



***La producción de hidrocarburos
en Argentina
Informe anual
Año 2024***

*Lic. Julián Rojo
Director del Departamento Técnico
IAE Mosconi*

Marzo de 2024

*www.iae.org.ar
iae@iae.org.ar
Tel: 4334-7715/6751*

*Equipo Técnico,
Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi”*

Índice

Prólogo por Jorge Lapeña	3
Resumen	6
1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural	10
Petróleo	10
Gas natural	14
2. Reservas y pozos	18
Reservas de petróleo	18
Reservas de gas natural.....	20
Reservas por tipo de recurso	22
Agotamiento de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural.....	22
Pozos terminados	23
3. Downstream: Ventas de los principales combustibles	26
Principales combustibles líquidos	26
Ventas de Gas natural	27
4. Precios de los hidrocarburos y derivados	29
Barril de petróleo: precios locales e internacionales	29
Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub.....	30
Nafta y Gas Oil: precios internos	32
5. Balanza comercial energética.....	34
6. Subsidios al sector energético	39

Prólogo por Jorge Lapeña¹

El Anuario de Hidrocarburos tiene por finalidad comentar la evolución de los datos de producción y consumo de petróleo y gas natural en Argentina en el periodo 2014-2024. Junto a los Anuarios anteriores permite analizar tendencias e inferir la probable deriva productiva futura de los de los Hidrocarburos en Argentina y sus posibles formas de comercialización en los mercados de Argentina y del mundo.

La información recopilada, procesada y comentada por el Departamento Técnico del Instituto proviene de fuentes de información oficial y pública de la Secretaría de Energía de la Nación.

La información de una década continua permite analizar las tendencias productivas crecientes o decrecientes y, a partir de ellas, deducir las causas de los cambios de tendencias y las probables consecuencias de dichas tendencias en el mediano y largo plazo.

Lo primero que se puede observar es que la década 2014- 2024 presenta un cambio de tendencia entre los primeros años de la misma que se caracterizan por una declinación de la producción de petróleo en el periodo 2014-2020 con una disminución del 10,7% que se revierte a partir de ese año transformándose en un periodo de crecimiento sostenido entre 2020 y 2024 que alcanza el 47 %. La década analizada finaliza con un 31,4% de crecimiento entre 2014 y 2018.

Ese crecimiento sostenido permitió a su vez inaugurar un periodo de exportaciones de crudo crecientes e importaciones decrecientes hasta alcanzar saldos de balanza comercial positivos.

En lo relativo al gas natural se observa un desarrollo más ralentizado. Si bien la década exhibe un crecimiento del 22,3% se observan dos periodos diferenciados: uno de crecimiento sostenido de la producción entre 2014 y 2019 de 18,9% seguido por un periodo de virtual estancamiento entre 2020 y 2024 donde la producción solo creció un 2,77%.

Si bien existen "Ideas- Proyecto" de promover exportaciones masivas de gas natural al resto del mundo aún las mismas, en opinión del IAE Mosconi, no revisten todavía la categoría de proyectos maduros y enteramente viables

La segunda gran tendencia que se consolida con firmeza en materia de producción de hidrocarburos es la extraordinaria declinación de todas las cuencas productivas nacionales de hidrocarburos, con la excepción de las cuencas "neuquina" y "marina Austral" que están en expansión sostenida. La primera con el yacimiento de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta y la segunda por los varios descubrimientos por la empresa Total Austral de los yacimientos marinos de hidrocarburos en nuestra plataforma económica exclusiva a partir de la década de 1980. Un hecho que el IAE MOSCONI reconoce como histórico en nuestro desarrollo energético.

El panorama descrito tiene múltiples facetas y con impactos diferentes que todavía no hemos alcanzado a ponderar en forma adecuada y en todas las dimensiones. En primer lugar, debe tenerse presente que en materia de hidrocarburos el crecimiento y expansión está circunscripto a solo dos regiones: la Provincia de Neuquén y el

¹ Presidente del IAE "Gral. Mosconi".

Mar Argentino; siendo el presente de todas las cuencas petroleras y gasíferas argentinas fuertemente declinante con excepción de la cuenca neuquina.

En este contexto debe mencionarse que la producción de petróleo crudo se expandió en la década un 31 % de una forma totalmente despareja. Se observa un crecimiento extraordinario en la Cuenca Neuquina del 123,6 % y una caída generalizada y catastrófica en resto de las cuencas argentinas: Cuenca Austral -54,2% de caída productiva, Cuenca Cuyana -45%, Cuenca del Golfo de San Jorge -26,8% y Cuenca del Noroeste -55 % de caída de producción.

En cuanto al tipo de petróleo producido al finalizar 2024 un 56 % es de tipo “no convencional” y un 44 % del tipo “convencional”.

El proceso descrito para el petróleo se repite en el caso del gas natural: todas las cuencas productivas se hayan en declinación productiva crónica con la única excepción de la cuenca neuquina que incrementa su producción con una tasa de crecimiento anual del 58% mientras que el resto de las cuencas declinan en forma acelerada: Cuenca Austral -11,6% , Cuenca del Golfo de San Jorge -26,5%, Cuenca Cuyana -16,2 % y Cuenca Noroeste -57,5 % anual.

El tipo de gas natural producido al finalizar 2024 un 63 % es de tipo “no convencional” y un 37 % del tipo “convencional”.

El proceso descrito tiene un gran impacto en las economías provinciales, y particularmente en la reconfiguración de las fuentes de trabajo, en la generación de empleo provincial y en la administración de las provincias donde la producción de hidrocarburos es declinante. Las provincias afrontan un proceso de reducción de las regalías “pari-pasu” con declino de la producción en cada una de ellas lo cual sin duda podría tener impactos políticos hasta lograr el nuevo equilibrio.

Por otro lado, el IAE MOSCONI estima que la declinación productiva provincial crónica de petróleo y gas natural que se observa en el informe - que es acelerada - podría provocar éxodos poblacionales y otros desequilibrios ecológicos relacionados con el abandono de pozos petroleros y el crecimiento de pasivos ambientales no remediados en caso de no implementarse una política pública para enfrentar el problema.

Un análisis del panorama productivo nacional en materia de hidrocarburos nos muestra lo siguiente:

Las Reservas Comprobadas de petróleo han crecido en la década 2013 – 2023 un 28,9 % mientras que la producción de petróleo en ese lapso creció a nivel nacional un 31 %. Ese crecimiento se da casualmente en materia de Reservas No Convencionales, estando todas las cuencas convencionales en retroceso. Esto dice mucho acerca de las decisiones políticas incorrectas tomadas en los últimos 30 años por la Argentina.

Las Reservas comprobadas de gas natural han crecido en 2013 -2023 en un 48,5 % mientras en el mismo lapso la producción se incrementó solo un 22 %. El crecimiento mayor de las reservas que de la producción da una base alentadora para su colocación tanto en el mercado local como en el internacional en la medida en que se alcancen precios de oferta interna y externa competitivos.

La Industria del petróleo y del gas ha tenido una transformación trascendental en los últimos 15 años en la Argentina cuyas implicancias a nivel regional todavía no están claras y esto debería ser objeto de estudios económicos, sociológicos y ambientales complejos que todavía no han sido ni planteados como necesarios por

ningún Gobierno nacional ni provincial en los últimos 15 años y constituyen una asignatura pendiente del Estado nacional argentino y de los Estados provinciales que tienen incumbencia en la producción, industrialización y consumo de Hidrocarburos en Argentina.

Un punto que debe ser puesto de relieve es que Argentina ha logrado revertir en la década analizada el balance de Exportaciones e Importaciones Energéticas transformado la misma en superavitaria y ello es un dato alentador después de haber caído el país en la pérdida de autoabastecimiento energético que se había alcanzado en la década del 1980 y que supo mantener hasta la primera década del Siglo 21.

De cara al futuro Argentina enfrenta un gran problema desde el punto de vista estratégico. El país tiene recursos de petróleo y gas natural no convencionales de magnitud significativa a nivel mundial. Sin embargo, aún no ha demostrado la viabilidad de colocar esa producción tanto en el exterior como en el interior del país con precios competitivos. Es el momento de afrontar el debate de los precios de competencia de la producción de Energía en Argentina y particularmente la posibilidad real de abastecer al mundo a precios competitivos cuestión que todavía no ha sido debidamente estudiada en nuestro país.

2 de abril de 2025

Resumen

Upstream y Downstream

La producción total de petróleo en 2024 fue 41.150 Mm3, esto es 11,6% mayor a la registrada en el año anterior y 31,4% mayor a la del año 2014. La producción de petróleo fue récord de la década, aunque aún se encuentra un 15% por debajo de la marca histórica observada en 1998. Actualmente, los niveles de producción son similares al del año 2004 y menores a los del año 2003 y los inmediatos anteriores. La producción de petróleo aumenta a una tasa promedio anual del 2,8% en la última década.

Por otra parte, durante diciembre de 2024 se registró la producción diaria más alta del año con 766 mil barriles diarios que equivalen a 3.775 Mm3 en el mes.

En la última década la producción anual de petróleo disminuyó, respecto del año anterior, en 3 de las 10 mediciones del periodo. Dentro de los siete años de crecimiento se puede observar que el año 2015 tuvo un virtual estancamiento de la producción mientras que en 2021 se explica por la recuperación respecto a la pandemia. Sin embargo, a partir del año 2022 y especialmente en 2024 se observa un crecimiento notable que logra niveles récord de producción en el periodo. Esto revela que en la última década hubo cinco años de crecimiento sostenido de la producción, los años 2018, 2019, 2022, 2023 y 2024.

La producción convencional de petróleo y gas natural, que representan el 44% y 37% del total producido de cada producto, declinan con tasas del 4,8% y 6,6% anual en promedio respectivamente entre los años 2014 y 2024.

En 2024, las tasas de reducción respecto del año anterior tienen comportamientos similares en el caso del petróleo y el gas: petróleo convencional se reduce 5,4% mientras que la de gas 6,1%. Esto indica que en el último año se aceleró la declinación anual en la producción de petróleo y gas natural Convencional.

La producción de petróleo convencional en 2024 es 38,6% inferior a la de 2014, mientras que la de gas es 49,6% menor a la de aquel año y ambas declinan con tendencias de larga data con características estructurales.

La producción de petróleo Convencional presenta una declinación crónica que se inicia en 1998, año en que la producción nacional petrolera alcanzó su máximo histórico con 49.148 Mm3 anuales. A su vez, la producción total de 2024 es 62% inferior al total producido en aquel año. En contraste, la producción No Convencional muestra un importante crecimiento a partir del año 2015 que, con la producción Convencional en caída ininterrumpida, explica el dinamismo de la producción total nacional.

En el caso del gas natural, la producción en 2024 fue de 50.721 MMm3 y tuvo un aumento respecto al año anterior del 5,4%. La producción del año 2024 es 22,3% mayor a la de 2014 y en la última década aumenta a una tasa promedio anual del 2%.

Actualmente, la producción de gas natural es similar a la del año 2003 y 2007, y se encuentra en un nivel 3% menor a su pico histórico dado en el año 2004 con un volumen de 52.157 millones de m3.

Por un lado, la producción de petróleo no convencional fue 30,4% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2024 del 35,8%. Durante el último año, el incremento en este tipo de petróleo ha sido impulsada por el shale oil mientras se observa una leve reducción de la variante tight.

Por otra parte, la producción de gas natural no convencional fue 13,6% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2024 del 21,5%. Durante el último año, el aumento en este tipo de gas ha sido explicada por un incremento en shale mientras hubo una reducción en el tight gas.

En nuestra opinión, la baja experimentada en la producción nacional de hidrocarburos convencionales se enmarca en un contexto de baja inversión y resultados insatisfactorios en la exploración de las formaciones y reservorios convencionales de las cuencas terrestres, con la consiguiente reducción drástica de la inversión de riesgo en esas áreas. A su vez, las operaciones de mejora en el factor de recuperación de los reservorios convencionales no han logrado aumentar significativamente la producción más que en algunos desarrollos muy puntuales. Finalmente, la incipiente concentración de las inversiones en proyectos de Shale Oil y Shale Gas en la Cuenca Neuquina han dejado poco margen para el financiamiento de los proyectos convencionales. El 68% de las inversiones del Upstream en 2023 (último año publicado hasta la fecha), se ejecutaron para exploración y explotación de hidrocarburo No Convencional.

La insuficiente inversión en exploración se manifiesta claramente en una disminución de las reservas comprobadas, probables y posibles de petróleo y gas natural en la mayoría de las cuencas según los datos oficiales de la Secretaría de Energía. En el periodo 2012-2023, las reservas comprobadas de petróleo y gas se reducen significativamente en términos absolutos en todas las cuencas con excepción de la Neuquina, que impulsa el crecimiento total a partir de la actividad no convencional.

A su vez, en 2023 las reservas comprobadas convencionales disminuyen para el petróleo y el gas en todas las mediciones observándose una caída estructural desde el año 2012 para ambos casos. En contraste, las reservas comprobadas no convencionales crecen para el petróleo y gas en todas sus mediciones destacándose una tasa promedio anual de crecimiento del 50,7% para el petróleo y del 20,6% para el gas.

Las cuencas con mayores caídas en las reservas comprobadas son la Cuyana y Noroeste, con caídas del 86% y 60% respectivamente en petróleo y 80% y 68% respectivamente en gas entre 2013 y 2023. En orden de importancia en la disminución le siguen la cuenca Austral y Golfo San Jorge con un nivel 56% y 25% menor a las del año 2013 en petróleo y del 30% y 32% inferior para gas.

En 2023, las reservas comprobadas de petróleo fueron 28,9% mayores a las del año 2013, mientras que las de gas natural fueron 48,5% superiores que las de aquel año. Este incremento se explica enteramente por el crecimiento de las reservas comprobadas no convencionales que aumentaron 1.069% y 208% respectivamente desde el año 2015.

Las reservas comprobadas no convencionales de gas natural superan a las registradas para el tipo convencional desde el año 2020. A su vez, en 2023 las reservas no convencionales de petróleo superaron a las registradas para el tipo convencional.

