



INSTITUTO ARGENTINO
DE LA ENERGÍA
"GENERAL MOSCONI"

***La producción de hidrocarburos
en Argentina
Informe anual
Año 2020***

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

Marzo de 2021

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

*Equipo Técnico,
Instituto Argentino de Energía "Gral. Mosconi"*

Índice

Editorial por Jorge Lapeña	3
Resumen.....	6
Performance anual del sector hidrocarburífero argentino.....	9
1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural	9
Petróleo.....	9
Gas natural	13
2. Reservas y pozos:.....	17
Reservas.....	17
Pozos terminados.....	21
3. Downstream: Ventas de los principales combustibles.....	23
Principales combustibles líquidos.....	23
Ventas de Gas natural	25
4. Precios de los hidrocarburos y derivados.....	27
Barril de petróleo: precios locales e internacionales.....	27
Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub	28
Nafta y Gas Oil: precios internos.....	30
5. Balanza comercial energética.....	32
6. Subsidios al sector energético.....	37

Editorial por Jorge Lapeña

El IAE Mosconi presenta en esta oportunidad el Informe Anual de Hidrocarburos 2020 que, como en las anteriores ediciones, refleja la performance productiva del año 2020 contextualizada en la década precedente. Se trata de un trabajo sistémico que a diferencia de la información mensual publicada en los Informes de Tendencias Energéticas que produce el Instituto, permite observar las tendencias de largo plazo que son estructurales en el conjunto de las variables analizadas.

La evolución de las magnitudes relevantes que muestra el presente anuario revela una peligrosa deriva decadente en un buen número de indicadores productivos del sector hidrocarburos de Argentina. Es importante que la opinión pública, y también el periodismo independiente, tome conocimiento objetivo de estas tendencias y las pueda comparar con otras informaciones de procedencia diversa (propaganda empresaria, propaganda gubernamental, propaganda electoral, información corporativa interesada, etc.) que pueden estar distorsionando – a sabiendas o no- la percepción objetiva de una ciudadanía que debe estar bien informada.

La idea de esta editorial es orientar al lector para que por sus propios medios y en base a la abundante información recopilada y sistematizada, con su fuente debidamente identificada, pueda juzgar en forma objetiva la marcha del sector energético.

Es importante entender que la producción de hidrocarburos de Argentina está en una profunda decadencia de larga data. Estamos mucho peor que en el pasado, la producción de petróleo crudo de 2020 es un 18.3% menor que la de 2010: ¡Hemos perdido una década! Pero lo más impactante aún es que la producción de crudo del país es similar a la de los inicios de la década del 80. Es importante tomar conciencia de que la declinación crónica se inicia en 1998, año en el cual Argentina alcanzó su máximo de producción histórica y que en 2020 la producción total es apenas el 56% de la de aquel año.

Si analizamos la performance de la última década puede observarse que en los 10 años hubo 7 años donde la producción petrolera cayó respecto al año anterior, un año donde se mantuvo estable respecto año anterior y sólo dos años de moderado crecimiento.

La producción de gas natural en el año 2020 tuvo una disminución respecto de la del año anterior del 8.6%, y también es inferior a la de 2010.

En este punto conviene tener presente que los yacimientos convencionales tanto de petróleo como de gas natural que representan el 75% y el 57% de la producción total de Argentina declinan con tasas anuales del 4.8% y el 5.7% respectivamente, lo que pone claramente en evidencia no solo una década perdida desde el punto de vista productivo en toda la geografía nacional sino el hecho que los gobiernos de la década no hayan podido ni articular una explicación, ni una política propia, ni mucho menos una política coordinada para resolver el problema.

En este contexto deberíamos poner en perspectiva que el crecimiento de la explotación de yacimientos no convencionales está en gran medida basado en subsidios exorbitantes que fluyen desde el Tesoro Nacional y del bolsillo de los consumidores hacia las productoras con el acuerdo y la complacencia de los gobiernos (nacional y provinciales).

Varias cosas van quedando en claro: 1) el Gas natural No convencional no es viable sin fuertes subsidios estatales; 2) es falso como han afirmado varios gobiernos argentinos que el gas no convencional pueda ser exportado al mundo. No es posible porque no compite por sus altos costos y además tampoco existe la infraestructura de transporte, licuefacción y puertos para su exportación; 3) La variante Tigh Gas no es competitiva; 4) el gas no convencional no ha logrado todavía, a pesar de los fuertes subsidios, compensar la caída del gas convencional.

El Petróleo No convencional tampoco ha logrado compensar la caída de la producción convencional de la década 2010-2020.

Un punto que merece ser comentado es la importancia de los subsidios energéticos tanto como parte del funcionamiento sectorial -sin los cuales el sector iría a la cesación de pagos y probablemente en algunos casos a la quiebra- como así también como causante de los grandes desequilibrios macroeconómicos que Argentina hoy exhibe.

La tendencia histórica de los subsidios energéticos en términos anuales muestra un pico de subsidios en el año 2014 con un total de USD 19,876 millones. En los últimos diez años los subsidios acumularon USD 129,561 millones, un monto que más que duplica el préstamo otorgado por el FMI en el año 2018. Esto último no solo revela la decadencia sectorial que debe ser asumida sino también su insostenibilidad, lo que indica que la solución del problema técnico de la producción decadente crónica no puede ignorar la resolución prioritaria de este problema económico.

Finalmente quisiera poner de resalto otro gran problema poco comentado, pero a mi juicio muy importante. Argentina en la actualidad es un país cuyo costo de producción de gas y petróleo es alto en relación a los precios del mercado internacional. Esto genera dos problemas en el presente. El primero es que los precios altos en dólares en el contexto de alta inflación y alta pobreza son intolerables para la sociedad. El segundo problema es que costos de producción altos no permiten la exportación de excedentes y la consecuente mejora del balance de divisas del país.

Este fenómeno está muy poco explicado tanto por el Gobierno como por la comunidad petrolera organizada. Lo cierto es que Argentina fue un país energéticamente exitoso con costos de producción de hidrocarburos bajos en el contexto internacional. Los Costos de producción bajos estuvieron basados en la explotación de yacimientos nuevos para su época¹. Este pasaje de Argentina desde una situación de costos competitivos a costos no competitivos se produjo en el Siglo 21 y era desconocido en el Siglo 20.

La causa de este cambio de 180° que perjudicó enormemente a la economía energética argentina radica en el abandono por parte de la Política Energética argentina de la exploración de riesgo como llave maestra para el desarrollo petrolero nacional. Este es un fenómeno nuevo que se inicia a partir de la privatización/desnacionalización de YPF en los 90.

Ningún gobierno argentino pudo encarar -y mucho menos resolver- este gravísimo problema que se ha ido agravando con el tiempo en la medida en que disminuían los inventarios de reservas comprobadas y aumentaban los costos de producción.

¹ Loma de La lata, Cerro Dragón, Ramos, etc.

Solo cabe apuntar en esta introducción algunos datos para transparentar esa dejadez que nos llevó y nos mantiene en la actual frustración energética.

La Argentina ha dejado de explorar. El Anuario consigna que en 2020 se han realizado solo 9 pozos exploratorios en Argentina según datos oficiales de la Secretaria de Energía. Este es el valor más bajo registrado en la historia. Es lógico entonces que Argentina no descubra nuevos yacimientos. En el año anterior 2019 realizó 34 pozos exploratorios, esto es apenas un tercio de lo que realizaba solo YPF en los años 80.

Visto desde otro ángulo el Anuario aporta extraordinaria información: las Reservas comprobadas en la Cuenca Noroeste bajaron 58% en los últimos 10 años, en la Cuenca Cuyana 75%, en la Cuenca del Golfo de San Jorge 8% y en la Cuenca Austral el 25% con la sola excepción del crecimiento en los últimos 2 años en la cuenca neuquina. Este panorama se repite con parecidas cifras en lo relativo a las reservas de gas natural.

Para terminar este Anuario 2020 presenta cifras que -debidamente analizadas e interrelacionadas- permiten afirmar la existencia de la decadencia del sector de hidrocarburos.

Corregir estas distorsiones requiere tiempo y un cambio de política. Por ahora veo al Gobierno confundido e impreciso en su discurso y sin todavía comprender el fondo del problema que debe resolver.

Jorge Lapeña

Presidente del IAE MOSCONI

Resumen

Upstream y Downstream

La producción total de petróleo en 2020 fue 27,956 Mm³, esto es 5.3% menor a la registrada el año anterior. La producción se encuentra en niveles muy bajos siendo 18.3% inferior a la del año 2010 y con niveles de producción similares a los del año 1979, 1984 y 1990. La producción de petróleo cae a una tasa promedio anual del 2% en la última década.

En la última década la producción anual de petróleo disminuyó, respecto del año anterior, en 7 de los 10 años del periodo. Dentro de los tres años de crecimiento se puede observar que el año 2015 tuvo un virtual estancamiento de la producción. 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 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 de 2020 es el 56% del total producido en aquel año.

En el caso del gas natural, la producción cayó en 2020 respecto al año anterior 8.6%. La producción del año 2020 es 4.3% inferior a la de 2010 y en la última década disminuye a una tasa promedio anual del 0.4%.

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 2019.

La producción de hidrocarburos no convencionales presentó un comportamiento disímil en 2020.

Por un lado, la producción de petróleo no convencional fue 21.7% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2020 del 35.5%. 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 4.8% inferior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2020 del 23.4%. Durante el último año, la reducción en este tipo de gas ha sido explicada por una caída tanto en shale como en el tight gas.

La producción convencional de petróleo y gas natural, que representan el 75% y 57% del total producido de cada producto, declina con tasas del 4.8% y 5.7% anual en promedio respectivamente entre los años 2010 y 2020. 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. La producción de petróleo convencional en 2020 es 38.6% inferior a la de 2010, mientras que la de gas es 44.6% 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 60% entre 2019 y 2019. En orden de importancia en la disminución le siguen la cuenca Austral y Golfo San Jorge.

