



INSTITUTO ARGENTINO
DE LA ENERGÍA
"GENERAL MOSCONI"

***La producción de hidrocarburos
en Argentina
Informe anual
Año 2022***

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

Marzo de 2023

*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. <i>Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural</i>	10
<i>Petróleo</i>	10
<i>Gas natural</i>	14
2. <i>Reservas y pozos</i>	18
<i>Reservas de petróleo</i>	18
<i>Reservas de gas natural</i>	20
<i>Reservas por tipo de recurso</i>	22
<i>Pozos terminados</i>	22
3. <i>Downstream: Ventas de los principales combustibles</i>	25
<i>Principales combustibles líquidos</i>	25
<i>Ventas de Gas natural</i>	26
4. <i>Precios de los hidrocarburos y derivados</i>	28
<i>Barril de petróleo: precios locales e internacionales</i>	28
<i>Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub</i>	30
<i>Nafta y Gas Oil: precios internos</i>	31
5. <i>Balanza comercial energética</i>	33
6. <i>Subsidios al sector energético</i>	38

Prólogo por Jorge Lapeña

El IAE Gral. Mosconi presenta el Anuario de los Hidrocarburos 2022 elaborado por el Departamento Técnico del Instituto que dirige Julián Rojo. La información de base es la que se elabora mensualmente en el Informe de Tendencias Energéticas y proviene de fuentes oficiales.

El Anuario reúne esa información mensual y la sintetiza en forma anual y todos los valores son tabulados y comentados en el contexto de la década precedente: 2012-2022. De esa forma, es posible analizar tendencias de largo plazo y sacar conclusiones más allá de la coyuntura donde los datos pueden estar influidos por cuestiones específicas y momentáneas.

La información debe, además, estar contextualizada. En este caso es importante tener en cuenta que el año 2022 transcurrió prácticamente en su totalidad en el contexto de la guerra en Europa entre Rusia y Ucrania iniciada en febrero de ese año. El teatro de operaciones de la guerra se caracteriza por los altos flujos energéticos (gas y petróleo) desde Rusia hacia Europa. Esos flujos se han perturbado y redefinido en cantidades y precios; y esa redefinición de escala planetaria ha impactado en todas las regiones. Los precios del petróleo y del gas han sufrido fuertes subas y, como consecuencia de ello, nuestro país ha incrementado su déficit de balanza comercial energética que en 2022 pasó a 4.470 millones de US\$ lo que significa un salto significativo que multiplicó por 8 veces el saldo negativo del comercio exterior energético del año 2021.

Como es bien sabido los hidrocarburos son para la Argentina y para el mundo la parte más importante del balance energético.

El otro dato que debe ser tomado en cuenta es que el mundo se encuentra abocado a desarrollar una estrategia de "Transición Energética" y Argentina forma parte de ella de acuerdo a los compromisos asumidos por el país que permita alcanzar la neutralidad de las emisiones de gases de efecto invernadero hacia mediados de siglo con la finalidad de mantener el cambio climático acotado a 1,5° C por sobre los niveles de la era pre industrial. Esto provocará en el mediano y largo plazo una fuerte redefinición de las demandas de petróleo, gas y carbón y su substitución por energías "limpias".

Es muy importante lo anterior porque la demanda nacional e internacional de estos combustibles y los precios de los mismos condicionaran nuestra propia oferta interna y nuestra oferta exportable.

Es muy importante, también, poner de relieve algunas de las cifras y conceptos contenidos en este Anuario.

La producción de petróleo de la Argentina ha crecido en el periodo 2012-2022 tan solo el 6.1% entre extremos, un valor insignificante si se lo compara con el crecimiento de la demanda de los productos derivados del petróleo más usados en Argentina: gasoil cuya demanda en el mismo periodo creció 9.5% y las naftas que aumentaron su demanda en el mismo periodo 32.2%. Esto se traduce en que nuestro país se hizo en esta década más dependiente de suministro externo.

En materia de petróleo el dato más relevante es que todas las cuencas convencionales están en declinación productiva crónica y esa declinación se mantiene hasta el presente. Solo la cuenca neuquina está en franco crecimiento; y la causa es la expansión de los yacimientos de Shale de Vaca Muerta.

Algunos datos son impactantes, y muestran la decadencia y la pasividad del gobierno nacional y de los gobiernos de las provincias titulares de los recursos: la Cuenca del Golfo de San Jorge (Chubut y Norte de Santa Cruz) produce un 22.4% menos que en 2012; la cuenca petrolera Austral produce un 51.5% menos; la cuenca cuyana un 40.1% menos y la cuenca del Noroeste (Salta y Jujuy) disminuyó 50.6% en ese período.

Por su parte, la cuenca neuquina ha crecido con respecto a 2012 un 54.3% fundamentalmente por el impulso de la producción no convencional y esto la transforma de hecho en la nueva capital del petróleo de la Argentina.

Los yacimientos no convencionales de Vaca Muerta, tanto de petróleo como de gas natural, se encuentran en expansión; y es un dato muy importante que al mismo tiempo que se expande la producción se hayan ampliado, en 2021, las reservas certificadas en ese yacimiento porque eso, de continuar, permitiría al país firmar de contratos de abastecimiento a largo plazo tanto para el mercado interno como para la exportación.

Los datos del Anuario ponen de relieve los aspectos cualitativos y cuantitativos de la política petrolera del período 2012-2022. En el total país en 2012 la producción de petróleo era en un 100% procedente de yacimientos convencionales con una producción total de 31.9 millones de m³. En 2022 el petróleo convencional cubre el 58% del total y ha declinado un 37% en el periodo. El petróleo no convencional en ese periodo ha incrementado su producción en un 856% y aporta con unos 20 millones de m³/año, el 42% de la producción nacional de crudo.

Una situación similar se produce en gas natural donde se verifica un crónico retroceso de la producción de gas convencional en el periodo y un fuerte aumento de la producción no convencional de los yacimientos de Vaca Muerta. Pero ese crecimiento de alguna manera nos muestra lo que podría ser un síndrome de década perdida que lo podemos definir de esta forma: entre 2012 y 2022 se produce un crecimiento muy moderado de la producción de gas de la Argentina que alcanza apenas al 9.7% en la década analizada. Ese crecimiento es menor que el crecimiento de la demanda interna, pero al mismo tiempo contiene dos hechos espectaculares: el primero de ellos (negativo) es que nuestra producción gasífera convencional disminuyó en ese periodo el 48.9%; el segundo hecho es que la producción de gas no convencional aumentó en ese lapso 292%. Dicho en forma simple Argentina viste a un Santo y desviste a otro casi al mismo tiempo.

Es un signo auspicioso que de acuerdo al último inventario de reservas y recursos disponibles que publica la Secretaría de Energía se haya verificado en 2021 un significativo aumento de las mismas en comparación con el estancamiento y abandono que se produjo en la década desde 2011 en adelante.

Deberá verificarse si el incremento de los valores del último inventario se mantienen en aumento en el próximo inventario de reservas correspondiente al año 2022 que se publicará a medidos del año en curso como es costumbre.

Un análisis de las cifras, sin embargo, permite comentar los datos mencionados. Las reservas comprobadas, que es la categoría más importante, confirman la tendencia: las reservas comprobadas de petróleo disminuyeron en todas las cuencas convencionales en la última década: Cuenca del Noreste: -51.3%; Cuenca Cuyana: -72.9%; Cuenca del Golfo de San Jorge: -18.7%; y Cuenca Austral: -29.2%. En contraste, aumentan en la Cuenca Neuquina 161%.

El mismo fenómeno se produce en lo relativo a las Reservas de Gas natural dado que se verifica una caída significativa y crónica en las reservas comprobadas de las cuencas convencionales y un aumento significativo en el último inventario en las cuencas no convencionales.

Ing. Jorge Lapeña

1ero. de marzo de 2023

Resumen

Upstream y Downstream

La producción total de petróleo en 2022 fue 34,346 Mm³, esto es 13.1% mayor a la registrada en el año anterior y 6.1% mayor a la del año 2012. La producción de petróleo fue récord de la década, aunque aún se encuentra en niveles bajos respecto a la marca histórica: es 23% menor a la observada en 1998. Actualmente, los niveles de producción son similares al del año 1993. La producción de petróleo aumenta a una tasa promedio anual del 0.6% en la última década.

En la última década la producción anual de petróleo disminuyó, respecto del año anterior, en 5 de las 10 mediciones del periodo. Dentro de los cinco 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, en el 2022 se observa un crecimiento notable que logra niveles récord de producción en el periodo. Esto revela que en la última década hubo tres años de crecimiento de la producción, los años 2018, 2019 y 2022.

La producción convencional de petróleo y gas natural, que representan el 58% y 46% del total producido de cada producto, declinan con tasas del 4.6% y 6.5% anual en promedio respectivamente entre los años 2012 y 2022.

En 2022, las tasas de reducción respecto del año anterior tienen comportamientos muy diferentes en el caso del petróleo y el gas: petróleo convencional se reduce 0.5% mientras que la de gas 7.8%. Esto indica que a partir del año 2020 se aceleró la declinación anual de las cuencas convencionales de gas natural mientras que las de petróleo continúan declinando a una tasa menor.

La producción de petróleo convencional en 2022 es 37.3% inferior a la de 2012, mientras que la de gas es 48.9% 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 2022 es 30% inferior a total producido en aquel año. En contraste, la producción No Convencional muestra un importante crecimiento a partir del año 2015 que, con las cuencas convencionales en caída ininterrumpida, explica el dinamismo de la producción total nacional.

En el caso del gas natural, la producción en 2022 fue de 48.411 MMm³ y tuvo un aumento respecto al año anterior del 6.9%. La producción del año 2022 es 9.7% mayor a la de 2012 y en la última década aumenta a una tasa promedio anual del 0.9%.

Actualmente, la producción de gas natural es similar a la del año 2001, y se encuentra en un nivel 7.2% 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 47.5% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2022 del 38.1%. Durante el último año, el incremento en este tipo de petróleo ha sido impulsada por el shale oil mientras se observa un leve crecimiento de la variante tight.

Por otra parte, la producción de gas natural no convencional fue 22.9% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2022 del 21.6%. Durante el último año, el aumento en este tipo de gas ha sido explicada por un incremento en shale mientras hubo un leve aumento 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. 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.

