



La producción de hidrocarburos en Argentina

Informe anual

Año 2021

Lic. Julián Rojo
Director del Departamento Técnico
IAE Mosconi

Marzo de 2022

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

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

Índice

Prólogo	3
Resumen	7
1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural	10
Petróleo	10
Gas natural	13
2. Reservas y pozos:	18
Reservas de petróleo	18
Reservas de gas natural	20
Pozos terminados	22
3. Downstream: Ventas de los principales combustibles	24
Principales combustibles líquidos	24
Ventas de Gas natural	26
4. Precios de los hidrocarburos y derivados	28
Barril de petróleo: precios locales e internacionales	28
Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub	29
Nafta y Gas Oil: precios internos	31
5. Balanza comercial energética	33
6. Subsidios al sector energético	38

Prólogo

El Anuario de los Hidrocarburos, elaborado por el Departamento Técnico del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi y dirigido por Julián Rojo, es el resultado de la compilación de la información contenida en los Informes de Tendencias Energéticas de publicación mensual.

La información recopilada y analizada por nuestro Departamento Técnico es de fuente oficial y pública. El Instituto no produce información primaria. Las fuentes de información son de gran confiabilidad: la Secretaría de Energía de la Nación, los Entes Reguladores, CAMMESA, la Asociación Argentina de Presupuesto Público (ASAP), el INDEC y las empresas prestadoras de Servicios Públicos energéticos.

El Instituto a través de su Departamento Técnico analiza, interrelaciona y comenta esa información. La distribución de la misma se realiza en forma gratuita a todos los asociados, se envía a organismos públicos y privados, a instituciones educativas, al parlamento, a los partidos políticos, a las ONG vinculadas directamente o indirectamente con la Energía y también, muy importante, al periodismo especializado de todo el país que es el canal a través del cual la información fluye y llega a la población en general.

El procesamiento de información y la difusión de la misma es uno de los objetivos más importantes del IAE Mosconi y esto es posible por la conjunción de dos factores importantísimos: 1) el aporte de los socios individuales e institucionales que nos acompañan desde los inicios de nuestra actividad hace 39 años en los albores de la Democracia en su actual ciclo; y 2) el trabajo voluntario de los socios que constituyen el motor de todas nuestras actividades institucionales.

Debe entenderse esta publicación anual y periódica como uno más de nuestros canales de comunicación con la sociedad argentina, en este caso difundiendo información comentada. Esto se combina con el diseño y la difusión de políticas energéticas, la realización de estudios y proyectos técnicos, la producción de informes técnicos para los legisladores nacionales que lo solicitan y la difusión de artículos de opinión por medio de nuestra revista Proyecto Energético que constituye el órgano oficial del Instituto y es una de las más antiguas publicaciones del sector.

Los datos más relevantes del anuario 2022

Los datos de producción de petróleo confirman que la década tuvo una evolución decadente: La producción de 2021 fue un 7.3% inferior a la de 2011 y se encuentra en el mismo nivel que en 1991. En la última década la producción petrolera total de la Argentina se ha reducido con un ritmo anual promedio de 0.8%.

Todas las cuencas productoras de petróleo declinan en su producción con la única excepción de la cuenca neuquina. Es particularmente destacable que la cuenca del golfo de San Jorge (la cuenca donde se descubrió el petróleo en 1907 y la mayor productora histórica de crudo) haya disminuido su producción en los últimos 10 años en 19.1% respecto a los valores de 2011.

La producción de crudo convencional, que constituye el 67 % de la producción total nacional, presenta una declinación crónica que comienza en el año 1998 y no ha podido ser revertida. En el periodo

analizado en este anuario el ritmo de la declinación se aceleró y alcanzó el alarmante 4.6% anual acumulativo en el periodo 2011-2021, sin que se haya revertido.

Un fenómeno de declinación similar, pero aún más acentuado, se verifica en el gas natural donde la caída de la producción convencional, que constituye el 52% de la producción total y que otrora le permitió a Argentina alcanzar el autoabastecimiento energético y mantenerlo por 20 años, declina en el periodo 2011-2021 con una tasa anual del 6.1%.

La producción de petróleo convencional en 2021 es 37.5% inferior a la de 2011, mientras que la de gas es 47% menor a la de aquel año y ambas declinan con tendencias de larga data con características estructurales.

En opinión del Instituto, este fenómeno se relaciona con el abandono por parte de Argentina de la Exploración como estrategia de crecimiento a largo plazo; tanto en las áreas continentales como marinas, lo que trajo como consecuencia el no descubrimiento de nuevos yacimientos que reemplacen a los yacimientos viejos y de alto costo de producción.

En contraposición existe una dinámica favorable de incremento de la producción, tanto en el petróleo como en el gas no convencional de los yacimientos ubicados en la provincia de Neuquén que han experimentado fuertes tasas de crecimiento en la década analizada en el Anuario. En cuanto al petróleo crudo no convencional, en el último quinquenio la expansión de la producción creció con una tasa del 36.6% anual acumulativo (duplicación cada 28 meses), mientras que la producción de gas natural hizo con una tasa del 21.4% anual acumulativo (duplicación cada 44 meses).

Las reservas comprobadas de hidrocarburos se encuentran en franca y crónica declinación lo cual constituye un verdadero "Talón de Aquiles" del sistema energético argentino. El anuario muestra que en el último inventario de reservas, que publica la Secretaría de Energía correspondiente a 2020, las reservas comprobadas de petróleo ascienden a 383.280.000 m³, esto significa un horizonte de agotamiento de 11.4 años, un valor sumamente bajo si además se tiene en cuenta que estas disminuyeron un 4.5% del total desde 2010.

La situación en materia de reservas comprobadas es ampliamente preocupante. El análisis por cuenca revela que, con excepción de la cuenca neuquina que incrementó sus reservas comprobadas en 56% en los últimos 10 años, en las restantes cuencas productoras se produjeron disminuciones que en promedio se ubican en 26% para el conjunto de las mismas.

La situación dista de ser clara para el conjunto de esas cuencas: la Cuenca Austral disminuyó 36% entre 2010 y 2020; la cuenca del Golfo de San Jorge 17.9%; pero otras como la cuenca cuyana y la cuenca de noroeste tuvieron una disminución en el inventario en los 10 años que se ubica entre el 58% y el 80% de las reservas comprobadas de petróleo que poseían en 2010.

Estos números ameritan plantear, dentro de la política energética futura, la necesidad de encarar un reordenamiento de estos activos que constituyen el inventario de Reservas comprobadas cuya propiedad pertenece en forma imprescriptible e inalienable a los Estados según lo establecido en la legislación vigente y en la Constitución nacional. El camino lógico sería encarar una Auditoria General de Reservas.

Las reservas comprobadas de gas natural, en cambio, han experimentado un leve aumento en los últimos 10 años y es particularmente destacable el aumento significativo en la cuenca neuquina.

Un tema que merece ser destacado es que los yacimientos de petróleo y gas no convencionales no están inventariados en ninguna categoría de reservas ni de recursos utilizados por la Secretaría de Energía de la Nación; y esto debe computarse como una grave omisión toda vez que la propiedad de esos esos inventarios corresponden al patrimonio de los Estados.

No están contabilizados ni como reservas comprobadas, ni como reservas probables, ni como reservas posibles y ni siquiera como Recursos.

Mientras esta contabilización no sea explícita, clara y auditable será difícil que cualquier productor pueda firmar con un tercero un contrato de suministro por un número de años estableciendo precio y obligaciones de entrega.

La actividad petrolera medida por el proxy de la cantidad de pozos perforados en la década 2011-2021, o su equivalente los metros perforados, muestra que 2020 y 2021 fueron los dos años de menor actividad de inversión en la década, lo cual explica en parte la muy mala performance argentina en materia de producción de crudo y gas entre 2011 y 2021, una verdadera década perdida para los hidrocarburos en Argentina, sobre todo si esto se compara con la actividad en el periodo 1907-2000. La cantidad de pozos totales perforados ha tenido una disminución absoluta del 47.3% en 2021 respecto de 2011.

En 2011 se perforaron 77 pozos Exploratorios. Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 42.8% en 2021 respecto de 2011, es decir, una disminución promedio anual del 5.4% en la última década.

Argentina debe revisar a fondo su política exploratoria tanto en las áreas continentales como marinas dentro de la plataforma continental hasta el talud oceánico lo cual es imprescindible con vistas a una transición energética ordenada y de bajo costo en el periodo 2023-2050.

El Anuario 2011-2021 muestra claramente que la década se caracteriza por un incremento de la dependencia externa de los hidrocarburos en Argentina: las importaciones de gas por gasoducto y GNL se incrementaron un 33.6% en la década mientras que las importaciones de gasoil se incrementaron en 46% y las naftas lo hicieron en un 996%.

El sector energético es fuertemente dependiente de los subsidios del Tesoro en un marco de desfinanciamiento de dichos subsidios, de discrecionalidad por parte de los funcionarios y de irracionalidad política en su asignación. Las transferencias corrientes nominales medidas en dólares corrientes (subsidios) sumaron USD 10.874 millones en 2021 y aumentaron 77.6% respecto del año anterior.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios a la energía en términos anuales, el pico de transferencias se dio en el año 2014 con un total de USD 19,876 millones. A su vez, en los últimos diez años los subsidios acumularon USD 134,187 millones, un monto que prácticamente triplica el préstamo otorgado por el FMI en el año 2018 y que excede holgadamente al promedio anual de reservas del

Banco Central en la década. Ese monto es insostenible para la economía argentina y requiere la elaboración de una política de fondo para su rediseño definitivo.

Jorge E. Lapeña

10 de marzo de 2022

Resumen

Upstream y Downstream

La producción total de petróleo en 2021 fue 29,779 Mm3, esto es 6.5% mayor a la registrada en el año anterior. La producción se encuentra en niveles bajos siendo 7.3% inferior a la del año 2011. Actualmente, los niveles de producción son similares al promedio entre los años 1990, 1991 y 1992. La producción de petróleo cae a una tasa promedio anual del 0.8% en la última década.

En la última década la producción anual de petróleo disminuyó, respecto del año anterior, en 6 de los 10 años del periodo. Dentro de los cuatro 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 al ASPO/DISPO de 2020: la producción es solo 0.8% superior a la de 2019. Esto revela que en la última década hubo sólo dos años de crecimiento de la producción, los años 2018 y 2019, que coinciden con el abandono total de la política de "barril criollo" entendido como precio sostén o precio tope dado el caso.

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 2021 es 40% 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 2021 fue de 45.293 Mm3 y tuvo un aumento respecto al año anterior del 0.4%. La producción del año 2021 es 0.5% inferior a la de 2011 y en la última década disminuye a una tasa promedio anual del 0.1%.

