio monómico medio y precio estacional, 2016-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CMMESA.  
Nota: Se considera cotización de Dólar Mayorista BCRA, promedio mensual.

Por otra parte, en **junio 2023** en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) se transaccionaron 360,02 GWh a un precio medio de 60,9 US\$/MWh. La energía comercializada en el periodo representó el 6,95% de la demanda abastecida en el Mercado Eléctrico Mayorista. Desde mayo 2021 la energía transaccionada en el MATER no presenta grandes variaciones sostenidas, ubicándose en torno a los 309 GWh en promedio.

**Gráfico 14. Precio medio y energía contratada en MATER, 2018-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CMMESA.  
Nota: Se considera cotización de Dólar Mayorista BCRA.

## Hidrocarburos

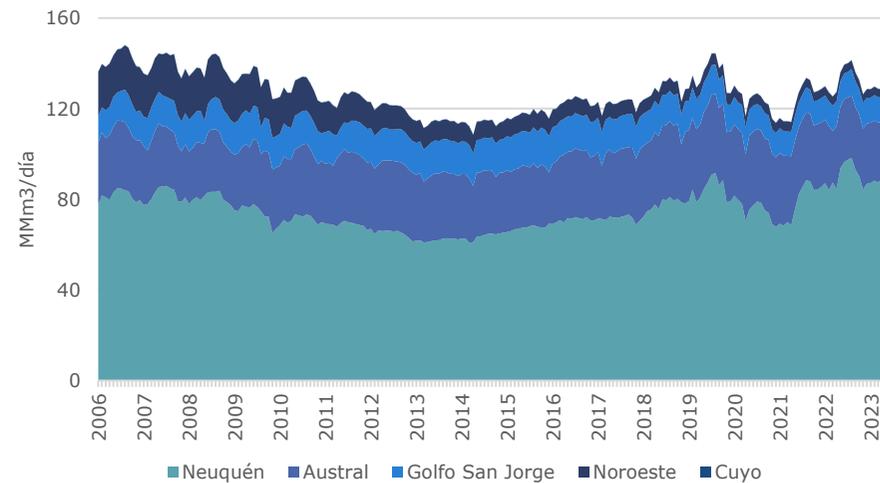
En la presente sección se caracteriza el sector hidrocarburífero argentino según los principales indicadores productivos de petróleo y gas natural.

### Producción de Gas Natural

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de gas natural en **mayo 2023** fue 134,9 MMm3/d con variaciones 4,8% i.m. y -0,8% i.a. La producción acumulada anual varió 0,76%, respecto de igual periodo del año anterior.

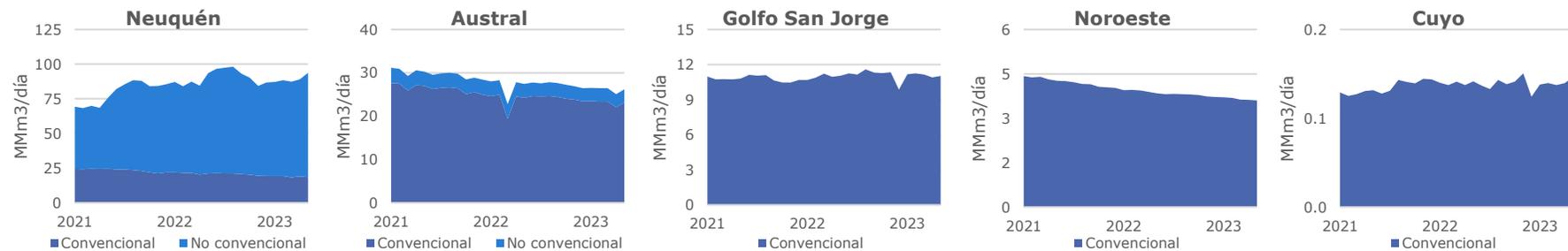
Las cuencas con mayor participación en la producción total de mayo 2023 son Neuquén (70%) y Austral (19%), siguen en orden de relevancia Golfo San Jorge (8%), Noroeste (3%) y Cuyo (0,1%). Desde enero 2021 la cuenca Neuquén ganó 9,8 p.p. de participación explicado principalmente por incremento de la producción no convencional y la cuenca Austral perdió 7,5 p.p. explicado mayoritariamente por disminución de la producción convencional.