La insuficiente inversión en exploración se manifiesta claramente en una disminución de las reservas comprobadas, probables y posibles de petróleo y gas natural en las cuencas convencionales según los datos oficiales de la Secretaría de Energía. En el periodo 2011-2021, 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 2021 las reservas comprobadas convencionales crecen para el petróleo y disminuyen para el gas respecto del año anterior. Sin embargo, la tendencia marca una caída estructural desde el año 2011 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 70% para el petróleo y del 21.4% para el gas.

Las cuencas con mayores caídas en las reservas comprobadas son la Cuyana y Noroeste, con caídas del 72% y 51% respectivamente en petróleo y 78% y 67% respectivamente en gas entre 2011 y 2021. En orden de importancia en la disminución le siguen la cuenca Austral y Golfo San Jorge con un nivel 39% y 18% menor a las del año 2011 en petróleo y del 15% y 23% inferior para gas.

En 2021, las reservas comprobadas de petróleo fueron 14.5% mayores a las del año 2011, mientras que las de gas natural fueron 25.1% superiores que las de aquel año. Este incremento se explica enteramente por el crecimiento de las reservas comprobadas no convencionales que aumentaron 739% y 117% respectivamente.

Las reservas comprobadas no convencionales de gas natural superan a las registradas para el tipo convencional desde el año 2021.

Por último, los recursos contingentes de petróleo y gas han aumentado significativamente. Con respecto al año anterior, se reporta un crecimiento del 340% y 139% respectivamente.

Downstream

Las ventas de los principales combustibles líquidos muestran, en 2022, un muy importante crecimiento que implicó niveles récord de comercialización. Durante 2022 las ventas de nafta y gasoil aumentaron 13.6% y 7.8% respectivamente en relación a 2021 y constituyen, en ambos casos, el récord de ventas en la última década.

Las ventas totales de gas natural tuvieron un aumento sostenido en la última década hasta el año 2018, momento en que marcó el máximo consumo en 10 años. En 2022 la demanda fue 3.4% menor observándose que no se logró recuperar los niveles de consumo pre-pandemia: la demanda es 4.4% menor a la de 2019 y 8.4% 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 13,265 millones y aumentaron 9.9% en el acumulado a diciembre de 2022 respecto del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por un monto de USD 1,195 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que aumentaron 66% anual en dólares y ocuparon el 67% 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. A su vez, en los últimos once años los subsidios acumularon USD 150,928 millones, un monto que prácticamente triplica el préstamo otorgado por el FMI en el año 2018 y que representa el 40% del total del stock de deuda bruta del país en el tercer trimestre de 2022¹.

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 9,854 millones desde el año 2013, momento en el que entraron en vigencia. En el año 2022 entró en vigencia el Plan Gas.Ar mientras hubo también transferencia por Plan Gas No Convencional (Resol. 46). En conjunto estos dos programas de incentivo vigentes sumaron USD 407 millones con una reducción del 65% respecto al año anterior a la vez que tienen un peso del 3% sobre el total de las transferencias corrientes.

Comercio exterior

La importación de gas de Bolivia se redujo 18.9% entre 2021 y 2022, y es 34,3% menor a la del año 2012. En la última década la importación de gas natural por gasoducto ha disminuido un 4.1% en promedio anualmente.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) se redujo 33.5% entre el año 2021 y 2022, mientras que en el último año fue 48.8% menor a la del año 2012. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL se redujo 6.5% promedio anual en la última década.

En la suma del total del Gas entregado a usuarios, el 15% corresponde al gas importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 6,187 MMm³.

En el año 2022 se redujo la importación de gas natural y GNL por barco. Por otra parte, en el mismo periodo aumentó significativamente la importación de gasoil que, mayormente, se utiliza para la generación de energía eléctrica aunque también se abasteció al mercado de ventas al público debido a una notable escasez en el primer cuatrimestre del año.

¹ Según se informa el stock de deuda bruta de la administración central asciende a \$382,821 millones al tercer trimestre de 2022. Obtenido de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/finanzas/graficos-deuda>

Entre 2012 y 2022 el monto total de exportaciones energéticas aumentó 20.3%, lo cual implica un incremento promedio anual del 1.9% en el valor energético exportado en el periodo. Por otra parte, las importaciones tuvieron un incremento absoluto del 41% en la última década y un aumento promedio anual del 3.5%. En el último año las exportaciones crecieron significativamente menos que las importaciones: 58.9% y 120.2% respectivamente en relación a 2021. Esto resultó en un déficit comercial energético de USD 4,470 millones.

***Consideraciones técnicas:**

El presente informe anual de hidrocarburos contiene diferencias en los datos históricos respecto a sus versiones anteriores. Esto se debe a que se ha cambiado la utilización de bases de datos principalmente en dos temas centrales: producción de petróleo y gas y subsidios energéticos. En el primer caso se dejó de utilizar la Tabla SESCO para tomar 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

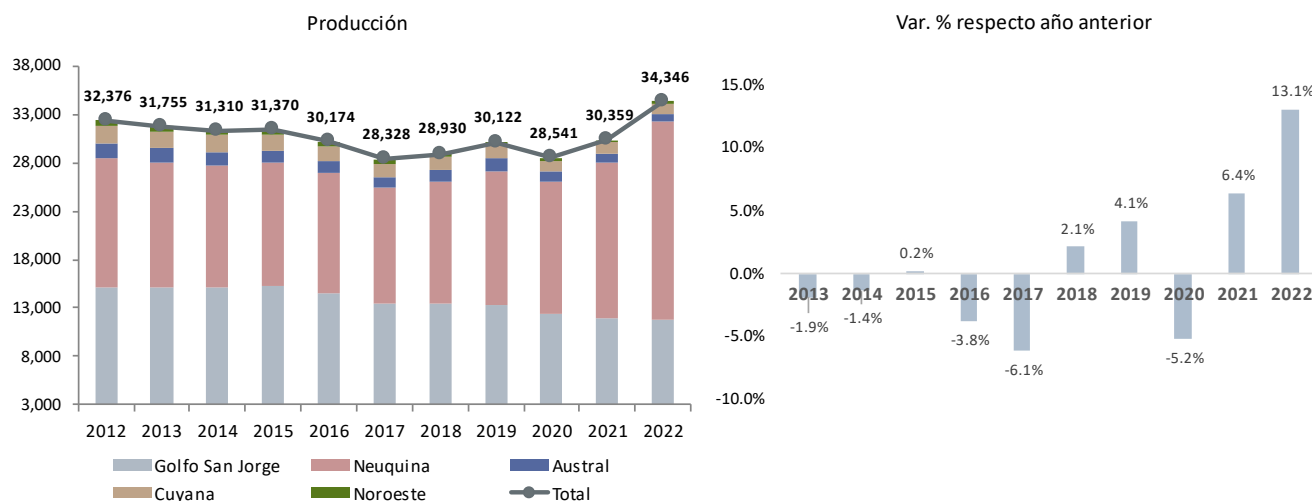
1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural

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 una moderada recuperación que ha sido interrumpida en el año 2020 debido a los efectos de la pandemia del Covid 19 en toda la industria a nivel local y global. Sin embargo, durante el año 2022 la producción aumentó de manera significativa, un 13.1% anual, 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 2012 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.



Como se puede observar en el **Gráfico N° 1.1** durante el año 2022 la producción de petróleo llegó a los 34,346 Mm3 y marca un récord de la última década. Estas cifras arrojan un incremento absoluto del 6.1% entre los años 2012 y 2022, de lo cual se desprende que la producción disminuyó a una tasa promedio anual del 0.6% en el periodo descripto.

Un dato significativo es que en la última década la producción anual de petróleo disminuyó, respecto del año anterior, en 5 de los 10 años del periodo. Dentro de los cinco 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 2019, 2019 y 2022.

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

	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
2012	1,587		1,816		15,157		13,250		566		32,376	
2013	1,461	-7.9%	1,753	-3.5%	15,048	-0.7%	12,989	-2.0%	504	-10.9%	31,755	-1.9%
2014	1,352	-7.5%	1,702	-2.9%	15,128	0.5%	12,660	-2.5%	468	-7.1%	31,310	-1.4%
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	1,291	7.5%	1,365	-2.8%	13,336	-1.1%	13,826	10.6%	304	-8.2%	30,122	4.1%
2020	954	-26.1%	1,190	-12.8%	12,361	-7.3%	13,733	-0.7%	302	-0.5%	28,541	-5.2%
2021	923	-3.3%	1,125	-5.5%	11,890	-3.8%	16,159	17.7%	262	-13.4%	30,359	6.4%
2022	770	-16.6%	1,089	-3.2%	11,768	-1.0%	20,440	26.5%	280	6.9%	34,346	13.1%
%2021-2022	-16.6%		-3.2%		-1.0%		26.5%		6.9%		13.1%	
% 2012-2022	-51.5%		-40.1%		-22.4%		54.3%		-50.6%		6.1%	
% eq.*	-7.0%		-5.0%		-2.5%		4.4%		-6.8%		0.6%	

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 (con excepción de la cuenca noroeste), 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 59% del total de la producción nacional de petróleo, tuvo un aumento absoluto del 54.3% en los años comprendidos entre 2012 y 2022 y muestra un incremento promedio anual del 4.4% en el periodo.

En esta cuenca la producción del último año fue 26.5% superior a la del año anterior. 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 e implica que es la única cuenca que aumentó su producción respecto a la pre-pandemia.

La cuenca con mayor caída en la producción de la última década ha sido la del Austral, con una disminución absoluta del 51.5% y una tasa promedio anual de caída del 7% durante el periodo 2012-2022.

La cuenca Noroeste exhibe una disminución absoluta del 50.6% entre los años 2012 y 2022, y una tasa promedio anual de caída del 6.8%.

La cuenca Cuyana tuvo una disminución absoluta del 40.1% en su producción en la última década, con una tasa de disminución promedio de 5% durante el periodo, y una caída interanual del 5.7% en 2022 respecto a lo producido en 2020. 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 34% del total de petróleo producido en el país, tuvo una disminución absoluta del 22.4% entre 2012 y 2022. Esto

implica una tasa de disminución promedio del 2.5% en la última década. Por otra parte, la producción de petróleo en la segunda cuenca petrolera más importante del país disminuyó 1% en 2022 respecto de 2021. Esta cuenca presenta cuatro años consecutivos de caída inter anual a una tasa y promedio del 3.3%.