Actualmente, la producción de gas natural es similar a la de los años 2000 y 2011, y se encuentra en un nivel 13% inferior a su pico histórico dado en el año 2004.

En los últimos 10 años se observa una serie productiva con forma de "V", de la tendencia decreciente hasta el año 2013 y de inicio del crecimiento en el año 2014 que continuó hasta 2020. Desde ese momento se encuentra prácticamente estacada hasta 2021.

Por un lado, la producción de petróleo no convencional fue 40% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2021 del 36.6%. Durante el último año, el incremento en este tipo de petróleo ha sido impulsada por el shale oil mientras se observa una disminución en la variante tight.

Por otra parte, la producción de gas natural no convencional fue 11.7% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2021 del 21.4%. 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.

La producción convencional de petróleo y gas natural, que representan el 67% y 52% del total producido de cada producto, declina con tasas del 4.6% y 6.1% anual en promedio respectivamente entre los años 2011 y 2021. Esta tasa de declino se aceleró en 2020 debido a una reducción por

encima del promedio respecto del año anterior: 11.8% en petróleo y 8.8% en gas natural en aquel año. En 2021, las tasas de reducción respecto del año anterior se encuentran también por encima del promedio pre-pandemia: petróleo convencional se reduce 4.7% mientras que la de gas 8%. Esto indica que a partir del año 2020 se aceleró la declinación anual de las cuencas convencionales de petróleo y gas natural.

La producción de petróleo convencional en 2021 es 37.5% inferior a la de 2011, mientras que la de gas es 47% menor a la de aquel año y ambas declinan con tendencias de larga data con características estructurales.

En nuestra opinión la baja experimentada en la producción nacional de hidrocarburos se enmarca en un contexto de baja inversión en exploración de riesgo en las áreas convencionales, lo que 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. Las reservas comprobadas de petróleo y gas se reducen en todas las cuencas con excepción de la Neuquina, que impulsa el crecimiento total.

Las cuencas con mayores caídas en las reservas comprobadas de petróleo y gas son la Noroeste y la Cuyana, con caídas superiores al 70% entre 2020 y 2020. En orden de importancia en la disminución le siguen la cuenca Austral y Golfo San Jorge.

En 2020, las reservas comprobadas de petróleo fueron 4.5% menores a las del año 2010, mientras que las de gas natural fueron 10.7% mayores que las de aquel año.

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 2020 y 2021 la demanda fue 5.3% menor y 4.3% superior al año anterior respectivamente. Esto implica que no se logró recuperar los niveles de consumo pre-pandemia: la demanda es 1.2% menor a la de 2019 y 5.4% 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 10.874 millones y aumentaron 77.6% en el acumulado a diciembre de 2021 respecto del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por un monto de USD 4,756 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que aumentaron 61% anual en dólares y ocuparon el 66% 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 19,876 millones. A su vez, en los últimos diez años los subsidios acumularon USD 134,187 millones, un monto que prácticamente triplica el préstamo otorgado por el FMI en el año 2018 y que excede holgadamente al promedio anual de reservas del Banco Central en la década.

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 10,461 millones desde el año 2013, momento en el que entraron en vigencia. En el año 2021 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 1,125 millones con un aumento del 85% respecto al año anterior y tienen un peso del 10.3% sobre el total de las transferencias corrientes.

Comercio exterior

La importación de gas de Bolivia se redujo 12.8% entre 2020 y 2021, y es 33.6% superior a la del año 2011. En la última década la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado un 2.9% en promedio anualmente.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó 90.7% entre el año 2020 y 2021, mientras que en el último año fue 9.9% menor a la del año 2011. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL de redujo 1% promedio anual en la última década. En este sentido, es importante destacar que las compras de GNL del año 2021 presentan un nivel similar a las del año 2011 pero se encuentran en un nivel 28% inferior a la media observada entre los años 2011 y 2018.

En la suma del total del Gas entregado a usuarios, el 17.9% corresponde al gas importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 8,266 MMm3.

Entre 2011 y 2021 el monto total de exportaciones energéticas disminuyó 19.3%, lo cual implica una disminución promedio anual del 2.1% en el valor energético exportado de los últimos diez años. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 37.4% en los últimos diez años y una disminución promedio anual del 4.6%. En el último año las exportaciones crecieron significativamente menos que las importaciones: 45.1% y 121.3% respectivamente en relación a 2020. Esto resultó en un déficit comercial energético de USD 628 millones.

Performance anual del sector hidrocarburífero argentino

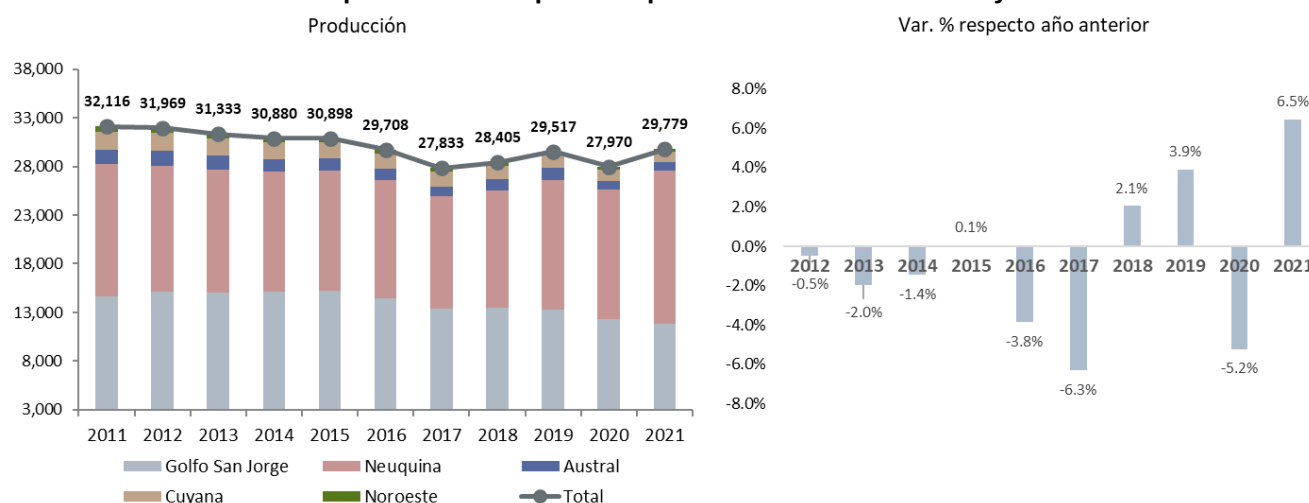
1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural

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 utilizan 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 2021 la producción logró recuperar niveles pre-pandémicos: fue 0.9% superior a la del año 2019.

La producción de petróleo crudo ha disminuido en los últimos diez años en términos absolutos en un contexto de reservas comprobadas en caída, 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 y que, en 2021, han mostraron un sendero creciente luego del colapso de precio del año 2020.

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 2021 la producción de petróleo llegó a los 29,779 Mm3, ubicándose en niveles similares al de los tres años del comienzo de la década de 1990 cuando se produjeron 29.600 Mm3 en promedio. Estas cifras arrojan una disminución absoluta del 7.3% entre los años 2011 y 2021, de lo cual se desprende que la producción disminuyó a una tasa promedio anual del 0.8% en el periodo descripto.

Un dato significativo es que en la última década la producción anual de petróleo disminuyó, respecto del año anterior, en 6 de los 10 años del periodo. Dentro de los cuatro 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 el ASPO/DISPO de 2020 ya que la producción es solo 0.8% superior a la de 2019. Esto revela que en la última década hubo 2 años de crecimiento de la producción, los años 2018 y 2019, que coinciden con el abandono total de la política de "barril criollo" entendido como precio sostén o precio tope dado el caso.

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
2011	1,466	1,872	14,674	13,551	554	32,116					
2012	1,559	1,816	15,140	12,919	534	31,969					
2013	1,432	1,753	15,031	12,645	472	31,333					
2014	1,324	1,702	15,113	12,310	431	30,880					
2015	1,246	1,614	15,250	12,343	444	30,898					
2016	1,159	1,582	14,497	12,063	409	29,708					
2017	1,005	1,505	13,418	11,539	366	27,833					
2018	1,170	1,399	13,479	12,048	310	28,405					
2019	1,252	1,356	13,327	13,299	284	29,517					
2020	919	1,184	12,353	13,223	291	27,970					
2021	895	1,117	11,874	15,654	241	29,779					
% 2020-2021	-2.6%	-5.7%	-3.9%	18.4%	-17.3%	6.5%					
% 2011-2021	-39.0%	-40.3%	-19.1%	15.5%	-56.5%	-7.3%					
% eq.	-4.8%	-5.0%	-2.1%	1.5%	-8.0%	-0.8%					

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 52% del total de la producción nacional de petróleo, tuvo un aumento absoluto del 15.5% en los 10 años comprendidos entre 2011 y 2021 y muestra un incremento promedio anual del 1.5% en el periodo. En esta cuenca la producción del último año fue 18.4% 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, compensando a las restantes, en la producción total durante el último año.

La cuenca con mayor caída en la producción de los últimos 10 años ha sido la del Noroeste, con una disminución absoluta del 56.5% y una tasa promedio anual de caída del 8% durante el periodo 2011-2021.

La cuenca Austral exhibe una disminución absoluta del 39% entre los años 2011 y 2021, y una tasa promedio anual de caída del 4.8%. Si bien la producción de esta cuenca en los años 2018 y 2019 tuvo buen desempeño (creció 16.5% y 7% anual respectivamente) exhibe en 2020 la mayor caída del año con 26.9% respecto del año anterior que se profundiza en 2021 con una nueva reducción del 2.6% respecto del año anterior.

La cuenca Cuyana tuvo una disminución absoluta del 40.3% 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 2021 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 40% del total de petróleo producido en el país, tuvo una disminución absoluta del 19.1% en los últimos 10 años. Esto implica una tasa de disminución promedio del 2.1% en la última década. Por otra parte, la producción de petróleo en la segunda cuenca petrolera más importante del país disminuyó 3.9% en 2021 respecto de 2020. Esta cuenca presenta tres años consecutivos de caída inter anual a una tasa promedio del 4.1%.

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 2021 en contraste con la caída observada de la producción no convencional de Tight Oil y crudo convencional que representaron en conjunto el 68% de la producción petrolera en 2021.