**Gráfico 15. Producción de Gas Natural por cuenca, 2006-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

**Gráfico 16. Producción de Gas Natural por cuenca y tipo de recurso, 2021-2023.**

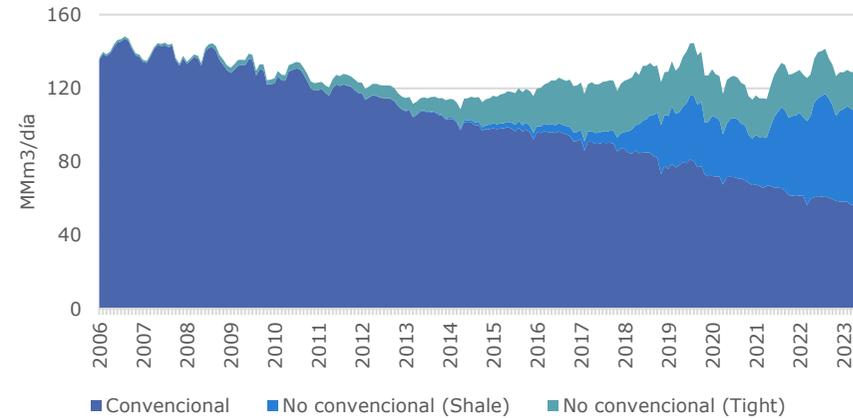


Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

**Por tipo de recurso**, en marzo 2023 el 42% se corresponde con producción convencional, la cual muestra variaciones 1,1% i.m. y -6,3% i.a. Por otro lado, el 58% restante se corresponde con producción no convencional (42% Shale y 16% Tight), la cual presenta variaciones 7,7% i.m. y 3,6% i.a., esta última explicada principalmente por el Shale.

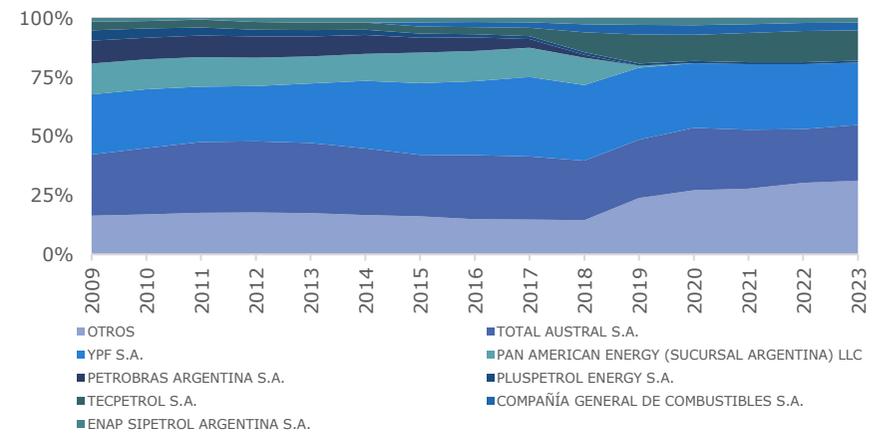
Las **principales empresas productoras** en el periodo acumulado anual hasta marzo 2023 son YPF (26%), Total Austral (23%), Tecpetrol (13%) y Pan American Energy (13%). El resto de las compañías representan el 25% en conjunto.

