



Econosignal

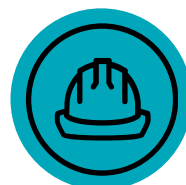
Impacto del sector de Hidrocarburos en Argentina

Agosto 2026

Argentina posee uno de los mayores potenciales de crecimiento energético del mundo gracias al desarrollo de **Vaca Muerta**.

A partir de la expansión de la producción de petróleo y gas, nuevas obras de infraestructura y un marco regulatorio más favorable a la inversión, el sector podría generar 107 mil nuevos empleos, elevar su participación desde 3,4% hasta 5,5% del PIB y aumentar las exportaciones de hidrocarburos en hasta USD 46.700 millones anuales hacia 2035, consolidándose como una de las principales fuentes de divisas del país.

Hacia **2035**



107 mil
nuevos
empleos



Hasta
5,5%
del PIB



Hasta
USD 46.700 millones
anuales en exportaciones



Contenido

1.	Resumen ejecutivo	05
2.	Historia reciente	07
	2.1. Privatización y desregulación de los años noventa	07
	2.2. Pérdida del autoabastecimiento	08
	2.3. Reestatización de YPF	08
	2.4. Desarrollo de Vaca Muerta	09
3.	Evaluación del mercado del petróleo	12
	3.1. Oferta y demanda global	12
	3.2. Producción de petróleo en Argentina	14
4.	Evaluación del mercado de gas	16
	4.1. Oferta y demanda global	16
	4.2. Producción de gas en Argentina	17
5.	Desarrollo de infraestructura	20
	5.1. Petróleo: oleoductos y terminales de exportación	20
	5.2. Infraestructura y comercialización para gas natural	22
	5.3. Infraestructura para líquidos del gas natural (NGLs)	25
6.	Impacto en inversión, empleo, valor agregado y exportaciones	26
	6.1. Inversión	26
	6.2. Empleo	29
	6.3. Exportaciones	31
	6.4. Actividad económica	32
7.	Marco jurídico	34
8.	Conclusiones	36
	Anexo 1. Modelo de Equilibrio General Computacional de Deloitte	37
	Anexo 2. Breve historia de los derechos de exportación al barril de petróleo	38

Reportes de inteligencia económica diseñados a tu medida

Realizamos **estudios personalizados y presentaciones** de un tema económico de su elección, que implique un impacto en la operación de su empresa, anticipándonos a posibles afectaciones, presentando pronósticos y escenarios a tomar en cuenta.

Cubrimos las siguientes áreas:



Pronósticos para la toma de decisiones

Tome mejores decisiones estratégicas a partir de nuestros pronósticos económicos.



Estudios de impacto económico

Cuantificación del impacto de una iniciativa de negocio sobre la economía y la sociedad, y demostrar su valor económico.



Políticas Públicas

Diseño, planificación y evaluación de políticas públicas, buscando maximizar su impacto económico y social.



Economía de la competencia

Análisis exhaustivo de potenciales situaciones de dumping, competencia desleal y fusiones, entre otras, y su impacto sobre los consumidores.



Análisis Costo-Beneficio

Una herramienta de toma de decisiones.



Envíe un e-mail a Econosignal.conosur@deloitte.com para hacer su solicitud.

Autores del reporte

Daniel Zaga

Economista en Jefe
Deloitte Spanish Latin America
dzaga@deloittemx.com

Federico Di Yenno

Gerente de Análisis Económico
Marketplace Cono Sur
fdiyenno@deloitte.com

Bautista Martina

Analista Económico
Marketplace Cono Sur
bmartina@deloitte.com

Socios responsables

Erick Calvillo

Socio Líder de Crecimiento de Mercado
Deloitte Spanish Latin America
ecalvillo@deloittemx.com

Gastón Quignon

Socio Líder de Crecimiento de Mercado
Marketplace Cono Sur
Deloitte Spanish Latin America
gquignon@deloitte.com

1. Resumen ejecutivo



Este reporte presenta una perspectiva sobre el futuro de la economía argentina a partir del desarrollo esperado del sector de hidrocarburos.

De acuerdo con las estimaciones del modelo de **Equilibrio General Computacional de Deloitte (DCGE)** ([Anexo 1](#)), la expansión de la producción de petróleo y gas podría **aportar 0,14 puntos porcentuales adicionales al crecimiento anual del PIB entre 2026 y 2035, generar 107 mil nuevos empleos**, elevar el aporte sectorial desde **3,4% hasta 5,5% del PIB** y aumentar las exportaciones de hidrocarburos desde **USD 16.300 millones en 2025 hasta USD 46.700 millones en 2035**. De concretarse este escenario, el complejo de hidrocarburos se convertiría en la principal fuente de generación de divisas del país, **superando incluso los niveles actuales de exportación de los principales complejos agroindustriales. Los resultados también sugieren que la expansión del sector energético modificaría la composición de la actividad económica y del empleo.**

El aumento de la producción de hidrocarburos impulsaría una reasignación gradual de recursos hacia las actividades vinculadas a la energía, la construcción, el transporte y los servicios asociados, en un contexto de mayores salarios e inversiones.

La transformación del sector encuentra su principal fundamento en el desarrollo de **Vaca Muerta**, una de las formaciones de hidrocarburos no convencionales más relevantes del mundo. Argentina posee los **segundos mayores recursos no convencionales de gas natural y los cuartos de petróleo a nivel global**, una dotación que le permite proyectar varias décadas de abastecimiento interno y una expansión sostenida de sus exportaciones energéticas. La mejora de productividad observada durante los últimos años, junto con la reducción de costos operativos y el ingreso de nuevos operadores e inversiones, **consolidó a la Cuenca Neuquina como el principal polo de crecimiento energético del país.**

El contexto internacional también resulta favorable. Mientras la demanda mundial de petróleo continúa creciendo y el gas natural consolida su rol como combustible de transición, Argentina avanza en proyectos para expandir su capacidad exportadora. La construcción de oleoductos, gasoductos, terminales portuarias y proyectos de GNL permitirá transformar los recursos de Vaca Muerta en exportaciones a gran escala y ampliar el acceso a mercados internacionales. **De concretarse los proyectos anunciados, el sector podría movilizar inversiones por más de USD 160.000 millones durante los próximos diez años, con desembolsos anuales superiores a USD 20.000 millones hacia 2030, una escala pocas veces observada en la economía argentina.** Bajo este escenario de continuidad de

las inversiones y expansión de la infraestructura, la producción nacional podría alcanzar **1,5 millones de barriles diarios hacia 2030 y aproximarse a 1,7 millones hacia 2035**. Esto convertiría a Argentina en el **segundo productor de petróleo de América Latina** y le permitiría ascender desde el **puesto 19 al 14 entre los mayores productores del mundo**. Paralelamente, el crecimiento de la producción de gas natural y el avance de los proyectos de licuefacción posicionan al país para incorporarse al mercado global de GNL durante la próxima década.

La aprobación de la **Ley Bases**, la implementación del **Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI)** y la mayor apertura exportadora constituyen factores clave para materializar este potencial. En conjunto, estos cambios regulatorios buscan otorgar previsibilidad a inversiones de gran escala y largo plazo, favoreciendo el desarrollo de infraestructura estratégica y acelerando la integración de Argentina a los mercados energéticos internacionales.

En este contexto, el documento analiza la evolución histórica del sector de hidrocarburos argentino, el marco regulatorio vigente, las perspectivas de los mercados globales de petróleo y gas, los principales proyectos de infraestructura en desarrollo y las estimaciones de impacto sobre la inversión, el empleo, el valor agregado y las exportaciones. Asimismo, examina el rol de Vaca Muerta como plataforma para la consolidación de una nueva etapa de crecimiento económico impulsada por la energía.

Figura 1. Cuencas sedimentarias productivas en Argentina y la formación de Vaca Muerta



Fuente: Econosignal, en base a datos del IGN. Nota: Argentina tiene 19 cuencas sedimentarias, de las cuales solo 5 (Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral) se encuentran en producción.

2. Historia Reciente



La historia reciente del sector de hidrocarburos argentino puede leerse como una transición desde la privatización y desregulación de los años noventa hacia una etapa marcada por la pérdida del autoabastecimiento, la recuperación del rol estatal a través de YPF, el desarrollo de Vaca Muerta y la construcción de una nueva plataforma exportadora. Los recursos no convencionales de la Cuenca Neuquina modificaron estructuralmente la lógica histórica del sector, porque permitieron superar la tradicional tensión entre abastecer el mercado interno o exportar excedentes. **En nuestro escenario optimista, estos recursos tendrían potencial para abastecer la demanda local y exportaciones de petróleo y gas por más de 70 añosⁱ.**

2.1. Privatización y desregulación de los años noventa

Durante los años noventa, el sector de hidrocarburos atravesó una transformación profunda a partir de la reforma regulatoria, la liberalización de precios y comercio exterior, la reconversión de contratos en concesiones, la federalización de los hidrocarburos y la privatización de YPF y Gas del Estado. Esta última fue dividida en dos transportistas y ocho distribuidoras regionales, lo que modificó de manera estructural la organización del mercado gasífero y separó las actividades de transporte y distribución. En paralelo, la privatización de YPF se desarrolló en dos etapas: primero, mediante una apertura parcial del capital

accionario con cotización en bolsa y dirección estatal; luego, con su venta definitiva, consolidada en 1999 con la adquisición del 97,5% del capital social por parte de Repsol. Al momento de esa operación, YPF ya tenía presencia internacional en más de una decena de países y había iniciado un proceso de expansión regional. Sin embargo, tras la adquisición, la compañía redujo inversiones, transfirió activos internacionales y concentró su estrategia en la maximización de caja sobre una base de recursos ya desarrolladaⁱⁱ.

En el corto plazo, la desregulación, la apertura del mercado y el ingreso de capital privado permitieron un aumento significativo de la producción, con un récord de crudo en 1998. Ese desempeño estuvo asociado a mayores incentivos para producir, mejoras de eficiencia operativa y una explotación más intensiva de los campos existentes. No obstante, el crecimiento se apoyó en buena medida en yacimientos ya descubiertos, evaluados y delimitados por YPF durante su etapa estatal. La inversión privada se orientó principalmente a acelerar la extracción de recursos conocidos, más que a ampliar de manera sostenida la frontera exploratoria. Como resultado, el aumento inicial de la producción convivió con una caída progresiva de reservas, especialmente a medida que los yacimientos convencionales comenzaron a mostrar signos de maduración y agotamiento.

2.2. Pérdida del autoabastecimiento

El colapso de la convertibilidad marcó un nuevo punto de quiebre. **Tras la sanción de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561) de 2002, se pesificaron contratos, se alteraron precios relativos y se modificaron las reglas de funcionamiento del sector. La política hidrocarburífera pasó a priorizar el abastecimiento interno y el sostenimiento de precios locales por debajo de los internacionales, mediante derechos de exportación, restricciones al comercio exterior (ver Anexo 2) y congelamiento o regulación de tarifas, especialmente en gas natural.** Aunque estas medidas respondieron inicialmente a la emergencia, se mantuvieron durante buena parte de la década.

En este contexto, **la menor inversión no respondió únicamente a decisiones empresariales, sino también a un esquema de precios e incentivos que redujo la rentabilidad esperada de nuevos proyectos.** La recuperación económica desde 2003 impulsó la demanda de energía, pero la producción local no acompañó ese crecimiento. **El desacople persistente entre precios internos e internacionales redujo los niveles de inversión** y no pudo ser compensado por programas de estímulo fiscal o regímenes promocionales. **A partir de 1999 hasta 2011, las reservas comprobadas de petróleo se redujeron 19% y las de gas natural 55%ⁱⁱⁱ.**

El caso del gas natural fue particularmente relevante. **Entre 2004 y 2014, el precio promedio percibido por los productores en boca de pozo no superó USD 1,6 por MMBTU^{iv}, mientras el precio internacional llegó a superar USD 7 por MMBTU.** En ese período, la producción de gas cayó a una tasa anual acumulativa de 2,3%, mientras el consumo doméstico creció 2,4% anual. La demanda residencial aumentó 54% entre 2002 y 2014 y la destinada a generación eléctrica creció 87%, impulsadas por la mejora de ingresos, la expansión de cobertura y el bajo precio relativo.

La consecuencia fue una creciente dependencia de importaciones energéticas. En 2004 se retomaron las compras de gas a Bolivia y, ante su insuficiencia, en 2008 se instaló la primera terminal regasificadora de GNL del país en Bahía Blanca, operada por ENARSA (actual Energía Argentina S.A.) e YPF mediante una unidad flotante de almacenamiento y regasificación provista por Excelerate Energy. En 2011 se incorporó una segunda terminal en Escobar para reforzar el abastecimiento del Área Metropolitana de Buenos Aires. En los años de mayor dependencia externa, las terminales llegaron a recibir más de 40 cargamentos anuales de GNL. Mientras la instalación de Bahía Blanca operó hasta 2018, cuando fue desactivada tras el crecimiento de la producción de Vaca Muerta, Escobar continuó funcionando y se consolidó como la principal puerta de ingreso de GNL al país. Durante el invierno de 2023, Bahía Blanca volvió a utilizar temporalmente una unidad regasificadora para cubrir necesidades

estacionales de abastecimiento; sin embargo, una vez finalizada esa campaña, Escobar quedó nuevamente como la única terminal regasificadora operativa de Argentina^v.

Este proceso transformó al sector energético en un problema macroeconómico. **El deterioro del balance comercial energético se profundizó desde 2011, con mayores importaciones de gas natural y GNL y menores exportaciones de petróleo.** El déficit energético alcanzó USD 6.902 millones en 2013, reforzando la restricción externa de la economía argentina. Al mismo tiempo, **los subsidios energéticos crecieron desde 0,2% del PBI en 2004 hasta 2,8% del PBI en 2014**, explicados por el costo de generación eléctrica, la brecha entre precios de importación y precios internos, y los programas de estímulo a la producción.

2.3. Reestatización de YPF

La recuperación parcial del control estatal sobre YPF en abril 2012 marcó un nuevo punto de inflexión. A través de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera N° 26.741, el Estado declaró de interés público el logro del autoabastecimiento y expropió el 51% del paquete accionario de YPF, manteniendo a la empresa como sociedad anónima, pero recuperando la dirección estratégica estatal.

Tras la reestatización parcial el gobierno e YPF modificaron drásticamente su estrategia. La compañía aumentó sus niveles de inversión, apoyada en tres pilares: mejora de precios internos, endeudamiento en mercados internacionales y reinversión de utilidades. Las inversiones de YPF pasaron de un promedio anual de USD 2.300 millones entre 2008 y 2011 a USD 5.700 millones entre 2012 y 2015. Esto permitió revertir parcialmente la caída productiva: la producción de la empresa aumentó de 485 mil barriles equivalentes diarios en 2012 a 577 mil en 2015, un crecimiento cercano al 19% en tres años, mientras que la producción total del país siguió disminuyendo, debido a la caída en la producción del resto de las compañías privadas.

En paralelo, **se implementó el Plan Gas a comienzos de 2013, con el objetivo de recomponer el precio percibido por los productores y estimular la inversión en exploración y desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales.** El programa compensaba la diferencia entre USD 7,5 por MMBTU y el precio efectivamente percibido por las ventas a la demanda, aplicado sobre volúmenes incrementales respecto de una base definida para cada empresa. Posteriormente, los sucesivos esquemas de promoción incorporaron nuevos incentivos, destacándose el programa establecido por la **Resolución 46/2017**, orientado a acelerar el desarrollo de los recursos no convencionales de Vaca Muerta mediante precios estímulo para la producción incremental. **Estas políticas contribuyeron a revertir la caída observada durante la década anterior y a consolidar una etapa de recuperación de la producción gasífera:** entre 2014 y 2019, la producción de

gas natural creció a una tasa anual acumulativa de 3,5%, impulsada por la expansión de los desarrollos no convencionales^{vi}.

El desarrollo de Vaca Muerta se inscribe en este cambio de etapa. Si bien la formación había sido descubierta décadas atrás, recién **en 2011 comenzaron a estimarse reservas probadas a partir de la disponibilidad de tecnologías que permitían extraer petróleo y gas contenidos en la roca madre.** A comienzos de la década de 2010, no estaba clara la viabilidad económica de la producción no convencional en Argentina, especialmente en un contexto de caída de los yacimientos convencionales.

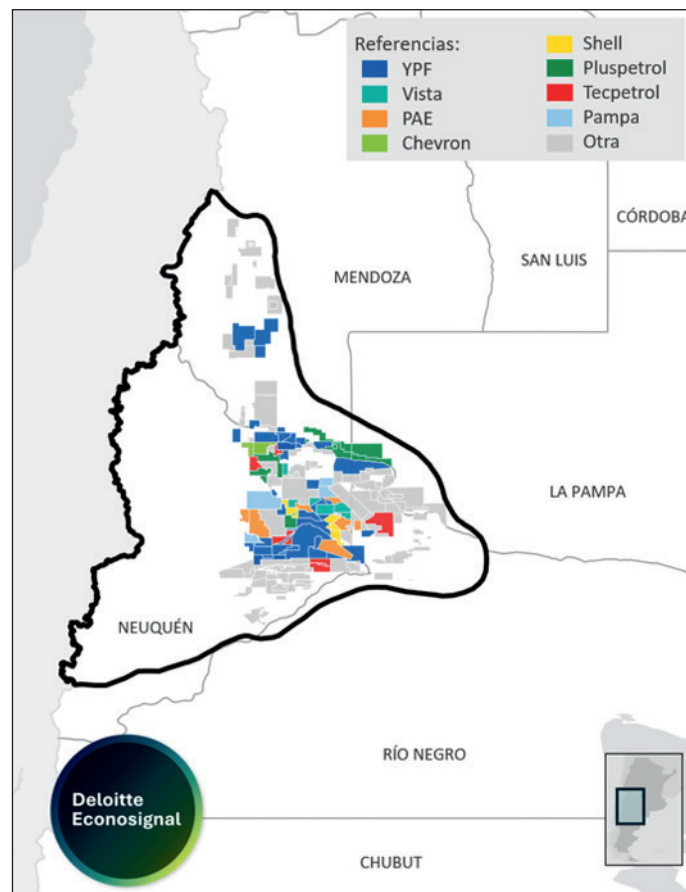
2.4. Desarrollo de Vaca Muerta

El desarrollo masivo de Vaca Muerta tuvo un punto de inflexión con el acuerdo definitivo firmado entre YPF y Chevron el 16 julio de 2013^{vii}. El convenio permitió iniciar el **desarrollo de Loma Campana y Loma Lata Norte**, con una inversión inicial de USD 1.240 millones por parte de Chevron y un piloto total de aproximadamente USD 1.500 millones, **convirtiéndose en el primer proyecto de escala para la explotación no convencional en la Cuenca Neuquina^{viii}.** La primera etapa preveía más de 100 pozos para validar la productividad de la formación y escalar el proyecto. En una fase posterior, el desarrollo completo podía superar los 1.500 pozos, con una meta hacia 2017 de 50.000 barriles diarios de petróleo^{ix}. El esquema se estructuró como una asociación en la que YPF aportaba la concesión y el conocimiento local, mientras que Chevron contribuía con capital, tecnología y experiencia en no convencionales. Este formato permitió compartir costos, reducir riesgos, acelerar la curva de aprendizaje y avanzar en el “desriskeo” de Vaca Muerta, en una etapa en la que todavía no estaba plenamente demostrada la viabilidad económica del shale argentino^x.

El acuerdo estuvo acompañado por el Decreto 929/2013, publicado el 15 de julio de 2013, que creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. La norma buscó flexibilizar las condiciones para grandes inversiones convencionales y no convencionales, en el marco de las Leyes 17.319, 26.197 y 26.741. Entre sus incentivos, estableció que las empresas con planes de inversión no inferiores a USD 1.000 millones en cinco años podrían exportar el 20% de su producción incremental sin pagar derechos de exportación y disponer del 100% de las divisas generadas. Además, si la oferta local resultaba insuficiente, podían vender en el mercado interno los hidrocarburos originalmente destinados a exportación a precios internacionales. En la práctica, el decreto buscó mejorar la previsibilidad del proyecto YPF-Chevron y facilitar la llegada de capital extranjero en un contexto de restricción externa y necesidad creciente de inversión en hidrocarburos^{xi}.

Como los recursos hidrocarburíferos pertenecen a las provincias, el acuerdo requería la intervención de Neuquén. Luego de la firma entre YPF y Chevron, la Provincia e YPF suscribieron el 24 de julio de 2013 un Acta Acuerdo para Loma Campana, aprobada por la Ley provincial 2.867 el 29 de agosto de 2013. Esta ratificación otorgó viabilidad institucional al proyecto e incluyó aspectos vinculados con la concesión, el redimensionamiento del área a explotar, el régimen impositivo, las condiciones ambientales y la prórroga de la concesión de YPF^{xii}.

Figura 2. Formación de Vaca Muerta. Principales empresas y áreas de explotación en 2026



Fuente: Econosignal en base a Secretaría de Energía de la Nación.

A partir del impulso inicial de Loma Campana, que comenzó con el acuerdo YPF-Chevron en 2013, Vaca Muerta empezó a consolidar un mapa de proyectos no convencionales cada vez más diversificado. Entre los desarrollos más relevantes se destacan:

> Shale oil

- **La Amarga Chica:** acuerdo entre YPF y Petronas firmado en 2014 e inicio del proyecto piloto en 2015^{xiii}.
- **Bandurria Sur:** desarrollo impulsado por el piloto acordado entre YPF y Schlumberger en 2017, con la incorporación posterior de Shell y Equinor en 2020.

> Shale gas

- **El Orejano:** iniciado por YPF en 2013 y posteriormente desarrollado junto con Dow.
- **Fortín de Piedra:** operado por Tecpetrol desde 2017.
- **Aguada Pichana Este:** primer pozo perforado por TotalEnergies en 2012 y aprobación del desarrollo de shale gas en 2017.
- **Rincón del Mangrullo:** desarrollado por YPF y Pampa Energía desde 2013 en tight gas y expandido en 2017 hacia nuevos recursos no convencionales.

Asimismo, además de YPF, Chevron, Petronas, Vista, Tecpetrol, TotalEnergies, Pampa Energía, Shell y Equinor, otras compañías como Pan American Energy (PAE), Pluspetrol, CGC y Wintershall Dea ampliaron su presencia en Vaca Muerta mediante participaciones en distintos bloques de petróleo y gas no convencional^{xiv}.