Downstream

Durante 2024 las ventas de nafta se redujeron 6,2% respecto del año anterior mientras que el consumo de gasoil se redujo 4,6% en relación a 2023. En el caso de las ventas de naftas, a pesar de la reducción se observa un nivel superior al periodo pre-pandemia y solo superado por el récord de ventas del año 2023.

Las ventas totales de gas natural, en 2024, fueron 0,9% mayores observándose que no se logró recuperar los niveles de consumo previos al año 2020: la demanda es 8,6% menor inferior a la del año 2018 momento en que se demandó el máximo de la década.

Subsidios

Las transferencias corrientes nominales medidas en dólares corrientes sumaron USD 7.120 millones y se redujeron 37,3% en el acumulado a diciembre de 2024 respecto del año anterior. Esto implicó menores subsidios por un monto de USD 4.233 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que se redujeron 33,3% anual en dólares y ocuparon el 55% del total de las transferencias corrientes por conceptos energéticos.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios a la energía en términos anuales, el pico de subsidios se dio en el año 2014 con un total de USD 24.704 millones de los cuales USD 20.967 fueron para transferencias corrientes. A su vez, en los últimos once años los subsidios acumularon USD 138.320 millones de los cuales USD 126.079 fueron para subsidios corrientes con el objetivo de cubrir los costos de abastecimiento de la energía.

Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional, Ex Plan Gas y Plan Gas.Ar) han recibido transferencias por un total de USD 9.665 millones desde el año 2014, momento en el que entraron en vigencia. En el año 2021 entró en vigencia el Plan Gas.Ar que, en 2024, es el único vigente y sumó USD 404 millones. Esto es una baja del 11% respecto al año anterior a la vez que tiene un peso del 5,7% sobre el total de las transferencias corrientes.

Comercio exterior

La importación de gas de Bolivia se redujo 44,3% entre 2023 y 2024, y es 78,7% menor a la del año 2014. En la última década la importación de gas natural por gasoducto ha disminuido un 14,3% en promedio anualmente.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) se redujo 39,9% entre el año 2023 y 2024, mientras que en el último año fue 75,6% menor a la del año 2014. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL se redujo 13,2% promedio anual en la última década.

En la suma del total del Gas entregado a usuarios, el 7% corresponde al gas importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 2.882 MMm3.

En el año 2024 se redujo la importación de gas natural mientras y las compras de GNL por barco. Por otra parte, en el mismo periodo se redujo la importación de gasoil luego de llegar, en 2022, a valores máximos de la década. Este combustible se utilizó mayormente para la generación de energía eléctrica.

Entre 2014 y 2024 el monto total de exportaciones energéticas aumentó 95,8%, lo cual implica un incremento promedio anual del 6,9% en el valor energético exportado en el periodo. Este aumento lo explican las crecientes

exportaciones de petróleo que se duplicaron en cantidad en solo cuatro años. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 64,7% en la última década y una disminución promedio anual del 9,9%. En el último año las exportaciones aumentaron mientras que las importaciones se redujeron significativamente: aumentaron 22,3% y se redujeron 49,4% respectivamente en relación a 2023. Esto resultó en un superávit comercial energético de USD 5.668 millones.

***Consideraciones técnicas:**

El presente informe anual de hidrocarburos puede contener diferencias en los datos históricos respecto a sus versiones anteriores. Esto se debe a que se ha cambiado la metodología y utilización de bases de datos principalmente en dos temas centrales: producción de petróleo y gas y subsidios energéticos. En el primer caso se utiliza en conjunto las Tabla SESCO y la base de datos de producción de gas y petróleo por pozo (Capítulo IV), mientras que en el segundo caso se utilizan datos del concepto "Transferencias" para partidas seleccionadas publicados en Presupuesto Abierto.

Performance anual del sector hidrocarburífero argentino

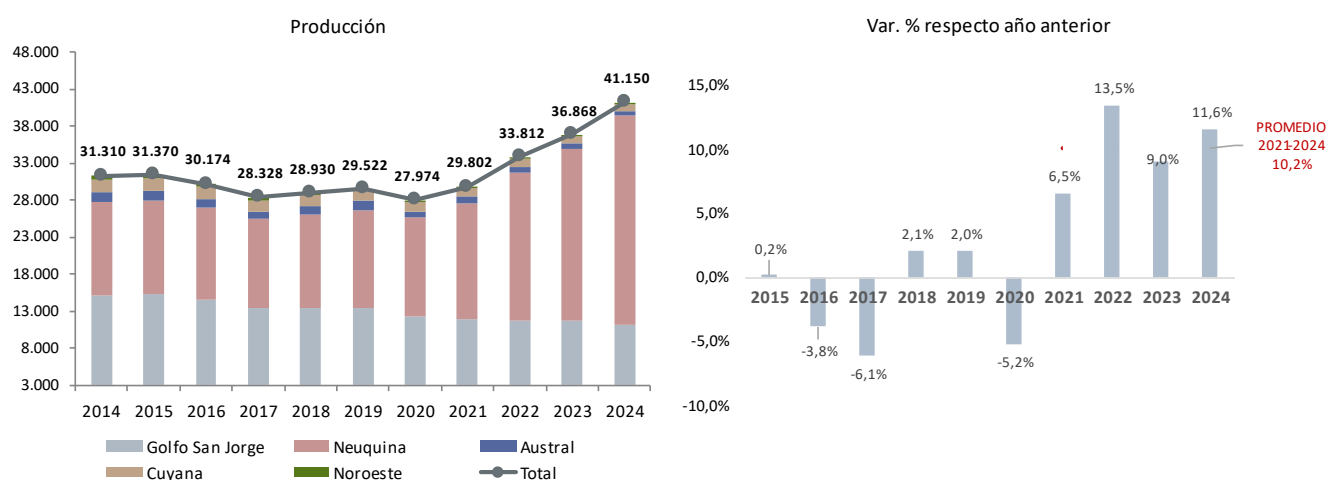
1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural

Petróleo

En la última década la producción de petróleo ha sufrido una fuerte y crónica declinación hasta mediados del año 2018, la mayoría de los indicadores que se utilicen para medir su desempeño ha estado en retroceso durante ese periodo. A partir de entonces se observa marcada recuperación de la producción, temporariamente interrumpida en el año 2020 debido a los efectos de la pandemia del Covid 19, en toda la industria a nivel local y global. A su vez, entre los años 2021 y 2024 la producción aumentó de manera significativa un 10,2% anual en promedio y alcanzó el nivel más alto de la última década.

La producción de petróleo crudo aumentó en los últimos diez años en términos absolutos en un contexto de reservas comprobadas que se recuperan luego de varios años de caída a la vez que se han observado transferencias crecientes a la producción en distintas versiones (Ej. Barril Criollo) durante buena parte del periodo, y de precios internacionales que han sido favorables durante algunos de años de la década analizada, en particular entre los años 2014 y 2015 y luego de la invasión de Rusia a Ucrania a principios del año 2022.

Gráfico N° 1.1: producción de petróleo por cuenca en Miles de m3 y variación a.a.



Fuente: IAE en base a SE

Como se puede observar en el **Gráfico N° 1.1** durante el año 2024 la producción de petróleo llegó a los 41.150 Mm3 y marca un récord de la última década. Estas cifras arrojan un incremento absoluto del 31,4% entre los años 2014 y 2024, de lo cual se desprende que la producción aumentó a una tasa promedio anual del 2,8% en el periodo descripto.

Un dato significativo es que en la última década la producción anual de petróleo aumentó, respecto del año anterior, en 7 de los 10 años del periodo. Dentro de los siete años de variación positiva se puede observar que el

año 2015 tuvo un virtual estancamiento de la producción mientras que 2021 se explica por el recupero de la caída durante la pandemia. Por esto, es preciso afirmar que los años de crecimiento genuino de la producción han sido 2018, 2019 y, en particular, 2022, 2023 y 2024.

En la **Tabla N° 1.1** se presenta la producción anual de petróleo desagregada por cuenca de los últimos 10 años.

Tabla N° 1.1: Producción anual de petróleo por cuenca (Mm3)												
Austral			Cuyana		Golfo San Jorge		Neuquina		Noroeste		TOTAL	
	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a
2014	1.352		1.702		15.128		12.660		468		31.310	
2015	1.273	-5,9%	1.614	-5,1%	15.264	0,9%	12.747	0,7%	472	0,8%	31.370	0,2%
2016	1.186	-6,8%	1.582	-2,0%	14.508	-5,0%	12.467	-2,2%	431	-8,6%	30.174	-3,8%
2017	1.030	-13,2%	1.505	-4,8%	13.428	-7,4%	11.975	-4,0%	390	-9,6%	28.328	-6,1%
2018	1.202	16,7%	1.404	-6,7%	13.488	0,4%	12.505	4,4%	331	-15,1%	28.930	2,1%
2019	1.256	4,5%	1.356	-3,5%	13.327	-1,2%	13.299	6,3%	284	-14,4%	29.522	2,0%
2020	923	-26,6%	1.184	-12,6%	12.353	-7,3%	13.223	-0,6%	291	2,6%	27.974	-5,2%
2021	898	-2,7%	1.117	-5,7%	11.882	-3,8%	15.651	18,4%	255	-12,5%	29.802	6,5%
2022	764	-14,9%	1.083	-3,0%	11.754	-1,1%	19.943	27,4%	268	5,2%	33.812	13,5%
2023	634	-17,1%	989	-8,7%	11.642	-1,0%	23.335	17,0%	268	0,0%	36.868	9,0%
2024	619	-2,4%	935	-5,5%	11.077	-4,9%	28.311	21,3%	209	-22,1%	41.150	11,6%
%2023-2024	-2,4%		-5,5%		-4,9%		21,3%		-22,1%		11,6%	
% 2014-2024	-54,2%		-45,0%		-26,8%		123,6%		-55,5%		31,4%	
% eq.*	-7,5%		-5,8%		-3,1%		8,4%		-7,8%		2,8%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en la **Tabla N° 1.1**, en los últimos 10 años la producción aumenta sólo en la cuenca neuquina mientras disminuye en las demás cuencas en todas las mediciones: inter anual, en términos absolutos y en promedio anual durante el periodo.

La cuenca Neuquina *-en donde se encuentran los yacimientos de Shale Oil-* que en la actualidad representa el 63% del total de la producción nacional de petróleo, tuvo un aumento absoluto del 123,6% en los años comprendidos entre 2014 y 2024 y muestra un incremento promedio anual del 8,4% en el periodo.

En esta cuenca la producción del último año fue 21,3% superior a la del año anterior, y promedia una tasa de crecimiento del 21% en los últimos cuatro años. Este dato reviste especial atención debido a que, observada la importante caída en las restantes cuencas, explica la totalidad del aumento, más que compensando a las restantes, en la producción total en todas las mediciones. Esto sucede por cuarto año consecutivo.

La cuenca con mayor caída en la producción de la última década ha sido la del Noroeste, con una disminución absoluta del 55,5% y una tasa promedio anual de caída del 7,8% durante el periodo 2014-2024.

La cuenca Austral exhibe una disminución absoluta del 54,2% entre los años 2014 y 2024, y una tasa promedio anual de caída del 7,5%.

La cuenca Cuyana tuvo una disminución absoluta del 45% en su producción en la última década, con una tasa de disminución promedio de 5,8% durante el periodo. Esta cuenca es la única que presenta caídas inter anuales en todos los años de la década.

Por último, la cuenca Golfo San Jorge –la segunda mayor cuenca productora de Argentina- que representa el 27% del total de petróleo producido en el país, tuvo una disminución absoluta del 26,8% entre 2014 y 2024. Esto implica una tasa de disminución promedio del 3,1% en la última década. Por otra parte, la producción de petróleo en la segunda cuenca petrolera más importante del país disminuyó 4,9% en 2024 respecto de 2023. Esta cuenca presenta seis años consecutivos de caída inter anual a una tasa promedio del 3,2%.

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, la dinámica es algo diferente: la producción no convencional de Shale Oil continuó creciendo en 2024 en contraste con la caída observada de la producción de Tight Oil y convencional que representó el 44% de la producción petrolera en 2024.

Tabla N° 1.2: Producción anual de Petróleo por tipo y subtipo de recurso (Mm3)					
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional/ Total
2014	29.811	1.399	100	1.499	5%
2015	29.390	1.819	162	1.981	6%
2016	27.693	2.191	290	2.481	8%
2017	25.234	2.672	422	3.094	11%
2018	24.584	3.803	543	4.346	15%
2019	23.788	5.253	480	5.734	19%
2020	20.998	6.592	384	6.976	25%
2021	20.002	9.469	332	9.801	33%
2022	19.910	13.560	342	13.903	41%
2023	19.333	17.202	332	17.535	48%
2024	18.291	22.536	323	22.859	56%
% 2023-2024	-5,4%	31,0%	-2,9%	30,4%	
% 2014-2024	-38,6%	743,4%	-23,6%	821,3%	
% eq. *	-4,8%	37,0%	9,0%	35,8%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2024 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

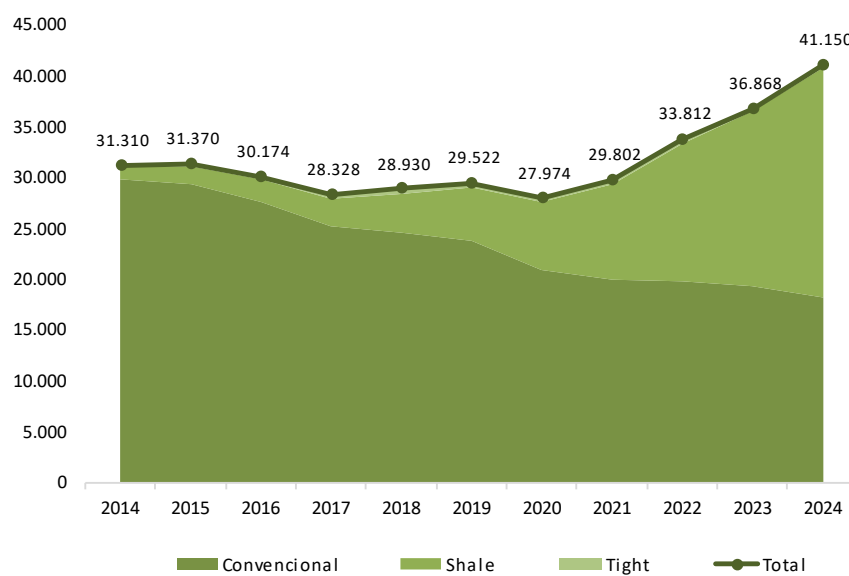
La producción Convencional de petróleo ocupó el 44% del total y, en 2024, es 5,4% menor a la del año 2023, 38,6% inferior a la del año 2014 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 4,8% en el periodo. Esto implica que continúa una disminución monótona, crónica y sin pausa en la última década: todos los años se produce menos petróleo convencional que el año anterior. En contraste, la producción No Convencional, impulsada por el Shale Oil, crece durante todos los años en la última década llegando a representar el 56% del total del petróleo producido en 2024.