**Gráfico 17. Producción de Gas Natural por tipo de recurso, 2006-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

**Gráfico 18. Producción de Gas Natural por empresa, 2009-2023.**



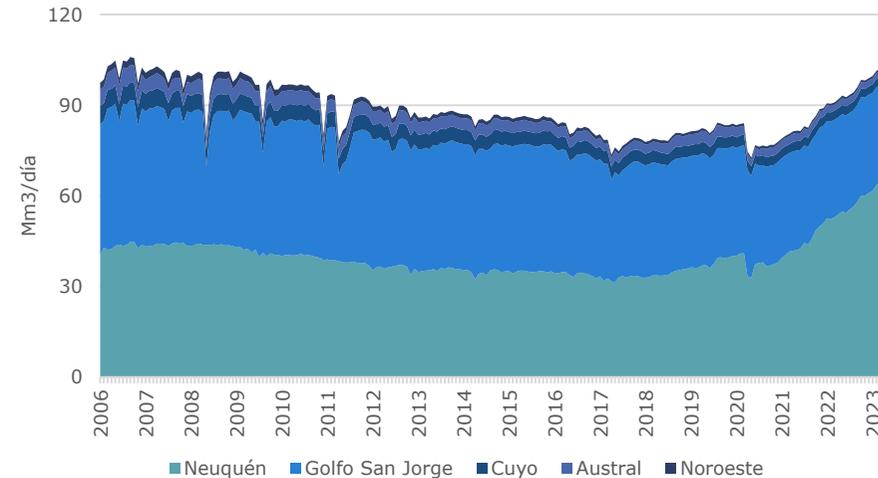
Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

## Producción de Petróleo

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de petróleo en **mayo 2023** fue 101,3 Mm3/d con variaciones - 0,2% i.m. y 8,7% i.a. La producción acumulada anual varió 10,6%, respecto de igual periodo del año anterior.

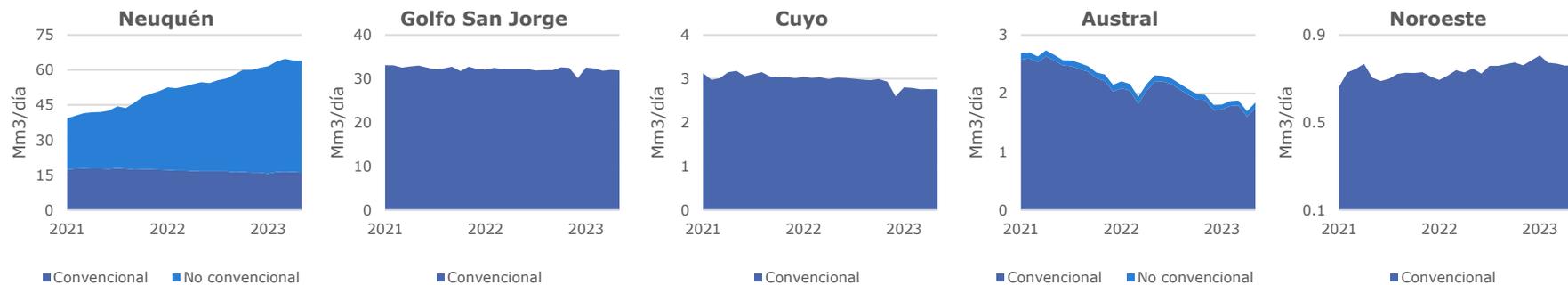
Las cuencas con mayor participación en la producción total de mayo 2023 son Neuquén (63%) y Golfo San Jorge (32%), siguen en orden de relevancia Cuyo (3%), Austral (2%) y Noroeste (1%). Desde enero 2021 la cuenca Neuquén ganó 13,3 p.p. de participación explicado principalmente por el incremento de la producción no convencional y la cuenca Golfo San Jorge disminuyó en 10,4 p.p. explicado por su escaso crecimiento en la producción la cual se mantuvo en valores cercanos al actual.

