



***Instituto Argentino de Energía  
“Gral. Mosconi”***

***La producción de hidrocarburos  
Informe anual  
Año 2017***

*Febrero 2018*

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

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

## Índice

Resumen.....	3
<i>Performance anual del sector hidrocarburífero Argentino .....</i>	<i>5</i>
1. <i>Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural .....</i>	<i>5</i>
<i>Petróleo .....</i>	<i>5</i>
<i>Gas natural .....</i>	<i>8</i>
2. <i>Reservas y pozos: .....</i>	<i>10</i>
<i>Reservas Comprobadas.....</i>	<i>10</i>
<i>Pozos terminados.....</i>	<i>12</i>
3. <i>Downstream: Ventas de los principales combustibles.....</i>	<i>13</i>
<i>Principales combustibles líquidos .....</i>	<i>13</i>
<i>Ventas de Gas natural .....</i>	<i>15</i>
4. <i>Precios de los hidrocarburos y derivados.....</i>	<i>16</i>
<i>Barril de petróleo: precios locales e internacionales.....</i>	<i>16</i>
<i>Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub .....</i>	<i>17</i>
<i>Nafta y Gas Oil: precios internos.....</i>	<i>19</i>
5. <i>Balanza comercial energética.....</i>	<i>21</i>
6. <i>Subsidios al sector energético.....</i>	<i>24</i>

## Resumen

### Upstream y Downstream

La producción total de petróleo en 2017 fue 27.801 Mm<sup>3</sup>, un 6,4% menor a la registrada en 2016 y un 26,7% inferior a la del año 2007 mostrando niveles de producción similares a los del año 1983. Cabe asimismo aclarar que la disminución de la producción se verificó en todas las cuencas productivas nacionales: El año 2017 finaliza con la producción de crudo en baja; y en el año se acentuó la disminución tendencial, cuya monótona declinación es de 3,1% promedio anual en la última década. La declinación productiva es de larga duración; comenzó en 1998, año en que la producción nacional petrolera alcanzó su máximo histórico con 49.148 Mm<sup>3</sup> anuales; la producción de 2017 es apenas el 56% de la de aquel año.

En el caso del gas natural, la producción disminuyó en 2017 respecto al año anterior un 0,9%. La producción del año 2017 es a su vez un 12,5% inferior a la del año 2007. En la última década la producción disminuyó a una tasa del 1,3% anual acumulativo.

La producción de petróleo y gas natural no convencional ha aumentado en 2017 un 28% y 20% respectivamente en relación al año anterior, como lo viene haciendo de manera ininterrumpida en los últimos diez años. De esto se desprende que la caída en la producción se debe exclusivamente a la producción convencional de petróleo y gas natural, las cuales representan el 91% y 75% del total producido respectivamente.

En nuestra opinión la baja 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 de petróleo y gas natural según los datos oficiales del MINEM. Las reservas comprobadas de petróleo en 2016 fueron un 17,1% inferiores a las del año 2007, mientras que las de gas natural fueron un 23,8% más bajas que las de aquel año. En el caso del gas natural la caída de las reservas comprobadas es aún más impactante si se analiza el período 2000-2016.

En el caso del gas natural, la disminución crónica de la producción doméstica es acompañada por un aumento tendencial en la demanda. La demanda creciente debe ser abastecida por la importación que muestra niveles también crecientes tanto en gas natural de Bolivia, como en GNL durante los últimos siete años.

En este sentido, la importación de gas natural de Bolivia creció un 10,4% entre 2016 y 2017, y es un 455% superior a la del año 2007. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado un 18,7% anual equivalente pasando de 1.239 MMm<sup>3</sup> en 2007 a 6.870 MMm<sup>3</sup> en 2017. El 14,2% del total de gas inyectado al sistema es gas natural importado de Bolivia.

Del mismo modo, la importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó un 3,2% entre el año 2016 y 2017, mientras que en el último año fue un 184,2% mayor a la del año 2010 pasando de 1.689 MMm<sup>3</sup> a 4.799 MM<sup>3</sup>. Es decir, la importación de GNL aumentó un 16,1% anual equivalente en los últimos siete años, representado el 9,9% del total del gas inyectado al sistema en el año 2017.

En suma, el 24,1% del total del gas inyectado al sistema en el año 2017 es importado (sumando gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 11.669 MMm3. El 24,1% del total inyectado representa un valor muy elevado para un país como Argentina que fue un país autoabastecido hasta hace apenas dos lustros.

### **Subsidios**

El programa Plan Gas ha recibido transferencias por un total de \$ 21.911 durante el año 2017, presentándose como el segundo beneficiario en importancia dentro de los subsidios económicos energéticos con un peso del 17,3% sobre el total. Por otra parte, representó durante 2017 el 7,3% del déficit primario informado por ASAP. El Plan Gas desde su implementación en el año 2013 creció a una tasa equivalente de 36,9% anual.

El Plan Gas recibió \$ 16.575 durante 2015, \$ 38.461 en 2016 y \$17.571 en el acumulado de 2017 en términos reales a moneda de diciembre de 2016. Esto implica que los productores beneficiarios del subsidio recibieron la suma de \$ 72.607 millones en términos reales, lo cual equivale a US\$ 4.586 millones.

### **Comercio exterior**

Entre 2009 y 2017 el monto total de exportaciones energéticas disminuyó 62,5%, implicando una disminución anual equivalente del 9,3% durante el periodo. En contraste, las importaciones tuvieron una tendencia alcista, con un incremento absoluto del 116,6% en los últimos ocho años y un aumento anual equivalente del 8%. Por otra parte, el saldo comercial energético ha sido deficitario desde el año 2011, con picos de déficit en los años 2013 y 2014 (US\$ -6.163 y US\$ -6.543 millones respectivamente), donde se registró la mayor suma de importaciones de energía con US\$ 11.415 y US\$ 11.454 millones respectivamente. Durante el año 2017 el déficit comercial energético fue de US\$ -3.272 millones - *gran parte de esta disminución se puede atribuir al factor precio ya que el barril de petróleo WTI cayó de US\$ 98 en 2013 (en promedio anual) a US\$ 51 en 2017* -, y representó el 39% del déficit comercial total.

## Performance anual del sector hidrocarburífero Argentino

### 1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural

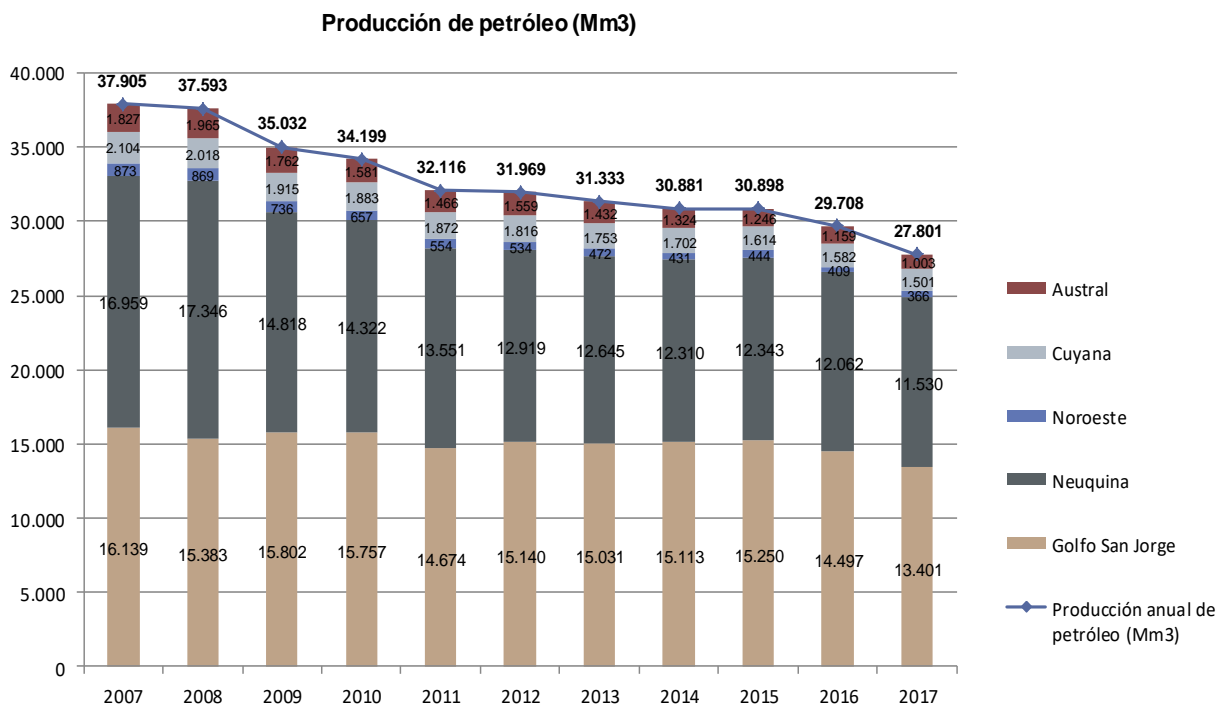
#### Petróleo

En la última década la producción de hidrocarburos ha sufrido una fuerte y crónica declinación. La mayoría de los indicadores que se utilicen para medir su desempeño está en retroceso.

La producción de petróleo crudo y de gas natural ha disminuido considerablemente en los últimos diez años en un contexto de reservas comprobadas en caída, subsidios crecientes a la producción en distintas versiones durante buena parte del periodo, y de precios internacionales que han sido favorables durante varios años de la década analizada.

El caso del petróleo es de alta criticidad: la disminución tendencial va camino a cumplir 20 años de caída anual ininterrumpida, tratándose de un recurso estratégico en sentido amplio.

