

LA INDUSTRIA ARGENTINA DE LOS HIDROCARBUROS

Panorama general a 2025



Panorama general a 2025

- 1** Introducción
- 2** Marco Legal
- 3** Cuencas sedimentarias.
- 4** Reservas y recursos
- 5** Producción de petróleo y gas natural
- 6** Reservorios no convencionales
- 7** Recursos Offshore
- 8** Tratamiento, transporte y distribución de gas natural y gases licuados
- 9** Transporte y refinación de petróleo crudo.
Elaboración y distribución de productos derivados
- 10** Comercio Internacional
- 11** Matriz energética
- 12** Fuentes de información



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



1 Introducción

La industria argentina de los hidrocarburos se acerca a cumplir 120 años de vida. Nació en 1907 con el descubrimiento de petróleo crudo en la Cuenca Golfo San Jorge y durante todo el siglo XX registró un crecimiento sostenido, alcanzando el autoabastecimiento de petróleo en 1980. A partir de 1990, de la mano de profundos cambios en las reglas de juego de la industria petrolera, se incrementó significativamente la producción y Argentina pasó a ser país exportador de petróleo desde 1992. El desarrollo del upstream durante el siglo XX fue acompañado por la instalación de las refinerías necesarias para abastecer al mercado nacional y aún exportar subproductos del petróleo. Así mismo se desarrolló una infraestructura de transporte y distribución que incluye puertos marítimos y fluviales, redes de ductos, plantas terminales de carga y todas las instalaciones necesarias para asegurar la distribución de combustibles a todos los rincones de un país muy extenso.

El gas natural llegó desde la Patagonia a la capital argentina en 1949 con la inauguración del gasoducto Comodoro Rivadavia – Buenos Aires, con más de 1600 Km. de prolongación, extendido posteriormente hasta Tierra del Fuego. Durante las cinco décadas siguientes se construyeron otros tres gasoductos troncales que transportan el gas de los yacimientos de las cuencas Noroeste y Neuquina, en la que se descubrieron importantes reservas gasíferas a partir de 1977. También se desarrolló una amplia red de media y baja presión que transportan el gas desde las cuencas productoras, lo distribuyen en los mayores centros consumidores y exportan a países limítrofes desde 1997.

En los primeros años del siglo XXI no se produjeron aumentos relevantes en la producción de petróleo crudo, que comenzó a estancarse desde 2004, mientras la demanda interna continuaba creciendo. Esta situación se está revirtiendo, en especial gracias a la explotación de yacimientos no convencionales de petróleo y gas natural. Argentina se encuentra ahora frente al reto de impulsar la exploración e

incrementar racionalmente la producción para recuperar y sostener el autoabastecimiento de hidrocarburos, así como transformarse nuevamente en un país exportador. Esto será posible cuando finalicen las obras de tendido de gasoductos troncales para llevar el gas a los grandes centros de consumo y plantas de licuación para exportación, así como el oleoducto Vaca Muerta Sur para la exportación de petróleo.

Argentina cuenta con una industria madura de la que participan grandes empresas nacionales y extranjeras operadoras de yacimientos y refinerías y con cientos de compañías proveedoras de insumos y servicios, incluyendo pequeñas y medianas empresas (PYMES). También cuenta con profesionales y técnicos de alto nivel de conocimiento y experiencia. En las regiones de mayor actividad de la industria han crecido ciudades y pueblos que ofrecen los servicios de salud y educación necesarios para garantizar un buen nivel de vida a profesionales, técnicos y operarios. En la mayoría de las sesenta universidades nacionales, así como en varias universidades privadas se dictan carreras técnicas relacionadas con la industria petrolera.

La información estadística contenida en el presente informe tiene como fuente al Sistema de Información de Petróleo y Gas (SIPG), (SIPG), elaborado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). El IAPG publica además un Sistema Geográfico de Petróleo y Gas (GEO-PG) cuya información está georreferenciada. El GEO-PG se visualiza a través de capas inteligentes que pueden activarse y desactivarse para realizar distintas consultas, generar listados y armar salidas cartográficas de acuerdo con los requerimientos de cada consulta. También puede obtenerse información estadística y geográfica en el sitio web institucional de la [Secretaría de Energía de la Nación](#). En la revista [Petrotecnia](#), publicada por el IAPG, se pueden encontrar notas sobre la situación de la industria de los hidrocarburos en Argentina.



2 Marco legal

La Constitución Nacional de 1994 en su artículo 124 establece que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio” y la facultad para celebrar convenios internacionales siempre que sean compatibles con la política exterior de la Nación. La [Ley Nº 26.197](#) de enero de 2007 reglamenta ese artículo de la Constitución Nacional y restituye a las provincias los yacimientos de hidrocarburos hasta ese momento en jurisdicción de la Nación.

Las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo y gas están bajo la órbita de la [Secretaría de Energía de la Nación](#). Estas actividades están reguladas por la Ley 17319 de 1967 a la que se introdujeron sucesivas modificaciones en normativas posteriores, especialmente a través de la [Ley 27.007](#) de octubre de 2014 que modifica a la ley 17319 estableciendo normas precisas y unificadas para licitaciones en materia de hidrocarburos convencionales, no convencionales y en la zonas off-shore de la plataforma continental argentina. Esta ley fija los nuevos plazos y posibilidades de prórrogas que en algunos casos llegan hasta 35 años, así como beneficios fiscales y un plan estratégico de inversiones. El plan de exploración y explotación de áreas ubicadas en las cuencas marinas de la Plataforma Continental Argentina están reglamentados por el Decreto 872 de 2018, dictado por el Poder Ejecutivo Nacional y complementado por resoluciones dictadas con posterioridad que reglamentan las convocatorias a concurso público. El [Decreto N° 892/2020](#) crea el “Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028”,

programa de estímulo a la producción de gas natural conocido como Plan Gas.Ar, cuyo objetivo es asegurar el abastecimiento del mercado interno.

Las operaciones de tratamiento, transporte y distribución de gas natural son controladas por el Ente Nacional Regulador del Gas ([ENARGAS](#)). El marco regulatorio, así como las normas técnicas correspondientes a esas operaciones pueden consultarse en el sitio Web del organismo. La producción y comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP) está normalizada por la [Ley 26.020](#) de 2005 y el [Decreto N° 297/2005](#), que establecen el Régimen Regulatorio de la Industria y Comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Las leyes y decretos antes mencionados han sido reglamentados y complementados por resoluciones posteriores. Toda la legislación nacional, provincial y municipal referida a las industrias del petróleo y del gas está contenida en los [Digestos de Legislación](#) publicados por el IAPG. Las leyes, decretos y resoluciones de jurisdicción nacional pueden consultarse también en [INFOLEG](#), base de datos legislativa publicada por el Ministerio de Justicia de la Nación. La legislación de las provincias en donde se realizan actividades relacionadas con petróleo y gas está disponible en los Boletines Oficiales de cada jurisdicción. La reglamentación referida a problemas ambientales relacionados con la actividad industrial está contenida en el [Digesto de Legislación Ambiental](#), también publicado por el IAPG. En el aspecto medioambiental, cabe señalar que por ley 27270/2016 Argentina adhirió a los acuerdos de París de diciembre de 2015 referidos a control de gases de efecto invernadero. En cada uno de los capítulos de este informe se cita la legislación específica sobre el tema tratado.

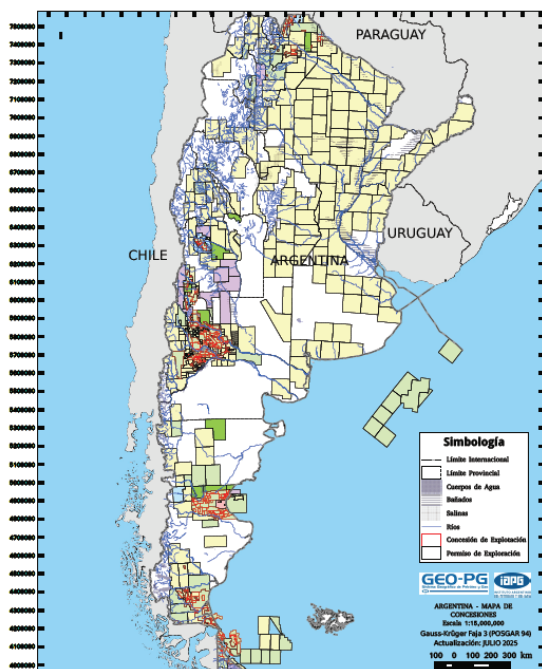
3 Cuencas sedimentarias

El territorio argentino alberga veinticuatro cuencas sedimentarias terrestres y marítimas que se extienden en una superficie superior a los tres millones de km² dentro de las cuales están delimitadas 850 áreas. Cinco de las cuencas han sido puestas en explotación entre 1907 y 1949. Se trata de las Cuencas Golfo de San Jorge, Neuquina, Austral, Noroeste y Cuyana, siendo las tres primeras

las de mayor proporción de reservas y producción. Las cuencas marinas aún no se encuentran en producción, con excepción de la Cuenca Marina Austral pero constituyen un objetivo estratégico de exploración y desarrollo.