**Gráfico 19. Producción de Petróleo por cuenca, 2006-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

**Gráfico 20. Producción de Petróleo por cuenca y tipo de recurso, 2021-2023.**

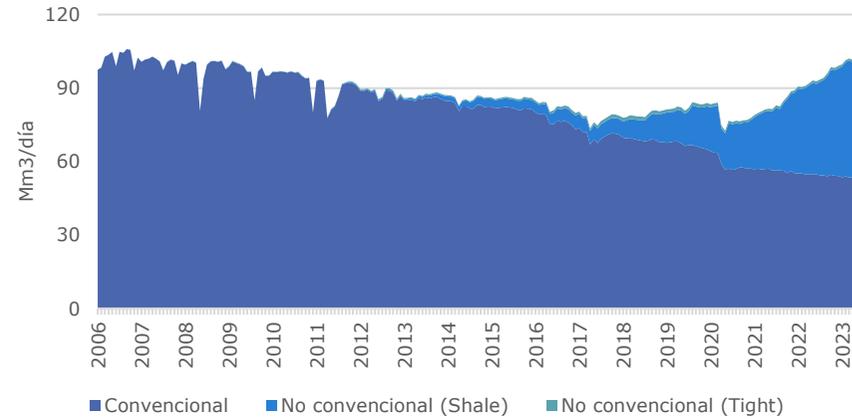


Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

**Por tipo de recurso,** en mayo 2023 el 53% se corresponde con producción convencional, la cual muestra variaciones -0,6% i.m. y -2,9% i.a. Por otro lado, el 47% restante se corresponde con producción no convencional (46% Shale y 1% Tight), la cual presenta variaciones 0,2% i.m. y 25,4% i.a. impulsada por crecimiento del Shale.

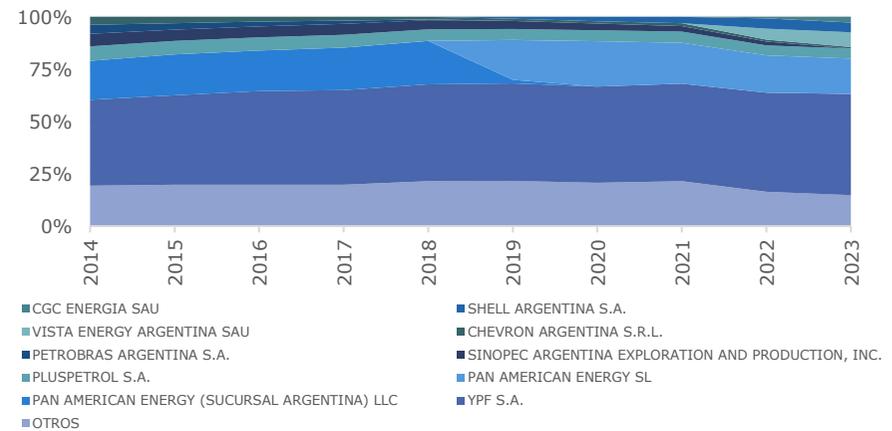
Las **principales empresas productoras** en el acumulado anual (noviembre último dato disponible) son YPF (48%), Pan American Energy (17%), Vista Energy (7%), Pluspetrol (5%), Shell (5%) y Tecpetrol (2%). El resto de las compañías representan el 16% en conjunto.

