

Energía y Macroeconomía

2023 - I 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 febrero de 2023 (último dato disponible) que la **actividad económica** acumuló un crecimiento de 0,2% respecto al primer bimestre de 2022.

A nivel fiscal, los **subsidios económicos a la energía** decrecieron en marzo de 2023 un 46% real interanual (es decir, descontada la inflación del período) mientras que el gasto total del Sector Público Nacional decreció un 14% real. De esta manera los **subsidios a la energía** representaron un 0,23% del PIB, acumulando a marzo de 2023 un valor de US\$1.868 millones.

También se destaca la **inflación promedio mensual** de 6,8% (119% anualizada) y el superávit de US\$193 millones en la **balanza energética** explicado por el aumento de 2,9% en las exportaciones de combustibles y energía y por la caída de 16,7% en las importaciones.

En el **sector eléctrico** la potencia instalada registrada en **marzo 2023** ascendió a 43.278 MW. La generación local del mismo periodo fue 13.555 GWh, con variaciones 15,8% intermensual (i.m.) y 20,4% interanual (i.a.). Por otra parte, la demanda local fue 13.994 GWh, con variaciones 17,5% i.m. y 28,6% i.a. El monómico medio mensual sancionado por CMMESA ascendió a 77,57 US\$/MWh y el precio estacional medio a 35,44 US\$/MWh.

En el **sector de hidrocarburos** la producción de gas natural de marzo 2023 fue 124,1 MMm3/d con variaciones -4,4% i.m. y -1,1% i.a. La producción de petróleo en el mismo periodo fue 101,2 Mm3/d con variaciones -0,1% i.m. y 11,4% i.a.

Contenido

RESUMEN EJECUTIVO	1
ENERGÍA ELÉCTRICA	1
Generación	1
Demanda	5
Importación y exportación	7
Precios	8
HIDROCARBUROS	9
Producción de Gas Natural	9
Producción de Petróleo	11
MACROECONOMÍA	13
Actividad	13
Fiscal	14
Cambiario	2
REFERENCIAS	4
ANEXO: TABLA DE ABREVIACIONES	4

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.

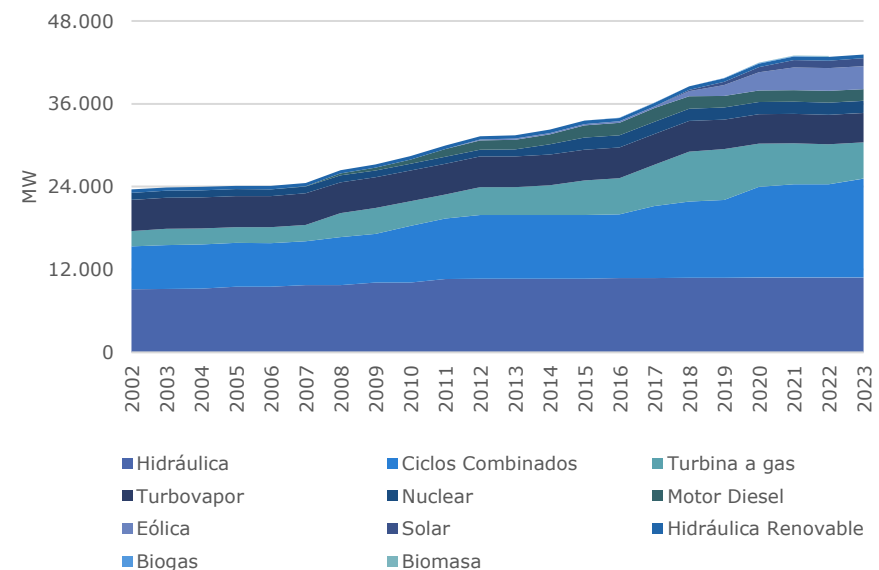
Generación

La **potencia instalada** en el periodo 2002-2023 registra crecimientos promedio anual de 3% y punta a punta de 83,5%. En **marzo 2023** ascendió a 43.278 MW, con variación 0,95% i.a. y 0,05% i.m.

Durante el 2023 el crecimiento acumulado es 0,82% y está explicado principalmente por la disminución de potencia en turbina a gas (567 MW); contrarrestado por el incremento de potencia de ciclo combinado (825 MW), solar (78,7 MW) y eólica (18 MW).

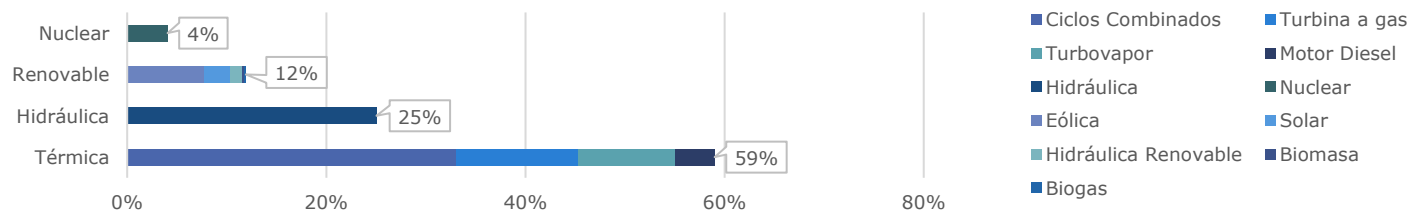
Por fuente de generación y tecnología, en el acumulado 2023 la potencia térmica representa el 59%, compuesta de ciclo combinado, 33%; turbina a gas, 12%; turbovapor, 10%; y motor diésel, 4%. La potencia hidráulica aporta el 25%. La potencia renovable representa el 12%, compuesta de eólica, 8%; solar,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

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

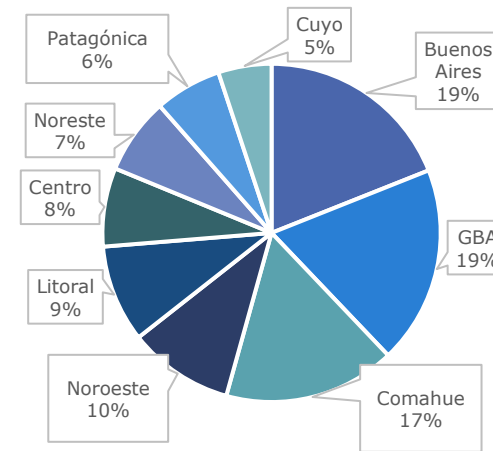


Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

Por región geográfica, en marzo 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 (8%); Noreste (7%); Patagónica (6%); y Cuyo (5%).

Durante el año 2023 se habilitaron comercialmente 374,7 MW: 116,7 MW renovable y 258 MW térmica. El incremento de potencia renovable se localizó las regiones Buenos Aires (38 MW) y Cuyo (78,7 MW). Por otra parte, el incremento de potencia térmica se localizó en la región de Gran Buenos Aires (258 MW).

Gráfico 3. Potencia instalada por región, marzo 2023.