Las condiciones geológicas de las cuencas argentinas están resumidas en el libro “[Rocas](#)

reservorio de las cuencas productivas de la Argentina”, publicado por el IAPG, del cual se extrajo el mapa de cuencas publicado. La información sobre áreas concesionadas, ilustrada en el mapa siguiente, puede conocerse en el sitio web de la [Secretaría de Energía de la Nación](#) y del [Sistema Geográfico de Petróleo y Gas \(GEO PG\)](#) elaborado por el IAPG



Fuente: IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

4 Reservas y recursos

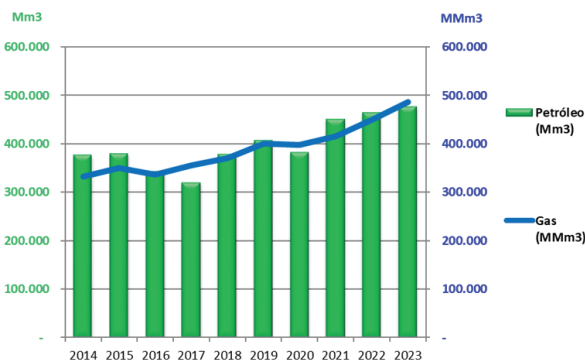
Las reservas comprobadas en los últimos 10 años solo se han incrementado entre un 26% las de petróleo y un 46% las de gas, mientras la demanda interna tiene un ritmo mayor de crecimiento. Esta situación se puede revertir si se logran convertir en reservas explotables parte de los recursos contenidos en reservorios no convencionales que, según estimaciones de la Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos, equivalen a varias veces esas reservas actuales de gas y de petróleo.

ARGENTINA - RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL 2014 - 2023

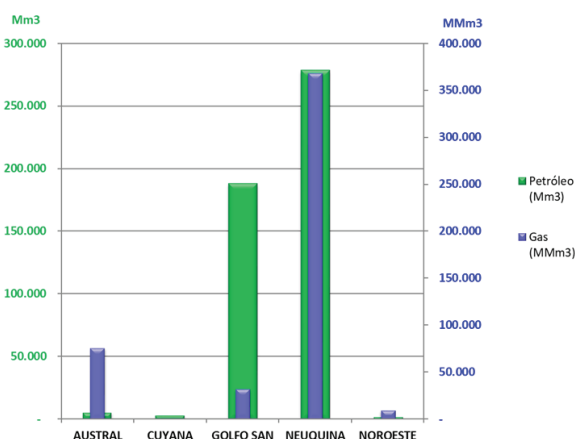
Unidad: MMm3

	Comprobadas Petróleo (Mm3)	Comprobadas Gas (MMm3)	Probables Petróleo (Mm3)	Probables Gas (MMm3)
2014	378.343	332.165	133.915	149.075
2015	380.731	350.484	131.344	160.441
2016	343.764	336.669	119.686	148.634
2017	320.640	355.460	116.741	188.988
2018	379.480	370.682	163.050	187.331
2019	407.421	400.231	171.691	190.524
2020	383.281	397.247	192.344	191.661
2021	451.226	415.987	235.252	182.750
2022	464.923	449.047	252.317	222.021
2023	476.862	485.587	238.450	250.725

ARGENTINA. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS 2014-2023



ARGENTINA. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS POR CUENCA 2023



El incremento de reservas de petróleo y gas puede provenir no solo de la exploración y desarrollo de los reservorios no convencionales sino también de áreas offshore, concesionadas en 2019 (Ver capítulo 7). A todo ello hay que sumarle los trabajos de exploración en busca de yacimientos convencionales. En 2012 la empresa YPF S.A. estableció un plan exploratorio, abarcando las cuencas actualmente en producción y también algunas no productivas como Bolsones Intermontanos y Chacoparanaense que continúa vigente.



5 Producción de petróleo y gas

La perforación de pozos en las cuencas sedimentarias donde se llevan a cabo actualmente trabajos de exploración y explotación acompaña, con algunos altibajos, la tendencia de declinación y recuperación de la producción de petróleo crudo y gas natural. Durante el año 2020 la situación de aislamiento debida a la pandemia de Covid 19 obligó a una parálisis que se está revirtiendo.

ARGENTINA. POZOS PERFORADOS 2015 - 2024

	Gas Avanzada	Gas Exploración	Gas Explotación	Petróleo Avanzada	Petróleo Exploración	Petróleo Explotación	Improductivos	Servicio	Total Pozos
2015	8	7	196	74	54	993	8	100	1.440
2016	9	9	208	39	43	677	11	101	1.097
2017	16	13	275	40	52	542	5	76	1.019
2018	9	17	322	24	22	543	9	84	1.030
2019	11	4	179	40	28	548	4	91	905
2020	1	-	27	17	9	266	-	62	382
2021	3	3	151	15	16	437	4	56	685
2022	5	4	116	21	26	515	2	82	771
2023	4	10	135	23	17	535	-	57	781
2024	5	2	121	7	31	556	1	55	778

La extracción de petróleo crudo a través de un proceso de estancamiento y declinación a partir de 2004 que cayó en 2020, año del aislamiento por pandemia, y ha comenzado la recuperación en los últimos 4 años. La producción de gas natural también vivió momentos críticos, para luego iniciar un proceso de crecimiento sostenido en los últimos diez años en el que tiene especial importancia el desarrollo de los reservorios shale y tight (ver capítulo 6).

ARGENTINA - PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR CUENCA 2015-2024

Unidad: m3

	AUSTRAL	CUYANA	GOLFO SAN JORGE	NEUQUINA	NOROESTE	TOTAL
2015	1.246.288	1.614.279	15.249.917	11.573.906	444.003	30.128.393
2016	1.158.768	1.581.676	14.496.505	11.526.617	408.503	29.172.068
2017	1.007.326	1.505.397	13.408.866	11.181.353	366.163	27.469.105
2018	1.172.882	1.398.879	13.478.863	12.047.976	309.613	28.408.214
2019	1.256.290	1.355.736	13.327.176	13.299.077	282.866	29.521.145
2020	926.215	1.184.193	12.353.386	13.224.523	287.060	27.975.378
2021	901.860	1.116.562	11.882.803	15.649.850	249.917	29.800.991
2022	754.818	1.083.152	11.754.196	19.940.868	267.880	33.800.914
2023	633.975	989.442	11.641.556	23.335.012	267.920	36.867.904
2024	600.852	929.135	11.064.174	27.989.825	195.224	40.779.210

ARGENTINA - PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA 2015-2024

Unidad: Mm3

	AUSTRAL	CUYANA	GOLFO SAN JORGE	NEUQUINA	NOROESTE	TOTAL
2015	9.653.502	54.040	5.715.245	24.421.787	2.852.403	42.696.977
2016	10.591.926	51.298	5.703.563	25.804.463	2.671.244	44.822.493
2017	10.681.773	48.414	5.348.219	26.006.079	2.400.837	44.485.322
2018	11.521.439	48.964	4.948.077	28.414.231	2.108.994	47.041.704
2019	12.040.727	50.059	4.681.311	30.735.113	1.842.762	49.349.971
2020	11.534.831	49.104	4.157.535	27.653.989	1.704.149	45.099.608
2021	10.858.525	49.115	3.940.870	28.914.548	1.541.686	45.304.744
2022	9.915.176	50.971	4.077.801	32.973.889	1.402.666	48.420.503
2023	9.278.616	51.886	4.115.965	33.356.309	1.303.895	48.106.671
2024	8.859.021	47.240	3.900.297	36.694.351	1.236.794	50.737.703



El incremento de la producción puede lograrse también mediante procesos de recuperación asistida en yacimientos maduros que aún cuentan con importantes reservas potenciales y pueden nuevos métodos de recuperación secundaria y terciaria. Al respecto, en el marco de un acuerdo el establecido entre el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva y el IAPG se desarrolló el “Proyecto de Investigación en Innovación en Recuperación Mejorada de Petróleo” (EOR, por la sigla del nombre en inglés de Enhanced Oil Recovery). De él participaron tres universidades nacionales junto a ocho empresas operadoras de yacimientos del país: YPF S.A., Pan American Energy LLC Suc. Arg., Tecpetrol S.A., Pluspetrol S.A., Chevron Arg. S.R.L. Petrobras Argentina S.A., Enap Sipetrol S.A. y Sinopec S.A.

En la séptima edición del Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG realizado con el lema: “Hacia una mayor productividad, con menores costos”. se presentaron diversas tecnologías de EOR/IOR (Enhanced/Improved Oil Recovery) asociados al empleo de polímeros, surfactantes, vapor, geles y otros fluidos, que permitirían incrementar el FR (factor de recuperación) de los yacimientos. A partir de casos de estudio, se mostró la viabilidad de masificar el uso de polímeros en la Cuenca del Golfo San Jorge incremento de los factores de recuperación. Un gran número de yacimientos en la Argentina tienen un bajo FR en comparación con el promedio mundial, consecuentemente con oportunidades para mejorarlo.