**Gráfico 21. Producción de Petróleo por tipo de recurso, 2006-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

**Gráfico 22. Producción de Petróleo por empresa, 2014-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

## Macroeconomía

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

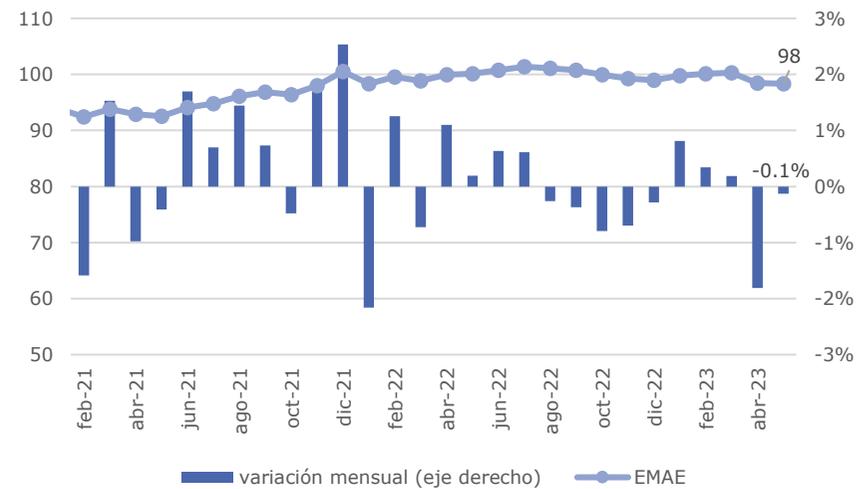
### Actividad Económica

En **mayo de 2023** el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) disminuyó un 0,1% respecto de abril (sin estacionalidad) acumulando un decrecimiento de 1,3% respecto a los primeros 5 meses de 2022.

**La actividad económica** se mantiene 6% por encima de los niveles pre-pandemia y -1,6% por debajo de los de 2017 (último año de crecimiento económico previo a la recesión de 2018-2019).

Los sectores que más crecieron interanualmente fueron Explotación de minas y canteras (5,3%), Hoteles y restaurantes (4,1%), Comercio mayorista, minorista y reparaciones (2,8%), Enseñanza (2,6%) y Administración pública y defensa (2,4%). Por su parte, la Industria manufacturera creció 0,1% interanual (i.a).

**Gráfico 23. Estimador Mensual de Actividad Económica (base 2017=100).**



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

En cuanto a la **balanza energética**, en el **1° semestre de 2023** las exportaciones de combustibles y energía acumularon un valor de US\$3.782 millones mientras que las importaciones sumaron US\$4.517 millones, resultando en un **saldo comercial negativo de US\$735 millones, mejorando respecto al saldo de 2022.**

De esta manera, las exportaciones de combustibles y energía decrecieron un **5,9% respecto del 1° semestre de 2022** y representaron 11,3% de las exportaciones totales del país (en 2022 representaban el 9,1%). Las importaciones de Combustibles y lubricantes decrecieron 32,9% respecto del mismo semestre, representando el 11,9% de las importaciones totales.

En cuanto a precios y cantidades, en **junio de 2023** el valor de las exportaciones decreció 37,7% interanual (-36,8% en precio, +0,4% en cantidades) mientras que el valor de las importaciones decreció 50% i.a (-13% en precio, -41,9% en cantidades).

## Fiscal

**El Sector Público Nacional (SPN) registró en el primer semestre de 2023 un déficit fiscal primario del 1,1%** del Producto Interno Bruto (PIB), incumpliendo con la meta de déficit primario establecido en el programa económico presentado al FMI (0,8% del PIB).

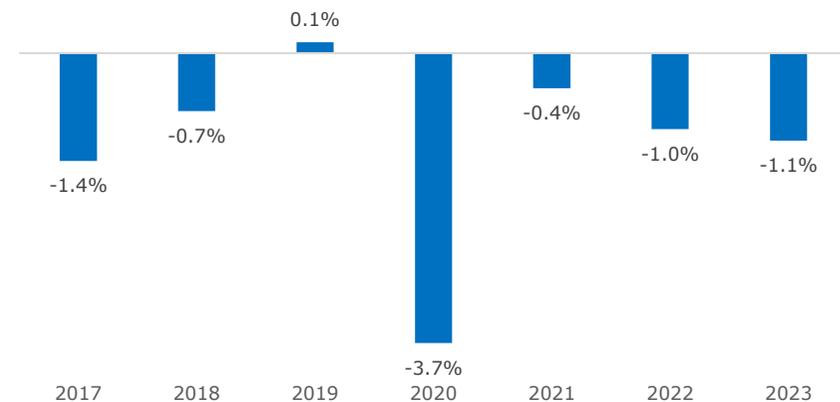
**Los ingresos totales alcanzaron los US\$55.501 millones**, mientras que **los gastos totales acumularon US\$64.360 millones** en el primer semestre del año.