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, la dinámica es algo diferente: la producción no convencional de Shale y Tight Oil continuó creciendo en 2022 en contraste con la caída observada de la producción convencional que representó el 58% de la producción petrolera en 2022.

Tabla N° 1.2: Producción anual de Petróleo por tipo de recurso (Mm3)

	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional/ Total
2012	31,767	182	20	202	0.6%
2013	30,864	400	69	469	1.5%
2014	29,811	969	100	1,069	3.5%
2015	29,390	1,346	162	1,508	4.9%
2016	27,693	1,725	290	2,015	6.8%
2017	25,234	2,177	422	2,599	9.3%
2018	24,584	3,278	543	3,821	13.5%
2019	23,788	5,249	480	5,729	19.4%
2020	20,998	6,588	384	6,972	24.9%
2021	20,002	9,446	332	9,778	32.8%
2022	19,910	14,082	342	14,425	42.0%
% 2021-2022	-0.5%	49.1%	3.0%	47.5%	
% 2012-2022	-37.3%	946.2%	111.2%	856.6%	
% eq. *	-4.6%	39.8%	11.3%	38.1%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2022 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La producción Convencional de petróleo ocupó el 58% del total y, en 2022, es 4.7% menor a la del año 2020, 37.3% inferior a la del año 2012, y muestra una tasa de disminución promedio anual del 4.6% en el periodo. Esto implica una disminución monótona y crónica 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 42% del total del petróleo producido en 2022.

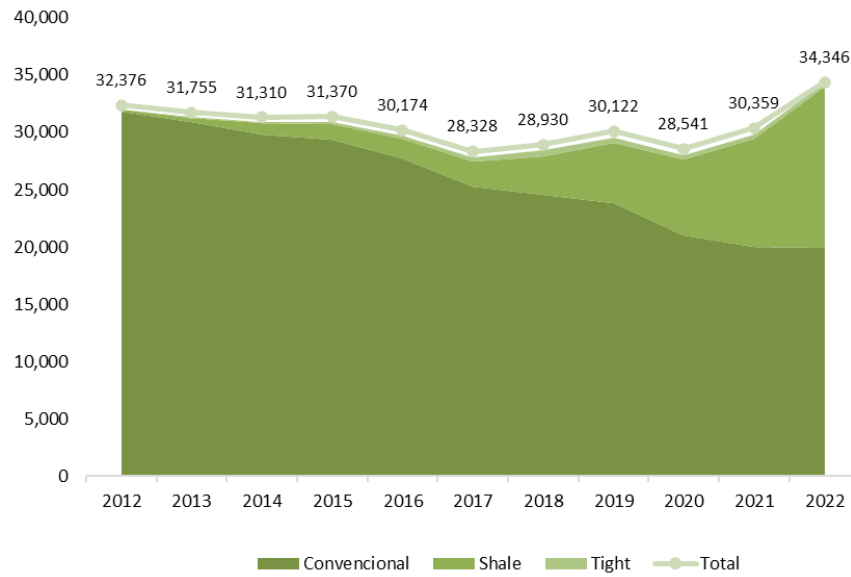
La producción no convencional de petróleo creció a una tasa promedio anual del 38.1% entre los años 2015 y 2022, periodo en el cual se puede considerar que ha tenido una producción suficiente a modo comparativo anual. Al comienzo de la década muestra niveles de producción prácticamente inexistentes.

La producción de Shale Oil creció 49.1% entre 2021 y 2022, mientras que la producción de Tight Oil aumentó 3% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de petróleo en 2022 es 47.5% 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 2022. En este sentido, el Shale presentó una producción de 14,082 Mm3 en 2022 con una tasa de crecimiento

del 39.8% promedio anual entre 2015 y 2022, mientras que en el caso Tight Oil la producción fue de 342 Mm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 11.3% en el mismo periodo.

Gráfico 1.1.1: producción de petróleo por tipo de recurso

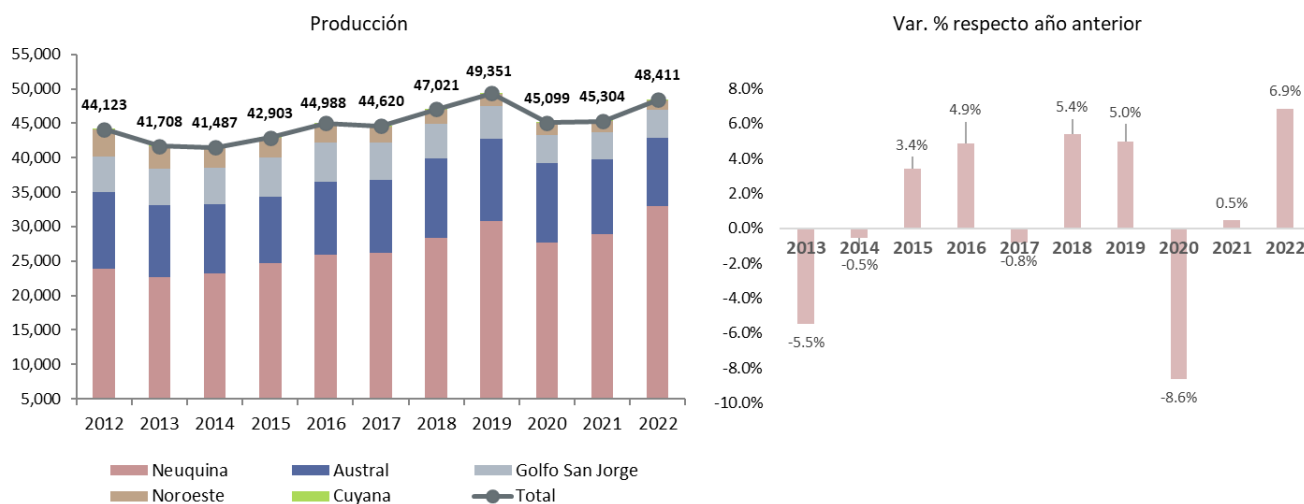


Gas natural

La producción de gas natural de 2022 aumentó 6.1% respecto a 2021. Esta variación revela estancamiento en la producción y no permite recuperar los valores de producción observados en el año 2019 ya que implica un nivel 2% inferior a la de aquel año. A su vez, la producción es 9.7% mayor a la del año 2012 y se redujo 0.9% promedio anual.

En el **Gráfico N° 1.2** se presenta la producción anual de Gas natural entre los años 2012 y 2022.

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



Como se puede observar en el **Gráfico N° 1.2**, a partir de 2012 existió una tendencia decreciente en la producción de Gas natural, iniciada en el año 2006, que 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 y 2022 no se logró recuperar los niveles de producción pre-pandemia.

Entre los años 2012 y 2014 la producción disminuyó a una tasa promedio anual de 3%, mientras que a partir de ese año y hasta el año 2019 la producción aumentó a un ritmo de 3.6% promedio anual. Sin embargo, en 2020 se interrumpió la tendencia creciente en la producción ya que se redujo 8.6% respecto del anterior mientras que en 2021 y 2022 la producción muestra tasas de crecimiento de 0.4% y 6.9% respecto del año anterior. Estas últimas variaciones no alcanzan a recomponer los valores de producción observados en el año 2019.

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
2012	11,135		58		5,219		23,857		3,853		44,123	
2013	10,514	-5.6%	58	-0.3%	5,234	0.3%	22,642	-5.1%	3,260	-15.4%	41,708	-5.5%
2014	10,016	-4.7%	56	-3.0%	5,304	1.3%	23,217	2.5%	2,893	-11.3%	41,487	-0.5%
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	12,040	4.5%	50	2.2%	4,681	-5.4%	30,736	8.2%	1,843	-12.6%	49,351	5.0%
2020	11,534	-4.2%	49	-1.9%	4,158	-11.2%	27,654	-10.0%	1,704	-7.5%	45,099	-8.6%
2021	10,858	-5.9%	49	0.3%	3,941	-5.2%	28,915	4.6%	1,542	-9.5%	45,304	0.5%
2022	9,906	-8.8%	51	3.5%	4,078	3.5%	32,974	14.0%	1,403	-9.0%	48,411	6.9%
%2021-2022	-8.8%		3.5%		3.5%		14.0%		-9.0%		6.9%	
% 2012-2022	-11.0%		-12.5%		-21.9%		38.2%		-63.6%		9.7%	
% eq.	-1.2%		-1.3%		-2.4%		3.3%		-9.6%		0.9%	

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 68% de la producción total de gas natural del país, tuvo un crecimiento absoluto del 38.2% entre los años 2012 y 2022, lo cual implica una tasa de crecimiento promedio anual del 3.3%. Esta cuenca es la única que mantuvo una tasa de crecimiento positiva con la excepción del año 2020. A su vez, durante los años 2021 y 2022 la producción en esta cuenca creció un 4.6% y 14% anual respecto del año anterior, y es la que presenta las mayores tasas de crecimiento positivo entre los años 2012 y 2022.

Durante 2022 la cuenca neuquina cuenca aumentó 14% respecto del año anterior y 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 20% del total de Gas natural producido en el país, ha tenido una reducción absoluta del 11% entre 2012 y 2022, 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 2022 presentó una caída anual del 8.8%.

La cuenca Golfo San Jorge tuvo un aumento del 3.5% respecto del año anterior y muestra una disminución absoluta en su producción del 21.9% en el periodo. Esta cuenca muestra una reducción promedio anual del 2.4%.

La cuenca con mayor caída absoluta fue la del Noroeste, con una disminución del 63.6% entre 2012 y 2022. Esto implica que la cuenca ha disminuido su producción a una tasa promedio anual del 9.6% durante la última década. Adicionalmente, en el año 2022 la cuenca tuvo una producción 9% 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 12.5% entre 2012 y 2022, a lo cual le corresponde una tasa de disminución promedio anual del 1.3%. Por otra parte, en el último año la producción creció 3.5% 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 2012 y 2022.