**Gráfico N° 1.1: producción de petróleo por cuenca en Miles de metros cúbicos**



Fuente: IAE en base a MinEM

Como se puede observar en el **Gráfico N° 1.1** durante el año 2017 la producción de petróleo llegó a los 27.801 Mm3, el nivel más bajo de los últimos 10 años desde los 37.905 Mm3 producidos en el año 2007, a la vez que se encuentra en niveles de producción similares a los del año 1983 cuando se

produjeron 27.866 Mm3. Estas cifras arrojan una disminución absoluta del 26,7% entre los años 2007 y 2017, de lo cual se desprende que la producción disminuyó a una tasa anual equivalente del 3,4% en el periodo descripto. Adicionalmente, en el último año la producción fue un 6,4% menor a la del año 2016. Esta caída sólo es superada por la ocurrida en el año 2009 respecto de 2008, donde la producción cayó 6,8% anual en un contexto de fuerte crisis internacional.

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
<b>2007</b>	1.827		2.104		16.139		16.959		873		37.905	
<b>2008</b>	1.965	7,5%	2.018	-4,1%	15.383	-4,7%	17.346	2,3%	869	-0,5%	37.593	-0,8%
<b>2009</b>	1.762	-10,3%	1.915	-5,1%	15.802	2,7%	14.818	-14,6%	736	-15,2%	35.032	-6,8%
<b>2010</b>	1.581	-10,3%	1.883	-1,7%	15.757	-0,3%	14.322	-3,3%	657	-10,8%	34.199	-2,4%
<b>2011</b>	1.466	-7,3%	1.872	-0,6%	14.674	-6,9%	13.551	-5,4%	554	-15,7%	32.116	-6,1%
<b>2012</b>	1.559	6,4%	1.816	-3,0%	15.140	3,2%	12.919	-4,7%	534	-3,5%	31.969	-0,5%
<b>2013</b>	1.432	-8,1%	1.753	-3,5%	15.031	-0,7%	12.645	-2,1%	472	-11,6%	31.333	-2,0%
<b>2014</b>	1.324	-7,5%	1.702	-2,9%	15.113	0,5%	12.310	-2,6%	431	-8,7%	30.881	-1,4%
<b>2015</b>	1.246	-5,9%	1.614	-5,1%	15.250	0,9%	12.343	0,3%	444	3,0%	30.898	0,1%
<b>2016</b>	1.159	-7,0%	1.582	-2,0%	14.497	-4,9%	12.062	-2,3%	409	-8,0%	29.708	-3,9%
<b>2017</b>	1.003	-13,4%	1.501	-5,1%	13.401	-7,6%	11.530	-4,4%	366	-10,4%	27.801	-6,4%
<b>% 2016-2017</b>	<b>-13,4%</b>		<b>-5,1%</b>		<b>-7,6%</b>		<b>-4,4%</b>		<b>-10,4%</b>		<b>-6,4%</b>	
<b>% 2007-2017</b>	<b>-45,1%</b>		<b>-28,7%</b>		<b>-17,0%</b>		<b>-32,0%</b>		<b>-58,0%</b>		<b>-26,7%</b>	
<b>% eq.</b>	<b>-5,8%</b>		<b>-3,3%</b>		<b>-1,8%</b>		<b>-3,8%</b>		<b>-8,3%</b>		<b>-3,1%</b>	

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Minería

Como se puede observar en la **Tabla N° 1.1** la producción disminuye en todas las cuencas en cualquiera de los indicadores que se considere. La cuenca con mayor caída en la producción en los últimos 10 años ha sido la del Noroeste, con una disminución absoluta del 58% y una tasa anual equivalente de -8,3% durante el periodo observado. Adicionalmente, tuvo una disminución del 10,4% i.a en 2017 respecto de 2016.

La cuenca Austral exhibe una disminución absoluta del 45,1% entre los años 2007 y 2017, y una tasa anual equivalente del -5,8%, mientras que la producción del último año fue un 13,4% inferior a la del año anterior.

La cuenca Neuquina *-en donde se encuentran los yacimientos de Shale Oil-* que en la actualidad representa el 41,5% del total de la producción de petróleo, tuvo una disminución absoluta del 32% en los 10 años comprendidos entre 2007 y 2017, mostrando una disminución anual equivalente del 3,8% en el periodo.

La cuenca Cuyana, por su parte, tuvo una disminución absoluta del 28,7% en su producción en la última década, con una tasa de disminución equivalente de 3,3% durante el periodo, y una caída interanual del 5,1% en 2017 respecto a lo producido en 2016.

Por último, la cuenca Golfo San Jorge –la mayor cuenca productora de Argentina- que representa el 48,2% del total de petróleo producido en el país, tuvo una disminución absoluta del 17% en los últimos 10 años. Esto implica una tasa de disminución equivalente del 1,8% en la última década. Por otra parte, la disminución interanual de la cuenca petrolera más importante del país alcanzó el 7,6% en 2017 respecto de 2016.

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, la dinámica es algo diferente: la producción no convencional de Shale y Tight Oil crece en contraste con la caída de la producción convencional que representa el 91% de la producción petrolera en 2017.

	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional	Total C+NC
2007	36.806	8	11	19	0,1%	36.825
2008	36.397	8	11	19	0,1%	36.416
2009	35.014	10	8	18	0,1%	35.032
2010	34.171	20	9	29	0,1%	34.200
2011	32.025	78	12	90	0,3%	32.115
2012	31.766	182	20	202	0,6%	31.968
2013	30.864	400	69	469	1,5%	31.333
2014	29.810	969	100	1.069	3,5%	30.879
2015	29.390	1.346	162	1.508	4,9%	30.898
2016	27.693	1.725	290	2.015	6,8%	29.708
2017*	25.729	2.181	397	2.578	9,1%	28.307
% 2007-2017	-30%	27163%	3509%	13468%		
% 2016-2017	-7%	26%	37%	28%		
% eq.	-4%	75%	43%	63%		

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Minería

\* Datos provisorios

Como se puede observar, la producción Convencional de petróleo en 2017 es un 30% inferior a la del año 2007, un 7% menor a la del año 2016 y muestra una tasa de disminución anual equivalente del 4% en los últimos diez años. En contraste, la producción No Convencional crece durante todos los años en la última década llegando a representar el 9,1% del total del petróleo producido en 2017, muy por encima del 0,05% que representó en el año 2007.

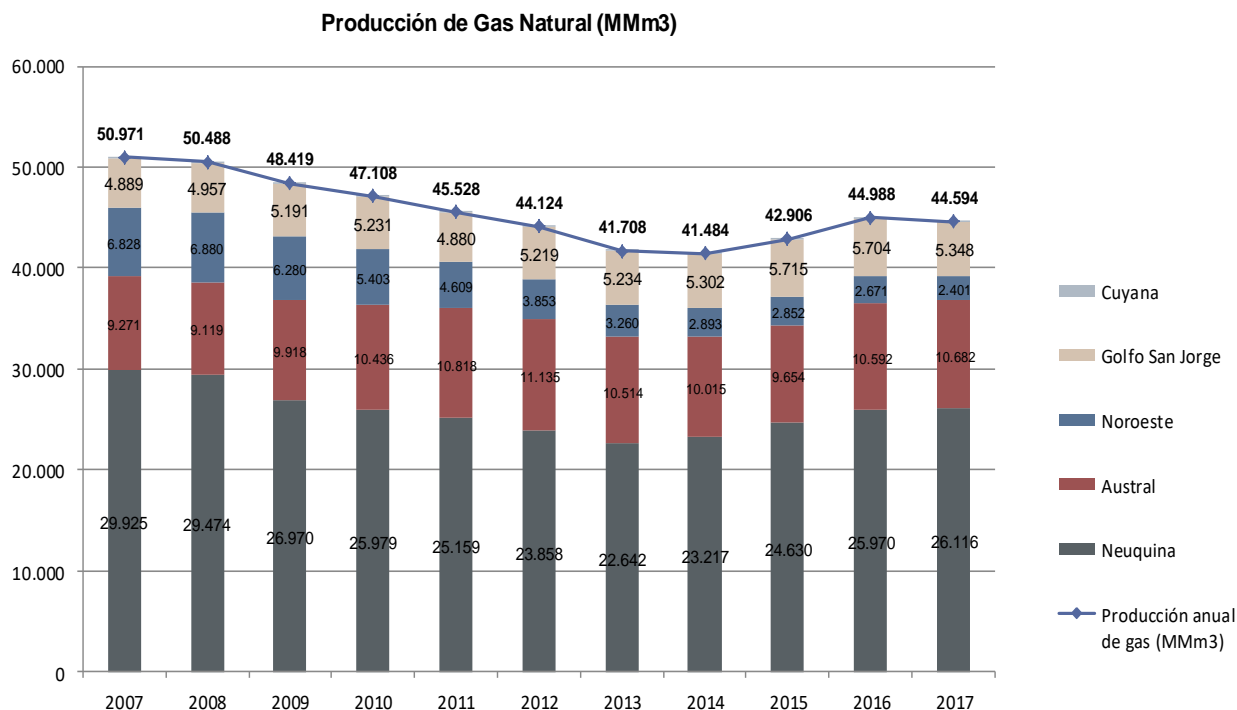
La producción de Shale Oil creció 26% entre 2016 y 2017, y la de Tight Oil aumentó 37% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de petróleo en 2017 es un 28% superior a la de 2016.

La **Tabla 1.2** revela que la variante Shale Oil predomina sobre el Tight Oil. En este sentido, las primeras tuvieron una producción de 2.181 Mm3 en 2017 con una tasa de crecimiento del 75% anual entre 2007 y 2017, mientras que en el caso Tight Oil la producción fue de 397 Mm3 observándose una tasa de crecimiento anual equivalente del 43% en el periodo. A su vez, en la última década, la producción No Convencional de petróleo creció a una tasa equivalente del 63% anual.