**Gráfico 24. Exportaciones, importaciones y saldo comercial de energéticos. 1° semestre de cada año, en millones de dólares.**



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

**Gráfico 25. Déficit fiscal primario del SPN en % PIB. 1° semestre de cada año.**

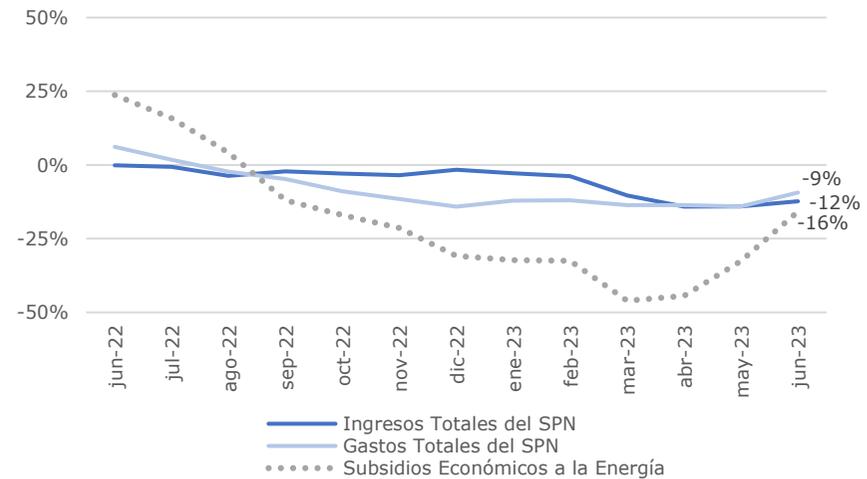


Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Como se observa en el Gráfico 26, los **ingresos totales crecieron por debajo de la inflación** (cayeron 12% real interanual) mientras que **los gastos totales mostraron una caída menor, del 9% real interanual (i.a)**. La caída de los ingresos (recaudación tributaria) se explica, entre otros factores, por el efecto de la sequía que afectó la recaudación vía derechos de exportación.

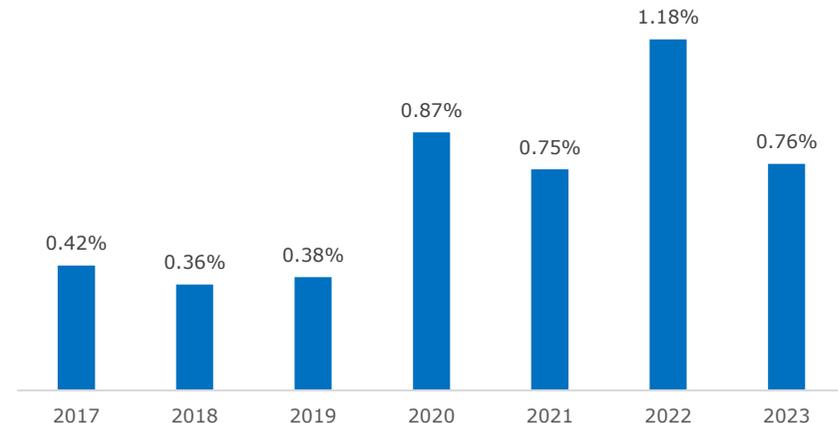
Mientras que la caída del gasto obedece, entre otros factores, al **menor gasto en subsidios económicos a la energía**, los cuales **mostraron una caída real interanual del 16%**. En el primer trimestre de 2023 representaron un 0,76% del PIB (US\$6.078 millones en base caja) disminuyendo respecto de 2022.