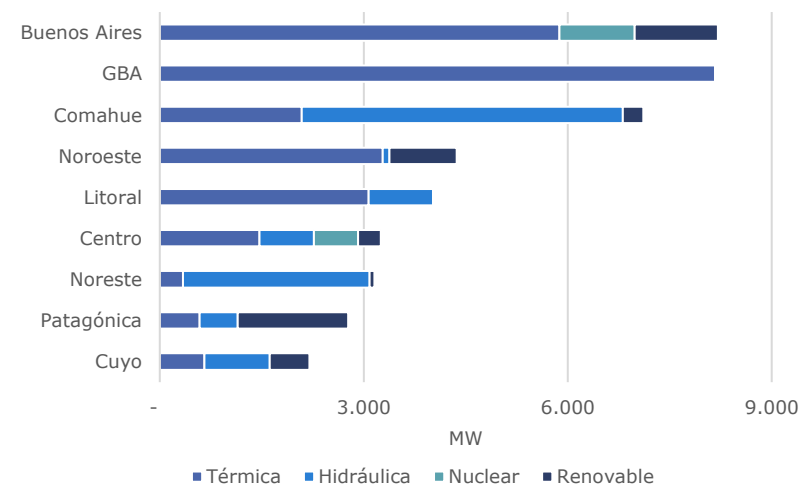
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

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 región GBA (32%); la Hidráulica en región Comahue (44%); la Nuclear en región Buenos Aires (63%); la Renovables en región Patagónica (31%).

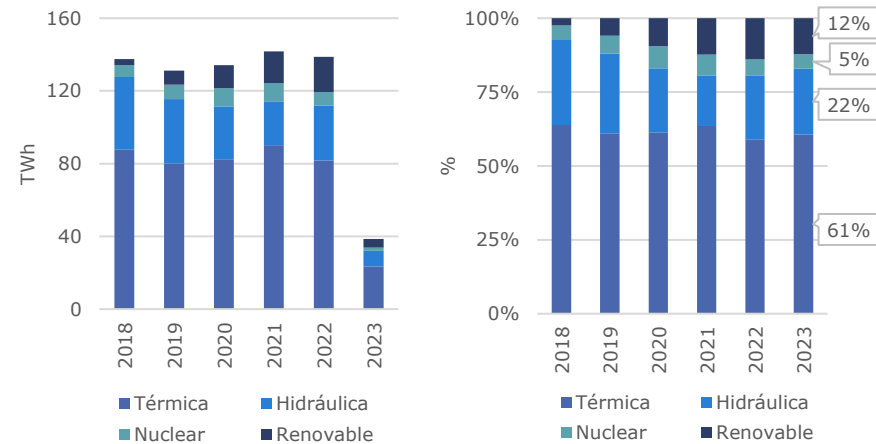
Gráfico 4. Potencia instalada por región y por fuente, marzo 2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

La **matriz eléctrica argentina** se integra principalmente de tecnologías de generación térmica¹, que en conjunto actualmente representan el 61%. La generación hidráulica es la segunda fuente en orden de participación con el 22%; desde el 2018 ha perdido 7 puntos porcentuales (p.p.). La generación renovable alcanza actualmente el 12% de participación; incrementando su aporte en 10 p.p. desde 2018. Finalmente, la generación nuclear aporta el 5%.

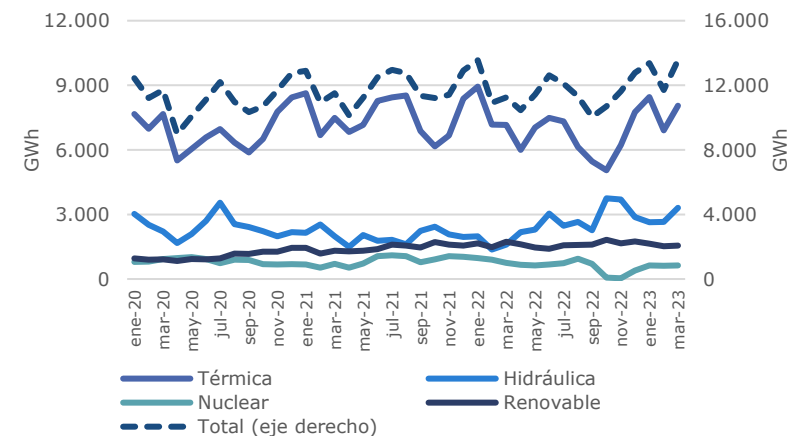
Gráfico 5. Generación anual por fuente, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CMMESA.

En **marzo 2023** la generación fue 13.555 GWh, con variaciones 15,8% i.m. y 20,4% i.a. En el **acumulado anual** la generación asciende a 38.627 GWh, lo que en comparación con el mismo periodo del año anterior representa un decrecimiento de 8,1%.

Gráfico 6. Generación mensual por fuente, 2020-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CMMESA.

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

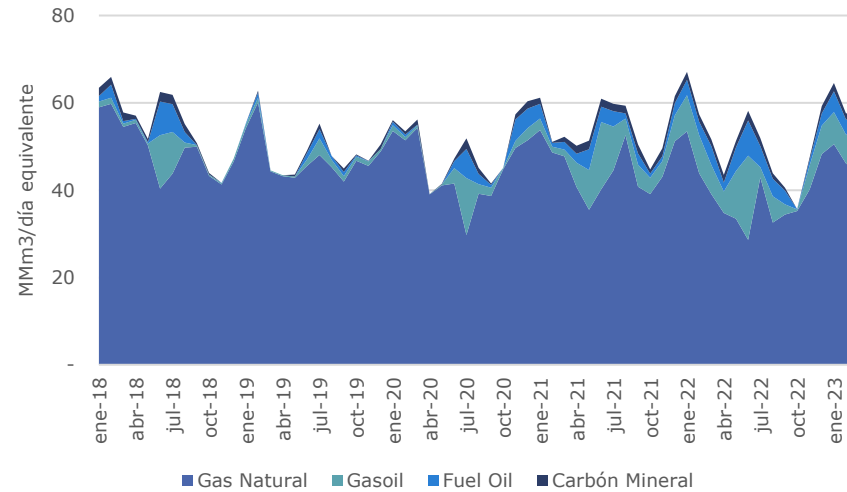
La generación térmica tiene como principal combustible al gas natural, alcanzando el 77% de participación en el acumulado anual (hasta marzo). Siguen en orden de participación, el gasoil con 13%, el fuel oil con 7% y el carbón mineral con 3% (medidos en unidades equivalentes de MMm3/día).

En primer trimestre del año el consumo promedio mensual del gas natural ascendió a 46,98 MMm3/día, registrando una disminución de 9% respecto del promedio histórico del primer trimestre desde 2018. Complementariamente, se incrementaron el consumo de gasoil 216%, el fuel oil 143% y el carbón mineral 71%.

En el acumulado anual, las emisiones de CO₂e del parque de generación térmico ascendieron a 11,7 MM tCO₂e. El 70% se correspondió con el uso del gas natural como combustible, el 16% gasoil, 8% fuel oil y 5% carbón. Desde el año 2020 se observa un incremento en la participación de las emisiones de CO₂e del gasoil correspondiente con el incremento de su uso para satisfacer principalmente incrementos estacionales de demanda.