En 2019, las reservas comprobadas totales fueron 2% superiores a las del año 2009, mientras que las de gas natural fueron 5.7% mayores que las de aquel año.

La importación de Bolivia aumentó 6.4% entre 2019 y 2020, y es 138% superior a la del año 2010. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado un 9.1%.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó 4.9% entre el año 2019 y 2020, mientras que en el último año fue 52.8% menor a la del año 2011. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL se redujo 8% promedio anual en los últimos nueve años. En este sentido, es importante destacar que las compras de GNL del año 2020 presentan un nivel similar a las del año 2019 pero se encuentran en un nivel 63% 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 7,278 MMm³.

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 2019 y 2020 la demanda fue 3.8% y 6% inferior al año anterior respectivamente. En la actualidad se observa un nivel de consumo similar a los de 2011/2012 y es 9.7% inferior al máximo registrado.

Subsidios

Las transferencias corrientes nominales medidas en dólares corrientes aumentaron 27% en el acumulado a diciembre de 2020 respecto del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por un monto de USD 1,268 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que aumentaron 58% anual en dólares y ocuparon el 75% del total de las transferencias corrientes.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios energéticos 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 129,561 millones, un monto que más que duplica el préstamo otorgado por el FMI en el año 2018.

Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional y Ex Plan Gas) han recibido transferencias por un total de USD 9,146 millones desde el año 2013, momento en el que entraron en vigencia. En el año 2020 solo quedó el Plan Gas No Convencional (Resol. 36) que aumentó un 2.5% respecto al año anterior y tiene un peso del 8% sobre el total de las transferencias corrientes.

Comercio exterior

Entre 2010 y 2020 el monto total de exportaciones energéticas disminuyó 45.2%, lo cual implica una disminución promedio anual del 5.8% en el valor energético exportado de los últimos diez años. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 41% en los últimos diez años y una disminución promedio anual del 5.1%. En el último año las exportaciones se redujeron significativamente menos que las importaciones: -19.3% y -40.6% respectivamente en relación a 2019. Esto resultó en un superávit comercial energético de USD 928. Argentina no tenía superávit energético desde el año 2010.

Performance anual del sector hidrocarburífero argentino

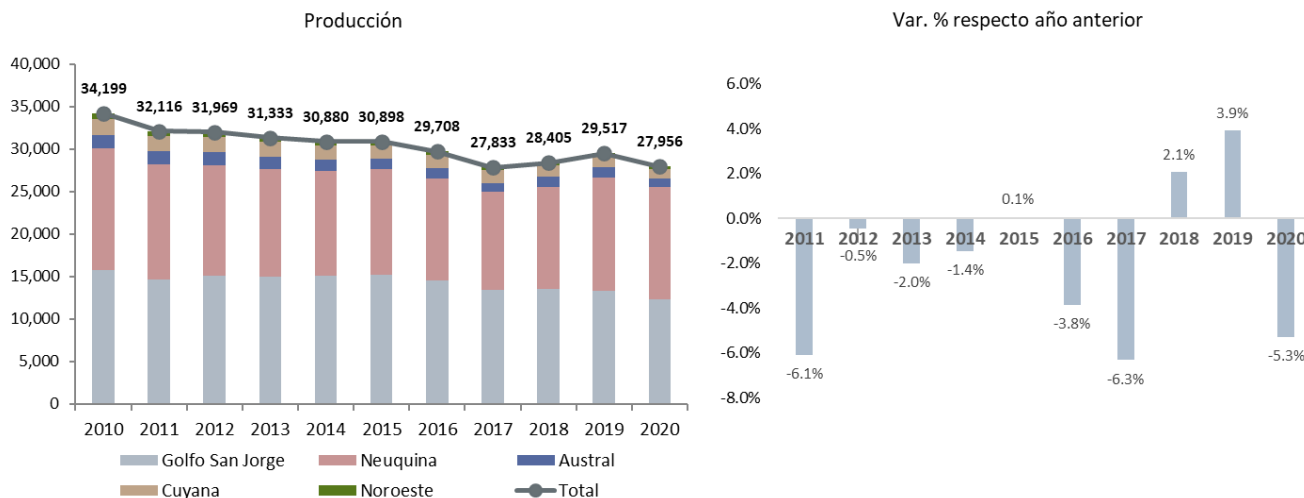
1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural

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.

La producción de petróleo crudo ha disminuido considerablemente 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.

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 2020 la producción de petróleo llegó a los 27.956 Mm3, ubicándose en niveles similares a los de los años 1979, 1984 y 1990 cuando se produjeron, en este último caso, 28.000 Mm3. Estas cifras arrojan una disminución absoluta del 18.3% entre los años 2010 y 2020, de lo cual se desprende que la producción disminuyó a una tasa promedio anual del 2% en el periodo descripto.

Un dato significativo es que en la última década la producción anual de petróleo disminuyó, respecto del año anterior, en 7 de los 10 años del periodo. Dentro de los tres años de crecimiento se puede observar que el año 2015 tuvo un virtual estancamiento de la producción. 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 caída del año 2020, sin embargo, puede explicarse enteramente por los efectos de la pandemia del Covid-19.

Si bien durante los años 2018 y 2019 la producción mostró una moderada recuperación respecto de los años inmediatos anteriores, cortando con una declinación tendencial desde 2009, el año 2020 vuelve a caer significativamente debido principalmente a los notables efectos de la pandemia sobre la demanda y por consiguiente sobre producción de petróleo crudo.

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
2010	1,581		1,883		15,757		14,322		657		34,199	
2011	1,466	-7.3%	1,872	-0.6%	14,674	-6.9%	13,551	-5.4%	554	-15.7%	32,116	-6.1%
2012	1,559	6.4%	1,816	-3.0%	15,140	3.2%	12,919	-4.7%	534	-3.5%	31,969	-0.5%
2013	1,432	-8.1%	1,753	-3.5%	15,031	-0.7%	12,645	-2.1%	472	-11.6%	31,333	-2.0%
2014	1,324	-7.5%	1,702	-2.9%	15,113	0.5%	12,310	-2.6%	431	-8.7%	30,880	-1.4%
2015	1,246	-5.9%	1,614	-5.1%	15,250	0.9%	12,343	0.3%	444	3.0%	30,898	0.1%
2016	1,159	-7.0%	1,582	-2.0%	14,497	-4.9%	12,063	-2.3%	409	-8.0%	29,708	-3.8%
2017	1,005	-13.3%	1,505	-4.8%	13,418	-7.4%	11,539	-4.3%	366	-10.4%	27,833	-6.3%
2018	1,170	16.5%	1,399	-7.1%	13,479	0.5%	12,048	4.4%	310	-15.4%	28,405	2.1%
2019	1,252	7.0%	1,356	-3.1%	13,327	-1.1%	13,299	10.4%	284	-8.4%	29,517	3.9%
2020	919	-26.6%	1,184	-12.6%	12,350	-7.3%	13,217	-0.6%	286	0.9%	27,956	-5.3%
% 2019-2020	-26.6%		-12.6%		-7.3%		-0.6%		0.9%		-5.3%	
% 2010-2020	-41.9%		-37.1%		-21.6%		-7.7%		-56.4%		-18.3%	
% eq.	-5.3%		-4.5%		-2.4%		-0.8%		-8.0%		-2.0%	

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 disminuye en todas las cuencas, tanto en términos absolutos como en promedio anual.

La cuenca Neuquina *-en donde se encuentran los yacimientos de Shale Oil-* que en la actualidad representa el 48% del total de la producción nacional de petróleo, tuvo una disminución absoluta del 7.7% en los 10 años comprendidos entre 2010 y 2020, mostrando una disminución promedio anual del 0.8% en el periodo. En esta cuenca la producción del último año fue 0.6% menor a la del año anterior. Este dato reviste especial atención debido a que, observada la importante caída en las restantes cuencas, explica la baja 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 56.4% y una tasa promedio anual de 8% durante el periodo 2010-2020. Sin embargo, fue la única cuenca que aumentó levemente su producción en 2020 respecto a 2019.

La cuenca Austral exhibe una disminución absoluta del 41.9% entre los años 2010 y 2020, y una tasa promedio anual del -5.3%. Si bien la producción de esta cuenca entre los años 2018 y 2019 tuvo buen desempeño (creció 16.5% y 7% anual respectivamente) exhibe en 2020 una muy importante caída del 26.9% respecto del año anterior. Es la cuenca que tuvo la mayor caída inter anual.

La cuenca Cuyana, por su parte, tuvo una disminución absoluta del 37.1% en su producción en la última década, con una tasa de disminución promedio de 4.5% durante el periodo, y una caída interanual del 12.6% en 2020 respecto a lo producido en 2019.

Por último, la cuenca Golfo San Jorge –*la mayor cuenca productora de Argentina, ahora a la par de la cuenca Neuquina*- que representa el 44.1% del total de petróleo producido en el país, tuvo una disminución absoluta del 21.6% en los últimos 10 años. Esto implica una tasa de disminución promedio del 2.4% en la última década. Por otra parte, la producción de petróleo en la segunda cuenca petrolera más importante del país disminuyó 7.3% en 2020 respecto de 2019.

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 2020 en contraste con la caída observada de la producción no convencional de Tight Oil y crudo convencional que representaron en conjunto el 76% de la producción petrolera en 2020.