**Gráfico 26. 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.

**Gráfico 27. Subsidios económicos a la energía en % PIB. 1° semestre de cada año.**



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP) a **mayo de 2023, los subsidios energéticos devengados acumularon un total de US\$4.327 millones**, siendo las partidas más importantes las destinadas a CAMMESA (US\$2.148 millones, 50% del total) y a IEASA (US\$1.912 millones, 44% del total).

*Nota: los valores expresados en US\$ fueron calculados utilizando el valor de \$212,29 por dólar, correspondiente al promedio mensual del dólar mayorista publicado en BCRA durante enero-junio de 2023.*

## Cambiario

**De diciembre de 2022 a marzo de 2023 el tipo de cambio oficial aumentó 22%**, quedando por debajo del aumento del nivel general de precios medido por el Índice de Precios al Consumidor (24%).

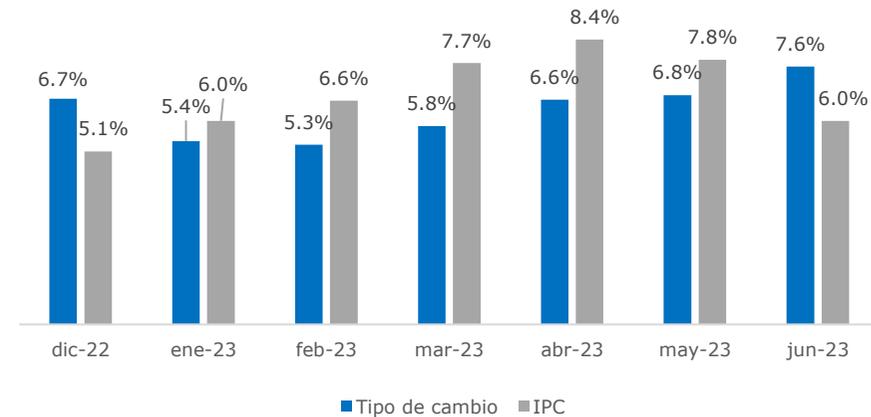
Como se observa en el Gráfico 28, a partir de enero de 2023 el **tipo de cambio comenzó a depreciarse al 6,3% promedio mensual** frente a una inflación que promedió el 7,1% en el mismo período. Estos valores equivalen a una tasa de depreciación anualizada del 107% frente a una **tasa de inflación de 127% anualizada**.

En cuanto a las expectativas de inflación, en el último Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA de junio, los analistas proyectan una **inflación minorista para los próximos 12 meses de 161,4%**.

**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 97% en los últimos dos años.**

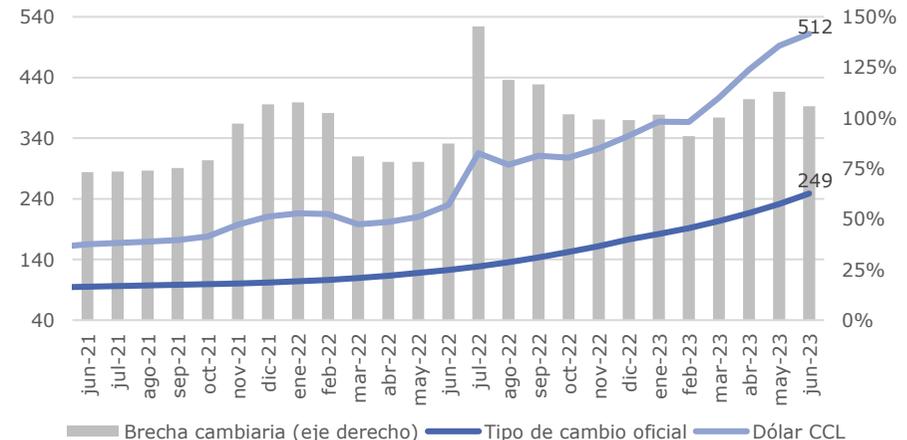
En un contexto de control y restricciones a la salida de capitales, **los niveles permanentemente altos de brecha cambiaria incentivan la demanda de dólares para importaciones y reducen la oferta de dólares generados por las exportaciones** en el mercado único y libre de cambios (MULC), dificultando la acumulación de Reservas Internacionales por parte del Banco Central. De diciembre de 2022 a junio de 2023, las mismas **disminuyeron en US\$16.672 millones**.