## Gas natural

En el **Gráfico N° 1.2** se presenta la producción anual de Gas natural entre los años 2007 y 2017.

**Gráfico N° 1.2: producción anual de Gas natural por cuenca, en millones de metros cúbicos.**



Fuente: IAE en base a MinEM

Como se puede observar en el **Gráfico N° 1.2**, existe una tendencia decreciente en la producción de Gas natural en la última década, levemente interrumpida por incrementos en los años 2015 y 2016 respecto a los años inmediatos anteriores. En este caso, la disminución absoluta de la producción de Gas natural fue del 12,5% entre 2007 y 2017, lo cual implica una disminución anual equivalente del 1,3% durante el periodo. Adicionalmente, la producción del año 2017 fue un 0,9% inferior a la de 2016.

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 (MMm3)

	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
<b>2007</b>	9.271		58		4.889		29.925		6.828		50.971	
<b>2008</b>	9.119	-1,6%	58	-1,2%	4.957	1,4%	29.474	-1,5%	6.880	0,8%	50.488	-0,9%
<b>2009</b>	9.918	8,8%	60	3,2%	5.191	4,7%	26.970	-8,5%	6.280	-8,7%	48.419	-4,1%
<b>2010</b>	10.436	5,2%	59	-0,6%	5.231	0,8%	25.979	-3,7%	5.403	-14,0%	47.108	-2,7%
<b>2011</b>	10.818	3,7%	61	3,8%	4.880	-6,7%	25.159	-3,2%	4.609	-14,7%	45.528	-3,4%
<b>2012</b>	11.135	2,9%	58	-5,1%	5.219	7,0%	23.858	-5,2%	3.853	-16,4%	44.124	-3,1%
<b>2013</b>	10.514	-5,6%	58	-0,3%	5.234	0,3%	22.642	-5,1%	3.260	-15,4%	41.708	-5,5%
<b>2014</b>	10.015	-4,7%	56	-3,0%	5.302	1,3%	23.217	2,5%	2.893	-11,3%	41.484	-0,5%
<b>2015</b>	9.654	-3,6%	54	-4,2%	5.715	7,8%	24.630	6,1%	2.852	-1,4%	42.906	3,4%
<b>2016</b>	10.592	9,7%	51	-5,1%	5.704	-0,2%	25.970	5,4%	2.671	-6,4%	44.988	4,9%
<b>2017</b>	10.682	0,8%	48	-5,6%	5.348	-6,2%	26.116	0,6%	2.401	-10,1%	44.594	-0,9%
<b>% 2016-2017</b>	<b>0,8%</b>		<b>-5,6%</b>		<b>-6,2%</b>		<b>0,6%</b>		<b>-10,1%</b>		<b>-0,9%</b>	
<b>% 2007-2017</b>	<b>15,2%</b>		<b>-17,1%</b>		<b>9,4%</b>		<b>-12,7%</b>		<b>-64,8%</b>		<b>-12,5%</b>	
<b>% eq.</b>	<b>1,4%</b>		<b>-1,9%</b>		<b>0,9%</b>		<b>-1,4%</b>		<b>-9,9%</b>		<b>-1,3%</b>	

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Minería

Como se puede observar en la **Tabla N° 1.3** la cuenca con mayor caída absoluta fue la del Noroeste, con una disminución del 64,8% entre 2007 y 2017. Esto implica que la cuenca ha disminuido su producción a una tasa anual equivalente del 9,9% durante la última década. Adicionalmente, en el año 2007 la cuenca tuvo una producción 10,1% inferior a la del año anterior.

A esta le sigue la cuenca Cuyana con una disminución absoluta del 17,1% en el periodo, una tasa de disminución anual equivalente del 1,9%, y una disminución interanual del 5,6% en el último año.

La cuenca Austral, en la actualidad responsable del 24% del total de Gas natural producido en el país, ha tenido un incremento absoluto del 15,2% entre 2007 y 2017, es decir que la producción en esta cuenca creció a una tasa anual equivalente del 1,4% en la última década, mientras que durante 2017 presenta una tasa de crecimiento interanual del 0,8%.

Por su parte, la cuenca Neuquina que es responsable del 58,6% de la producción total del país, tuvo una disminución absoluta del 12,7% entre los años 2007 y 2017, implicando una tasa de disminución equivalente del 1,4%. Sin embargo en el año 2017 la producción en esta cuenca creció un 0,6% respecto de 2016.

Por último, la cuenca Golfo San Jorge tuvo una disminución absoluta en su producción del 9,4% en el periodo. Sin embargo ha logrado mantener una tasa de crecimiento anual equivalente del 0,9% durante la última década. Por otra parte, en el último año la producción fue un 6,2% inferior a la 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. La **Tabla N° 1.4** muestra la producción de Gas natural desagregada por tipo de recurso entre los años 2007 y 2017.

**Tabla N° 1.4: Producción anual de Gas Natural por tipo de recurso (MMm3)**

	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional	Total C+NC
<b>2007</b>	50.567	2	402	404	0,8%	50.971
<b>2008</b>	50.028	5	406	411	0,8%	50.439
<b>2009</b>	47.993	10	416	426	0,9%	48.419
<b>2010</b>	46.562	14	532	546	1,2%	47.108
<b>2011</b>	44.747	31	750	781	1,7%	45.528
<b>2012</b>	42.864	110	1.150	1.260	2,9%	44.124
<b>2013</b>	39.635	216	1.857	2.073	5,0%	41.708
<b>2014</b>	37.225	564	3.695	4.259	10,3%	41.484
<b>2015</b>	36.157	1.161	5.587	6.748	15,7%	42.905
<b>2016</b>	35.387	1.607	7.994	9.601	21,3%	44.988
<b>2017</b>	33.076	2.341	9.201	11.542	25,9%	44.618
<b>% 2007-2017</b>	-34,6%	116950,0%	2188,8%	2756,9%		
<b>% 2016-2017</b>	-6,5%	45,7%	15,1%	20,2%		
<b>% eq.</b>	-4,2%	102,7%	36,8%	39,8%		

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Minería

\* Datos provisorios

Como se puede observar, la producción Convencional de gas natural en 2017 es un 34% inferior a la del año 2007, un 6,5% menor a la del año 2016 y muestra una tasa de disminución anual equivalente del 4,2% en los últimos diez años. En contraste, la producción No Convencional crece durante todos los años, llegando a representar el 25,9% del total del gas natural producido en 2017, muy por encima del 0,8% que representó en el año 2007.

La producción de Tight Gas creció 15,1% entre 2016 y 2017, y la de Shale Gas aumentó 45,7% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de gas natural de 2017 es un 20,2% superior a la de 2016.

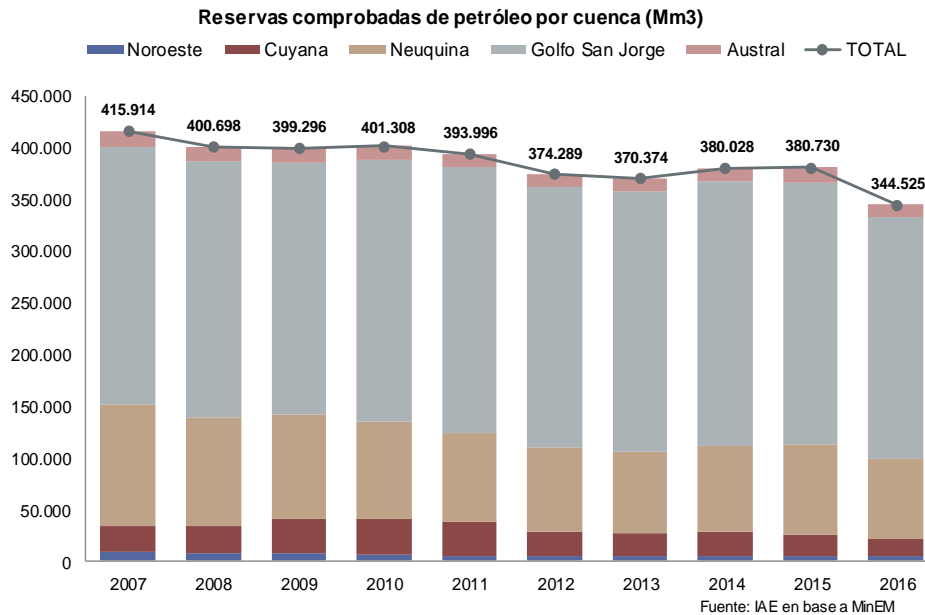
La **Tabla 1.4** revela que, a diferencia del caso del petróleo, la variante Tight Gas es la que predomina sobre el Shale Gas. En este sentido, las primeras tuvieron una producción de 9.201 MMm3 en 2017 con una tasa de crecimiento del 36,8% anual entre 2007 y 2017, mientras que en el caso Shale Gas la producción fue de 2.341 Mm3 observándose una tasa de crecimiento anual equivalente del 102,7% en el periodo. En conjunto, la producción No Convencional de gas natural creció a una tasa equivalente del 39,8% anual.

## 2. Reservas y pozos:

### Reservas Comprobadas

Como se ha expuesto, tanto la producción de petróleo como de gas natural muestran una caída tendencial en los últimos diez años en un contexto donde las reservas comprobadas también disminuyen.