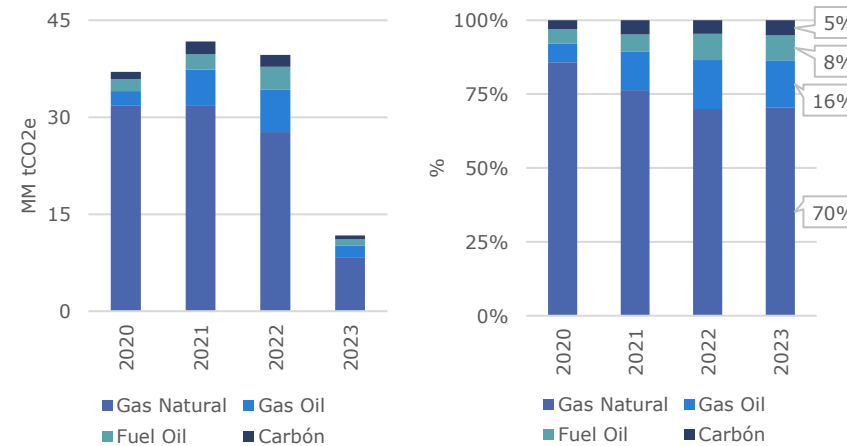
Cabe mencionar que el promedio anual de emisiones de CO₂e por MWh térmico generado en el periodo 2020-2023 pasó de 0,45 tCO₂e/MWh a 0,50 tCO₂e/MWh. En el mismo periodo el factor de emisiones del total de la producción local pasó de 0,27 tCO₂e/MWh a 0,28 tCO₂e/MWh.

Gráfico 7. Consumo de combustibles para generación eléctrica, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Gráfico 8. Emisiones anuales de CO₂e de la generación térmica, 2020-2023.



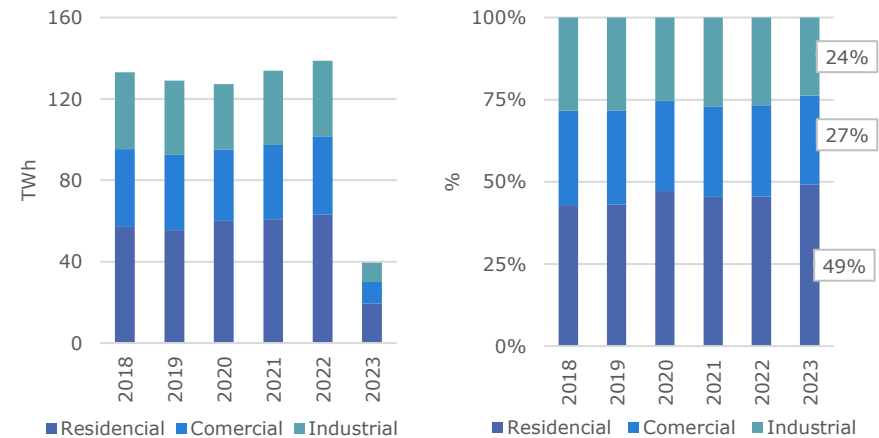
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Demanda

En el año 2023 los **sectores de demanda** representan: 49%, la demanda residencial; 27%, la demanda comercial; y 24% 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.

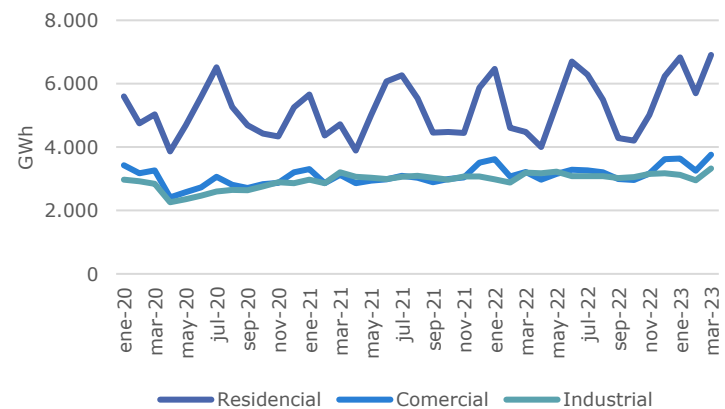
Gráfico 9. Demanda anual por tipo de usuario, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En **marzo 2023** la demanda local fue 13.994 GWh, con variaciones 17,5% i.m. y 28,6% i.a.; la diferencia respecto de la oferta interna fue cubierta por importaciones. En el periodo **acumulado anual** la demanda asciende a 39.490 GWh, lo que en comparación con el mismo periodo del año anterior representa un crecimiento del 14,4%.

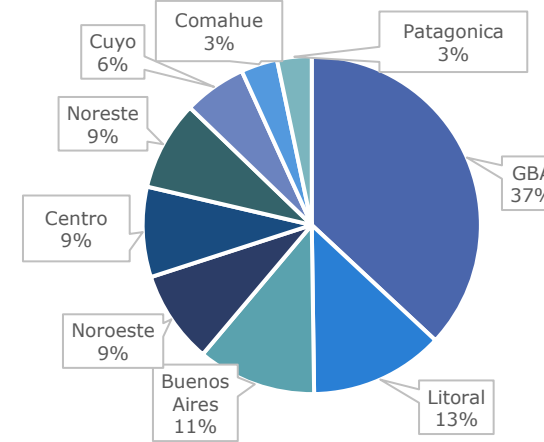
Gráfico 10. Demanda mensual por tipo de usuario, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Por región geográfica, la demanda acumulada anual se concentra en Gran Buenos Aires (37%), Provincia de Buenos Aires (13%) y Litoral (11%). Siguen en orden de participación: Centro (9%); Noroeste (9%); Noreste (9%); Cuyo (6%); Patagónica (3%) y Comahue (3%).

Gráfico 11. Demanda por región, marzo 2023.



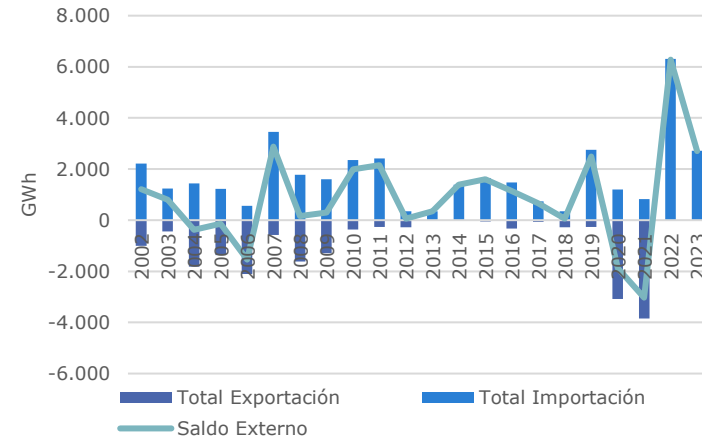
Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

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 marzo representó 6,84%.