	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional/ Total
2010	34,171	20	9	29	0.1%
2011	32,025	78	12	90	0.3%
2012	31,766	182	20	202	0.6%
2013	30,864	400	69	469	1.5%
2014	29,810	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	24,884	3,278	543	3,821	13.3%
2019	23,787	5,249	480	5,729	19.4%
2020	20,984	6,588	384	6,972	24.9%
% 2010-2020	-38.6%	-	-	-	
% 2019-2020	-11.8%	25.5%	-20.1%	21.7%	
% eq. *	-4.8%	37.4%	18.8%	35.8%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2020 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La producción Convencional de petróleo ocupó el 75% del total y en 2020 es 38.6% inferior a la del año 2010, 11.8% menor a la del año 2019 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 4.8% en los últimos diez años. Esto implica una disminución monótona y crónica sin pausa en la última década que en 2020 se aceleró producto de la pandemia. En contraste, la producción No Convencional impulsada por el Shale Oil crece durante todos los años en la última década llegando a representar el 24.9% del total del petróleo producido en 2020.

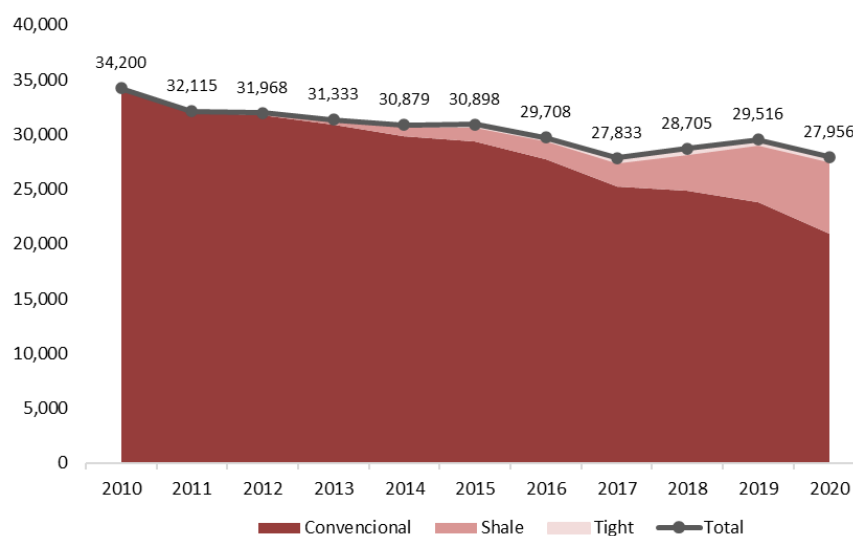
La producción no convencional de petróleo creció a una tasa promedio anual del 35.8% entre los años 2015 y 2020, periodo en el cual se puede considerar que ha tenido una producción suficiente a modo

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

La producción de Shale Oil creció 25.5% entre 2019 y 2020, mientras que la producción de Tight Oil disminuyó 20.1% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de petróleo en 2020 es 21.7% 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 2020. En este sentido, el Shale presentó una producción de 6,588 Mm3 en 2020 con una tasa de crecimiento del 37.4% promedio anual entre 2015 y 2010, mientras que en el caso Tight Oil la producción fue de 384 Mm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 18.8% en el mismo periodo.

Gráfico 1.1.1: producción de petróleo por tipo de recurso

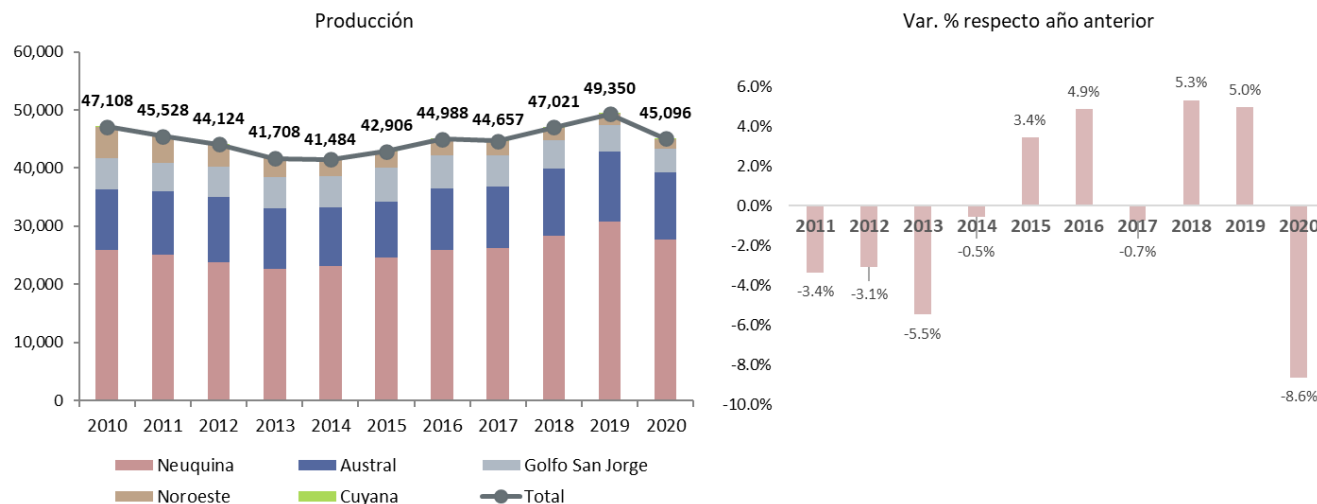


Gas natural

La producción de gas natural de 2020 cayó 8.6% respecto a 2019. Esto representa la tasa de disminución más elevada de la década. A su vez, la producción es 4.3% inferior a la del año 2010 y se redujo 0.4% promedio anual.

En el **Gráfico N° 1.2** se presenta la producción anual de Gas natural entre los años 2010 y 2020.

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.

Entre los años 2010 y 2014 la producción disminuyó a una tasa promedio anual de 3.1%, 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.

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
2010	10,436		59		5,231		25,979		5,403		47,108	
2011	10,818	3.7%	61	3.8%	4,880	-6.7%	25,159	-3.2%	4,609	-14.7%	45,528	-3.4%
2012	11,135	2.9%	58	-5.1%	5,219	7.0%	23,858	-5.2%	3,853	-16.4%	44,124	-3.1%
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	10,015	-4.7%	56	-3.0%	5,302	1.3%	23,217	2.5%	2,893	-11.3%	41,484	-0.5%
2015	9,654	-3.6%	54	-4.2%	5,715	7.8%	24,630	6.1%	2,852	-1.4%	42,906	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%	26,177	0.8%	2,401	-10.1%	44,657	-0.7%
2018	11,521	7.9%	49	1.1%	4,948	-7.5%	28,394	8.5%	2,109	-12.2%	47,021	5.3%
2019	12,040	4.5%	50	2.2%	4,681	-5.4%	30,736	8.2%	1,843	-12.6%	49,350	5.0%
2020	11,534	-4.2%	49	-1.9%	4,158	-11.2%	27,651	-10.0%	1,704	-7.5%	45,096	-8.6%
% 2019-2020	-4.2%		-1.9%		-11.2%		-10.0%		-7.5%		-8.6%	
% 2010-2020	10.5%		-17.0%		-20.5%		6.4%		-68.5%		-4.3%	
% eq.	1.0%		-1.8%		-2.3%		0.6%		-10.9%		-0.4%	

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 61% de la producción total de gas natural del país, tuvo un crecimiento absoluto del 6.4% entre los años 2010 y 2020, lo cual implica una tasa de crecimiento promedio anual del 0.6%. 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 8.4% y 8.3% anual respecto del año anterior, y es la que presenta las mayores tasas de crecimiento entre los años 2014 y 2019.

Debido a la pandemia del Covid-19, en el último año 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).

Por su parte, la cuenca Austral, que en la actualidad responsable del 25% del total de Gas natural producido en el país, ha tenido un incremento absoluto del 10.5% entre 2010 y 2020, es decir que la producción en esta cuenca creció a una tasa promedio anual del 1% en la última década, mientras que en 2020 presentó una caída anual del 4.2% presentándose como una de las más bajas tasa de caída en el contexto de la pandemia.

La cuenca Austral, junto con la cuenca Neuquina, han sido las únicas con crecimiento absoluto en los últimos 10 años y ocupan el 86% del total producido en el país.

La cuenca Golfo San Jorge tuvo una caída del 11.2% respecto del año anterior y muestra una disminución absoluta en su producción del 20.5% en el periodo, llegando a valores mínimos de la década. Esta cuenca muestra una reducción promedio anual del 2.3%.

La cuenca con mayor caída absoluta fue la del Noroeste, con una disminución del 68.5% entre 2010 y 2020. Esto implica que la cuenca ha disminuido su producción a una tasa promedio anual del 10.9% durante la última década. Adicionalmente, en el año 2020 la cuenca tuvo una producción 7.5% inferior a la del año anterior.

A esta le sigue la cuenca Cuyana con una disminución absoluta del 17% en los últimos 10 años, a lo cual le corresponde una tasa de disminución promedio anual del 1.8%. Por otra parte, mostró una caída en la producción del 1.9% en el último año.

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 2010 y 2020.