Tabla N° 1.2: Producción anual de Petróleo por tipo de recurso (Mm3)					
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional/ Total
2011	32,026	78	12	90	0.3%
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%
% 2020-2021	-4.7%	43.4%	-13.5%	40%	
% 2011-2021	-37.5%	601.8%	105.0%	548.4%	
% eq. *	-4.6%	38.4%	12.7%	36.6%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2021 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La producción Convencional de petróleo ocupó el 67% del total y, en 2021, es 4.7% menor a la del año 2020, 37.5% inferior a la del año 2011, y muestra una tasa de disminución promedio anual del 4.6% en los últimos diez años. Esto implica una disminución monótona y crónica sin pausa en la última década. En contraste, la producción No Convencional impulsada por el Shale Oil crece durante todos los años en la última década llegando a representar el 32.8% del total del petróleo producido en 2021.

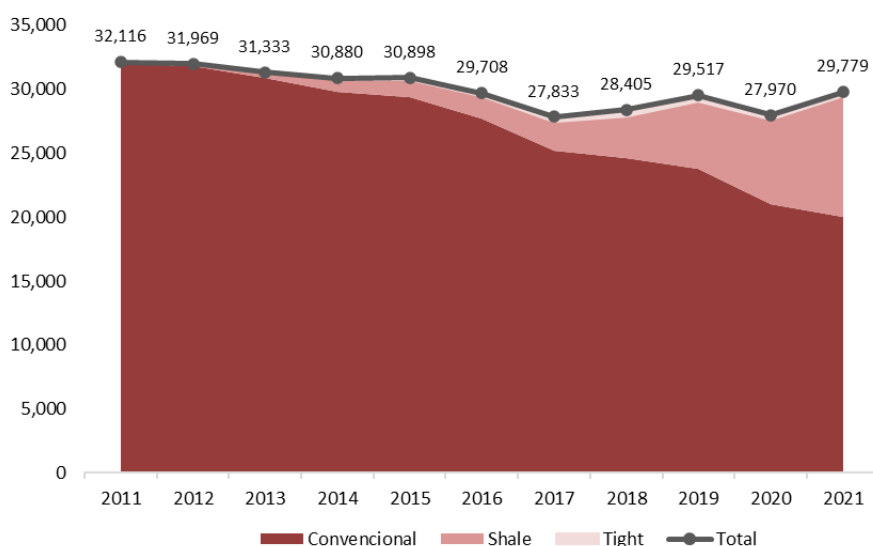
La producción no convencional de petróleo creció a una tasa promedio anual del 36.6% entre los años 2015 y 2021, periodo en el cual se puede considerar que ha tenido una producción suficiente a modo

comparativo anual. Al comienzo de la década muestra niveles de producción prácticamente inexistentes.

La producción de Shale Oil creció 43.4% entre 2020 y 2021, mientras que la producción de Tight Oil disminuyó 13.5% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de petróleo en 2021 es 40% 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 2021. En este sentido, el Shale presentó una producción de 9,446 Mm3 en 2021 con una tasa de crecimiento del 38.4% promedio anual entre 2015 y 2021, mientras que en el caso Tight Oil la producción fue de 332 Mm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 12.7% en el mismo periodo.

Gráfico 1.1.1: producción de petróleo por tipo de recurso

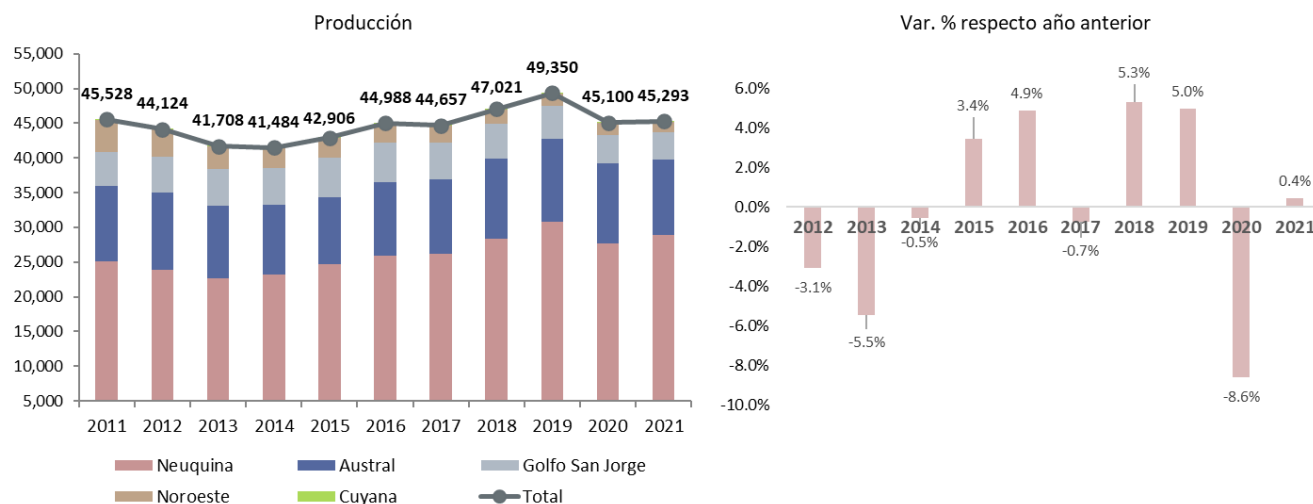


Gas natural

La producción de gas natural de 2021 aumentó 0.4% respecto a 2020 luego de un año con la tasa de disminución más elevada de la década. Esta variación revela estancamiento en la producción y no permite recuperar los valores de producción pre pandemia ya que implica un nivel 8.2% inferior al del año 2019. A su vez, la producción es 0.5% inferior a la del año 2011 y se redujo 0.1% promedio anual.

En el **Gráfico N° 1.2** se presenta la producción anual de Gas natural entre los años 2011 y 2021.

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**, existió una tendencia decreciente en la producción de Gas natural en la última década que fue interrumpida a partir del año 2014 donde empieza a crecer, hasta el año 2019, formando una “V” en la serie de producción. Esto evidencia 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 el año 2021 no se logró recuperar los niveles de producción pre-pandemia.

Entre los años 2011 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 la producción se muestra estancada con un incremento de solo 0.4% respecto del año anterior.

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
2011	10,818	61		4,880		25,159		4,609		45,528	
2012	11,135	58	-5.1%	5,219	7.0%	23,858	-5.2%	3,853	-16.4%	44,124	-3.1%
2013	10,514	58	-0.3%	5,234	0.3%	22,642	-5.1%	3,260	-15.4%	41,708	-5.5%
2014	10,015	56	-3.0%	5,302	1.3%	23,217	2.5%	2,893	-11.3%	41,484	-0.5%
2015	9,654	54	-4.2%	5,715	7.8%	24,630	6.1%	2,852	-1.4%	42,906	3.4%
2016	10,592	51	-5.1%	5,704	-0.2%	25,970	5.4%	2,671	-6.4%	44,988	4.9%
2017	10,682	48	-5.6%	5,348	-6.2%	26,177	0.8%	2,401	-10.1%	44,657	-0.7%
2018	11,521	49	1.1%	4,948	-7.5%	28,394	8.5%	2,109	-12.2%	47,021	5.3%
2019	12,040	50	2.2%	4,681	-5.4%	30,736	8.2%	1,843	-12.6%	49,350	5.0%
2020	11,534	49	-1.9%	4,158	-11.2%	27,654	-10.0%	1,706	-7.4%	45,100	-8.6%
2021	10,858	49	0.0%	3,937	-5.3%	28,915	4.6%	1,534	-10.0%	45,293	0.4%
% 2020-2021	-5.9%	0.0%		-5.3%		4.6%		-10.0%		0.4%	
% 2011-2021	0.4%	-20.0%		-19.3%		14.9%		-66.7%		-0.5%	
% eq.	0.0%	-2.2%		-2.1%		1.4%		-10.4%		-0.1%	

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 64% de la producción total de gas natural del país, tuvo un crecimiento absoluto del 14.9% entre los años 2011 y 2021, lo cual implica una tasa de crecimiento promedio anual del 1.4%. Esta cuenca es la única que mantuvo una tasa de crecimiento positiva entre el año 2014 y 2019. A su vez, durante los años 2018 y 2019 la producción en esta cuenca creció un 8.5% y 8.2% anual respecto del año anterior, y es la que presenta las mayores tasas de crecimiento positivo entre los años 2011 y 2021.

Debido a la pandemia del Covid-19, en 2020 la producción de la cuenca Neuquina fue 10% inferior a la del año anterior. Esto es una variación por encima del promedio y 2.3 veces superior de lo que cayó la segunda cuenca en importancia (Austral) ese mismo año. Sin embargo, durante 2021 esta cuenca aumentó 4.6% respecto del año anterior, es decir, no pudo recuperar los valores de producción pre-pandemia.

Por su parte, la cuenca Austral, que en la actualidad responsable del 24% del total de Gas natural producido en el país, ha tenido un incremento absoluto del 0.4% entre 2011 y 2021, es decir que la producción en esta cuenca creció a una tasa promedio anual prácticamente nula en la última década, mientras que en 2021 presentó una caída anual del 5.9%.

La cuenca Austral, junto con la cuenca Neuquina, han sido las únicas con crecimiento absoluto en los últimos 10 años y ocupan el 87% del total producido en el país.

La cuenca Golfo San Jorge tuvo una caída del 5.3% respecto del año anterior y muestra una disminución absoluta en su producción del 19.3% en el periodo, llegando a valores mínimos de la década. Esta cuenca muestra una reducción promedio anual del 2.1% y presenta tasas negativas en los últimos 6 años con una reducción promedio anual del 6%.

La cuenca con mayor caída absoluta fue la del Noroeste, con una disminución del 66.7% entre 2011 y 2021. Esto implica que la cuenca ha disminuido su producción a una tasa promedio anual del 10.4%

durante la última década. Adicionalmente, en el año 2021 la cuenca tuvo una producción 10% inferior a la del año anterior. Esta cuenca muestra tasas de caída inter anual en todos los años de la década.

A esta le sigue la cuenca Cuyana con una disminución absoluta del 20% en los últimos 10 años, a lo cual le corresponde una tasa de disminución promedio anual del 2.2%. Por otra parte, en el último año la producción se encuentra estancada 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 2011 y 2021.

Tabla N° 1.4: Producción anual de Gas Natural por tipo de recurso (MMm3)					
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional
2011	44,747	31	750	781	1.7%
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%
% 2011-2021	-8.0%	21.0%	-0.7%	11.7%	
% 2011-2021	-47.0%	1044.0%	48.2%	219.5%	
% eq. *	-6.1%	50.1%	6.8%	21.4%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2021 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar, la producción Convencional de gas natural en 2021 es 8% menor a la del año 2020, 47% inferior a la del año 2011 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 6.1% 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.