La producción no convencional de petróleo creció a una tasa promedio anual del 35,8% entre los años 2015 y 2024, periodo en el cual se puede considerar que ha tenido una producción suficiente a modo comparativo anual. Al comienzo de la década muestra niveles de producción prácticamente inexistentes.

La producción de Shale Oil creció 31% entre 2023 y 2024, mientras que la producción de Tight Oil se redujo 2,9% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de petróleo en 2024 es 30,4% superior a la del año anterior.

La **Tabla 1.2** revela que la variante Shale Oil no solo predomina sobre el Tight Oil sino que también explica todo el crecimiento no convencional y es determinante para observar la variación de la producción total en el año 2024. En este sentido, el Shale presentó una producción de 22.536 Mm3 en 2024 con una tasa de crecimiento del 37% promedio anual entre 2015 y 2024, mientras que en el caso Tight Oil la producción fue de 323 Mm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 9% en el mismo periodo.

Gráfico 1.1.1: producción de petróleo por tipo de recurso



Fuente: IAE en base a SE

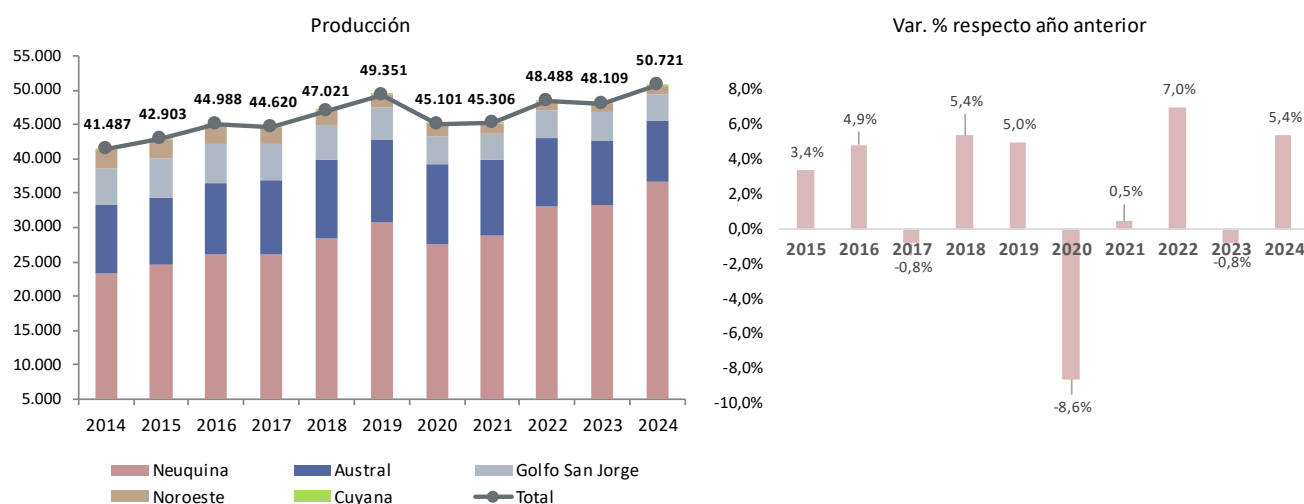
Gas natural

La producción de gas natural de 2024 aumentó 5,4% respecto a 2023. Esta variación revela un incremento en la producción que ha recuperado los valores observados en el año 2019 ya que implica un nivel 2,7% superior a la de aquel año. A su vez, la producción es 22,3% mayor a la del año 2014 y aumentó 2% promedio anual.

En este caso, la ampliación del sistema de transporte por gasoducto es determinante para explicar una parte de la dinámica en el incremento de la producción.

En el **Gráfico N° 1.2** se presenta la producción anual de Gas natural entre los años 2014 y 2024.

Gráfico N° 1.2: producción anual de Gas natural por cuenca, en millones de m3 y variación a.a.



Fuente: IAE en base a SE

Hasta el año 2014 existió una tendencia decreciente en la producción de Gas natural, iniciada en el año 2006. Sin embargo, fue interrumpida en el año 2014 momento en que empieza a crecer hasta el año 2019. Esto indicó un cambio en la tendencia productiva que se mantuvo hasta el año 2019 pero que fue interrumpida durante 2020 debido principalmente a los efectos de la pandemia del Covid-19. Durante los años 2021, 2022 y 2023 no se logró recuperar los niveles de producción pre-pandemia.

Entre los años 2023 y 2024 se observa un incremento en la producción que compensa la declinación crónica de las cuencas. En este sentido, la única cuenca que incrementa el nivel de producción es la Neuquina.

En la **Tabla N° 1.3** se presenta la producción anual de Gas natural desagregada por cuenca de los últimos 10 años.

Tabla N° 1.3: Producción anual de Gas Natural por cuenca (Millones de m3)												
Austral			Cuyana		Golfo San Jorge		Neuquina		Noroeste		TOTAL	
	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a
2014	10.016		56		5.304		23.217		2.893		41.487	
2015	9.654	-3,6%	54	-4,2%	5.715	7,7%	24.628	6,1%	2.853	-1,4%	42.903	3,4%
2016	10.592	9,7%	51	-5,1%	5.704	-0,2%	25.970	5,4%	2.671	-6,4%	44.988	4,9%
2017	10.682	0,8%	48	-5,6%	5.348	-6,2%	26.141	0,7%	2.401	-10,1%	44.620	-0,8%
2018	11.521	7,9%	49	1,1%	4.948	-7,5%	28.394	8,6%	2.109	-12,2%	47.021	5,4%
2019	12.041	4,5%	50	2,2%	4.681	-5,4%	30.736	8,2%	1.843	-12,6%	49.351	5,0%
2020	11.535	-4,2%	49	-1,9%	4.158	-11,2%	27.654	-10,0%	1.706	-7,4%	45.101	-8,6%
2021	10.859	-5,9%	49	0,0%	3.941	-5,2%	28.915	4,6%	1.543	-9,5%	45.306	0,5%
2022	9.986	-8,0%	51	3,8%	4.078	3,5%	32.971	14,0%	1.403	-9,1%	48.488	7,0%
2023	9.293	-6,9%	52	1,8%	4.116	0,9%	33.344	1,1%	1.304	-7,0%	48.109	-0,8%
2024	8.859	-4,7%	47	-9,0%	3.900	-5,2%	36.678	10,0%	1.237	-5,1%	50.721	5,4%
%2023-2024	-4,7%		-9,0%		-5,2%		10,0%		-5,1%		5,4%	
% 2014-2024	-11,6%		-16,2%		-26,5%		58,0%		-57,3%		22,3%	
% eq.*	-1,2%		-1,8%		-3,0%		4,7%		-8,1%		2,0%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en la **Tabla N° 1.3** la cuenca Neuquina, que es responsable del 72% de la producción total de gas natural del país, tuvo un crecimiento absoluto del 58% entre los años 2014 y 2024, lo cual implica una tasa de crecimiento promedio anual del 4,7%. Esta cuenca es la única que mantuvo una tasa anual de crecimiento positiva con la excepción del año 2020. A su vez, durante los años 2023 y 2024 la producción en esta cuenca creció un 1,1% y 10% anual respecto del año anterior, y es la que presenta las mayores tasas de crecimiento positivo entre los años 2014 y 2024.

Desde el año 2022 la cuenca neuquina superó el nivel de producción pre-pandemia. De esta manera, se presenta como la única cuenca que alcanzó este logro.

Por su parte, la cuenca Austral, que en la actualidad responsable del 17% del total de Gas natural producido en el país, ha tenido una reducción absoluta del 11,6% entre 2014 y 2024, es decir que la producción en esta cuenca se redujo a una tasa promedio anual del 1,2% en la última década, mientras que en 2024 presentó una caída anual del 4,7%.

La cuenca Golfo San Jorge se redujo 5,2% respecto del año anterior y muestra una disminución absoluta en su producción del 26,5% en el periodo. Esta cuenca muestra una reducción promedio anual del 3%.

La cuenca con mayor caída absoluta fue la del Noroeste, con una disminución del 57,3% entre 2014 y 2024. Esto implica que la cuenca ha disminuido su producción a una tasa promedio anual del 8,1% durante la última década. Adicionalmente, en el año 2024 la cuenca tuvo una producción 5,1% inferior a la del año anterior. Esta cuenca muestra tasas de caída inter anual en todos los años del periodo.

La cuenca Cuyana presenta una disminución absoluta del 16,2% entre 2014 y 2024, a lo cual le corresponde una tasa de disminución promedio anual del 1,8%. Por otra parte, en el último año la producción se redujo 9% respecto del año anterior.

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, la producción de gas natural No Convencional muestra una muy buena performance durante la última década que ha sido interrumpida en el año 2020 debido a las particularidades de la pandemia del Covid-19. La **Tabla N° 1.4** muestra la producción de Gas natural desagregada por tipo de recurso entre los años 2014 y 2024.

	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional
2014	37.225	567	3.695	4.262	10%
2015	36.158	1.158	5.587	6.745	16%
2016	35.387	1.607	7.994	9.601	21%
2017	32.772	2.255	9.593	11.848	27%
2018	30.336	6.751	9.935	16.686	35%
2019	28.280	11.534	9.537	21.071	43%
2020	25.789	10.976	8.335	19.312	43%
2021	23.731	13.296	8.279	21.575	48%
2022	21.885	18.188	8.415	26.603	55%
2023	19.969	21.137	7.004	28.140	58%
2024	18.758	25.407	6.556	31.963	63%
% 2023-2024	-6,1%	20,2%	-6,4%	13,6%	
% 2014-2024	-49,6%	1481,0%	-18,0%	232,9%	
% eq. *	-6,6%	47,1%	2,0%	21,5%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2024 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

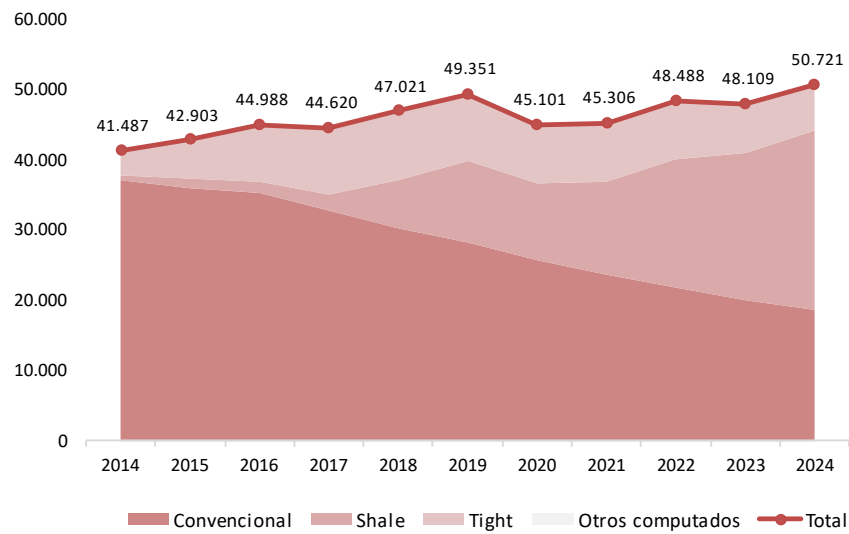
Como se puede observar, la producción Convencional de gas natural en 2024 es 6,1% menor a la del año 2023, 49,6% inferior a la del año 2014 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 6,6% en los últimos diez años. Esto implica, al igual que en el caso del petróleo convencional, una disminución crónica sin pausa que se refleja en el hecho de que no tuvo ninguna variación positiva anual en la última década.

En contraste, la producción No Convencional creció en todos los años analizados con excepción de 2020, momento en que se interrumpió la tendencia producto de la pandemia del Covid-19 y sus restricciones.

En 2024 la producción No Convencional es 13,6% mayor a la del año anterior. La explicación del crecimiento anual se debe a que la producción de Tight Gas se redujo 6,4% entre 2023 y 2024, mientras que la de Shale Gas se incrementó 20,2% en el último año.

La **Tabla 1.4** revela que se produjeron 25.407 MMm3 de Shale Gas en 2024 con una tasa de crecimiento del 47,1% anual entre 2015 y 2024, mientras que en el caso del Tight Gas la producción fue de 6.556 MMm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 2% en el mismo periodo. En conjunto, la producción No Convencional de gas natural creció a una tasa promedio del 21,5% anual entre 2015 y 2024.

Gráfico 1.2.1: producción de gas natural por tipo en MMm3



Fuente: IAE en base a SE

2. Reservas y pozos

Reservas de petróleo

Como se ha expuesto, la producción de petróleo presentó una caída tendencial hasta mediados del año 2018 en un contexto donde las reservas comprobadas², probables³ y posibles⁴ también disminuían. A partir de 2018 las reservas comprobadas comenzaron a recuperarse, con la excepción del año 2020.

En 2023, y por segundo año consecutivo, las reservas comprobadas y posibles han aumentado mientras se reducen levemente las reservas probables y los recursos.