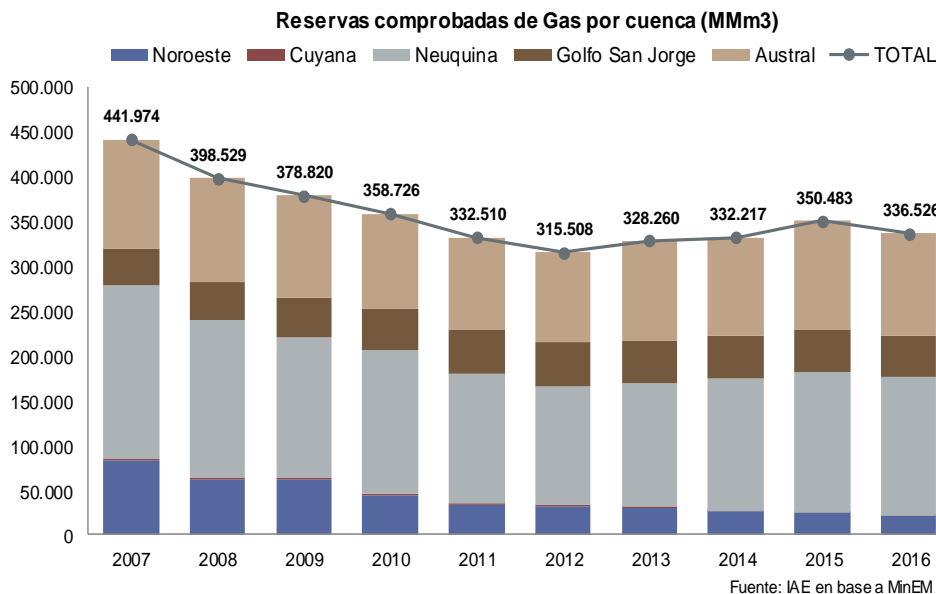
**Gráfico N° 2.1: Reservas comprobadas de petróleo por cuenca.**



En 2016 las reservas comprobadas de petróleo fueron un 17,2% inferiores a las registradas en el año 2007. Esto implica que han caído a una tasa anual equivalente del 2,1% en el periodo.

Por otra parte, las reservas de gas natural en 2016 fueron un 23,9% inferiores a las existentes en 2007, resultando en una tasa de disminución equivalente del 1,4% anual.

**Gráfico N° 2.2: Reservas comprobadas de gas por cuenca.**

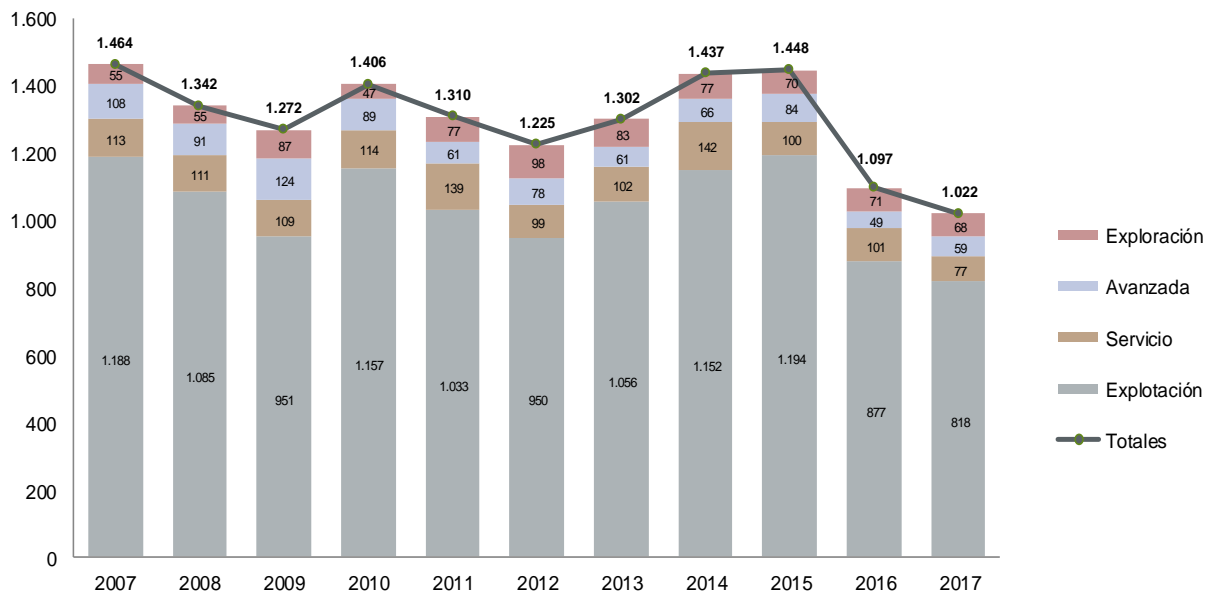


La menor inversión en exploración redonda en un menor nivel de descubrimientos de nuevos yacimientos, lo que trae aparejado, indefectiblemente, una menor producción conforme el paso del tiempo.

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 hidrocarbúfera del país indefectiblemente continuará su declinación en el mediano/largo plazo.

### Pozos terminados

**Gráfico N° 2.3: evolución de la cantidad de pozos terminados por tipo**



Fuente: IAE en base a MinEM

Como se puede ver en el **Gráfico N° 2.3** la cantidad anual de pozos terminados ha disminuido en los últimos 10 años, llegando al nivel más bajo durante 2017 con un total de 1.022 pozos: 818 de explotación, 77 de servicio, 59 de avanzada y 68 de exploración.

En la **Tabla N° 2.1** se puede observar la cantidad de pozos terminados por tipo por año y su variación i.a, absoluta y equivalente.

**Tabla N° 2.1: 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
2007	108		55		1.188		113		1.464	
2008	91	0	55	0%	1.085	-9%	111	-2%	1.342	-8,4%
2009	124	36%	87	58%	951	-12%	109	-2%	1.272	-5,2%
2010	89	-28%	47	-46%	1.157	22%	114	5%	1.406	10,6%
2011	61	-31%	77	64%	1.033	-11%	139	22%	1.310	-6,8%
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	6,2%
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%	1.097	-24,2%
2017	59	20%	68	-4%	818	-7%	77	-24%	1.022	-6,9%
% 2016-2017	20,4%		-4,2%		-6,7%		-23,8%		-6,9%	
% 2007-2017	-45,4%		23,6%		-31,1%		-31,9%		-30,2%	
% eq.	-5,9%		2,1%		-3,7%		-3,8%		-3,5%	

Fuente: IAE en base a MINEM

Como se muestra en **la Tabla N° 2.1** la cantidad de pozos totales ha tenido una disminución absoluta del 30,2% en 2017 respecto de 2007. Esto da como resultado una tasa de disminución anual equivalente del 3,5%, mientras que en el último año la retracción total de pozos fue de 6,9%.

En 2007 se perforaron 55 pozos exploratorios, los cuales se incrementaron hasta llegar a 98 pozos por año en 2012. Desde ese año hasta 2017 se produce una disminución en la cantidad de pozos de exploración anuales hasta alcanzar los 68 pozos en 2017.

Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 31,1% en 2017 respecto de 2007, es decir, una disminución anual equivalente del 3,7% en la última década. A su vez, en 2017 se observa una retracción del 6,7% respecto del año anterior.

### **3. Downstream: Ventas de los principales combustibles**

#### **Principales combustibles líquidos**

Durante 2017 la venta total de Gas Oil al mercado fue de 13.706 Mm3, aumentando 0,3% respecto al año anterior. Este leve incremento fue impulsado por un aumento del 28,8% de las ventas de GasOil grado 3 (Gas Oil ultra).

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

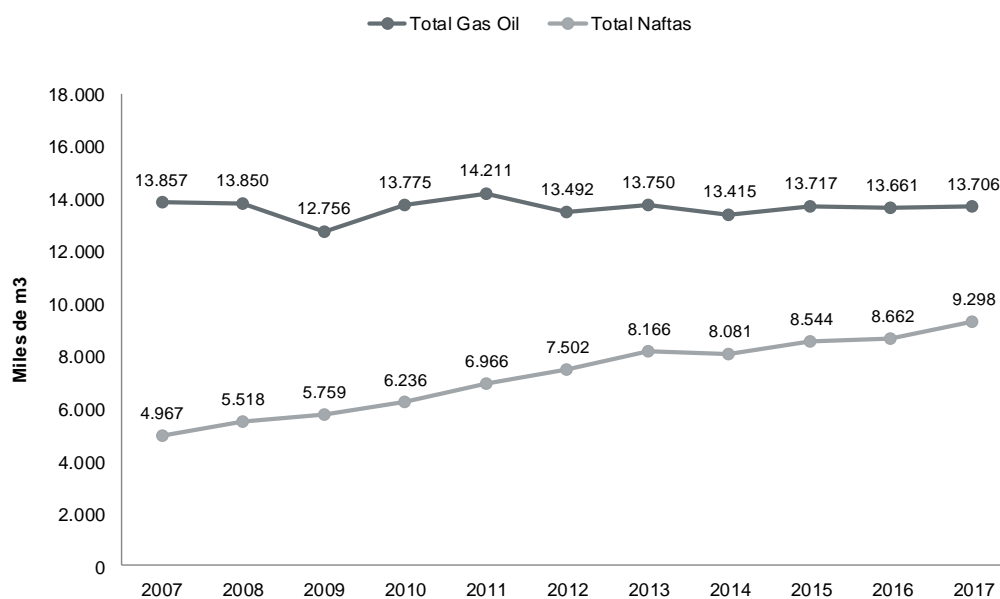
	Gas Oil			Naftas			TOTALES			
	Gas Oil G1	Gas Oil G2	Gas Oil G3	Nafta G1	Nafta G2	Nafta G3	Total Gas Oil	% i.a	Total Naftas	% i.a
<b>2007</b>	-	-	-	-	-	-	13.857		4.967	
<b>2008</b>	-	-	-	-	-	-	13.850	-0,1%	5.518	11,1%
<b>2009</b>	-	-	-	-	-	-	12.756	-7,9%	5.759	4,4%
<b>2010</b>	0	12.860	915	279	4.696	1.262	13.775	8,0%	6.236	8,3%
<b>2011</b>	0	12.731	1.479	205	5.028	1.733	14.211	3,2%	6.966	11,7%
<b>2012</b>	0	12.231	1.260	131	5.545	1.827	13.492	-5,1%	7.502	7,7%
<b>2013</b>	0	12.210	1.540	123	6.090	1.954	13.750	1,9%	8.166	8,8%
<b>2014</b>	0	11.754	1.661	27	6.161	1.892	13.415	-2,4%	8.081	-1,0%
<b>2015</b>	0	11.594	2.123	29	6.159	2.356	13.717	2,2%	8.544	5,7%
<b>2016</b>	0,14	11.299	2.361	33	6.197	2.432	13.661	-0,4%	8.662	1,4%
<b>2017</b>	0,95	10.664	3.041	16	6.388	2.894	13.706	0,3%	9.298	7,3%
<b>% 2016-2017</b>	<b>576,5%</b>	<b>-5,6%</b>	<b>28,8%</b>	<b>-51,6%</b>	<b>3,1%</b>	<b>19,0%</b>	<b>0,3%</b>		<b>7,3%</b>	
<b>% 2007-2017</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-1,1%</b>		<b>87,2%</b>	
<b>% eq.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-0,1%</b>		<b>6,5%</b>	

Fuente: IAE en base a MINEM

En contraste, las ventas totales de Naftas aumentaron considerablemente en el periodo a la vez que presenta un incremento del 7,3% en 2017 respecto de 2016.