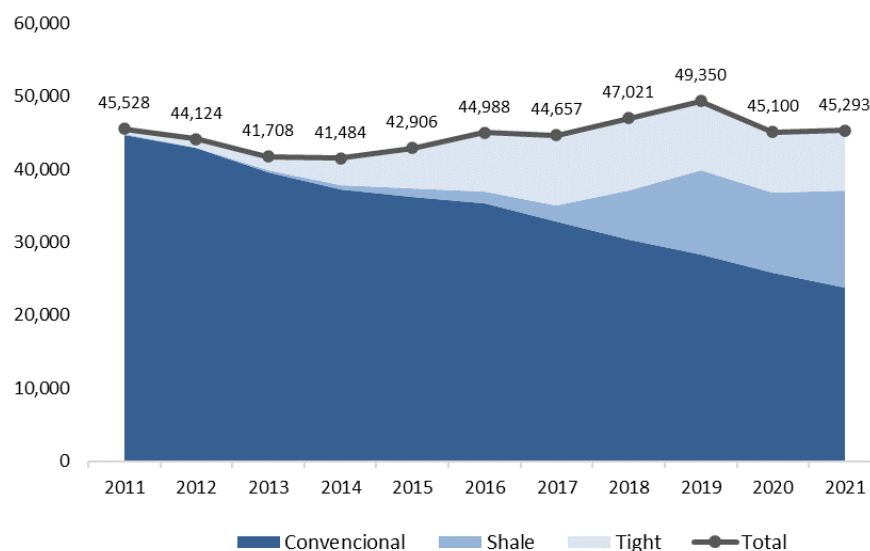
En contraste, la producción No Convencional creció hasta el año 2020, momento en que se interrumpió la tendencia producto de la pandemia del Covid-19 y sus restricciones.

En 2021 la producción No Convencional es 11.7% mayor a la del año anterior. Dado que en 2020 disminuyó 8%, se puede afirmar que la recuperación se transformó en crecimiento ya que la producción en 2021 es también 2% superior a la de 2019.

La explicación del crecimiento anual del 11.7% se debe a que la producción de Tight Gas disminuyó 0.7% entre 2020 y 2021, mientras que la de Shale Gas aumentó 21% en el último año.

La **Tabla 1.4** revela que se produjeron 13,282 MMm3 de Shale Gas en 2021 con una tasa de crecimiento del 50.1% anual entre 2015 y 2021, mientras que en el caso del Tight Gas la producción fue de 8,279 MMm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 6.8% en el mismo periodo. En conjunto, la producción No Convencional de gas natural creció a una tasa promedio del 21.4% anual entre 2015 y 2021.

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 comprobadas¹, probables² y posibles³ también disminuían. En 2019 la producción creció por segundo año consecutivo respecto del año anterior mientras las reservas comprobadas aumentaron. En 2020, debido principalmente a la pandemia del Covid-19, se redujo considerablemente la producción de petróleo convencional y de la variante Tight del no convencional, mientras en Shale oil continuó creciendo. Durante ese año, las reservas de petróleo comprobadas fueron 5.9% menores a las del año 2019.

Tabla N° 2.1: Reservas de petróleo por tipo

Reservas de petróleo (Mm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2010	401,308	138,162	114,191	85,372
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
% 2019-2020	-5.9%	11.1%	14.6%	-4.8%
% 2010-2020	-4.5%	40.3%	-12.7%	82.0%
% eq.	-0.5%	3.4%	-1.4%	6.2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2020 las reservas comprobadas de petróleo fueron 4.5% inferiores a las registradas en el año 2010, lo cual implica que han disminuido a una tasa promedio anual del 0.5% en el periodo. De la misma manera han aumentado las reservas probables un 3.4% promedio anualmente a la vez que son 40.3% superiores a las del año 2010.

¹ 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.

² 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.

³ 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 son 12.7% menores respecto del año 2010 y disminuyen a una tasa promedio anual del 1.4% en la última década. Los Recursos⁴ de petróleo aumentan 6.2% en promedio anual y son 82% mayores a los del año 2010.

En el año 2020 las reservas comprobadas de petróleo disminuyen mientras aumentan las demás categorías respecto al año anterior: las reservas Comprobadas son 5.9% inferiores, las Probables y las Posibles 11.1% y 14.6% superiores respectivamente. Por otra parte, los Recursos caen 4.8% respecto de 2019 mientras declinan por tercer año consecutivo.

Las reservas Comprobadas presentan una evolución muy diferente entre las cuencas argentinas. En la última década crecieron las reservas Comprobadas únicamente en la cuenca Neuquina: son 66.5% superiores a las del año 2010 y crecieron a una tasa promedio anual del 5.2%.

Por otra parte, respecto de 2019 todas las cuencas presentan una disminución de las reservas comprobadas de petróleo.

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
2010	6,307	33,542	94,252	253,758	13,449	401,308
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
% 2019-2020	-12.7%	-4.3%	-3.3%	-7.3%	-16.0%	-5.9%
% 2010-2020	-58.4%	-79.9%	66.5%	-17.9%	-36.4%	-4.5%
% eq.	-8.4%	-14.8%	5.2%	-1.9%	-4.4%	-0.5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las cuencas Noroeste, Cuyana y Austral presentan niveles de reservas Comprobadas muy inferiores a las del año 2010: son 58.4%, 79.9% y 36.4% menores respectivamente. A su vez, la cuenca del Golfo San Jorge muestra un nivel 17.9% menor respecto de 2010.

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas 8.4%, 14.8%, 4.4% y 1.9% 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.

⁴ Son todas las cantidades de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, recuperables y no recuperables, descubiertos o no descubiertos.

Reservas de gas natural

En este caso, han aumentado las reservas Comprobadas, las Probables y los Recursos de gas natural un 1%, 3.7% y 5.7% promedio anual en la última década respectivamente. A su vez, son 10.7%, 43.3% y 74.2% superiores a las existentes en el año 2010. Por otra parte, las reservas Posibles disminuyeron 1.6% promedio anual en los últimos diez años y son 14.8% menores a las existentes en el año 2010.

Tabla N° 2.2: Reservas de gas por tipo

Reservas de Gas (MMm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2010	358,726	132,789	180,237	206,742
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
% 2019-2020	-0.7%	0.6%	14.0%	-13.2%
% 2010-2020	10.7%	44.3%	-14.8%	74.2%
% eq.	1.0%	3.7%	-1.6%	5.7%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En el año 2020 las reservas Comprobadas de gas son 0.7% inferiores a las del año anteriores mientras que las Probables y Posible son 0.6% y 14% superiores a las del año 2019. Por otra parte, los Recursos de gas disminuyeron 13.2% respecto de 2019.

Las reservas Comprobadas de gas aumentan únicamente en la cuenca Neuquina: son 56.2% superiores a las del año 2010 a la vez que crecieron a una tasa promedio anual del 4.6%.

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
2010	43,643	1,081	161,529	45,917	106,557	358,726
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
% 2019-2020	-10.7%	9.0%	3.9%	-14.3%	-4.9%	-0.7%
% 2010-2020	-72.2%	-79.2%	56.2%	-20.7%	-9.8%	10.7%
% eq.	-12.0%	-14.5%	4.6%	-2.3%	-1.0%	1.0%

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 2010: son 72.2% y 79.2% menores respectivamente. A su vez, las cuencas Golfo San Jorge y Austral muestra un nivel 20.7% y 9.8% menor en relación a las existentes en el año 2010 respectivamente.

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas un 12%, 14.5%, 2.3% y 1% 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 redundan 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.

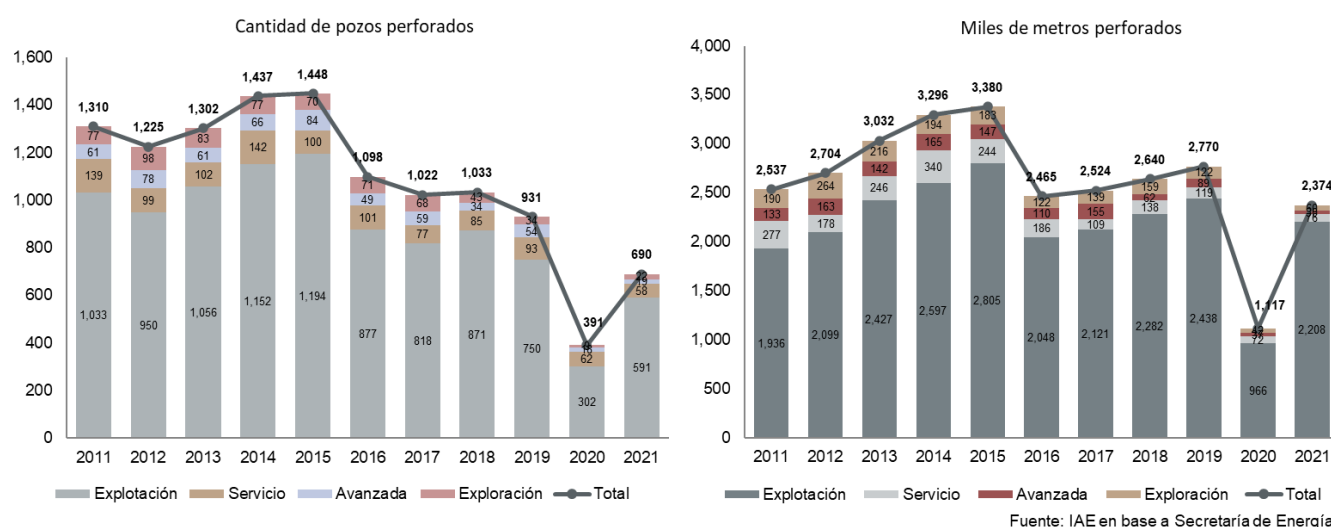
La exploración en áreas poco exploradas de cuencas existentes, o en nuevas cuencas, ha tenido escaso desarrollo en Argentina en al menos los últimos 20 años, dando como resultado la extracción de hidrocarburos en yacimientos maduros y de alto costo de producción con rendimientos decrecientes. De esto se desprende que sin exploración de riesgo la producción hidrocarburífera convencional del país indefectiblemente seguirá su sendero de declinación en el mediano/largo plazo.