Tabla N° 1.4: Producción anual de Gas Natural por tipo de recurso (MMm3)					
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional
2010	46,562	14	532	546	1.2%
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	36,157	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	30,328	6,751	9,935	16,686	35.5%
2019	28,277	11,534	9,537	21,070	42.7%
2020	25,785	10,976	8,335	19,311	42.8%
% 2010-2020	-44.6%	-	-	-	
% 2019-2020	-8.8%	-4.8%	-12.6%	-8.4%	
% eq. *	-5.7%	56.7%	8.3%	23.4%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2020 para una comparación representativa

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

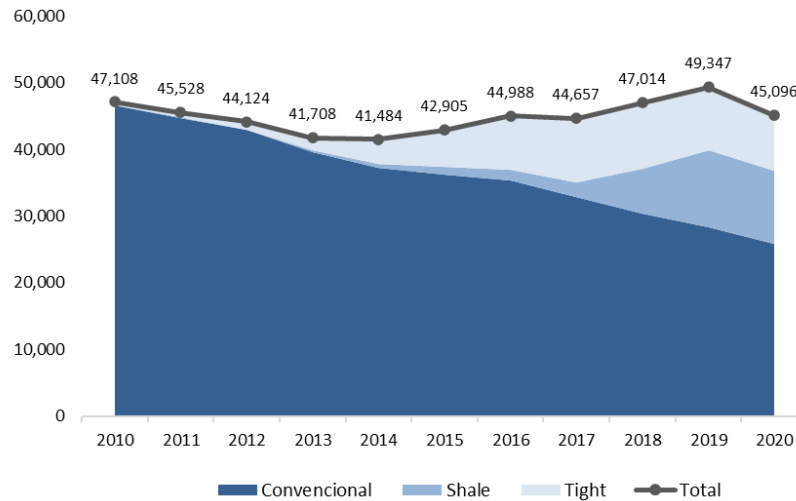
Como se puede observar, la producción Convencional de gas natural en 2020 es un 44.6% inferior a la del año 2010, 8.8% menor a la del año 2019 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 5.7% en los últimos diez años. Esto implica, al igual que en el caso del petróleo convencional, una disminución crónica sin pausa en la última década.

En contraste, la producción No Convencional creció hasta el año 2019 mientras que en 2020 presenta una caída similar a la observada en el gas natural convencional, del 8.4%. Sin embargo, el Informe de Tendencias del IAE Mosconi ha relevado las variaciones mensuales respecto a iguales meses de 2019. En el caso del gas no convencional, se observa que las variaciones inter anuales negativas han superado a las disminuciones del gas convencional en iguales meses. Por ejemplo, mientras en diciembre de 2020 la producción convencional disminuyó 6.9% i.a., la producción no convencional se redujo 14.8% i.a.

La producción de Tight Gas disminuyó 12.6% entre 2019 y 20, mientras que la de Shale Gas se redujo 4.8% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de gas natural de 2020 es 8.4% inferior a la de 2019.

La **Tabla 1.4** revela que se produjeron 10,973 MMm3 de Shale Gas en 2020 con una tasa de crecimiento del 56.7% anual entre 2015 y 2020, mientras que en el caso del Tight Gas la producción fue de 8,335 MMm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 8.3% en el mismo periodo. En conjunto, la producción No Convencional de gas natural creció a una tasa promedio del 23.4% anual entre 2015 y 2020.

Gráfico 1.2.1: producción de gas natural por tipo



2. Reservas y pozos:

Reservas

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. 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. Para este año aún no hay información disponible.

Tabla N° 2.1: Reservas de petróleo por tipo

Reservas de petróleo (Mm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2009	399,296	136,129	116,189	90,112
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
% 2018-2019	7.3%	6.9%	0.1%	-3.7%
% 2009-2019	2.0%	28.2%	-25.1%	81.2%
% eq.	0.2%	2.5%	-2.9%	6.1%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2019 las reservas comprobadas de petróleo fueron 7.3% superiores a las registradas en el año 2018, lo cual implica que han aumentado a una tasa promedio anual del 0.2% en el periodo. De la misma manera han aumentado las reservas probables un 2.5% promedio anualmente a la vez que son 28.2% superiores a las del año 2009.

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

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

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

Por otra parte, las Reservas Posibles son 25.1% menores respecto del año 2009 y disminuyen a una tasa promedio anual del 2.9% en la última década. Los Recursos⁵ de petróleo aumentan 6.1% en promedio anual y son 81.2% mayores a los del año 2009.

En el año 2019 las reservas de petróleo aumentan en todas categorías respecto al año anterior: las reservas Comprobadas son 7.3% superiores, las Probables 6.9%, las Posibles 0.1%. Por otra parte, los Recursos caen 3.7% respecto de 2018.

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 61.8% superiores a las del año 2009 y crecieron a una tasa promedio anual del 4.9%.

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
2009	7,290	33,617	100,316	244,427	13,647	399,296
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
% 2018-2019	-6.7%	-52.1%	36.8%	-3.3%	-5.0%	7.3%
% 2009-2019	-58.8%	-79.0%	61.8%	-8.0%	-25.4%	2.0%
% eq.	-8.5%	-14.4%	4.9%	-0.8%	-2.9%	0.2%

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 2009: son 58.8%, 79% y 25.4% menores respectivamente. A su vez, la cuenca del Golfo San Jorge muestra un nivel 8% menor respecto de 2009.

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas 8.5%, 14.4%, 0.8% y 2.9% 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.

Las reservas comprobadas de gas natural en 2019 fueron 5.7% superiores a las existentes en 2009, resultando en una tasa de crecimiento promedio del 0.6% anual.

Al igual que en el caso del petróleo, han aumentado las reservas Comprobadas, las Probables y los Recursos de gas natural un 0.6%, 2.5% y 7.2% promedio anual en la última década respectivamente. A su vez, son 5.7%, 21.8% y 100.7% superiores a las existentes en el año 2009. Por otra parte, las

⁵ Son todas las cantidades de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, recuperables y no recuperables, descubiertos o no descubiertos.

reservas Posibles disminuyeron 4.3% promedio anual en los últimos diez años y son 35.4% menores a las existentes en el año 2009.

Tabla N° 2.2: Reservas de gas por tipo

Reservas de Gas (MMm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2009	378,820	156,400	208,548	206,825
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
% 2018-2019	7.7%	1.0%	-21.3%	3.9%
% 2009-2019	5.7%	21.8%	-35.4%	100.7%
% eq.	0.6%	2.0%	-4.3%	7.2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En el año 2019 las reservas Comprobadas y las Probables de gas son 7.7% y 1% superiores a las del año 2018, mientras que las reservas Posibles cayeron 21.3% respecto del año anterior. Por otra parte, los Recursos de gas aumentaron 3.9% respecto de 2018.

Las reservas Comprobadas de gas aumentan únicamente en la cuenca Neuquina: son 54.1% superiores a las del año 2009 a la vez que crecieron a una tasa promedio anual del 4.4%.

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
2009	61,845	925	157,611	44,398	114,041	378,820
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
% 2018-2019	-8.9%	-50.7%	18.7%	-3.0%	-6.2%	7.7%
% 2009-2019	-78.1%	-77.7%	54.1%	-4.4%	-11.4%	5.7%
% eq.	-14.1%	-13.9%	4.4%	-0.4%	-1.2%	0.6%

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 2009: son 78% y 77.7% menores respectivamente. A su vez, las cuencas Golfo San Jorge y Austral muestra un nivel 4.4% y 11.4% menor en relación a las existentes en el año 2009 respectivamente.

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas un 14.1%, 13.9%, 0.4% y 1.2% 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 redundo 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.

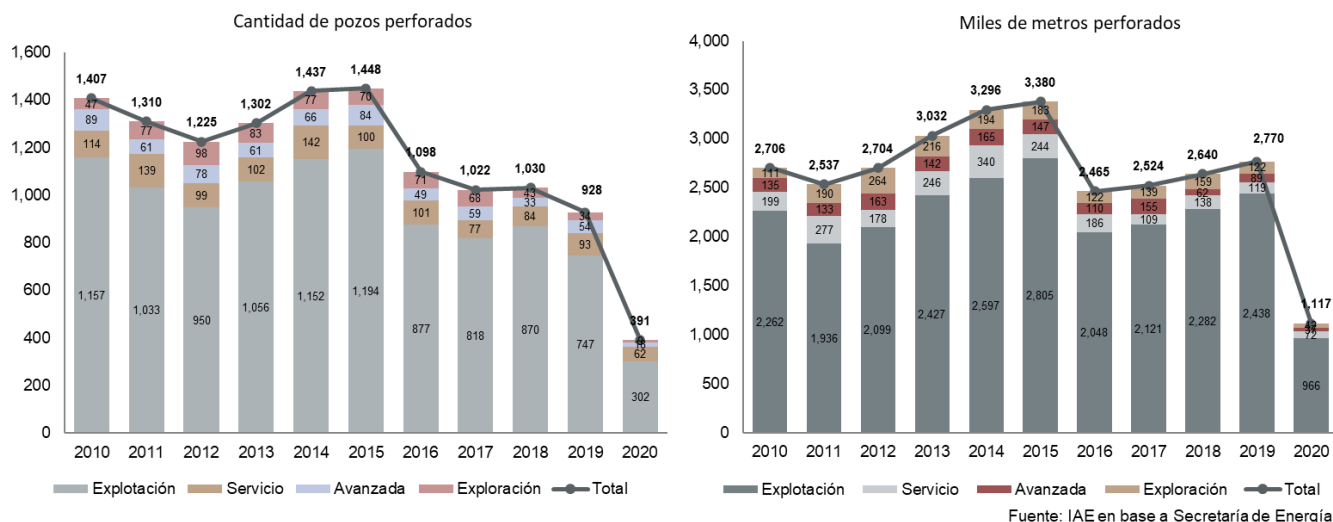
La exploración en áreas poco exploradas de cuencas existentes, o en nuevas cuencas, ha tenido escaso desarrollo en Argentina en al menos los últimos 20 años, dando como resultado la extracción de hidrocarburos en yacimientos maduros y de alto costo de producción con rendimientos decrecientes. De esto se desprende que sin exploración de riesgo la producción hidrocarburífera del país indefectiblemente retomará 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 ya que muestra en términos prácticos la reducción de las mismas durante la pandemia.

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. En el último año se terminaron solo 391 pozos: 302 de explotación, 62 de servicio, 18 de avanzada y 9 de exploración. Esto constituye los valores más bajos de la última década y, en particular, alcanza a representar solo el 30% de la cantidad de pozos terminados en 2019 que fue el mínimo de la década quitando el año pandémico.