Tabla N° 2.1: Reservas de petróleo por tipo

Reservas de petróleo por tipo (Mm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2013	370.374	132.287	91.101	147.589
2014	380.028	135.100	96.173	141.308
2015	380.730	131.344	95.165	141.461
2016	344.525	119.987	79.972	162.918
2017	320.916	116.762	80.165	169.775
2018	379.796	163.257	86.849	169.501
2019	407.420	174.453	86.973	163.252
2020	383.280	193.865	99.667	155.374
2021	451.231	235.252	148.949	682.920
2022	465.424	252.540	165.562	789.136
2023	477.270	238.450	181.279	774.366
% 2022-2023	2,5%	-5,6%	9,5%	-1,9%
% 2013-2023	28,9%	80,3%	99,0%	424,7%
% eq.	2,6%	6,1%	7,1%	18,0%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2023 las reservas comprobadas de petróleo fueron 2,5% mayores a las registradas en el año 2022, y 28,9% en el periodo analizado. Esto cual implica una tasa promedio anual del 2,6% en el entre 2013 y 2023. Por otra parte, las reservas probables se redujeron 5,6% respecto del año anterior, aunque crecen un 7,4% promedio anualmente a la vez que son 80,3% superiores a las del año 2013.

² Son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

³ Son aquellas reservas no comprobadas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las reservas comprobadas, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

⁴ Son aquellas reservas no comprobadas que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Por otra parte, las Reservas Posibles aumentaron 9,5% respecto del año anterior, son 90% mayores respecto del año 2013 y crecen a una tasa promedio anual del 7,1% en la última década. Los Recursos contingentes⁵ de petróleo fueron 1,5% menores en 2023 aunque aumentaron 18% en promedio anual y son 424,7% mayores a los del año 2013.

Las reservas Comprobadas presentan una evolución diferente entre las cuencas argentinas. En la última década crecieron las reservas Comprobadas únicamente en la cuenca Neuquina: son 254% superiores a las del año 2013 y crecieron a una tasa promedio anual del 13,5%.

A su vez, las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral presentan niveles de reservas Comprobadas muy inferiores a las del año 2013: son 60,8%, 86,4%, 25,2% y 56% menores respectivamente.

Por otra parte, respecto de 2022 la única cuenca que incrementó sus reservas comprobadas es la Neuquina con un aumento del 9%. Adicionalmente, las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas comprobadas 26,7%, 7,2%, 5,7% y 5,2% respecto del año anterior.

Tabla N° 2.1.1: Reservas de petróleo por cuenca

Reservas comprobadas de petróleo por cuenca, Mm3						
	Noroeste	Cuyana	Neuquina	Golfo San Jorge	Austral	TOTAL
2013	4.568	22.480	78.604	251.163	13.559	370.374
2014	4.718	22.638	84.107	255.330	13.234	380.028
2015	4.922	20.411	86.690	253.872	14.834	380.730
2016	4.780	16.715	77.429	234.174	11.426	344.525
2017	3.955	12.926	72.170	219.966	11.624	320.916
2018	3.217	14.744	118.606	232.513	10.716	379.796
2019	3.003	7.060	162.287	224.866	10.180	407.420
2020	2.621	6.757	156.903	208.445	8.555	383.280
2021	2.492	8.954	222.332	209.604	7.850	451.231
2022	2.439	3.299	254.140	199.252	6.293	465.424
2023	1.789	3.061	278.487	187.965	5.968	477.270
% 2022-2023	-26,7%	-7,2%	9,6%	-5,7%	-5,2%	2,5%
% 2013-2023	-60,8%	-86,4%	254,3%	-25,2%	-56,0%	28,9%
% eq.	-8,9%	-18,1%	13,5%	-2,9%	-7,9%	2,6%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas 8,9%, 18,1%, 2,9% y 7,9% en promedio anualmente.

La caída absoluta y tendencial en las cuencas convencionales revela la muy escasa exploración en estas áreas, y se correlaciona con la declinación crónica de la producción de petróleo convencional.

⁵ Son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos descubiertos líquidos, gaseosos o ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación y para los que no exista, en ese momento, viabilidad económica o comercialidad de la explotación.

Reservas de gas natural

En este caso, han aumentado las reservas Comprobadas, las Probables, las Posibles y los Recursos de gas natural un 4%, 5,8%, 3,5% y 15,5% promedio anual en la última década respectivamente. A su vez, son 48,5%, 76,6%, 41,6% y 324% superiores a las existentes en el año 2013.

Tabla N° 2.2: Reservas de gas por tipo

Reservas de Gas por tipo (MMm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2013	328.260	142.011	135.033	214.391
2014	332.217	149.562	145.084	221.215
2015	350.483	160.441	158.299	251.969
2016	336.526	148.578	134.881	235.185
2017	355.459	188.987	147.640	359.924
2018	371.566	188.607	171.042	399.584
2019	400.225	190.523	134.670	415.020
2020	397.246	191.661	153.560	360.068
2021	415.988	182.750	161.253	859.721
2022	451.763	222.746	163.310	837.427
2023	487.472	250.725	191.175	909.158
% 2022-2023	7,9%	12,6%	17,1%	8,6%
% 2013-2023	48,5%	76,6%	41,6%	324,1%
% eq.	4,0%	5,8%	3,5%	15,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En el año 2023 las reservas Comprobadas de gas son 7,9% superiores a las del año anterior mientras que las Probables y Posible son 12,6% y 17,1% superiores a las del año 2022 respectivamente. Por otra parte, los Recursos de gas aumentaron 8,6% respecto de 2022.

Por otra parte, las reservas Comprobadas de gas aumentan solo en la cuenca Neuquina: son 12,8% superiores respecto del año anterior. A su vez, es la única cuenca que aumenta el nivel de reservas Comprobadas respecto a 2013 con un incremento absoluto del 164% y una tasa promedio anual de crecimiento de 10,2% en el periodo.

Adicionalmente, las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen 8,8%, 6%, 4,7% y 4,2% en relación al año 2022 respectivamente.

Tabla N° 2.2.1: Reservas de gas por cuenca

Reservas de Gas comprobadas por cuenca, MMm3						
	Noroeste	Cuyana	Neuquina	Golfo San Jorge	Austral	TOTAL
2013	30.052	744	138.960	47.849	110.655	328.260
2014	26.055	770	147.909	47.987	109.497	332.217
2015	23.764	727	156.485	48.591	120.917	350.483
2016	20.271	598	155.950	46.024	113.683	336.526
2017	17.358	362	177.129	43.441	117.169	355.459
2018	14.900	418	204.711	43.798	107.739	371.566
2019	13.575	206	242.940	42.464	101.040	400.225
2020	12.116	225	252.382	36.393	96.130	397.246
2021	11.075	233	278.526	37.563	88.592	415.988
2022	10.529	155	326.064	34.142	80.873	451.763
2023	9.598	146	367.687	32.527	77.513	487.472
% 2022-2023	-8,8%	-6,0%	12,8%	-4,7%	-4,2%	7,9%
% 2013-2023	-68,1%	-80,4%	164,6%	-32,0%	-30,0%	48,5%
% eq.	-10,8%	-15,0%	10,2%	-3,8%	-3,5%	4,0%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las cuencas Noroeste y Cuyana presentan niveles de reservas Comprobadas de gas muy inferiores a las del año 2013: son 68,1% y 80,4% menores respectivamente. A su vez, las cuencas Golfo San Jorge y Austral muestra un nivel 32% y 30% menor en relación a las existentes en el año 2013 respectivamente.

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas un 10,8%, 15%, 3,8% y 3,5% en promedio anualmente.

Al igual que en el caso del petróleo, la caída absoluta y tendencial en la mayoría de las cuencas convencionales de gas revela la muy escasa inversión en exploración y en explotación de hidrocarburos de tipo Convencional en estas áreas, y se correlaciona con la declinación crónica de la producción de gas natural convencional.

La menor inversión en exploración redunda en un menor nivel de descubrimientos de nuevos yacimientos, lo que trae aparejado, indefectiblemente, una menor producción conforme el paso del tiempo debido a que los rendimientos decrecientes de los yacimientos.

La exploración en áreas poco exploradas de cuencas existentes, o en nuevas cuencas, ha tenido escaso desarrollo en Argentina en al menos los últimos 25 años, dando como resultado la extracción de hidrocarburos en yacimientos maduros y de alto costo de producción con rendimientos decrecientes. De esto se desprende que, sin exploración de riesgo con nuevos hallazgos, sin inversiones y mejoras efectivas en el aumento del factor de recuperación de los yacimientos, la producción hidrocarburífera convencional del país indefectiblemente seguirá su sendero de declinación en el mediano y largo plazo.

Reservas por tipo de recurso

Las reservas comprobadas por tipo de recurso comenzaron a informarse en el año 2017. Desde entonces se puede observar un claro patrón de comportamiento que implica una declinación marcada en el caso del petróleo y gas convencional y un aumento significativo para el petróleo y gas no convencional.

Tabla 2.2.3: reservas comprobadas por tipo de recurso

Reservas comprobadas por hidrocarburo y tipo de recurso						
	Convencionales		No Convencionales		Total	
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2017	299.815	242.847	21.101	112.700	320.916	355.547
2018	318.213	221.933	61.583	149.633	379.796	371.566
2019	297.388	208.095	110.032	192.136	407.420	400.231
2020	264.880	183.032	118.400	214.215	383.280	397.246
2021	274.007	171.399	177.225	244.589	451.231	415.988
2022	244.861	152.846	220.563	298.917	465.424	451.763
2023	230.464	140.118	246.806	347.354	477.270	487.472
% 2022-2023	-5,9%	-8,3%	11,9%	16,2%	2,5%	7,9%
% 2017-2023	-23,1%	-42,3%	1069,6%	208,2%	48,7%	37,1%
% eq.	-4,3%	-8,8%	50,7%	20,6%	6,8%	5,4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2023, las reservas comprobadas de petróleo convencional son 23,1% menores respecto de 2017, 5,9% menores respecto del año anterior y se reducen a una tasa promedio anual del 4,3%.

En el caso del gas convencional se observa que las reservas comprobadas han disminuido 42,3% respecto de 2017 y 8,3% en relación al año anterior. A su vez, disminuyen a una tasa promedio del 8,8% por año.

En contraste, las reservas comprobadas no convencionales aumentan en ambos casos y en todas las mediciones. Se destaca el petróleo con un incremento del 1.069% respecto de 2017 y del 11,9% respecto del año anterior. A su vez, crece a una tasa promedio del 50,7% anual.

Por otra parte, las reservas comprobadas de gas no convencional son 208% más elevadas que las existentes en 2017 mientras fueron 16,2% superiores respecto del año anterior. En este caso, crecen a una tasa promedio anual del 20,6%.

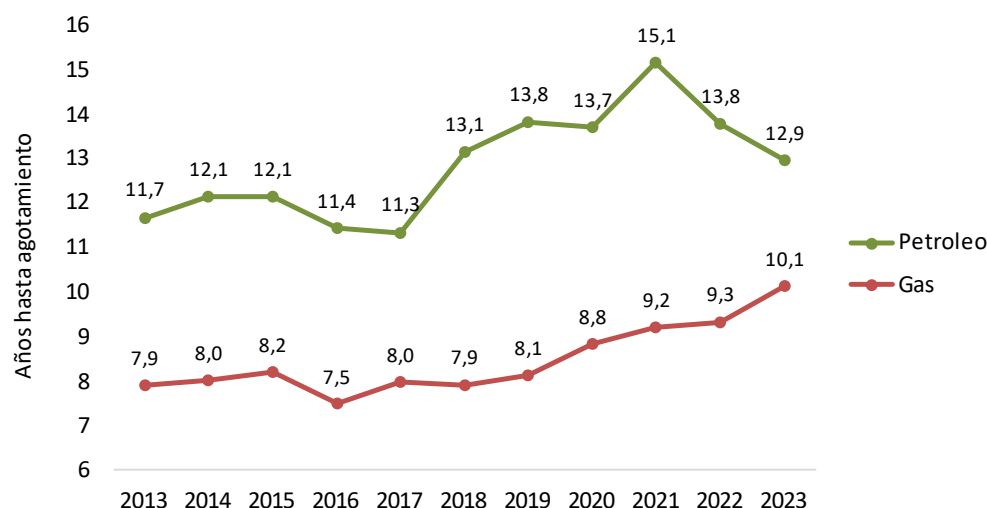
Estas mediciones por tipo de recurso se complementan a las observadas en la desagregación por cuenca e indica que las reservas comprobadas no convencionales son las únicas que crecen y, en particular, en la cuenca neuquina donde se encuentra la formación Vaca Muerta.

Agotamiento de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural

La relación entre la producción y las reservas comprobadas revela el horizonte de agotamiento. Esto es, cuántos años demora en consumirse el stock de reservas al ritmo anual de producción si es que no existe reposición alguna.

A partir del año 2017, en paralelo al comienzo de la información por tipo de recurso, las reservas comprobadas de petróleo y gas han extendido su horizonte de agotamiento.

Gráfico N° 2.1: evolución del horizonte de agotamiento de las reservas comprobadas



Fuente: IAE en base a SE.

Como muestra el **Gráfico N° 2.1** el horizonte de agotamiento se extendió de 11,3 a 12,9 años entre 2017 y 2023 en el caso de las reservas comprobadas de petróleo. Mientras que el gas natural expandió su horizonte de agotamiento de 8 a 10,1 años en el mismo periodo.

La reposición de reservas comprobadas año a año permite elevar el indicador.