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 hubo un repunte: se terminaron 690 pozos: 590 de explotación, 58 de servicio, 19 de avanzada y 22 de exploración aunque continúan por debajo de los niveles observados entre 2011 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

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
2011	61	77		1,033		139		1,310	
2012	78	98	27.3%	950	-8.0%	99	-28.8%	1,225	-6.5%
2013	61	83	-15.3%	1,056	11.2%	102	3.0%	1,302	6.3%
2014	66	77	-7.2%	1,152	9.1%	142	39.2%	1,437	10.4%
2015	84	70	-9.1%	1,194	3.6%	100	-29.6%	1,448	0.8%
2016	49	71	1.4%	877	-26.5%	101	1.0%	1,098	-24.2%
2017	59	68	-4.2%	818	-6.7%	77	-23.8%	1,022	-6.9%
2018	34	43	-36.8%	871	6.5%	85	10.4%	1,033	1.1%
2019	54	34	-20.9%	750	-13.9%	93	9.4%	931	-9.9%
2020	18	9	-73.5%	302	-59.7%	62	-33.3%	391	-58.0%
2021	19	22	144.4%	591	95.7%	58	-6.5%	690	76.5%
% 2020-2021	5.6%	144.4%		95.7%		-6.5%		76.5%	
% 2011-2021	-68.9%	-71.4%		-42.8%		-58.3%		-47.3%	
% eq.	-11.0%	-11.8%		-5.4%		-8.4%		-6.2%	

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 47.3% en 2021 respecto de 2011. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 6.2%, mientras que en el último año el aumento de la cantidad de pozos terminados fue del 76.5%.

En 2011 se perforaron 77 pozos Exploratorios que se incrementaron hasta llegar a 98 pozos por año en 2012. Desde ese año hasta 2021 se produce una disminución tendencial prácticamente ininterrumpida en la cantidad de pozos de exploración anuales hasta alcanzar los 22 pozos exploratorios terminados en 2021, esto es una cantidad 71.4% inferior a la del año 2011 con una caída promedio anual del 11.8%.

Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 42.8% en 2021 respecto de 2011, es decir, una disminución promedio anual del 5.4% en la última década. A su vez, en 2021 se observa un aumento del 95.7% respecto del año anterior.

Tabla 2.4: miles de metros perforados por tipo de pozo

Cantidad de metros perforados por tipo de pozo (miles de metros)									
	Avanzada		Exploración		Explotación		Servicio		Total
	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos % i.a
2011	133		190		1,936		277		2,537
2012	163	22%	264	39%	2,099	8%	178	-36%	2,704 6.6%
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	-59.0%	42	-65.5%	966	-60.4%	72	-39.5%	1,117 -59.7%
2021	30	-17.5%	60	41.4%	2,208	128.6%	76	5.6%	2,374 112.5%
% 2020-2021	-17.5%		41.4%		128.6%		5.6%		112.5%
% 2011-2021	-77.4%		-68.6%		14.0%		-72.5%		-6.4%
% eq.	-13.8%		-10.9%		1.3%		-12.1%		-0.7%

La **Tabla 2.4** muestra que la cantidad de metros perforados ha tenido una disminución absoluta del 6.4% en 2021 respecto de 2011. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 0.7%, mientras que en el último año los metros totales perforados aumentaron 112.5%.

3. Downstream: Ventas de los principales combustibles

Principales combustibles líquidos

Uno de los sectores más golpeados por la pandemia del Covid-19 durante 2020 ha sido la comercialización de combustibles líquidos. Esto se debió a la menor circulación de vehículos, principalmente de uso doméstico, dada por las restricciones del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO) y su posterior etapa de Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio (DISPO).

Durante 2020 la venta total de Gas Oil al mercado fue un 11% menor respecto al año anterior y se constituye como la caída más importante desde el año 1994. Sin embargo, durante 2021 las ventas de gasoil aumentaron 14.9% ubicándose en niveles similares al promedio de la última década.

Las naftas, luego de tener una caída del 26.9% durante 2020, crecieron 30.3% durante 2021. Sin embargo, el importante crecimiento no fue suficiente para recuperar los valores comercializados entre 2017 y 2019 aunque sí muestra niveles similares al promedio de los años 2011-2016.

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

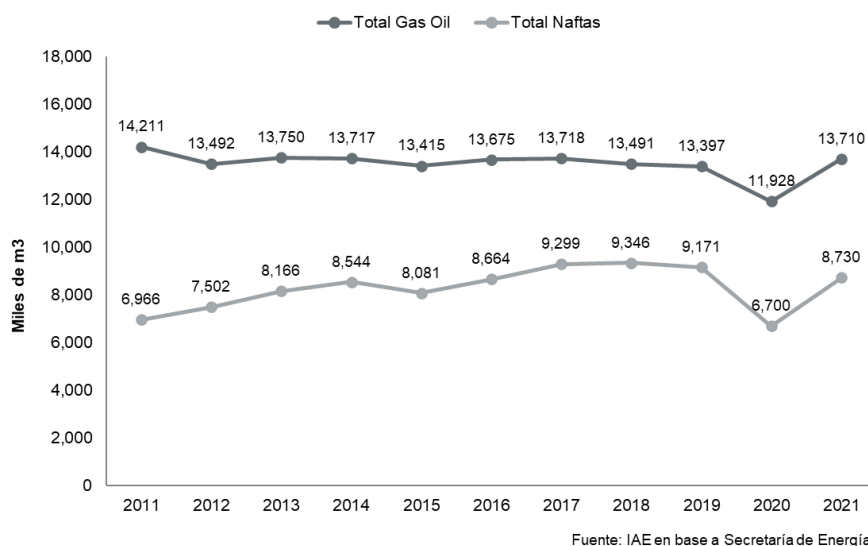
Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)										
Gas Oil				Naftas			TOTALES			
	Gas Oil G1	Gas Oil G2	Gas Oil G3	Nafta G1	Nafta G2	Nafta G3	Total Gas Oil	% i.a	Total Naftas	% i.a
2011	0.00	12731.25	1479.42	205	5,028	1,733	14,211		6,966	
2012	0.15	12231.32	1260.36	131	5,545	1,827	13,492	-5.1%	7,502	7.7%
2013	0.00	12209.71	1540.20	123	6,090	1,954	13,750	1.9%	8,166	8.8%
2014	0.07	11593.99	2122.62	29	6,159	2,356	13,717	-0.2%	8,544	4.6%
2015	0.00	11754.07	1660.96	27	6,161	1,892	13,415	-2.2%	8,081	-5.4%
2016	0.14	11304.25	2370.54	34	6,198	2,432	13,675	1.9%	8,664	7.2%
2017	0.95	10669.31	3047.29	17	6,388	2,894	13,718	0.3%	9,299	7.3%
2018	0.00	10092.01	3398.95	9	6,668	2,669	13,491	-1.7%	9,346	0.5%
2019	0.46	10038.14	3358.17	0	6,878	2,294	13,397	-0.7%	9,171	-1.9%
2020	0.11	9168.73	2758.82	0	5,046	1,654	11,928	-11.0%	6,700	-26.9%
2021	0.00	10027.09	3682.47	0	6,377	2,353	13,710	14.9%	8,730	30.3%
% 2020-2021	-	9.4%	33.5%	-	26.4%	42.3%	14.9%		30.3%	
% 2011-2021	-	-21%	149%	-	26.8%	35.8%	-3.5%		25.3%	
% eq.	-	-2.4%	9.5%	-	2.4%	3.1%	-0.4%		2.3%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

El aumento en las ventas de gasoil está explicado por mayores volúmenes de gasoil grado 2 y de grado 3 (gasoil común y ultra respectivamente). Por otra parte, en el año 2021 se consumió un 3.5% menos de gasoil que en el año 2011 lo cual implica una tasa de disminución anual promedio del 0.4% en la demanda de gasoil de los últimos diez años.

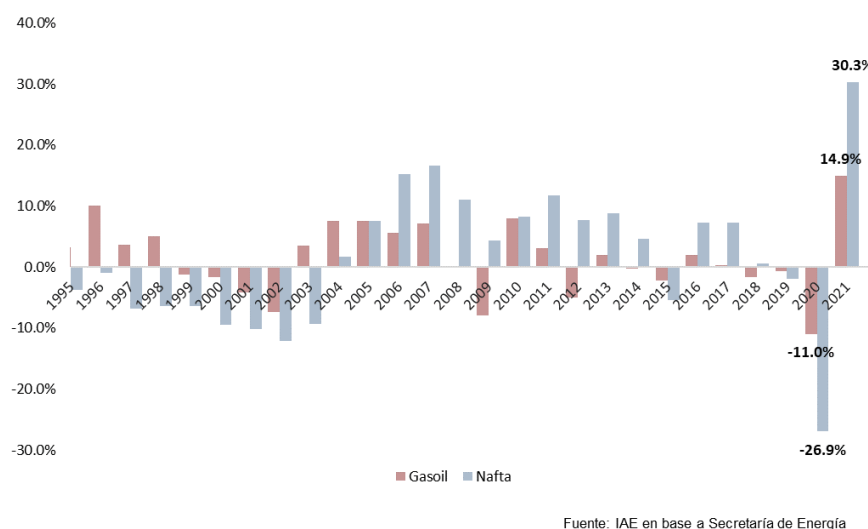
La demanda de naftas de la década presenta un notable dinamismo: entre 2011 y 2019 las ventas totales aumentaron 31% debido al considerable incremento de las ventas de Naftas grado 2 (súper) y grado 3 (ultra). Luego, con la interrupción a causa de la Pandemia del Covid-19 y el cambio en los hábitos de trabajo y desplazamiento vehicular, no volvió a valores inmediatos superiores. Sin embargo, las ventas de este combustible han aumentado a una tasa promedio anual del 2.3% durante los últimos diez años.

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 gasoil presenta un virtual estancamiento en toda la década que ha sido interrumpido por la disminución del consumo en el año pandémico. En particular, el estancamiento es muy notable entre los años 2012 y 2019: las ventas crecieron solo 0.7% promedio anual en ese periodo.

Gráfico N° 3.2: Var. % anual en las ventas de los principales combustibles líquidos



Ventas de Gas natural

Las ventas totales de gas natural tuvieron un aumento hasta el año 2018 que se interrumpió en 2019 y se profundizó durante 2020 debido a los efectos de la pandemia del Covid-19 que, a su vez, implicó un

cambio en el consumo: en aquel año cayó toda demanda de gas natural vinculada a la actividad económica mientras creció la demanda Residencial producto de una mayor permanencia de las personas en sus hogares.

Durante el año 2021 las ventas totales de gas natural aumentaron 4.3% respecto al año anterior luego de haber caído 5.3% en el año 2020, momento que tuvo la reducción en el consumo más importante de la década. Por otra parte, en 2021 no se logró recuperar los niveles de consumo previos a la pandemia: se consumió 1.2% menos que en 2019 y 5.4% 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
2011	9,552	1,255	426	12,512	12,951	879	2,761	40,335	
2012	10,032	1,343	444	11,661	14,350	937	2,785	41,552	3.0%
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	9,741	1,149	408	12,111	16,083	812	2,343	42,647	4.3%
% 2020-2021	1.0%	6.4%	29.6%	-4.4%	11.4%	-4.6%	25.4%	4.3%	
% 2011-2021	2.0%	-8.4%	-4.2%	-3.2%	24.2%	-7.6%	-15.1%	5.7%	
% eq.	0.2%	-0.9%	-0.4%	-0.3%	2.2%	-0.8%	-1.6%	0.6%	

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Por otra parte, entre 2011 y 2021 las ventas totales de gas natural aumentaron 5.7% en términos absolutos observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 0.6% durante el periodo.