Tabla N° 1.4: Producción anual de Gas Natural por tipo de recurso (MMm3)					
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional
2012	42,864	110	1,150	1,260	2.9%
2013	39,635	216	1,857	2,073	5.0%
2014	37,225	564	3,695	4,259	10.3%
2015	36,158	1,161	5,587	6,748	15.7%
2016	35,387	1,607	7,994	9,601	21.3%
2017	32,772	2,291	9,593	11,884	26.6%
2018	30,336	6,751	9,935	16,686	35.5%
2019	28,280	11,534	9,537	21,070	42.7%
2020	25,789	10,976	8,335	19,311	42.8%
2021	23,731	13,282	8,279	21,562	47.6%
2022	21,885	18,094	8,415	26,509	54.8%
% 2021-2022	-7.8%	36.2%	1.6%	22.9%	
% 2012-2022	-48.9%	1458.5%	50.6%	292.8%	
% eq. *	-6.5%	48.0%	6.0%	21.6%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2022 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar, la producción Convencional de gas natural en 2022 es 7.8% menor a la del año 2021, 48.9% inferior a la del año 2012 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 6.5% 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.

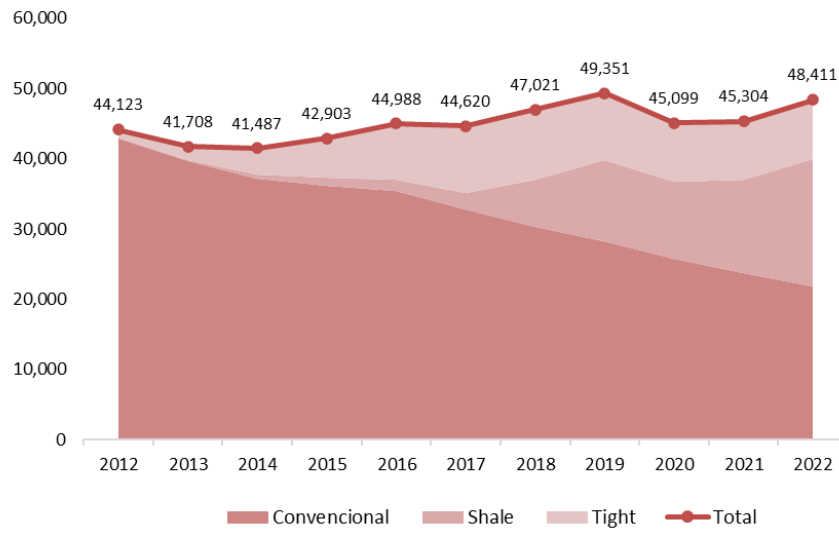
En contraste, la producción No Convencional creció hasta el año 2020, momento en que se interrumpió la tendencia producto de la pandemia del Covid-19 y sus restricciones.

En 2022 la producción No Convencional es 22.9% mayor a la del año anterior. Dado que en 2020 disminuyó 8%, se puede afirmar que la recuperación de 2021 se transformó en crecimiento ya que, en aquel año, la producción fue mayor a la de 2019 al igual que en 2022 donde muestra un nivel 12% superior al nivel pre-pandemia.

La explicación del crecimiento anual del 11.7% se debe a que la producción de Tight Gas aumentó 1.6% entre 2021 y 2022, mientras que la de Shale Gas se incrementó 36.2% en el último año.

La **Tabla 1.4** revela que se produjeron 18,094 MMm3 de Shale Gas en 2022 con una tasa de crecimiento del 48% anual entre 2015 y 2022, mientras que en el caso del Tight Gas la producción fue de 8,415 MMm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 6% en el mismo periodo. En conjunto, la producción No Convencional de gas natural creció a una tasa promedio del 21.6% anual entre 2015 y 2022.

Gráfico 1.2.1: producción de gas natural por tipo



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 2021 las reservas han aumentado en todas sus mediciones, incluso los recursos, y reflejan los niveles más altos de la década.

Tabla N° 2.1: Reservas de petróleo por tipo

Reservas de petróleo (Mm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2011	393,996	131,534	101,186	73,986
2012	374,289	124,249	92,527	82,527
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
% 2020-2021	17.7%	21.3%	49.4%	339.5%
% 2011-2021	14.5%	78.9%	47.2%	823.0%
% eq.	1.4%	6.0%	3.9%	24.9%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2021 las reservas comprobadas de petróleo fueron 14.5% mayores a las registradas en el año 2012, lo cual implica una tasa promedio anual del 1.4% en el periodo. De la misma manera han aumentado las reservas probables un 6% promedio anualmente a la vez que son 78.9% superiores a las del año 2011.

Por otra parte, las Reservas Posibles son 47.2% mayores respecto del año 2011 y crecen a una tasa promedio anual del 3.9% en la última década. Los Recursos contingentes⁵ de petróleo aumentan 24.9% en promedio anual y son 823% mayores a los del año 2011.

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.

En el año 2021 las reservas comprobadas de petróleo crecen al igual que las demás categorías respecto al año anterior: las reservas Comprobadas son 17.7% mayores, las Probables y las Posibles 21.3% y 49.4% superiores respectivamente. Por otra parte, los Recursos contingentes crecieron 339% respecto de 2020.

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 161.8% superiores a las del año 2011 y crecieron a una tasa promedio anual del 10.1%.

A su vez, las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral presentan niveles de reservas Comprobadas muy inferiores a las del año 2011: son 51.3%, 72.9%, 18.7% y 39.3% menores respectivamente.

Por otra parte, respecto de 2021 las cuencas que incrementaron sus reservas comprobadas son la Neuquina, la Cuyana y el Golfo San Jorge que aumentan 41.7%, 32.5% y 0.6% respectivamente. Adicionalmente, las cuencas Noroeste y Austral disminuyen sus reservas comprobadas 4.9% y 8.2% 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
2011	5,116	33,057	84,912	257,968	12,943	393,996
2012	4,677	23,915	81,224	251,824	12,649	374,289
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
% 2020-2021	-4.9%	32.5%	41.7%	0.6%	-8.2%	17.7%
% 2011-2021	-51.3%	-72.9%	161.8%	-18.7%	-39.3%	14.5%
% eq.	-6.9%	-12.2%	10.1%	-2.1%	-4.9%	1.4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas 6.9%, 12.2%, 2.1% y 4.9% 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 2.3%, 2.9%, 0.4% y 15.8% promedio anual en la última década respectivamente. A su vez, son 25.1%, 33%, 3.6% y 335.1% superiores a las existentes en el año 2011.

Tabla N° 2.2: Reservas de gas por tipo

	Reservas de Gas (MMm3)			
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2011	332,510	137,398	155,601	197,608
2012	315,508	143,269	145,814	203,847
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
% 2020-2021	4.7%	-4.6%	5.0%	138.8%
% 2011-2021	25.1%	33.0%	3.6%	335.1%
% eq.	2.3%	2.9%	0.4%	15.8%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En el año 2021 las reservas Comprobadas de gas son 4.7% superiores a las del año anterior mientras que las Probables y Posible son 4.6% menores y 5% superiores a las del año 2020 respectivamente. Por otra parte, los Recursos de gas aumentaron 138.8% respecto de 2020.

Por otra parte, las reservas Comprobadas de gas aumentan en la cuenca Neuquina, Cuyana y Golfo San Jorge respecto del año anterior: son 10.4%, 3,9% y 3.2% superiores. Sin embargo, la única cuenca que aumenta el nivel de reservas Comprobadas respecto a 2011 es la Neuquina con un incremento absoluto del 91.7% y una tasa promedio anual de crecimiento de 6.7% en el periodo.

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
2011	33,644	1,060	145,295	48,559	103,953	332,510
2012	31,820	761	133,699	48,446	100,781	315,508
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
% 2020-2021	-8.6%	3.9%	10.4%	3.2%	-7.8%	4.7%
% 2011-2021	-67.1%	-78.0%	91.7%	-22.6%	-14.8%	25.1%
% eq.	-10.5%	-14.0%	6.7%	-2.5%	-1.6%	2.3%

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 2011: son 67.1% y 78% menores respectivamente. A su vez, las cuencas Golfo San Jorge y Austral muestra un nivel 22.6% y 14.8% menor en relación a las existentes en el año 2011 respectivamente.

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas un 10.5%, 14%, 2.5% y 1.6% 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 exploración en estas áreas, y se correlaciona con la declinación crónica de la producción de gas natural convencional.

La menor inversión en exploración redonda 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 20 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 la producción hidrocarburífera convencional del país indefectiblemente seguirá su sendero de declinación en el mediano/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 de petróleo por tipo de recurso				
	Convencionales		No Convencionales	
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2017	299,815	242,847	21,101	112,700
2018	318,213	221,933	61,583	149,633
2019	297,388	208,095	110,032	192,136
2020	264,880	183,032	118,400	214,215
2021	274,007	171,399	177,225	244,589
% 2020-2021	3.4%	-6.4%	49.7%	14.2%
% 2017-2021	-8.6%	-29.4%	739.9%	117.0%
% eq.	-2.2%	-8.3%	70.2%	21.4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2022, las reservas comprobadas de petróleo convencional son 8.6% menores respecto de 2017 y, aunque crecieron 3.4% respecto del año anterior, se reducen a una tasa promedio anual del 2.2%.

En el caso del gas convencional se observa que las reservas comprobadas han disminuido 29.4% respecto de 2017 y 6.4% en relación al año anterior. A su vez, disminuyen a una tasa promedio del 8.3% por año.

Las reservas comprobadas no convencionales aumentan en ambos casos y en todas las mediciones. Se destaca el petróleo con un incremento del 739% respecto de 2017 y del 49.7% respecto del año anterior. A su vez, crece a una tasa promedio del 70.2% anual.

Por otra parte, las reservas comprobadas de gas no convencional son 117% más elevadas que las existentes en 2017 mientras fueron 14.2% más respecto del año anterior. En este caso, crecen a una tasa promedio anual del 21.4%.

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.