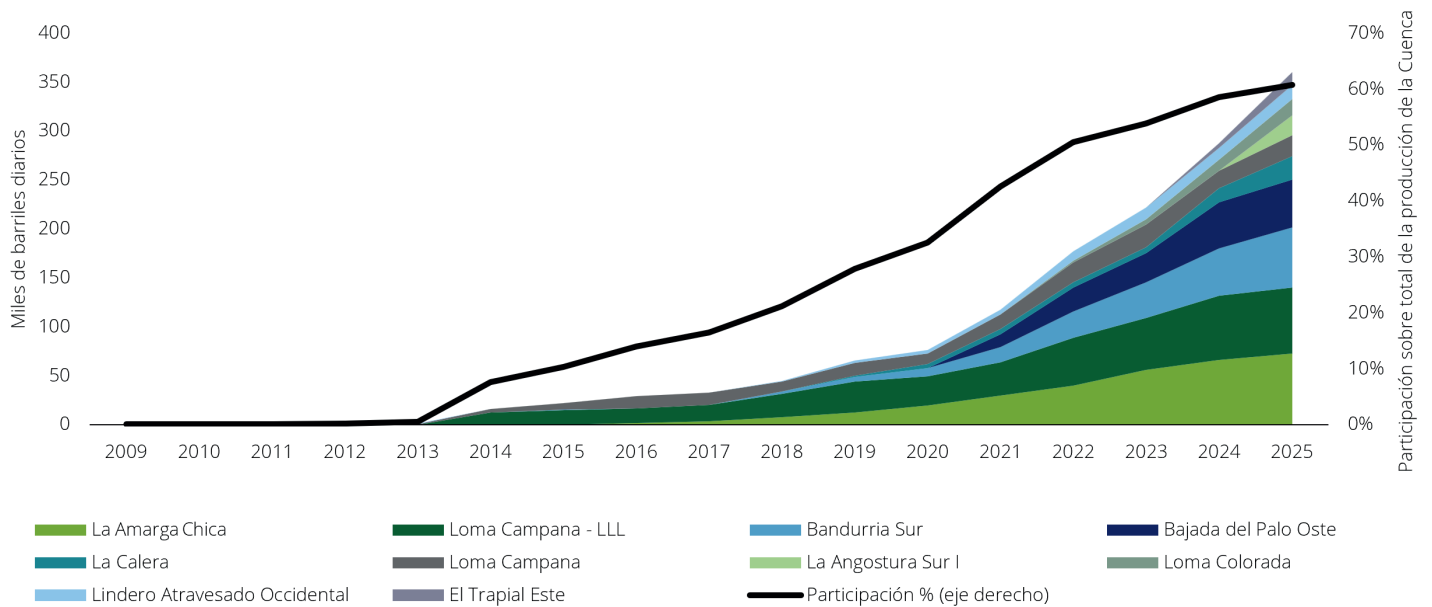
Entre 2012 y 2019, las inversiones vinculadas a la producción no convencional, incluyendo perforación de pozos, plantas de tratamiento, instalaciones e infraestructura de transporte, superaron los USD 24.000 millones. En una primera etapa, el desarrollo estuvo más orientado al petróleo, aunque desde 2017 tomó mayor impulso la producción de shale gas. La mejora de infraestructura y la curva de aprendizaje redujeron significativamente los costos: en Loma Campana, los costos de desarrollo (development costs) pasaron de USD 27 por barril equivalente en 2015 a un promedio de USD 9-10 por barril equivalente desde 2019^{xv}.

Durante la administración iniciada en 2015, el sector combinó recomposición tarifaria, reducción de subsidios y cambios en los incentivos. Como se comentó anteriormente, en gas natural, la Resolución 46/2017 reemplazó al Plan Gas y focalizó los estímulos en producción no convencional de la cuenca neuquina y austral, con una remuneración inicial de USD 7,5 por MMBTU en 2018 y un sendero descendente hasta USD 6 por MMBTU en 2021. Este esquema impulsó especialmente proyectos como Fortín de Piedra, que en 2019 aportó más de 17 millones de m3 diarios adicionales al sistema.

En ese período YPF perdió centralidad relativa. La reducción de los ingresos de la compañía, el abandono del barril criollo, los mecanismos de desacople de precios locales y la focalización de los incentivos gasíferos en otros operadores afectaron sus niveles de inversión. **Entre 2016 y 2019, la producción total de hidrocarburos de YPF cayó 10,9%; su participación en la producción nacional de gas bajó de 38% en 2015 a 29% en 2019, mientras que en petróleo pasó de 47% a 44%.**

La pandemia de COVID-19 provocó un nuevo shock. Las restricciones a la movilidad redujeron abruptamente la demanda de combustibles, comprimieron el procesamiento de las refinerías y afectaron la producción local. Durante 2020, las refinerías procesaron en promedio 417 mil barriles diarios, 12% menos que en 2019. Para evitar cierres masivos de producción frente al desplome internacional del precio del crudo, se implementó **un nuevo precio sostén de USD 45 por barril, conocido nuevamente como "barril criollo", vigente hasta agosto de 2020. La recuperación posterior volvió a estar explicada por el no convencional. En 2021, la producción de petróleo alcanzó hacia fin de año el mayor nivel de los últimos ocho años. El crecimiento no fue homogéneo: la producción convencional cayó 15% entre diciembre de 2019 y diciembre de 2021, mientras que el shale oil aumentó 86% en el mismo período.** En gas natural ocurrió algo similar: la recuperación de 2021 fue explicada enteramente por la expansión de la producción no convencional. Para diciembre de 2021, el shale oil explicaba 36,4% de la producción total de petróleo, mientras que la producción de shale y tight gas representaba 52% de la producción total de gas natural. Estos datos ya habían confirmado que Vaca Muerta dejaba de ser una promesa de largo plazo para convertirse en un componente central del abastecimiento energético argentino y en la principal base para una estrategia exportadora futura.

Figura 3. Formación de Vaca Muerta. Producción de petróleo en principales áreas de explotación y su participación en el total de la cuenca



Fuente: Deloitte Econosignal en base a Secretaría de Energía.

La recuperación posterior a la pandemia terminó de confirmar el cambio estructural que venía gestándose desde comienzos de la década anterior. **Mientras la producción convencional continuó mostrando una tendencia declinante, los desarrollos no convencionales de la Cuenca Neuquina pasaron a explicar la totalidad del crecimiento del sector,** modificando la composición de la oferta energética argentina y redefiniendo los principales polos de inversión. **Vaca Muerta dejó de ser un proyecto en etapa de desarrollo para consolidarse como el principal activo hidrocarburífero del país, con una participación creciente tanto en la producción de petróleo como de gas natural.**

A partir de este proceso, la dinámica del sector comenzó a estar determinada cada vez más por la productividad de los recursos no convencionales, la disponibilidad de infraestructura de transporte y la capacidad de acceder a mercados externos. **En este contexto, el análisis de la evolución reciente de la producción y de las perspectivas de los mercados de petróleo y gas resulta fundamental para comprender el potencial de crecimiento que presenta la industria hidrocarburífera argentina durante los próximos años.**

3. Evaluación del mercado del **petróleo**

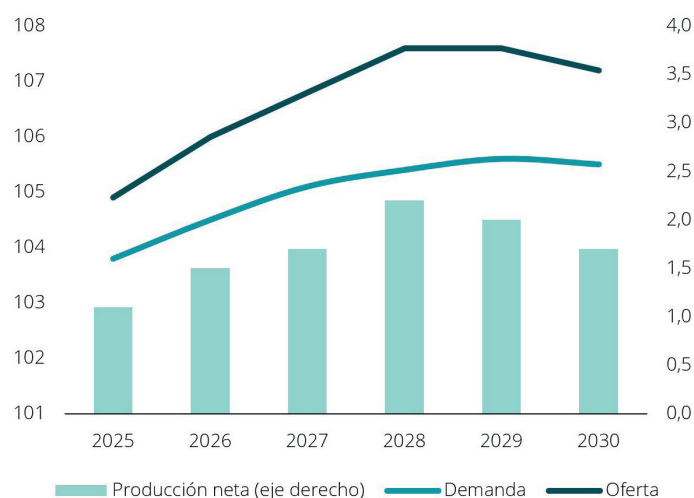


3.1. Oferta y demanda global

La creciente incertidumbre geopolítica y económica a nivel global tiene un impacto significativo sobre los productores y consumidores de petróleo, posicionando a este mercado como uno de los principales focos de atención de la agenda internacional.

En su informe de 2025, la **Agencia Internacional de Energía (AIE)** proyectó que la **producción mundial de petróleo se incrementará en 2,3 millones de barriles diarios en 5 años, alcanzando un total de 107,2 millones de barriles por día hacia 2030.**

Figura 4. Producción de petróleo a nivel global



Nota: Escenario de producción base. Comprende petróleo crudo, condensados, líquidos del gas natural (NGLs, por sus siglas en inglés) y petróleo proveniente de fuentes no convencionales.

Fuente: International Energy Agency (EIA).

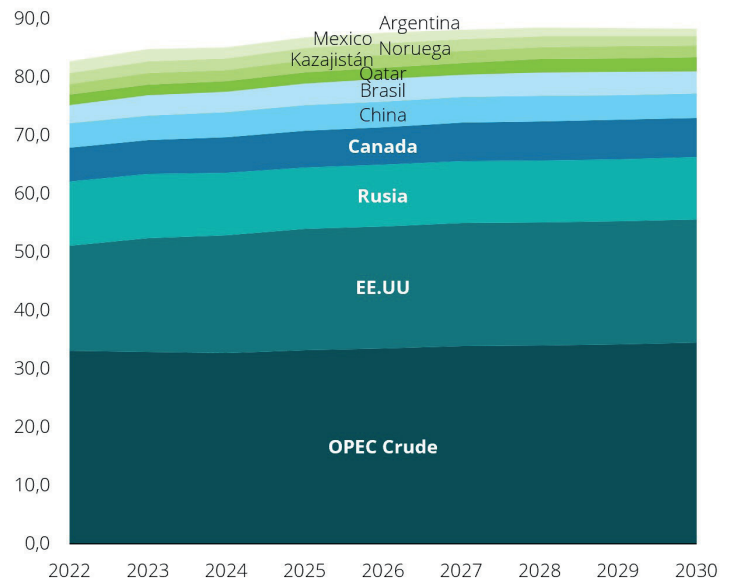
De acuerdo con el organismo, este crecimiento estará impulsado **principalmente por Arabia Saudita y Estados Unidos**, que en conjunto explicarían cerca del 40% de la expansión prevista de la capacidad productiva global. En el caso de Arabia Saudita, el aumento se vincula principalmente con la disponibilidad de capacidad ociosa y la posibilidad de ampliar la extracción en función de las condiciones del mercado, mientras que en Estados Unidos el crecimiento continuará siendo impulsado por los avances tecnológicos y el desarrollo de yacimientos no convencionales.

La AIE destaca, además, que la capacidad de producción mundial crecerá a un ritmo superior al de la demanda durante los próximos años, **configurando un escenario de mayor holgura en el mercado petrolero. La EIA proyecta un aumento de la demanda de 1,7 millones de barriles por día, superando en 2030 los 105,5 millones de barriles diarios.** El informe establece que la industria petroquímica será uno de los principales impulsores del incremento de la demanda, tanto por la **mayor necesidad de líquidos del gas natural (NGLs) como por otros líquidos no derivados del crudo**, insumos altamente demandados por el sector industrial.

Este contexto podría contribuir a moderar las presiones sobre los precios internacionales del crudo, aunque su evolución seguirá condicionada por factores geopolíticos, las decisiones de producción de la OPEP+, el desempeño de la economía mundial y el ritmo de la transición energética. En consecuencia, si bien las perspectivas apuntan a una mayor disponibilidad de oferta hacia el final de la década, el mercado continuará expuesto a elevados niveles de incertidumbre y volatilidad.

Según el escenario base planteado por la EIA a nivel global y por **Deloitte Econosignal para Argentina en un escenario optimista, hacia 2030 el país alcanzaría una producción promedio de 1,6 millones de barriles diarios (incluyendo NGLs)**, lo que implicaría un aumento de aproximadamente 70% respecto de 2025 y le permitiría superar a Angola, Omán y varios países de la OPEP+. Comparado con las proyecciones de la EIA, **el escenario optimista para Argentina la posicionaría como el país con mayor crecimiento de la producción durante los próximos cinco años, por encima de Guyana (61%) y Qatar (31%). De esta manera, Argentina pasaría del puesto 19 en 2025 al puesto 14 entre los mayores productores de petróleo del mundo. A nivel regional, se proyecta que se convierta en el segundo mayor productor de Latinoamérica, detrás de Brasil y por delante de México, Guyana y Colombia.**

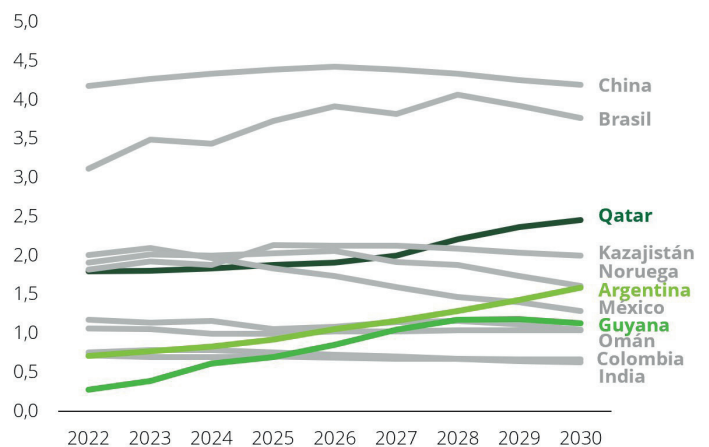
Figura 5. Proyección de producción de petróleo en principales países (Millones de barriles diarios)



Nota: Escenario de producción base. Comprende petróleo crudo, condensados, líquidos del gas natural (NGLs, por sus siglas en inglés) y petróleo proveniente de fuentes no convencionales.

Fuente: International Energy Agency (EIA).

Figura 6. Producción de petróleo en países seleccionados (Millones de barriles diarios)



Nota: Escenario de producción base global y optimista para Argentina. Comprende petróleo crudo, condensados, líquidos del gas natural (NGLs, por sus siglas en inglés) y petróleo proveniente de fuentes no convencionales. Países seleccionados: ranking global, excluyendo países de la OPEP+, Estados Unidos, Rusia y Canadá, hasta el puesto 23.

Fuente: International Energy Agency (EIA) y Econosignal para Argentina.

3.2. Producción de Petróleo en Argentina

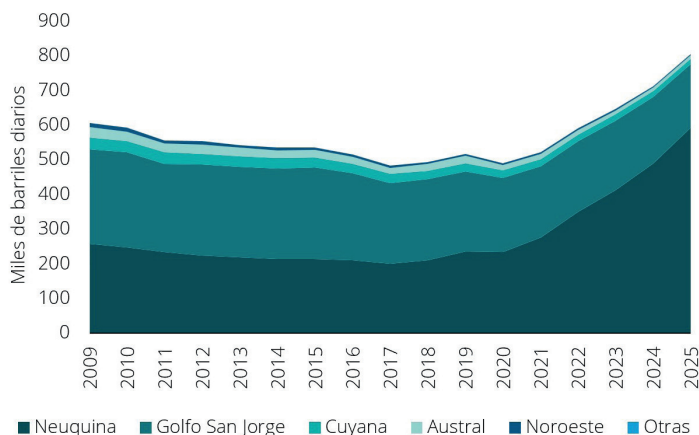
Durante 2025, la producción de petróleo en Argentina alcanzó un promedio cercano a los **800 mil barriles diarios**, registrando un crecimiento interanual del **13%** y ubicándose en el **nivel más elevado desde finales de la década de 1990**.

Este desempeño estuvo impulsado principalmente por el desarrollo de **Vaca Muerta**, que consolidó su posición como el principal motor de crecimiento de la industria hidrocarburífera argentina. Hacia fines de 2025, la formación Vaca Muerta, **ubicada en la cuenca Neuquina, ya aportaba el 62% de la producción nacional de petróleo crudo y el 73% de la producción total de la cuenca**, impulsada por áreas como Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur y Bajada del Palo Oeste. Como resultado, la participación de las cuencas tradicionales continuó reduciéndose, profundizando la concentración de la actividad petrolera en Neuquén y fortaleciendo el rol estratégico de Vaca Muerta dentro del sector energético argentino, reflejando un cambio estructural en la matriz productiva del país.

La transformación observada durante la última década resulta particularmente evidente al analizar la composición de la producción. Mientras que en 2012 el petróleo convencional explicaba prácticamente la totalidad de la extracción nacional, **en la actualidad el petróleo no convencional concentra cerca de dos tercios del total producido**. En consecuencia, el crecimiento del sector ya no depende de la recuperación de yacimientos maduros tradicionales, sino de la expansión de los desarrollos shale de la Cuenca Neuquina, que continúan exhibiendo mejoras de productividad y eficiencia operativa.

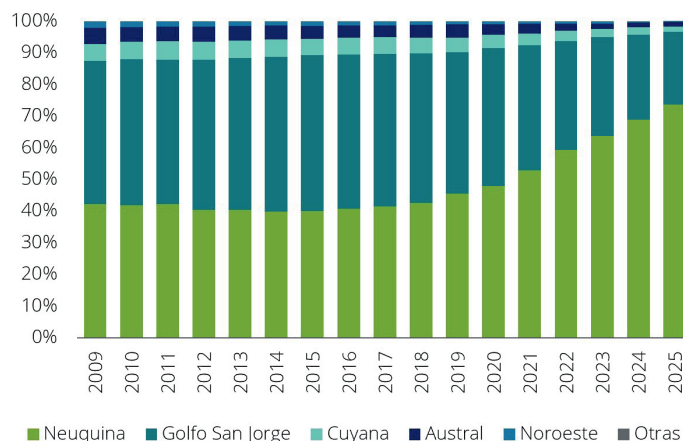
El crecimiento de la producción también comenzó a reflejarse en el frente externo. Las exportaciones de petróleo alcanzaron aproximadamente **USD 6.700 millones en 2025**, convirtiéndose en uno de los principales aportes a la generación de divisas del país. Asimismo, el sector energético registró **el superávit comercial más alto en términos históricos de USD 7.800 millones**, consolidándose como una de las principales fuentes de ingreso de dólares para la economía argentina. La creciente disponibilidad de crudo exportable permitió ampliar los mercados de destino y reforzar el perfil exportador del complejo hidrocarburífero nacional.

Figura 7. Producción de petróleo en Argentina y proyecciones



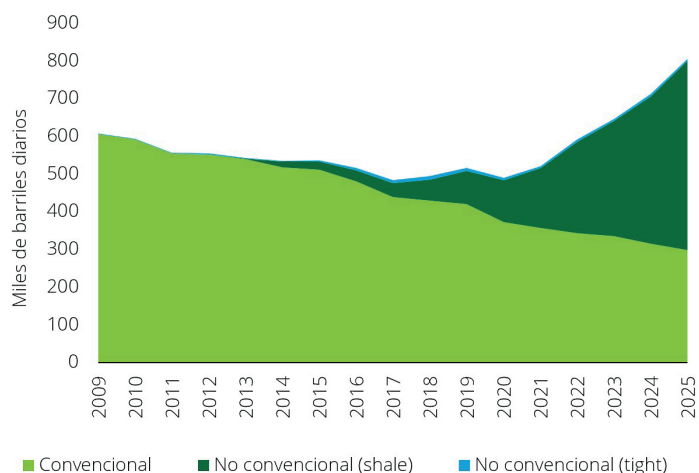
Fuente: Econosignal en base a Secretaría de Energía de la Nación.

Figura 8. Producción de petróleo por cuenca



Fuente: Econosignal en base a Secretaría de Energía de la Nación.

Figura 9. Producción de petróleo por tipo

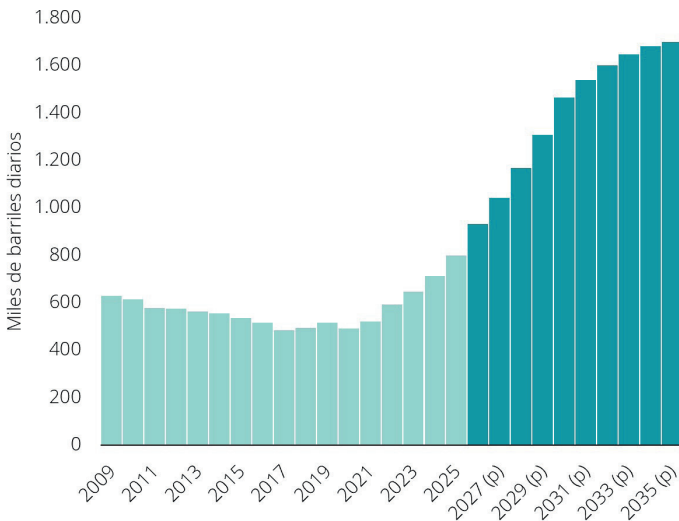


Fuente: Econosignal en base a Secretaría de Energía de la Nación.

Uno de los principales desafíos para sostener **esta trayectoria de crecimiento es la expansión de la infraestructura de transporte**. Con el objetivo de ampliar la capacidad exportadora y reducir costos logísticos, avanza el proyecto **Vaca Muerta Oil Sur “VMOS”** ([ver sección Infraestructura](#)). Una vez operativo, el proyecto permitirá incrementar significativamente la capacidad de evacuación de crudo de Vaca Muerta, habilitando exportaciones por más de **500 mil barriles diarios adicionales** y eliminando uno de los principales cuellos de botella que enfrenta actualmente la industria.

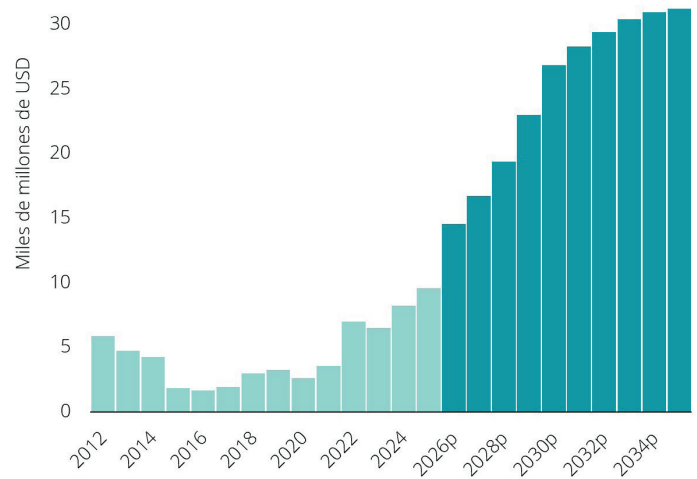
Bajo un escenario de continuidad de las inversiones, estabilidad macroeconómica y expansión de la infraestructura energética, las perspectivas de crecimiento permanecen sólidas. Nuestras estimaciones indican que Argentina podría superar los **1,5 millones de barriles diarios de petróleo crudo y condensado hacia 2030** y aproximarse a **1,7 millones de barriles diarios hacia 2035**. Con este excedente de producción, se espera que las exportaciones de petróleo y derivados alcancen los **USD 14.500 millones en 2026** y asciendan a **USD 31.200 millones en 2035**.