En las conclusiones de los principales ejes temáticos tratados en el Congreso, resumidas en Petrotecnica, se señala que “los proyectos de EOR/IOR deberían considerarse como parte de la estrategia de explotación y no como operaciones que se encaran en la etapa final de la producción de un campo. La economicidad de esos proyectos puede alcanzarse con las ‘instalaciones de superficie’ actuales, trabajando sobre su masificación y mejora de los costos operativos. Cada pozo perforado es un activo que debe ser preservado debido a las nuevas ideas y la tecnología que pueden dar valor a ese activo, solo se deberían abandonar pozos por razones exclusivamente de seguridad y medio ambiente”.

6 Reservorios no convencionales

El desarrollo de yacimientos no convencionales se propone como el medio de alcanzar el autoabastecimiento y convertir al país en un importante exportador. La denominación de “reservorios no convencionales” toma como parámetro principal la permeabilidad de las rocas en las que se encuentran almacenados los recursos. Aquellos ubicados en rocas generadoras, casi impermeables, se los denomina “recursos shale”, y los almacenados en rocas que, sin ser generadoras, presentan permeabilidad muy reducida son denominados corrientemente “recursos tight”.

La última edición del estudio [World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment](#), publicado por USA EIA analiza el potencial de reservorios shale de más de 40 países. Ubica a Argentina en el segundo lugar de la lista, después de China, en el ranking de shale gas con el 10,5% de los recursos disponibles entre los países estudiados. En el ranking de shale oil ocupa el cuarto lugar, con el 6,5% de los recursos entre los países estudiados. En ese estudio se estima que más de un 25% de los recursos de shale gas de la Cuenca Neuquina son técnicamente recuperables, una tasa significativa teniendo en cuenta que en los reservorios de Estados Unidos alcanza a un 10%.

Table 6. Top 10 countries with technically recoverable shale gas resources

Rank	Country	Shale gas (trillion cubic feet)	
1	China	1,115	
2	Argentina	802	
3	Algeria	707	
4	U.S. ¹	665	(1,161)
5	Canada	573	
6	Mexico	545	
7	Australia	437	
8	South Africa	390	
9	Russia	285	
10	Brazil	245	
	World Total	7,299	(7,795)

¹ EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

Table 5. Top 10 countries with technically recoverable shale oil resources

Rank	Country	Shale oil (billion barrels)
1	Russia	75
2	U.S. ¹	58 (48)
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libya	26
6	Australia	18
7	Venezuela	13
8	Mexico	13
9	Pakistan	9
10	Canada	9
	World Total	345 (335)

¹ EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

FUENTE: USA. EIA Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.

Hace 20 años comenzó la producción de los Hidrocarburos No Convencionales, a partir de recursos tight de la Cuenca Neuquina. Y hace 12 el desarrollo y puesta en producción comercial de los recursos shale oil y shale gas que se fueron identificando tanto en calidad como en cantidad, coincidiendo con las estimaciones previas de los técnicos. Los volúmenes comerciales que se están confirmando y las tendencias evolutivas de los mismos son tan grandes que aun suponiendo que las Reservas Convencionales actuales se agoten en 10 años, las Reservas No Convencionales superan cualquier expectativa de vida útil, considerando diferentes escenarios productivos. Si se mantuvieran los niveles actuales de consumo interno el petróleo alcanzaría para 47 años y el gas para 90 años y si se duplicaran esos períodos serían de 23 y 45 años respectivamente, aunque se exporte gas. En la nota 'Ante todo, continuar con el desarrollo no convencional' publicada en el n°3 de 2019 en la revista Petrotecnia, Eduardo J. Fernández (presidente de la Comisión de publicaciones del IAPG) ofrece una mirada de los factores que asegurarían un desarrollo sostenido de los no convencionales en el país remarcando que "La Argentina es un país con gas (con mucho gas, gracias a los recursos de shale y tight con los que afortunadamente contamos) y con el desarrollo de tecnologías necesarias para monetizar todos esos recursos disponibles, pero la capacidad de ejecución aún debe desarrollarse y los costos deben ajustarse para hacer competitivo el fenómeno Vaca Muerta. Hoy, la Argentina es el segundo productor mundial de shale gas después de los Estados Unidos, y cuenta con el segundo mayor

volumen de recursos gasíferos después de China. Pero eso no alcanza, hay otros países además de China, como Canadá, Argelia y México (sin contar los Estados Unidos que ya los está desarrollando) que también tienen incommensurables volúmenes de recursos no convencionales y que si se disponen a explotarlos masivamente tendrán seguramente mejores ofertas financieras que las que ahora tiene nuestro país, que necesita no solo producir esos recursos sino también llevarlos a los mercados. Respecto de los no convencionales es preciso entender algunos conceptos, que en este negocio actúan como principios básicos: 1. El negocio de los no convencionales es fundamentalmente un negocio financiero... los aspectos tecnológicos de la producción parecen estar ya resueltos en su mayoría. 2.La monetización de estos activos depende principalmente de la capacidad de evacuación desde las áreas de producción. Sin acceso a los mercados no hay posibilidades de aumentar la oferta. 3.La capacidad de producción será función de la demanda que se pueda generar". El autor también plantea que es indispensable mejorar la infraestructura de transporte (ver capítulo 8).



Específicamente, el Shale Oil & Gas ubicado en niveles dentro de la Formación Vaca Muerta produce muy bien tanto en calidad como en volúmenes de petróleo en grandes extensiones de la Cuenca Neuquina.

El estudio de EIA señala que "la metodología para realizar evaluaciones a nivel de cuenca y de

Específicamente, el Shale Oil & Gas ubicado en niveles dentro de la Formación Vaca Muerta produce muy bien tanto en calidad como en volúmenes de petróleo en grandes extensiones de la Cuenca Neuquina.

El estudio de EIA señala que “la metodología para realizar evaluaciones a nivel de cuenca y de formación de los recursos de gas y petróleo no convencionales incluye, entre otros, los siguientes temas:

- Realizar una caracterización geológica y de yacimientos preliminar de las cuencas con recursos no convencionales y formación(es) y establecer la extensión territorial de las principales formaciones en estudio.
- Calcular los recursos de gas y petróleo no convencionales técnicamente recuperables”.

La evaluación de recursos de gas y petróleo no convencionales para la Cuenca Neuquina de Argentina se utiliza para ilustrar algunos de estos pasos de evaluación de recursos”. Original en inglés, https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf?zscb=52764051 p 2-1

Table 1. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Argentina Table-2. Shale Oil Reservoir Properties and Resources of Argentina

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi ²)		
	Shale Formation		Vaca Muerta		
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous		
	Depositional Environment		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		4,840	3,270	3,550
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	500	500
		Net	325	325	325
	Depth (ft)	Interval	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000
		Average	5,000	6,500	8,000
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		66.1	185.9	302.9
	Risked GIP (Tcf)		192.0	364.8	645.1
	Risked Recoverable (Tcf)		23.0	91.2	193.5

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi ²)	
	Shale Formation		Vaca Muerta	
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		4,840	3,270
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	500
		Net	325	325
	Depth (ft)	Interval	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000
Average		5,000	6,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		77.9	22.5
	Risked OIP (B bbl)		226.2	44.2
	Risked Recoverable (B bbl)		13.57	2.65

“Las Tablas 1 y 2, para la Cuenca Neuquina y su formación Vaca Muerta Shale, proporcionan un resumen de la evaluación de recursos realizada para una cuenca y una formación de esquisto en Argentina, incluido el gas y petróleo no convencionales técnicamente recuperables y en riesgo, de la siguiente manera:

- 308 Tcf de recurso de shale gas técnicamente recuperable y en riesgo, incluidos 194 Tcf de

gas seco, 91 Tcf de gas húmedo y 23 Tcf de gas asociado, Tabla 1.

- 16,2 mil millones de barriles de recursos de shale oil técnicamente recuperables, incluidos 2,6 mil millones de barriles de condensado y 13,6 mil millones de barriles de petróleo volátil/negro, Tabla 2”. Original en inglés, https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf?zscb=52764051 p 2-22

Otras cuencas argentinas han sido menos exploradas, pero presentan igualmente un gran potencial. Actualmente están en producción la Cuenca Golfo de San Jorge y la Cuenca Austral y, de manera incipiente, la Cuenca Noroeste, mientras se explora la Chacoparanaense. También se están iniciando trabajos de exploración y desarrollo en la zona sur de la Provincia de Mendoza, que forma parte de la Cuenca Neuquina. El informe de EIA señala que Argentina tiene potencial de gas y petróleo no convencionales de clase mundial, posiblemente el mayor prospectivo fuera de América del Norte, principalmente dentro de la Cuenca Neuquina”. También señala que “...existe

potencial de recursos en las cuencas del Golfo San Jorge y Austral” y que se está explorando la Cuenca del Paraná (Cuenca Chacoparanaense).

Pasada más de una década de la publicación del informe, actualmente podemos decir:

- Cuenca Neuquina: El foco principal de la exploración no convencional en Argentina, produce, principalmente, a partir de la Formación Vaca Muerta, aunque también son importantes los recursos tight. A fines de 2024 contaba con más de 3000 pozos productivos a formaciones no convencionales.