Entre 2007 y 2017 las ventas totales aumentaron 87,2% 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 anual equivalente del 6,5% durante los últimos diez años.

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



Fuente: IAE en base a MINEM

## Ventas de Gas natural

Las ventas totales de gas natural tuvieron un aumento sostenido en la última década. Sin embargo, durante el año 2017 las ventas totales no aumentaron respecto al año anterior presentando menores consumos los Usuarios Residencial, Comercial, SDB, Entes Oficiales y GNC. Los únicos Usuarios que incrementaron su consumo respecto del año anterior fueron la Industria y las Centrales Eléctricas.

Mes	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total	% i.a
2007	8.997	1.241	422	12.091	12.182	658	2.858	38.448	
2008	8.521	1.207	403	12.371	12.982	658	2.728	38.869	1,1%
2009	8.469	1.275	406	11.805	12.436	670	2.633	37.693	-3,0%
2010	9.182	1.248	429	12.038	11.519	727	2.664	37.808	0,3%
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	9.638	1.263	442	12.499	17.257	1.043	2.554	44.696	0,0%
% 2016-2017	-11,1%	-7,7%	-7,6%	3,4%	7,8%	-4,3%	-9,7%	0,0%	
% 2007-2017	7,1%	1,7%	4,9%	3,4%	41,7%	58,6%	-10,6%	16,3%	
% eq.	0,7%	0,2%	0,5%	0,3%	3,5%	4,7%	-1,1%	1,5%	

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Por otra parte, entre 2007 y 2017 las ventas totales de gas natural aumentaron 16,3% en términos absolutos observándose una tasa de crecimiento anual equivalente del 1,5%.

En particular los usuarios Residenciales, que consumen el 21,5% del total, aumentaron su consumo un 7,1% entre 2007 y 2017. Esto implica que los consumos de estos usuarios se incrementan a una tasa anual equivalente del 0,7% en ese periodo. Sin embargo, durante 2017 el consumo Residencial tuvo una disminución del 11,1% respecto del año anterior llegando a los 9.638 MMm3, con lo cual se alcanzó un nivel de consumo similar al del año 2011.

Por su parte la Industria, que es responsable del 27% de las ventas totales, consumió 3,4% más de gas natural que en el año 2007, a la vez que tuvo también un aumento del 3,4% en el acumulado a diciembre de 2017 respecto de 2016. Adicionalmente, este tipo de usuarios muestra una tasa de crecimiento anual equivalente de 0,3% durante los últimos diez años.

En el caso de las Centrales Eléctricas, que consumen el 38% del Gas natural entregado, se observa un incremento importante en el consumo entre el año 2007 y 2016: las entregas aumentaron 41,7% respecto de 2007, y 3,5% anual equivalente. Adicionalmente, durante 2017 presenta un incremento del 7,8% en el consumo, respecto a igual periodo del año anterior.

Los usuarios del tipo Comercial consumieron un 7,7% menos de gas natural que en 2016 alcanzando los niveles de consumo del año 2009 y 2011. Por otra parte, estos usuarios aumentaron su consumo un 1,7% respecto al año 2007 resultando en una tasa de crecimiento equivalente 0,2% anual entre el año 2007 y 2017.

#### **4. Precios de los hidrocarburos y derivados**

##### ***Barril de petróleo: precios locales e internacionales***

El barril de petróleo tipo WTI cotizó en diciembre de 2017 US\$/bbl 57,88. Esto implica un aumento del 11,4% respecto a diciembre de 2016. Adicionalmente, a este precio, el barril de petróleo WTI aún se encuentra por debajo de su promedio de la década que a la fecha es US\$ 75, pero muy por encima de los US\$/bbl 30,32 de febrero de 2016 que marcó el precio mínimo de los últimos diez años.

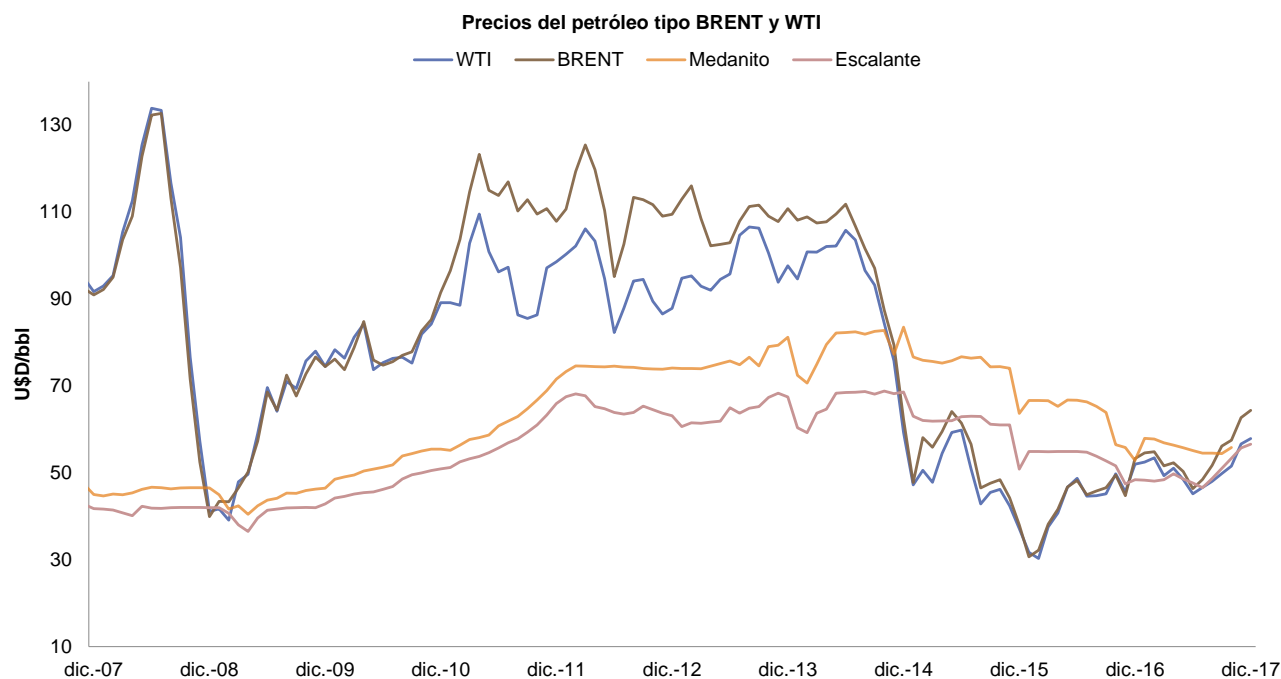
Por otra parte, el barril de petróleo tipo BRENT cotizó en diciembre de 2017 US\$/bbl 64,37. Esto es un precio 20,8% superior al del mismo mes del año anterior. En este caso el promedio de la década se ubica también por encima, en los US\$/bbl 81.

En el mercado local, el precio del barril de petróleo del tipo Escalante cotizó en diciembre de 2017 US\$/bbl 56,58. Este precio es un 16,8% superior al del mismo mes del año anterior e incluso un 6,5% mayor al precio promedio de la última década, ubicado en los US\$/bbl 52,12.

En el caso del petróleo del tipo Medanito, el barril cotizó US\$/bbl 55,84 en octubre de 2017, último dato disponible según el Ministerio de Energía y Minería. Este precio es un 1,2% inferior al de igual mes del año anterior e incluso un 8,6% menor al precio promedio de la última década.



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



Fuente: IAE en base a MinEM y Energy Information Administration U.S

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. Sin embargo, a partir de ese momento el precio del barril de petróleo local tipo Medanito ha sido superior a los internacionales hasta la actualidad. Adicionalmente, la política de "Barril Criollo" ha estado presente desde el año 2007 hasta el año 2017, 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**

En el mercado local, el precio de Gas natural doméstico en boca de pozo tuvo un incremento del 9,4% anual equivalente entre 2007 y 2017, tomando como cálculo el precio promedio de cada año. En este caso, a 2017 hay datos disponibles sólo hasta octubre, con lo cual se toma el promedio hasta ese mes.