En particular los usuarios Residenciales, que consumen el 23% del total, aumentaron su demanda un 2% entre 2011 y 2021. Esto implica que los consumos de estos usuarios se incrementaron a una tasa promedio anual del 0.2% en ese periodo.

En el caso de las Centrales Eléctricas, que consumen el 37% del Gas natural entregado, se observa un incremento importante en la demanda entre los años 2011 y 2021: las entregas aumentaron 24.2% respecto de 2011 y 2.2% promedio anual en el periodo.

Por su parte, la Industria, que es responsable del 28% de las ventas totales, consumió 3.2% menos de gas natural que en el año 2011, con una reducción promedio anual del 0.3%.

Los usuarios del tipo Comercial, que representan el 2.7% de la demanda, consumieron 8.4% menos respecto al año 2011 resultando en una tasa de reducción promedio 0.9% anual entre los años 2011 y 2021.

4. Precios de los hidrocarburos y derivados

Barril de petróleo: precios locales e internacionales

En abril de 2020 el efecto pleno de la pandemia del Covid-19 en todo el mundo causó una caída sin antecedentes de los precios de todos los tipos de petróleo debido a un efecto conjunto en la oferta y en la demanda: por el lado de la demanda el impacto se dio a través de las cuarentenas estrictas que se estaban implementando en todas partes del mundo y que paralizaban el consumo sin horizonte certero, mientras que por el lado de la oferta lo fue el efecto del colapso de la capacidad de almacenamiento de petróleo crudo debido a excedentes que no podían ser colocados en el mercado.

El efecto pleno de la pandemia resultó en un precio del barril tipo WTI que cotizó sólo 17 USD/bbl en abril de 2020 marcando el mínimo de la década. El BRENT sufrió el mismo efecto, aunque por sus características de comercialización no llegó a precios tan bajos: este tipo de crudo llegó a cotizar USD/bbl 26.4 en abril de 2021, marcando también el mínimo de la década.

A partir de entonces los precios de todos los tipos de petróleo fueron recuperándose paulatinamente con una aceleración marcada desde principios del año 2021.

El barril de petróleo tipo WTI cotizó en diciembre de 2021 a 71.8 USD/bbl. Esto implica un aumento del 52.8% respecto a diciembre de 2020. Adicionalmente, en promedio, el barril de petróleo WTI cotizó 39 USD/bbl durante el año 2020 mientras el promedio de 2021 fue de 67.9 USD/bbl, un nivel 74% superior.

El barril de petróleo tipo BRENT cotizó en diciembre de 2021 USD/bbl 74.9. Esto es un precio 49.4% superior al del mismo mes del año anterior. A su vez, el precio promedio del año 2020 fue USD/bbl 42.4, mientras el promedio de 2021 fue de USD/bbl 70.8, un nivel 66% mayor.

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 488/2021) 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 Medanita 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 2021 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.

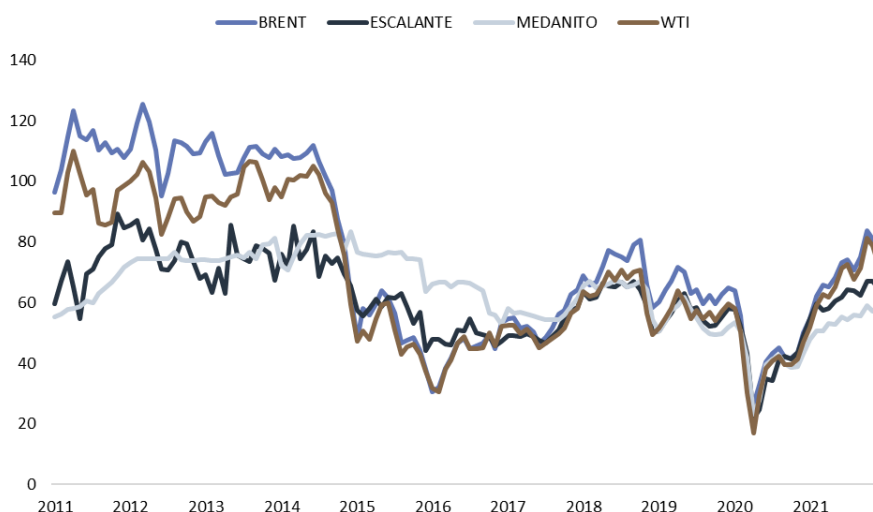
El precio del barril de petróleo del tipo Escalante cotizó en diciembre de 2021 USD/bbl 64.6. Este precio es 31% mayor al del mismo mes del año anterior. Por otra parte, el precio promedio del año 2020 fue USD/bbl 40.3 mientras el promedio del último año fue de USD/bbl 61.8, un valor 53% mayor.

En el caso del petróleo del tipo Medanito, el barril cotizó USD/bbl 59.4 en diciembre de 2021. Este precio fue un 36.7% mayor al de igual mes del año anterior. En promedio, el barril de crudo Medanito cotizó USD/bbl 39.7 durante el año 2020, mientras el promedio del último año fue de USD/bbl 54.3, un valor 36.9% mayor.

En diciembre de 2021 el precio de los barriles Escalante y Medanito son 10 y 15.5 dólares inferior al barril tipo BRENT. Es decir, el BRENT es 16% y 26% superior respectivamente.

Asimismo, en diciembre de 2021 el precio de los barriles Escalante y Medanito son 7.2 y 12.4 dólares inferior al barril tipo WTI. Es decir, el WTI es 11.1% y 20.9% 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 2021 en diferentes versiones, incluso aún en los tres años donde los precios locales fueron superiores a los internacionales.

En 2021 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 18% 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. La demanda fue notablemente menor, principalmente la vinculada a la actividad industrial, debido a menores requerimientos por las cuarentenas estrictas en todo el mundo. Sin embargo, las causas fueron algo disímiles por el lado de

la oferta: la menor actividad respondió principalmente a menores requerimientos, aunque también fueron potenciadas por cuestiones logísticas derivadas de las restricciones de circulación durante el primer periodo de pandemia.

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.

En el mercado local, el precio de Gas natural doméstico en boca de pozo tuvo un aumento de 3.6% promedio anual entre 2011 y 2021, tomando como cálculo el precio promedio de cada año. Por otra parte, entre el precio promedio del año 2011 y el precio promedio del año 2021 hubo un incremento del 42% en el Gas natural Doméstico. Adicionalmente, en el último año el precio del gas argentino aumentó 31% respecto del año anterior.

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

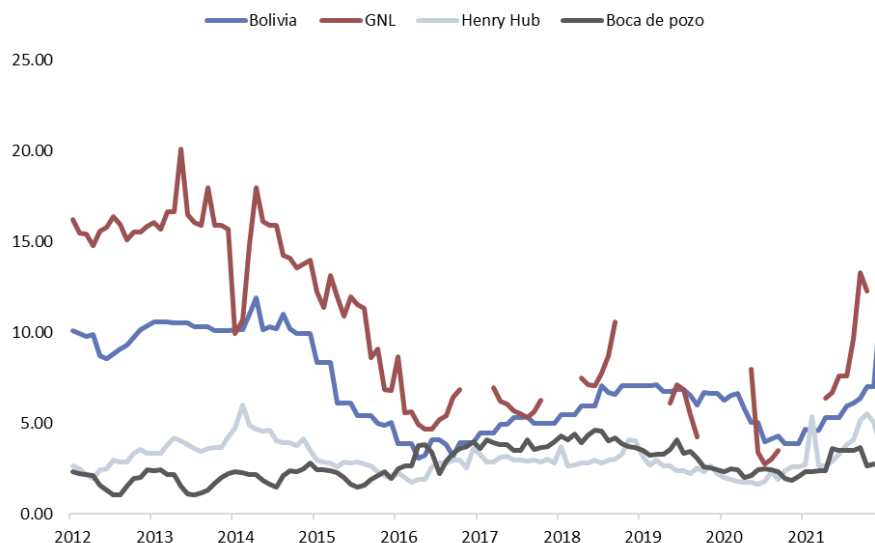
Precios promedio anual del Gas en USD/Mmbtu								
Importación Bolivia			Importación GNL		NYMEX Henry Hub		Local boca de pozo	
	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a
2011	8.36		11.95		4.00		2.07	
2012	9.53	14.0%	15.62	30.7%	2.75	-31.2%	1.81	-12.7%
2013	10.39	9.0%	16.57	6.1%	3.73	35.5%	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%
% 2020-2021	24.1%		119.3%		92.1%		31.1%	
% 2011-2021	-26.7%		-24.1%		-2.3%		42.0%	
% eq.	-3.1%		-2.7%		-0.2%		3.6%	

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) se redujo 3.1% promedio anual mientras el de GNL tuvo una tasa promedio de declino de 2.7% promedio anual. A su vez, en el último año el precio del gas natural del Bolivia fue 24.1% mayor a la vez que se importó GNL a un precio promedio 119.3% superior al del año anterior. Estos precios fueron 26.7% y 24.1% menores a los registrados en 2011.

El precio del gas natural Henry Hub es el que se registró en el NYMEX⁵ en Estados Unidos. En promedio, durante 2021 el precio fue de US\$/MMbtu 3.91, es decir, 92% superior al del año anterior y 2.3% inferior al del año 2011.

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 2011 los precios promedio de importación han sido superiores a la referencia internacional y al precio del gas natural doméstico en boca de pozo.

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 corrientes⁶ un 9.8% entre 2020 y 2021 luego de que en 2020 se observen los precios más bajos de la década.

⁵ New York Mercantile Exchange por sus siglas en inglés.