- Cuenca del Golfo San Jorge: Esta cuenca, que contiene principalmente rocas generadoras lacustres, no marinas, de edades del Jurásico al Cretácico, tiene recursos no probados pero prospectivos, principalmente gas. Un primer pozo no convencional produjo shale gas en el área Cerro Dragón, con buenas perspectivas, y se proyectan nuevas perforaciones.

- Cuenca Austral: Conocida como Cuenca de Magallanes en Chile, la Cuenca Austral del sur de Argentina contiene shale, depositado en el mar en el Cretácico Inferior, considerado la principal roca generadora de la cuenca. Durante 2024 se hizo un primer pozo exploratorio y se proyectan otros nuevos.

- Cuenca del Paraná: Aunque es más extensa en Brasil y Paraguay, Argentina tiene una pequeña área de la Cuenca del Paraná con potencial, depositada en el Devónico. El entorno estructural es simple, pero la cuenca está parcialmente oscurecida en la superficie por basaltos de inundación, aunque son menos frecuentes en Argentina que en Brasil.

Table V-1A. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Argentina

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi ²)					
	Shale Formation		Los Molles			Vaca Muerta		
	Geologic Age		M. Jurassic			U. Jurassic - L. Cretaceous		
	Depositional Environment		Marine			Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,750	2,380	8,140	4,840	3,270	3,550
	Thickness (ft)	Organically Rich	800	800	800	500	500	500
		Net	300	300	300	325	325	325
	Depth (ft)	Interval	6,500 - 9,500	9,500 - 13,000	13,000 - 16,400	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000
Average		8,000	11,500	14,500	5,000	6,500	8,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		2.0%	2.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	2.20%	0.85%	1.15%	1.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		49.3	118.0	190.1	66.1	185.9	302.9
	Risked GIP (Tcf)		67.8	140.4	773.8	192.0	364.8	645.1
	Risked Recoverable (Tcf)		8.1	35.1	232.1	23.0	91.2	193.5

Table V-2B. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Argentina

Basic Data	Basin/Gross Area		San Jorge (46,000 mi ²)			
	Shale Formation		Aguada Bandera		Pozo D-129	
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous		L. Cretaceous	
	Depositional Environment		Lacustrine		Lacustrine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		8,380	920	540	4,120
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,600	1,200	1,200	1,200
		Net	400	420	420	420
	Depth (ft)	Interval	6,500 - 16,000	6,600 - 8,000	8,000 - 10,000	10,000 - 16,400
		Average	13,000	7,300	9,000	12,000
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		2.2%	2.0%	2.0%	2.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		3.00%	0.85%	1.15%	2.00%
	Clay Content		Med./High	Med./High	Med./High	Med./High
Resource	Gas Phase		Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		151.7	41.2	103.4	163.3
	Risked GIP (Tcf)		254.2	9.1	13.4	161.5
	Risked Recoverable (Tcf)		50.8	0.5	2.0	32.3



Table V-3C. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Argentina

Basic Data	Basin/Gross Area		Austral-Magallanes (65,000 mi ²)			Parana (747,000 mi ²)	
	Shale Formation		L. Inoceramus-Magnas Verdes			Ponta Grossa	
	Geologic Age		L. Cretaceous			Devonian	
	Depositional Environment		Marine			Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		4,620	4,600	4,310	270	2,230
	Thickness (ft)	Organically Rich	800	800	800	400	400
		Net	400	400	400	200	200
	Depth (ft)	Interval	6,600 - 11,000	9,000 - 14,500	11,500 - 16,400	9,000 - 10,000	10,000 - 11,500
Average		8,000	11,500	13,500	9,500	10,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Slightly Overpress.	Slightly Overpress.	Slightly Overpress.	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		3.5%	3.5%	3.5%	2.0%	2.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.60%	1.15%	1.40%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		32.5	113.8	155.9	34.9	56.9
	Risked GIP (Tcf)		67.5	235.6	302.4	1.1	15.2
	Risked Recoverable (Tcf)		6.8	47.1	75.6	0.2	3.0

ARGENTINA

PRODUCCIÓN EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES

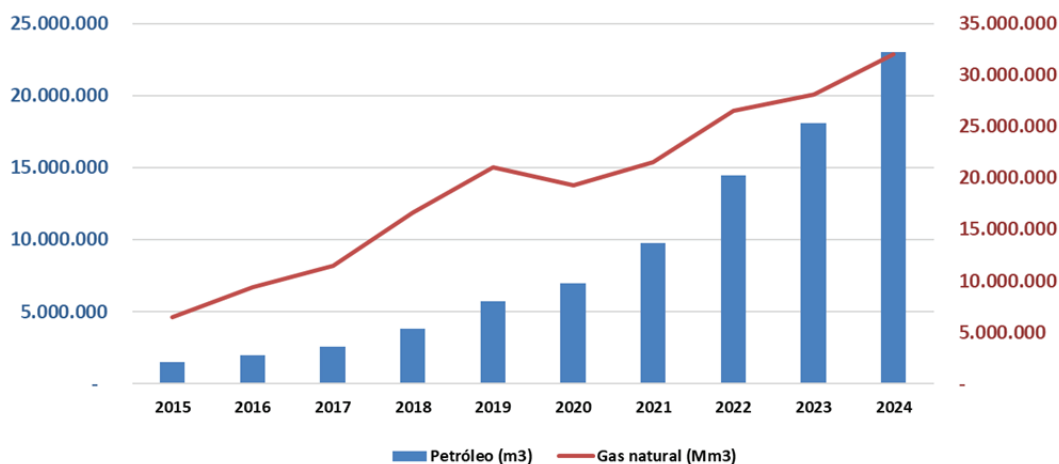
	Petróleo (m3)	% sobre el total producido	Gas natural (Mm3)	% sobre el total producido
2015	1.485.582	4,9	6.459.490	15,1
2016	1.987.192	6,8	9.413.619	21,0
2017	2.575.238	9,4	11.476.232	25,8
2018	3.815.692	13,4	16.618.062	35,3
2019	5.709.170	19,3	21.057.044	42,7
2020	6.972.322	24,9	19.312.861	42,8
2021	9.777.851	32,8	21.554.847	47,6
2022	14.434.346	42,7	26.534.581	54,8
2023	18.075.692	49,0	28.095.200	58,4
2024	23.011.893	56,4	31.969.617	63,0

Esos recursos constituyen un polo de atracción de inversiones. Empresas como YPF S.A., Pan American Energy SL, Total, Shell Argentina S.A., Tecpetrol S.A., Pluspetrol S.A., Vista Oil & Gas Argentina SAU, Chevron Argentina, Pampa Energía, Compañía General de Combustibles S.A., entre otras han invertido en esas operaciones.

Desde hace más de una década, el Estado Nacional ha dictado decretos y resoluciones que proponen programas de estímulo a las inversiones destinadas a desarrollar la producción de gas en los reservorios tight y shale. En todos los casos se establecen

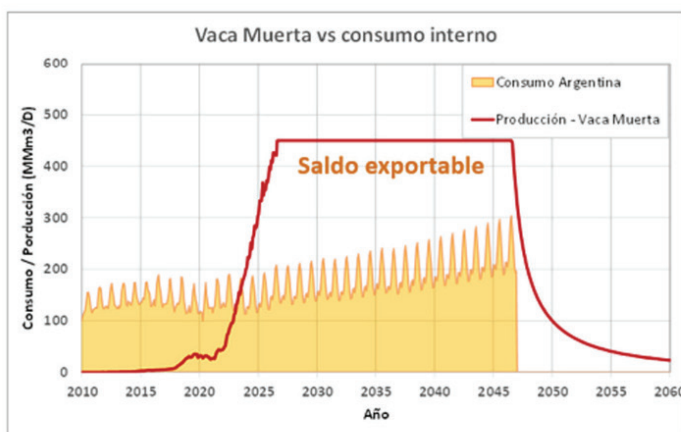
compensaciones económicas para las concesiones que ofrezcan un plan de inversión específico para la explotación de esos recursos. Como consecuencia de estas acciones se ha producido un incremento considerable en la producción total de gas y de petróleo crudo, así como en la participación porcentual de los no convencionales. Hace 10 años la producción de petróleo no convencional era casi del 5% sobre el total del país y en el último año trepó al 64%. En el mismo período el gas natural pasó del 15% a más del 60%.

Argentina. Producción en reservorios no convencionales



Durante la Mesa Plenaria del 8° Congreso de Producción, expertos del sector examinaron el potencial de la Argentina en el ámbito no convencional y compartieron sus estrategias para optimizar el aprovechamiento de los recursos. Se plantearon perspectivas y proyecciones a partir de las experiencias obtenidas en la explotación y la aplicación de nuevas tecnologías, concluyéndose que actualmente la Argentina tiene un exceso de

gas, con un mercado saturado, excepto durante el invierno y se vuelve imperativo buscar nuevos mercados. Matías Hoffman, de Tecpetrol hizo hincapié en las grandes inversiones requeridas y planteó la importancia de buscar mercados para el excedente de gas durante la primavera y el verano. En el congreso se expusieron resultados muy alentadores fuera de la Cuenca Neuquina, en Golfo San Jorge y en la Cuenca Austral.