**Tabla N° 4.1: Precios promedio anual del Gas. Mercado local e importación (u\$/Mmbtu)**

	Mercado local		Importación			
	Gas Natural	% i.a	Gas Natural (Bolivia)	% i.a	Gas Natural Licuado	% i.a
<b>dic-07</b>	1,53		1,87		-	
<b>dic-08</b>	1,89	24,0%	2,63	40,8%	-	-
<b>dic-09</b>	1,94	2,7%	2,36	-10,5%	-	-
<b>dic-10</b>	2,05	5,5%	6,64	182,0%	7,53	-
<b>dic-11</b>	2,08	1,4%	8,47	27,5%	12,53	66,5%
<b>dic-12</b>	1,82	-12,3%	9,42	11,2%	15,69	25,2%
<b>dic-13</b>	1,81	-0,7%	10,38	10,2%	16,71	6,5%
<b>dic-14</b>	2,19	21,0%	10,39	0,0%	14,60	-12,6%
<b>dic-15</b>	2,09	-4,4%	6,21	-40,2%	10,98	-24,8%
<b>dic-16</b>	3,23	54,5%	3,75	-39,5%	5,45	-50,4%
<b>oct-17*</b>	3,74	15,7%	4,95	32,0%	5,71	4,9%
<b>% 2016-2017</b>	<b>15,7%</b>		<b>32,0%</b>		<b>4,9%</b>	
<b>% 2007-2017*</b>	<b>145,2%</b>		<b>165,2%</b>		<b>-24,1%</b>	
<b>% eq.*</b>	<b>9,4%</b>		<b>10,2%</b>		<b>-3,9%</b>	

\* 2017 con últimos datos disponibles a octubre. En el caso del GNL las variaciones absolutas y equivalentes se toman desde 2010.

Fuente: IAE en base MINEM

Por otra parte, entre el precio promedio del año 2007 y el precio promedio del año 2017 hubo un incremento del 145,2% en el Gas natural Doméstico. Adicionalmente, entre 2016 y 2017 el precio promedio se incrementó 15,7%.

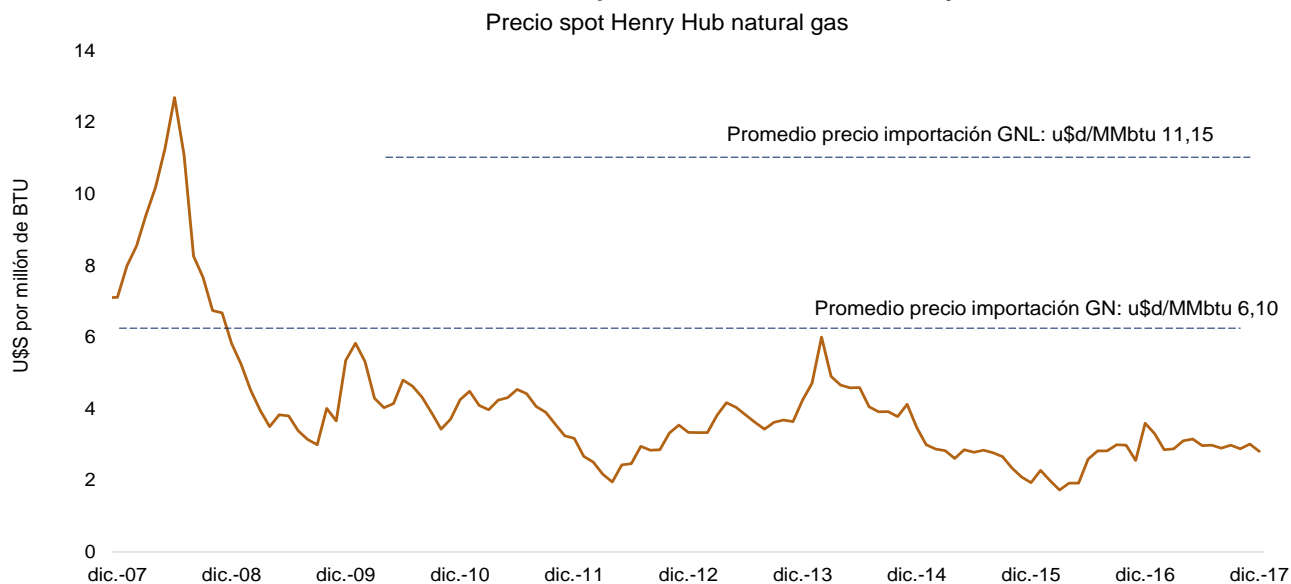
En cuanto a la importación de Gas natural, el país pagó en 2017 un precio promedio anual 32% mayor al del año anterior a la vez que este fue 165,2% superior al del año 2007. Durante los años observados, el precio promedio de importación de Gas natural (Desde Bolivia y Chile) aumentó 10,2% anual equivalente. En contraste, la importación de Gas natural Licuado (GNL)<sup>1</sup> se ha hecho a precios inferiores a los registrados en los últimos ocho años, aunque algo mayor al del año 2016. En este caso, a octubre de 2017 se importó GNL a un precio promedio 4,9% superior al del año anterior pero 24,1% inferior al del año 2009. Se observa una disminución anual equivalente del 3,9% entre 2009 y 2017 para el precio promedio del GNL importado.

Un aspecto que no recoge la variación equivalente negativa es lo que sucede durante algunos años entre medio de la serie de precios. Es por esto que es importante destacar que el GNL, a partir de 2016, se importó por valores 50% inferiores a los registrados en 2015, 60% inferiores a los registrados en 2014, 65% inferiores a los registrados en 2013, 63% inferiores a los registrados en 2012, 55% inferiores a los registrados en 2011 y 25% inferiores a los registrados en 2010. Esto indica que durante 2016 y 2017 se importó GNL por los valores más bajos desde 2010.

<sup>1</sup> No incluye costo de regasificación.

El precio del gas natural Henry Hub es el que se registra en el NYMEX<sup>2</sup> en Estados Unidos. En diciembre de 2017 el precio fue de US\$/MMbtu 2,81. Es decir, un 21,7% inferior al del mismo mes del año anterior. El mínimo de la década se alcanzó en marzo del año 2016 cuando cotizó US\$/MMbtu 1,73.

**Gráfico N° 4.3: Precio Spot del Gas natural en Henry Hub**



Fuente: IAE en base a MINEM y Energy Information Administration U.S.

El **Gráfico 4.3** muestra la evolución del precio del gas natural Henry Hub junto con el precio promedio pagado por la importación Argentina de gas natural de Bolivia y GNL (a partir de 2010). Como se puede observar, desde el año 2008 los precios promedio de importación han sido superiores a la referencia internacional.

### **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 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° 4.2** y **N° 4.3** se presentan los precios de los principales combustibles líquidos según las ventas minoristas al público informadas en el Ministerio de Energía y Minería a diciembre de cada año.

<sup>2</sup> New York Mercantile Exchange por sus siglas en inglés.

**Tabla N° 4.2: Precios por litro de los principales combustibles en estaciones de servicio de CABA, en pesos corrientes**

	Nafta súper		Nafta Premium		Gas Oil G3		Gas Oil G2	
	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a
<b>dic-07</b>	2,282		2,567		2,975		2,014	
<b>dic-08</b>	2,724	19,4%	3,343	30,2%	3,199	7,5%	2,164	7,4%
<b>dic-09</b>	3,212	17,9%	3,595	7,5%	3,092	-3,3%	2,937	35,7%
<b>dic-10</b>	4,042	25,8%	4,818	34,0%	4,069	31,6%	3,591	22,3%
<b>dic-11</b>	5,176	28,1%	6,211	28,9%	5,633	38,4%	4,580	27,5%
<b>dic-12</b>	6,464	24,9%	7,021	13,0%	6,874	22,0%	5,955	30,0%
<b>dic-13</b>	8,846	36,9%	9,691	38,0%	9,001	30,9%	8,005	34,4%
<b>dic-14</b>	12,301	39,1%	13,836	42,8%	12,861	42,9%	11,176	39,6%
<b>dic-15</b>	13,524	9,9%	15,03	8,6%	13,995	8,8%	12,191	9,1%
<b>dic-16</b>	17,339	28,2%	19,528	29,9%	18,272	30,6%	15,850	30,0%
<b>dic-17</b>	22,880	32,0%	26,274	34,5%	23,491	28,6%	20,205	27,5%
<b>% 2016-2017</b>	<b>32,0%</b>		<b>34,5%</b>		<b>28,6%</b>		<b>27,5%</b>	
<b>% 2007-2017</b>	<b>902,6%</b>		<b>923,5%</b>		<b>689,6%</b>		<b>903,2%</b>	
<b>% eq.</b>	<b>25,9%</b>		<b>26,2%</b>		<b>23,0%</b>		<b>25,9%</b>	

Fuente: IAE en base a MINEM

Como se puede observar, en todos los casos los combustibles han tenido una variación anual equivalente de alrededor del 25% entre 2007 y 2017. Siendo la Nafta Premium la que ha liderado los incrementos dentro de los combustibles con una tasa anual equivalente del 26,2% y un aumento absoluto del 923,5%, a la vez que fue la que más aumentó durante entre 2016 y 2017: 34,5%.