Figura 10. Proyección de producción de petróleo



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación y proyecciones de Deloitte Econosignal.

Figura 11. Proyección de exportaciones de petróleo y sus derivados



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación y proyecciones de Deloitte Econosignal.

4. Evaluación del mercado del gas

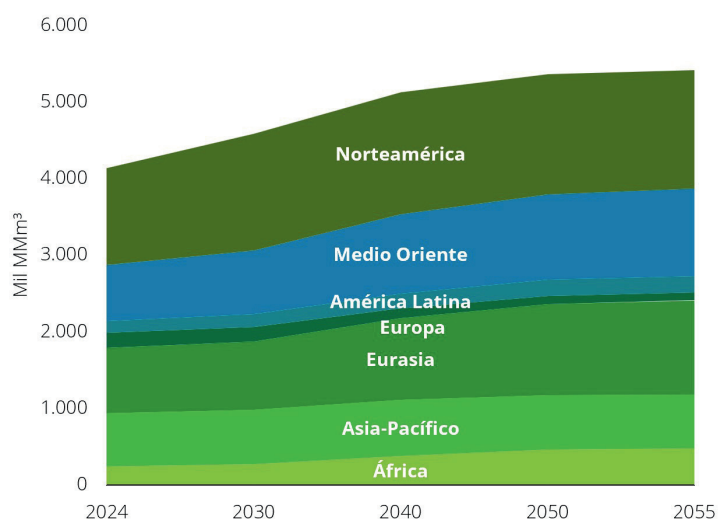


4.1. Oferta y demanda global

El gas natural ofrece una gran cantidad de **beneficios**; entre ellos se destacan sus menores emisiones relativas frente a otros combustibles fósiles, su competitividad en términos de costos, su flexibilidad operativa, su confiabilidad y su capacidad para complementar la incorporación de energías renovables al sistema eléctrico. Asimismo, constituye una herramienta relevante para fortalecer la seguridad energética y garantizar el abastecimiento en un contexto de creciente electrificación. Estas características, junto con las transformaciones estructurales que atraviesa el sistema energético global, **impulsan un aumento en las proyecciones de producción y demanda para las próximas décadas**.

Según datos del Foro de Países Exportadores de Gas (GECF, por sus siglas en inglés), **en 2024 la producción mundial de gas natural alcanzó los 4.136 mil millones de metros cúbicos (bcm), lo que representó un incremento de 1,8% interanual**. Hacia adelante, el organismo proyecta una expansión sostenida de la oferta mundial, que alcanzaría los 5.417 mil millones de metros cúbicos en 2055, equivalente a **una tasa de crecimiento anual**

Figura 12. Producción de gas natural a nivel global



Fuente: Gas Exporting Countries Forum.

acumulativa de aproximadamente 0,9%. En este escenario, **América Latina crecería a una tasa anual acumulativa de 1,2%,** pasando de **149 bcm en 2024 a 217 bcm en 2055.** Este incremento estaría impulsado principalmente por el desarrollo de **Vaca Muerta en Argentina** y por la expansión de la producción asociada a los desarrollos offshore del **Pre-Sal brasileño.**

No obstante, debido al fuerte crecimiento esperado en otras regiones productoras, particularmente África (2,8% anual), Medio Oriente (1,2% anual), y Eurasia (0,9% anual), **la participación de América Latina en la producción mundial se mantendría relativamente estable en torno al 4%.** Para el mediano plazo, el Foro proyecta un crecimiento promedio anual cercano al 1,0% durante la década de 2030. A medida que los nuevos desarrollos alcancen niveles de producción más estables, dicha tasa se moderaría hasta 0,6% hacia 2040 y 0,25% hacia el final de esa década.

Al mismo tiempo, durante 2024 la demanda mundial de gas natural alcanzó los 4.134 bcm, registrando un crecimiento interanual de aproximadamente 2,2%. **Se espera que para 2055 el consumo global supere los 5.400 bcm, creciendo a una tasa promedio anual de 0,9%, en línea con la expansión proyectada de la oferta.** Entre los sectores que mostrarían los mayores aumentos en la demanda de gas natural se destacan la generación eléctrica, la industria y el transporte. En este contexto, el Foro de Países Exportadores de Gas (GECF, por sus siglas en inglés) estima que **más del 50% del crecimiento de la demanda mundial de gas natural hacia 2055 provendrá de la generación eléctrica, por su papel como fuente de respaldo para sistemas con una creciente participación de energías renovables.**

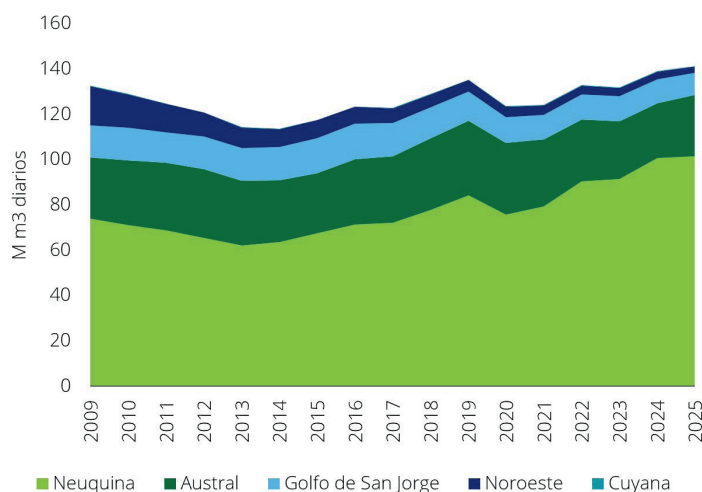
La **industria** será el segundo principal motor de crecimiento, dado que el **gas natural continúa siendo una de las fuentes de energía más competitivas para procesos de difícil electrificación** y mantiene un rol central como insumo para la petroquímica, los fertilizantes y la industria química. Además, la expansión de manufacturas vinculadas a tecnologías limpias y de otras cadenas de valor intensivas en electricidad reforzará la demanda de energía térmica confiable y competitiva, consolidando el papel del gas como un insumo estratégico para la competitividad industrial. Por su parte, **el sector transporte registraría el mayor crecimiento relativo, particularmente en segmentos de difícil electrificación como el transporte de carga y el marítimo,** mientras que la producción de **hidrógeno** también incrementará la demanda de gas natural, especialmente en la fabricación de fertilizantes y en el desarrollo de proyectos de hidrógeno azul^{xvi}.

4.2. Producción de gas en Argentina

Durante 2025, la industria gasífera argentina consolidó un proceso de transformación que comenzó con el desarrollo masivo de Vaca Muerta y que hoy redefine el abastecimiento energético nacional. La producción de gas natural alcanzó niveles récord, superando los **141 MMm³/d en promedio en 2025,** gracias al crecimiento sostenido de los desarrollos no convencionales y a la expansión de la capacidad de transporte desde la Cuenca Neuquina.

Este desempeño permitió fortalecer la seguridad energética del país y reducir significativamente la dependencia de las importaciones durante los períodos de mayor demanda.

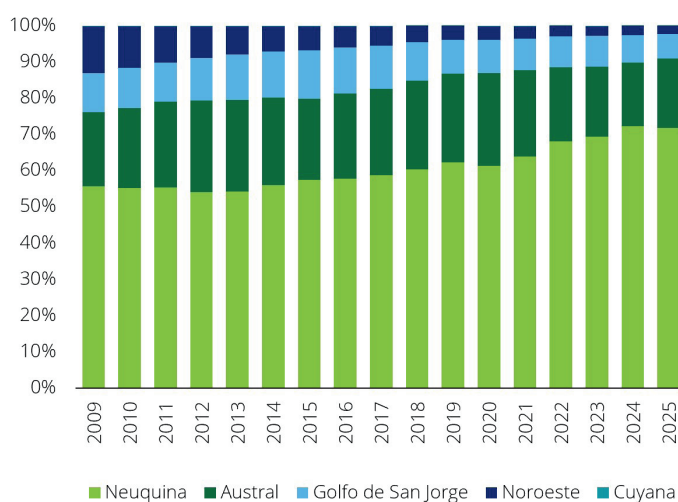
Figura 13. Producción promedio de gas natural por cuenca



Fuente: Econosignal en base a Secretaría de Energía de la Nación.

La reconfiguración del mapa productivo argentino resulta evidente al observar la creciente centralidad de Neuquén dentro del sistema gasífero nacional. Actualmente, la **Cuenca Neuquina aporta el 72 % del gas producido en Argentina,** consolidándose como el principal núcleo de abastecimiento del país. Áreas como Fortín de Piedra, La Calera, Aguada Pichana y Sierra Chata se han convertido en referentes del desarrollo no convencional, permitiendo compensar la declinación natural observada en varios yacimientos convencionales maduros.

Figura 14. Producción de gas natural por cuenca



Fuente: Econosignal en base a Secretaría de Energía de la Nación.

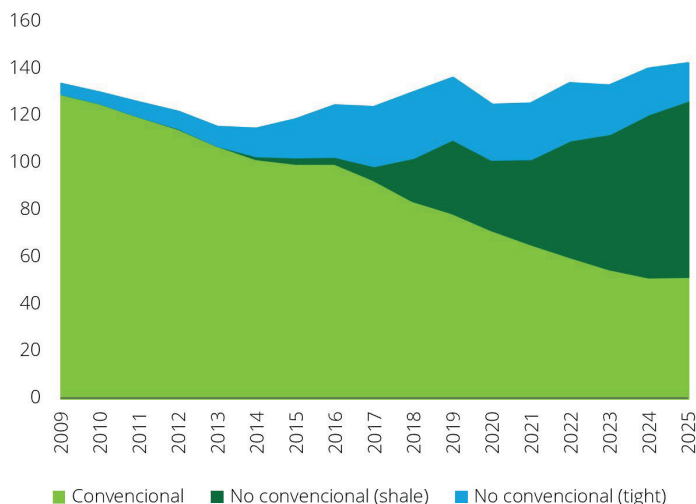
El cambio estructural también puede observarse en la composición de la oferta. **Durante la última década, el crecimiento del shale gas modificó de manera profunda la matriz productiva, desplazando progresivamente al gas convencional** como principal fuente de abastecimiento. Mientras que años atrás la producción dependía mayormente de reservorios tradicionales, actualmente los recursos no convencionales explican una proporción creciente del gas extraído en el país y constituyen prácticamente la totalidad de la expansión registrada en los últimos años. La evolución tecnológica, los mayores niveles de productividad por pozo y la mejora continua de los costos operativos han permitido acelerar este proceso.

A diferencia del petróleo, el impacto económico del crecimiento gasífero no se limita a las exportaciones, sino que también se refleja en una menor dependencia de importaciones energéticas.

El aumento de la producción local permitió sustituir compras externas de gas y combustibles para generación eléctrica, reduciendo la vulnerabilidad del sistema energético. Al mismo tiempo, Argentina amplió sus exportaciones a Chile y abrió nuevas oportunidades comerciales con Brasil ante la caída de la oferta boliviana.

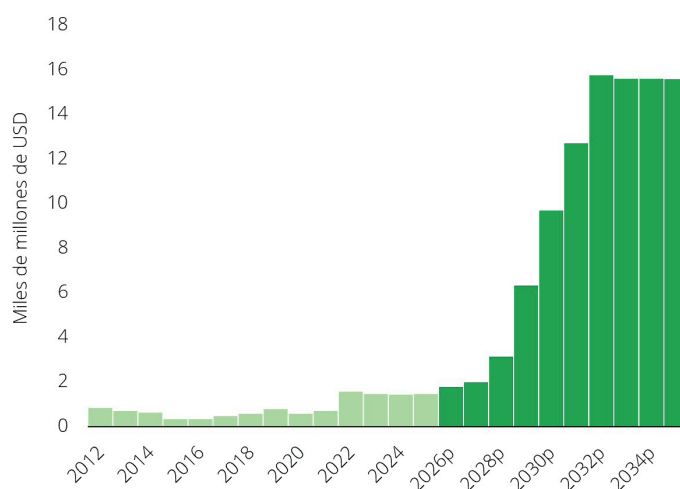
Las perspectivas de mediano y largo plazo para el sector son favorables. Se estima que la producción de gas natural podría incrementarse desde 141 MMm³/d promedio en 2025 hasta 227 MMm³/d en 2035, con picos máximos de 260 MMm³/d impulsado principalmente por la expansión de Vaca Muerta y la ejecución de nuevas obras de transporte y exportación. A medida que avancen los proyectos de licuefacción y exportación de Gas Natural Licuado (GNL), Argentina podrá ampliar significativamente la presencia internacional de Vaca Muerta. Así, el gas natural dejaría de estar orientado principalmente al mercado interno para convertirse en un vector estratégico de exportación y generación de divisas. En este escenario, las exportaciones de gas y sus derivados pasarían de USD 1.440 millones en 2025 a aproximadamente USD 15.500 millones en 2035, consolidando al gas como uno de los principales generadores de divisas del sector energético argentino.

Figura 15. Producción de gas por concepto



Fuente: Econosignal en base a Secretaría de Energía de la Nación.

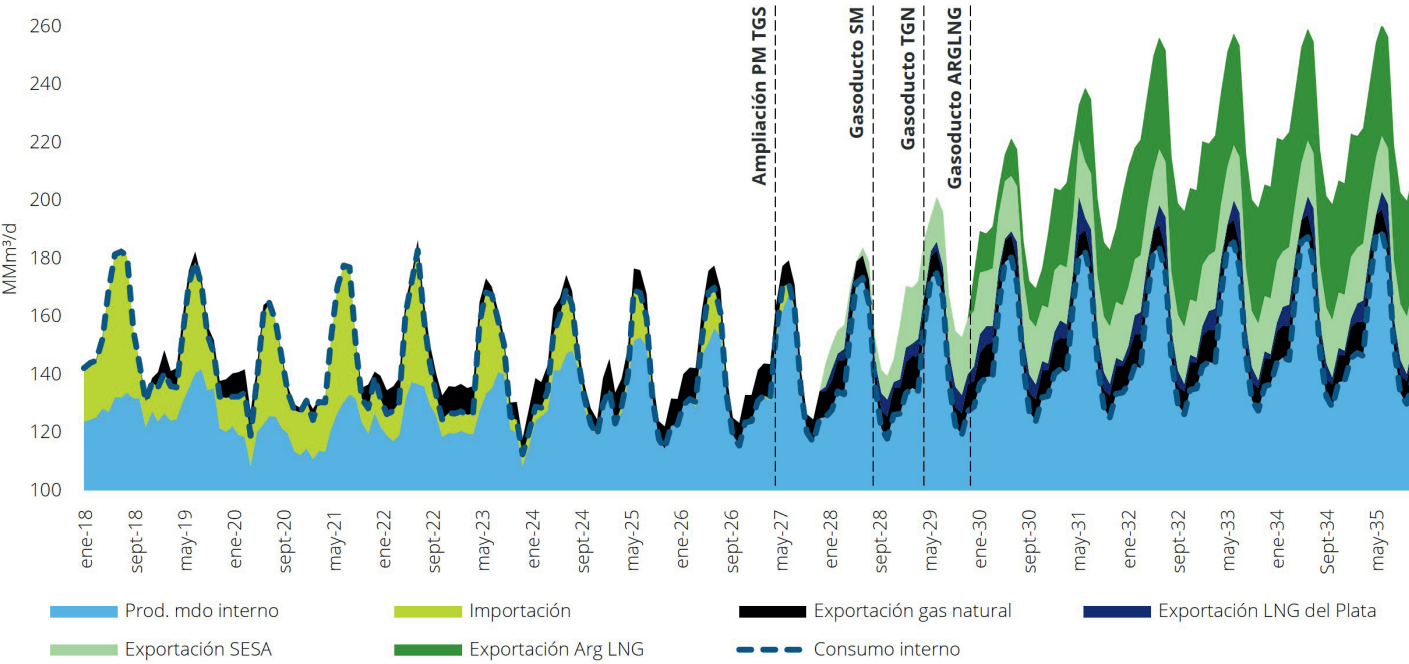
Figura 16. Exportaciones de gas natural y sus derivados



Fuente: Econosignal en base a Secretaría de Energía de la Nación.

Bajo un escenario de continuidad de las inversiones y expansión de la infraestructura, el país cuenta con recursos suficientes para consolidarse como uno de los principales proveedores de gas natural de América Latina durante las próximas décadas. La combinación de abundantes reservas, mejoras tecnológicas y creciente integración regional posiciona al sector gasífero como uno de los pilares fundamentales del desarrollo energético y económico argentino.

Figura 17. Proyección de producción de gas



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación y proyecciones de Deloitte Econosignal. Nota: PM | Gasoducto Perito Moreno. SM | San Matías.

5. Desarrollo de Infraestructura



El desarrollo exportador de Vaca Muerta comenzó a depender crecientemente de la infraestructura disponible para evacuar la producción hacia refinerías, centros de consumo y mercados externos. En este sentido, la expansión de oleoductos, gasoductos, terminales portuarias y proyectos de GNL se convirtió en una condición central para transformar el crecimiento productivo en mayores exportaciones y generación de divisas¹.

5.1. Infraestructura para petróleo: oleoductos y terminales de exportación

1 Oleoducto Trasandino (OTASA): En mayo de 2023 se reactivó el Oleoducto Trasandino (OTASA), que conecta Puesto Hernández, en Neuquén, con Chile, luego de permanecer fuera de operación desde 2006. La infraestructura permitió retomar las exportaciones de crudo hacia el Pacífico, inicialmente con un contrato de hasta 41.000 barriles diarios. La capacidad operativa del ducto continuó incrementándose tras su reactivación y, según datos de la Dirección Nacional de

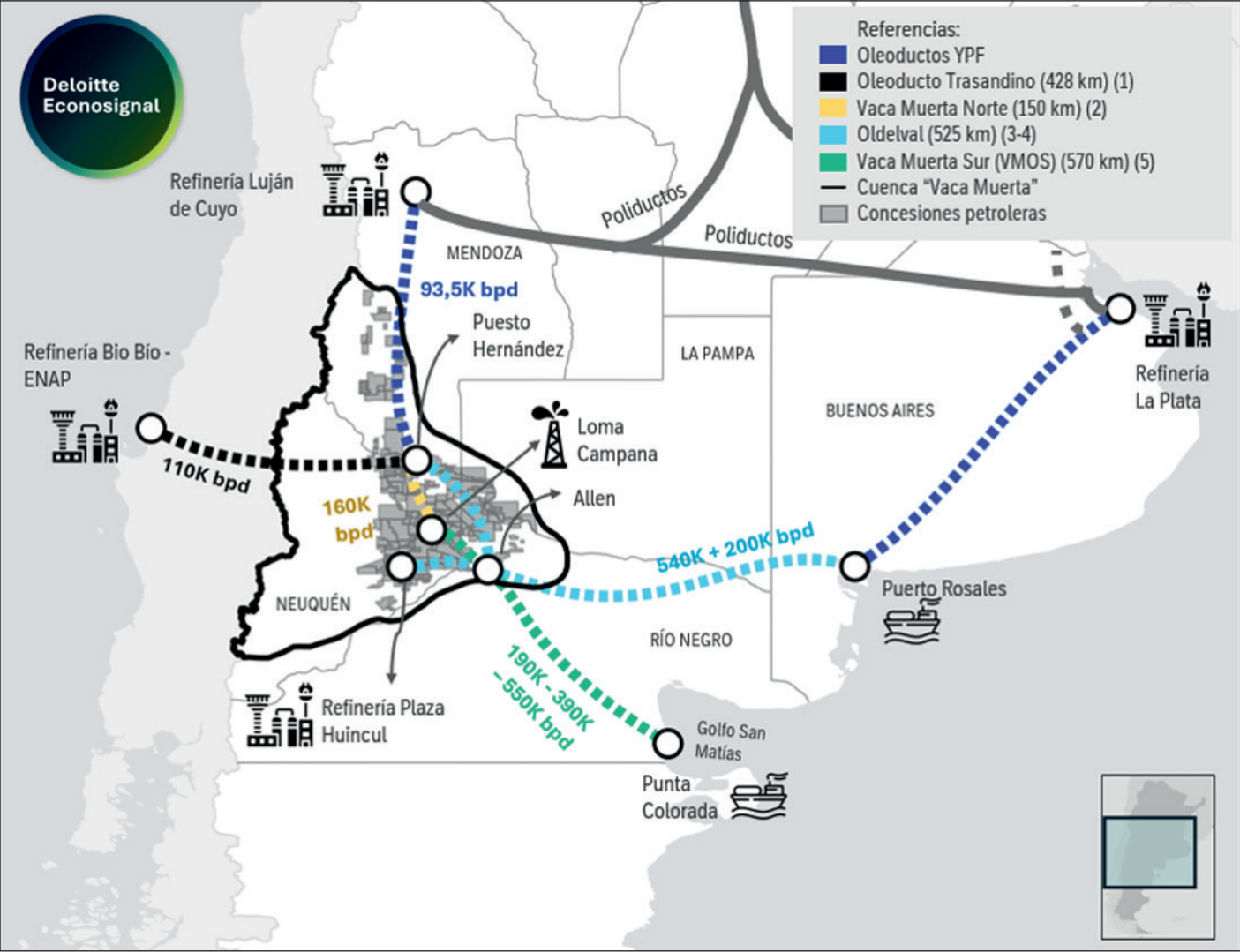
Transporte de Hidrocarburos, durante los primeros meses de 2026 utilizó alrededor del 66% de su capacidad máxima de transporte de 110.000 barriles diarios^{xvi}.

2 Vaca Muerta Oleoducto Norte: En octubre de 2024, YPF completó el proyecto Vaca Muerta Oleoducto Norte, con una inversión aproximada de USD 250 millones. La obra incluyó un oleoducto de 151 kilómetros, una cabecera de bombeo y un parque de tanques de 370.000 barriles en La Amarga Chica, lo que habilitó el transporte de hasta 160.000 barriles diarios hacia Chile y hacia el complejo de refinación de Luján de Cuyo^{xvii}.

3 Duplicar Plus: En marzo de 2025, Oldelval inauguró el proyecto Duplicar Plus, una de las ampliaciones más relevantes para la evacuación del shale oil hacia el Atlántico. Con una inversión aproximada de USD 1.400 millones, la obra elevó la capacidad del sistema que conecta la Cuenca Neuquina con Puerto Rosales, localizado en provincia de

¹ Para más información sobre los anuncios de inversión, puede consultar nuestro reporte: [Monitor de Inversiones en Argentina 4T2025 | Deloitte SLATAM](#)

Figura 18. Transporte de petróleo desde la Cuenca Neuquina. Ampliaciones en curso



Fuente: Deloitte Econosignal

Buenos Aires, desde su capacidad normal de 225 mil barriles hasta un máximo de 540 mil barriles diarios, permitiendo destrabar un cuello de botella clave para las exportaciones de crudo. Un año después, el ducto ya operaba al 95% de capacidad^{xix}. Ante la rápida saturación de la capacidad incorporada por Duplicar Plus, Oldelval avanzó con una ampliación técnica del sistema como solución transitoria hasta la entrada en operación de VMOS, según señaló el CEO de la compañía en una entrevista con EconoJournal.