Nota: valores neteados de reservas y consumos de gas convencional para mayor claridad

Fuente: Presentación de Matías Hoffmann en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023



7 Recursos Offshore

Los yacimientos offshore de aguas profundas constituyen la nueva frontera de la exploración de la industria de los hidrocarburos en la Argentina. Nuestro país cuenta con una plataforma continental de 6.500.000 km² en la cual se han identificado 10 cuencas sedimentarias con posibilidades de contener hidrocarburos, con un total de 1.223.000 km². A través de diversas campañas exploratorias con pozos y adquisición sísmica a lo largo de más de cinco décadas, se exploró la plataforma continental en sectores relativamente cercanos a la costa y aguas poco profundas (menor a 100 m), con la excepción de un pozo en aguas profundas, en el extremo sudoeste de la Cuenca Malvinas Oeste. La intensa y dedicada actividad, permitió el descubrimiento de seis yacimientos en la Cuenca Marina Austral. Sin embargo, todo el trabajo de estudio hasta ahora realizado no ha permitido conocer más sobre los posibles recursos de petróleo y de gas existentes bajo el mar. En 1982 fue descubierto el yacimiento Hidra en el sector marino de la Cuenca Austral, que fue puesto en producción en 1989. En 2005 se agregó la explotación del Yacimiento Carina-Aries, frente a las costas de Tierra del Fuego; en 2016, la del Yacimiento Vega Pléyade; y en 2024, la de Fénix. La participación de los yacimientos marinos en el total nacional es muy significativa, superando el 10% de la producción total de gas natural del país, y a veces el 20 por ciento. Todos estos yacimientos en aguas de poca profundidad.

Durante los años 2018 hasta el presente, se reactivó la exploración offshore en los bloques de aguas profundas ofrecidos por el gobierno en la ronda exploratoria de 2019. El "Pozo Argerich", perforado en 2024, fue parte de esta campaña, constituyéndose en el primer pozo exploratorio de esta nueva etapa. A pesar de que el pozo resultó seco, los datos recolectados no solo durante la perforación, sino también mediante adquisición de sísmica, magnetometría y gravimetría a través de estos últimos años, marcan el inicio de una ampliación del conocimiento y, en consecuencia, una nueva etapa en la exploración en el offshore argentino.



Los recursos offshore del país generaron el 13.5% de la producción nacional de gas. Según datos de la Secretaría de Energía de la Nación, el año pasado se produjeron 50.729 millones de metros cúbicos, lo que representó un promedio de 17,7 millones de metros cúbicos diarios. Estos recursos provienen de la Cuenca Austral, de casi cuatro decenas de pozos ubicados en el mar, frente a las costas de Tierra del Fuego, algunos de ellos en producción desde hace cuatro décadas.

De los 12 meses del año 2024, octubre fue el mejor en términos de producción, con 19,5 millones de metros cúbicos por día. No obstante, estas cifras no lograron superar el récord de producción alcanzado en julio de 2019, cuando se registraron 26 millones de metros cúbicos diarios. Se espera que este récord pueda ser superado cuando el Proyecto Fénix esté completamente en funcionamiento.

La explotación gasífera offshore en Tierra del Fuego está a cargo de la empresa Total Energies, que tiene como socios estratégicos a Pan American Energy (Argentina) y Harbour Energy, en el llamado Consorcio Marina Austral.

El consorcio inició la puesta en producción de los pozos que posee en la plataforma Fénix, la sexta dispuesta en el Mar Austral, ubicada a 60 kilómetros de las costas de Tierra del Fuego.

millones de dólares, sumará un 8% a la producción

El hidrocarburo extraído de estos pozos, es enviado a través de cañerías submarinas a las plantas Cañadón Alfa y Cullen, en Tierra del Fuego. Una vez tratado, se inyecta en el Gasoducto San Martín y recorre un trayecto de 2.000 kilómetros hasta Bahía Blanca, desde donde luego es distribuido hacia los principales centros urbanos del territorio argentino.

ARGENTINA. PRODUCCIÓN DE PETROLEO m3					ARGENTINA. PRODUCCIÓN DE GAS Mm3				
Fecha	OFFSHORE	ONSHORE	TOTAL	OFFSHORE, % SOBRE EL TOTAL	Fecha	OFFSHORE	ONSHORE	TOTAL	OFFSHORE, % SOBRE EL TOTAL
2015	657.709	29.470.684	30.128.393	2,18	2015	6.429.274	36.267.702	42.696.977	15,06
2016	628.640	28.543.428	29.172.068	2,15	2016	7.769.005	37.053.488	44.822.493	17,33
2017	549.553	26.919.552	27.469.105	2,00	2017	8.086.932	36.398.391	44.485.322	18,18
2018	612.955	27.795.258	28.408.214	2,16	2018	8.439.531	38.602.173	47.041.704	17,94
2019	526.283	28.994.862	29.521.145	1,78	2019	8.052.332	41.297.640	49.349.971	16,32
2020	593.793	27.381.585	27.975.378	2,12	2020	8.491.326	36.608.282	45.099.608	18,83
2021	519.065	29.281.926	29.800.991	1,74	2021	8.065.118	37.239.626	45.304.744	17,80
2022	420.504	33.380.410	33.800.914	1,24	2022	7.342.554	41.077.949	48.420.503	15,16
2023	365.182	36.502.722	36.867.904	0,99	2023	6.747.682	41.358.989	48.106.671	14,03
2024	344.129	40.435.081	40.779.210	0,84	2024	6.470.476	44.267.227	50.737.703	12,75

8 Tratamiento, transporte y distribución de gas natural y gases licuados

El gas natural es fundamental en la matriz energética argentina, a la que desde mediados de la década del 90 aporta más del 50% de la provisión de energía primaria.

El transporte del gas natural se realiza a través de más de 16.000 km de gasoductos troncales que, en los últimos veinte años han incrementado su capacidad en un 110%. En ese período se construyeron también cuatro gasoductos que cruzan los Andes hacia Chile y otros cuatro hacia Brasil y Uruguay. Además se tendieron varios tramos de gasoductos que atraviesan Tierra del Fuego, transportando gas destinado al sur de Chile. La operación de los gasoductos troncales está en manos de dos empresas transportadoras y la distribución hacia los centros de población por redes de media y baja presión de nueve distribuidoras regionales. A ellos hay que agregarles la construcción de los gasoductos que transportan el Gas Natural Licuado (GNL) que llega a los puertos de Escobar y Bahía Blanca.

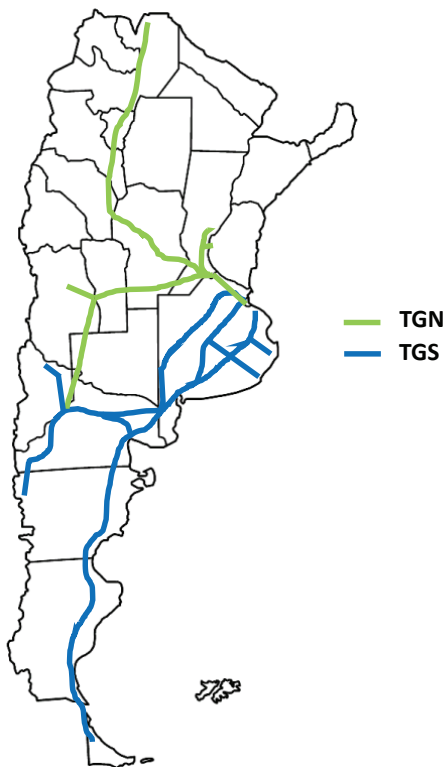
Sistema de Transporte y Distribución. Gas Entregado por Tipo de Usuario 2014-2024

Unidad: Mm3 de 9300 kcal

	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	Sub distribuidoras	GNC	Total
2014	10.107.687	1.325.918	441.683	12.477.649	14.542.907	1.001.170	2.852.517	42.749.531
2015	10.229.001	1.334.006	430.631	12.632.440	14.916.184	1.047.421	2.980.874	43.570.557
2016	10.835.009	1.368.085	478.704	12.084.232	16.002.489	1.090.381	2.826.613	44.685.513
2017	9.637.658	1.262.860	442.281	12.498.756	17.257.368	1.043.463	2.553.603	44.695.989
2018	9.568.375	1.256.816	431.586	13.193.227	17.189.400	1.044.737	2.400.545	45.084.687
2019	9.224.068	1.456.003	428.812	13.752.395	15.105.114	986.074	2.462.237	43.414.704
2020	9.647.190	1.080.487	314.517	12.672.761	14.438.565	851.668	1.867.799	40.872.987
2021	9.708.923	1.152.938	408.037	10.503.981	16.152.930	817.163	2.343.108	41.087.080
2022	10.431.852	1.229.564	461.566	12.310.942	13.406.660	898.309	2.376.435	41.115.328
2023	9.840.517	1.370.136	466.017	12.848.818	13.115.129	898.211	2.247.201	40.786.029
2024	10.183.461	1.320.601	456.582	12.623.968	11.464.637	901.370	2.081.195	39.031.814