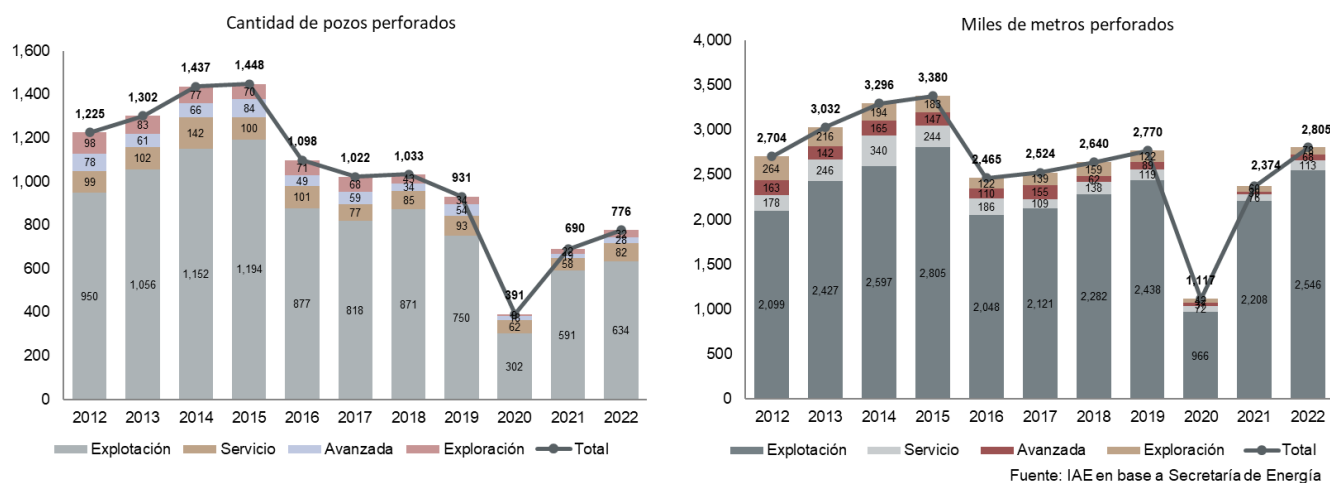
Pozos terminados

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

Como se puede ver en el **Gráfico N° 2.1** 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, en 2021 y 2022 hubo un repunte: se terminaron 776

pozos: 634 de explotación, 82 de servicio, 28 de avanzada y 32 de exploración. Sin embargo, continúan por debajo de los niveles observados entre 2012 y 2019.

Gráfico N° 2.1: 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 por tipo

	Avanzada		Exploración		Explotación		Servicio		Total	
	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a
2012	78		98		950		99		1,225	
2013	61	-21.8%	83	-15.3%	1,056	11.2%	102	3.0%	1,302	6.3%
2014	66	8.2%	77	-7.2%	1,152	9.1%	142	39.2%	1,437	10.4%
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%
%2021-2022	47.4%		45.5%		7.3%		41.4%		12.5%	
% 2012-2022	-64.1%		-67.3%		-33.3%		-17.2%		-36.7%	
% eq.*	-9.7%		-10.6%		-4.0%		-1.9%		-4.5%	

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 36.7% en 2022 respecto de 2012. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 4.5%, mientras que en el último año el aumento de la cantidad de pozos terminados fue del 12.5% respecto de 2021.

En 2012 se perforaron 98 pozos Exploratorios. Desde ese año hasta 2022 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 2021 se perforaron 22 pozos exploratorios mientras que en 2022 se terminaron 32, esto es una cantidad 67.3% inferior a la del año 2012 con una caída promedio anual del 10.6%.

Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 33.3% en 2022 respecto de 2012, es decir, una disminución promedio anual del 4% en la última década. A su vez, en 2022 se observa un aumento del 7.3% respecto del año anterior.

Tabla 2.4: miles de metros perforados por tipo de pozo

	Avanzada		Exploración		Explotación		Servicio		Total	
	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a
2012	163		264		2,099		178		2,704	
2013	142	-13%	216	-18%	2,427	16%	246	39%	3,032	12.1%
2014	165	16%	194	-10%	2,597	7%	340	38%	3,296	8.7%
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	-17.5%	60	41.4%	2,208	128.6%	76	5.6%	2,374	112.5%
2022	68	125.3%	78	30.6%	2,546	15.3%	113	48.3%	2,805	18.2%
%2021-2022	125.3%		30.6%		15.3%		48.3%		18.2%	
% 2012-2022	-58.3%		-70.5%		21.3%		-36.3%		3.7%	
% eq.*	-8.4%		-11.5%		1.9%		-4.4%		0.4%	

La **Tabla 2.4** muestra que la cantidad de metros perforados ha tenido un incremento absoluto del 3.7% en 2022 respecto de 2012. Esto da como resultado una tasa de crecimiento promedio anual del 0.4%, mientras que en el último año los metros totales perforados aumentaron 18.2%.

3. Downstream: Ventas de los principales combustibles

Principales combustibles líquidos

Las ventas de los principales combustibles líquidos muestran, en 2022, un muy importante crecimiento que implicó niveles récord de comercialización.

Durante 2021 la venta total de Gas Oil al mercado fue un 14.9% superior respecto al año 2020 momento en que se observó la caída más importante desde el año 1994. Sin embargo, durante 2022 las ventas de gasoil aumentaron 7.8% y constituyen el récord de ventas en la última década.

Las naftas crecieron 13.6% durante 2022. A su vez, el importante crecimiento implicó niveles superiores a los comercializados entre 2017 y 2019 y, al igual que en el gasoil, marcó el récord de ventas en la última década.

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
2012	0.15	12,231	1,260	131	5,545	1,827	13,492		7,502	
2013	0.00	12,210	1,540	123	6,090	1,954	13,750	1.9%	8,166	8.8%
2014	0.07	11,594	2,123	29	6,159	2,356	13,717	-0.2%	8,544	4.6%
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%
% 2021-2022	-	3.8%	18.6%	-	11.6%	19.1%	7.8%		13.6%	
% 2012-2022	-	-15%	247%	-	28.4%	53.4%	9.5%		32.2%	
% eq.	-	-1.6%	13.2%	-	2.5%	4.4%	0.9%		2.8%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

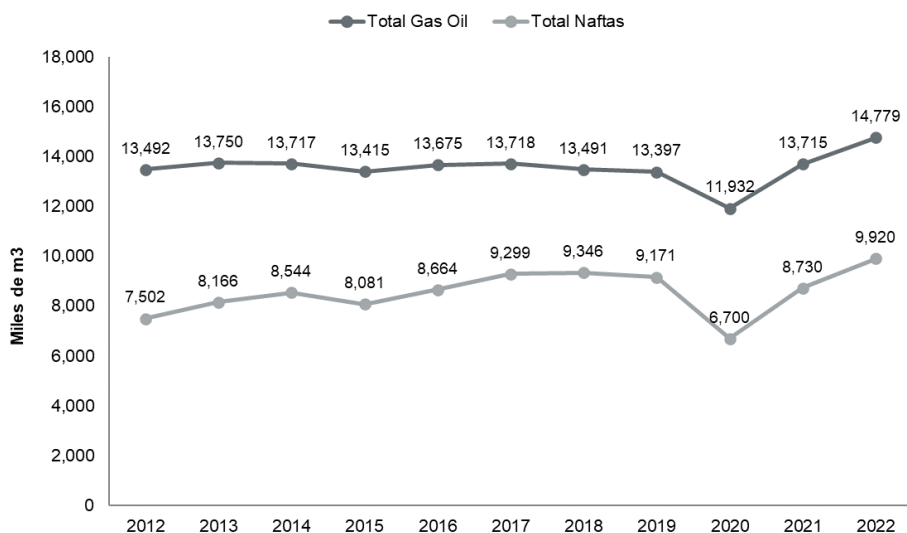
El aumento en las ventas de gasoil respecto del año anterior está explicado por mayores volúmenes de gasoil grado 2 y de grado 3 (gasoil común y ultra respectivamente). Por otra parte, en el año 2022 se consumió un 9.5% más de gasoil que en el año 2012 y lo explica en su totalidad el aumento del 247% del gasoil Grado 3. Esto sugiere un cambio en la utilización del gasoil común por el gasoil ultra.

A su vez, el gasoil total comercializado presenta una tasa de crecimiento anual promedio del 0.9% en la demanda durante el periodo.

La demanda de naftas aumentó 13.6% respecto del año anterior y presenta un notable dinamismo en la última década: entre 2012 y 2022 las ventas totales aumentaron 32.2% debido al considerable incremento de las

ventas de Naftas grado 2 (súper) y grado 3 (ultra). Las ventas de este combustible han aumentado a una tasa promedio anual del 2.8% durante los últimos diez años.

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



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en el Gráfico y Tabla N° 3.1 la demanda de gasoil presenta, a partir del mínimo del año 2020, dos años de importante dinamismo que implican valores de comercialización récord en el periodo observado.

Ventas de Gas natural

Durante el año 2022 las ventas totales de gas natural se redujeron 3.4% respecto al año anterior. Por otra parte, en 2022 no se logró recuperar los niveles de consumo previos a la pandemia: se consumió 4.4% menos que en 2019 y 8.4% menos que en el pico de la década marcado en 2018.

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
2012	10,032	1,343	444	11,661	14,350	937	2,785	41,552	
2013	10,491	1,344	446	12,391	14,472	1,012	2,759	42,915	3.3%
2014	10,108	1,326	442	12,478	14,543	1,001	2,853	42,750	-0.4%
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%
% 2021-2022	7.4%	6.3%	12.1%	1.5%	-16.0%	9.3%	2.1%	-3.4%	
% 2012-2022	4.0%	-8.0%	3.5%	5.5%	-5.5%	-4.4%	-14.0%	-0.6%	
% eq.	0.4%	-0.8%	0.3%	0.5%	-0.6%	-0.4%	-1.5%	-0.1%	

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Por otra parte, entre 2012 y 2022 las ventas totales de gas natural se redujeron 0.6% en términos absolutos observándose una tasa de reducción promedio anual del 0.1% 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 25% del total, aumentaron su demanda 4% entre 2012 y 2022. Esto implica que los consumos de estos usuarios se incrementaron a una tasa promedio anual del 0.4% en ese periodo.

En el caso de las Centrales Eléctricas, que consumen el 37% del Gas natural entregado, se observa una reducción en la demanda entre los años 2012 y 2022: las entregas fueron 5.5% menores respecto de 2012 y se redujeron 0.6% promedio anual en el periodo. A su vez, esta categoría demandó 16% menos de gas que el año anterior.

Por su parte, la Industria, que es responsable del 30% de las ventas totales, consumió 5.5% más de gas natural que en el año 2012, con un aumento promedio anual del 0.5%, y 1.5% respecto del año anterior.

Los usuarios del tipo Comercial, que representan el 3% de la demanda, consumieron 8% menos respecto al año 2012 resultando en una tasa de reducción promedio 0.8% anual entre los años 2012 y 2022. A su vez, aumentaron su demanda 6.3% respecto del año anterior.