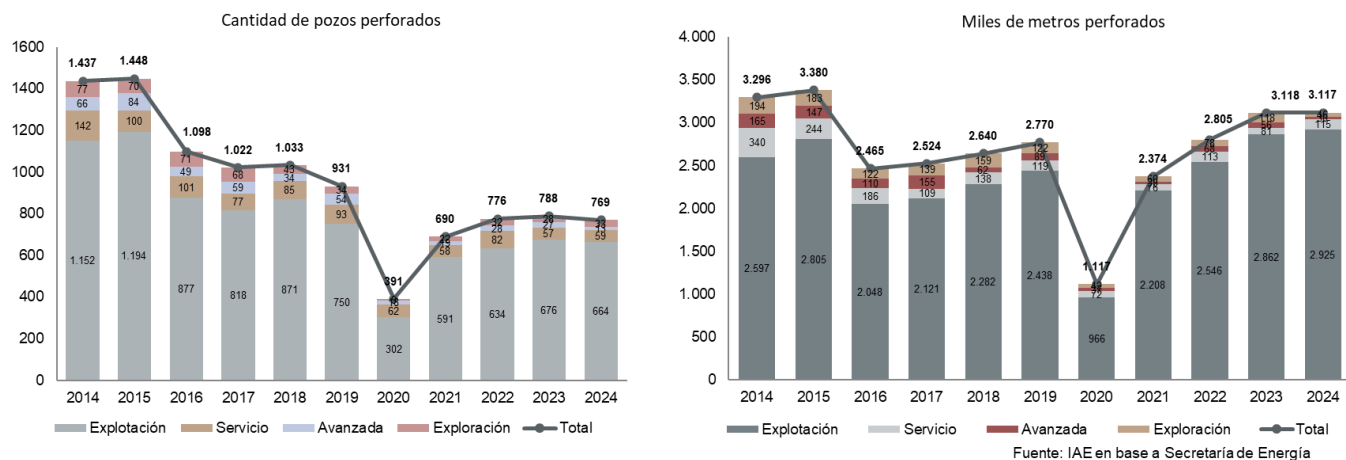
Pozos terminados

La cantidad de pozos terminados arroja información complementaria sobre la actividad y la inversión hidrocarburífera.

Como se puede ver en el **Gráfico N° 2.2** la cantidad anual de pozos terminados ha disminuido en los últimos 10 años de manera tendencial, llegando al nivel más bajo durante el 2020 a partir de los efectos de la pandemia del Covid-19 y la paralización de las actividades. Sin embargo, a partir del año 2021 hubo un repunte, aunque en 2024 se observa un cierto estancamiento a la vez que continúa por debajo de los niveles observados entre 2014 y 2019.

El gráfico muestra, a su vez, una tendencia creciente en la cantidad de metros perforados a partir del año 2021 que tiende a aplanarse en 2024.

Gráfico N° 2.2: evolución de la cantidad total de pozos terminados y metros perforados (miles de metros) por tipo de pozo



En la **Tabla N° 2.3** se puede observar la cantidad de pozos terminados por tipo por año y su variación i.a, absoluta y promedio.

Tabla 2.3: cantidad de pozos terminados por tipo

	Avanzada		Exploración		Explotación		Servicio		Total	
	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a
2014	66		77		1.152		142		1.437	
2015	84	27,3%	70	-9,1%	1.194	3,6%	100	-29,6%	1.448	0,8%
2016	49	-41,7%	71	1,4%	877	-26,5%	101	1,0%	1.098	-24,2%
2017	59	20,4%	68	-4,2%	818	-6,7%	77	-23,8%	1.022	-6,9%
2018	34	-42,4%	43	-36,8%	871	6,5%	85	10,4%	1.033	1,1%
2019	54	58,8%	34	-20,9%	750	-13,9%	93	9,4%	931	-9,9%
2020	18	-66,7%	9	-73,5%	302	-59,7%	62	-33,3%	391	-58,0%
2021	19	5,6%	22	144,4%	591	95,7%	58	-6,5%	690	76,5%
2022	28	47,4%	32	45,5%	634	7,3%	82	41,4%	776	12,5%
2023	27	-3,6%	28	-12,5%	676	6,6%	57	-30,5%	788	1,5%
2024	13	-51,9%	33	17,9%	664	-1,8%	59	3,5%	769	-2,4%
%2023-2024	-51,9%		17,9%		-1,8%		3,5%		-2,4%	
% 2014-2024	-80,3%		-57,1%		-42,4%		-58,5%		-46,5%	
% eq.*	-15,0%		-8,1%		-5,4%		-8,4%		-6,1%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se muestra en la **Tabla N° 2.3** la cantidad de pozos totales ha tenido una disminución absoluta del 46,5% en 2024 respecto de 2014. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 6,1%, mientras que en el último año la baja de la cantidad de pozos terminados fue del 2,4% respecto de 2023.

En 2014 se perforaron 77 pozos Exploratorios. Desde ese año hasta 2024 se produce una disminución tendencial prácticamente ininterrumpida en la cantidad de pozos de exploración anuales hasta el año 2020 que, a fines prácticos, no es comparable. En 2022 se perforaron 32 pozos exploratorios mientras que en 2023 y 2024 se

terminaron 28 y 33 respectivamente. Es decir, en el último año la cantidad de pozos exploratorios fue 57,1% inferior a la del año 2014 con una caída promedio anual del 8,1%⁶.

Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 42,4% en 2024 respecto de 2014, es decir, una disminución promedio anual del 5,4% en la última década. A su vez, en 2024 se observa una reducción del 1,8% respecto del año anterior.

Tabla 2.4: metros perforados por tipo de pozo (en miles de metros)

Cantidad de metros perforados por tipo de pozo (miles de metros)										
	Avanzada		Exploración		Explotación		Servicio		Total	
	Mil metros	% i.a	Mil metros	% i.a	Mil metros	% i.a	Mil metros	% i.a	Mil metros	% i.a
2014	165		194		2.597		340		3.296	
2015	147	-11%	183	-5%	2.805	8%	244	-28%	3.380	2,6%
2016	110	-25%	122	-33%	2.048	-27%	186	-24%	2.465	-27,1%
2017	155	41%	139	14%	2.121	4%	109	-41%	2.524	2,4%
2018	62	-60%	159	14%	2.282	8%	138	26%	2.640	4,6%
2019	89	45%	122	-23%	2.438	7%	119	-13%	2.770	4,9%
2020	37	-59%	42	-66%	966	-60%	72	-39%	1.117	-59,7%
2021	30	-18%	60	41%	2.208	129%	76	6%	2.374	112,5%
2022	68	125%	78	31%	2.546	15%	113	48%	2.805	18,2%
2023	56	-17,0%	118	51,7%	2.862	12,4%	81	-28,1%	3.118	11,2%
2024	30	-46,5%	46	-60,8%	2.925	2,2%	115	41,6%	3.117	0,0%
%2023-2024	-46,5%		-60,8%		2,2%		41,6%		0,0%	
% 2014-2024	-81,7%		-76,1%		12,6%		-66,2%		-5,4%	
% eq.*	-15,6%		-13,3%		1,2%		-10,3%		-0,6%	

La **Tabla 2.4** muestra que la cantidad total de metros perforados ha tenido una reducción absoluta del 5,4% en 2024 respecto de 2014. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 0,6%, mientras que en el último año los metros totales perforados prácticamente no tuvieron variación respecto del año anterior.

Se destaca el crecimiento de los metros perforados en pozos de explotación que crece 2,2% respecto de 2023 y 12,6% respecto a 2014. El crecimiento anual promedio en este caso es del 1,2% en el periodo observado.

⁶ La mayoría de los pozos exploratorios fueron perforados y terminados en la Cuenca Neuquina y, muchos de ellos se ejecutaron como proyectos piloto exploratorio en la Formación Vaca Muerta.

3. Downstream: Ventas de los principales combustibles

Principales combustibles líquidos

Las ventas de los principales combustibles líquidos muestran, en 2024, una reducción en todos los subtipos de producto: mientras el consumo de gasoil se redujo 4,6% anual, las ventas de nafta alcanzaron fueron 6,2% menores respecto al año anterior.

El consumo de naftas creció entre 2021 y 2023. En este sentido, después de caer 26,9% durante la pandemia del Covid-19 tuvo un incremento del 30,3%, 13,6% y 4,4% en 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Alcanzando el récord de la década con 10.335 mil metros cúbicos. En el año 2024 las ventas totales de naftas suman 9.712 Mm3 anuales y, a pesar de la reducción anual, muestran valores por encima de los valores pre-pandemia.

Tabla N° 3.1: Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)

Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)										
	Gas Oil			Naftas			TOTALES			
	Gas Oil G1	Gas Oil G2	Gas Oil G3	Nafta G1	Nafta G2	Nafta G3	Total Gas Oil	% i.a	Total Naftas	% i.a
2014	0,07	11.594	2.123	29	6.159	2.356	13.717		8.544	
2015	0,00	11.754	1.661	27	6.161	1.892	13.415	-2,2%	8.081	-5,4%
2016	0,14	11.304	2.371	34	6.198	2.432	13.675	1,9%	8.664	7,2%
2017	0,95	10.669	3.047	17	6.388	2.894	13.718	0,3%	9.299	7,3%
2018	0,00	10.092	3.399	9	6.668	2.669	13.491	-1,7%	9.346	0,5%
2019	0,46	10.038	3.358	0	6.878	2.294	13.397	-0,7%	9.171	-1,9%
2020	0,11	9.173	2.759	0	5.046	1.654	11.932	-10,9%	6.700	-26,9%
2021	0,00	10.033	3.682	0	6.377	2.353	13.715	14,9%	8.730	30,3%
2022	0,00	10.411	4.368	0	7.118	2.802	14.779	7,8%	9.920	13,6%
2023	0,00	10.629	4.039	0	7.545	2.810	14.668	-0,8%	10.355	4,4%
2024	0,00	10.157	3.834	0	7.416	2.296	13.991	-4,6%	9.712	-6,2%
% 2023-2024	-	-4,4%	-5,1%	-	-1,7%	-18,3%	-4,6%		-6,2%	
% 2014-2024	-	-12%	81%	-	20,4%	-2,5%	2,0%		13,7%	
% eq.	-	-1,3%	6,1%	-	1,9%	-0,3%	0,2%		1,3%	

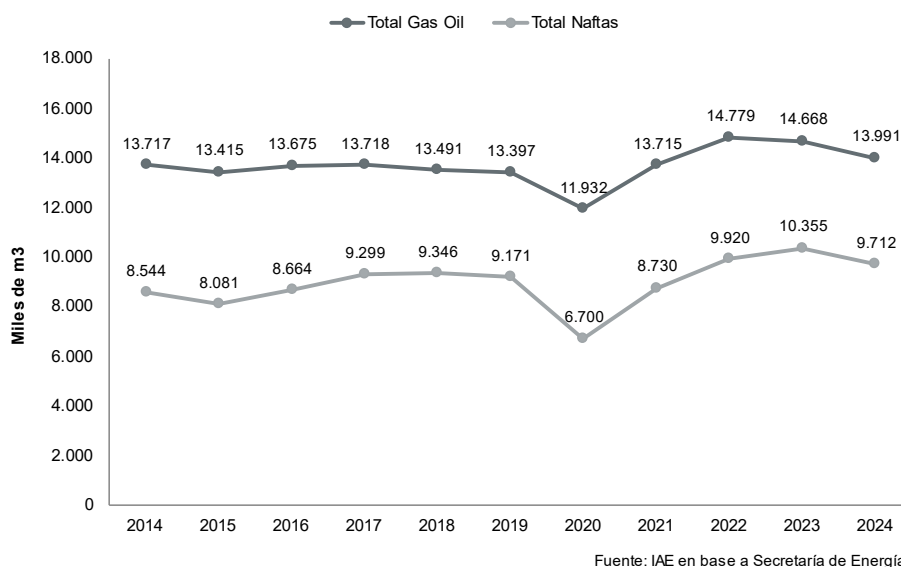
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La disminución en las ventas de gasoil respecto del año anterior está explicada por menores volúmenes de gasoil grado 2 (gasoil común) y de gasoil de grado 3 (gasoil ultra). Por otra parte, en el año 2024 se consumió un 2% más de gasoil que en el año 2014 y lo explica en su totalidad el aumento del 81% del gasoil Grado 3 dada la reducción absoluta del 12% en el consumo de gasoil común. Esto sugiere un cambio en la utilización del gasoil común por el gasoil ultra que no se refleja con claridad en los años 2023 y 2024 donde el combustible premium tiene una reducción más pronunciada que el común.

A su vez, el gasoil total comercializado presenta una tasa de crecimiento anual promedio del 0,2% en la demanda durante el periodo.

La demanda de naftas se redujo 6,2% respecto del año anterior y presenta un buen dinamismo en la última década: entre 2014 y 2024 las ventas totales aumentaron 13,7% debido al considerable incremento de las ventas de Naftas grado 2 (súper). Las ventas de este combustible han aumentado a una tasa promedio anual del 1,3% durante los últimos diez años explicadas por el incremento en las ventas de nafta súper y dada la reducción en la utilización de nafta premium durante el último año.

Gráfico N° 3.1: venta de los principales combustibles líquidos en el mercado interno



Como se puede observar en el Gráfico y Tabla N° 3.1 la demanda de naftas y gasoil tuvo una fuerte recuperación a partir del año 2021. Sin embargo, entre 2023 y 2024 las ventas muestran cierta reversión del crecimiento.

Ventas de Gas natural

Durante el año 2024 las ventas totales de gas natural aumentaron 0,9% respecto al año anterior. Por otra parte, en 2024 no se logró recuperar los niveles de consumo previos a la pandemia: se consumió 8,7% menos que en el pico de la década marcado en 2018.

Por otra parte, entre 2014 y 2024 las ventas totales de gas natural se redujeron 3,7% en términos absolutos observándose una tasa de reducción promedio anual del 0,4% durante el periodo. En este sentido, se observan seis años de crecimiento de la demanda y cuatro años en caída respecto del año anterior.

En particular los usuarios Residenciales, que consumen el 24% del total, redujeron su demanda 2,4% entre 2014 y 2024. Esto implica que los consumos de estos usuarios se mantienen aproximadamente estables en el tiempo.

En el caso de las Centrales Eléctricas, que consumen el 32% del Gas natural entregado, se observa una reducción en la demanda entre los años 2014 y 2024: las entregas fueron 5% menores respecto de 2014 y se redujeron 0,5% promedio anual en el periodo. A su vez, esta categoría demandó 5,3% más de gas que el año anterior.