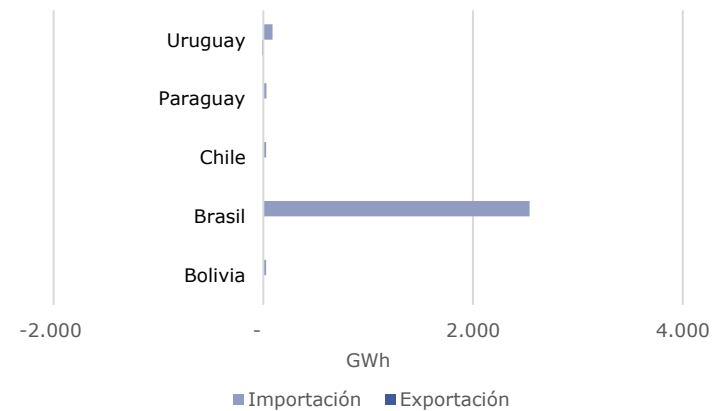
Durante el periodo **acumulado anual** se exportaron 9 GWh, el principal destino fue Uruguay (99%). En cuanto a las importaciones, se demandaron 2.710 GWh principalmente de Brasil (94%) y Uruguay (3%).

Gráfico 12. 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 13. Importación y exportación de energía eléctrica según país, acumulado 2023.



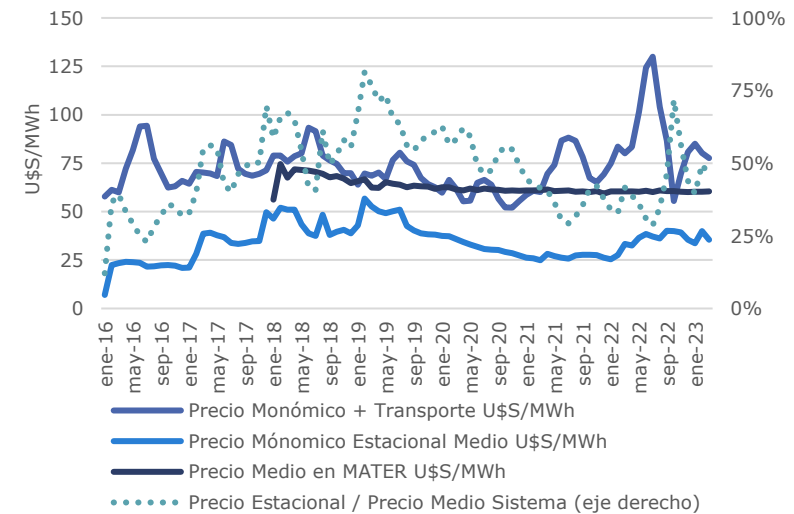
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Precios

En **marzo 2023** el monómico medio del sistema (energía, potencia y transporte) ascendió a 77,57 US\$/MWh y el precio estacional medio a 35,44 US\$/MWh. El precio estacional medio cubrió el 46% del monómico medio del sistema, lo que representó un 56% de participación de subsidio económico del Estado Nacional.

Por otra parte, en **marzo 2023** en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) se transaccionaron 303,73 GWh a un precio medio de 60,4 US\$/MWh. La energía comercializada en el periodo representó el 5,64% de la demanda abastecida en el Mercado Eléctrico Mayorista. Desde mayo 2021 la energía transaccionada en el MATER no presenta grandes variaciones, ubicándose en torno a los 306 GWh en promedio.

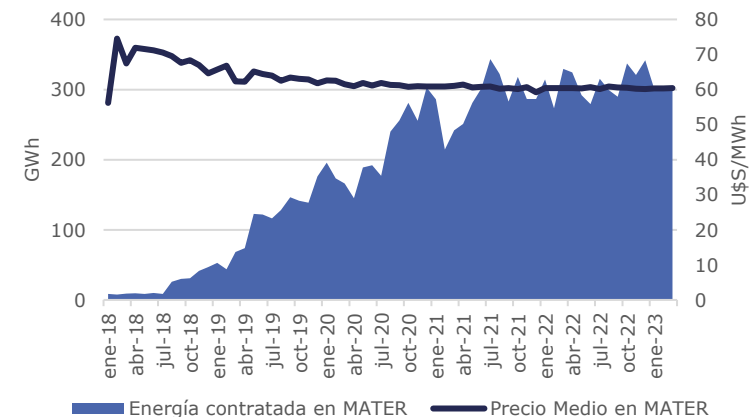
Gráfico 14. Precio monómico medio y precio estacional, 2016-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Nota: Se considera cotización de Dólar Mayorista BCRA, promedio mensual.

Gráfico 15. Precio medio y energía contratada en MATER, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Nota: Se considera cotización de Dólar Mayorista BCRA.

Hidrocarburos

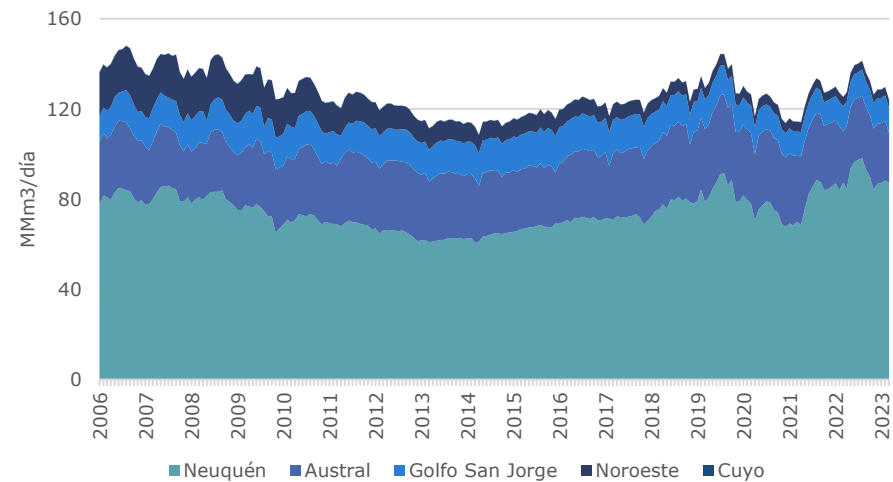
En la presente sección se caracteriza el sector hidrocarburífero argentino según los principales indicadores productivos de petróleo y gas natural.

Producción de Gas Natural

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de gas natural en **marzo 2023** fue 124,1 MMm3/d con variaciones -4,4% i.m. y -1,1% i.a. La producción acumulada anual varió -0,01%, respecto de igual periodo del año anterior.

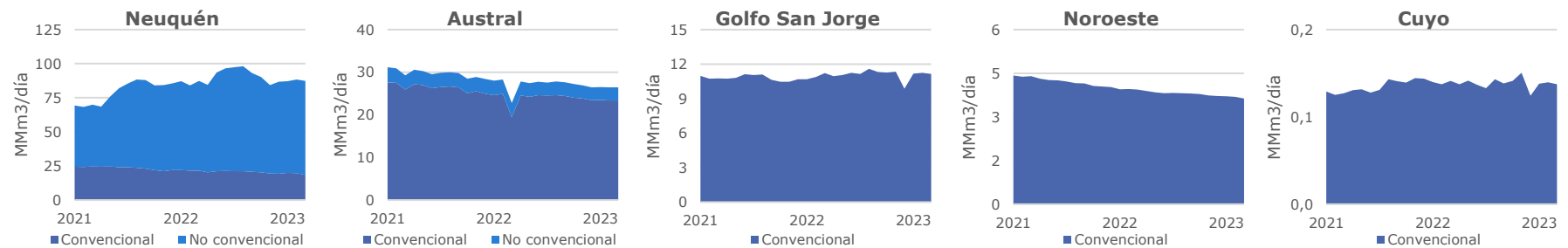
Las cuencas con mayor participación en la producción total de marzo 2023 son Neuquén (70%) y Austral (18%), siguen en orden de relevancia Golfo San Jorge (9%), Noroeste (3%) y Cuyo (0,1%). Desde enero 2021 la cuenca Neuquén ganó 10,6 p.p. de participación explicado principalmente por incremento de la producción no convencional y la cuenca Austral perdió 9,2 p.p. explicado mayoritariamente por disminución de la producción convencional.