La iniciativa se apoya en la repotenciación de cuatro estaciones de bombeo y en el uso de polímeros reductores de fricción sobre el corredor Allen-costa atlántica, con el objetivo de sumar hasta 200.000 barriles diarios adicionales de capacidad de evacuación^{xx}.

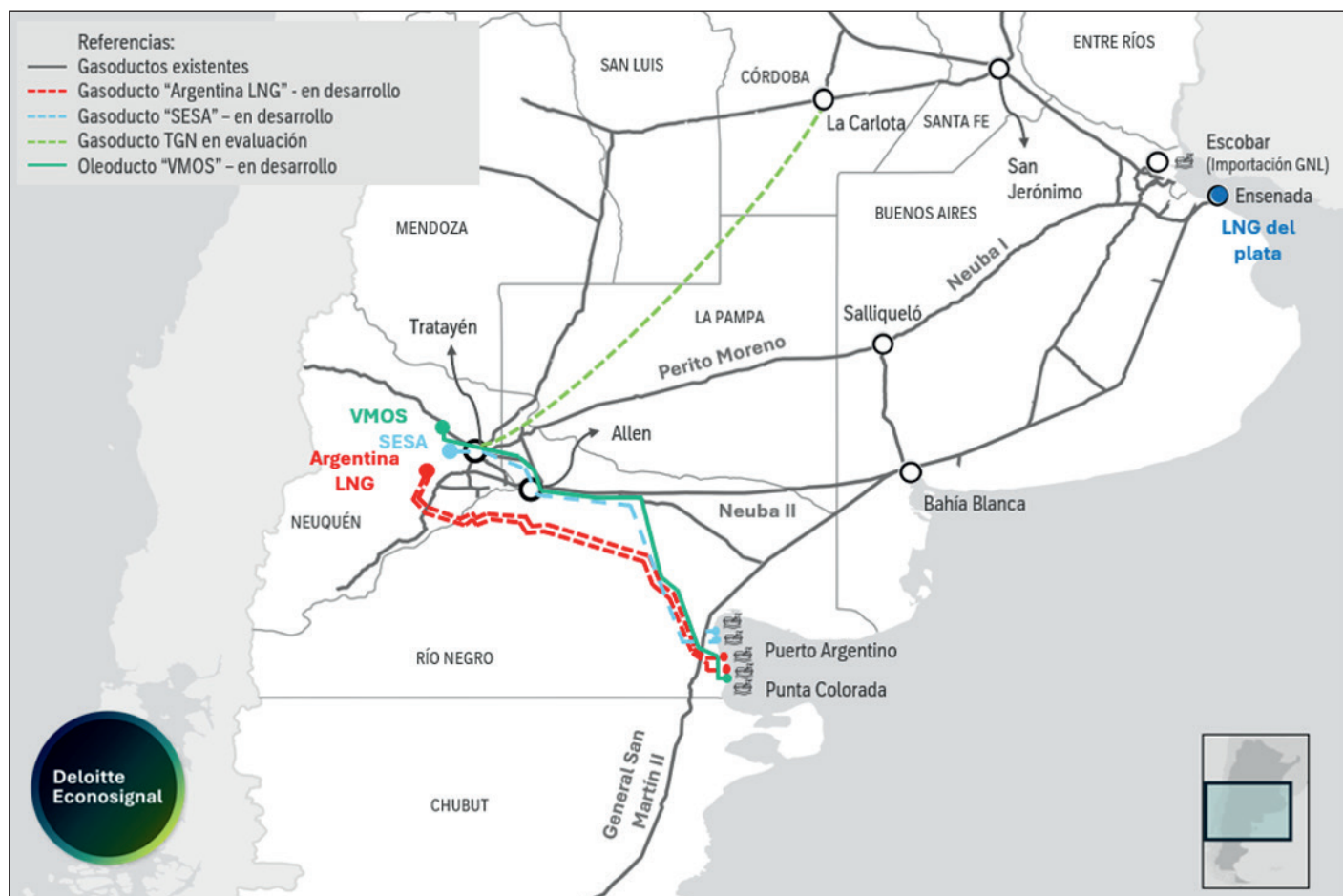
4 Duplicar Norte: En paralelo, Oldelval también confirmó el proyecto Duplicar Norte (Hub Norte), una obra de USD 380 millones destinada a reforzar la evacuación de crudo del norte de Vaca Muerta. El ducto tendrá 207 kilómetros y 24 pulgadas, conectará Puesto Hernández con Allen y se integrará al sistema troncal de Oldelval y al VMOS. El proyecto avanzará bajo contratos ship or pay con Pluspetrol, Chevron, Tecpetrol y Gas y Petróleo del Neuquén, con puesta en marcha temprana prevista para fines de 2026 y operación plena durante el primer trimestre de 2027. Estimaciones sectoriales ubican su capacidad inicial de evacuación en torno a 220.000 barriles diarios adicionales^{xxi}.

5 Vaca Muerta Oil Sur (VMOS): El proyecto Vaca Muerta Oil Sur (VMOS), con una inversión cercana a USD 3.000 millones, constituye una de las principales obras de infraestructura energética del país y apunta a aumentar el volumen de evacuación del shale oil desde la Cuenca Neuquina hacia mercados internacionales. El sistema contempla un oleoducto de 437 km de 30" entre Allen y Punta Colorada, en Río Negro, junto con almacenamiento, estaciones de bombeo

y una terminal marítima con monoboyas offshore para buques de gran porte en las costas del Golfo de San Matías. Fue aprobado bajo el RIGI como Proyecto de Exportación Estratégica de Largo Plazo con un desarrollo gradual: una fase inicial cercana a 170.000 barriles diarios hacia fines de 2026, una segunda etapa de alrededor de 390.000 en 2027 y una expansión posterior hasta 550.000 en 2028, con potencial de alcanzar 700.000 según la evolución de la producción^{xxii}.

5.2. Infraestructura y comercialización para gas natural: gasoductos y proyectos de GNL

Figura 19. Transporte de hidrocarburos desde la Cuenca Neuquina y ampliaciones



Fuente: Deloitte Econosignal

- 1 **Gasoducto Perito Moreno:** En gas natural, uno de los hitos más relevantes fue la puesta en marcha del primer tramo del actual Gasoducto Perito Moreno, inaugurado en julio de 2023. El ducto, de 573 kilómetros entre Tratayén, en Neuquén, y Salliqueló, en Buenos Aires, permitió ampliar la evacuación de gas desde Vaca Muerta hacia los principales centros de consumo. En una primera etapa transportó alrededor de 11 MMm³/d, aunque su capacidad se incrementó con la incorporación de plantas compresoras. La planta de Tratayén fue puesta en marcha en julio de 2024 y la de Salliqueló en octubre del mismo año, permitiendo llevar la capacidad efectiva del sistema a niveles cercanos a 21 MMm³/d^{xxiii}.
- 2 **Ampliación Gasoducto Perito Moreno:** La expansión del sistema no se agotaría en esa primera etapa. Originalmente, se contemplaba extender el gasoducto en un segundo tramo hacia San Jerónimo, Santa Fe. Más recientemente, el foco se desplazó hacia la ampliación de capacidad del primer tramo existente mediante nuevas plantas compresoras y adecuaciones técnicas. TGS presentó la iniciativa privada en junio de 2024 y fue adjudicada en octubre de 2025 para la Ampliación del Tramo I del Gasoducto Perito Moreno entre Tratayén y Salliqueló. El proyecto, luego aprobado bajo el RIGI en mayo de 2026 mediante la Resolución 676/2026, contempla una inversión cercana a USD 550 millones, más obras complementarias por alrededor de USD 220 millones en el sistema regulado de TGS. La obra ya se encuentra en ejecución y se prevé que esté habilitada para el invierno de 2027. Permitirá sumar unos 14 MMm³/d adicionales, llevando la capacidad del sistema de 21 a 35 MMm³/d, y facilitará el abastecimiento del GBA, el Litoral y el norte del país con gas incremental de Vaca Muerta disminuyendo importaciones de GNL^{xxiv}.
- 3 **Nuevo gasoducto Neuquén-Córdoba:** TGN evalúa la construcción de un nuevo gasoducto de aproximadamente 750 km entre Tratayén (Neuquén) y La Carlota (Córdoba) con el objetivo de incrementar la capacidad de evacuación de gas desde Vaca Muerta hacia los principales centros de consumo del país y los mercados de exportación. El proyecto se encuentra actualmente en etapa de ingeniería básica y la compañía podría adoptar la decisión final de inversión (FID) durante el segundo semestre de 2026, condicionada a asegurar compromisos de demanda por entre 13 y 15 MMm³/d, volumen considerado necesario para viabilizar económicamente la obra. El ducto tendría una capacidad inicial cercana a 20 MMm³/d, con posibilidades de ampliación futura. De concretarse, la construcción podría comenzar en 2027 y la entrada en operación se estimaría entre 2028 y 2029. La obra permitiría reforzar el abastecimiento del centro, norte y litoral del país, complementar la reversión del Gasoducto Norte, abastecer nuevos proyectos industriales y mineros, y potencialmente habilitar mayores exportaciones regionales, particularmente hacia Brasil^{xxv}.
- 4 **Reversión Gasoducto Norte:** También en 2024 se completó la reversión del Gasoducto Norte, una obra clave para reemplazar el gas importado desde Bolivia por gas producido en Vaca Muerta y abastecer al centro y norte del país. El proyecto demandó una inversión de USD 740 millones, de los cuales aproximadamente USD 540 millones provinieron de un préstamo de la CAF. La obra incluyó la construcción de 122 kilómetros de gasoducto, 62 kilómetros de loops y la reversión de cuatro plantas compresoras en Córdoba, Santiago del Estero y Salta. Con ello, el sistema quedó en condiciones de transportar hasta 19 MMm³/d hacia las provincias del norte, con impacto directo en el abastecimiento residencial, industrial y minero. La reversión del Gasoducto Norte también tiene relevancia estratégica regional: permitió reemplazar importaciones de gas natural desde Bolivia, más costosas que la producción local, y abrió la posibilidad de usar infraestructura existente para exportar gas argentino hacia Brasil. Esto es clave porque el gasoducto Bolivia-Brasil, construido en los años noventa para abastecer la demanda brasileña en un contexto de crisis hídrica y mayor generación térmica, opera por debajo de su capacidad por el declino de la producción boliviana^{xxvi}.
- 5 **Exportación Gas Natural a Brasil:** Para exportar el gas de Vaca Muerta con destino hacia Brasil, una alternativa inmediata es utilizar la red boliviana, ruta que ya fue testeada en abril de 2025. Sin embargo, esta opción depende de peajes, acuerdos regulatorios y estabilidad en un tercer país, además de requerir ampliaciones internas en Argentina, con inversiones estimadas entre USD 2.900 millones y USD 3.100 millones. Entre las alternativas estructurales, la conexión vía Uruguayana, en Brasil, aparece como una de las opciones más atractivas, ya que permitiría una integración directa con Argentina y evitaría intermediarios regionales. No obstante, requiere completar obras hacia Porto Alegre y ampliar el sistema argentino en la zona de Paso de los Libres, con una inversión estimada entre USD 3.900 millones y USD 4.900 millones. También se analiza un corredor vía Paraguay, que demandaría un nuevo gasoducto de unos 1.050 km y una inversión cercana a USD 5.400 millones, aunque enfrenta mayores desafíos de financiamiento, escala y demanda local. El principal desafío no es solo técnico, sino comercial. El sur de Brasil tiene una matriz energética fuertemente hidroeléctrica, por lo que la demanda de gas para generación puede ser volátil según el régimen de lluvias. Por eso, la financiación de una obra de largo plazo dependería de asegurar contratos firmes a precios competitivos, preferentemente respaldados por demanda industrial estable, más que por ventas ocasionales para cubrir picos térmicos^{xxvii}.

6 Southern Energy S.A o SESA (GNL): El próximo salto estructural para el gas está asociado al desarrollo de proyectos de Gas Natural Licuado (GNL). Southern Energy, integrada por PAE, YPF, Pampa Energía, Harbour Energy y Golar LNG, obtuvo aprobación bajo el RIGI para un proyecto de licuefacción flotante en el Golfo San Matías, Río Negro. El esquema contempla dos buques licuefactores: el Hilli Episeyo, de Golar LNG con capacidad de 2,45 millones de toneladas anuales (Mta) de GNL, equivalente a 11,5 MMm³/d de gas natural, se prevé su inicio de operación a fines de 2027 y el segundo buque originalmente denominado MKII, luego rebautizado Esperanza, con capacidad de 3,5 Mta, equivalente a casi 16 MMm³/d y se espera que comience a operar a fines de 2028. Con ambos buques operativos, la capacidad conjunta alcanzaría alrededor de 6 Mta de GNL, equivalentes a casi 27 MMm³/d de gas natural. Para abastecerlos de manera continua, el proyecto requiere, en una primera etapa, conectarse al Gasoducto San Martín, utilizando la capacidad existente del sistema de transporte argentino durante los meses de menor demanda local. Posteriormente, contempla la construcción del Gasoducto Dedicado Tratayén-San Antonio Oeste (también denominado Gasoducto San Matías), aprobado bajo el RIGI, con una inversión estimada de USD 1.300 millones, una extensión cercana a 480 km y una capacidad de transporte de aproximadamente 27 MMm³/d. El ducto se extenderá desde Tratayén, Neuquén, hasta la Estación Compresora San Antonio Oeste, Río Negro, para luego unirse al tramo adicional de 15 km hasta cerca de Fuerte Argentino, ubicado sobre la costa rionegrina del Golfo San Matías, abasteciendo así el esquema exportador de GNL de Southern Energy. Se espera su finalización en abril 2028^{xxviii}.

En materia comercial, el avance más relevante fue la firma del primer contrato firme de exportación de GNL de largo plazo de Argentina. En marzo de 2026, Southern Energy S.A (SESA) acordó con la alemana SEFE (Securing Energy for Europe) la venta de 2 Mta de GNL durante ocho años, con entregas previstas desde fines de 2027 bajo modalidad FOB. Ese volumen representa más del 80% de la capacidad del Hilli Episeyo, el primer buque licuefactor del proyecto, y alrededor de un tercio de la capacidad conjunta prevista con dos unidades flotantes (6 Mta). El acuerdo funciona como contrato ancla para la primera etapa del proyecto y constituye una señal clave para el financiamiento y la inserción de Argentina como nuevo proveedor global de GNL^{xxx}. Este avance se apoya en la Resolución 559/2025, publicada el 5 de mayo de 2025, que aprobó la adhesión de Southern Energy al RIGI como Proyecto de Exportación Estratégica de Largo Plazo dentro del sector petróleo y gas. La etapa inicial de 1,5-2,2 Mta de GNL, contempla una inversión total estimada de USD 6.878 millones y una inversión computable dentro del RIGI de USD 2.825 millones en los próximos 10 años.

7 Argentina LNG (GNL): En paralelo, YPF avanza con Argentina LNG, un proyecto integrado junto con ENI y XRG, el brazo internacional de ADNOC, que contempla una inversión acumulada estimada de USD 51.000 millones, lo que lo convertiría en la mayor inversión privada de la historia argentina y en el proyecto de mayor escala presentado bajo el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) en agosto de 2026. La fase prioritaria contempla una capacidad inicial de 12 Mtpa de GNL, mediante dos unidades flotantes de licuefacción de 6 Mtpa cada una, e integra producción, tratamiento, transporte y licuefacción de gas de Vaca Muerta. La decisión final de inversión (FID, por sus siglas en inglés) se espera en 2026, con exportaciones potenciales a partir de 2030 o 2031. Para esta etapa, YPF prevé buscar financiamiento de proyecto mientras que la incorporación de ENI y XRG aporta experiencia técnica, escala financiera y capacidad comercial global. La italiana ENI suma antecedentes en proyectos de GNL en Congo y Mozambique, en tanto XRG/ADNOC agrega presencia internacional y acceso a mercados de Asia y Medio Oriente. A diferencia de Southern Energy, donde ya existe un contrato firme de venta con SEFE, en Argentina LNG el avance comercial se apoya por ahora en la incorporación de socios estratégicos y en la estructuración financiera del proyecto. YPF considera que el GNL argentino podría ser más competitivo que el estadounidense para abastecer Asia, aunque menos competitivo en el mercado europeo^{xxx}.

8 LNG del Plata (GNL): Por otro lado, Camuzzi Gas Inversora firmó un Memorando de Entendimiento (MoU) en abril de 2026 con Vitol, uno de los mayores traders globales de energía, para el proyecto "LNG del Plata". El mismo contempla una inversión de USD 3.900 millones a lo largo de 20 años, una capacidad de al menos 2,4 Mta y un modelo dual: exportar GNL durante meses de menor demanda interna y reforzar el abastecimiento doméstico en invierno. El acuerdo prevé que Vitol pueda comprar hasta el 100% de la producción mediante un contrato de offtake de largo plazo y evaluar una participación accionaria en el proyecto. Esto todavía no equivale a un contrato firme como el de SEFE-SESA, pero sí representa una señal comercial relevante porque suma un trader global con capacidad de colocar cargamentos en distintos mercados. El cronograma prevé que las obras preliminares comiencen durante 2026, con el objetivo de alcanzar la operación comercial hacia los inicios de 2028. El plan incluye la instalación de un barco de licuefacción y una plataforma offshore frente a las costas de Ensenada, conectada mediante un ducto submarino de aproximadamente 10 kilómetros. La empresa ya manifestó su intención de solicitar el ingreso al RIGI^{xxxi}.

5.3. Infraestructura y comercialización de líquidos del gas natural (NGLs)

1 Poliducto Bahía Blanca (NGLs): En paralelo a los proyectos de transporte de petróleo y gas natural, también comenzaron a ganar relevancia las inversiones orientadas a monetizar los líquidos del gas natural asociados al desarrollo de Vaca Muerta. En este segmento se destacan dos iniciativas. En marzo de 2026, TGS anunció un proyecto de NGLs (Natural Gas Liquids, o líquidos del gas natural) por aproximadamente USD 3.000 millones, que contempla de construcción de: instalaciones de procesamiento en Tratayén, un poliducto hasta Bahía Blanca de 573 km, plantas de fraccionamiento y almacenamiento y obras portuarias para exportación. La obra tendría un plazo de ejecución estimado de 45 meses y podría generar exportaciones por alrededor de USD 1.200 millones anuales y crear 4.000 empleos directos y 15.000 indirectos durante la construcción^{xxxii}.

2 Fraccionamiento en Bahía Blanca (NGLs): Por otro lado, Compañía Mega inauguró en abril de 2026 su nuevo tren de fraccionamiento (NTF) en Bahía Blanca, con una inversión de USD 260 millones que permitirá aumentar un 20% en su primera etapa y hasta 50% la producción de líquidos del gas natural. Además, presentó bajo el RIGI una segunda etapa de ampliación por USD 360 millones, orientada a expandir la separación, transporte y fraccionamiento de NGLs. El proyecto RIGI de Mega permitiría aumentar cerca de 27% la producción total de la compañía y sumar más de 500.000 toneladas anuales de productos como etano, propano, butano y gasolina natural. Del volumen adicional, alrededor del 80% estaría destinado a exportación, principalmente como GLP y gasolina natural, mientras que el 20% restante iría al mercado interno, sobre todo como etano para la industria petroquímica local. Estas inversiones muestran que la infraestructura necesaria para Vaca Muerta no se limita a evacuar petróleo y gas seco, sino que también incluye la captura de valor en propano, butano, gasolina natural y etano, fortaleciendo el perfil exportador y petroquímico del sector^{xxxiii}.

En conjunto, estos proyectos muestran que el desarrollo gasífero de Vaca Muerta ya no depende únicamente de la productividad de los pozos, sino de la capacidad de construir una red de infraestructura que conecte la producción con los mercados. El Gasoducto Perito Moreno, la reversión del Gasoducto Norte, las ampliaciones de transporte y los proyectos de GNL y NGLs configuran una nueva etapa para el sector, en la que la infraestructura se convierte en el principal habilitador del crecimiento productivo, la sustitución de importaciones y la expansión exportadora.



6. Impacto en la inversión, el empleo, el valor agregado y exportaciones en Argentina



El marco regulatorio más favorable para las inversiones fortaleció la posición de Argentina como potencial exportador energético a partir del desarrollo de los recursos no convencionales de Vaca Muerta. **Este potencial fue aprovechado paulatinamente, en un proceso marcado por ciclos de inversión, mejoras productivas y expansión de infraestructura.** En los últimos años, esta perspectiva tomó mayor fuerza con la reglamentación de la Ley Bases, la mayor previsibilidad para exportaciones de hidrocarburos y la puesta en marcha de proyectos estratégicos bajo el RIGI.

6.1. Inversión

Inicialmente, el RIGI aplicado al sector de Oil & Gas estuvo asociado principalmente a la infraestructura necesaria para transformar la producción incremental de Vaca Muerta en exportaciones sostenibles. En ese marco, los proyectos aprobados o presentados bajo el régimen se orientaron a resolver cuellos de botella en transporte, evacuación, almacenamiento, licuefacción y exportación de petróleo y gas natural, como **VMOS, Southern Energy, la ampliación del gasoducto Perito Moreno, el Gasoducto San Matías y Argentina LNG, ya detallados en la sección de infraestructura.**

Figura 20. Principales proyectos de Oil & Gas vinculados al RIGI

	Proyecto	Sector	Segmento	Etapas	Compañía	Millones USD	Estatus	Fecha aprobación/postulación	Provincia
1	Vaca Muerta Oil Sur (VMOS)	Petróleo	Midstream	Transporte	YPF S.A. - Pan American Energy - Vista Energy - Pampa Energía - Pluspetrol - Chevron - Tecpetrol S.A.	2,900	Aprobado	20/03/2025	Rio Negro
2	Southern Energy	Gas	Midstream	Transporte	Pan American Energy - YPF S.A. - Pampa Energía - Harbour Energy - Golar LNG	15,156	Aprobado	29/04/2025	Rio Negro
3	Ampliación Gasoducto Perito Moreno	Gas	Midstream	Transporte	Transportadora de Gas del Sur S.A.	550	Aprobado	12/05/2026	La Pampa
4	Gasoducto San Matías	Gas	Midstream	Transporte	Pan American Energy	1,300	Aprobado	25/06/2026	Rio Negro / Neuquén
5	Rincón de Aranda	Petr.-Gas	Upstream	Exploración	Pampa Energía	4,500	Aprobado	30/06/2026	Neuquén
6	Mega	Gas	Downstream	Petroquímica	YPF S.A. - Petrobras - Dow	360	Aprobado	26/08/2026	Neuquén
7	Fértil Pampa	Gas	Downstream	Fertilizantes	Pampa Energía	2,700	Aprobado	31/07/2026	Buenos Aires
8	Bajo del Choique - La Invernada	Petr.-Gas	Upstream	Exploración	Pluspetrol - Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	12,000	Evaluación	24/04/2025	Neuquén
9	Duplicar Norte	Petróleo	Midstream	Transporte	Oldelval	380	Evaluación	21/07/2025	Neuquén
10	Los Toldos II Este	Petróleo	Upstream	Producción	Tecpetrol S.A. - Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	2,400	Evaluación	06/04/2026	Neuquén
11	LILI Oil	Petróleo	Upstream	Exploración	YPF S.A.	25,000	Evaluación	15/05/2026	Neuquén
12	Loma Jarillosa Este y Puesto Silva Oeste	Petróleo	Upstream	Exploración	GeoPark - Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	1,000	Evaluación	15/05/2026	Neuquén
13	PAE - Cerro Dragón	Petróleo	Upstream	Exploración	Pan American Energy (PAE)	680	Evaluación	01/06/2026	Chubut
14	El Trapial	Petróleo	Upstream	Exploración	Chevron	13,800	Evaluación	02/06/2026	Neuquén
15	Bandurria Norte	Petróleo	Upstream	Producción	Vista	5,800	Evaluación	21/07/2026	Neuquén

Fuente: Econosignal, en base a diversas fuentes.

Sin embargo, **el alcance del régimen se amplió de manera relevante en febrero de 2026**. A través del Decreto 105/2026, publicado en el Boletín Oficial el 19 de febrero de 2026, el Poder Ejecutivo prorrogó por un año el plazo de adhesión al RIGI, hasta el 8 de julio de 2027, e incorporó nuevos desarrollos de petróleo y gas dentro del segmento upstream. La modificación **incluyó expresamente la explotación y producción de nuevos desarrollos de hidrocarburos líquidos y gaseosos costa adentro, es decir, proyectos onshore en áreas sin desarrollo significativo** al momento de sanción de la Ley Bases y sin inversiones en explotación o producción al momento de solicitar la adhesión. Para estos desarrollos onshore, el umbral mínimo de inversión fue fijado en USD 600 millones, mientras que para exploración, explotación y producción offshore se redujo de USD 600 millones a USD 200 millones.

Entre los primeros proyectos de upstream presentados se encuentra aprobado Rincón de Aranda, de Pampa Energía, con una inversión estimada superior a USD 4.500 millones para

producción de petróleo, plantas de tratamiento, oleoductos y gasoductos en Vaca Muerta. También se presentó **Los Toldos II Este, de Tecpetrol y Gas y Petróleo del Neuquén,** con una inversión inicial de alrededor de USD 2.400 millones hasta 2028, la perforación prevista de aproximadamente 380 pozos y una meta de producción de **70.000 barriles diarios**.

Entre los proyectos de mayor escala que continúan en evaluación bajo el RIGI se destaca **Bajo del Choique - La Invernada,** presentado por **Pluspetrol y Gas y Petróleo del Neuquén (GyP)**. La iniciativa prevé una inversión cercana a **USD 12.000 millones** durante los próximos 25 años para desarrollar uno de los bloques adquiridos a ExxonMobil en Vaca Muerta. El proyecto contempla la perforación de más de **600 pozos**, la construcción de **cuatro plantas de procesamiento** y nueva infraestructura de evacuación de crudo y gas, con el objetivo de alcanzar una producción de **100.000 barriles diarios de petróleo y hasta 12 millones de m³ diarios de gas** en su etapa de máxima expansión^{xxxiv}.

También sobresale **LLL Oil**, impulsado por **YPF**, que con una inversión proyectada de aproximadamente **USD 25.000 millones** se posiciona como uno de los mayores proyectos hidrocarburíferos presentados al régimen. El desarrollo abarca un conjunto de bloques contiguos de Vaca Muerta orientados a la producción de petróleo no convencional y prevé superar los **240.000 barriles diarios** hacia comienzos de la próxima década, apoyado en una campaña de más de **1.000 pozos^{xxxv}**.

Dentro de los proyectos de menor escala relativa, pero igualmente relevantes para la expansión productiva de la cuenca, se encuentra **Loma Jarillosa Este y Puesto Silva Oeste**, presentado por **GeoPark junto con GyP**, con una inversión estimada en torno a **USD 1.000 millones** destinada al desarrollo de recursos shale oil en el norte neuquino.

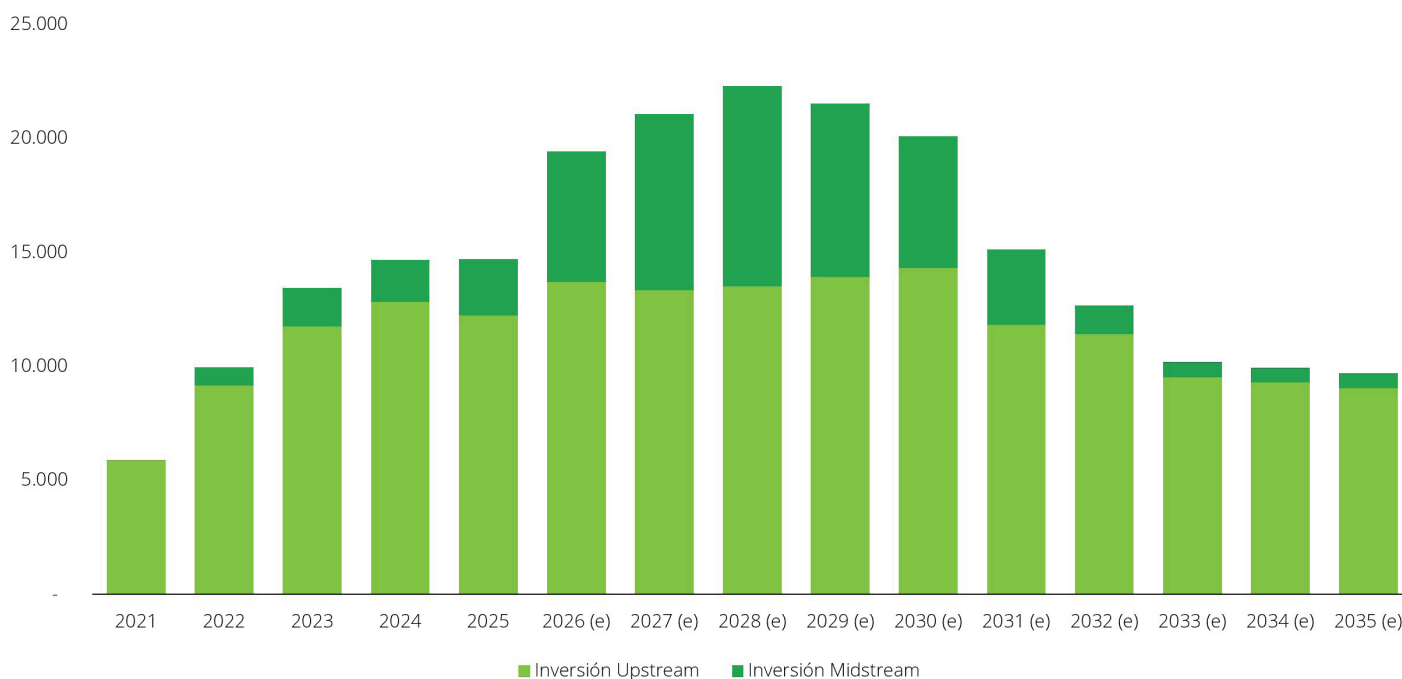
Asimismo, **El Trapial**, operado por **Chevron**, aparece entre las iniciativas más ambiciosas aún en preparación. Distintas estimaciones del sector ubican la inversión prevista por encima de **USD 10.000 millones**, orientada a acelerar el desarrollo de uno de los activos petroleros más importantes de la provincia de Neuquén tras la adquisición del área a TotalEnergies.

En paralelo, otras compañías avanzan con proyectos vinculados al desarrollo de Vaca Muerta, como **Bandurria Norte, PAE-Cerro Dragón** y diversas iniciativas asociadas a infraestructura de transporte, procesamiento y evacuación de hidrocarburos.

Dentro del segmento downstream, se incorporó recientemente al universo de proyectos vinculados al RIGI la planta de urea granulada que desarrollará **Pampa Energía** en Bahía Blanca, una inversión de aproximadamente **USD 2.700 millones** que convertirá al complejo en uno de los mayores productores de fertilizantes de América Latina, con capacidad para elaborar **2,1 millones de toneladas anuales de urea** a partir de gas natural proveniente de Vaca Muerta. La iniciativa, cuya entrada en operación está prevista **para fines de 2029**, permitirá agregar valor local a la producción de gas y generar alrededor de **USD 1.000 millones anuales** entre sustitución de importaciones y generación de exportaciones. Dada su escala, la planta podría demandar aproximadamente **1.300 millones de m³ de gas natural por año (equivalentes a unos 3,5 MM m³/d)**, consolidándose como uno de los principales proyectos de industrialización del gas de Vaca Muerta y ampliando el impacto económico del sector más allá de la producción primaria de hidrocarburos^{xxxvi}.

Estos proyectos, junto con las obras de transporte y evacuación ya detalladas en la sección de infraestructura, representan no solo un aumento potencial de las exportaciones, sino también creación de empleo, demanda de proveedores locales y generación de valor agregado en distintas etapas de la cadena energética. Bajo este panorama, medir el impacto del desarrollo del sector sobre exportaciones, empleo y PBI resulta clave para analizar el aporte que Vaca Muerta podría tener sobre la economía argentina, especialmente luego de más de una década en la que la restricción externa limitó la capacidad de crecimiento sostenido del país.

Figura 21. Inversiones de explotación y exploración en el sector de hidrocarburos



Fuente: Deloitte Econosignal.

En los próximos años, la inversión upstream en Vaca Muerta podría consolidarse en un nuevo escalón. Las estimaciones privadas y oficiales ubican el capex de perforación y producción para 2026 en torno a **USD 12.000-14.000 millones**, por encima de los niveles de 2025. Referentes del sector estiman que llevar la producción hacia **1,5 millones de barriles diarios** hacia el final de la década demandaría inversiones del orden de **USD 19.000 millones anuales**, incluyendo perforación, completación, infraestructura e integración de la cadena de valor. En este sentido, el desafío ya no consiste solo en contar con infraestructura de evacuación, sino también en sostener una curva creciente de perforación, completación e instalaciones de superficie que permita convertir el potencial geológico de Vaca Muerta en producción exportable. La ampliación del RIGI al upstream refuerza esta dinámica, al permitir que proyectos productivos de gran escala accedan a beneficios fiscales, cambiarios y de estabilidad regulatoria. De mantenerse este escenario, podría proyectarse un promedio anual cercano a **USD 12.000 millones en inversiones upstream** hasta 2035, complementado por aproximadamente **USD 4.200 millones anuales en proyectos de infraestructura midstream**, incluyendo transporte, procesamiento, licuefacción, almacenamiento y exportación. **Hacia 2030, las inversiones totales del sector podrían superar los USD 20.000 millones por año, acumulando más de USD 160.000 millones durante la próxima década y proporcionando el capital necesario para sostener la expansión productiva y exportadora prevista para el sector hidrocarburífero.**^{xxxvii}

En el presente reporte, para analizar el impacto del desarrollo sobre estas variables, se utilizará el modelo de Equilibrio General Computacional (DCGE, por sus siglas en inglés) de Deloitte ([ver Anexo 1](#)). Esta herramienta permite evaluar de manera integral las interacciones simultáneas entre sectores, agentes y mercados, y estimar los efectos macroeconómicos y sectoriales de un shock de inversión. En este caso, el modelo permitirá proyectar el posible desempeño del empleo, las exportaciones y el PBI ante un escenario de mayor inversión en el sector hidrocarburífero, particularmente asociado al desarrollo de infraestructura, producción no convencional y capacidad exportadora.

En primer lugar, **se analizará la evolución reciente de la producción, el empleo y las exportaciones del sector**, con foco en el cambio generado por Vaca Muerta. Luego, se evaluará cuál podría ser la **dinámica de estas variables bajo un escenario de mayor inversión y ejecución de los proyectos previstos. Finalmente, se medirá el impacto agregado del shock sobre el crecimiento económico**, considerando el rol estratégico que el sector hidrocarburífero podría desempeñar como generador de divisas^{xxxviii}.

6.2. Empleo

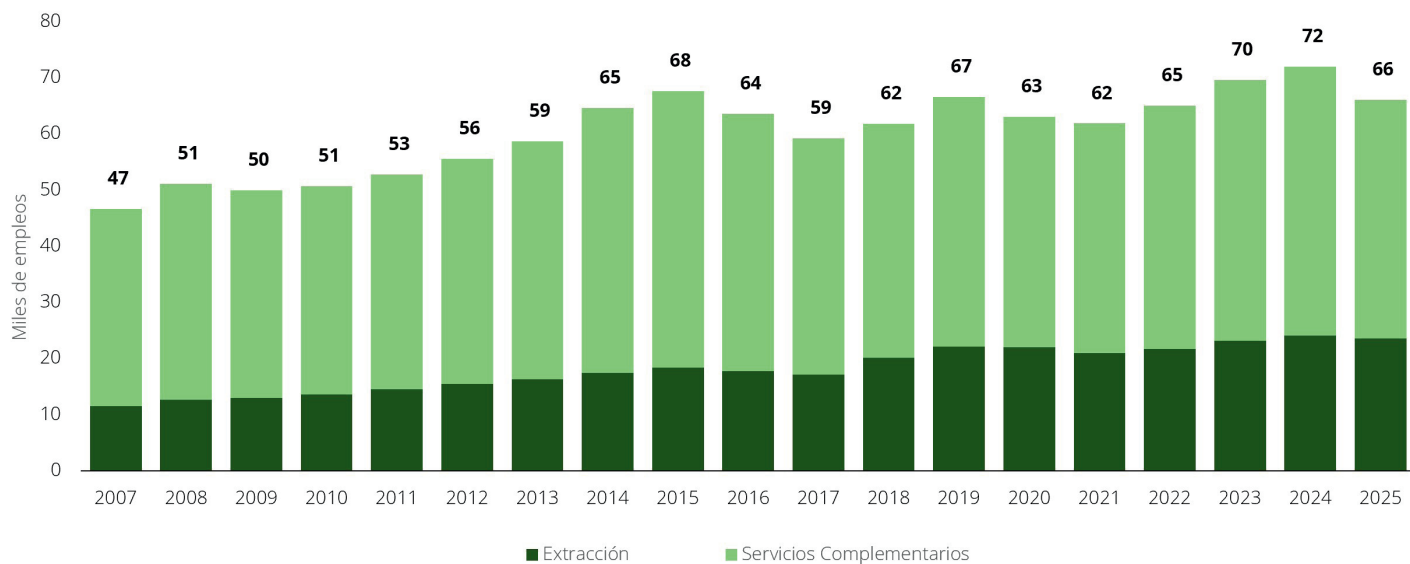
El sector de Oil & Gas, al igual que la minería, es intensivo en capital, pero demanda una estructura laboral altamente especializada a lo largo de toda su cadena productiva.

En el caso de Vaca Muerta, la expansión del no convencional requiere perfiles técnicos y profesionales vinculados a perforación, fractura hidráulica, operación de plantas, transporte, logística, seguridad, ambiente, mantenimiento industrial, ingeniería, automatización y servicios especializados, entre otros. Por eso, el impacto laboral del sector no se limita al empleo directo en exploración y producción, sino que se transmite hacia una extensa red de proveedores industriales, tecnológicos, logísticos y de servicios^{xxxix}.

En Argentina, el desarrollo de Vaca Muerta elevó la relevancia del empleo hidrocarburífero dentro del mercado laboral formal. En base a datos de la Secretaría de Trabajo, **el empleo formal en el upstream creció 30,3% entre 2010 y 2025, frente a un aumento de 11,1% en el promedio de la economía. Hacia fines de 2025, la producción de gas y petróleo alcanzaba 66 mil trabajadores formales, sobre un total de 6,7 millones de asalariados privados registrados**, equivalente a aproximadamente 1,0% del empleo formal privado nacional^{xl}.

La dinámica del empleo muestra una fuerte concentración territorial en las provincias productoras. En 2025, Neuquén fue la provincia con mayor cantidad de puestos asociados al upstream, con 25,6 mil trabajadores registrados, lo que representó aproximadamente el 39% del empleo del sector a nivel nacional, seguida por Chubut y Santa Cruz. Esta distribución refleja tanto la centralidad de Vaca Muerta en el nuevo ciclo de crecimiento como la persistencia de cuencas convencionales que mantienen una base relevante de empleo, aunque con diferentes niveles de productividad y requerimientos laborales por unidad productiva. Observando la composición por rubro, tal como indica la figura n° 22, **la mayor cantidad de personas son empleadas en servicios complementarios (Actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de prospección) representando el 64,4% del empleo sectorial en 2025**, mientras que las actividades extractivas (Extracción de petróleo crudo y gas natural) implicaron el 35,6%.

Figura 22. Cantidad de empleados registrados en el sector Oil & Gas por año

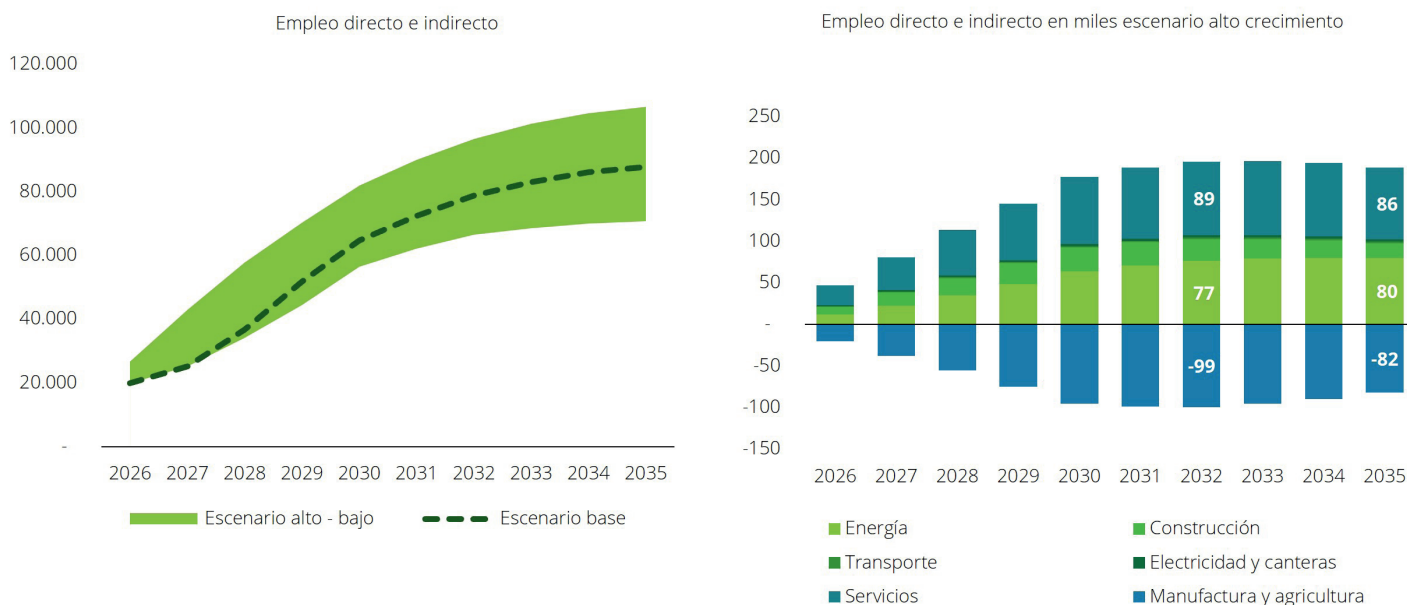


Fuente: Econosignal, en base a Secretaría de Trabajo, OEDC.

Una particularidad del sector hidrocarburífero es que el empleo directo representa solo una parte del impacto total. El desarrollo de Vaca Muerta requiere una cadena de valor amplia, integrada por empresas de ingeniería, construcción, metalmecánica, transporte, mantenimiento, servicios petroleros, provisión de arena, químicos, agua, equipos, ductos, plantas de

tratamiento y servicios profesionales. Según el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), **las 37 principales compañías de oil & gas se abastecen de casi 10.000 firmas proveedoras, de las cuales alrededor del 78% son pymes**, lo que refleja la capacidad del sector para traccionar actividad y empleo más allá del yacimiento^{xii}.

Figura 23. Evolución del empleo generado por Vaca Muerta y proyecciones 2026-2035



Fuente: Deloitte Econosignal.

El efecto multiplicador también es relevante. El IAPG estima que cada empleo directo genera otro dentro del sector y 5,1 puestos adicionales en actividades conexas, como transporte, construcción, hotelería, comercio y servicios profesionales. Las proyecciones hacia adelante refuerzan esta lógica. **Según estimaciones basadas en el informe del IAPG, el desarrollo de Vaca Muerta podría movilizar entre 180.000 y 240.000 trabajadores directos e indirectos en su etapa de mayor expansión, con picos de hasta 36.000 empleos directos altamente especializados.** La mayor demanda laboral se concentraría en la etapa de inversión y construcción de infraestructura, incluyendo perforación de pozos, tendido de ductos, montaje de plantas de tratamiento, caminos, obras civiles y logística de gran escala^{xlii}.

Con base en nuestro modelo de equilibrio general, estimamos que para 2035 la mayor inversión y producción en hidrocarburos **generaría alrededor de 87,7 mil empleos directos e indirectos netos adicionales en el escenario base a nivel país y 106,6 mil en el escenario de alto crecimiento.**

A nivel desagregado, se espera que el empleo en el sector energético aumente en **56 mil trabajadores** en el escenario base y en **80 mil trabajadores** en el escenario de alto crecimiento. Por otro lado, las simulaciones del modelo de equilibrio general sugieren que la expansión de Vaca Muerta impulsaría una reasignación de recursos hacia las actividades vinculadas al sector energético.

Como resultado, parte del empleo actualmente ubicado en sectores transables tradicionales se desplazaría hacia actividades relacionadas con la energía. En el escenario base, hacia 2035 el empleo se reduciría en **20,3 mil puestos en el sector agrícola** y en **34,4 mil puestos en la industria manufacturera.**

No obstante, aun considerando estos desplazamientos sectoriales, el efecto neto sobre el empleo agregado permanece positivo. De excluirse este mecanismo de reasignación, el aumento del empleo directo e indirecto alcanzaría **142,5 mil** puestos de trabajo en el escenario base y **188,6 mil** puestos en el escenario de alta producción.

Asimismo, en el escenario de altocrecimiento, la demanda laboral del sector de la construcción alcanzaría **28,7 mil trabajadores en su pico**, la demanda de transporte generaría **2,6 mil empleos**, mientras que la del sector servicios (incluyendo hotelería, comercio, telecomunicaciones, actividades inmobiliarias, entre otros) llegaría a aproximadamente **86 mil trabajadores**. Con esto, el **aumento de un trabajador en el sector de energía genera 1,4 empleos en el resto de la economía en términos brutos.**

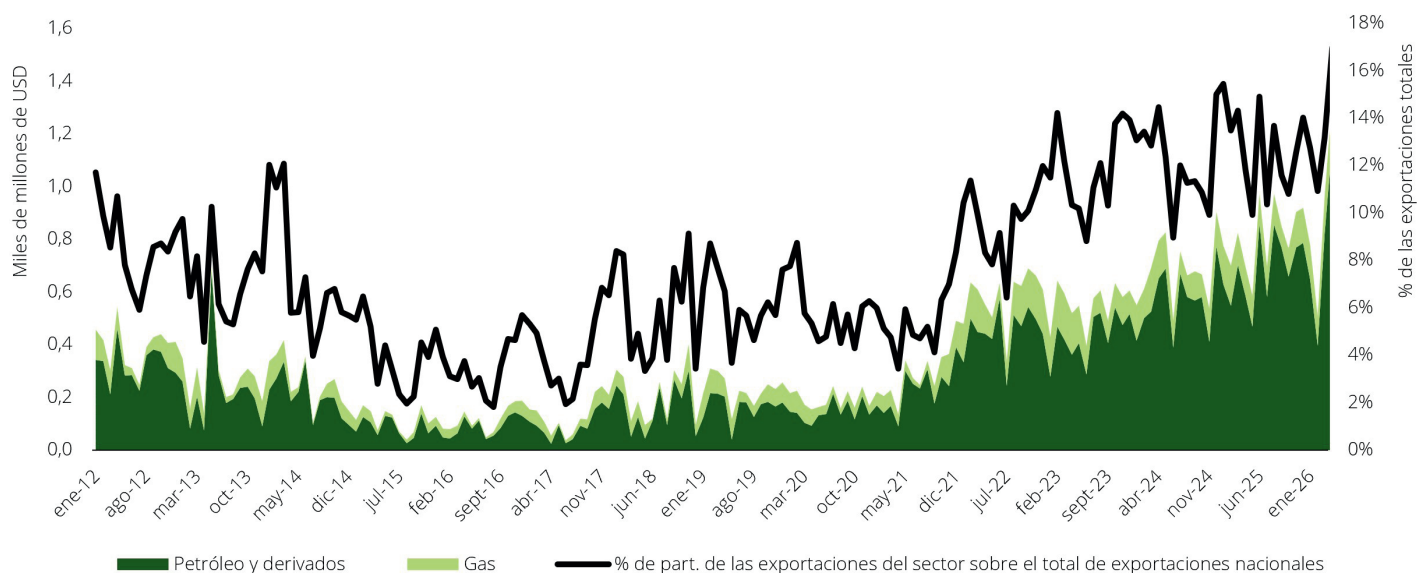
En síntesis, el desarrollo de Vaca Muerta puede convertirse en un motor relevante de empleo formal y de alta calificación, pero su impacto dependerá de la capacidad de sostener inversiones, ampliar infraestructura, desarrollar proveedores locales y anticipar la demanda de habilidades.

Bajo este panorama, medir el efecto potencial del sector sobre el empleo resulta clave para evaluar no solo su contribución directa, sino también su capacidad de dinamizar cadenas de valor, generar trabajo en regiones productoras y elevar la demanda de capacidades técnicas en la economía argentina.

6.3. Exportaciones

La energía, junto con la agricultura y la minería, representan el 61% de las exportaciones del país, siendo la energía el 13% de las exportaciones totales en 2025 (figura 24), por encima del promedio del 10% observado en los últimos 5 años.

Figura 24. Exportaciones mensuales de Argentina por sector 2012-2025



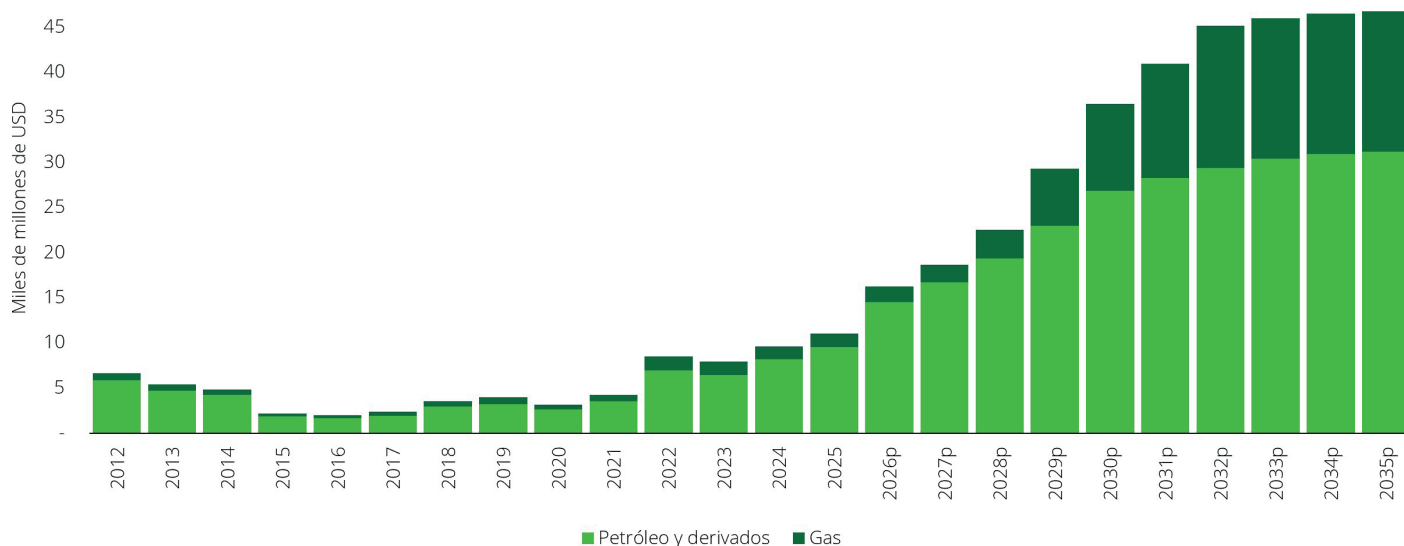
Fuente: INDEC y Deloitte Econosignal.

Entre los principales productos del sector exportados por el país en los primeros cinco meses del 2026 se encuentra el petróleo (63,2%), los combustibles a buques y aeronaves (13,9%) y el gas natural en estado gaseoso (4,6%). Algunos de los productos antes mencionados dejan en evidencia que el año 2026 podría ser un año récord en términos de exportaciones del sector. En solo cinco meses del año, las exportaciones de petróleo ya superan la mitad de todo lo exportado durante 2025, acumulando más de USD 3.773 millones (56,2% del total anual previo). **Según estimaciones propias, el sector podría exportar durante 2026 más de USD 16.300 millones, lo que implicaría un crecimiento interanual**

aproximado del 55% en la comercialización al exterior del sector hidrocarburífero.

En este contexto, de concretarse las inversiones esperadas para el sector, **las exportaciones de hidrocarburos pasarían de USD 11.000 millones en 2025 a USD 46,7 mil millones en 2035**, tal como refleja la figura 25, lo que implicaría un crecimiento promedio anual de **16%** y un crecimiento entre 2025 y 2035 de **más de 3 veces**. Esto **superaría a las exportaciones de granos y subproductos en 2025 que fueron de 35 mil millones en 2025**.

Figura 25. Exportaciones de petróleo, gas y derivados



Nota: La proyección se realizó utilizando los siguientes precios promedios: barril de petróleo Brent: 71 USD/b, Gas Natural Licuado: USD 10 por MM Btu.

Fuente: Deloitte Econosignal.

6.4. Actividad económica

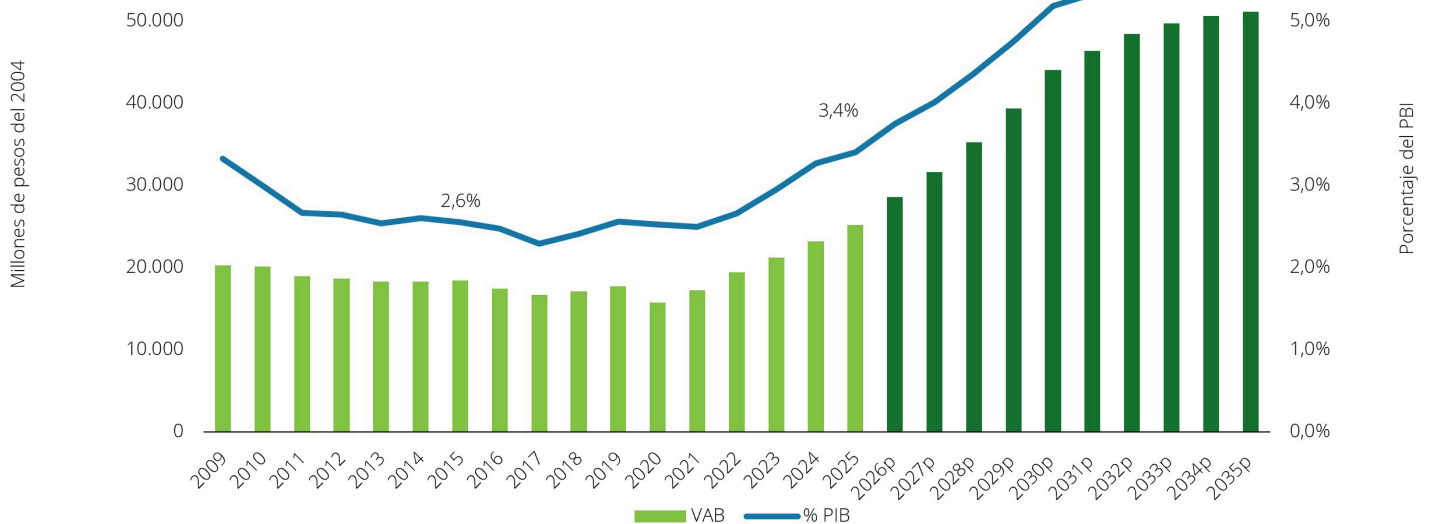
El sector hidrocarburífero exhibe un gran potencial incrementar el valor agregado de la economía argentina, tanto por sus efectos directos como indirectos en las provincias en donde se desarrollan dichos proyectos y también en provincias que abastecen los mismos de servicios, recursos, entre otros aspectos.

Se destaca que en la última década el valor agregado bruto de la producción hidrocarburífera ha presentado un crecimiento marcado, con una contribución al Producto Bruto Interno (PIB) que pasó del 2,6% en 2015 a 3,4% en 2025, representando un crecimiento de 0,8 p.p.

En este mismo período se observa que mientras el PIB creció un 2,5%, el Valor Agregado Bruto del sector hidrocarburífero se incrementó en más de un 36%, dejando en evidencia el profundo desarrollo que está experimentando el sector en los últimos años.

Sobre la base de este escenario, se estima que el valor agregado de Oil & Gas en Argentina se podría duplicar hacia 2035 alcanzando el 5,5% del PIB.

Figura 26. Valor Agregado Bruto (VAB) del sector hidrocarburífero



Fuente: INDEC y Deloitte Econsignal. En el VAB se comprenden los sectores: Extracción de carbón y lignito; extracción de turba. Extracción de petróleo crudo y gas natural; actividades de servicios relacionadas con la extracción de petróleo y gas, excepto las actividades de prospección.

La materialización de estas proyecciones para el sector tendría una relevancia significativa para la economía argentina, especialmente en un contexto en el que el país acumula 14 años de estancamiento relativo, con un crecimiento promedio anual de apenas 0,3%. Este desempeño se ubicó considerablemente por debajo del promedio de América Latina y el Caribe, que alcanzó el 1,5% anual en el mismo período, lo que resalta el potencial aporte del sector para impulsar la actividad económica y revertir una trayectoria de bajo crecimiento. Por ello, el país se encuentra en proceso de recomponer su estabilidad macroeconómica, lo cual resulta crucial para el desarrollo de los distintos sectores de la economía. De esta manera, bajo un escenario de estabilidad macroeconómica y un mayor desarrollo del sector minero, **las estimaciones del modelo CGE señalan que el sector de hidrocarburos aportaría hasta 0,14 puntos porcentuales adicionales a la tasa de crecimiento promedio del PBI entre 2026 y 2035.**

Las estimaciones indican que Argentina se encuentra frente a una oportunidad única, con expectativas positivas en torno a las tres variables analizadas. Luego de muchos años en el que el sector minero contaba con potencial no explotado, **el desarrollo del sector pareciera tomar un nuevo sendero, en el cual el impacto sobre el empleo, las exportaciones y el crecimiento del país podría resultar muy relevante.** De iniciar Argentina un proceso de estabilidad macroeconómica a largo plazo, las oportunidades que surgen en el desarrollo del sector minero podrían poner al país en un camino sostenible de crecimiento prolongado.

7. Marco Jurídico



Argentina tiene una larga trayectoria en la regulación del sector de hidrocarburos, con un marco legal que evolucionó desde esquemas de fuerte intervención estatal hacia un modelo más orientado al mercado, la inversión privada y la inserción exportadora. Esta evolución resulta especialmente relevante en una **industria caracterizada por ser intensiva en capital, de alto riesgo exploratorio y dependiente de inversiones sostenidas en el tiempo para ampliar reservas, producción e infraestructura**.

El punto de partida del régimen jurídico es el **Artículo 124 de la Constitución Nacional, que reconoce a las provincias el dominio originario de los recursos** naturales existentes en sus territorios. En materia hidrocarburífera, este principio se articula con un **régimen de raíz regalista^{xliii}**, común en América Latina, bajo el cual **los recursos del subsuelo pertenecen originariamente al Estado y pueden ser explotados** por empresas públicas o privadas **mediante permisos de exploración, concesiones de explotación y el pago de regalías**. La **Ley 26.197**, conocida como “Ley Corta” y promulgada en enero de 2007, **consolidó este esquema al transferir a las provincias la administración de los yacimientos ubicados en sus jurisdicciones**, incluyendo el lecho y subsuelo del mar territorial correspondiente. Desde entonces, las provincias cumplen un rol central como autoridades concedentes en el segmento upstream, con facultades para otorgar, fiscalizar y administrar permisos y concesiones.

Sobre esta base, **el marco normativo específico del sector se estructura en torno a la Ley de Hidrocarburos N.º 17.319, sancionada en 1967 y aún vigente con múltiples modificaciones**. Esta norma regula las actividades de **exploración, explotación, procesamiento, transporte, almacenaje, industrialización y comercialización de hidrocarburos, que pueden ser desarrolladas por empresas estatales, privadas o mixtas**. Asimismo, consolida un sistema concesional en el cual los operadores asumen el riesgo de la inversión y, una vez extraídos los hidrocarburos, adquieren el derecho a transportarlos, industrializarlos y comercializarlos conforme a la normativa vigente.

Posteriormente, **la Ley 27.007 de 2014 introdujo modificaciones relevantes para promover el desarrollo de hidrocarburos no convencionales**. Entre otros aspectos, incorporó condiciones específicas para proyectos de mayor escala, extendió plazos de concesión y buscó adecuar el marco legal a las necesidades de inversión de desarrollos más intensivos en capital y tecnología. Este cambio fue clave para sentar las bases regulatorias del crecimiento de Vaca Muerta^{xliv}.

En paralelo, **el sector del gas natural cuenta con un marco regulatorio específico a partir de la Ley 24.076 de 1992, que regula el transporte y la distribución de gas natural como servicio público nacional**. Este segmento presenta características particulares, dado que el transporte y la distribución funcionan como monopolios naturales, sujetos a principios de acceso abierto, no discriminación, regulación tarifaria y control de calidad del servicio. La supervisión corresponde al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), organismo encargado de regular y fiscalizar el funcionamiento del sistema.

En el caso del gas licuado de petróleo (GLP), la actividad se encuentra regulada por la Ley 26.020, que establece el marco aplicable a su producción, fraccionamiento, distribución y comercialización. Este segmento resulta particularmente importante para abastecer a hogares, comercios e industrias que no cuentan con acceso a redes de gas natural, especialmente en zonas alejadas de los principales centros urbanos.

Más recientemente, **el marco regulatorio experimentó un cambio significativo con la aprobación de la Ley 27.742, conocida como Ley Bases, y su reglamentación mediante el Decreto 1057/2024**. Estas normas introducen un nuevo paradigma en la política energética, orientado a la libre competencia, la eficiencia en la asignación de recursos, la celebración de contratos de largo plazo, la integración al comercio internacional y el alineamiento de los precios internos con referencias internacionales. Este **nuevo enfoque marca una ruptura respecto de esquemas previos caracterizados por controles de precios, restricciones a la exportación y prioridad del abastecimiento interno como principio ordenador del sector**. En cambio, el nuevo marco incorpora como objetivos la maximización de la renta hidrocarburífera, la expansión de la producción y el desarrollo de un perfil exportador, manteniendo al mismo tiempo criterios de seguridad de suministro.

Uno de los cambios más relevantes se vincula con el régimen de exportaciones. **La regulación reciente establece un esquema de mayor libertad exportadora**, bajo el cual las operaciones pueden avanzar salvo objeción por parte de la autoridad competente por razones técnicas o económicas. Este cambio busca otorgar mayor previsibilidad a los proyectos de largo plazo y facilitar la inserción de Argentina en los mercados internacionales de petróleo, gas natural y gas natural licuado (GNL)^{xiv}.

En línea con este enfoque, el **Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI) constituye una herramienta relevante para atraer proyectos de gran escala en sectores estratégicos, incluyendo petróleo y gas**. El régimen ofrece beneficios fiscales, aduaneros, cambiarios y regulatorios, junto con estabilidad normativa de largo plazo, lo que resulta especialmente importante para inversiones hidrocarburíferas que requieren elevados desembolsos iniciales y largos períodos de maduración.

A nivel institucional, **la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía actúa como autoridad de aplicación en materia de política energética nacional, regulación sectorial y supervisión de actividades vinculadas a hidrocarburos**.

Su rol se complementa con entes específicos como ENARGAS en el segmento del gas natural, además de regulaciones técnicas, ambientales y de seguridad aplicables a la exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación y comercialización.

En suma, el marco jurídico argentino combina un régimen de propiedad pública de los recursos, administración provincial del dominio hidrocarburífero, regulación nacional de los lineamientos generales del sector y una creciente orientación hacia la inversión privada y la integración internacional. Estas transformaciones reflejan un cambio estructural en el modelo regulatorio, que busca mejorar la competitividad, ampliar la infraestructura energética y promover el desarrollo exportador del sector. En este contexto, la disponibilidad de recursos no convencionales, especialmente en Vaca Muerta, junto con un marco normativo en proceso de convergencia hacia estándares internacionales, posiciona a Argentina como un actor con potencial creciente dentro del mercado energético global.



8. Conclusiones

Argentina enfrenta una oportunidad histórica para convertir al sector hidrocarburífero en uno de los principales motores de crecimiento, generación de divisas y empleo de las próximas décadas. La combinación de los recursos de Vaca Muerta, un ambicioso programa de inversiones en infraestructura, la expansión de los mercados de exportación y un marco regulatorio más orientado a la inversión privada y al comercio internacional crea condiciones favorables para consolidar una nueva etapa de desarrollo energético.

Durante los últimos años, el país logró recuperar el autoabastecimiento energético, revertir el déficit comercial del sector y posicionarse como uno de los polos de producción no convencional más dinámicos fuera de América del Norte. La próxima etapa dependerá de la capacidad de transformar ese crecimiento productivo en una plataforma exportadora de escala global mediante la expansión de oleoductos, gasoductos, terminales portuarias y proyectos de GNL que permitan acceder a los principales mercados internacionales.

De materializarse las inversiones previstas, las simulaciones del modelo CGE indican impactos macroeconómicos y sectoriales significativos. El sector hidrocarburífero aportaría hasta **0,14 puntos porcentuales adicionales al crecimiento anual del PIB entre 2026 y 2035**, generaría **107 mil nuevos empleos**, elevaría su participación desde **3,4% hasta 5,5% del PIB** y permitiría incrementar las exportaciones del complejo energético desde **USD 11.000 millones en 2025 hasta USD 46.700 millones en 2035**.

En paralelo, la producción de petróleo podría alcanzar 1,5 millones de barriles diarios hacia 2030 y aproximarse a 1,7 millones hacia 2035, permitiendo a Argentina convertirse en el segundo productor de América Latina y ascender del puesto 19 al 14 entre los principales productores mundiales. A su vez, el desarrollo de proyectos de licuefacción posicionaría al país como un nuevo exportador relevante de gas natural licuado, ampliando significativamente su presencia en los mercados energéticos globales.

En definitiva, si Argentina logra sostener la estabilidad macroeconómica, consolidar reglas de largo plazo y ejecutar la infraestructura necesaria para acompañar el crecimiento de la producción, el sector hidrocarburífero tendrá el potencial de transformar estructuralmente la economía, fortalecer la balanza externa y convertir al país en uno de los principales exportadores energéticos del hemisferio durante la próxima década.

Anexo 1.

Modelo de Equilibrio General Computable de Deloitte (DCGE)

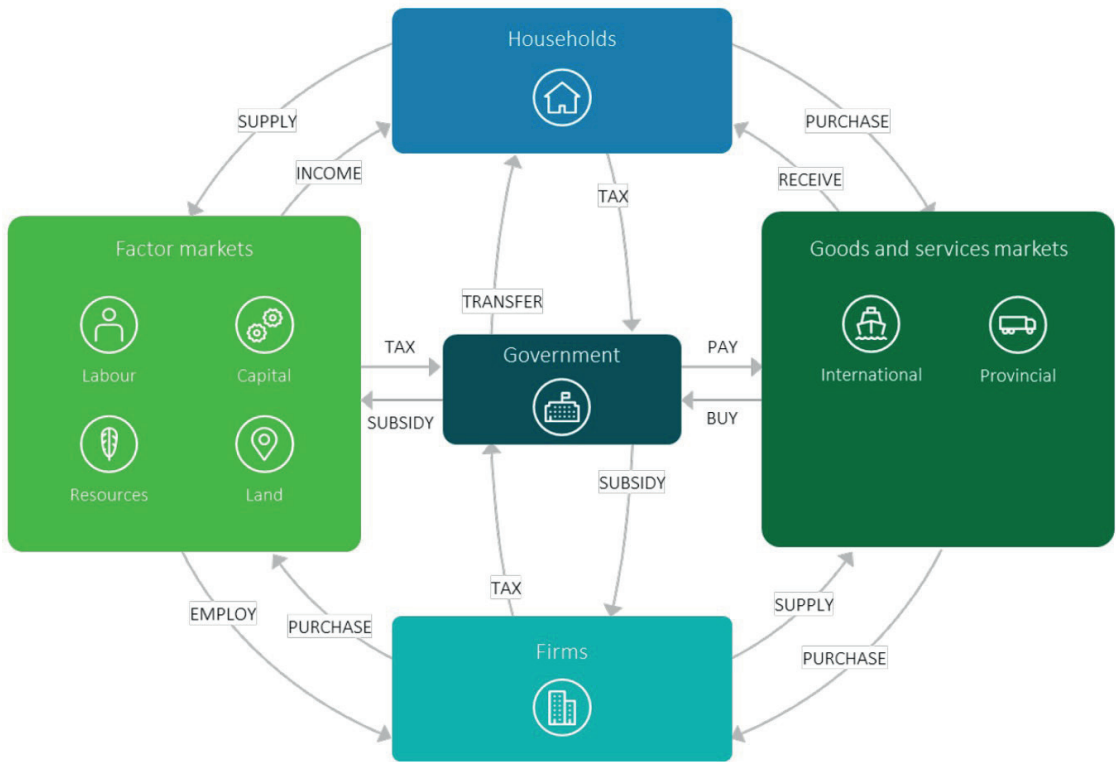
Un modelo de equilibrio general (CGE, por sus siglas en inglés) es una herramienta analítica que ofrece una visión integral de la economía y permite comprender las interacciones simultáneas entre actores y mercados a partir de supuestos sobre el comportamiento de los agentes económicos. Para su construcción se utilizan datos de fuentes oficiales, como Bancos Centrales e Institutos de Estadística, junto con organismos internacionales como el Banco Mundial y el FMI.

El modelo parte de una situación de equilibrio en los mercados y permite evaluar cómo distintos shocks o políticas económicas generan efectos encadenados sobre producción, consumo, empleo, comercio e inversión, modificando costos, flujos comerciales y resultados sectoriales.

El DCGE es un modelo de gran escala, dinámico, multirregional y multiproducto que incorpora todos los componentes de la economía, incluyendo empresas, consumidores y gobierno. Su cobertura abarca 180 países y 65 actividades económicas por país, permitiendo analizar impactos a nivel nacional y sectorial.

Gracias a este enfoque, es posible estimar los efectos de políticas públicas, fiscales o laborales sobre variables como el PIB, el empleo, los salarios, la inversión y el consumo, identificando qué sectores o economías resultan relativamente más beneficiados o afectados ante cambios en las condiciones económicas o regulatorias.

Figura 27. Representación visual del modelo DCGE



Fuente: Deloitte Econosignal.

Anexo 2.

Breve historia de los derechos de exportación al barril de petróleo

Los derechos de exportación (DEX) sobre el petróleo crudo en Argentina fueron restablecidos tras la salida de la Convertibilidad mediante el [Decreto 310/2002](#), que fijó una alícuota ad valorem del 20% para las exportaciones de crudo. Posteriormente, la Resolución [337/2004](#) elevó dicha alícuota al 25% y, más tarde, la Resolución [532/2004](#) **introdujo un esquema móvil** asociado al precio internacional del petróleo. Este régimen establecía una tasa base del 25% cuando el precio del barril WTI era igual o inferior a USD 32 y una alícuota creciente, con un tope del 45%, cuando el precio del WTI alcanzaba los USD 45 por barril. En noviembre de 2007, la Resolución [394/2007](#) modificó nuevamente el esquema mediante la **implementación de retenciones móviles basadas en valores de referencia y de corte**. Bajo este régimen, la alícuota del derecho de exportación se mantenía en 45% cuando el precio internacional del barril se ubicaba entre USD 45 y USD 60,9, definido este último como valor de referencia. Si el precio internacional descendía por debajo de USD 45 por barril, la autoridad de aplicación debía determinar una nueva alícuota dentro de un plazo de noventa días. Por el contrario, **cuando el precio superaba el valor de referencia de USD 60,9, la alícuota se ajustaba automáticamente** mediante una fórmula que vinculaba el precio internacional (PI) con el valor de corte (VC): $(PI-VC)/VC \times 100$. El valor de corte fue fijado en USD 42 por barril. En consecuencia, a medida que aumentaba el precio internacional del petróleo, también se incrementaba la carga tributaria sobre las exportaciones, de modo que **el precio neto percibido por el exportador se estableció en un valor máximo de 42 USD igual al valor de corte**. Así, una parte sustancial de la renta extraordinaria generada por el aumento del precio internacional era capturada por el Estado a través de los derechos de exportación.

Tras la expropiación de YPF, a comienzos de 2013, la Resolución [1/2013](#) del Ministerio de Economía **elevó el valor de corte de USD 42/bbl a USD 70/bbl y el valor de referencia de USD 60,9/bbl a USD 80/bbl**. Esto redujo la carga efectiva de los derechos de exportación e incrementó el precio neto percibido por los exportadores. El mayor valor del crudo doméstico fue parcialmente trasladado a los consumidores mediante aumentos en los precios de los combustibles, aunque su impacto en moneda local fue moderado por la apreciación cambiaria observada en esos años.

Tras la **caída de los precios internacionales del crudo a partir de 2014**, el régimen fue flexibilizado **en octubre** mediante la Resolución [803/2014](#), que **redujo el valor de referencia de USD 80/bbl a USD 75/bbl y USD 70/bbl, aplicando alícuotas de 13%, 11,5% y 10%**, respectivamente. En ese contexto, se consideraba que el desarrollo de Vaca Muerta requería precios cercanos a USD 80/bbl para preservar su rentabilidad. Posteriormente, **en diciembre 2024**, la Resolución [1077/2014](#) derogó la Resolución 394/2007 y estableció un derecho de exportación del 1% cuando el precio de referencia (precio internacional menos USD 8) fuera igual o inferior a USD 71/bbl, manteniendo un esquema móvil para precios superiores, con un precio neto máximo para el exportador de aproximadamente USD 70/bbl.

Siguiendo la caída de los precios internacionales del petróleo a fines de 2014 y durante 2015, y como consecuencia de la [política de fijación de los precios](#) de los combustibles implementada por el Gobierno nacional y las refinadoras, **el valor del barril local, conocido como “barril criollo”, se mantuvo por encima de la cotización internacional. De hecho, la política de establecer un precio interno superior al internacional suele identificarse directamente con el propio concepto de “barril criollo”**. En ese contexto, el crudo Escalante (producido en Chubut) cotizaba a USD 55 por barril y el Medanito (de Neuquén) entre USD 67 y USD 68, mientras que el precio internacional promedió USD 52 por barril en 2015. Esta diferencia reflejaba los elevados costos de extracción en Argentina en comparación con otros productores, debido principalmente a dos características estructurales de la actividad local: **la mayor parte de la producción se desarrollaba en campos maduros con más de 30 años de explotación y, al mismo tiempo, las perspectivas de crecimiento estaban centradas en el desarrollo de yacimientos no convencionales**.

En línea con este esquema, a comienzos de 2015 se creó un [programa de estímulo a la producción de petróleo](#) mediante el cual el Estado nacional otorgaba USD 3 por barril a las empresas que mantuvieran o incrementaran sus niveles de producción. Asimismo, se estableció un incentivo adicional de entre USD 2 y USD 3 por barril para aquellas compañías que debían destinar parte de su producción al mercado externo, quedando expuestas a los menores precios internacionales. **Este programa implicó una transferencia de aproximadamente USD 450 millones desde el Estado nacional hacia las empresas productoras durante 2015**.

Posteriormente, con el cambio de gobierno y en el marco del proceso de liberalización del mercado energético desarrollado entre 2016 y 2018, [las retenciones fueron eliminadas](#). Del mismo modo, el precio interno del crudo convergió gradualmente hacia los valores internacionales durante 2016 y 2017, al tiempo que los programas de subsidios fueron descontinuados.

La crisis cambiaria y fiscal de 2018 motivó la reintroducción de los derechos de exportación mediante el Decreto [793/2018](#), que estableció una alícuota general del 12% para las exportaciones, complementada con un tope equivalente a \$4 por dólar exportado para los bienes primarios, incluido el petróleo crudo. Posteriormente, la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y el decreto [58/2019](#) estableció que los derechos de exportación aplicables a hidrocarburos y minería no podrían superar el 8% del valor imponible FOB.

Con el cambio de gobierno y en el contexto de la pandemia de COVID-19, el Decreto [488/2020](#) **estableció simultáneamente un precio sostén para el mercado interno de petróleo, conocido como "barril criollo", fijado inicialmente en USD 45 por barril** para amortiguar el colapso de los precios internacionales y preservar la actividad de producción e inversión. **El esquema permaneció vigente entre mayo y agosto de 2020**, cuando fue dejado sin efecto tras la recuperación de las cotizaciones internacionales. En materia de comercio exterior, **el mismo decreto introdujo un régimen móvil de derechos de exportación vinculado al Brent, estableciendo una alícuota de 0% cuando el precio internacional fuera igual o inferior a USD 45/bbl, una alícuota máxima de 8% cuando alcanzara o superara USD 60/bbl y una fórmula polinómica para los valores intermedios.**

En el año 2024, la Ley Bases (Ley 27.742) introdujo uno de los cambios más profundos en el régimen hidrocarburífero desde la reforma de los años noventa. Entre otras modificaciones, redefinió los objetivos de la política energética, incorporó los principios de libre mercado y libre comercialización, otorgó mayor libertad a los concesionarios para transportar, procesar, industrializar y exportar hidrocarburos, y **redujo significativamente la discrecionalidad estatal sobre las operaciones de comercio exterior.** La reglamentación posterior del Decreto 1057/2024 consolidó este enfoque al **establecer que las exportaciones sólo podrán ser objetadas por razones excepcionales vinculadas a la seguridad del abastecimiento interno**, abandonando el criterio histórico según el cual el mercado doméstico tenía prioridad absoluta sobre las exportaciones.

En la práctica, este nuevo marco también implicó el abandono del denominado "barril criollo", esquema mediante el cual el petróleo comercializado en el mercado interno podía negociarse a valores inferiores a las referencias internacionales. Al reconocer a los concesionarios una mayor libertad para comercializar los hidrocarburos extraídos, restringir la capacidad del Estado para intervenir en la formación de precios y facilitar las exportaciones, la reforma tendió a alinear los precios domésticos con las paridades internacionales, eliminando los fundamentos regulatorios que sostenían dicho mecanismo.

El esquema de derechos de exportación establecidos en 2020 permaneció vigente hasta la reforma introducida por el [Decreto 59/2026](#) para **la producción convencional, que elevó el Valor Base de USD 45 a USD 65 por barril y el Valor de Referencia de USD 60 a USD 80 por barril, manteniendo el mecanismo anterior y la alícuota máxima del 8%.**

Notas al pie

ⁱ En base a cálculos propios, para el shale gas se consideran recursos remanentes técnicamente recuperables de 243,15 TCF (trillones de pies cúbicos), según la estimación publicada por el IAPG en 2025 para la Formación Vaca Muerta con fecha de corte al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, se supone un nivel promedio de consumo interno y exportaciones de 3 TCF anuales. En cuanto al shale oil, se consideran 30.170 millones de barriles de recursos remanentes técnicamente recuperables, de acuerdo con la estimación elaborada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y difundida por la Secretaría de Energía en agosto de 2026. Para dimensionar su potencial de aprovechamiento, se asume un nivel conjunto de consumo interno y exportaciones de 1,2 millones de barriles diarios. Cabe destacar que esta cifra corresponde a recursos técnicamente recuperables y no a reservas probadas. La estimación previa de referencia, realizada por la Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos en 2013, ubicaba dichos recursos en 16.220 millones de barriles, por lo que el nuevo cálculo representa un incremento del 89%. Los cálculos de la Secretaría de Energía implican 68 años de reservas de gas bajo un escenario base.

Secretaría de Energía. (2026, 12 de agosto). Vaca Muerta aumentó en un 89% sus recursos de petróleo respecto de las últimas estimaciones de 2013.

<https://www.argentina.gob.ar/noticias/vaca-muerta-aumento-en-un-89-sus-recursos-de-petroleo-respecto-de-las-ultimas-estimaciones>

Secretaría de Energía. (2025). Resolución 157/2025. Gobierno de Argentina.

<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/norma-411858/texto>

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2019). U.S. natural gas production, consumption, and exports set records in 2018. Today in Energy.

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40093>

El Economista. (s.f.). Hasta 2086 Argentina tiene gas para exportar: 63 años.

<https://eleconomista.com.ar/energia/hasta-2086-argentina-tiene-gas-exportar-63-anos-n84201>

ⁱⁱ Arceo, N., Bersten, L., & Wainer, A. (2022). La evolución del sector de hidrocarburos: Potencialidades de la matriz energética argentina. Buenos Aires: Fundar. <https://www.fundar.ar>.

ⁱⁱⁱ Secretaría de Energía. Reservas de petróleo y gas. Ministerio de Economía de la Nación Argentina.

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/reservas-de-petroleo-y-gas>

^{iv} MMBTU significa millón de BTU (Unidades Térmicas Británicas), donde la "M" doble proviene de la combinación del número romano "M" (mil) repetido para denotar mil por mil.

^v Cámara Argentina de la Construcción. (2023). Gas. <https://www.camarco.org.ar/wp-content/uploads/2023/07/17-Gas.pdf>

^{vi} Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. (2013). Resolución 1/2013. Programa de Estimulo a la Inyección Excedente de Gas Natural. InfoLEG. <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/205000-209999/208430/texact.htm>

^{vii} La Nación. (2013, julio 16). YPF firmó el acuerdo final con Chevron para explotar Vaca Muerta.

<https://www.lanacion.com.ar/economia/ypf-firmo-el-acuerdo-final-con-chevron-para-explotar-vaca-muerta-nid1601568/>

Este acuerdo fue antecedido por un Memorando de Entendimiento en septiembre de 2012 y por acuerdos preliminares de términos y condiciones tanto en diciembre de 2012 como en mayo de 2013.

YPF. (2012, septiembre 14). YPF firmó un acuerdo con Chevron. <https://novedades.ypf.com/Acuerdo-CHEVRON.html>

Los Andes. (2012, diciembre 19). YPF y Chevron oficializan la explotación conjunta de Vaca Muerta.

<https://www.losandes.com.ar/chevron-oficializan-explotacion-conjunta-vaca-muerta-686649/>

YPF. (2013, mayo 15). YPF y Chevron firmaron el acuerdo comercial. <https://novedades.ypf.com/Acuerdo-YPF-Chevron.html>

^{viii} YPF. (2013, agosto 29). Acuerdo YPF-Chevron: Para el desarrollo de Vaca Muerta [Presentación a inversores].

<https://inversores.ypf.com/documents/presentaciones/29-08-2013-Presentacion-YPF.pdf>

^{ix} ArgenPorts. (2023, julio 16). A 10 años del acuerdo que significó el inicio del desarrollo masivo de Vaca Muerta. <https://www.argenports.com/nota/a-10-anos-del-acuerdo-que-significo-el-inicio-del-desarrollo-masivo-de-vaca-muerta/>

* Acacio, J. A. (2023). La producción de hidrocarburos en Argentina: de la recuperación de YPF al desarrollo del megaproyecto Vaca Muerta. *Revista Temas Sociológicos*, (31), 239–269. <https://doi.org/10.29344/07196458.32.3254>.
https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/236865/CONICET_Digital_Nro.cab70ae3-b7bb-46da-ab80-8bc9abb487bd_B.pdf?sequence=2

^{xi} Ibid (2023).

Decreto 929/2013 (2013, julio 11). Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.
<https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/215000-219999/217314/norma.htm>

^{xii} Legislatura de la Provincia del Neuquén. (2013, agosto 29). Ley 2867. Acta Acuerdo Provincia del Neuquén e YPF S.A.
<https://www.legislaturaneuquen.gob.ar/svrfiles/Neuleg/normaslegales/pdf/LEY2867.pdf?var=2031049747>

^{xiii} En abril de 2025, Vista Energy adquirió la participación de Petronas en La Amarga Chica y se convirtió en socia de YPF en el bloque, que mantuvo su participación del 50% y la operación del activo.

^{xiv} YPF. (2014, diciembre 10). PETRONAS e YPF alcanzaron el acuerdo final para invertir 550 millones de dólares en Vaca Muerta.
<https://novedades.ypf.com/PETRONAS-e-YPF-alcanzaron-el-acuerdo-final-para-invertir-550-millones-de-dolares-en-Vaca-Muerta.html>
 YPF. (2017, abril 12). YPF y Schlumberger firmaron un acuerdo de asociación para el desarrollo de un piloto de shale oil en el área Bandurria Sur. <https://edicion.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Lists/ComunicadosDePrensa/06-Acuerdo-YPF-Schlumberger.pdf>
 Shell Argentina. (2020, enero 31). Shell fortalece la posición de Vaca Muerta mediante la participación en Bandurria Sur.
<https://www.shell.com.ar/prensa/2020-media-releases/shell-fortalece-la-posicion-de-vaca-muerta-mediante-la-participacion-en-bandurria-sur.html>
 La Nación. (2015, diciembre 15). YPF y Dow anunciaron una inversión adicional de US\$ 500 millones en Vaca Muerta.
<https://www.lanacion.com.ar/economia/ypf-y-dow-anunciaron-una-inversion-adicional-de-us-500-millones-en-vaca-muerta-nid1854412/>
 Tecpetrol. (s.f.). Fortín de Piedra. <https://www.tecpetrol.com/es/que-hacemos/fortin-de-piedra/>
 TotalEnergies. (2017, abril 27). Argentina: Total sanctions the development of Vaca Muerta shale resources and increases its participation.
<https://totalenergies.com/media/news/press-releases/argentina-total-sanctions-development-vaca-muerta-shale-resources-and-increases-its-participation>
 Pampa Energía. (2017, agosto 1). Acuerdo para el desarrollo del bloque Rincón del Mangrullo. <https://ri.pampa.com/press-release/acuerdo-para-el-desarrollo-del-bloque-rincon-del-mangrullo/>

^{xv} Stevens, C. (2017, 9 de febrero). Expert advantage. *The Energy Year*. <https://theenergyyear.com/articles/expert-advantage/>
 YPF S.A. (2022). YPF JPM GEM Conference March 2022 (Presentación para inversores). <https://inversores.ypf.com/documents/presentaciones/YPF-JPM-GEM-Conference-March-2022.pdf>
 Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional. (2020, abril). Investing in Argentina: Oil & gas. <https://occat.cancilleria.gob.ar/userfiles/investing-in-argentina-oilgas-april-2020.pdf>

^{xvi} Gas Exporting Countries Forum. (2026). Global Gas Outlook 2055 (10th ed.). GECF.
<https://www.gecf.org/Portals/0/xBlog/uploads/2026/4/13/2025EditionoftheGGO2055.pdf>

^{xvii} El grado de utilización varía en el tiempo. En abril de 2024 alcanzó 72,000 bpd, un 65% de la capacidad máxima. En julio de 2024 alcanzó 83.000 bpd (75%). El 1 trimestre de 2025 operó al 80% de la capacidad máxima. En el primer semestre de 2026 registró un promedio de 73.000 bpd.

Secretaría de Energía de la Nación. Dirección Nacional de Transporte de Hidrocarburos. Estadísticas de transporte de petróleo por oleoductos.

Ducto Puerto Hernandez – Buta Mallin. https://estadisticasenergia.mecon.gob.ar/superset/dashboard/138/?standalone=true&native_filters=%28%29

Diario Río Negro Energía (2025, 5 de julio). Vaca Muerta consolida sus exportaciones de petróleo hacia Chile con el Oleoducto Trasandino.
<https://www.rionegro.com.ar/energia/vaca-muerta-consolida-sus-exportaciones-de-petroleo-hacia-chile-con-el-oleoducto-trasandino/>

Runrún Energético. (2026, 24 de febrero). Oleoducto Trasandino: Exportaciones de crudo llegan a niveles récord. <https://runrunenergetico.com/oleoducto-trasandino-exportaciones-de-crudo-llegan-a-niveles-record/>

^{xviii} Desde Puesto Hernández, el crudo puede derivarse hacia Chile a través de OTASA o hacia la refinería de Luján de Cuyo. La conexión

Puesto Hernández-Luján de Cuyo tiene una capacidad técnica cercana a 93,500 barriles diarios, mientras que el sistema Vaca Muerta Norte permite despachar hasta 160,000 barriles diarios combinando ambos destinos. En la práctica, el volumen enviado a Mendoza depende de la utilización del Trásandino y de la demanda de procesamiento de la refinería.

^{xix} A fines de 2025, Oldelval ya tenía cubierto cerca del 85% de la capacidad adicional incorporada por Duplicar Plus. Eso equivale a unos 268.000 barriles diarios sobre los 315.000 barriles nuevos, llevando el uso total del sistema a aproximadamente 493.000 barriles diarios sobre una capacidad de 540.000. Para abril de 2026, algunas fuentes sectoriales indicaban que el sistema ya operaba al 95% de su capacidad técnica, es decir, cerca de 513.000 barriles diarios, dejando un margen libre de apenas 27.000 barriles diarios.

^{xx} EconoJournal (2026, 24 de julio). Vaca Muerta: para no afectar la producción, Oldelval activa una ampliación técnica del sistema de evacuación de petróleo. <https://econojournal.com.ar/oilgas/vaca-muerta-para-no-afectar-la-produccion-oldelval-activa-una-ampliacion-tecnica-del-sistema-de-evacuacion-de-petroleo/>

^{xxi} Oldelval. (2025, julio). Oldelval confirmó la ejecución del proyecto Duplicar Norte. <https://www.oldelval.com/oldelval-confirmando-la-ejecucion-del-proyecto-duplicar-norte/>
Ámbito. (2025, julio 21). Oldelval confirmó va al RIGI con el proyecto Duplicar Norte por USD 380 millones. <https://www.ambito.com/energia/oldelval-confirmando-la-ejecucion-del-proyecto-duplicar-norte-us380-millones-n6169420>
Diario Río Negro. (2025, septiembre 10). Un nuevo oleoducto en Vaca Muerta: así es el plan de Oldelval para evacuar 220 mil barriles extra. <https://www.rionegro.com.ar/energia/un-nuevo-oleoducto-en-vaca-muerta-asi-es-el-plan-de-oldelval-para-evacuar-200-mil-barriles-extra-4293952/>

^{xxii} La obra se estructuró con un préstamo sindicado internacional de 2.000 millones de dólares, equivalente al 70% del capital necesario. El 30% restante fue aportado directamente por las petroleras asociadas, con capital propio y en función de su participación en VMOS S.A. Ministerio de Economía. (2025, marzo 20). Resolución 302/2025. VMOS S.A. Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-302-2025-410830>
VMOS. (s.f.). Vaca Muerta Oil Sur. <https://vmos.ar/>
YPF. (s.f.). VMOS. Vaca Muerta Oil Sur. <https://energia-argentina.ypf.com/vmos.html>
EconoJournal. (2025, mayo 26). Avanza la construcción de la mayor obra de infraestructura para aumentar la producción de crudo en Vaca Muerta. <https://econojournal.com.ar/2025/05/avanza-la-construccion-de-la-mayor-obra-de-infraestructura-para-aumentar-la-produccion-de-petroleo-en-vaca-muerta/>
ADNSUR. (2026, junio 16). El oleoducto VMOS exportará crudo por más de USD 5,000 millones al año: así avanza la mayor obra privada de la Argentina. https://www.adnsur.com.ar/pulso-energetico/el-oleoducto-vmos-exportara-crudo-por-mas-de-us-5-000-millones-al-ano-asi-avanza-la-mayor-obra-privada-de-la-argentina_a6a3142e1029dbded7c29c480
La Política Online (2026, junio 16). VMOS: la máquina de dólares a la que apuestan Milei y Caputo entra en su etapa final. <https://www.lapoliticaonline.com/energia/vmos-la-maquina-de-dolares-a-la-que-apuestan-milei-y-caputo-entra-en-su-etapa-final/>

^{xxiii} MMm³/d: Millones de metros cúbicos por día . Ex Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, renombrado en noviembre de 2024.

^{xxiv} Con la etapa II del gasoducto Perito Moreno se esperaba obtener un aumento similar de 39 MMm³/d. Transportadora de Gas del Sur. (2025, octubre 20). Adjudican a tgs las obras de ampliación del Gasoducto Perito Moreno. <https://www.tgs.com.ar/adjudican-a-tgs-las-obras-de-ampliacion-del-gasoducto-perito-moreno/>
Transportadora de Gas del Sur. (2026, febrero 9). tgs avanza con las obras de ampliación del Gasoducto Perito Moreno y lanza los Concursos Abiertos para adjudicar la capacidad de transporte firme incremental. <https://www.tgs.com.ar/tgs-avanza-con-las-obras-de-ampliacion-del-gasoducto-perito-moreno-y-lanza-los-concursos-abiertos-para-adjudicar-la-capacidad-de-transporte-firme-incremental/>
EconoJournal. (2026, mayo 13). Aprueban el RIGI del proyecto de TGS que ampliará un 60% la capacidad del Gasoducto Perito Moreno. <https://econojournal.com.ar/2026/05/aprueban-el-rigi-del-proyecto-de-tgs-que-ampliara-60-la-capacidad-del-gasoducto-perito-moreno/>
Argentina.gob.ar. (2025, octubre 20). Adjudicación de la extensión del Gasoducto Perito Moreno. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/adjudicacion-de-la-extension-del-gasoducto-perito-moreno/>

^{xxv} EconoJournal. (2026, 11 de junio). TGN buscará definir antes de fin de año la inversión para construir un gasoducto estratégico entre Neuquén y Córdoba. <https://econojournal.com.ar/midstream-gas-day/tgn-buscara-presentar-antes-de-fin-de-ano-un-proyecto-de-construccion-de-un-gasoducto-entre-neuquen-y-cordoba/>

^{xxvi} EconoJournal. (2026, 11 de junio). TGN buscará definir antes de fin de año la inversión para construir un gasoducto estratégico entre Neuquén y Córdoba. <https://econojournal.com.ar/destacada/tgn-buscara-presentar-antes-de-fin-de-ano-un-proyecto-de-construccion-de-un-gasoducto-entre-neuquen-y-cordoba/>

^{xxvii} La reversión del gasoducto norte permitió reemplazar importaciones de gas desde Bolivia, cuyo costo rondaba los USD 11,8 por millón

de BTU, frente a un costo de producción local de aproximadamente USD 2-3,5 por millón de BTU. En abril de 2025 Argentina realizó sus primeras exportaciones de gas de Vaca Muerta a Brasil mediante ductos bolivianos, en una operación entre TotalEnergies, YPFB y Matrix Energía para probar la viabilidad técnica de esa ruta.

La Nación. (2024, noviembre 4). Reversión del Gasoducto Norte: el Gobierno inauguró "la última obra financiada por el Estado". <https://www.lanacion.com.ar/economia/inversion-millonaria-el-gobierno-inaugura-la-ultima-obra-financiada-por-el-estado-nid04112024/>

Ámbito. (2024, octubre 6). Inauguran la Reversión del Gasoducto Norte: la Argentina ahorrará hasta USD 2,000 millones por año. <https://www.ambito.com/energia/inauguran-la-reversion-del-gasoducto-norte-argentina-ahorrara-us2000-millones-ano-n6067660>

Reuters. (2025, abril 1). Argentina starts gas exports to Brazil through Bolivia. <https://www.reuters.com/business/energy/argentina-starts-gas-exports-through-bolivia-brazil-firm-says-2025-04-01/>

S&P Global. (2024, noviembre 28). Bolivia transit deal opens door for Brazil to import natural gas from Argentina. <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/natural-gas/112824-bolivia-transit-deal-opens-door-for-brazil-to-import-natural-gas-from-argentina>.

^{xxviii} San Matías Pipeline S.A., integrada por PAE (30%), YPF (25%), Pampa Energía (20%), Harbour Energy (15%) y Golar LNG (10%) es la empresa inscripta en el RIGI que se encargará de desarrollar el gasoducto.

EconoJournal. (2025, agosto 6). Southern Energy confirmó la contratación de un segundo buque licuefactor y la construcción de un gasoducto dedicado para su proyecto de exportación de GNL. <https://econojournal.com.ar/2025/08/southern-energy-confirmando-segundo-buque-licuefactor-gasoducto-gnl-rio-negro-pae/>

Southern Energy. (s.f.). El proyecto. <https://southern-nrg.com/el-proyecto/>

Más Energía. (2026, junio 10). SESA rebautizó al segundo buque de GNL: el MKII pasará a llamarse "Esperanza". <https://mase.lmneuquen.com/vaca-muerta/sesa-rebautizo-al-segundo-buque-gnl-el-mkii-pasara-llamarse-esperanza-n1241753>

Diario Río Negro. (2026, junio 4). Aprobaron el ingreso al RIGI del Gasoducto San Matías: la inversión de USD 1,300 millones transportará gas desde Vaca Muerta a Río Negro. <https://www.rionegro.com.ar/energia/aprobaron-el-ingreso-al-rigi-del-gasoducto-san-matias-la-inversion-de-us-1-300-millones-transportara-gas-desde-vaca-muerta-a-rio-negro-4598642/>

EconoJournal. (2026, marzo 4). Southern Energy y la empresa alemana SEFE firmaron en Berlín un contrato para la venta de GNL por 8 años. <https://econojournal.com.ar/2026/03/southern-energy-y-sefe-firmaron-en-berlin-el-contrato-para-la-venta-de-gnl-por-8-anos/>

^{xxix} SEFE. (2026, marzo 4). SEFE and Southern Energy sign LNG supply agreement for two million tonnes per year. https://www.sefe.eu/en/media/newsroom/press-releases/press-release-detail_2368.html

Ortiz, I. (2026, marzo 4). Southern Energy y la empresa alemana SEFE firmaron en Berlín un contrato para la venta de GNL por 8 años. EconoJournal. <https://econojournal.com.ar/2026/03/southern-energy-y-sefe-firmaron-en-berlin-el-contrato-para-la-venta-de-gnl-por-8-anos/>

^{xxx} La fase originalmente asociada a Shell fue reformulada, reduciendo su capacidad proyectada de 12 a 6 millones de toneladas anuales. Como consecuencia de los cambios en el alcance del proyecto, la compañía decidió retirarse de esa etapa, por lo que YPF evalúa la incorporación de un nuevo socio estratégico para sostener su objetivo de expansión. YPF buscaría un nuevo socio para reemplazarla y sostener el objetivo de llevar la capacidad total del bloque liderado por la compañía hacia 18 millones de toneladas anuales.

Reuters. (2025, diciembre 4). YPF CEO sees green light for Argentina LNG project with Eni, XRG in mid-2026. <https://www.reuters.com/business/energy/ypf-ceo-sees-green-light-20-billion-argentina-lng-project-mid-2026-2025-12-04/>

Eni. (2025, junio 6). Eni and YPF sign agreement for participation at the Argentina LNG project. <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2025/06/pr-eni-ypf-sign-agreement-argentina-lng-june-2025.html>

^{xxxi} Un contrato de offtake de largo plazo asegura la compra futura de parte de la producción del proyecto, dando previsibilidad de ingresos y facilitando su financiamiento.

Reuters. (2026, abril 27). Camuzzi, Vitol sign MoU for Argentina's USD 3.9 billion LNG del Plata project. <https://www.reuters.com/business/energy/camuzzi-vitol-sign-mou-argentinass-39-billion-lng-del-plata-project-2026-04-27/>

EconoJournal (2026, abril 27). Camuzzi Gas firma un acuerdo con Vitol por el proyecto LNG del Plata. <https://econojournal.com.ar/2026/04/vitol-firma-un-mou-con-camuzzi-gas-para-sumarse-al-proyecto-lng-del-plata/>

^{xxxi} NGL: Natural Gas Liquids, o líquidos del gas natural. Son componentes que vienen asociados al gas natural y que se separan para obtener productos de mayor valor, como etano, propano, butano y gasolina natural. No es lo mismo que GNL: el GNL es gas natural, principalmente metano, licuado para exportación; los NGLs son líquidos separados del gas y se usan para petroquímica, GLP, combustibles o exportación.

^{xxxi} Compañía Mega tiene como accionistas a YPF 38%, Petrobras 34% y Dow 28% y cuenta con plantas en Loma La Lata y Bahía Blanca, conectadas por un poliducto de aproximadamente 600 km. Actualmente procesa cerca del 40% del gas producido en la Cuenca Neuquina.

NGL significa Natural Gas Liquids, o líquidos del gas natural. Son componentes que vienen asociados al gas natural y que se separan para obtener productos de mayor valor, como etano, propano, butano y gasolina natural. No es lo mismo que GNL: el GNL es gas natural, principalmente metano, licuado para exportación; los NGLs son líquidos separados del gas y se usan para petroquímica, GLP, combustibles o exportación.

Transportadora de Gas del Sur. (2026, marzo 12). TGS anunció la mayor inversión de la historia para un proyecto de Líquidos de Gas Natural (NGL's) en Argentina. <https://www.tgs.com.ar/tgs-anuncio-la-mayor-inversion-de-la-historia-para-un-proyecto-de-liquidos-de-gas-natural-ngls-en-argentina/>

Diamante, S. (2026, marzo 11). TGS invertirá USD 3,000 millones para exportar líquidos de Vaca Muerta. La Nación. <https://www.lanacion.com.ar/economia/tgs-invertira-us3000-millones-para-exportar-liquidos-de-vaca-muerta-nid11032026/>

Río Negro. (2026, mayo 4). Con foco en Vaca Muerta, Mega activa su tren de fraccionamiento y proyecta inversiones por USD 360 millones. <https://www.rionegro.com.ar/energia/con-foco-en-vaca-muerta-mega-activa-su-tren-de-fraccionamiento-y-proyecta-inversiones-por-us360-millones-4562332/>

Ortiz, I. (2026, marzo 18). Vaca Muerta: Mega se presenta al RIGI con una inversión de USD 360 millones en su planta de separación de líquidos del gas. EconoJournal. <https://econojournal.com.ar/2026/03/vaca-muerta-mega-se-presenta-al-rigi-con-una-inversion-de-us360-millones-en-su-planta-de-separacion-de-liquidos-del-gas/>

^{xxxiv} Infobae. (2026, 23 de abril). Pluspetrol pidió ingresar al RIGI para invertir USD 12.000 millones en un megaproyecto en Vaca Muerta. <https://www.infobae.com/economia/2026/04/23/pluspetrol-pidio-ingresar-al-rigi-para-invertir-usd-12000-millones-en-un-megaproyecto-en-vaca-muerta/>

^{xxxv} Shale24. (2026, 1 de julio). YPF, Pluspetrol, Chevron, Phoenix, Tecpetrol, GeoPark, Vista y TanGo: los proyectos RIGI en shale oil que siguen a la aprobación de Rincón de Aranda. <https://www.shale24.com/oil-gas/ypf-pluspetrol-chevron-phoenix-tecpetrol-geopark-vista-tango-proyectos-rigi-shale-oil-siguen-aprobacion-rincon-aranda-n1388>

^{xxxvi} Se supone un consumo de gas de entre 20 y 22 MMBtu por cada tonelada de urea producida. Esto equivale a un consumo aproximado de 608 metros cúbicos de gas por tonelada de urea. El cálculo del consumo de gas natural surge de asumir una producción diaria de urea de 5.700 toneladas por día y un consumo estimado de 3,5 MM m³/día de gas natural. Bajo estos supuestos, el consumo anual de gas asciende a aproximadamente 1.300 millones de metros cúbicos.

Pampa Energía. (2026, 17 de julio). Pampa ingresa al negocio de fertilizantes con la construcción de la mayor planta de urea de LatAm. <https://ri.pampa.com/press-release/pampa-ingresa-al-negocio-de-fertilizantes-con-la-construccion-de-la-mayor-planta-de-urea-de-latam/>

^{xxxvii} ADNSUR. (2025, noviembre 20). Vaca Muerta: las petroleras proyectan inversiones por USD 12.000 millones para 2026 y anticipan un año récord en actividad. https://www.adnsur.com.ar/pulso-energetico/vaca-muerta-las-petroleras-proyectan-inversiones-por-usd-12-000-millones-para-2026-y-anticipan-un-ano-record-en-actividad_a691f739c419386cf2ea2e5c3

iProfesional. (2025, noviembre 19). Lluvia de dólares récord en Vaca Muerta: con YPF a la cabeza, petroleras invertirán USD 12.000 millones en 2026. <https://www.iprofesional.com/energia/442113-asi-sera-la-lluvia-de-dolares-record-que-se-espera-en-vaca-muerta-en-los-proximos-meses>

Más Energía. (2025, marzo 13). Ricardo Markous: "Vaca Muerta va a necesitar USD 19.000 millones de inversión por año". <https://mase.lmneuquen.com/vaca-muerta/ricardo-markous-vaca-muerta-va-necesitar-usd-19000-millones-inversion-ano-n1179724>

Más Energía. (2026, marzo 10). Pampa Energía pidió el RIGI para invertir USD 4.500 millones en Rincón de Aranda. <https://mase.lmneuquen.com/vaca-muerta/pampa-energia-pidio-el-rigi-invertir-usd-4500-millones-rincon-aranda-n1231028>

Neuquén Informa. (2026, abril 6). Neuquén suma un nuevo megaproyecto al RIGI. <https://www.neuqueninforma.gob.ar/noticias/2026/04/06/255955-neuquen-suma-un-nuevo-megaproyecto-al-rigi>

Infobae. (2026, abril 23). Pluspetrol pidió ingresar al RIGI para invertir USD 12.000 millones en un megaproyecto en Vaca Muerta. <https://www.infobae.com/economia/2026/04/23/pluspetrol-pidio-ingresar-al-rigi-para-invertir-usd-12000-millones-en-un-megaproyecto-en-vaca-muerta/>

^{xxxviii} Ministerio de Economía. (2025, marzo 20). Resolución 302/2025. VMOS S.A. Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones. Argentina.gob.ar. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-302-2025-410830>

Ministerio de Economía. (2025, abril 29). Resolución 559/2025. Southern Energy S.A. Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones. Argentina.gob.ar. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-559-2025-412353>

Espina, M. (2025, marzo 14). Gobierno de Milei aprobó RIGI para exportar petróleo de Vaca Muerta en empresa liderada por YPF. Bloomberg Línea. <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/argentina/gobierno-de-milei-aprobo-rigi-para-exportar-petroleo-de-vaca-muerta-en-empresa-liderada-por-ypf/>

Ciruzzi, C. (2025, mayo 5). Southern Energy: Qué significa la aprobación en el RIGI para el proyecto de GNL. Más Energía. <https://mase.lmneuquen.com/economia/southern-energy-que-significa-la-aprobacion-el-rigi-el-proyecto-gnl-n1189173>

Agüero, S. (2026, junio 4). Aprobaron el ingreso al RIGI del Gasoducto San Matías: la inversión de USD 1,300 millones transportará gas desde Vaca Muerta a Río Negro. Diario Río Negro. <https://www.rionegro.com.ar/energia/aprobaron-el-ingreso-al-rigi-del-gasoducto-san-matias-la-inversion-de-us-1-300-millones-transportara-gas-desde-vaca-muerta-a-rio-negro-4598642/>

Infobae. (2026, junio 4). El Gobierno aprobó el ingreso de dos nuevos proyectos al RIGI y ya son 18 las iniciativas aceptadas. <https://www.infobae.com/economia/2026/06/04/el-gobierno-aprobo-el-ingreso-de-dos-nuevos-proyectos-al-rigi-y-ya-son-18-las-iniciativas-aceptadas/>

^{xxxix} Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (septiembre, 2025). Cadena de valor para el desarrollo de Vaca Muerta: Análisis y proyección de requerimientos. https://download.iapg.org.ar/IAPG_-Cadena_de_valor_para_el_desarrollo_de_Vaca_Muerta_-_Analisis_y_proyecci%C3%B3n_de_requerimientos.pdf

<https://mase.lmneuquen.com/petroleo/vaca-muerta-demandara-240-mil-empleos-y-130-mil-km-ductos-2040-n1209323>

^{xi} https://www.adnsur.com.ar/pulso-energetico/el-empleo-en-el-sector-de-gas-y-petroleo-triplico-el-promedio-nacional-en-la-ultima-decada_a688b70f2004bda15a33afc00

<https://econojournal.com.ar/2025/07/el-empleo-formal-en-la-produccion-de-gas-y-petroleo-crecio-134-en-la-ultima-decada/>

^{xli} ADNSUR. (2025, septiembre 22). Cuántos empleos demandará Vaca Muerta en su pico de desarrollo. https://www.adnsur.com.ar/sociedad/cuantos-empleos-demandara-vaca-muerta-en-su-pico-de-desarrollo_a68d139d879b9188e17baf93d

^{xlii} Diario Huarpe. (2025, septiembre 27). El desarrollo de Vaca Muerta demandará entre 180 mil y 240 mil trabajadores. <https://www.diariohuarpe.com/nota/el-desarrollo-de-vaca-muerta-demandara-entre-180-mil-y-240-mil-trabajadores-20259271640>

ADNSUR. (2025, septiembre 22). Cuántos empleos demandará Vaca Muerta en su pico de desarrollo. https://www.adnsur.com.ar/sociedad/cuantos-empleos-demandara-vaca-muerta-en-su-pico-de-desarrollo_a68d139d879b9188e17baf93d

ADNSUR. (2025, julio 31). El empleo en el sector de gas y petróleo triplicó el promedio nacional en la última década. https://www.adnsur.com.ar/pulso-energetico/el-empleo-en-el-sector-de-gas-y-petroleo-triplico-el-promedio-nacional-en-la-ultima-decada_a688b70f2004bda15a33afc00

^{xliii} Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). (2009). El abecé del petróleo y del gas en el mundo y en la Argentina (3.ª ed.). Buenos Aires: IAPG, p. 36.

^{xliv} Provincial: onshore y offshore hasta 12 millas marinas desde las líneas de base. Nacional: offshore desde las 12 millas marinas hasta el límite exterior de la plataforma continental.

^{xlv} Oliveira, D. (2024, diciembre 4). Vaca Muerta: qué festejan las petroleras del reglamento de la Ley Bases sobre libre exportación de petróleo. iProfesional. <https://www.iprofesional.com/negocios/418325-vaca-muerta-que-festejan-petroleras-reglamento-ley-bases>.



Deloitte se refiere a una o más entidades de Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), su red global de firmas miembro y sus sociedades afiliadas a una firma miembro (en adelante "Entidades Relacionadas") (colectivamente, la "organización Deloitte"). DTTL (también denominada como "Deloitte Global") así como cada una de sus firmas miembro y sus Entidades Relacionadas son entidades legalmente separadas e independientes, que no pueden obligarse ni vincularse entre sí con respecto a terceros. DTTL y cada firma miembro de DTTL y su Entidad Relacionada es responsable únicamente de sus propios actos y omisiones, y no de los de las demás. DTTL no provee servicios a clientes. Consulte <https://www.deloitte.com/about> para obtener más información.

Deloitte ofrece servicios profesionales líderes a casi el 90% de las empresas de la lista Fortune Global 500® y a miles de empresas privadas. Nuestra gente ofrece resultados medibles y duraderos que ayudan a reforzar la confianza del público en los mercados de capitales y permiten que los clientes se transformen y prosperen. Sobre la base de sus 180 años de historia, Deloitte abarca más de 150 países y territorios. Descubra cómo las aproximadamente 470,000 personas de Deloitte en todo el mundo tienen un impacto importante en www.deloitte.com.

Tal y como se usa en este documento, Deloitte & Co. S.A., tiene el derecho legal exclusivo de involucrarse en, y limita sus negocios a, la prestación de servicios de auditoría y assurance, consultoría, impuestos y servicios legales, asesoría financiera y asesoría en riesgos y otros servicios profesionales bajo el nombre de "Deloitte". Deloitte S.C., tiene el derecho legal exclusivo de involucrarse en, y limita sus negocios a, la prestación de servicios de auditoría y assurance, impuestos y servicios legales, consultoría, asesoría financiera y asesoría en riesgos y otros servicios profesionales bajo el nombre de "Deloitte". Legal y Fiscal S.A., tiene el derecho legal exclusivo de involucrarse en, y limita sus negocios a, la prestación de servicios legales y fiscales y otros servicios profesionales bajo el nombre de "Deloitte". Y Cybsec S.A., tiene el derecho legal exclusivo de involucrarse en, y limita sus negocios a, la prestación de servicios de seguridad informática y otros servicios profesionales bajo el nombre de "Deloitte".

Esta comunicación contiene únicamente información general, y ninguna de las empresas miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited (DTTL), su red global de firmas miembro o sus entidades relacionadas (colectivamente, la "organización Deloitte") está, por medio de esta comunicación, prestando asesoramiento o servicios profesionales. Antes de tomar cualquier decisión o realizar cualquier acción que pueda afectar sus finanzas o su negocio, debe consultar a un asesor profesional calificado.

No se dan declaraciones, garantías o compromisos (expresos o implícitos) en cuanto a la exactitud o integridad de la información en esta comunicación, y ni DTTL, ni sus firmas miembro, entidades relacionadas, empleados o agentes será responsable de ninguna pérdida o daño que surja directa o indirectamente en relación con cualquier persona que confíe en esta comunicación. DTTL y cada una de sus empresas miembro, y sus entidades relacionadas, son entidades jurídicamente separadas e independientes.