⁶ 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		Gas Oil G2	
		Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a
dic.-11	4.29	1.21		1.45		1.31		1.07	
dic.-12	4.88	1.32	9.8%	1.44	-0.7%	1.41	7.2%	1.22	14.3%
dic.-13	6.32	1.40	5.7%	1.53	6.6%	1.42	1.1%	1.27	3.8%
dic.-14	8.55	1.44	2.8%	1.62	5.5%	1.50	5.6%	1.31	3.2%
dic.-15	11.43	1.18	-17.7%	1.32	-18.7%	1.22	-18.6%	1.07	-18.4%
dic.-16	15.83	1.10	-7.4%	1.23	-6.2%	1.15	-5.7%	1.00	-6.1%
dic.-17	17.70	1.29	18.0%	1.48	20.3%	1.33	15.0%	1.14	14.0%
dic.-18	37.89	1.00	-22.7%	1.16	-22.0%	1.09	-17.9%	0.94	-17.8%
dic.-19	59.88	0.90	-10.4%	1.03	-10.7%	0.99	-9.6%	0.85	-9.5%
dic.-20	82.64	0.82	-8.6%	0.95	-8.3%	0.90	-8.4%	0.77	-9.1%
dic.-21	101.89	0.89	9.3%	1.04	9.5%	0.99	9.9%	0.85	10.6%
% 2020-2021		9.3%		9.5%		9.9%		10.6%	
% 2011-2021		-25.9%		-28.3%		-24.5%		-20.0%	
% eq.		-2.9%		-3.3%		-2.8%		-2.2%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y BCRA

Por otra parte, en promedio los precios de los principales combustibles son un 24.7% más baratos que en el año 2011 y disminuyeron a una tasa promedio anual del 2.8% en la última década. Los precios máximos y mínimos se dieron en los años 2014 y 2020 respectivamente.

El gasoil grado 2 (común) aumentó 10% respecto de 2020, mientras que presenta un precio 20% menor al del año 2011. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2.2% promedio anual.

El gasoil grado 3 (ultra) aumentó 9.9% respecto de 2020, mientras que presenta un precio 24.5% menor al del año 2011. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2.8% promedio anual.

La Nafta Súper tuvo un incremento del 9.3% respecto de 2020, mientras que presenta un precio 25.9% menor al del año 2011. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2.9% promedio anual.

La Nafta Premium aumentó 9.5% respecto de 2020, mientras que presenta un precio 28.3% menor al del año 2011. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 3.3% 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, 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
2011	6,466		9,327		-2,861	
2012	6,883	6.4%	9,297	-0.3%	-2,414	-15.6%
2013	5,252	-23.7%	11,415	22.8%	-6,163	155.3%
2014	4,911	-6.5%	11,454	0.3%	-6,543	6.2%
2015	2,251	-54.2%	6,865	-40.1%	-4,614	-29.5%
2016	2,035	-9.6%	4,912	-28.4%	-2,877	-37.6%
2017	2,477	21.7%	5,723	16.5%	-3,246	12.8%
2018	4,201	69.6%	6,555	14.5%	-2,354	-27.5%
2019	4,422	5.3%	4,446	-32.2%	-24	-99.0%
2020	3,593	-18.7%	2,640	-40.6%	953	-
2021	5,215	45.1%	5,843	121.3%	-628	-
% 2020-2021	45.1%		121.3%		-	
% 2011-2021	-19.3%		-37.4%		-	
% eq.	-2.1%		-4.6%		-	

Fuente: IAE en base a INDEC

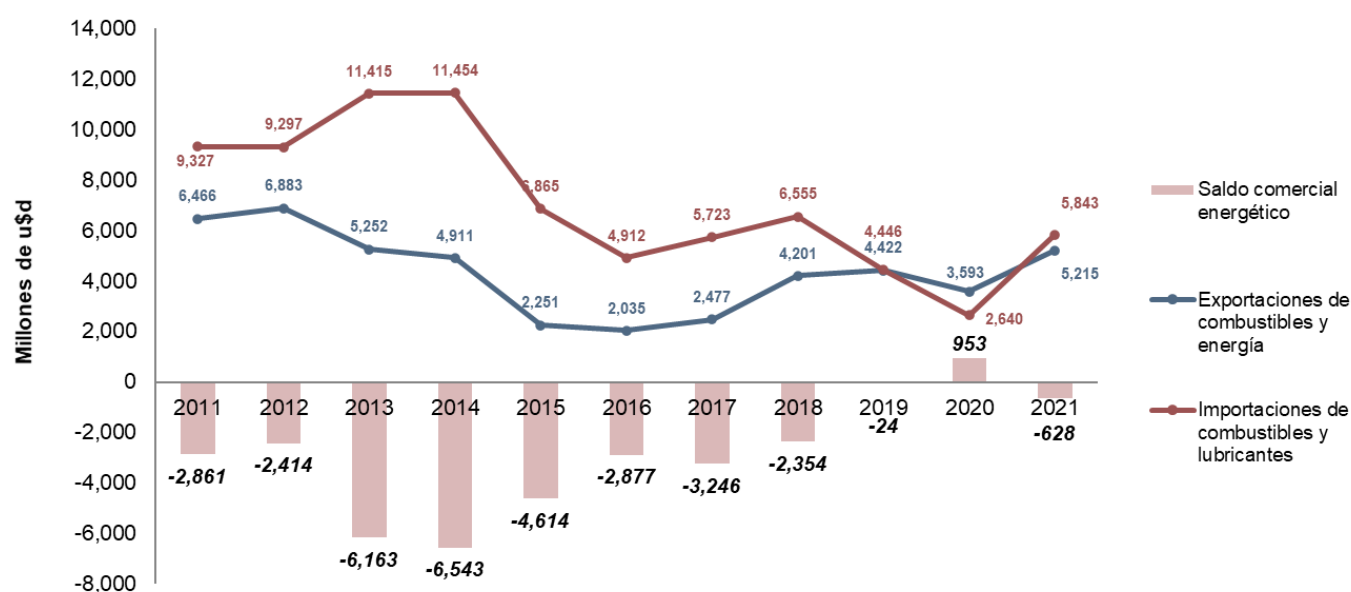
Como se puede observar, entre los años 2011 y 2016 las exportaciones de combustibles y energía han mostrado una tendencia a la baja. A partir de ese momento, y hasta la actualidad, las exportaciones energéticas se presentan crecientes de manera tendencial. Por otra parte, las importaciones muestran una tendencia declinante desde el año 2014 hasta el 2020, mientras que el año 2021 presenta un incremento significativo.

Entre 2011 y 2021 el monto total de exportaciones energéticas disminuyó 19.3%, lo cual implica una disminución promedio anual del 2.1% en el valor energético exportado de los últimos diez años. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 37.4% en los últimos diez años y una disminución promedio anual del 4.6%. Sin embargo, en el último año las exportaciones aumentaron significativamente menos que las importaciones: 45.1% y 121.3% respectivamente en relación a 2020.

Esto resultó en un déficit comercial energético de USD 628 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 2011, con excepción del 2020, hasta el 2021 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.

Gráfico N° 5.1: Balanza comercial energética | años 2011-2021



Fuente: IAE en base a INDEC

Los datos indican que existe una reducción significativa del intercambio comercial energético (exportaciones más importaciones) desde el inicio de la década analizada que comienza a tener un principio de reversión en la actualidad.

Según los datos del Informe de Tendencias del IAE Mosconi en base a INDEC, en el año 2021 las cantidades exportadas de combustible y energía se redujeron 15.5% respecto a 2020, mientras que los precios fueron 71.8% mayores. A su vez, las cantidades importadas de combustible y lubricantes se aumentaron 68% respecto a 2020 y los precios de importación fueron 31.7% i.a. mayores.

Las importaciones de los principales productos energéticos en términos de cantidades muestran que en la última década hubo un incremento absoluto en las compras de gas natural de Bolivia (y marginalmente de Chile) del 33.6%, del 46% en las Gasoil⁷ y del 996% en las naftas⁸. Por otra parte, las compras de GNL fueron 9.9% menores a las del año 2011.

⁷ Incluye total Gas Oil grado 1, 2 y 3.

⁸ Incluye total Naftas grado 1, 2 y 3.

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
2011	0		3,537		3,928		1,995		143	
2012	248		5,835	65.0%	4,595		1,349		53	
2013	421		5,690	-2.5%	5,711	24.3%	2,427	80.0%	379	615.1%
2014	548		5,973	5.0%	6,604	15.6%	2,026	-16.5%	449	18.6%
2015	292	-46.6%	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	-	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%	1,333	-2.7%	162	-69.6%
2021	0	-	4,726	-12.8%	3,539	90.7%	1,973	-2.7%	581	259.6%
%2020-2021	-		-12.8%		90.7%		48.0%		259.6%	
% 2011-2021	-		33.6%		-9.9%		46.3%		996.5%	
% eq.*	-		2.9%		-1.0%		-0.1%		15.0%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La importación de petróleo es nula en los años 2019, 2020 y 2021 luego de haber aumentado considerablemente entre 2012 y 2018, con un pico de compras al exterior en el año 2017 de 1.195 Mm3.

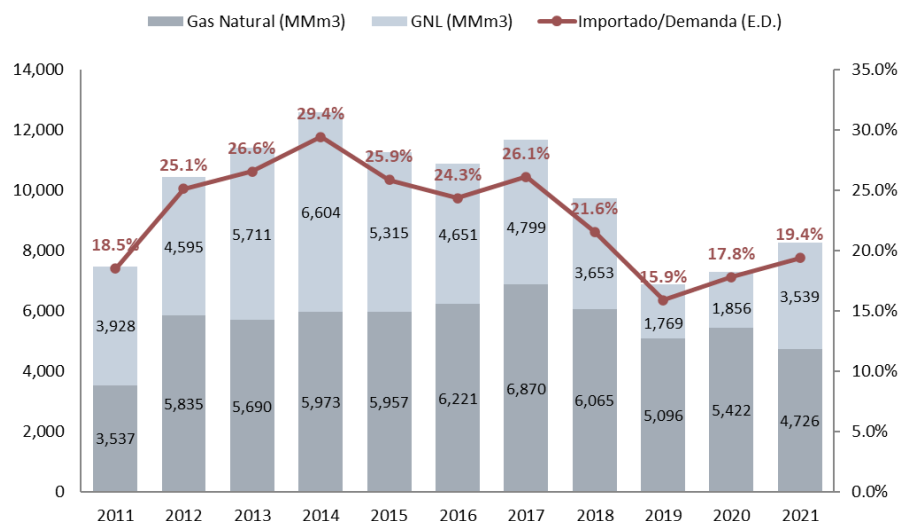
En el caso del gas natural, la importación de Bolivia se redujo 12.8% entre 2020 y 2021, y es 33.6% superior a la del año 2011. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado un 2.9% promedio anual pasando de importar 3,537 MMm3 en 2011 a 4,726 MMm3 en 2021. Por esto, durante el año 2021 el 11% del total de gas entregado a los usuarios es gas natural importado de Bolivia.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó 90.7% entre el año 2020 y 2021, mientras que en el último año fue 9.9% menor a la del año 2011 pasando de 3,928 MMm3 a 3,539 MMm3. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL se redujo 1% promedio anual en la década, representado el 8.3% del total del gas entregado a usuarios en el año 2021.

En este sentido, es importante destacar que las compras de GNL del año 2021 presentan un nivel similar a las del año 2018 pero se encuentran en un nivel 28% inferior a la media observada entre los años 2011 y 2018, que ha sido de 4,907 MMm3 anuales.

En la suma del total del Gas entregado a usuarios el 17.9% es importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 8,266 MMm3. Esto es un aumento de 13.5% respecto de los 7,278 MMm3 del año 2020.

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



En 2020 el comercio exterior energético se ha visto fuertemente impactado por la pandemia del Covid-19. Una de las características para la producción argentina es que, a pesar de los precios internacionales bajos, pudo colocar saldos exportables de petróleo y de gas a Chile durante 2020. Sin embargo, en 2021 no se sostuvo la tendencia exportable al alza como venía sucediendo desde 2015.

Tabla 5.3: exportaciones de petróleo y gas

Tabla 5.3: Exportaciones		
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2011	3,454	152
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	4,571	1,322
2021	3,457	875.8
%2020-2021	-24.4%	-33.8%
% 2011-2021	0.1%	474.3%
% eq.*	0.0%	19.1%

Fuente: IAE en base a SGE

En el último año las exportaciones de petróleo disminuyeron 24.4% mientras las de gas natural 33.8% menores. Respecto al año 2011, las exportaciones de petróleo fueron solo 0.1% mayores. Las exportaciones de petróleo del año 2021 se encuentran por encima del promedio de la década.

Tabla 5.4: exportaciones de petróleo por cuenca

	2020	2021	Participación 2021	Var. %
Cuenca Austral - Santa Cruz - Off Shore	242	131	3.8%	-45.8%
Cuenca Austral - Santa Cruz - On Shore	276	248	7.2%	-10.1%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - Off Shore (Hidra)	85	146	4.2%	71.0%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - On Shore (San Sebastián)	162	217	6.3%	34.0%
Cuenca Golfo San Jorge - Chubut (Escalante)	2877	1991	57.6%	-30.8%
Cuenca Golfo San Jorge - Santa Cruz (Cañadón Seco)	324	0	-	-
Cuenca Neuquina - Neuquen (Medanito)	376	573	16.6%	52.4%
Cuenca Neuquina - Rio Negro (Medanito)	228	151	4.4%	-33.6%
Total	4571	3457	100.0%	-24.4%

Fuente: IAE en base a SGE

La **Tabla 5.4** muestra las exportaciones de petróleo por cuenca y tipo de crudo. El 57.3% de la exportación del año 2021 fue explicada por los envíos de crudo tipo Escalante, de la cuenca Golfo San Jorge, que fue 30.8% menor a la del año anterior.

Las ventas al exterior de crudo de la Cuenca Austral suman 742 Mm3 de los cuales 380 Mm3 fueron producidos en la Provincia de Santa Cruz y 362 en la Provincia de Tierra del Fuego. Estos envíos representaron el 10.9% y 10.4% del total respectivamente, y en conjunto explicaron el 21.4% de los envíos al exterior.

Por otra parte, los envíos de petróleo tipo Medanito de la Cuenca Neuquina suman 725 Mm3 de los cuales 573 Mm3 fueron producidos en la Provincia de Neuquén y 151 en la Provincia de Rio Negro. Estos envíos representaron el 16.6% y 4.4% del total respectivamente, y en conjunto explicaron el 21% de los envíos al exterior.

Por último, y en otro ordenamiento, el 8% de las exportaciones fueron explicadas por la producción off-shore de la cuenca austral mientras que el restante 92% fue producido en cuencas on-shore.

6. Subsidios al sector energético

En términos nominales, los subsidios energéticos y las transferencias de capital totales han crecido 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.⁹ 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 fueron eventos determinantes para el dinamismo de los subsidios.

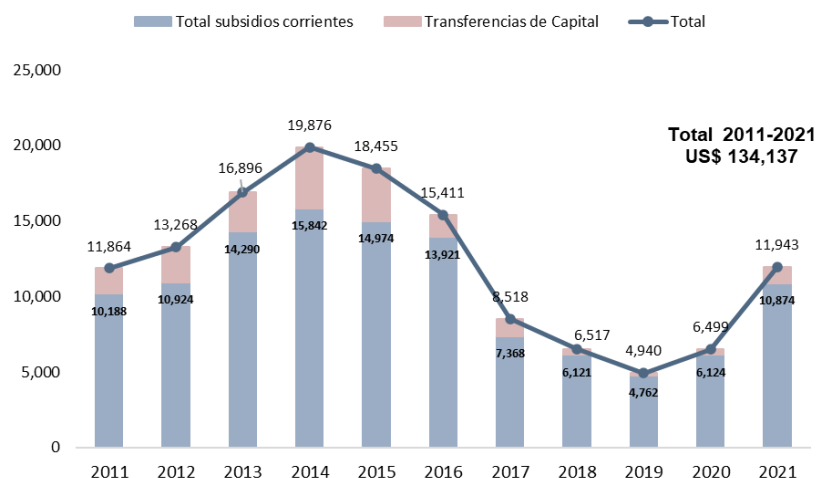
Los episodios devaluatorios implicaron que algunos, que estaban/están nominados en dólares, fueron renegociados en el marco de un frente fiscal deteriorado y la ayuda financiera por parte del Fondo Monetario Internacional. A su vez, la delicada situación económica puso freno a los aumentos tarifarios, 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 2020 y 2021 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 2011 y 2016 las transferencias totales a la energía crecieron 30%, explicado por un aumento del 37% de los subsidios corrientes que ocuparon más del 84% del total de las transferencias.

⁹ Las transferencias de capital están expresadas en dólares tomando el tipo de cambio mayorista promedio anual. Este cálculo se realiza de esta manera por no existir información mensual suficiente como en el caso de las transferencias corrientes que son calculadas al tipo de cambio mayorista de cada mes devengado.

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 77% en el acumulado a diciembre de 2021 respecto del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por un monto de USD 4,750 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que aumentaron 61% 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 19,776 millones. A su vez, en los últimos diez años los subsidios acumularon USD 134,137 millones, un monto que más que duplica 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 2011-2021)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	% 2020-2021	%2011-2021
Total subsidios corrientes	10,188	10,924	14,290	15,842	14,974	13,921	7,368	6,121	4,762	6,124	10,874	77.6%	6.7%
CAMMESA	5,786	5,347	6,639	8,762	9,753	9,467	4,476	3,462	2,794	4,470	7,199	61.1%	24.4%
Distribuidoras de gas natural	0	0	0	0	0	0	0	264	112	103	44	-57.2%	-
FF para consumos residenciales de GLP	201	226	262	223	441	299	307	262	137	122	199	63.4%	-1.0%
FF para consumos residenciales de gas	35	29	25	38	44	27	198	0	0	0	0	-	-
IEASA	2,330	3,711	5,166	4,945	2,983	1,001	746	1,564	914	660	2,091	216.9%	-10.2%
Plan Gas I, II y III	0	0	1,050	1,361	1,309	2,814	1,232	104	60	1	2	107.8%	-
Plan Gas No Convencional R/46	0	0	0	0	0	0	0	224	572	608	854	40.3%	-
Plan Gas Ar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	271	-	-
YCRT	217	243	382	265	336	219	253	100	49	99	101	1.9%	-53.6%
Otros	1,534	1,264	568	226	10	20	89	57	41	11	62	467.6%	-96.0%
Transferencias de Capital	1,676	2,344	2,606	4,034	3,481	1,490	1,150	395	177	374	1,069	185.7%	-36.2%
IEASA	198	469	464	1,598	750	403	282	44	125	228	790	246.7%	298.9%
Organismos provinciales	212	270	291	337	634	175	0	0	0	0	0	-	-
Ente Binacional Yaciretá	44	8	43	0	2	0	0	0	0	0	0	-	-
Nucleoeléctrica S.A.	340	746	892	813	615	438	448	259	23	33	16	-51.8%	-95.4%
Fdo Fid para el transporte eléctricos federal	67	130	187	157	83	125	169	14	0	0	0	-	-
Fondo Fiduciario de infraestructura hídrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	182	-	-
YCF Río Turbio	50	70	142	188	135	62	24	8	0	0	48	-	-4.3%
Otros	766	650	588	941	1,262	288	219	70	26	64		-	-
Total Transferencias	11,864	13,268	16,896	19,876	18,455	15,411	8,518	6,517	4,940	6,499	11,943	83.8%	0.7%

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

En el año 2021 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 respecto de los últimos cuatro años.

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 10,461 millones desde el año 2013, momento en el que comenzaron a entrar en vigencia. En el año 2021 solo quedaron transferencias significativas en el Plan Gas No Convencional (Resol. 46) y el reciente Plan Gas.Ar por un total de USD 1,125 millones.

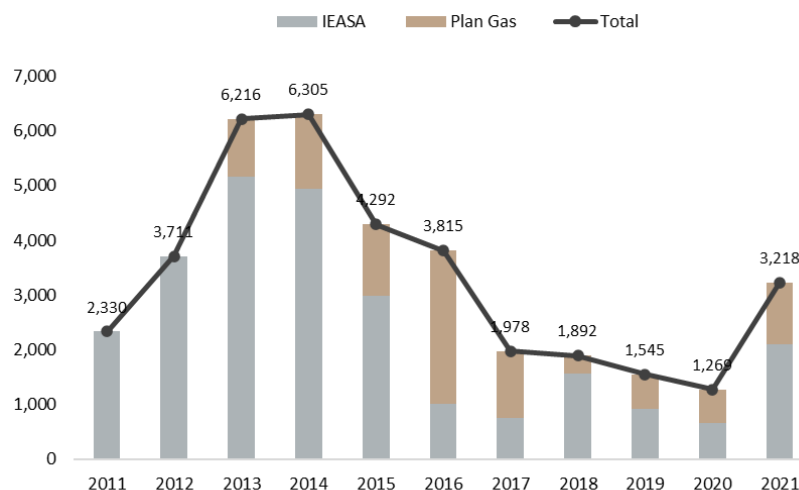
En 2021 IEASA recibió subsidios por la suma de USD 2,091 millones lo cual implica un aumento de 216% respecto al año anterior. Los subsidios en dólares a IEASA se encuentra levemente por debajo del promedio histórico siendo éste de USD 2.340 millones entre 2011 y 2021.

En total, el abastecimiento de gas natural tuvo un costo fiscal de USD 3,218 millones durante el año 2021, el mayor de los últimos cinco años aunque 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 2021 los precios aumentaron de manera considerable.

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



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

Por último, las transferencias de capital totalizaron USD 1.069 millones en 2021, y son 185% superiores a las del año anterior. El monto total lo explica IEASA que recibió USD 790 millones, un 247% más de recursos que el año anterior.