Gráfico 16. Producción de Gas Natural por cuenca, 2006-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

Gráfico 17. Producción de Gas Natural por cuenca y tipo de recurso, 2021-2023.



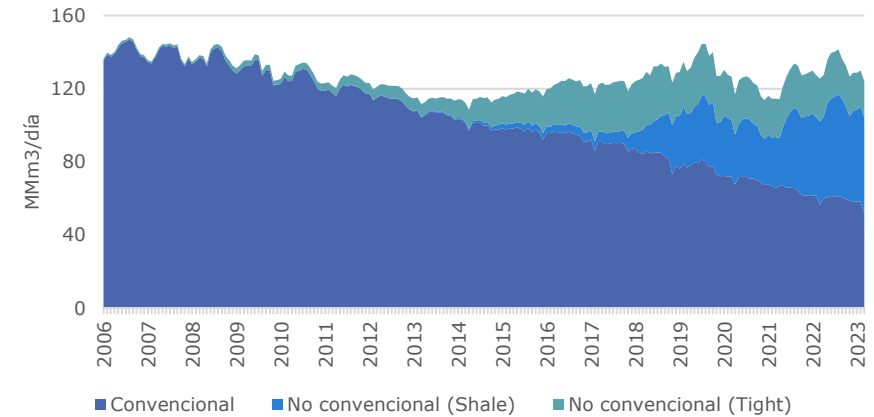
Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.



Por tipo de recurso, en marzo 2023 el 42% se corresponde con producción convencional, la cual muestra variaciones -10,6% i.m. y -7,6% i.a. Por otro lado, el 58% restante se corresponde con producción no convencional (42% Shale y 16% Tight), la cual presenta variaciones 0,5% i.m. y 4,2% i.a., esta última explicada principalmente por el Shale.

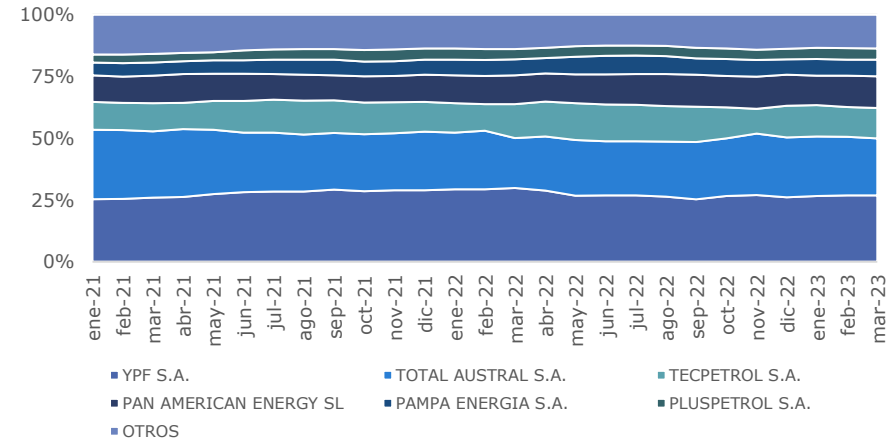
Las **principales empresas productoras** en el periodo acumulado anual hasta marzo 2023 son YPF (27%), Total Austral (24%), Tecpetrol (12%), Pan American Energy (13%), Pampa Energía (7%) y Pluspetrol (5%). El resto de las compañías representan el 13% en conjunto.

Gráfico 18. Producción de Gas Natural por tipo de recurso, 2006-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

Gráfico 19. Producción de Gas Natural por empresa, 2021-2023.



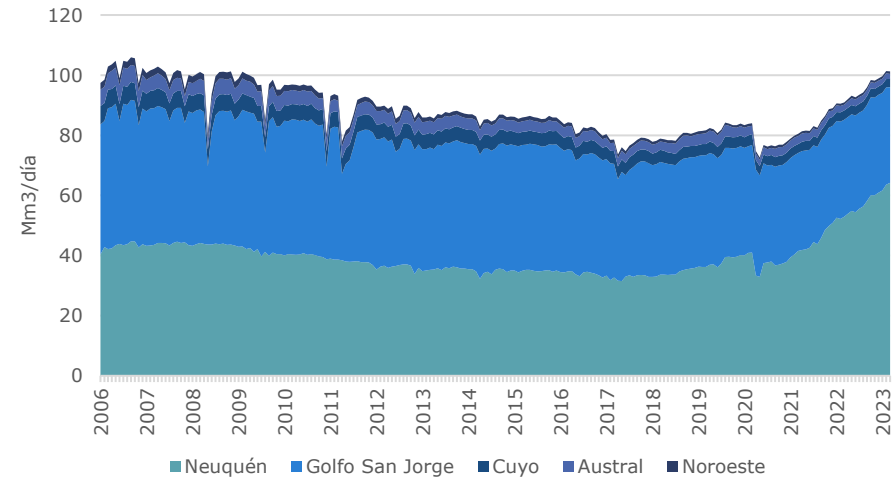
Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

Producción de Petróleo

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de petróleo en **marzo 2023** fue 101,2 Mm³/d con variaciones - 0,1% i.m. y 11,4% i.a. La producción acumulada anual varió 11,1%, respecto de igual periodo del año anterior.

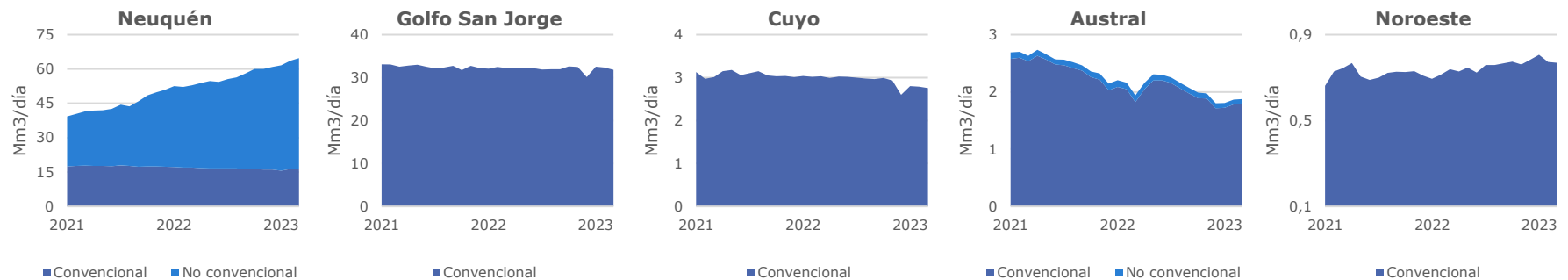
Las cuencas con mayor participación en la producción total de diciembre 2022 son Neuquén (63%) y Golfo San Jorge (31%), siguen en orden de relevancia Cuyo (3%), Austral (2%) y Noroeste (1%). Desde enero 2021 la cuenca Neuquén ganó 13,5 p.p. de participación explicado principalmente por el incremento de la producción no convencional y la cuenca Golfo San Jorge disminuyó en 10,5 p.p. explicado por su escaso crecimiento en la producción la cual se mantuvo en valores cercanos al actual.