**Gráfico 28. Tipo de cambio oficial e Índice de Precios al Consumidor (IPC) - variación mensual en %.**



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC y BCRA.

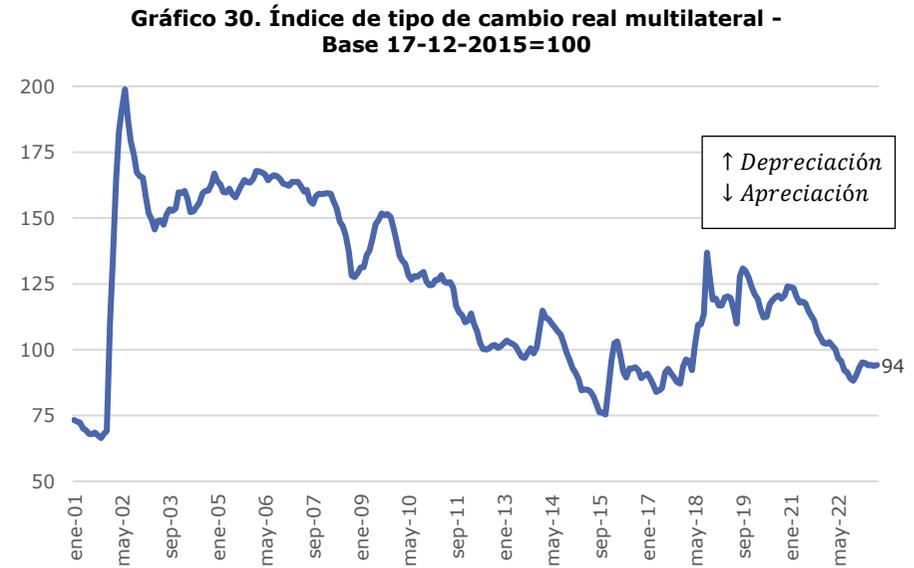
**Gráfico 29. Dólar oficial, dólar CCL y brecha cambiaria – en pesos por dólar y en %, respectivamente.**



Fuente: Elaboración propia con base en BCRA e investing.com.

En 2023, el **Índice de Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM)** se depreció **1,1%** respecto de diciembre de 2022 y se apreció **24%** respecto de diciembre de 2020. 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 fines de 2014 (zona de atraso cambiario) **mostrando una competitividad precio 36% mayor a la de fines de 2001**. Si se considera además el aumento de la presión tributaria nacional, de 17% del PIB en 2001 a **25% en 2023**, el ITCRM actual se encuentra un **27% por encima del ITCRM de 2001**.



Fuente: Elaboración propia con base en BCRA.

## Referencias

---

*CAMMESA. Informe Mensual, junio 2023.*

*Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Capítulo IV.*

*Ministerio de Economía, Subsecretaría de Ingresos Públicos.*

*Relevamiento de Expectativas de Mercado de junio 2023, Banco Central de la República Argentina.*

*ASAP. Informe de ejecución presupuestaria de la administración pública nacional, mayo 2023.*

*AFISPOP- IIEP UBA. Reporte de política fiscal de julio 2023.*

## Anexo: Tabla de abreviaciones

---

<b>Abreviación</b>	<b>Significado</b>
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
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