**Tabla N° 4.3: Precios por litro de los principales combustibles en estaciones de servicio de CABA, en U\$D corrientes**

	\$/U\$D	Nafta súper		Nafta Premium		Gas Oil G3		Gas Oil G2	
		Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a
<b>dic-07</b>	<b>3,14</b>	0,73		0,82		0,95		0,64	
<b>dic-08</b>	<b>3,42</b>	0,80	9,5%	0,98	19,5%	0,93	-1,4%	0,63	-1,4%
<b>dic-09</b>	<b>3,81</b>	0,84	6,0%	0,94	-3,3%	0,81	-13,1%	0,77	22,0%
<b>dic-10</b>	<b>3,98</b>	1,02	20,4%	1,21	28,3%	1,02	26,0%	0,90	17,0%
<b>dic-11</b>	<b>4,29</b>	1,21	18,8%	1,45	19,6%	1,31	28,4%	1,07	18,3%
<b>dic-12</b>	<b>4,88</b>	1,32	9,8%	1,44	-0,7%	1,41	7,2%	1,22	14,3%
<b>dic-13</b>	<b>6,32</b>	1,40	5,7%	1,53	6,6%	1,42	1,1%	1,27	3,8%
<b>dic-14</b>	<b>8,55</b>	1,44	2,8%	1,62	5,5%	1,50	5,6%	1,31	3,2%
<b>dic-15</b>	<b>11,43</b>	1,18	-17,7%	1,32	-18,7%	1,22	-18,6%	1,07	-18,4%
<b>dic-16</b>	<b>15,83</b>	1,10	-7,4%	1,23	-6,2%	1,15	-5,7%	1,00	-6,1%
<b>dic-17</b>	<b>17,70</b>	1,29	18,0%	1,48	20,3%	1,33	15,0%	1,14	14,0%
<b>% 2016-2017</b>	<b>11,8%</b>	<b>18,0%</b>		<b>20,3%</b>		<b>15,0%</b>		<b>14,0%</b>	
<b>% 2007-2017</b>	<b>463,8%</b>	<b>77,8%</b>		<b>81,6%</b>		<b>40,1%</b>		<b>78,0%</b>	
<b>% eq.</b>	<b>18,9%</b>	<b>5,9%</b>		<b>6,1%</b>		<b>3,4%</b>		<b>5,9%</b>	

Fuente: IAE en base a MINEM y BCRA

Por otra parte, tomando los precios en dólares corrientes a diciembre de cada año<sup>3</sup> los precios de los combustibles han tenido una variación anual equivalente del orden del 5%. En este caso, la Nafta Premium lideró los aumentos con una variación del 6,1% anual equivalente y del 81,6% en términos absolutos entre 2007 y 2017. Adicionalmente, en el último año ha tenido una variación del 20,3% respecto de diciembre de 2016.

Una de las variables que han tenido influencia directa en la determinación del nivel de precios de los combustibles es el tipo de cambio. Sin embargo, la dinámica de los aumentos muestra que existe un descalce entre la evolución del precios en pesos argentino y la variación del tipo de cambio en el mismo periodo.

## 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).

La **Tabla N° 5.1** muestra la evolución de las exportaciones e importaciones energéticas, el saldo y el peso de este saldo sobre el saldo total comercial.

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		Balanza comercial total	
	MM u\$d	% i.a	MM u\$d	% i.a	MM u\$d	% i.a	Saldo	Energético/total
<b>2009</b>	6.438		2.626		3.812		16.888	22,6%
<b>2010</b>	6.515	1,2%	4.474	70,4%	2.041	-46,5%	11.632	17,5%
<b>2011</b>	6.466	-0,8%	9.327	108,5%	-2.861	-240,2%	10.347	-
<b>2012</b>	6.883	6,4%	9.297	-0,3%	-2.414	-15,6%	12.419	-
<b>2013</b>	5.252	-23,7%	11.415	22,8%	-6.163	155,3%	9.024	-
<b>2014</b>	4.911	-6,5%	11.454	0,3%	-6.543	6,2%	3.106	-
<b>2015</b>	2.251	-54,2%	6.865	-40,1%	-4.614	-29,5%	-3.105	149%
<b>2016</b>	2.035	-9,6%	4.912	-28,4%	-2.877	-37,6%	1.969	-
<b>2017</b>	2.415	18,7%	5.687	15,8%	-3.272	13,7%	-8.471	39%
<b>% 2016-2017</b>	<b>18,7%</b>		<b>15,8%</b>		<b>13,7%</b>		<b>-530,2%</b>	
<b>% 2009-2017</b>	<b>-62,5%</b>		<b>116,6%</b>		<b>-185,8%</b>		<b>-150,2%</b>	
<b>% eq.</b>	<b>-9,3%</b>		<b>8,0%</b>		<b>-</b>		<b>-</b>	

Fuente: IAE en base a INDEC

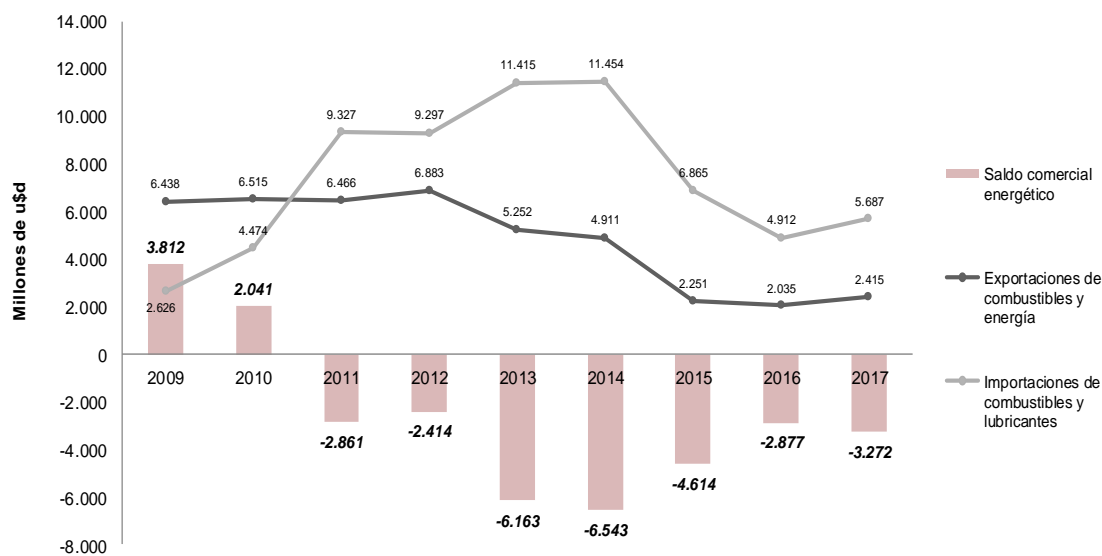
Como se puede observar, desde 2009 las exportaciones de combustibles y energía han mostrado una tendencia bajista. Entre 2009 y 2017 el monto total de exportaciones energéticas disminuyó 62,5%, implicando una disminución anual equivalente del 9,3% durante el periodo. En contraste, las importaciones tuvieron una tendencia alcista, con un incremento absoluto del 116,6% en los últimos

<sup>3</sup> Se toma el tipo de cambio promedio del mes informado por el BCRA.

ocho años y un aumento anual equivalente del 8%. Sin embargo, en el último año las exportaciones aumentaron más que las importaciones: 18,7% y 15,8% respecto a 2016. Sin embargo, el déficit comercial energético aumentó un 13,7% respecto al año anterior.

El saldo comercial energético ha sido deficitario desde el año 2011, con picos de déficit en los años 2013 y 2014 (US\$ -6.163 y u\$S -6.543 millones respectivamente), donde se registró la mayor suma de importaciones de energía con US\$ 11.415 y US\$ 11.454 millones respectivamente.

**Gráfico N° 5.1: Balanza comercial energética (años 2009-2017)**



Fuente: IAE en base a INDEC

En cuanto a las importaciones de los principales productos energéticos en términos de cantidades, se observa un incremento del 455% entre 2007 y 2017 en el caso del Gas natural, mientras que para el petróleo, el GNL, El Gas Oil<sup>4</sup> y las Naftas<sup>5</sup> es de 36,4%, 184,2%, 45,4% y 196,4% entre 2009 y 2017 respectivamente.

<sup>4</sup> Incluye total Gas Oil grado 1, 2 y 3.

<sup>5</sup> Incluye total Naftas grado 1, 2 y 3.

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
2007	-		1.239		-		-		-	
2008	-		558	-54,9%	-		-		-	
2009	0		1.232	120,6%	-		-		-	
2010	0		2.279	84,9%	1.689		1.466	-	140	-
2011	0		3.537	55,2%	3.928	132,6%	1.995	36,1%	143	2,0%
2012	248		5.835	65,0%	4.595	17,0%	1.349	-32,4%	53	-63,0%
2013	421	69,9%	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	1.255	36,4%	6.870	10,4%	4.799	3,2%	2.132	-2,7%	416	68,6%
<b>%2016-2017</b>	<b>36,4%</b>		<b>10,4%</b>		<b>3,2%</b>		<b>-2,7%</b>		<b>68,6%</b>	
<b>% 2007/10-2017*</b>	<b>-</b>		<b>455%</b>		<b>184,2%</b>		<b>45,4%</b>		<b>196,4%</b>	
<b>% eq.*</b>	<b>-</b>		<b>18,7%</b>		<b>16,1%</b>		<b>5,5%</b>		<b>16,8%</b>	

\* Variaciones equivalentes inician en el primer año con dato positivo en cada caso. Variación absoluta desde 2007 o 2010 según el caso  
Fuente: IAE en base MINEM

La importación de petróleo ha aumentado considerablemente entre 2012 y 2017, pasando de 248 Mm3 a 1.255 Mm3. A su vez, en el último año hubo un incremento en el crudo importado de 36,4%.