Gráfico 20. Producción de Petróleo por cuenca, 2006-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

Gráfico 21. Producción de Petróleo por cuenca y tipo de recurso, 2021-2023.

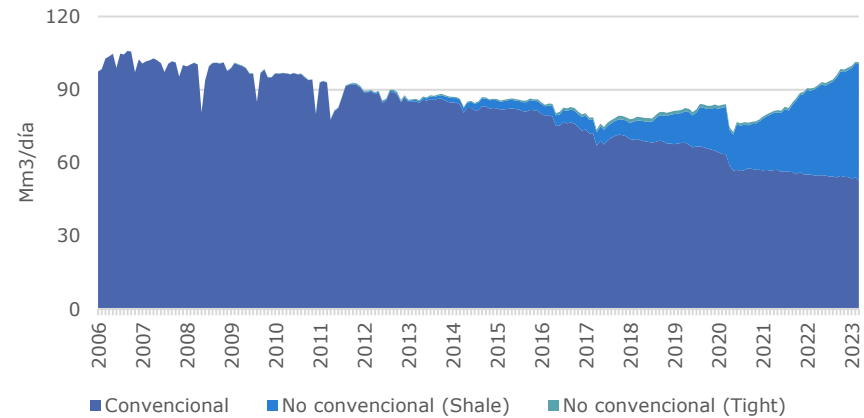


Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.



Por tipo de recurso, en marzo 2023 el 52% se corresponde con producción convencional, la cual muestra variaciones -2,5% i.m. y -3,9% i.a. Por otro lado, el 48% restante se corresponde con producción no convencional (47% Shale y 1% Tight), la cual presenta variaciones 2,6% i.m. y 34,5% i.a. impulsada por crecimiento del Shale.

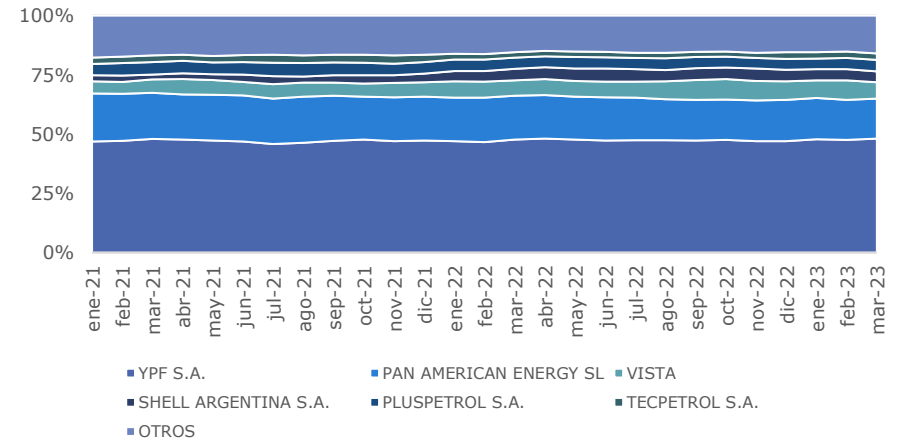
Gráfico 22. Producción de Petróleo por tipo de recurso, 2006-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

Las **principales empresas productoras** en el acumulado anual (noviembre último dato disponible) son YPF (47%), Pan American Energy (18%), Vista Energy (7%), Pluspetrol (5%), Shell (5%) y Tecpetrol (2%). El resto de las compañías representan el 15% en conjunto.

Gráfico 23. Producción de Petróleo por empresa, 2021-2023.



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.

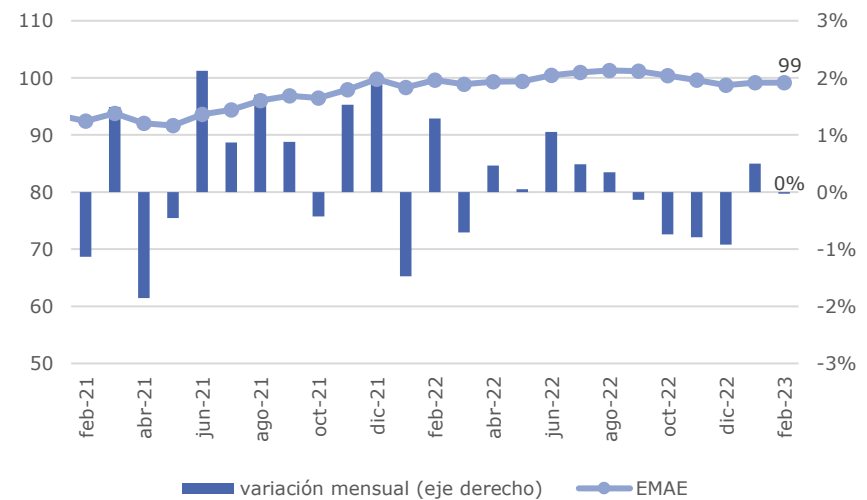
Actividad Económica

En **febrero de 2023** el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) no varió con respecto a enero (sin estacionalidad) acumulando un crecimiento de 0,2% respecto al primer bimestre de 2022.

La actividad económica se mantiene 6% por encima de los niveles pre-pandemia y -1% por debajo de los de 2017 (último año de crecimiento económico previo a la recesión de 2018-2019). La caída del EMAE durante septiembre-diciembre confirmaron un crecimiento débil para el año 2022, afectado por la inflación alta y por el endurecimiento de las restricciones a las importaciones.

Los sectores que más crecieron interanualmente fueron Explotación de minas y canteras (11,1%), Hoteles y restaurantes (8,6%), Electricidad, gas y agua (6,7%), Otras actividades de servicios comunitarios, sociales y personales (2,9%), y Enseñanza (2,9%). Por su parte, la Industria manufacturera decreció 1,3% interanual (i.a).

Gráfico 24. Estimador Mensual de Actividad Económica (base 2017=100).