4. Precios de los hidrocarburos y derivados

Barril de petróleo: precios locales e internacionales

El año 2022 estuvo marcado por la volatilidad en los precios del barril de petróleo. La invasión de Rusia en Ucrania en el primer trimestre del año exacerbó un proceso de recuperación en los precios surgido a partir de la pandemia del Covid-19 y lo transformó en crecimiento con picos de valor en el mes de junio de 2022.

El barril de petróleo tipo WTI cotizó en diciembre de 2022 a 76.7 USD/bbl. Esto implica un aumento del del 6.9% respecto a diciembre de 2021. Adicionalmente, en promedio, el barril de petróleo WTI cotizó 67.9 USD/bbl durante el año 2021 mientras el promedio de 2022 fue de 94.3USD/bbl, un nivel 38.8% superior.

El barril de petróleo tipo BRENT cotizó en diciembre de 2022 USD/bbl 81.3. Esto es un precio 8.6% superior al del mismo mes del año anterior. A su vez, el precio promedio del año 2021 fue USD/bbl 70.8, mientras el promedio de 2022 fue de USD/bbl 99, un nivel 40% mayor.

Tabla N° 4.1: Precio promedio anual del barril de petróleo en USD

	BRENT	ESCALANTE	MEDANITO	WTI
2012	111.7	77.7	74.4	94.2
2013	108.6	73.1	76.1	98.0
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
% 2021-2022	40.0%	22.9%	23.3%	38.8%
% 2012-2022	-11.3%	32.0%	-10.1%	93.2%
% eq. *	-1.2%	4.0%	-1.5%	9.9%

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. Estos valores fueron similares a los picos observados entre 2012 y 2014.

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 488/2022) similar a la que estuvo vigente entre los años 2014 y 2017. En este caso el precio sostén duró 3 meses.

La nueva versión del precio sostén 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, a la vez que la determinación del valor de referencia no tuvo un criterio económico explícito.

En 2022, al igual que en el año anterior, se observa una reversión del “barril criollo” con precios al alza. En este caso, es notable el desacople de los precios internos respecto a los internacionales.

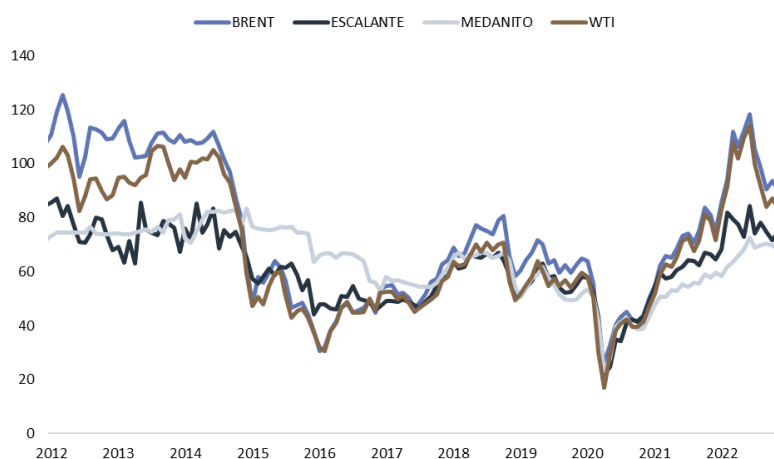
El precio del barril de petróleo del tipo Escalante cotizó en diciembre de 2022 USD/bbl 73.2. Este precio fue 13.3% mayor al del mismo mes del año anterior. Por otra parte, el precio promedio del año 2021 fue USD/bbl 61.8 mientras el promedio del último año fue de USD/bbl 75.9, un valor 22.9% mayor.

En el caso del petróleo del tipo Medanito, el barril cotizó USD/bbl 66.6 en diciembre de 2022. Este precio fue un 11.6% mayor al de igual mes del año anterior. En promedio, el barril de crudo Medanito cotizó USD/bbl 54.4 durante el año 2021, mientras el promedio del último año fue de USD/bbl 67.1, un valor 23.3% mayor.

En diciembre de 2022 el precio de los barriles Escalante y Medanito son 8.2 y 14.7 dólares inferior al barril tipo BRENT. Es decir, el BRENT es 11% y 22% superior respectivamente.

Asimismo, en diciembre de 2022 el precio de los barriles Escalante y Medanito son 3.6 y 10.1 dólares inferior al barril tipo WTI. Es decir, el WTI es 5% y 15.2% superior respectivamente.

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



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 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 y desde mayo a agosto de 2022 en diferentes versiones, incluso aún en los tres años donde los precios locales fueron superiores a los internacionales.

En 2022 se observa una reversión del “barril criollo” con precios al alza. En este caso, es notable el desacople de los precios internos respecto a los internacionales: las cotizaciones del BRENT y WTI se encuentran en promedio un 13% por encima de las cotizaciones locales.

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. Durante 2020 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 de entonces 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 las restricción a la oferta rusa, y por consiguiente en el resto del mundo. El precio del GNL se duplicó en apenas semanas, creció considerablemente el valor del gas en Henry Hub y el precio de la importación desde Bolivia. Sin embargo, el precio local en boca de pozo no siguió igual dinamismo.

En el mercado local, el precio de Gas natural doméstico en boca de pozo tuvo un aumento de 6.3% promedio anual entre 2012 y 2022, tomando como cálculo el precio promedio de cada año. Por otra parte, entre el precio promedio del año 2012 y el precio promedio del año 2022 hubo un incremento del 83.3% en el Gas natural Doméstico. Adicionalmente, en el último año el precio del gas argentino aumentó 13% 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
2012	9.53		15.62		2.75		1.81	
2013	10.39	9.0%	16.57	6.1%	3.73	35.5%	1.77	-1.9%
2014	10.40	0.1%	14.23	-14.1%	4.39	17.8%	2.16	22.1%
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%
% 2021-2022	85.0%		227.2%		64.2%		13.0%	
% 2012-2022	18.9%		89.9%		133.2%		83.8%	
% eq.	1.7%		6.6%		8.8%		6.3%	

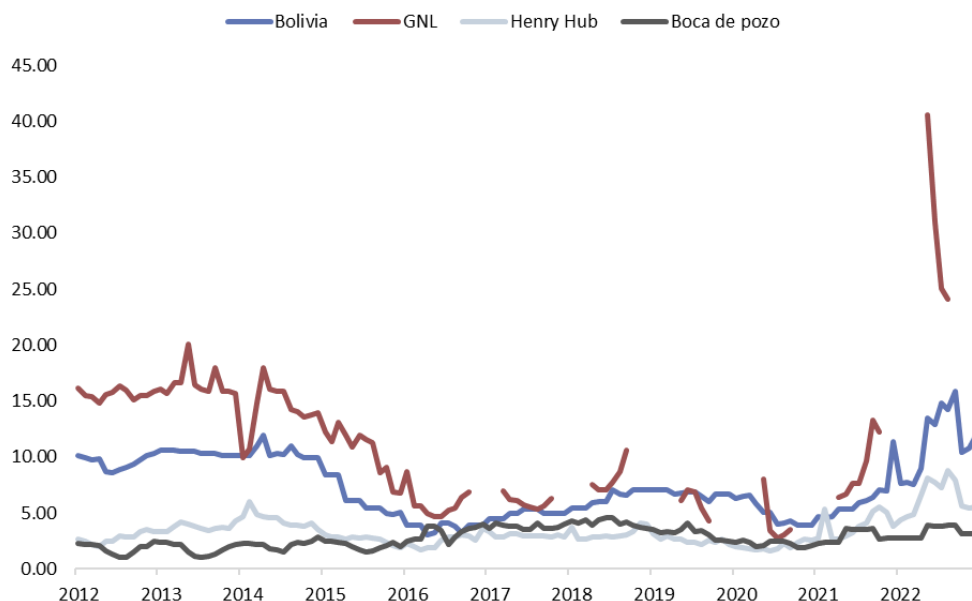
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y EIA.

Durante los años observados, el precio promedio de importación de Gas natural (Desde Bolivia y Chile) aumentó % promedio anual mientras el de GNL tuvo una tasa promedio de crecimiento del 6.6% promedio anual. A su vez, en el último año el precio del gas natural del Bolivia fue 85% mayor a la vez que se importó GNL a un precio

promedio 227% superior al del año anterior. Estos precios fueron 18.9% y 89.9% mayores a los registrados en 2012.

El precio del gas natural Henry Hub es el que se registró en el NYMEX⁶ en Estados Unidos. En promedio, durante 2022 el precio fue de US\$/MMbtu 6.42, es decir, 64.2% superior al del año anterior y 133% mayor al del año 2012.

Gráfico N° 4.2: Precios del gas



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 2012 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.

⁶ New York Mercantile Exchange por sus siglas en inglés.

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 corrientes⁷ un 12.5% entre 2021 y 2022.

Tabla N° 4.3: precio de combustibles líquidos

Precios por litro de los principales combustibles en estaciones de servicio de CABA, en USD corrientes										
	\$/U\$D	Nafta súper		Nafta Premium		Gas Oil G3 (últra)		Gas Oil G2 (común)		Total % promedio
		Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	
dic.-12	4.9	1.32		1.44		1.41		1.22		
dic.-13	6.3	1.40	5.7%	1.53	6.6%	1.42	1.1%	1.27	3.8%	4.3%
dic.-14	8.5	1.44	2.8%	1.62	5.5%	1.50	5.6%	1.31	3.2%	4.3%
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	0.90	-10.4%	1.03	-10.7%	0.99	-9.6%	0.85	-9.5%	-10.0%
dic.-20	82.6	0.82	-8.6%	0.95	-8.3%	0.90	-8.4%	0.77	-9.1%	-8.6%
dic.-21	101.9	0.89	9.3%	1.04	9.5%	0.99	9.9%	0.85	10.6%	9.8%
dic.-22	172.9	0.89	-0.6%	1.09	5.0%	1.29	30.2%	0.99	15.4%	12.5%
% 2021-2022		-0.6%		5.0%		30.2%		15.4%		12.5%
% 2012-2022		-32.8%		-24.3%		-8.3%		-19.2%		-21.2%
% eq.		-3.9%		-2.7%		-0.9%		-2.1%		-2.4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y BCRA

Por otra parte, en promedio los precios de los principales combustibles son un 21.2% más baratos que en el año 2012 y disminuyeron a una tasa promedio anual del 2.4% en la última década. Los precios máximos y mínimos se dieron en los años 2014 y 2020 respectivamente.

El gasoil grado 2 (común) aumentó 15.4% respecto de 2021, mientras que presenta un precio 19.2% menor al del año 2012. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2.1% promedio anual.