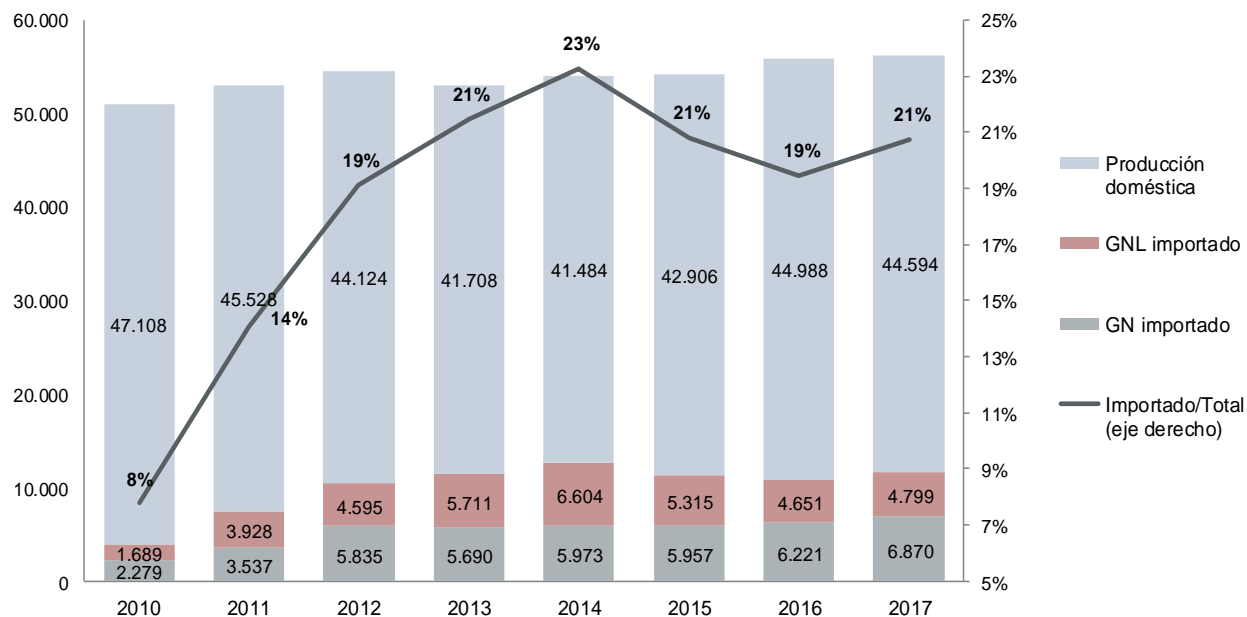
En el caso del gas natural, la importación de Bolivia creció un 10,4% entre 2016 y 2017, y es un 455% superior a la del año 2007. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado un 18,7% anual equivalente pasando de importar 1.239 MMm3 en 2007 a 6.870 MMm3 en 2017. Por esto, en la actualidad, el 14,2% del total de gas inyectado al sistema<sup>6</sup> es gas natural importado de Bolivia.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó un 3,2% entre el año 2016 y 2017, mientras que en el último año fue un 184,2% mayor a la del año 2010 pasando de 1.689 MMm3 a 4.799 MM3. Es decir, la importación de GNL aumentó un 16,1% anual equivalente en los últimos siete años, representado el 9,9% del total del gas inyectado en el año 2017.

Por otra parte, en la suma del total del Gas inyectado al sistema el 24,2% es importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 11.669 MMm3.

<sup>6</sup> Gas Recibido de Productores (por las Licenciatarias de Transporte y Otros): Consigna todo el gas que se inyecta al Sistema.

**Gráfico N° 5.2: Producción doméstica e importada de Gas. Peso relativo.**



Fuente: IAE en base a MINEM

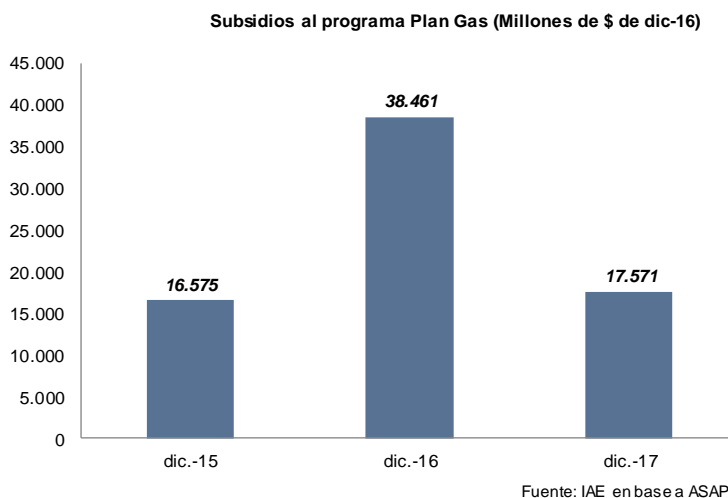
## 6. Subsidios al sector energético

Los subsidios energéticos y las transferencias de capital totales han crecido durante los últimos diez años, aunque se evidencia una disminución a partir del año 2017 en términos reales y nominales, particularmente en los subsidios energéticos (transferencias corrientes), conformando una tendencia bajista en consonancia con las adecuaciones tarifarias de electricidad y gas. Adicionalmente, a partir de este periodo se observa un cambio en la composición de los subsidios: mientras las transferencias a CAMMESA bajan, se incrementan las destinadas al Plan Gas. Estas últimas totalizaron \$ 21.911 millones durante 2017 representando el 17,3% del total de los subsidios energéticos y el 7,3% del déficit primario informado por ASAP<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> En base devengado



**Gráfico 6.1: Transferencia corrientes anuales al programa Plan Gas**



Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto (ASAP) las transferencias corrientes al sector energético disminuyeron 42,8% en el acumulado a diciembre de 2017 respecto del año anterior. Esto implica que en términos reales se corresponde una disminución del 50,6% en el último año tomando los datos acumulados.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios energéticos en términos anuales, los aumentos más importantes entre 2007 y 2017 fueron para CAMMESA, ENARSA y el Plan Gas, destinatarios en conjunto del 86% del total de los fondos en el año 2017.

En particular, el programa Plan Gas ha recibido transferencias por un total de \$ 21.911 durante el año 2017 siendo un 49,1% menor a lo recibido en 2016. El programa se presenta como el segundo beneficiario en importancia dentro de los subsidios económicos con un peso del 17,3% sobre el total. A su vez, desde su implementación en el año 2013 este ítem creció a una tasa anual equivalente de 36,9%.

El Plan Gas recibió en \$ 16.575 durante 2015, \$ 38.461 2016 y \$17.571 en el acumulado de 2017 en términos reales a moneda de diciembre de 2016. Esto implica que el beneficiario recibió la suma de \$ 72.607 millones en términos reales. Esto equivale a US\$ 4.586 millones recibidos en los últimos tres años.

Las transferencias de capital totalizaron \$ 19.023 millones en 2017, siendo un 13,6% inferiores a las del año anterior. Los ítems que más crecieron en el periodo fueron Nucleoeléctrica S.A. y ENARSA, que representan en 2017 el 63% del total destinado a transferencias de capital. Estos han tenido una variación anual equivalente entre 2007 y 2017 del 80,7% y 49,7% respectivamente.

**Tabla N°6.1: Transferencias anuales corrientes y de capital al sector energético (años 2007-2016)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	% 2016-2017	% eq.
<b>Subsidios Corrientes</b>	<b>6.493</b>	<b>12.023</b>	<b>12.530</b>	<b>20.663</b>	<b>36.195</b>	<b>44.840</b>	<b>76.444</b>	<b>127.983</b>	<b>138.014</b>	<b>221.245</b>	<b>126.651</b>	<b>-42,8%</b>	<b>34,6%</b>
CMMESA	4.431	8.472	8.541	13.492	23.876	24.577	36.229	71.333	89.793	142.154	75.319	-47,0%	32,8%
ENARSA	632	2.282	2.584	5.200	9.689	17.075	28.644	40.470	27.146	14.997	12.560	-16,2%	34,8%
Plan Gas	0	0	0	0	0	0	6.236	11.299	11.894	43.072	21.911	-49,1%	-
F.F para Subsidios de Consumos residenciales de GLP	0	0	0	380	844	1.052	1.402	1.563	4.083	4.417	5.103	15,5%	-
YCF - Río Turbio	111	208	401	570	907	1.121	2.136	2.182	3.150	3.250	4.187	28,8%	43,8%
Ente Binacional Yaciretá	733	412	520	565	370	490	1.070	184	1.004	1.098	1.123	2,3%	4,4%
Organismos provinciales	288	304	300	316	333	319	297	329	318	338	-	-	-
F.F para Subsidios de Consumos residenciales de de Gas	0	0	135	50	119	121	122	299	360	419	3.229	670,6%	-
otros sin discriminar	299	345	49	90	57	85	308	324	266	1.498	3.219	114,9%	26,8%
<b>Transferencias de Capital</b>	<b>2.153</b>	<b>4.463</b>	<b>3.647</b>	<b>6.257</b>	<b>6.923</b>	<b>10.665</b>	<b>14.273</b>	<b>32.771</b>	<b>32.262</b>	<b>22.022</b>	<b>19.023</b>	<b>-13,6%</b>	<b>24,3%</b>
ENARSA	83	657	205	290	818	2.134	2.543	12.980	6.950	5.950	4.677	-21,4%	49,7%
Organismos provinciales	245	488	604	630	875	1.231	1.593	2.734	5.876	2.584	-	-	-
Ente Binacional Yaciretá	0	93	113	26	183	39	235	-	16	0	-	-	-
Nucleoeléctrica S.A.	20	480	122	462	1.402	3.395	4.882	6.608	5.703	6.477	7.421	14,6%	80,7%
Fdo Fid para el transporte eléctricos federal	1.150	167	-	1.454	275	592	1.025	1.274	770	1.840	2.800	52,2%	9,3%
YCF Río Turbio	171	116	140	160	205	317	777	1.529	1.249	913	398	-56,4%	8,8%
Otros	485	2.463	2.465	3.235	3.164	2.958	3.218	7.646	11.699	4.257	3.727	-12,5%	22,6%
												-	-
<b>Total, corrientes + capital</b>	<b>8.646</b>	<b>16.486</b>	<b>16.177</b>	<b>26.921</b>	<b>43.118</b>	<b>55.505</b>	<b>90.716</b>	<b>160.754</b>	<b>170.276</b>	<b>233.267</b>	<b>145.674</b>	<b>-37,6%</b>	

Fuente: IAE en base a SIDIF – ASAP.

\* Datos provisorios