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
2010	89		47		1,157		114		1,407	
2011	61	-31%	77	64%	1,033	-11%	139	22%	1,310	-6.9%
2012	78	28%	98	27%	950	-8%	99	-29%	1,225	-6.5%
2013	61	-22%	83	-15%	1,056	11%	102	3%	1,302	6.3%
2014	66	8%	77	-7%	1,152	9%	142	39%	1,437	10.4%
2015	84	27%	70	-9%	1,194	4%	100	-30%	1,448	0.8%
2016	49	-42%	71	1%	877	-27%	101	1%	1,098	-24.2%
2017	59	20%	68	-4%	818	-7%	77	-24%	1,022	-6.9%
2018	33	-44%	43	-37%	870	6%	84	9%	1,030	0.8%
2019	54	63.6%	34	-20.9%	747	-14.1%	93	10.7%	928	-9.9%
2020	18	-66.7%	9	-73.5%	302	-59.6%	62	-33.3%	391	-57.9%
% 2019-2020	-66.7%		-73.5%		-59.6%		-33.3%		-57.9%	
% 2010-2020	-79.8%		-80.9%		-73.9%		-45.6%		-72.2%	
% eq.	-14.8%		-15.2%		-12.6%		-5.9%		-12.0%	

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 72.2% en 2020 respecto de 2010. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 12%, mientras que en el último año la retracción total de pozos fue de 57.9%.

En 2010 se perforaron 77 pozos Exploratorios, los cuales se incrementaron hasta llegar a 98 pozos por año en 2012. Desde ese año hasta 2020 se produce una disminución prácticamente ininterrumpida en la cantidad de pozos de exploración anuales hasta alcanzar los 9 pozos exploratorios terminados en 2020, esto es una cantidad 80.9% inferior a la del año 2010 con una caída promedio anual del 15.2%.

Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 73.9% en 2020 respecto de 2010, es decir, una disminución promedio anual del 12.6% en la última década. A su vez, en 2020 se observa una retracción del 59.6% 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
2010	135		111		2,262		199		2,706	
2011	133	-1%	190	72%	1,936	-14%	277	40%	2,537	-6.3%
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	44.7%	122	-22.9%	2,438	6.9%	119	-13.5%	2,770	4.9%
2020	37	-59.0%	42	-65.5%	966	-60.4%	72	-39.5%	1,117	-59.7%
% 2019-2020	-59.0%		-65.5%		-60.4%		-39.5%		-59.7%	
% 2010-2020	-72.9%		-61.9%		-57.3%		-63.7%		-58.7%	
% eq.	-12.2%		-9.2%		-8.2%		-9.6%		-8.5%	

La **Tabla 2.4** muestra que la cantidad de metros perforados ha tenido una disminución absoluta del 58.7% en 2020 respecto de 2010. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 8.5%, mientras que en el último año los metros totales perforados se redujeron 59.7%, observándose una disminución similar a la caída en la cantidad de pozos.

3. Downstream: Ventas de los principales combustibles

Principales combustibles líquidos

Uno de los sectores más golpeados por la pandemia del Covid-19 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, siguiendo la reducción del 7.9% en el año 2009 y 7.3% en 2002.

Esta disminución está explicada por menores ventas de gasoil grado 2 y, en particular, de grado 3 (gasoil común y ultra). Por otra parte, en el año 2020 se consumió un 6.5% menos de gasoil que en el año 2010 lo cual implica una tasa de disminución anual promedio del 0.7% en la demanda de gasoil de los últimos diez años.

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

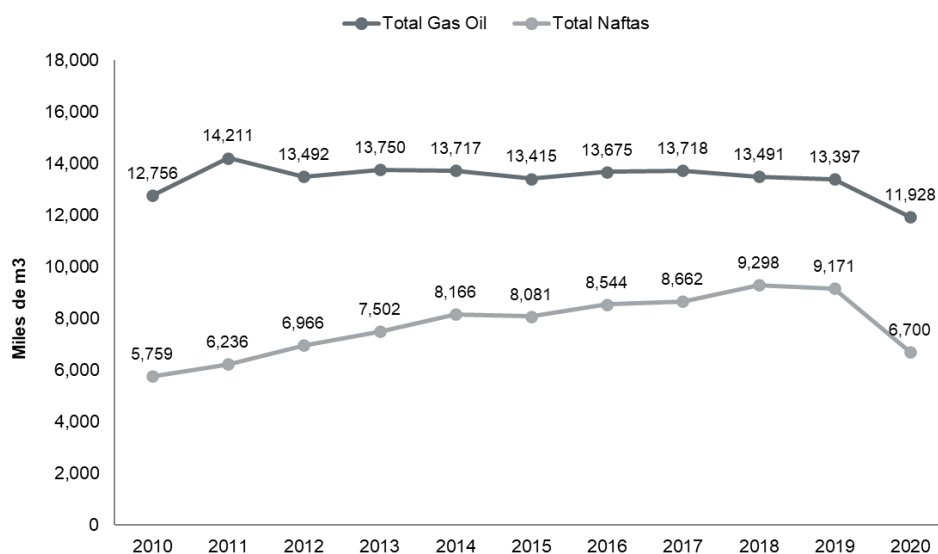
Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)										
	Gas Oil			Naftas			TOTALES			
	Gas Oil G1	Gas Oil G2	Gas Oil G3	Nafta G1	Nafta G2	Nafta G3	Total Gas Oil	% i.a	Total Naftas	% i.a
2010	0	12,860	915	279	4,696	1,262	12,756		5,759	
2011	0	12,731	1,479	205	5,028	1,733	14,211	11.4%	6,236	8.3%
2012	0	12,231	1,260	131	5,545	1,827	13,492	-5.1%	6,966	11.7%
2013	0	12,210	1,540	123	6,090	1,954	13,750	1.9%	7,502	7.7%
2014	0	11,594	2,123	29	6,159	2,356	13,717	-0.2%	8,166	8.8%
2015	0	11,754	1,661	27	6,161	1,892	13,415	-2.2%	8,081	-1.0%
2016	0	11,304	2,371	34	6,198	2,432	13,675	1.9%	8,544	5.7%
2017	0.95	10,669	3,047	17	6,388	2,894	13,718	0.3%	8,662	1.4%
2018	0.00	10,092	3,399	9	6,668	2,669	13,491	-1.7%	9,298	7.3%
2019	0.46	10,038	3,358	0	6,878	2,294	13,397	-0.7%	9,171	-1.4%
2020	0.11	9,169	2,759	0	5,046	1,654	11,928	-11.0%	6,700	-26.9%
% 2019-2020	-	-8.7%	-17.8%	-	-26.6%	-27.9%	-11.0%		-26.9%	
% 2010-2020	-	-	-	-	-	-	-6.5%		16.3%	
% eq.	-	-	-	-	-	-	-0.7%		1.5%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las ventas totales de Naftas disminuyeron 26.9% en 2020 respecto de 2019 y, al igual que en el caso del gasoil, se constituye como la caída más importante desde el año 1994, siguiendo la reducción del 10% y 12% en los años 2001 y 2002. Las naftas han sido el combustible menos comercializado del año en términos de volumen.

Sin embargo, la demanda de la década presenta un notable dinamismo: entre 2010 y 2020 las ventas totales aumentaron 16.3% debido al considerable incremento de las ventas de Naftas grado 2 (súper) y grado 3 (ultra). Adicionalmente, las ventas de este combustible han aumentado a una tasa promedio anual del 1.5% durante los últimos diez años.

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

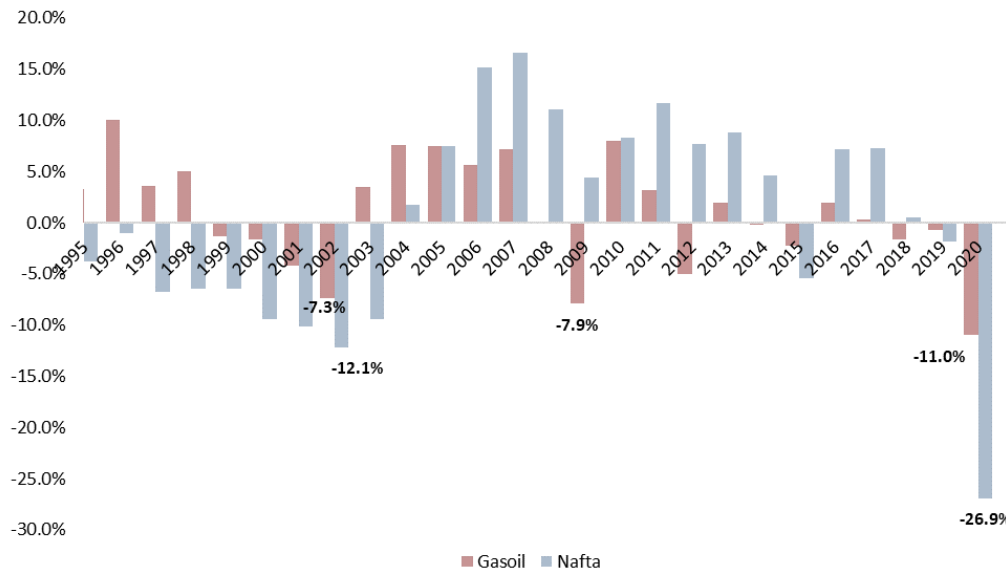


Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en el Gráfico y Tabla N° 3.1 la demanda de gasoil presenta 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 0.1% promedio anual en ese periodo. Por esto, la reducción del 11% anual durante 2020 resulta en niveles de consumo similares a los de los años 2007 o 1998.

En el caso de las naftas, el dinamismo en la demanda se vio fuertemente golpeado en 2020 debido a que ha sido el tipo de combustible menos demandado del año a partir de las restricciones en la circulación y una mayor permanencia de los habitantes en sus hogares. Por esto, la caída anual del 26.9% en el consumo de naftas ha puesto a la demanda en niveles similares a los de los años 2012 y 1994.