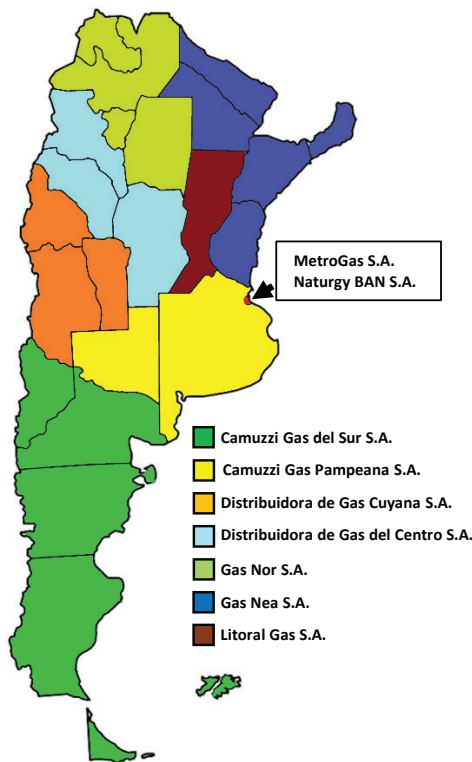
Fuente: ENERGIAS. Datos Operativos

Sistema de Transporte Gas



Fuente: IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

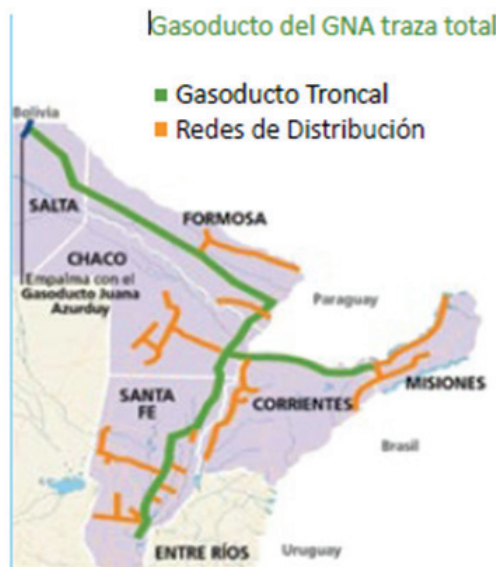
Licenciatarías del Servicio de Distribución de Gas



Fuente: IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

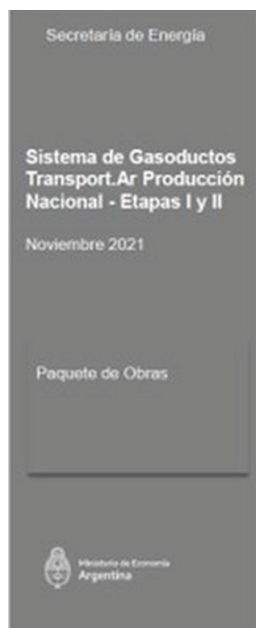
Tanto el [Sistema Geográfico de Petróleo y Gas \(GEO PG\)](#) elaborado por el IAPG como el [Sistema de Información Geográfica](#) de la Secretaría de Energía ofrecen importante información sobre la infraestructura de transporte y distribución de gas.

La red existente está diseñada para un abastecimiento económico de gas natural tanto en los períodos estivales como invernales, siendo la importación de GNL el recurso adoptado para abastecer los picos de consumo que se producen. El aumento de la demanda ha incrementado la importación de GNL y ha hecho necesaria la ampliación de la red. La solución para este problema se busca encontrar a través de un plan de obras a cargo del programa Transport. Ar Producción Nacional, creado en el ámbito de la Secretaría de Energía, que está a cargo de un paquete de trabajos que incluyen la ampliación y modernización de otros gasoductos troncales y la expansión de las redes de distribución.



Fuente: ENARGAS. Datos operativos





Paquete de Obras

- Obras
1. Gasoducto Néstor Kirchner
 2. Ampliación NEUBA II
 3. Tramos Finales PBA
 4. Mercedes/Cardales
 5. Expansión Gasoducto Centro-Oeste
 6. Reversión Gasoducto Norte
 7. Ampliación Compresión GNEA
 8. Conexión GNEA - San Jerónimo
 9. Loops y Compresión en Aldea Brasileira



La más importante de estas obras es la construcción y puesta en marcha del Gasoducto Néstor Kirchner. La Resolución 67/2022 de la Secretaría de Energía, lo declara de interés público nacional. Se tiene en consideración que permitirá lograr el autoabastecimiento energético, incrementar las exportaciones regionales y desarrollar proyectos de GNL para llevar gas al mundo. En la nota de Eduardo Fernández antes citada se plantea que en el caso argentino “es necesario ampliar los sistemas de acondicionamiento y de transporte para llegar hasta los mercados que consuman ese gas... El mercado argentino de gas padece desde hace tiempo desequilibrios estructurales que han forzado el déficit de la oferta obligando a importar gas de fuentes externas”. Agrega que en nuestro país, “...las diferencias estacionales de demanda, básicamente consecuencia del consumo doméstico, necesitan resolverse para poder ofertar capacidades de exportación en firme. Fernández considera que “...Si bien las modalidades internacionales de los mercados proponen contratos de largo y también de corto plazo (spot), las posibilidades de competencia con otros oferentes mejorarían si hubiese una garantía de suministro más o menos constante. En este momento, la Argentina no puede ofrecer contratos firmes durante todo el año (a menos que compense esas exportaciones en los picos con mayores importaciones). Esas garantías podrían estar resueltas desde el punto de vista de la producción si la logística permitiera su monetización (disponibilidad de gas en los centros de demanda o en puntos de venta a clientes internacionales) y si los costos a lo largo de la cadena de valor admitieran ofrecer precios competitivos”.



Otra forma de consumo de gas en Argentina son los gases licuados envasados. La purificación y tratamiento de los gases naturales extraídos, así como los procesos de extracción de gases licuados están a cargo de más de treinta plantas de tratamiento distribuidas en las cuencas productoras. En estas plantas se produce etano, gases licuados (propano y butano), gasolina natural y condensados, destinados al consumo interno domiciliario y comercial, a la industria petroquímica y a la exportación. Los gases licuados se producen además a partir de petróleo crudo en refinerías. Históricamente aproximadamente el 30% de de la producción total de gases licuados se consume en el mercado interno y el 70% restante se exporta.

Sistema de Transporte y Distribución. Gas Entregado por Tipo de Usuario 2014-2024

Unidad: Mm3 de 9300 kcal

	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	Sub distribuidoras	GNC	Total
2014	10.107.687	1.325.918	441.683	12.477.649	14.542.907	1.001.170	2.852.517	42.749.531
2015	10.229.001	1.334.006	430.631	12.632.440	14.916.184	1.047.421	2.980.874	43.570.557
2016	10.835.009	1.368.085	478.704	12.084.232	16.002.489	1.090.381	2.826.613	44.685.513
2017	9.637.658	1.262.860	442.281	12.498.756	17.257.368	1.043.463	2.553.603	44.695.989
2018	9.568.375	1.256.816	431.586	13.193.227	17.189.400	1.044.737	2.400.545	45.084.687
2019	9.224.068	1.456.003	428.812	13.752.395	15.105.114	986.074	2.462.237	43.414.704
2020	9.647.190	1.080.487	314.517	12.672.761	14.438.565	851.668	1.867.799	40.872.987
2021	9.708.923	1.152.938	408.037	10.503.981	16.152.930	817.163	2.343.108	41.087.080
2022	10.431.852	1.229.564	461.566	12.310.942	13.406.660	898.309	2.376.435	41.115.328
2023	9.840.517	1.370.136	466.017	12.848.818	13.115.129	898.211	2.247.201	40.786.029
2024	10.183.461	1.320.601	456.582	12.623.968	11.464.637	901.370	2.081.195	39.031.814

Producción Total. Centros de Tratamiento de Gas + Refinerías

UNIDAD: Toneladas

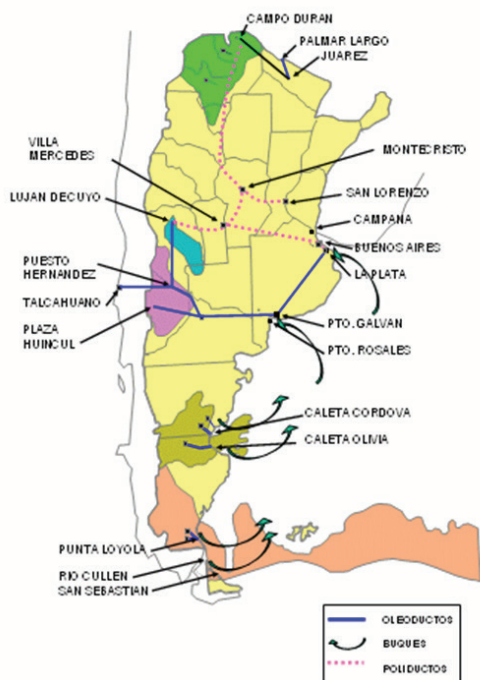
	Propano	Butano	Gas Licuado	Total Gases Licuados
2015	1.411.438	1.213.916	65.847	2.691.201
2016	1.399.940	1.257.177	63.351	2.720.468
2017	1.404.718	1.111.704	64.268	2.580.691
2018	1.476.818	1.223.286	56.394	2.756.498
2019	1.614.453	1.322.127	47.120	2.983.699
2020	1.458.863	1.188.017	39.104	2.685.985
2021	1.549.874	1.266.849	40.671	2.857.393
2022	1.699.423	1.364.289	42.539	3.106.250
2023	1.761.513	1.415.562	39.747	3.216.822
2024	1.777.320	1.394.158	35.258	3.206.735