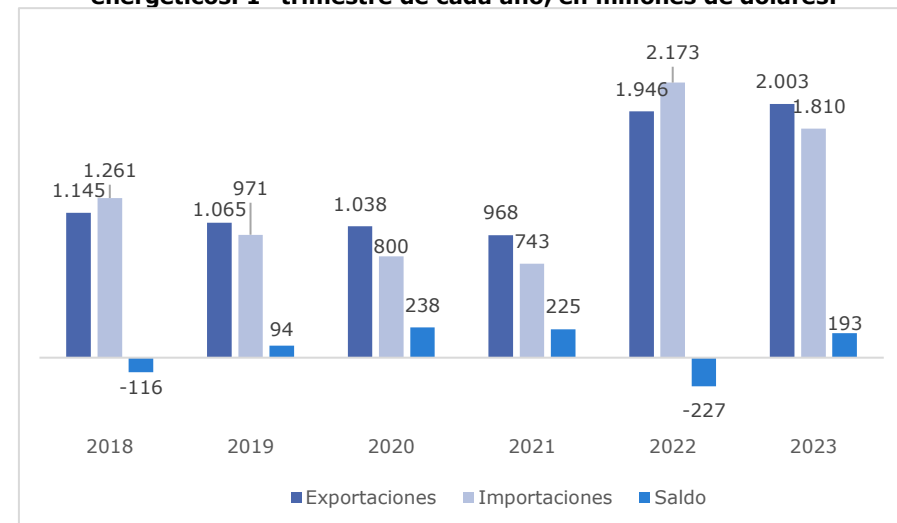
Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

En cuanto a la **balanza energética**, en el **1° trimestre de 2023** las exportaciones de combustibles y energía acumularon un valor de US\$2.003 millones mientras que las importaciones sumaron US\$1.810 millones, resultando en un **saldo comercial positivo de US\$193 millones**.

De esta manera, las exportaciones de combustibles y energía crecieron **2,9% respecto del 1° trimestre de 2022** y representaron 12,6% de las exportaciones totales del país (en 2022 representaban el 10,1%). Las importaciones de Combustibles y lubricantes decrecieron 16,7% respecto del mismo trimestre, representando el 10,5% de las importaciones totales.

En cuanto a precios y cantidades, el valor de las exportaciones decreció 6,6% interanual (-22,2% en precio, +19,1% en cantidades) mientras que el valor de las importaciones decreció 45% i.a (-17,2% en precio, -34,2% en cantidades).

Gráfico 25. Exportaciones, importaciones y saldo comercial de energéticos. 1° trimestre de cada año, en millones de dólares.



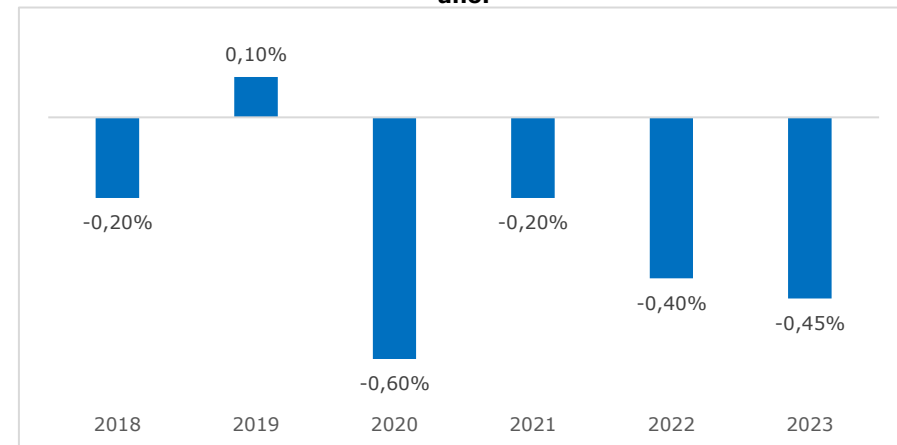
Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

Fiscal

El Sector Público Nacional (SPN) registró en el primer trimestre de 2023 un déficit fiscal primario del 0,45% del Producto Interno Bruto (PIB), incumpliendo con la meta de déficit primario establecido en el programa económico presentado al FMI (0,3% del PIB).

Los ingresos totales alcanzaron los US\$26.092 millones, mientras que **los gastos totales acumularon US\$29.677 millones** en lo que va del año.

Gráfico 26. Déficit fiscal primario del SPN en % PIB. 1° trimestre de cada año.

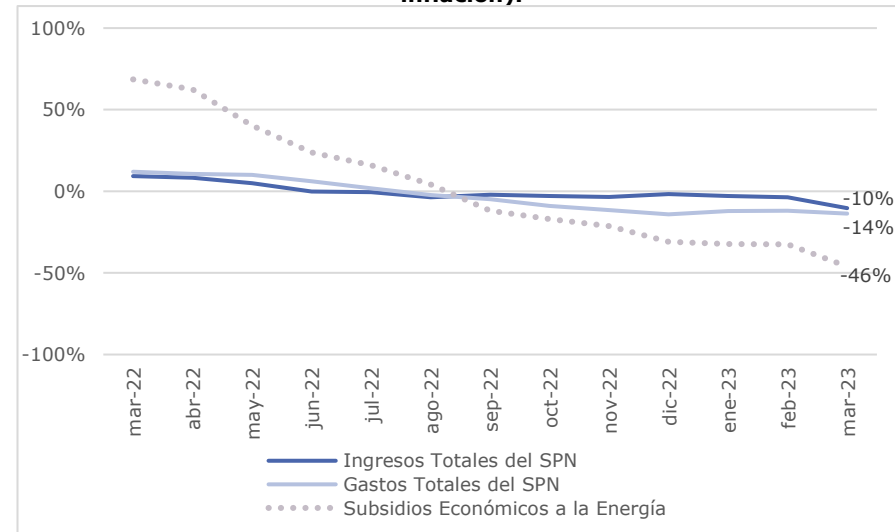


Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Como se observa en el Gráfico 27, los **ingresos totales crecieron por debajo de la inflación** (cayeron 10% real interanual) mientras que **los gastos totales mostraron una caída mayor, del 14% 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 se debe principalmente al **menor gasto en subsidios económicos a la energía**, los cuales **mostraron una caída real interanual del 46%**. En el primer trimestre de 2023 representaron un 0,23% del PIB (US\$1.868 millones en base caja) disminuyendo respecto de 2022 y acercándose a valores pre-pandemia.

Gráfico 27. Variación interanual de ingresos, gastos y subsidios económicos a la energía (promedio móvil de 6 meses ajustados por inflación).

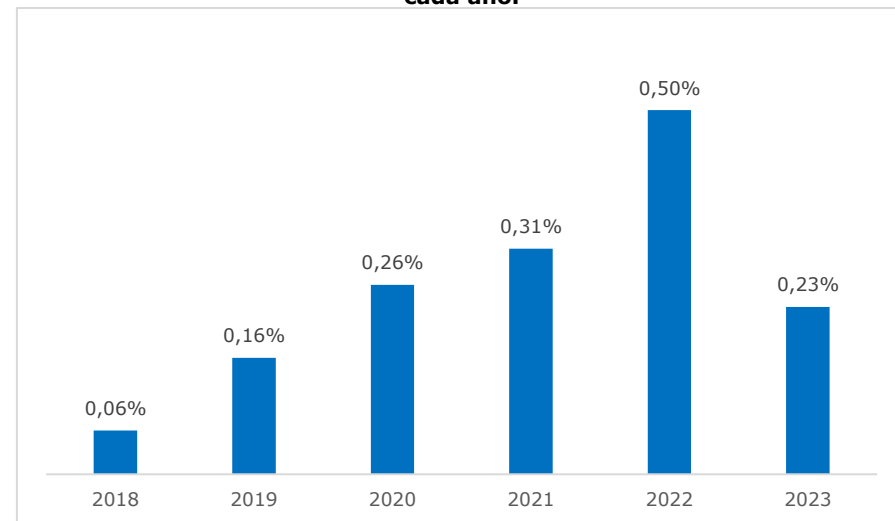


Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP) a **marzo de 2023, los subsidios energéticos devengados acumularon un total de US\$2.330 millones**, siendo las partidas más importantes las destinadas a CAMMESA (US\$1.165 millones, 50% del total) y a IEASA (US\$1.013 millones, 44% del total).