Tabla 3.2 Gas Natural entregado por tipo de Usuario, en MMm3

Gas Natural entregado por tipo de Usuario, en MMm3									
Mes	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total	% i.a
2014	10.108	1.326	442	12.478	14.543	1.001	2.853	42.750	
2015	10.229	1.334	431	12.632	14.916	1.047	2.981	43.571	1,9%
2016	10.835	1.368	479	12.084	16.002	1.090	2.827	44.686	2,6%
2017	9.606	1.271	446	12.516	17.278	1.044	2.551	44.712	0,1%
2018	9.568	1.257	432	13.193	17.189	1.045	2.401	45.085	0,8%
2019	9.198	1.460	441	13.287	15.326	981	2.480	43.172	-4,2%
2020	9.647	1.080	315	12.673	14.439	852	1.868	40.873	-5,3%
2021	9.714	1.163	410	12.121	16.149	819	2.346	42.722	4,5%
2022	10.433	1.236	460	12.303	13.566	896	2.395	41.287	-3,4%
2023	9.844	1.375	469	12.842	13.115	896	2.247	40.789	-1,2%
2024	10.081	1.352	459	12.474	13.816	905	2.079	41.167	0,9%
% 2023-2024	2,4%	-1,6%	-2,2%	-2,9%	5,3%	1,0%	-7,5%	0,9%	
% 2014-2024	-0,3%	2,0%	3,9%	0,0%	-5,0%	-9,6%	-27,1%	-3,7%	
% eq.	0,0%	0,2%	0,4%	0,0%	-0,5%	-1,0%	-3,1%	-0,4%	

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Por su parte, la Industria, que es responsable del 31% de las ventas totales, consumió un nivel similar al del año 2014, con un nulo aumento promedio anual a la vez que se redujo 2,9% respecto del año anterior.

Los usuarios del tipo Comercial, que representan el 3% de la demanda, consumieron 2% más respecto al año 2014 resultando en una tasa de crecimiento promedio 0,2% anual entre los años 2014 y 2024. A su vez, redujeron su demanda 1,6% respecto del año anterior.

4. Precios de los hidrocarburos y derivados

Barril de petróleo: precios locales e internacionales

El barril de petróleo tipo WTI cotizó en promedio, durante 2024, 75,9 USD/bbl. Esto implica una reducción del 2,2% respecto de 2023. Adicionalmente, el precio promedio del barril de petróleo tipo BRENT en 2024 fue USD/bbl 79,9, es decir, un 2,7% menor respecto del año 2023.

Tabla N° 4.1: Precio promedio anual del barril de petróleo en USD				
	BRENT	ESCALANTE	MEDANITO	WTI
2014	99,0	74,6	79,4	93,0
2015	52,4	57,5	74,6	48,8
2016	43,5	48,8	63,2	43,3
2017	54,2	50,9	56,5	50,9
2018	71,6	63,0	65,0	64,8
2019	64,1	56,1	54,0	57,0
2020	43,2	40,6	40,1	39,5
2021	70,8	61,8	54,4	67,9
2022	99,1	75,9	67,1	94,3
2023	82,1	69,7	63,9	77,6
2024	79,9	73,3	69,7	75,9
% 2023-2024	-2,7%	5,1%	9,1%	-2,2%
% 2014-2024	-19,3%	44,0%	23,3%	49,1%
% eq.	-2,1%	5,3%	3,0%	5,9%

Fuente: IAE en base a SE

Los precios del WTI y el BRENT alcanzaron el máximo del año en el mes de junio de 2022 cotizando 118 y 114 USD por barril respectivamente en su cotización mensual. Estos valores fueron similares a los picos observados entre 2013 y 2014 donde cotizaron alrededor de 111 y 105 USD por barril respectivamente en ambas oportunidades.

En 2020, en el mercado local el impacto en los precios tuvo correlato y, como consecuencia de ello, volvió a implementarse una política de precio sostén o "Barril Criollo" (Decreto 488/2024) similar a la que estuvo vigente entre los años 2013 y 2017. En este caso el precio sostén duró 3 meses⁷.

El barril de petróleo del tipo Escalante tuvo un precio promedio, en el año 2024, de USD/bbl 73,3, es decir, un valor 5,1% mayor al del año anterior. Asimismo, el barril de petróleo tipo Medanito cotizó, en promedio, USD/bbl 69,7 durante el año 2024 con incremento del 9,1% respecto de 2023.

Esta divergencia en las tasas de variación, reflejada en una baja de los petróleos de referencia internacional y un alza de los locales, ilustra un incipiente cambio en la fijación de precios de referencia para la refinación local. Es

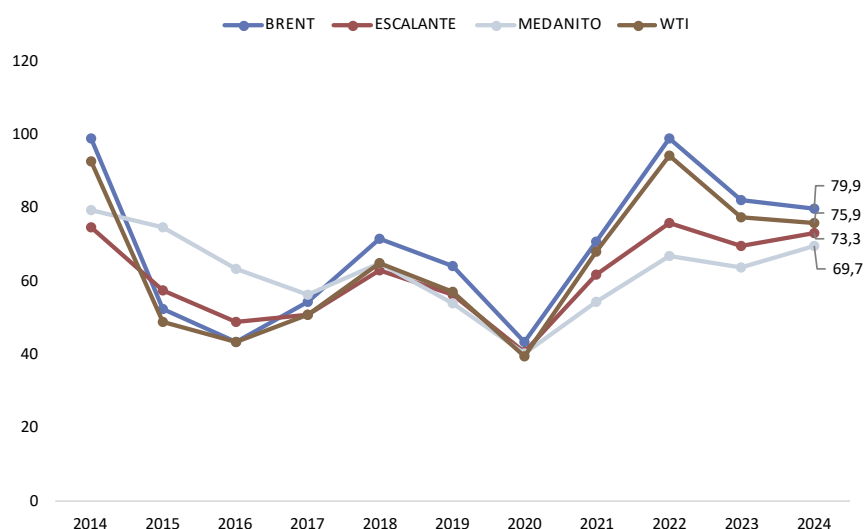
⁷ Se puso como referencia una cotización del tipo Medanito de USD/bbl 45 mientras la cotización del crudo tipo BRENT se encuentre por debajo de ese valor. Esta referencia se utilizó para el cálculo de regalías y se aplicó sin distinción de cuenca o tipo de crudo más allá del ajuste por calidad.

decir, el abandono de una política de “barril criollo” y la adopción de precios en refinería acoplados a las marcaciones internacionales.

En promedio, durante 2024, el precio de los barriles Escalante y Medanito fueron 6,3 y 10,2 dólares inferior al barril tipo BRENT. Es decir, el BRENT fue 9% y 14% superior respectivamente.

Asimismo, en 2024, el precio de los barriles Escalante y Medanito fueron 2,6 y 6,2 dólares inferior al barril tipo WTI. Es decir, el WTI fue 3,5% y 9% superior respectivamente.

Gráfico N° 4.1: Precios locales e internacionales del barril de petróleo en USD por barril



Fuente: IAE Mosconi en base a SE

El **Gráfico 4.1** muestra la evolución de los precios internacionales y locales del barril de petróleo. Como se puede observar, hasta mediados del año 2014 el precio promedio internacional en cualquiera de sus cotizaciones fue superior al precio local. Es preciso destacar que la política de “Barril Criollo” ha estado presente desde el año 2007 hasta el año 2017, desde mayo a agosto de 2020 y entre 2021 y 2023 en diferentes versiones, incluso aún en los dos años donde los precios locales fueron superiores a los internacionales.

En 2024 se observa un incipiente abandono del “barril criollo” con precios internacionales aproximadamente estables en promedio. En este caso, es notable la convergencia entre los precios locales y las referencias internacionales.

Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub

Al igual que en el caso del petróleo, la pandemia del Covid-19 tuvo un impacto muy significativo en la demanda y en la oferta de gas en todo el mundo durante el año 2020. Por entonces, se observaron precios del gas que fueron los mínimos de la década tanto en importación como el local y en el mercado de Estados Unidos. Sin embargo, a partir del año 2021 comenzó a recuperarse.

La recuperación de los precios fue seguida del impacto de la invasión de Rusia en Ucrania en el primer trimestre de 2022 que disparó los precios del gas en Europa, debido a la restricción a la oferta rusa, y por consiguiente en el resto del mundo.

En el mercado local, el precio de Gas natural doméstico en boca de pozo tuvo un aumento de 4,1% promedio anual entre 2014 y 2024, tomando como cálculo el precio promedio de cada año. Por otra parte, entre el precio promedio del año 2014 y el precio promedio del año 2024 hubo un incremento del 48,9% en el Gas natural Doméstico. Adicionalmente, en el último año el precio del gas argentino se redujo 0,1% respecto del año anterior.

Tabla 4.2: precios del gas natural local, importación e internacional

Precios promedio anual del Gas en USD/MMbtu								
Importación Bolivia			Importación GNL		NYMEX Henry Hub		Local boca de pozo	
	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a
2014	10,40		14,23		4,39		2,16	
2015	6,20	-40,4%	10,47	-26,4%	2,63	-40,1%	2,05	-5,3%
2016	3,74	-39,6%	5,80	-44,7%	2,52	-4,4%	3,21	56,7%
2017	4,93	31,7%	5,95	2,6%	2,98	18,7%	3,76	17,2%
2018	6,31	28,0%	8,10	36,2%	3,15	5,6%	4,13	9,7%
2019	6,74	6,8%	6,34	-21,8%	2,57	-18,6%	3,19	-22,9%
2020	4,94	-26,8%	4,13	-34,8%	2,04	-20,7%	2,24	-29,6%
2021	6,12	24,1%	9,07	119,3%	3,91	92,1%	2,94	31,1%
2022	11,33	85,0%	29,66	227,2%	6,42	64,2%	3,32	13,0%
2023	10,01	-11,7%	17,09	-42,4%	2,54	-60,5%	3,22	-2,9%
2024	12,04	20,3%	9,58	-44,0%	2,19	-13,6%	3,22	-0,1%
% 2023-2024	20,3%		-44,0%		-13,6%		-0,1%	
% 2014-2024	15,8%		-32,7%		-50,1%		48,9%	
% eq.	1,5%		-3,9%		-6,7%		4,1%	

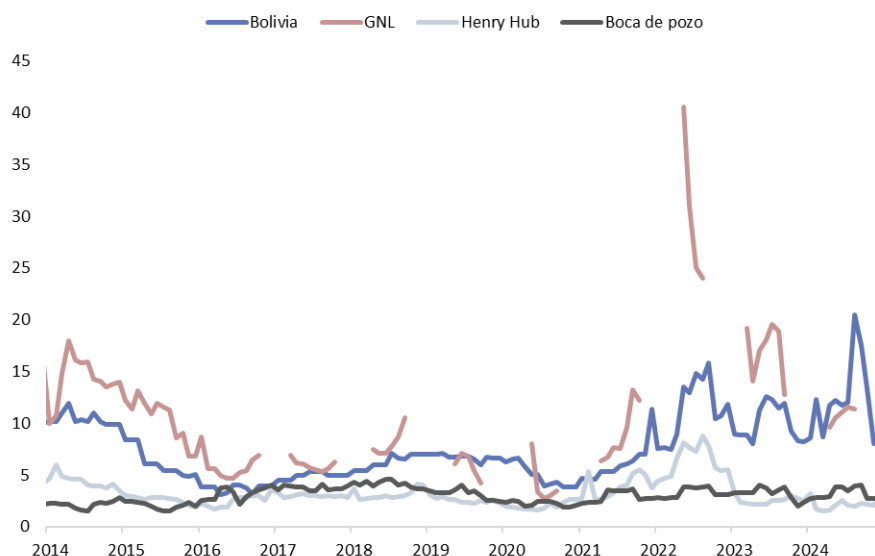
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y EIA.

Durante los años observados, el precio promedio de importación de Gas natural (Desde Bolivia y Chile) aumentó 1,5 % promedio anual mientras el de GNL se redujo, en promedio 3,9% anual con fuertes variaciones en el medio de la serie. A su vez, en el último año el precio del gas natural del Bolivia fue 20,3% mayor a la vez que se importó GNL a un precio promedio 44% inferior al del año anterior. Estos precios fueron 15,8% mayores y 32,7% menores a los registrados en 2014.

El precio del gas natural Henry Hub es el que se registró en el NYMEX⁸ en Estados Unidos. En promedio, durante 2024 el precio fue de US\$/MMbtu 2,19, es decir, 13,6% inferior al del año anterior y 50,1% menor al del año 2014.

⁸ New York Mercantile Exchange por sus siglas en inglés.

Gráfico N° 4.2: Precios del gas en USD por MMBtu



Fuente: IAE Mosconi en base a SE y EIA.

El **Gráfico 4.2** muestra la evolución del precio del gas natural Henry Hub y doméstico en boca de pozo, junto con el precio pagado por la importación argentina de gas natural de Bolivia y GNL durante los meses de importación efectiva. Como se puede observar, desde el año 2014 los precios promedio de importación han sido superiores a la referencia internacional y al precio del gas natural doméstico en boca de pozo.

El precio local del gas natural se encuentra desacoplado de los precios internacionales. En este sentido, si bien sigue la dirección de las referencias, lo hace en una magnitud considerablemente menor sugiriendo cierta rigidez en su valoración.

Nafta y Gas Oil: precios internos

Los precios internos de los principales combustibles líquidos en Argentina tienen diferentes valores dependiendo de la región donde se efectivice la venta al público. Por este motivo, seguir el precio en una región determinada es un buen indicador del nivel de variaciones que ha tenido en el tiempo, aunque, por la razón expuesta, no significa que la trayectoria haya sido exactamente igual en todas las regiones.

En la **Tabla N° 4.3** se presenta los precios finales de los principales combustibles líquidos según las ventas minoristas al público en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, informadas por la Secretaría de Energía a diciembre de cada año.

En promedio, los combustibles líquidos han aumentado sus precios medidos en dólares corrientes⁹ un 12,9% entre 2023 y 2024.