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



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

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: 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 2020 las ventas totales de gas natural disminuyeron 6% respecto al año anterior observándose la reducción en el consumo más importante de la década. Esta caída anual es explicada principalmente por menores ventas a las centrales eléctricas, industrias y comercio que se redujeron 7.4%, 5.2% y 22.1% respecto del año anterior. En contraste, los únicos usuarios que incrementaron su consumo fueron los residenciales con un aumento del 4.1% respecto de 2019.

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
2010	9,182	1,248	429	12,038	11,519	727	2,664	37,808	
2011	9,552	1,255	426	12,512	12,951	879	2,761	40,335	6.7%
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	9,228	1,418	428	13,457	15,393	986	2,465	43,376	-3.8%
2020	9,610	1,105	318	12,752	14,260	855	1,869	40,769	-6.0%
% 2019-2020	4.1%	-22.1%	-25.7%	-5.2%	-7.4%	-13.3%	-24.2%	-6.0%	
% 2010-2020	4.7%	-11.4%	-25.8%	5.9%	23.8%	17.6%	-29.8%	7.8%	
% eq.	0.5%	-1.2%	-2.9%	0.6%	2.2%	1.6%	-3.5%	0.8%	

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Por otra parte, entre 2010 y 2020 las ventas totales de gas natural aumentaron 7.8% en términos absolutos observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 0.8% durante el periodo.

En particular los usuarios Residenciales, que consumen el 23% del total, aumentaron su demanda un 4.7% entre 2010 y 2020. Esto implica que los consumos de estos usuarios se incrementaron a una tasa promedio anual del 0.5% en ese periodo.

En el caso de las Centrales Eléctricas, que consumen el 35% del Gas natural entregado, se observa un incremento importante en la demanda entre los años 2010 y 2020: las entregas aumentaron 23.8% respecto de 2010, y 2.2% promedio anual en el periodo.

Por su parte, la Industria, que es responsable del 31% de las ventas totales, consumió 5.9% más de gas natural que en el año 2010, con un crecimiento promedio anual del 0.6%.

Los usuarios del tipo Comercial, que representan el 2.7% de la demanda, consumieron 11.4% menos respecto al año 2010 resultando en una tasa de reducción promedio 1.2% anual entre los años 2010 y 2020.

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 marcando el mínimo de la década que, a su vez, estuvo muy por debajo de los 30.3 USD/bbl de febrero de 2016. 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 2020, marcando el mínimo de la década que también estuvo muy por debajo de los USD/bbl 30.7 de enero de 2016.

El barril de petróleo tipo WTI cotizó en diciembre de 2020 a 47 USD/bbl. Esto implica una reducción del 21.1% respecto a diciembre de 2019. Adicionalmente, en promedio, el barril de petróleo WTI cotizó 57 USD/bbl durante el año 2019 mientras el promedio del último año fue de 39.5 USD/bbl, un nivel 30.7% inferior.

El barril de petróleo tipo BRENT cotizó en diciembre de 2020 USD/bbl 20.1. Esto es un precio 22.7% inferior al del mismo mes del año anterior. A su vez, el precio promedio del año 2019 fue USD/bbl 64.1, 2019 mientras el promedio del último año fue de USD/bbl 43.2.

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 488/2020) similar a la que estuvo vigente entre los años 2014 y 2017.

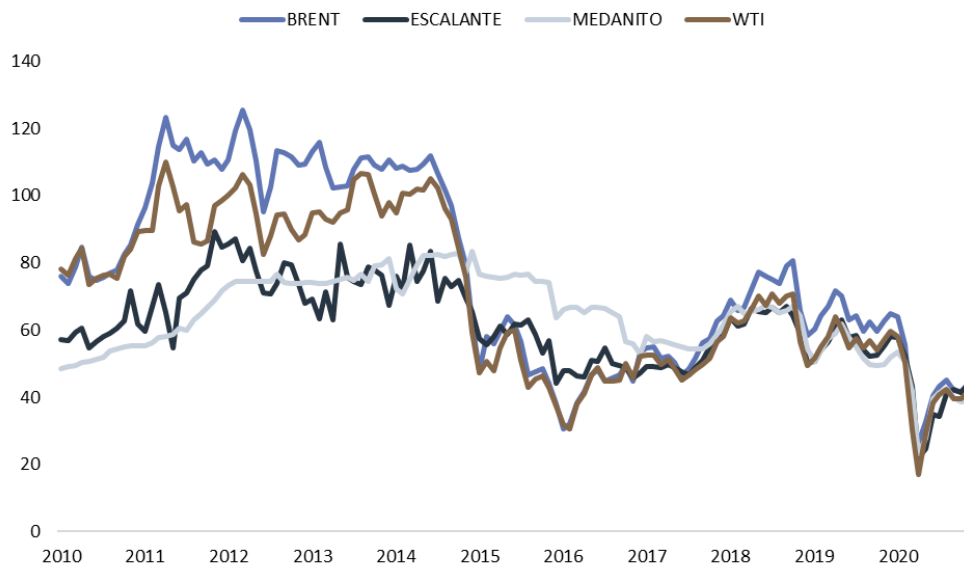
La nueva versión del precio sostén puso como referencia una cotización del tipo Medanito de USD/bbl 45 mientras la cotización del crudo tipo BRENT se encuentre por debajo de ese valor. Esta referencia se utilizó para el cálculo de regalías y se aplicó sin distinción de cuenca o tipo de crudo más allá del ajuste por calidad, a la vez que la determinación del valor de referencia no tuvo un criterio económico explícito.

El precio del barril de petróleo del tipo Escalante cotizó en diciembre de 2020 USD/bbl 49.2. Este precio es 15.5% menor al del mismo mes del año anterior. Por otra parte, el precio promedio del año 2019 fue USD/bbl 56.1 mientras el promedio del último año fue de USD/bbl 40.7, un valor 27.7% menor.

En el caso del petróleo del tipo Medanito, el barril cotizó USD/bbl 43.5 en diciembre de 2020. Este precio fue un 16.3% inferior al de igual mes del año anterior. En promedio, el barril de crudo Medanito

cotizó USD/bbl 54 durante el año 2019, mientras el promedio del último año fue de USD/bbl 40.7, un valor 25.7% menor.

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 2020 en diferentes versiones, incluso aún en los tres años donde los precios locales fueron superiores a los internacionales.

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

Al igual que en el caso del petróleo, la pandemia del Covid-19 tuvo un impacto muy significativo en la demanda y en la oferta de gas en todo el mundo. La demanda fue notablemente menor, principalmente toda la demanda de gas 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.

En el mercado local, el precio de Gas natural doméstico en boca de pozo tuvo una disminución del 0.9% promedio anual entre 2010 y 2020, tomando como cálculo el precio promedio de cada año. Por

otra parte, entre el precio promedio del año 2010 y el precio promedio del año 2020 hubo un incremento del 9.6% en el Gas natural Doméstico. Adicionalmente, en el último año el precio del gas argentino se redujo 29.6% 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
2010	6.67		7.73		4.39		2.04	
2011	8.36	25.3%	11.95	54.7%	4.00	-8.8%	2.07	1.1%
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%
% 2019-2020	-26.8%		-34.8%		-20.7%		-29.6%	
% 2010-2020	-26.0%		-46.5%		-53.6%		9.6%	
% eq.	-3.0%		-6.1%		-7.4%		0.9%	

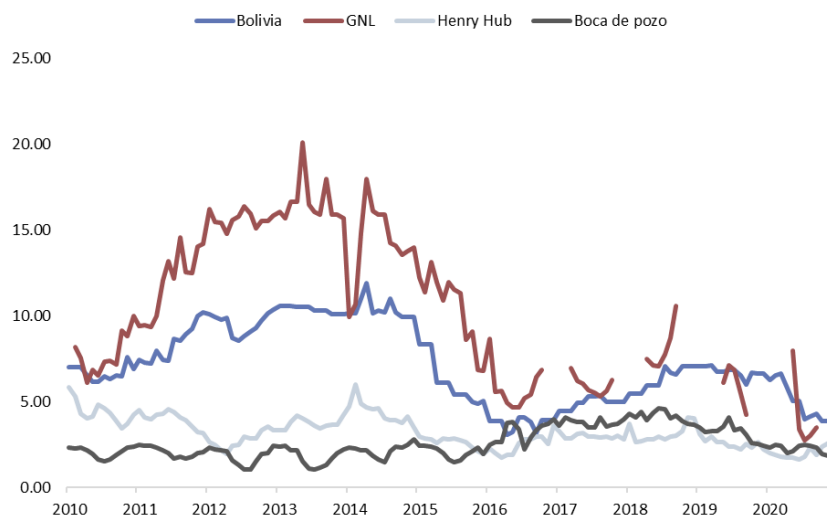
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y EIA.

Durante los años observados, el precio promedio de importación de Gas natural (Desde Bolivia y Chile) se redujo 3% promedio anual mientras el de GNL tuvo una tasa promedio de declino de 6.1% promedio anual. A su vez, en el último año el precio del gas natural del Bolivia fue 26.8% inferior a la vez que se importó GNL a un precio promedio 34.8% inferior al del año anterior. Estos precios fueron 26% y 46.5% menores a los registrados en 2010.

El precio del gas natural Henry Hub es el que se registró en el NYMEX⁶ en Estados Unidos. En promedio, durante 2020 el precio fue de US\$/MMbtu 2.04, es decir, un 20.7% inferior al del año anterior y 53.6% inferior al del año 2010.

⁶ New York Mercantile Exchange por sus siglas en inglés.

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 2010 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 disminuido sus precios medidos en dólares corrientes⁷ un 8.6% entre 2019 y 2020, y durante 2020 se observan los precios más bajos de la década.