Nota: los valores expresados en US\$ fueron calculados utilizando el valor de \$192,41 por dólar, correspondiente al promedio mensual del dólar mayorista publicado en BCRA durante enero-marzo de 2023.

Gráfico 28. Subsidios económicos a la energía en % PIB. 1° trimestre de cada año.



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Cambiaro

De diciembre de 2022 a marzo de 2023 el tipo de cambio oficial aumentó 17%, quedando por debajo del aumento del nivel general de precios medido por el Índice de Precios al Consumidor (22%).

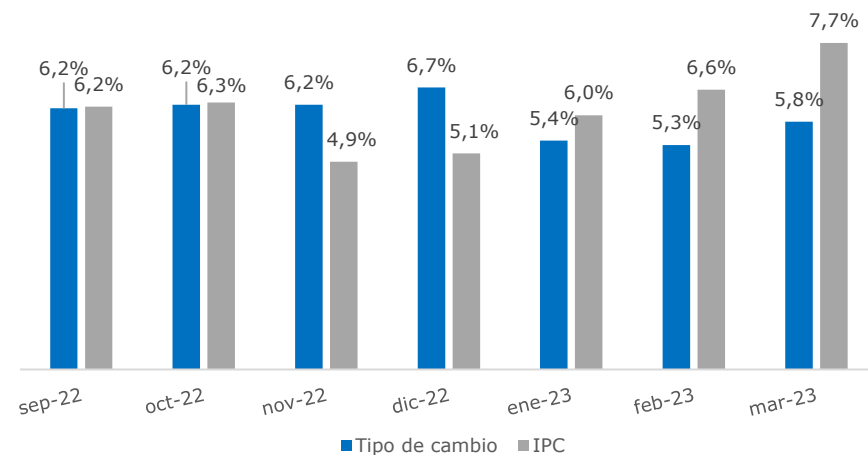
Como se observa en el Gráfico 29, a partir de enero de 2023 el **tipo de cambio comenzó a depreciarse al 5,5% promedio mensual** frente a una inflación que promedió el 6,8% en el mismo período. Estos valores equivalen a una tasa de depreciación anualizada del 90% frente a una **tasa de inflación de 119% anualizada.**

En cuanto a las expectativas de inflación, en el último Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA de abril, los analistas proyectan una **inflación minorista para los próximos 12 meses de 146,5%.**

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 91% en los últimos dos años.**

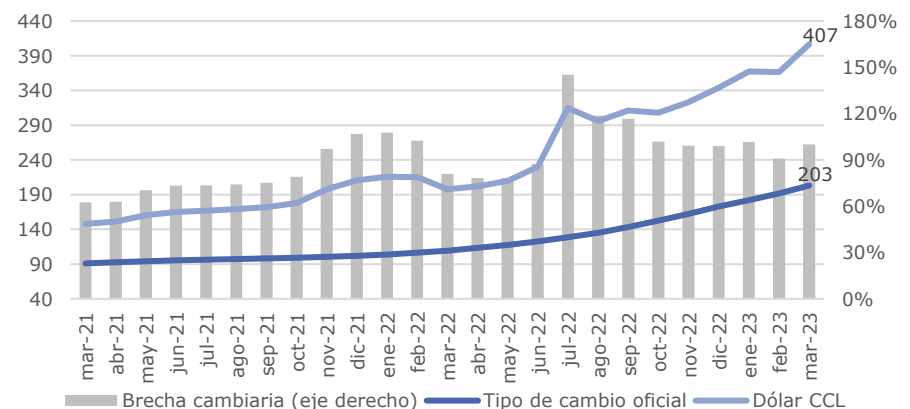
En un contexto de control y restricciones a la salida de capitales, **los niveles permanentemente altos de brecha cambiaria incentivan la demanda de dólares para importaciones y reducen la oferta de dólares generados por las exportaciones** en el mercado único y libre de cambios (MULC), dificultando la acumulación de Reservas Internacionales por parte del Banco Central. De diciembre de 2022 a marzo de 2023, las mismas disminuyeron en **US\$5.538 millones.**

Gráfico 29. Tipo de cambio oficial e Índice de Precios al Consumidor (IPC) - variación mensual en %.



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC y BCRA.

Gráfico 30. Dólar oficial, dólar CCL y brecha cambiaria – en pesos por dólar y en %, respectivamente.

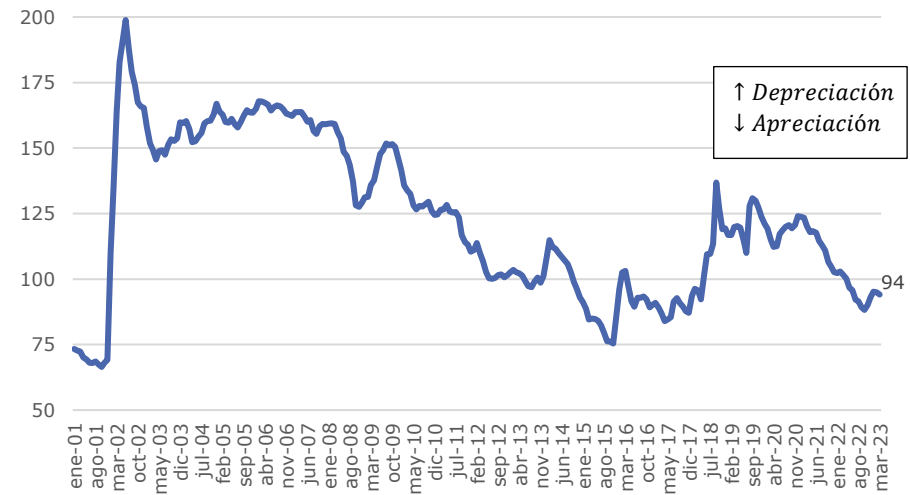


Fuente: Elaboración propia con base en BCRA e investing.com.

En 2023, el **Índice de Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM)** se depreció **1%** 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 principios de 2015 (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 2022**, el ITCRM actual se encuentra un **27% por encima del ITCRM de 2001**.

Gráfico 31. Índice de tipo de cambio real multilateral - Base 17-12-2015=100



Fuente: Elaboración propia con base en BCRA.

Referencias

CAMMESA. Informe Mensual, marzo 2023.

Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Capítulo IV.

Ministerio de Economía, Subsecretaría de Ingresos Públicos.

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

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

AFISPOP- IIEP UBA. Reporte de política fiscal de mayo 2023.

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
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