⁹ Se toma el tipo de cambio mayorista promedio del mes informado por el BCRA.

Tabla N° 4.3: precio de combustibles líquidos

Precios por litro de los principales combustibles en estaciones de servicio de CABA, en USD corrientes										
	\$/USD	Nafta súper		Nafta Premium		Gas Oil G3 (últra)		Gas Oil G2 (común)		Total
		Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	% promedio
dic.-14	8,5	1,44		1,62		1,50		1,31		
dic.-15	11,4	1,18	-17,7%	1,32	-18,7%	1,22	-18,6%	1,07	-18,4%	-18,4%
dic.-16	15,8	1,10	-7,4%	1,23	-6,2%	1,15	-5,7%	1,00	-6,1%	-6,4%
dic.-17	17,7	1,29	18,0%	1,48	20,3%	1,33	15,0%	1,14	14,0%	16,8%
dic.-18	37,9	1,00	-22,7%	1,16	-22,0%	1,09	-17,9%	0,94	-17,8%	-20,1%
dic.-19	59,9	0,87	-12,8%	1,01	-12,9%	0,89	-18,3%	0,67	-28,3%	-18,1%
dic.-20	82,6	0,78	-10,9%	0,91	-9,5%	0,79	-11,3%	0,59	-12,3%	-11,0%
dic.-21	101,9	0,87	11,5%	1,02	11,5%	0,87	10,6%	0,66	12,0%	11,4%
dic.-22	172,9	0,89	3,1%	1,12	10,5%	1,23	41,2%	0,83	25,6%	20,1%
dic.-23	642,0	0,91	1,6%	1,11	-1,1%	1,06	-13,7%	0,81	-2,0%	-3,8%
dic.-24	1020,7	1,05	15,5%	1,29	15,8%	1,18	10,5%	0,89	9,7%	12,9%
% 2023-2024		15,5%		15,8%		10,5%		9,7%		12,9%
% 2014-2024		-27,2%		-20,4%		-21,8%		-31,8%		-25,3%
% eq.		-3,1%		-2,3%		-2,4%		-3,8%		-2,9%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y BCRA

Por otra parte, en promedio los precios de los principales combustibles fueron un 25,3% más baratos que en diciembre de 2014 y disminuyeron a una tasa promedio anual del 2,9% en la última década. Los precios máximos y mínimos se dieron en los años 2014 y 2020 respectivamente.

El precio gasoil grado 2 (común) aumentó 9,7% respecto de diciembre 2023, mientras que presenta un precio 31,8% menor al de diciembre del año 2014. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 3,8% promedio anual.

El precio del gasoil grado 3 (ultra) medido en dólares aumentó 10,5% respecto de diciembre 2023, mientras que presenta un precio 21,8% menor al del año 2014. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2,4% promedio anual.

La Nafta Súper aumentó el precio en dólares un 15,5% respecto de 2023, mientras que presenta un precio 27,2% menor al del año 2014. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 3,1% promedio anual.

Por último, el precio de la Nafta Premium aumentó 15,8% respecto de 2023, mientras que presenta un precio 20,4% menor al del año 2014. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2,3% promedio anual.

5. Balanza comercial energética

La balanza comercial energética de Argentina se define por la diferencia entre los bienes energéticos vendidos (exportaciones de combustibles y energía) y los bienes energéticos comprados al exterior (importación de combustibles y lubricantes) según las clasificaciones del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) para el comercio exterior.

La **Tabla N° 5.1** muestra la evolución de las exportaciones e importaciones energéticas y el saldo comercial energético en la última década.

Tabla 5.1: exportaciones e importaciones energéticas

Tabla N° 5.1: Exportaciones e importaciones por grandes rubros y uso económico, en millones de Dólares corrientes						
	Exportaciones de combustibles y energía		Importaciones de combustibles y lubricantes		Saldo comercial energético	
	MM u\$d	% i.a	MM u\$d	% i.a	MM u\$d	% i.a
2014	4.943		11.343		-6.401	
2015	2.246	-54,6%	6.854	-39,6%	-4.608	-28,0%
2016	2.048	-8,8%	4.856	-29,2%	-2.808	-39,1%
2017	2.478	21,0%	5.723	17,9%	-3.244	15,6%
2018	4.201	69,5%	6.555	14,6%	-2.354	-27,4%
2019	4.422	5,2%	4.446	-32,2%	-25	-99,0%
2020	3.593	-18,7%	2.640	-40,6%	953	-3964,2%
2021	5.284	47,0%	5.843	121,3%	-560	-
2022	8.509	61,0%	12.868	120,2%	-4.359	-
2023	7.911	-7,0%	7.924	-38,4%	-13	-99,7%
2024	9.677	22,3%	4.009	-49,4%	5.668	-
%2022-2023	22,3%		-49,4%		-	
% 2013-2023	95,8%		-64,7%		-	
% eq.*	6,9%		-9,9%		-	

Fuente: IAE en base a INDEC

Como se puede observar, entre los años 2014 y 2016 las exportaciones de combustibles y energía han mostrado una tendencia a la baja. A partir de ese momento, y hasta la actualidad, las exportaciones energéticas se presentan crecientes de manera tendencial. Por otra parte, las importaciones muestran una tendencia declinante desde el año 2014 hasta el 2020, mientras que los años 2021 y 2022 presentan un incremento significativo. Sin embargo, en 2023 y 2024 las importaciones de combustibles disminuyeron significativamente.

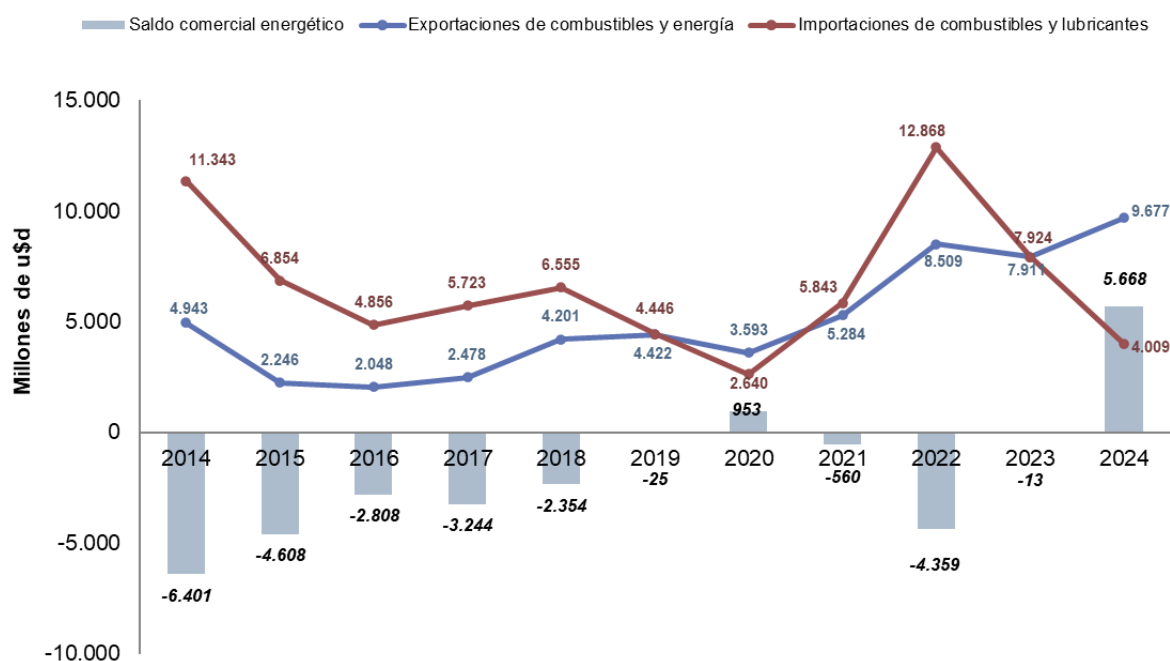
Entre 2014 y 2024 el monto total de exportaciones energéticas aumentó 95,8%, lo cual implica un crecimiento promedio anual del 6,9% en el valor energético exportado de los últimos diez años. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 64,7% en los últimos diez años y una reducción promedio anual del 9,9%.

En 2024, las exportaciones aumentaron significativamente (22,3%) mientras que las importaciones tuvieron una fuerte reducción (-49,4%). Esto resultó en un superávit comercial energético de USD 5.668 millones.

En la última década, Argentina tuvo déficit energético en 9 de 10 años: sólo hubo superávit en el año 2020, momento en que la pandemia del Covid-19 paralizó el comercio internacional, y 2024.

El saldo comercial energético ha sido deficitario desde el año 2014, con excepción del 2020 y 2024, con picos de déficit en los años 2014, 2015 y 2022 (USD -6.401, USD -4.608 y USD 4.359 millones). En particular, durante los años 2014 y 2022 se registraron las mayores sumas de importaciones de energía con USD 11.343 y USD 12.868 millones respectivamente.

Gráfico N° 5.1: Balanza comercial energética | años 2014-2024



Fuente: IAE en base a INDEC

Según los datos del Informe de Tendencias del IAE Mosconi en base a INDEC, en el año 2024 las cantidades exportadas de combustible y energía aumentaron 28,6% respecto a 2023, mientras que los precios fueron 4,9% menores. A su vez, las cantidades importadas de combustible y lubricantes se redujeron 42% respecto a 2023 y los precios de importación fueron 12,8% i.a. inferiores.

Las importaciones de los principales productos energéticos en términos de cantidades muestran que en la última década hubo una disminución absoluta en las compras de gas natural de Bolivia (y marginalmente de Chile) del 78,7% debido principalmente a la incapacidad de Bolivia de garantizar volúmenes, la consiguiente renegociación del contrato de venta con Argentina y la creciente oferta doméstica que, a partir de 2024, cuenta con mayor capacidad de transporte¹⁰.

Es importante destacar que no habrá más importaciones de gas de Bolivia cuando se complete la reversión del Gasoducto del Norte en su totalidad.

¹⁰ Debido a las obras de construcción del Gasoducto Perito Moreno y la reversión del Gasoducto del Norte.

En 2024 se redujo la importación de gasoil¹¹ con un total de 806 mil m3 y una disminución del 49,9% respecto del año anterior. En términos absolutos, las compras de gasoil fueron 60,2% menores a las del año 2014 y presentan una tasa de reducción anual promedio del 8,8%. Análogamente, se observa una reducción muy importante en la importación de naftas¹² con un volumen total de 281 mil m3 y una baja del 70,6% respecto del año anterior, mientras es 37,5% menor respecto de 2014 y tiene una tasa de reducción anual del 4,6% promedio en el periodo.

Tabla 5.2: importaciones energéticas por principales combustibles

Tabla N° 5.2: Importaciones de combustibles y petróleo en cantidades										
	Petróleo (Mm3)	% i.a	Gas Natural (MMm3)	% i.a	GNL (MMm3)	% i.a	GasOil (Mm3)	% i.a	Naftas (Mm3)	% i.a
2014	548		5.973		6.604		2.026		449	
2015	292	-46,6%	5.957	-0,3%	5.315		1.934		15	
2016	920	214,8%	6.221	4,4%	4.651	-12,5%	2.190	13,3%	247	1543,8%
2017	1.195	29,9%	6.870	10,4%	4.799	3,2%	2.132	-2,7%	416	68,6%
2018	445	-62,8%	6.065	-11,7%	3.653	-23,9%	2.203	3,3%	618	48,6%
2019	0	-100,0%	5.096	-16,0%	1.769	-51,6%	2.144	-2,7%	531	-14,1%
2020	0	-	5.422	6,4%	1.856	4,9%	1.338	-37,6%	162	-69,6%
2021	0	-	4.726	-12,8%	3.539	90,7%	1.972	47,4%	581	259,6%
2022	0	-	3.835	-18,9%	2.352	-33,5%	2.558	29,7%	1.216	109,4%
2023	0	-	2.286	-40,4%	2.676	13,8%	1.608	-37,1%	955	-21,5%
2024	0	-	1.273	-44,3%	1.609	-39,9%	806	-49,9%	281	-70,6%
%2023-2024	-		-44,3%		-39,9%		-49,9%		-70,6%	
% 2014-2024	-		-78,7%		-75,6%		-60,2%		-37,5%	
% eq.*	-		-14,3%		-13,2%		-8,8%		-4,6%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La importación de petróleo es nula desde el año 2019 luego de haber aumentado considerablemente entre 2014 y 2018, con un pico de compras al exterior en el año 2017 de 1.195 Mm3. Actualmente, la producción doméstica abastece completamente a la demanda local de refinación.

En el caso del gas natural, la importación de Bolivia y Chile se redujo 44,3% entre 2023 y 2024, y es 78,7% menor a la del año 2014. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto se ha reducido 14,3% promedio anual pasando de importar 5.973 MMm3 en 2014 a 1.273 MMm3 en 2024. Por esto, durante el año 2024 el 3% del total de gas entregado a los usuarios es gas natural importado de Bolivia y Chile.

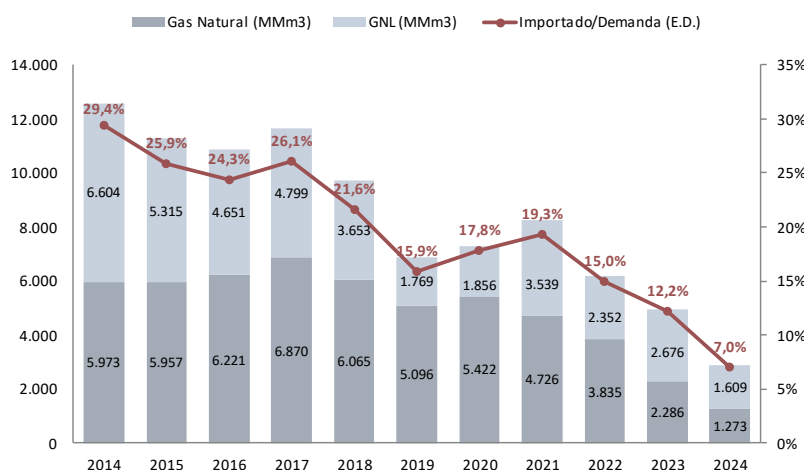
La importación de Gas natural Licuado (GNL) se redujo 39,9% entre el año 2023 y 2024, mientras que en el último año fue 75,6% menor a la del año 2014 pasando de 6.604 MMm3 a 1.609 MMm3. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL se redujo 13,2% promedio anual en la década, representado el 4% del total del gas entregado a usuarios en el año 2024.