El gasoil grado 3 (ultra) aumentó 30.2% respecto de 2021, mientras que presenta un precio 8.3% menor al del año 2012. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 0.9% promedio anual.

La Nafta Súper tuvo una reducción del 0.6% respecto de 2021, mientras que presenta un precio 32.8% menor al del año 2012. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 3.9% promedio anual.

La Nafta Premium aumentó 5% respecto de 2021, mientras que presenta un precio 24.3% menor al del año 2012. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2.7% promedio anual.

⁷ Se toma el tipo de cambio mayorista promedio del mes informado por el BCRA.

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
2012	6,978		9,128		-2,150	
2013	5,562	-20.3%	12,464	36.5%	-6,902	221.0%
2014	4,943	-11.1%	11,343	-9.0%	-6,401	-7.3%
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	-
2021	5,284	47.0%	5,843	121.3%	-560	-
2022	8,398	58.9%	12,868	120.2%	-4,470	698.8%
%2021-2022	58.9%		120.2%		-	
% 2012-2022	20.3%		41.0%		-	
% eq.*	1.9%		3.5%		-	

Fuente: IAE en base a INDEC

Como se puede observar, entre los años 2012 y 2015 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.

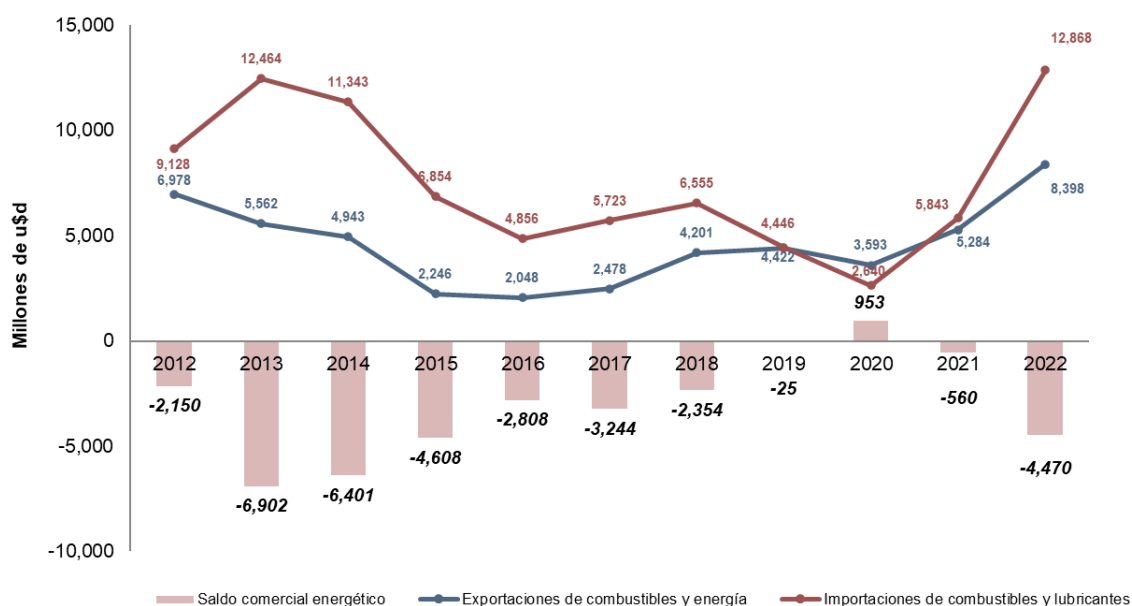
Entre 2012 y 2022 el monto total de exportaciones energéticas aumentó 20.3%, lo cual implica un crecimiento promedio anual del 1.9% en el valor energético exportado de los últimos diez años. Por otra parte, las

importaciones tuvieron un incremento absoluto del 41% en los últimos diez años y un aumento promedio anual del 3.5%.

En 2022, y por segundo año consecutivo, las exportaciones aumentaron significativamente menos que las importaciones: 58.9% y 120.2% respectivamente en relación a 2021. Esto resultó en un déficit comercial energético de USD 4,470 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.

El saldo comercial energético ha sido deficitario desde el año 2012, con excepción del 2020, hasta el 2022 con picos de déficit en los años 2013 y 2014 (USD -6,163 y USD -6,543 millones), donde se registró la mayor suma de importaciones de energía con USD 11,415 y USD 11.454 millones respectivamente. Sin embargo, el récord de importaciones energética fue en 2022 aunque también lo ha sido el de exportaciones.

Gráfico N° 5.1: Balanza comercial energética | años 2012-2022



Fuente: IAE en base a INDEC

Según los datos del Informe de Tendencias del IAE Mosconi en base a INDEC, en el año 2022 las cantidades exportadas de combustible y energía aumentaron 12.5% respecto a 2021, mientras que los precios fueron 43.7% mayores. A su vez, las cantidades importadas de combustible y lubricantes se aumentaron 278.3% respecto a 2021 y los precios de importación fueron 71.7% i.a. mayores.

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 34.3% debido principalmente a la incapacidad de Bolivia de garantizar volúmenes y la consiguiente renegociación del contrato de venta con Argentina.

A su vez, mientras las exportaciones de gas se redujeron, las compras de combustibles líquidos se incrementaron en la última década.

En 2022 hubo récord de importación de gasoil⁸ con un total de 2,558 mil m³ y un aumento del 29.7% respecto del año anterior. En términos absolutos, las compras de gasoil fueron 5.4% superiores a las del año 2012 y presentan una tasa de crecimiento anual promedio del 6.6%. Análogamente, se observan valores récord en la importación de naftas⁹ con un volumen total de 1,166 mil m³ y un incremento y del 100% respecto del año anterior, 200% respecto de 2012 y una tasa de crecimiento anual del 36.2% 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
2012	248		5,835		4,595		1,349		53	
2013	421		5,690	-2.5%	5,711		2,427		379	
2014	548		5,973	5.0%	6,604	15.6%	2,026	-16.5%	449	18.6%
2015	292		5,957	-0.3%	5,315	-19.5%	1,934	-4.5%	15	-96.7%
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	-2.7%	581	259.6%
2022	0	-	3,835	-18.9%	2,352	-33.5%	2,558	-2.7%	1,166	100.8%
%2021-2022	-		-18.9%		-33.5%		29.7%		100.8%	
% 2012-2022	-		-34.3%		-48.8%		89.7%		2101.4%	
% eq.*	-		-4.1%		-6.5%		6.6%		36.2%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La importación de petróleo es nula en los años 2019, 2020 y 2022 luego de haber aumentado considerablemente entre 2012 y 2018, con un pico de compras al exterior en el año 2017 de 1.195 Mm³.

En el caso del gas natural, la importación de Bolivia se redujo 18.9% entre 2021 y 2022, y es 34.3% menor a la del año 2012. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto se ha reducido 4.1% promedio anual pasando de importar 5,835 MMm³ en 2012 a 3,835 MMm³ en 2022. Por esto, durante el año 2022 el 9.4% del total de gas entregado a los usuarios es gas natural importado de Bolivia.

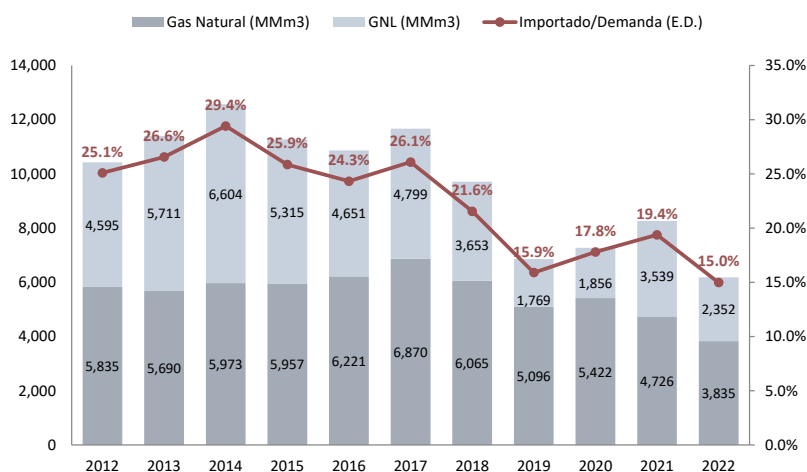
La importación de Gas natural Licuado (GNL) se redujo 33.5% entre el año 2021 y 2022, mientras que en el último año fue 48.8% menor a la del año 2012 pasando de 4,595 MMm³ a 2,352 MMm³. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL se redujo 6.5% promedio anual en la década, representado el 5.6% del total del gas entregado a usuarios en el año 2022.

En la suma del total del Gas entregado a usuarios el 15% es importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 6,187 MMm³. Esto es una reducción del 25% respecto del año anterior.

⁸ Incluye total Gas Oil grado 1, 2 y 3.

⁹ Incluye total Naftas grado 1, 2 y 3.

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



Las exportaciones de petróleo tuvieron un crecimiento importante en el último año mientras que las exportaciones de gas natural crecieron a niveles similares a los años 2019 y 2020.

Las ventas totales de gas natural al exterior fueron récord del periodo en 2022 y sumaron 1,935 millones de m3 a la vez que aumentaron 120.8% respecto a 2021 y 2,704% respecto a 2012. Se observa una tasa de crecimiento promedio anual del 39.6% en el periodo.

Tabla 5.3: exportaciones de petróleo y gas

Tabla 5.3: Exportaciones		
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2012	3,825	69
2013	2,533	60
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	5,036	1,360
2021	4,331	876
2022	6,247	1,935
%2021-2022	44.2%	120.8%
% 2012-2022	63.3%	2704.3%
% eq.*	5.0%	39.6%

Fuente: IAE en base a SE

De igual manera, Las ventas totales de petróleo fueron récord del periodo en 2022 y sumaron 6,247 mil m3 a la vez que aumentaron 44.2% respecto a 2021 y 63.3% respecto a 2012. En este caso se observa una tasa de crecimiento promedio anual del 5% en el periodo.