9 Transporte y refinación de petróleo crudo. Elaboración y distribución de productos derivados

El petróleo crudo producido en la Patagonia se transporta a las refinerías por vía marítima y por oleoductos troncales. Las cuencas Golfo de San Jorge y Austral cuentan con una red local de oleoductos que lleva el crudo hacia las terminales de carga de buques que lo trasladan principalmente a las refinerías de la provincia de Buenos Aires. El petróleo producido en la Cuenca Neuquina llega a las refinerías por una red de oleoductos, en tanto el crudo de las cuencas Cuyana y Noroeste se procesa

en refinerías ubicadas en esas regiones. Una red de poliductos atraviesa el centro y norte argentino, transportando derivados del petróleo producidos en Campo Durán (Salta), Luján de Cuyo (Mendoza), San Lorenzo (Santa Fe) y La Plata (Buenos Aires). Los productos petroleros también viajan en buques fluviales que llevan petróleo crudo a Campana y combustibles a los puertos ubicados a lo largo de la Hidrovía Paraguay – Paraná abasteciendo a las provincias del Litoral.

TRANSPORTE DE PETRÓLEO CRUDO Y PRODUCTOS DERIVADOS



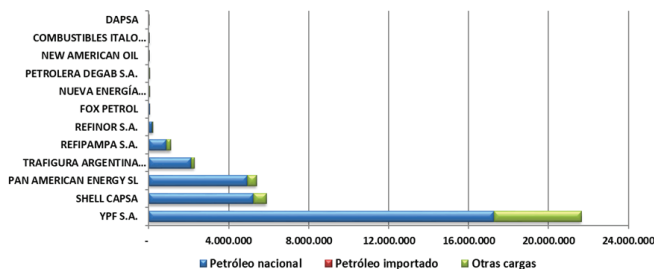
El sistema nacional de transporte y distribución de petróleo y derivados se completa con camiones tanque o cisterna que trasladan los combustibles desde las terminales ubicadas a largo de la red de poliductos, los puertos o las refinerías hasta los puntos de consumo, especialmente estaciones de servicio y plantas industriales. La distancia media de transporte automotor de combustibles se sitúa en el orden de los 250 kilómetros, en tanto casi nunca se superan los 800 km.

La industria de la refinación en Argentina tiene una vida casi tan larga como la producción petrolera con más de cien años de vida, está liderada desde hace ocho décadas por tres grandes empresas: YPF S.A., Shell CAPSA y Esso SAPA (ahora Axion Energy, perteneciente a Pan American Energy SL), que adaptaron progresivamente su capacidad de procesamiento al crecimiento de la demanda. Históricamente YPF, propietaria de las Refinerías La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, ha cubierto más del 50% de la producción total de derivados del Petróleo. La Refinería de Shell en Dock Sud y la de Axion Energy en Campana aportan un porcentaje que oscila entre el 30 y el 35% de la elaboración de subproductos, quedando los porcentajes restantes a cargo de otras 10 plantas de elaboración más

6.2 - Petróleo Crudo y Otras Cargas Procesadas por Empresa 2024 m3

	Petróleo nacional	Petróleo importado	Otras cargas
YPF S.A.	17.277.650		4.370.982
SHELL CAPSA	5.238.001		650.241
PAN AMERICAN ENERGY SL	4.939.895		452.586
TRAFIGURA ARGENTINA S.A.	2.112.918		164.597
REFIPAMPA S.A.	875.145		226.090
REFINOR S.A.	178.160		34.024
FOX PETROL	55.739		
NUEVA ENERGÍA ARGENTINA S.A.	25.928		1.401
PETROLERA DEGAB S.A.	25.488		363
NEW AMERICAN OIL	15.545		207
COMBUSTIBLES ITALO ARGENTINO S.A.	15.012		173
DAPSA			23.756

Petróleo crudo y otras cargas procesadas por empresa 2024
Unidad: m3



Las ventas al mercado interno de combustibles, lubricantes y otros subproductos de petróleo replican porcentajes similares a los de la elaboración, salvo en el caso del fuel oil, un mercado liderado por Shell y otras refinerías. Geográficamente, los mayores porcentajes de ventas se concentran en las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba y Mendoza y en la Ciudad de Buenos Aires, regiones donde por otra parte se concentran las plantas con mayor capacidad de refinación.

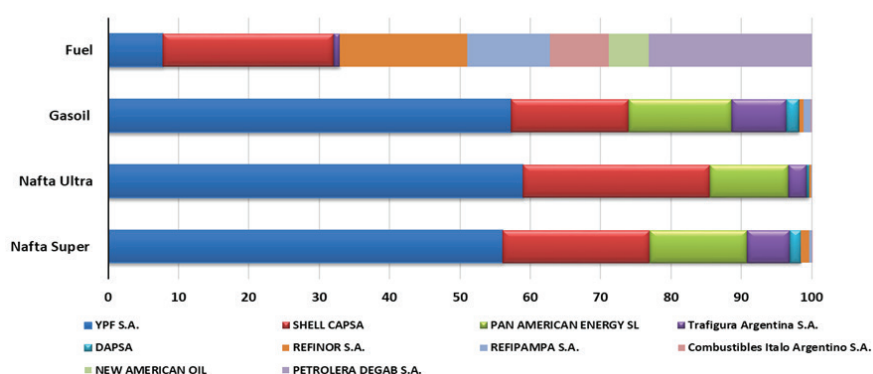
La calidad de los combustibles producidos en Argentina responde a normas IRAM – IAPG (<https://iapg.org.ar/normas-iram-iapg/>) que se basan en estándares internacionales. Está reglamentada además por una serie de decretos y resoluciones nacionales que establecen la calidad de los combustibles a consumir en el territorio nacional, sean nacionales o importados. Estas reglamentaciones incluyen el porcentaje de biodiesel a incluir en gasoil o diésel oil, que actualmente es dl 7,5%.



Ventas al mercado interno de combustibles por Empresa - 2024

%	Nafta Super	Nafta Ultra	Gasoiil	Fuel
YPF S.A.	56,1	59,0	57,3	7,8
SHELL CAPSA	20,8	26,5	16,7	24,3
PAN AMERICAN ENERGY SL	13,8	11,2	14,6	0,0
Trafigura Argentina S.A.	6,1	2,6	7,8	0,9
DAPSA	1,6	0,4	1,8	0,0
REFINOR S.A.	1,2	0,2	0,6	18,1
REFIPAMPA S.A.	0,3	0,1	1,1	11,7
Combustibles Italo Argentino S.A.	0,0	0,0	0,0	8,4
NEW AMERICAN OIL	0,0	0,0	0,0	5,7
PETROLERA DEGAB S.A.	0,0	0,0	0,0	23,1

Ventas de combustibles por empresa - Porcentaje de participación en el mercado - 2024



10 Comercio internacional

Argentina alcanzó el autoabastecimiento de petróleo crudo en 1980, contando además con la capacidad de refinación necesaria para producir los combustibles y otros subproductos de petróleo destinados a la demanda interna. En 1985 comenzó a exportar petróleo crudo en porcentajes que no superaban el 2% de la producción anual. A partir de 1990 los cambios en el marco regulatorio de la industria impulsaron un proceso de exportación que llegó a su pico máximo en 1997 y 1998

cuando se vendió fuera del país el 40% de la producción anual. Desde el año 2001 se sostuvo el abastecimiento interno pero la exportación comenzó a disminuir.

El mercado internacional de productos derivados del petróleo presenta desde hace cinco décadas una paridad entre ingresos y egresos con algunos picos estacionales debidos a circunstancias especiales.