En la suma, del total del Gas entregado a usuarios el 7% es importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 2.882 MMm3. Esto es una reducción del 42% respecto del año anterior.

¹¹ Incluye total Gas Oil grado 1, 2 y 3.

¹² Incluye total Naftas grado 1, 2 y 3.

Gráfico N° 5.2: Gas importado y % sobre entregado a usuarios



Fuente: IAE Mosconi en base a SE y ENARGAS

Las exportaciones de petróleo tuvieron un crecimiento importante en los últimos tres años mientras que las exportaciones de gas natural se presentan decrecientes en igual periodo.

Las ventas totales de gas natural al exterior fueron récord del periodo en 2022 mientras que en 2023 y 2024 sumaron 1.625 y 1.526 millones de m3 a la vez que se redujeron 6,1% respecto a 2023 y crecieron considerablemente respecto de 2014. Se observa una tasa de crecimiento promedio anual del 48,8% en el periodo.

Tabla 5.3: exportaciones de petróleo y gas

Tabla 5.3: Exportaciones		
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2014	2.675	29
2015	2.341	23
2016	2.970	28
2017	1.724	68
2018	3.592	422
2019	3.808	1.848
2020	5.015	1.360
2021	4.366	876
2022	6.659	1.935
2023	7.413	1.625
2024	8.416	1.526
%2023-2024	13,5%	-6,1%
% 2014-2024	214,6%	5231,8%
% eq.*	12,1%	48,8%

Fuente: IAE en base a SE

De igual manera, Las ventas totales de petróleo fueron récord del periodo en 2024 y sumaron 8.416 mil m3 a la vez que aumentaron 13,5% respecto a 2023 y 214,6% respecto a 2014. En este caso se observa una tasa de crecimiento promedio anual del 12,1% en el periodo. En los seis años comprendidos entre 2019 y 2024 las exportaciones de petróleo se duplicaron con creces.

Tabla 5.4: exportaciones de petróleo por cuenca

	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2023-2024
Cuenca Neuquina - Neuquen (Medanito)	820	1.482	3.941	5.101	6.079	19%
Cuenca Golfo San Jorge - Chubut (Escalante)	2.877	1.991	1.806	1.529	1.506	-2%
Cuenca Austral - Santa Cruz - On Shore	276	248	245	243	234	-4%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - Off Shore (Hidra)	85	146	183	153	183	20%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - On Shore (San Sebastián)	162	217	101	107	123	15%
Cuenca Neuquina - La Pampa (Medanito)	0	0	47	48	107	125%
Otras	794	283	335	231	183	-21%
Total general	5.015	4.366	6.659	7.413	8.416	14%

Fuente: IAE en base a SE

La **Tabla 5.4** muestra las exportaciones de petróleo por cuenca y tipo de crudo. El 72% de la exportación del año 2024 fue explicada por los envíos de crudo tipo Medanito, de la cuenca Neuquina en la provincia de Neuquén, cuyas ventas al exterior fueron 19% mayores a la del año anterior a la vez que son siete veces mayores a las observadas en el año 2020.

A su vez, la exportación de crudo tipo Escalante se redujo 2% ocupando el 18% del total exportado.

Las ventas al exterior de crudo de la Cuenca Austral suman 540 Mm3 de los cuales 183 Mm3 pertenecen a la producción off-shore. Los envíos de la cuenca Austral representaron el 6,4% del total y aumentaron 9% respecto del año anterior.

Por otra parte, los envíos de petróleo tipo Medanito de la Cuenca Neuquina suman 6.186 Mm3 de los cuales 6.079 Mm3 fueron producidos en la Provincia de Neuquén y 107 Mm3 en La Pampa. Estos envíos representaron el 73,5% del total exportado y aumentaron, en conjunto, 20% respecto del año anterior.

6. Subsidios al sector energético

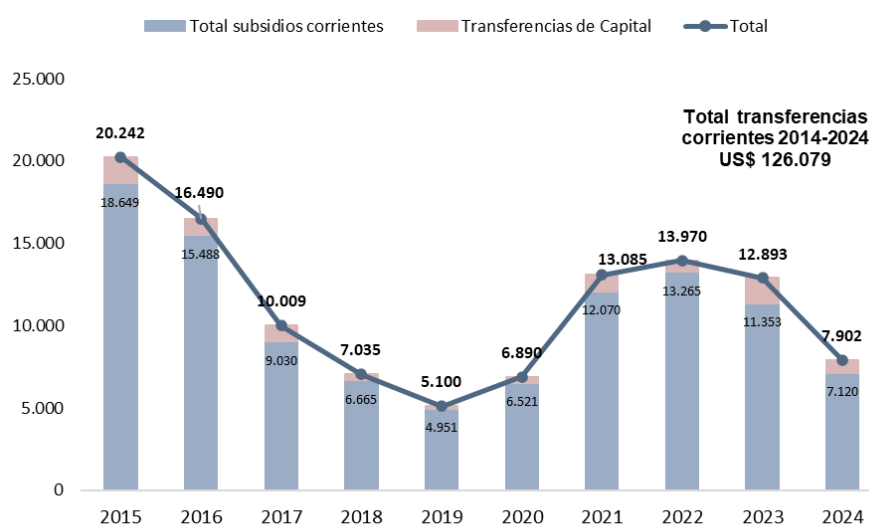
En términos nominales, los subsidios energéticos y las transferencias de capital totales han crecido de manera tendencial durante los últimos diez años siendo los primeros los que realmente han determinado el dinamismo. Sin embargo, para realizar un mejor análisis se toman las cifras en dólares corrientes. De esta manera, se evidencia una disminución a partir del año 2016 medidos en dólares que se interrumpió en el año 2020 hasta el 2022. En los últimos dos años se observa una reducción de los subsidios medidos en dólares.

Entre 2003 y 2015 existió un periodo de congelamiento tarifario extendido que se retomó a partir de 2019, debido a la declaración de emergencia tarifaria y energética plasmada en la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, y hasta mediados de 2022. En agosto de 2022 se puso en marcha la segmentación de subsidios a los hogares residenciales por el cual se identificaron usuarios en tres niveles según el ingreso, el patrimonio y otras variables. Por esto, los usuarios identificados como de “altos ingresos – N 1” dejaron de recibir subsidio alguno y comenzaron a pagar el costo pleno de la energía eléctrica, no así en gas natural. Sin embargo, los restantes usuarios identificados como de “ingresos bajos – N 2” e “ingresos medios – N 3” continuaron recibiendo un importante nivel de subsidios tanto en gas como en energía eléctrica.

Este nuevo esquema, en conjunto con una moderada reducción de la ayuda a usuarios comerciales e industriales en energía eléctrica, implicó una caída en los subsidios eléctricos que son responsables del 55% de las transferencias corrientes y del 50% de las transferencias totales (corrientes y de capital).

En 2024, los subsidios energéticos (transferencias corrientes) nominados en dólares corrientes se redujeron 37,6% respecto al año anterior y fueron 66% menores a los observados en el año 2014.

Gráfico 6.1: Subsidios totales en millones de USD corrientes



Fuente: IAE en base a Presupuesto Abierto, ASAP y BCRA

Esto implicó menores subsidios por un monto de USD 4.233 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que se redujeron 33,3% anual en dólares.

Las transferencias de capital disminuyeron 49,2% en 2024 respecto a 2023. Esta caída se enmarca en la reducción de los gastos generales en obra pública de los cuales el concepto de transferencias para gastos de capital en el sistema energético es parte. Las únicas transferencias significativas fueron para ENARSA (Ex IEAS) y lo explica, principalmente, la construcción del primer tramo del del Gasoducto Perito Moreno y sus obras complementarias. Adicionalmente, en 2024 ENARSA recibió un 46,9% menos de transferencias que en 2014.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios energéticos en términos anuales, en la Tabla 6.1 muestra que el pico de subsidios se dio en el año 2014 con un total de USD 20.967 millones. A su vez, en los últimos once años los subsidios acumularon USD 138.320 millones de los cuales USD 126.079 fueron subsidios corrientes para cubrir los costos de abastecimiento de la energía.

Tabla N° 6.1: Transferencias anuales corrientes y de capital al sector energético en dólares corrientes (años 2014-2024)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	% 2023-2024	% 2014-2024
Total subsidios corrientes	20.967	18.649	15.488	9.030	6.665	4.951	6.521	12.070	13.265	11.353	7.120	-37,3%	-66,0%
CAMMESA	8.763	9.754	9.467	4.476	3.462	2.794	4.470	7.199	8.883	5.869	3.916	-33,3%	-55,3%
Distribuidoras de gas natural	0	0	0	0	264	112	103	46	11	18	36	99,9%	*
FF para consumos residenciales de GLP	223	441	299	307	262	137	122	199	314	252	147	-41,6%	-33,9%
FF para consumos residenciales de gas	38	44	27	198	0	0	0	0	0	0	0	*	*
ENARSA	7.487	3.683	1.398	1.023	1.613	1.027	919	2.840	3.026	4.367	2.415	-44,7%	-67,8%
Plan Gas I, II y III	1.361	1.207	1.875	1.224	104	60	1	2	0	0	0	*	*
Plan Gas No Convencional - R/46	0	0	0	0	224	572	608	878	119	0	0	*	*
Plan Gas Ar	0	0	0	0	0	0	0	282	288	456	404	-11,4%	*
YCRT	450	474	280	277	106	49	99	146	147	152	90	-41,1%	-80,1%
Otros	2.646	3.046	2.141	1.524	630	200	200	477	476	238	112	-53,1%	-95,8%
Transferencias de Capital	3.736	1.593	1.002	979	369	148	369	1.016	705	1.540	782	-49,2%	-79,1%
IEASA	2.542	700	397	278	49	114	303	760	487	1.468	780	-46,9%	-69,3%
Ente Binacional Yaciretá	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	*	*
Nucleoeléctrica S.A.	794	599	396	448	288	26	32	15	14	10	0	*	*
Fdo Fid para el transporte eléctricos federal	150	83	125	171	15	0	15	0	0	4	0	*	*
Fondo Fiduciario de infraestructura hídrica	0	0	0	0	0	0	0	176	143	0	0	*	*
YCF Río Turbio	184	138	61	24	6	0	0	46	44	37	0	*	*
Otros	61	71	23	58	11	9	19	18	16	21	3	-86,8%	-95,5%
Total Transferencias	24.704	20.242	16.490	10.009	7.035	5.100	6.890	13.085	13.970	12.893	7.902	-38,7%	-68,0%

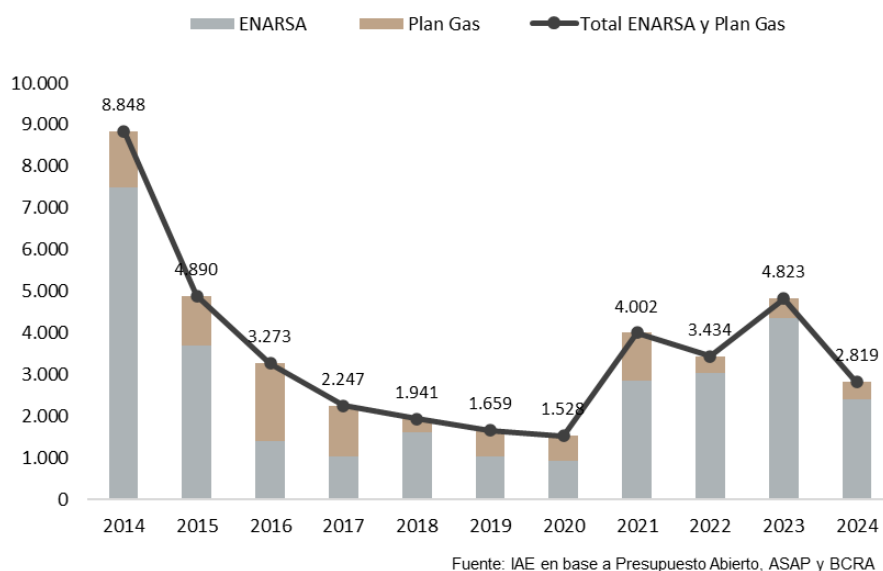
Fuente: IAE en base a Presupuesto abierto, ASAP, OPC y BCRA

Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional, Plan Gas I, II y III y Plan Gas.Ar) han recibido transferencias por un total de USD 9.665 millones desde el año 2014. En el año 2024 solo quedaron transferencias significativas en el Plan Gas.Ar por un total de USD 404 millones.

En 2024 ENARSA recibió subsidios por la suma de USD 2.415 millones lo cual implica una baja de 44,7% respecto al año anterior. Los subsidios en dólares a ENARSA fueron un 11% menores al promedio histórico siendo éste de USD 2.700 millones entre 2014 y 2024.

En total, el abastecimiento de gas natural tuvo un costo fiscal de USD 2.819 millones durante el año 2024, un 21% superior al promedio del periodo analizado.

Gráfico 6.2: Transferencia en millones de USD ENARSA y Plan Gas



Las transferencias corrientes a ENARSA se utilizan para cubrir la necesidad de importación de gas natural por gasoducto desde Bolivia y de Gas Natural Licuado (GNL) por barco. Estos precios han sido muy elevados para los años 2014-2015 y 2022-2023, registrándose valores récord históricos en el año 2022. Sin embargo, el volumen importado ha sido considerablemente menor respecto al promedio del periodo. Esto explica la diferencia con los años 2014 y 2015 momento en que los precios del gas fueron altos pero también lo fue el volumen comprado al extranjero, dando como resultado un valor de importación elevado.