Tabla 5.4: exportaciones de petróleo por cuenca

	2021	2022	Participación 2022	Var. %
Cuenca Austral - Santa Cruz - Off Shore	131	127	2.0%	-2.9%
Cuenca Austral - Santa Cruz - On Shore	248	245	3.9%	-1.3%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - Off Shore (Hidra)	146	183	2.9%	25.9%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - On Shore (San Sebastián)	217	101	1.6%	-53.4%
Cuenca Golfo San Jorge - Chubut (Escalante)	1,991	1,806	28.9%	-9.2%
Cuenca Neuquina - La Pampa (Medanito)	0	47	0.7%	-
Cuenca Neuquina - Neuquen (Medanito)	1,447	3,540	56.7%	144.7%
Cuenca Neuquina - Rio Negro (Medanito)	151	196	3.1%	29.6%
Total	4,331	6,247	100.0%	44.2%

Fuente: IAE en base a SE

La **Tabla 5.4** muestra las exportaciones de petróleo por cuenca y tipo de crudo. El 56.7% de la exportación del año 2022 fue explicada por los envíos de crudo tipo Medanito, de la cuenca Neuquina en la provincia de Neuquén, cuyas ventas al exterior fueron 144.7% mayores a la del año anterior.

A su vez, la exportación de crudo tipo Escalante se redujo 9.2% ocupando el 28.9% del total exportado.

Las ventas al exterior de crudo de la Cuenca Austral suman 657 Mm3 de los cuales 311 Mm3 pertenecen a la producción off-shore. Los envíos de la cuenca Austral representaron el 11% del total y se redujeron 11% respecto del año anterior.

Por otra parte, los envíos de petróleo tipo Medanito de la Cuenca Neuquina suman 3,783 Mm3 de los cuales 3,540 Mm3 fueron producidos en la Provincia de Neuquén, 196 Mm3 en la Provincia de Río Negro y 47 Mm3 en La Pampa. Estos envíos representaron el 61% del total exportado y aumentaron, en conjunto, 137% 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.

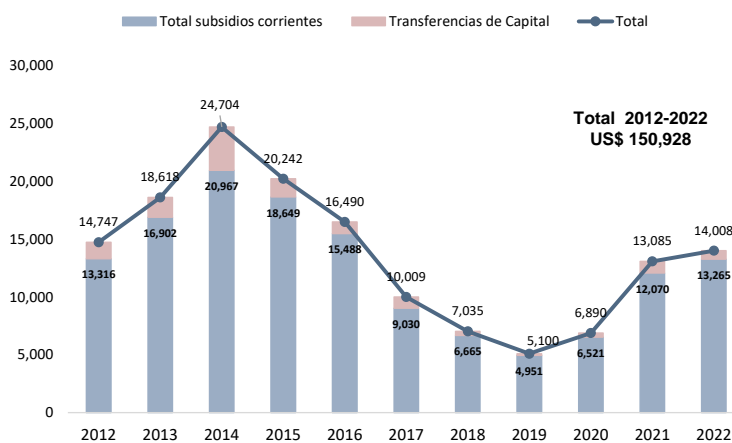
La devaluación del Peso argentino durante los años 2018 y 2020, la pandemia del Covid-19 y el congelamiento extendido de precios y tarifas energéticas entre 2003 y 2015, y retomado en 2019, fueron eventos determinantes para el dinamismo de los subsidios.

Los episodios devaluatorios implicaron que algunos, que estaban/están nominados en dólares, fueron renegociados en el marco de un frente fiscal deteriorado y la ayuda financiera por parte del Fondo Monetario Internacional. A su vez, la delicada situación económica puso freno a los aumentos tarifarios, que tenían como contrapartida una reducción paulatina de los subsidios energéticos. Por último, aquellos subsidios establecidos en pesos se licuaron conforme a los episodios devaluatorios. Entre 2019 y 2022 el congelamiento tarifario continuó debido a la declaración de emergencia tarifaria y energética plasmada en la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva de diciembre de 2019 que resultó en un congelamiento de los cuadros tarifario de gas natural y energía eléctrica bajo jurisdicción nacional y que, en el caso de la energía eléctrica, fue replicado en las diferentes Provincias por invitación expresa de la Ley.

La sanción de la Ley fue previa a la irrupción de la pandemia del Covid-19. Es así que la situación de emergencia sanitaria, con su impacto en la actividad económica y en los ingresos, no fue el determinante en el congelamiento de los cuadros tarifarios debido a que ya estaba en plena vigencia la Ley 27.541.

En este sentido, entre 2012 y 2016 las transferencias totales a la energía crecieron 12%, explicado por un aumento del 16% de los subsidios corrientes que ocupan el 90% del total de las transferencias.

Gráfico 6.1: Subsidios totales en millones de USD corrientes



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

Las transferencias corrientes nominales en dólares al sector energético aumentaron 9.9% en el acumulado a diciembre de 2022 respecto del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por un monto de USD 1,195 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que aumentaron 23.4% anual en dólares y ocuparon el 66% del total de las transferencias corrientes.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios energéticos en términos anuales, el Gráfico 6.1 muestra que el pico de subsidios se dio en el año 2014 con un total de USD 24,704 millones. A su vez, en los últimos once años los subsidios acumularon USD 150,900 millones, un monto que más que triplica el préstamo otorgado por el FMI en el año 2018.

Tabla N° 6.1: Transferencias anuales corrientes y de capital al sector energético en dólares corrientes (años 2012-2022)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% 2021-2022	% 2012-2022
Total subsidios corrientes	13,316	16,902	20,967	18,649	15,488	9,030	6,665	4,951	6,521	12,070	13,265	9.9%	-0.4%
CAMMESA	5,348	6,639	8,763	9,754	9,467	4,476	3,462	2,794	4,470	7,199	8,883	23.4%	66.1%
Distribuidoras de gas natural	0	0	0	0	0	0	264	112	103	46	11	-75.5%	-
FF para consumos residenciales de GLP	226	262	223	441	299	307	262	137	122	199	314	57.8%	39.2%
FF para consumos residenciales de gas	29	25	38	44	27	198	0	0	0	0	0	-	-
IEASA	4,164	5,603	7,487	3,683	1,398	1,023	1,613	1,027	919	2,840	3,026	6.6%	-27.3%
Plan Gas I, II y III	0	1,050	1,361	1,207	1,875	1,224	104	60	1	2	0	-91.8%	-
Plan Gas No Convencional - R/46	0	0	0	0	0	0	224	572	608	878	119	-86.5%	-
Plan Gas Ar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	282	288	-	-
YCRT	311	517	450	474	280	277	106	49	99	146	147	0.4%	-52.8%
Otros	3,239	2,806	2,646	3,046	2,141	1,524	630	200	200	477	476	-0.3%	-85.3%
Transferencias de Capital	1,431	1,716	3,736	1,593	1,002	979	369	148	369	1,016	743	-26.8%	-48.1%
IEASA	452	438	2,542	700	397	278	49	114	303	760	516	-32.1%	14.1%
Ente Binacional Yaciretá	9	37	5	2	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Nucleoeléctrica S.A.	741	870	794	599	396	448	288	26	32	15	15	-3.8%	-98.0%
Fdo Fid para el transporte eléctricos federal	127	181	150	83	125	171	15	0	15	0	0	-	-
Fondo Fiduciario de infraestructura hídrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	149	-15.4%	-
YCF Rio Turbio	68	135	184	138	61	24	6	0	0	46	46	0.8%	-31.8%
Otros	34	56	61	71	23	58	11	9	19	18	17	-3.5%	-49.4%
Total Transferencias	14,747	18,618	24,704	20,242	16,490	10,009	7,035	5,100	6,890	13,085	14,008	7.1%	-5.0%

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

En el año 2022 los subsidios energéticos son similares a los del año 2012, lo cual sugiere que el nivel de subsidios en dólares constante es menor al de aquel año, aunque bastante mayor a los observados entre 2017 y 2020.

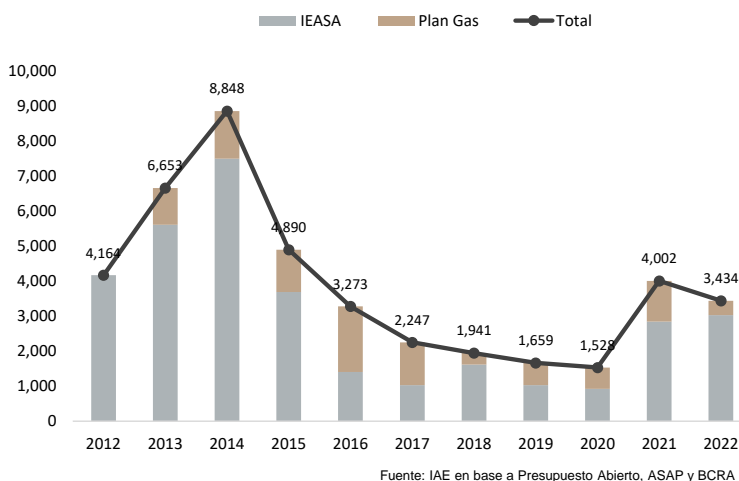
Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional, Plan Gas I, II y III y Plan Gas.Ar) han recibido transferencias por un total de USD 9,854 millones desde el año 2013, momento en el que comenzaron a entrar en vigencia. En el año 2022 solo quedaron transferencias significativas en el Plan Gas No Convencional (Resol. 46) y el reciente Plan Gas.Ar por un total de USD 407 millones.

En 2022 IEASA recibió subsidios por la suma de USD 3,026 millones lo cual implica un aumento de 6.6% respecto al año anterior. Los subsidios en dólares a IEASA se encuentra levemente por encima del promedio histórico siendo éste de USD 2.980 millones entre 2012 y 2022.

En total, el abastecimiento de gas natural tuvo un costo fiscal de USD 3,434 millones durante el año 2022, similar al promedio de los últimos diez años.

Las transferencias corrientes a IEASA se utilizan para cubrir la necesidad de importación de gas natural por gasoducto desde Bolivia y de Gas Natural Licuado (GNL) por barco. En este sentido, en 2020 la pandemia del Covid-19 resultó en una reducción del precio del gas a nivel mundial que pudo ser capitalizada, por parte de IEASA, mediante compras de gas a precios muy bajos. En particular, durante el año 2020 los cargamentos de GNL fueron adquiridos al menor precio histórico. Sin embargo, en el año 202 y en particular en el año 2022 a raíz de la invasión rusa en Ucrania, los precios aumentaron de manera considerable.

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



Por último, las transferencias de capital totalizaron USD 743 millones en 2022, y son 26.8% superiores a las del año anterior. El monto total lo explica IEASA que recibió USD 516 millones, un 32% menos de recursos que el año anterior.