⁷ 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.-10	3.98	1.02		1.21		1.02		0.90	
dic.-11	4.29	1.21	18.8%	1.45	19.6%	1.31	28.4%	1.07	18.3%
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%
% 2019-2020			-8.6%		-8.3%		-8.4%		-9.1%
% 2010-2020			-19.5%		-21.7%		-11.8%		-14.5%
% eq.			-2.1%		-2.4%		-1.2%		-1.5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y BCRA

Tomando los precios en dólares corrientes a diciembre de cada año, en 2020 los precios de los combustibles han tenido una reducción promedio del orden del 8.6% respecto del año anterior. A su vez, en promedio son un 16.9% más baratos que en el año 2010 y disminuyeron a una tasa promedio anual del 1.8% en la última década. Los precios máximos y mínimos se dieron en los años 2014 y 2020 respectivamente.

El gasoil grado 2 (común) tuvo una reducción del 9.1% respecto de 2019, mientras que presenta un precio 14.5% menor al del año 2010. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 1.5% promedio anual.

El gasoil grado 3 (ultra) tuvo una reducción del 8.4% respecto de 2019, mientras que presenta un precio 11.8% menor al del año 2010. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 1.2% promedio anual.

La Nafta Súper tuvo una reducción del 8.6% respecto de 2019, mientras que presenta un precio 19.5% menor al del año 2010. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2.1% promedio anual.

La Nafta Premium tuvo una reducción del 8.3% respecto de 2019, mientras que presenta un precio 21.7% menor al del año 2010. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2.4% promedio anual.

5. Balanza comercial energética

La balanza comercial energética de Argentina se define en 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
2010	6,515		4,474		2,041	
2011	6,466	-0.8%	9,327	108.5%	-2,861	-240.2%
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	3,568	-19.3%	2,640	-40.6%	928	-
% 2019-2020	-19.3%		-40.6%		-	
% 2010-2020	-45.2%		-41.0%		-	
% eq.	-5.8%		-5.1%		-	

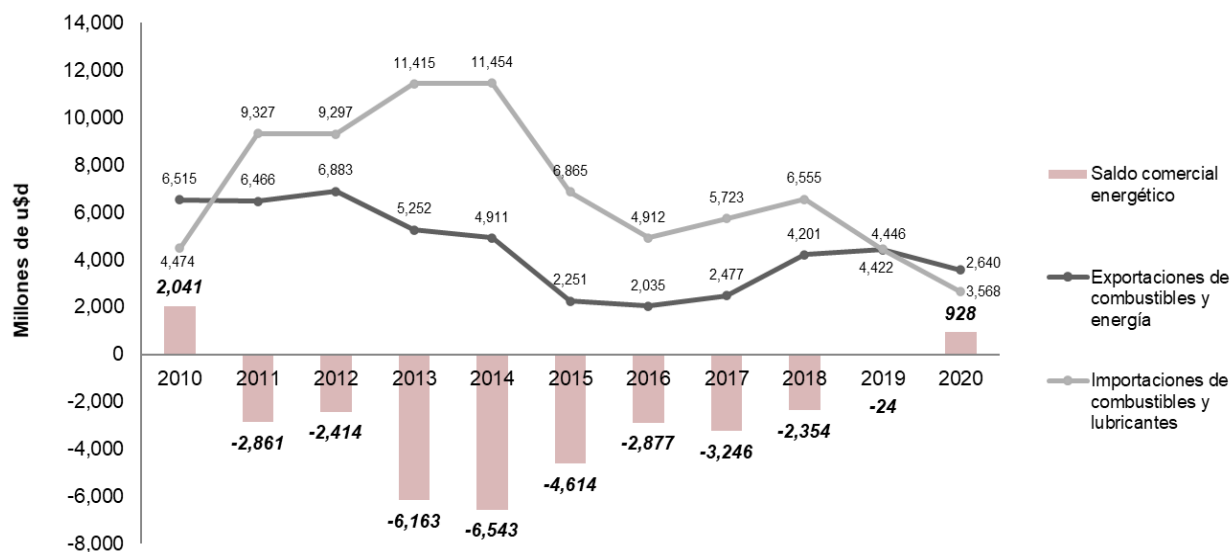
Fuente: IAE en base a INDEC

Como se puede observar, entre los años 2010 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, aunque aún en niveles muy inferiores a los observados al principio de la década. Por otra parte, las importaciones muestran una tendencia declinante desde el año 2014 hasta la actualidad.

Entre 2010 y 2020 el monto total de exportaciones energéticas disminuyó 45.2%, lo cual implica una disminución promedio anual del 5.8% en el valor energético exportado de los últimos diez años. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 41% en los últimos diez años y una disminución promedio anual del 5.1%. Sin embargo, en el último año las exportaciones se redujeron significativamente menos que las importaciones: -19.3% y -40.6% respectivamente en relación a 2019. Esto resultó en un superávit comercial energético de USD 928. Argentina no tenía superávit energético desde el año 2010.

El saldo comercial energético ha sido deficitario desde el año 2011 hasta el 2019, 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. En contraste con estos datos, el año 2020 cerró con un superávit energético de USD 928 millones.

Gráfico N° 5.1: Balanza comercial energética | años 2010-2020



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 y que se mantiene en la actualidad.

Por otra parte, al igual que todas las variables analizadas durante 2020, el desempeño en comercio exterior estuvo determinado por la performance económica, comercial y logística del país a la vez que los muy bajos precios internacionales de los productos energéticos jugaron un papel relevante en la determinación de los valores exportados e importados.

En particular, según los datos del Informe de Tendencias del IAE Mosconi, en el año 2020 las cantidades exportadas de combustible y energía aumentaron 19.4% respecto a 2019, mientras que los precios fueron 32.4% menores. A su vez, las cantidades importadas de combustible y lubricantes se redujeron 21.1% respecto a 2019 y los precios de importación fueron 24.8% i.a. menores.

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 138% y del 16.2% en las Naftas⁸. Por otra parte, las compras de GNL y Gas Oil⁹ del año 2020 fueron 52.8% y 33.2% menores a las del año 2010.

⁸ Incluye total Naftas grado 1, 2 y 3.

⁹ Incluye total Gas Oil 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
2010	0		2,279		0		1,466		140	
2011	0		3,537	55.2%	3,928		1,995		143	
2012	248		5,835	65.0%	4,595	17.0%	1,349	-32.4%	53	-63.0%
2013	421		5,690	-2.5%	5,711	24.3%	2,427	80.0%	379	615.1%
2014	548	30.1%	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%	166	-68.7%
%2019-2020	-		6.4%		4.9%		-37.8%		-68.7%	
% 2010-2020	-		138.0%		-52.8%		-33.2%		16.2%	
% eq.*	-		9.1%		-8.0%		-4.4%		1.7%	

* Variaciones equivalentes inician en el primer año con dato positivo en cada caso.
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

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

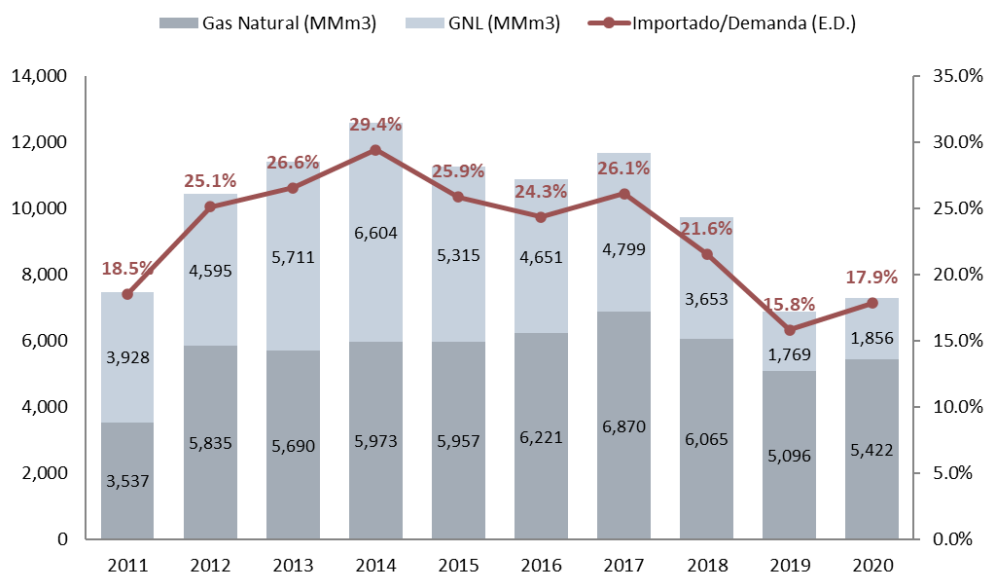
En el caso del gas natural, la importación de Bolivia aumentó 6.4% entre 2019 y 2020, y es 138% superior a la del año 2010. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado un 9.1% promedio anual pasando de importar 1,279 MMm3 en 2009 a 5,422 MMm3 en 2020. Por esto, durante el año 2020 el 13.4% del total de gas entregado a los usuarios es gas natural importado de Bolivia.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó 4.9% entre el año 2019 y 2020, mientras que en el último año fue 52.8% menor a la del año 2011 pasando de 3.928 MMm3 a 1.856 MMm3. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL se redujo 8% promedio anual en los últimos nueve años, representado el 4.5% del total del gas entregado a usuarios en el año 2020.

En este sentido, es importante destacar que las compras de GNL del año 2020 presentan un nivel similar a las del año 2019 pero se encuentran en un nivel 63% 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 7,278 MMm3.

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



Como se ha mencionado, 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 bajo, pudo colocar saldos exportables de petróleo y de gas a Chile. Este último fue significativamente menor durante el segundo semestre del año (y en particular en los meses de invierno) debido a mayores necesidades internas.

Tabla 5.3: exportaciones de petróleo y gas

Tabla 5.3: Exportaciones		
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2010	5,315	401
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	4,503	1,320
%2019-2020	18.2%	-28.6%
% 2010-2020	-15.3%	229.1%
% eq.*	-1.6%	12.6%

Fuente: IAE en base a SGE

En el último año las exportaciones de petróleo aumentaron 18.2% mientras las de gas natural se redujeron 28.6%. Respecto al año 2010, las exportaciones de petróleo fueron 15.3% con la

particularidad de que en el primer año de la serie se observa el máximo de la década. Las exportaciones de petróleo del año 2020 se encuentran por encima del promedio de la década.

Tabla 5.4: exportaciones de petróleo por cuenca

Tabla 5.4: exportaciones de petróleo por cuenca en Miles de m3				
	2019	2020	Participación	Var. %
Cuenca Austral - Santa Cruz - Off Shore	133	242	5.4%	82.3%
Cuenca Austral - Santa Cruz - On Shore	328	276	6.1%	-15.6%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - Off Shore (Hidra)	46	85	1.9%	83.5%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - On Shore (San Sebastián)	352	162	3.6%	-54.0%
Cuenca Golfo San Jorge - Chubut (Escalante)	2,856	2,849	63.3%	-0.3%
Cuenca Golfo San Jorge - Santa Cruz (Cañadón Seco)	0	324	7.2%	-
Cuenca Neuquina - Neuquen (Medanito)	84	337	7.5%	301.0%
Cuenca Neuquina - Rio Negro (Medanito)	9	228	5.1%	2474.2%
Total	3,808	4,503	100.0%	18.2%

Fuente: IAE en base a SGE

La **Tabla 5.4** muestra las exportaciones de petróleo por cuenca y tipo de crudo. El 63% de la exportación del año 2020 fue explicada por los envíos de crudo tipo Escalante, de la cuenca Golfo San Jorge, que fue prácticamente igual a la del año 2019. A su vez, esta cuenca también exportó crudo del tipo Cañadón Seco por 324 Mm3 ocupando el 7.2% del total exportado. En total, la cuenca Golfo San Jorge logró envíos al exterior por 3,172 Mm3 ocupando el 70.5% del total exportado.

Las ventas al exterior de crudo de la Cuenca Austral suman 765 Mm3 de los cuales 518 Mm3 fueron producidos en la Provincia de Santa Cruz y 247 en la Provincia de Tierra del Fuego. Estos envíos representaron el 11.5% y 5.4% del total respectivamente, y en conjunto explicaron el 16.9% de los envíos al exterior.

Por otra parte, los envíos de petróleo tipo Medanito de la Cuenca Neuquina suman 564 Mm3 de los cuales 337 Mm3 fueron producidos en la Provincia de Neuquén y 228 en la Provincia de Rio Negro. Estos envíos representaron el 7.5% y 5.1% del total respectivamente, y en conjunto explicaron el 12.5% de los envíos al exterior.

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 reales determinantes del dinamismo. Sin embargo, para realizar un mejor análisis se toman las cifras en dólares corrientes.¹⁰ De esta manera, se evidencia una disminución a partir del año 2017 medidos en dólares que se interrumpió en el año 2020.

La devaluación del Peso argentino durante los años 2018 y 2019, y la pandemia del Covid-19 fueron eventos determinantes para el dinamismo de los subsidios.

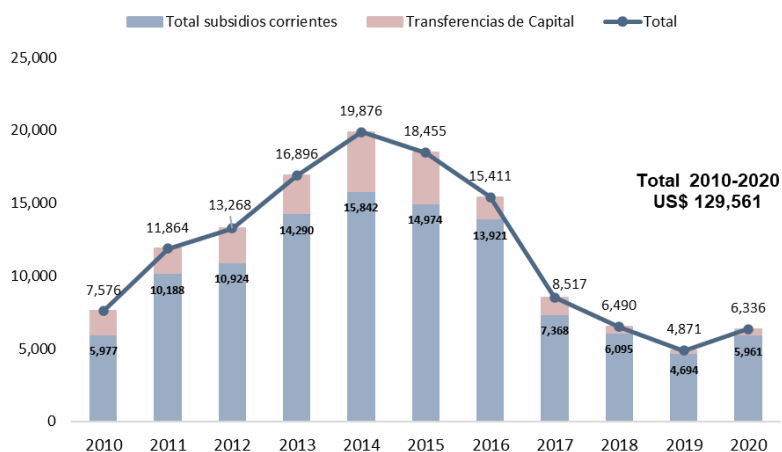
Los episodios devaluatorios implicaron que algunos, que estaban/están nominados en dólares, fueron renegociados en el marco de un frente fiscal deteriorado y la ayuda financiera por parte del Fondo Monetario Internacional. A su vez, la delicada situación económica puso freno a los aumentos tarifarios, 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. En el año 2020 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 2010 y 2016 los subsidios totales a la energía crecieron 103%, explicado por un aumento del 133.2% de los subsidios corrientes que ocuparon más del 85% del total de las transferencias.

¹⁰ 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 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 27% en el acumulado a diciembre de 2020 respecto del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por un monto de USD 1,268 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que aumentaron 58% anual en dólares y ocuparon el 75% 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 19,876 millones. A su vez, en los últimos diez años los subsidios acumularon USD 129,561 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 2010-2020)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	% 2019-2020	%2010-2020
Total subsidios corrientes	5,977	10,188	10,924	14,290	15,842	14,974	13,921	7,368	6,095	4,694	5,961	27.0%	-0.3%
CAMMESA	3,438	5,786	5,347	6,639	8,762	9,753	9,467	4,476	3,462	2,794	4,416	58.0%	28.5%
Distribuidoras de gas natural	0	0	0	0	0	0	0	0	264	112	97	-13.5%	-
FF para consumos residenciales de GLP	97	201	226	262	223	441	299	307	262	137	114	-16.9%	18.3%
FF para consumos residenciales de gas	29	35	29	25	38	44	27	198	0	0	0	-	-100.0%
IEASA	1,321	2,330	3,711	5,166	4,945	2,983	1,001	746	1,564	914	660	-27.8%	-50.0%
Plan Gas I, II y III	0	0	0	1,050	1,361	1,309	2,814	1,232	104	60	0	-	-
Plan Gas No Convencional R/46	0	0	0	0	0	0	0	0	198	503	516	2.5%	-
YCRT	145	217	243	382	265	336	219	253	100	49	99	101.6%	-31.8%
Otros	804	1,534	1,264	568	226	10	20	89	57	41	8	-79.6%	-99.0%
Transferencias de Capital	1,599	1,676	2,344	2,606	4,034	3,481	1,490	1,150	395	177	374	111.0%	-76.6%
IEASA	74	198	469	464	1,598	750	403	282	44	125	277	121.4%	274.3%
Organismos provinciales	161	212	270	291	337	634	175	0	0	0	0	-	-
Ente Binacional Yaciretá	7	44	8	43	0	2	0	0	0	0	0	-	-
Nucleoeléctrica S.A.	118	340	746	892	813	615	438	448	259	23	33	43.4%	-72.3%
Fdo Fid para el transporte eléctricos federal	372	67	130	187	157	83	125	169	14	0	0	-	-
YCF Río Turbio	41	50	70	142	188	135	62	24	8	0	0	-	-
Otros	827	766	650	588	941	1,262	288	219	70	26	64	147.5%	-92.2%
Total Transferencias	7,576	11,864	13,268	16,896	19,876	18,455	15,411	8,517	6,490	4,871	6,336	30.1%	-16.4%

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

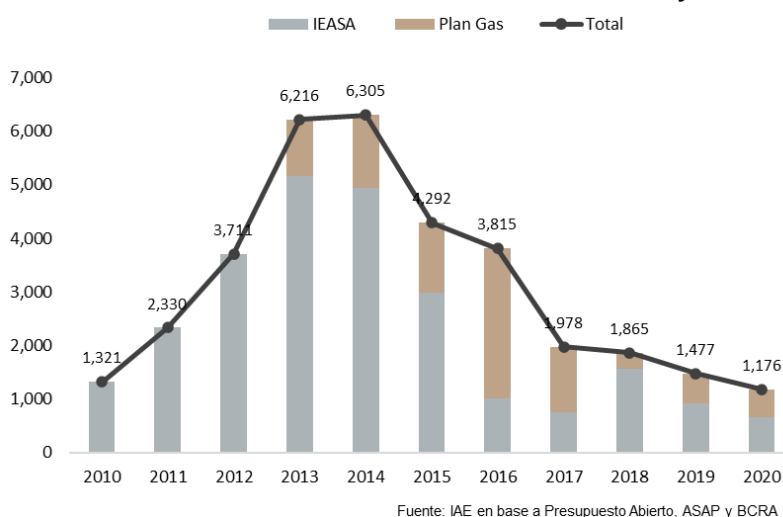
En el año 2020 los subsidios energéticos son similares a los del año 2010, lo cual sugiere que el nivel de subsidios en dólares constante es menor al de aquel año.

Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional y Ex Plan Gas) han recibido transferencias por un total de USD 9,146 millones desde el año 2013, momento en el que entraron en vigencia. En el año 2020 solo quedó el Plan Gas No Convencional (Resol. 36) que aumentó un 2.5% respecto al año anterior y tiene un peso del 8% sobre el total de las transferencias corrientes.

En 2020 IEASA recibió subsidios por la suma de USD 660 millones mostrando una reducción del 27.8% respecto al año anterior. Los subsidios en dólares a IEASA se encuentran por debajo del promedio histórico siendo éste de USD 2.340 millones entre 2010 y 2020.

Las transferencias corrientes a IEASA se utilizan para cubrir la necesidad de importación de gas natural por gasoducto desde Bolivia y de GNL por barco. En este sentido, 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.

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



Por último, las transferencias de capital totalizaron USD 374 millones en 2020, y son 110% superiores a las del año anterior. IEASA recibió 121% más de recursos que el año anterior.