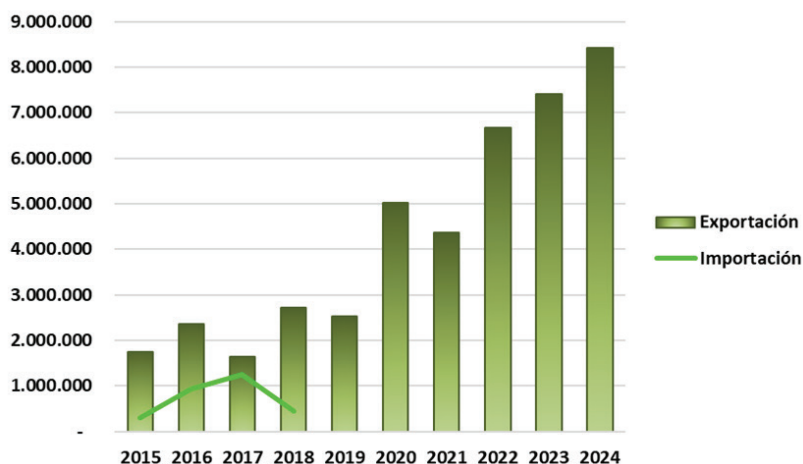
9.1 - Importación y Exportación de Petróleo Crudo 2015 - 2024

Unidad: m3

	Importación	Exportación
2015	292.365	1.737.250
2016	920.475	2.353.377
2017	1.255.368	1.636.198
2018	444.586	2.722.189
2019		2.520.012
2020		5.015.060
2021		4.365.504
2022		6.658.890
2023		7.412.639
2024		8.415.927

Argentina. Importación y exportación de petróleo crudo

Unidad: m3



El gas natural representa un problema particular. Tradicionalmente, aún en los años de mayor producción, Argentina importa gas de Bolivia, que llega al país por un gasoducto para ingresar a la red de nacional de transporte. En 1997 Argentina comenzó a exportar gas natural, a Brasil, Chile y Uruguay. Los volúmenes máximos de exportación de gas se registraron entre 2001 y 2006.

El incremento de la demanda proveniente de todos los sectores consumidores, especialmente de las centrales eléctricas, hicieron necesario no solo disminuir la exportación desde 2007, sino

también iniciar el camino de la importación de gas natural licuado (GNL). Como ya se ha planteado, el desarrollo de los reservorios no convencionales y la construcción de un nuevo gasoducto abren una puerta a la solución para este problema. Las miradas más optimistas sugieren que Argentina dejará de importar GNL en dos años, incrementando su participación en el mercado exportador. Para ello cuenta con una importante infraestructura de transporte por ductos que le permite acceder a los mercados de países limítrofes.

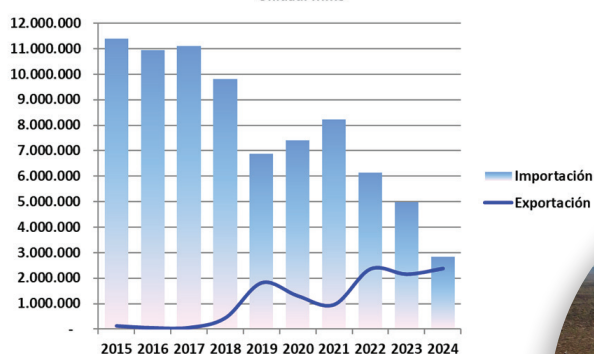
Importación y exportación de gas natural

Unidad: Mm3

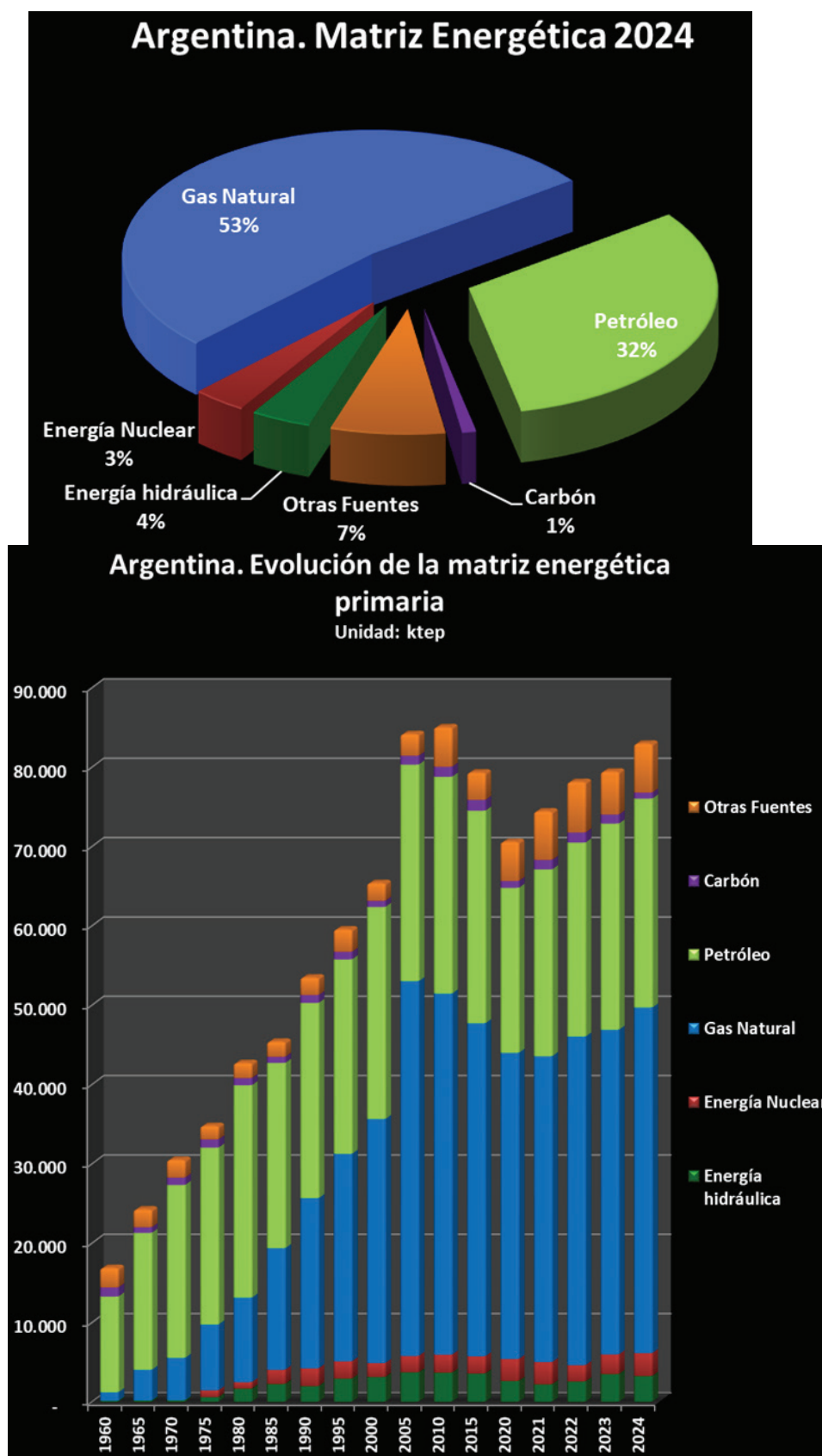
	Importación	Exportación
2015	11.388.077	138.236
2016	10.937.826	62.247
2017	11.095.440	72.627
2018	9.796.541	449.533
2019	6.872.547	1.813.053
2020	7.405.977	1.301.519
2021	8.235.622	966.760
2022	6.137.934	2.350.616
2023	4.982.570	2.147.344
2024	2.839.654	2.367.597

Argentina. Importación y exportación de gas natural

Unidad: Mm3



11 Matriz energética Argentina



12 Fuentes de información

Argentina. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

<https://www.enargas.gob.ar/secciones/institucional/introduccion.php>

Argentina. Ministerio de Justicia. INFOLEG, Información Legislativa y Documental.

<http://www.infoleg.gob.ar/>

Argentina. Secretaría de Energía. Sistema Unificado de Información Energética.

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/informacion-energetica/sistema-unificado-de-informacion>

IAPG. 7° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2019. "Hacia una mayor productividad con menores costos".

<https://www.iapg.org.ar/congresos/2019/produccion/> <https://www.petrotecnica.com.ar/120/120.pdf>

IAPG. 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas 2023. "Invertir, producir y exportar.

<https://produccion2023.iapg.org.ar/> https://www.iapg.org.ar/petrotecnica_notas/423/82-87.pdf

IAPG. EL ABCÉ DEL OFFSHORE.

<https://offshoreenargentina.com.ar/el-abce-del-offshore/>

IAPG. GEO-PG. Sistema Geográfico de Petróleo y Gas

<https://iapg.org.ar/geo-pg-sistema-geografico-de-petroleo-y-gas/>

IAPG. Revista Petrotecnica

<https://www.petrotecnica.com.ar/todas-las-revistas.html>

IAPG. Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas Argentinas.

<https://tienda.iapg.org.ar/products/detail/rocas-reservorio-de-las-cuencas-productivas-argentinas-2o-edicion-142>

IAPG. Shale en Argentina.

<http://www.shaleenargentina.com.ar/>

IAPG. Sistema de Información de Petróleo y Gas (SIPG). Módulos Upstream y Downstream.

<https://iapg.org.ar/sipg-modulos-up-y-down/>

USA. Energy Information Administration. World Shale Resource Assessments. Technically Recoverable Shale. Oil and Shale Gas Resources: Argentina.

https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf?zscb=18820538



©2025 - Todos los derechos registrados
por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Se permite su reproducción mencionando la fuente.

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
Maipú 639 – (C1006ACG) Buenos Aires – ARGENTINA
informa@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar