



CEPH

CÁMARA DE EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

POTENCIALIDAD DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO EN LA ARGENTINA

MARZO 2026

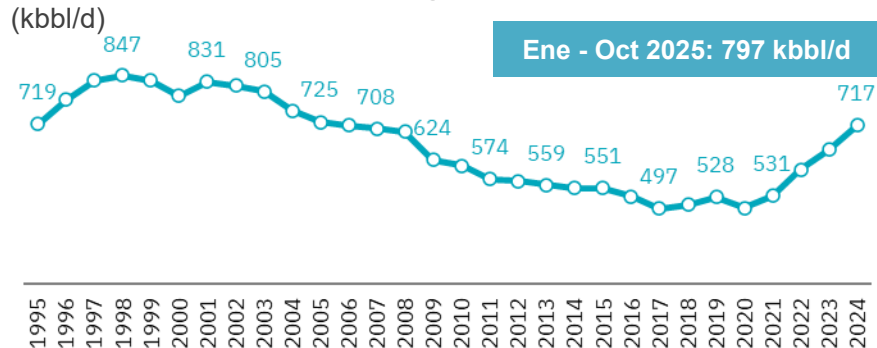


La primera década del presente siglo estuvo signada por la contracción de la producción hidrocarburífera.

PETRÓLEO

- La producción de petróleo evidenció una tendencia decreciente desde finales del siglo pasado hasta el año 2017, producto centralmente del persistente desacople del precio local de los hidrocarburos respecto a los vigentes en el mercado mundial y al progresivo agotamiento de los yacimientos convencionales.
- Desde 2017 la recuperación progresiva de los precios del crudo en el mercado local e internacional y el avance en la curva de aprendizaje de la producción no convencional permitieron una expansión de la producción, que alcanzó un nuevo récord en octubre de 2025: **865 kbbl/d**.

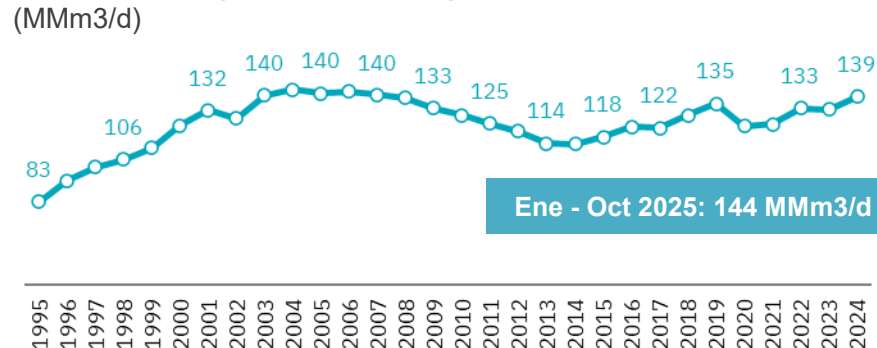
Producción de petróleo⁽¹⁾ en Argentina, 1995 – 2024.



GAS NATURAL

- La producción de gas natural se redujo significativamente desde 2004, producto de la contracción de su precio en el mercado local tras el colapso del régimen de convertibilidad.
- La reversión del declino de la producción gasífera se alcanzó a partir de 2013 con la instrumentación del Plan Gas, las medidas que se adoptaron posteriormente y el desarrollo de los yacimientos no convencionales de Vaca Muerta.
- Dichas medidas permitieron recomponer el precio del gas natural percibido por los productores, incrementar la inversión y recuperar la producción, que alcanzó un nuevo récord en julio de 2025 (**161 MMm3/d**).

Producción de gas natural en Argentina, 1995 – 2024.



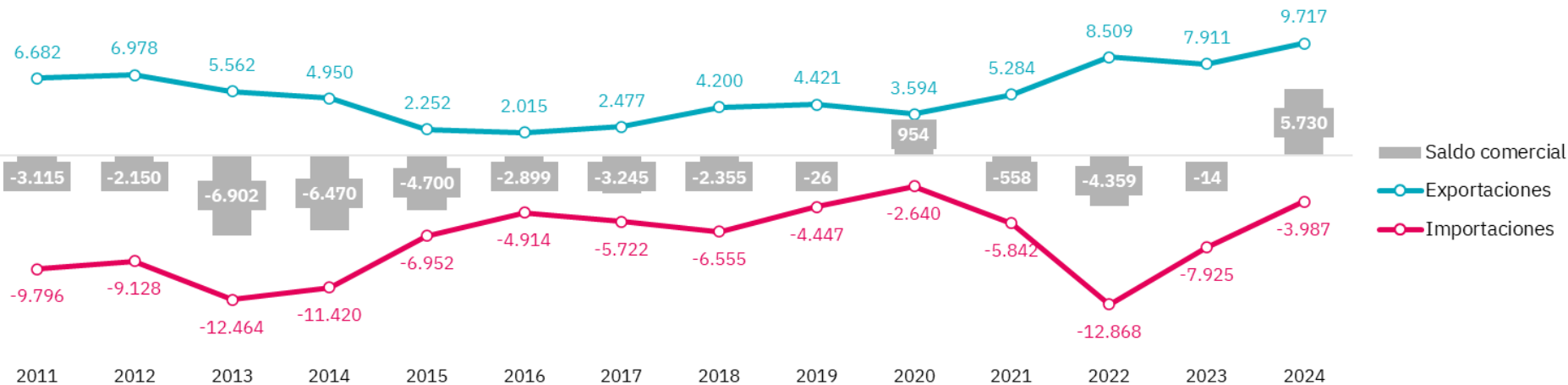
Notas: (1) Incluye la producción de condensado y gasolina estabilizada. Fuente: elaboración propia en base a información de Secretaría de Energía.

Balanza comercial energética

- La contracción de la producción hidrocarburífera y la expansión de la demanda local a lo largo de las dos primeras décadas del siglo condujeron a la conformación de un persistente déficit comercial en el sector, el cual explicó, al menos parcialmente, la falta de divisas que enfrentó la economía Argentina durante ese período.
- La recuperación de la producción hidrocarburífera en los últimos años permitió alcanzar un superávit comercial de 5.730 MUSD durante 2024 y de **6.067 MUSD** en los primeros 10 meses de 2025.

Evolución de la balanza comercial del sector energético⁽¹⁾, 2011 – 2024.

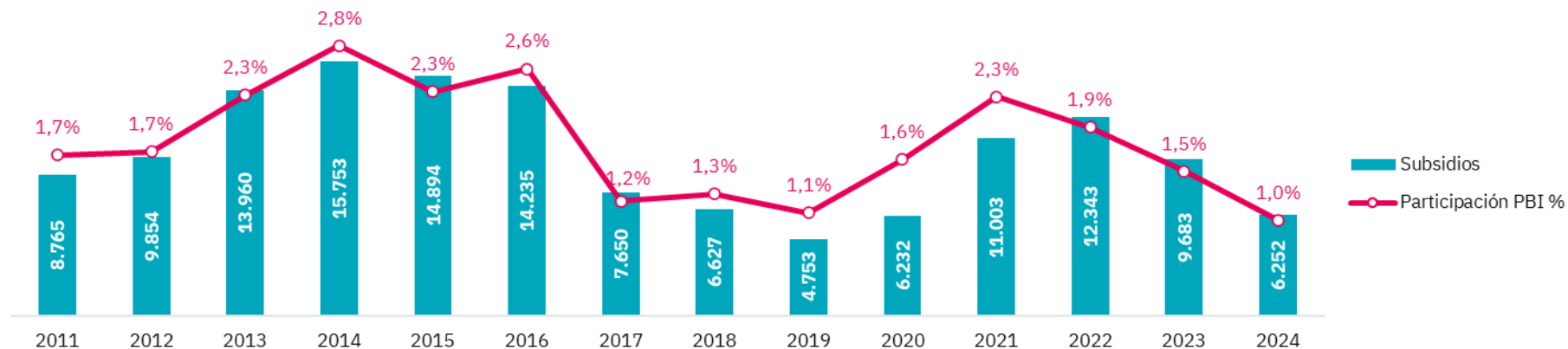
(En MUSD)



En 2022 el sector presentaba un déficit externo de 4.300 MUSD, dos años después el superávit alcanzó los 5.700 MUSD, aportando de esta forma el sector hidrocarburífero 10.000 MUSD adicionales de divisas como consecuencia del aumento de las exportaciones y la disminución de las importaciones energéticas.

- La disminución de la producción hidrocarburífera generó también una persistente carga fiscal, producto del aumento del costo de abastecimiento y la decisión de no trasladar dicho incremento plenamente a las tarifas finales abonadas por los usuarios.
- Durante las últimas décadas se verificaron extensos períodos con tarifas congeladas o con aumentos muy por debajo de la inflación, conduciendo a sensibles reducciones de las tarifas en términos reales. Los subsidios a la energía representaron en promedio 1,7 puntos porcentuales del PIB a lo largo de la última década, explicando en buena medida el deterioro fiscal que experimentó la economía argentina durante ese período.
- A partir del 2022, los subsidios energéticos comenzaron a disminuir, al igual que su participación sobre el PBI. En 2024 los subsidios totalizaron 6.252 MUSD, equivalente al 1,0% del PBI. Durante los primeros 10 meses de 2025 los subsidios totalizaron sólo **3.183 MUSD**, menos de un 0,7% del PIB.

Subsidios al sector energético y porcentaje sobre el PBI, 2011 - 2024 (en MUSD y porcentajes)



Entre 2011 y 2024 se devengaron subsidios a la energía por más de 142.000 MUSD

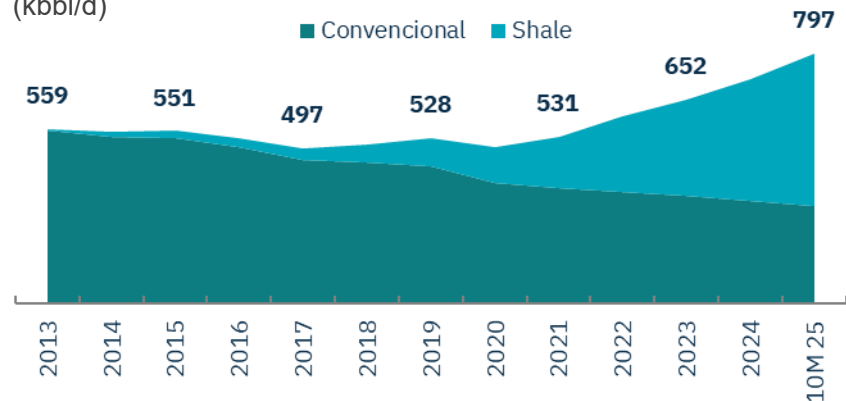
El desarrollo de la producción no convencional a lo largo de la última década fue un factor determinante en la recuperación progresiva de la producción hidrocarburífera en nuestro país.

PETRÓLEO

- La producción de petróleo desde 2017 revirtió el declino que había experimentado desde finales del siglo pasado, producto del crecimiento de la producción no convencional
- Entre 2017 y 2024 la producción de crudo creció al 5,4% anual acumulativo, traccionada por la expansión del shale oil que se incrementó al 39,7% anual.
- Durante los primeros 10 meses de 2025 la producción de shale oil representó el 61% de la producción total de petróleo.

Producción de petróleo en Argentina⁽¹⁾, 2013 – 2025.

(kbbbl/d)

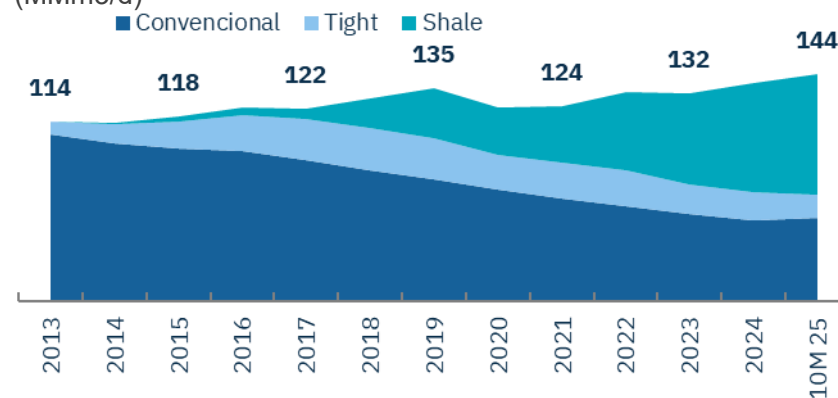


GAS NATURAL

- La instrumentación del Plan Gas en 2013 y las medidas de incentivo que se implementaron posteriormente permitieron una expansión progresiva de la producción de gas natural.
- La producción de gas natural se expandió al 1,8% anual acumulativo entre 2013 y 2024, producto del crecimiento de la producción no convencional.
- En dicho período, la producción shale gas se expandió al 56% anual acumulativo.

Producción de gas natural en Argentina, 2013 – 2025.

(MMm3/d)



- Nuestro país dispone de recursos hidrocarburíferos para abastecer la **demanda local de petróleo por más de un siglo y, en el caso del gas natural, por dos siglos**. Por primera vez en nuestra historia disponemos de recursos para abastecer la demanda local y, a la vez, conformar una plataforma de exportación a gran escala destinada a abastecer la demanda mundial.
- De todas formas, para alcanzar el pleno desarrollo de los recursos hidrocarburíferos se requiere de un sensible incremento en los niveles de inversión a lo largo para los próximos años. Para ello, el sostenimiento de precios locales alineados con los valores vigentes en los mercados internacionales, así como la consolidación de un régimen regulatorio que potencie los niveles de inversión, son elementos centrales para expandir los niveles de inversión y, con ello, alcanzar el pleno aprovechamiento de los recursos que posee el sector.
- A su vez, la madurez de las cuencas convencionales determina la necesidad de conformar un marco regulatorio específico a fin de disminuir las tasas de declinación y, con ello, potenciar el pleno aprovechamiento de los recursos convencionales existentes en nuestro país. Cabe señalar, que el sostenimiento de los niveles de actividad en dichas cuencas productivas es central a fin de garantizar el mantenimiento de los niveles de empleo y, con ello, de la actividad económica en las provincias productoras. A la vez, que dicha producción es esencial para garantizar el suministro de crudo pesado requerido por parte del parque refinador local.
- Un sector energético en expansión permitirá reducir aún **más el déficit fiscal, disminuir el costo de suministro y conformar una balanza comercial y cambiaría crecientemente superavitaria**, brindando las condiciones necesarias para alcanzar un sendero de crecimiento sustentable en el largo plazo.
- Se debe destacar que el proceso de transición energética, más allá de su temporalidad, ofrece una ventana de oportunidad acotada en el tiempo a fin de alcanzar el pleno aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos que dispone nuestro país. En este sentido, la potenciación de los niveles de inversión en el sector en el corto y mediano plazo es crucial para no desaprovechar la oportunidad histórica que brinda la dotación de recursos y la coyuntura energética prevaleciente en el mercado mundial.

- En el trabajo se proyectan tres escenarios de evolución de la producción hidrocarburífera a lo largo de la próxima década, en donde la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos se encuentra asociada a la evolución que presenten los precios internacionales pero centralmente a las condiciones que imperarán en la economía Argentina.
- En este sentido, acceder a un sendero de crecimiento económico sustentable en el mediano y largo plazo será determinante a fin de alcanzar una disminución en los costos de financiamiento y, con ello, una expansión sustantiva en los niveles de inversión. A la vez, que un escenario macroeconómico estable -y en expansión- permitirá potenciar el ingreso de inversión extranjera directa para expandir aún más el desarrollo de nuestros recursos hidrocarburíferos.
- A la vez, que se requiere de una mejora continua en los niveles de competitividad de la producción hidrocarburífera de nuestro país a fin de poder acceder a un mercado internacional cada vez más desafiante. En este contexto, se requiere de la articulación de las empresas del sector privado con el sector público -en sus tres niveles- y los sindicatos, a fin de conformar las condiciones que posibiliten un crecimiento significativo de la producción hidrocarburífera destinada al abastecimiento del mercado mundial.
- Por su parte, la elevada competitividad requerida para acceder a los mercados internacionales, seguramente exigirá la instrumentación de nuevas medidas, como la extensión de los beneficios del Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones (RIGI) a la producción hidrocarburífera, la eliminación de las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos, la disminución de la carga fiscal en las cuencas productoras, entre otras medidas.
- En este sentido, se debe destacar que el inicio de los primeros proyectos de licuefacción en nuestro país no hubiera ocurrido sin la instrumentación del Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones, cuya extensión al conjunto de la producción hidrocarburífera seguramente permitirá potenciar aún más los niveles de inversión en los próximos años.
- En síntesis, sólo la conformación de un horizonte macroeconómico y regulatorio estable, en un entorno fiscal competitivo a nivel internacional, permitirá incrementar sustantivamente los niveles de inversión y, con ello, de la producción hidrocarburífera en la próxima década.

Escenario Moderado

- Se trata de un escenario con un crecimiento moderado de la producción de crudo, que alcanza 1,2 millones de barriles a mediados de la próxima década. Por su parte, la producción de gas natural se expande por el crecimiento de las exportaciones.
- La cantidad de **pozos enganchados de shale oil** crece al 5% anual acumulativo.
- **Transporte de crudo:** *i)* OTASA exporta en promedio 90 kbbl/d de crudo; *ii)* se amplía la capacidad de transporte desde cuenca Neuquina por el ingreso de Vaca Muerta Sur en diciembre 2026 con una capacidad de 550 kbbl/d adicionales.
- Expansión del **parque automotor** en línea con el crecimiento económico (+3,5% anual).
- Aumento progresivo de las ventas de **vehículos eléctricos** hasta alcanzar el 7% de la flota en 2035.

Escenario Expansivo

- Escenario con una expansión más significativa de la producción de crudo (1.688 Mbbl/d en 2035) y el desarrollo de la producción de gas natural, producto de la instalación de casi 24 MTPA de capacidad de licuefacción.
- La cantidad de **pozos enganchados de shale oil** crece al 11% anual acumulativo.
- **Transporte de crudo:** adicionalmente a lo contemplado en el Escenario Moderado, se prevé que el oleoducto Vaca Muerta Sur incrementa su capacidad hasta 700 kbbl/d a inicios de 2028.
- Expansión del **parque automotor** en línea con el crecimiento económico (+5,0% anual).
- Aumento progresivo de las ventas de **vehículos eléctricos** hasta alcanzar el 9% de la flota en 2035.

Escenario Acelerado

- Se acelera sensiblemente la cantidad de **pozos enganchados de shale oil** hasta 2030, para luego mantenerse a un nivel que estabiliza la producción de crudo.
- La producción de gas natural es similar al Escenario Expansivo, pero se requieren de menos pozos de gas natural ante el incremento del gas asociado.
- **Transporte de crudo:** adicionalmente a lo contemplado en el Escenario Moderado, se prevé que el oleoducto Vaca Muerta Sur incrementa su capacidad hasta 700 kbbl/d a inicios de 2028.
- Expansión del **parque automotor** en línea con el crecimiento económico (+5,0% anual).
- Aumento progresivo de las ventas de **vehículos eléctricos** hasta alcanzar el 9% de la flota en 2035.

Escenario Moderado

- **Transporte de gas natural:** *i)* ampliación de TGS de la capacidad de transporte desde cuenca neuquina (+14 MMm3/día en julio de 2027); *ii)* ampliación Tratayén – La Carlota en enero de 2030 (+20 MMm3/d desde cuenca Neuquina); *iii)* gasoducto dedicado al abastecimiento de las terminales licuefactoras en el Golfo San Matías en julio de 2028 (27 MMm3/día).
- **Exportaciones de gas natural:** *i)* a los mercados regionales expandiéndose hasta 10 MMm3/d adicionales de exportación desde 2030; *ii)* 2,45 MTPA de exportación de GNL a partir de Septiembre 2027; *iii)* 5,95 MTPA de exportación total de GNL a partir de Septiembre 2028.

Escenario Expansivo

- **Transporte de gas natural:** a la ampliación de TGS del Escenario Moderado se agrega: *i)* la ampliación Tratayén – La Carlota se adelanta a enero de 2028 (+20 MMm3/d desde cuenca Neuquina); *ii)* desarrollo de capacidad de transporte por parte de los gasoductos dedicados a fin de abastecer la mayor capacidad de licuefacción.
- **Exportaciones de gas natural:** adicionalmente a lo contemplado en el Escenario Moderado: *i)* +12 MTPA de exportación de GNL desde julio 2029; *ii)* +6 MTPA adicionales de exportación de GNL desde julio 2030.

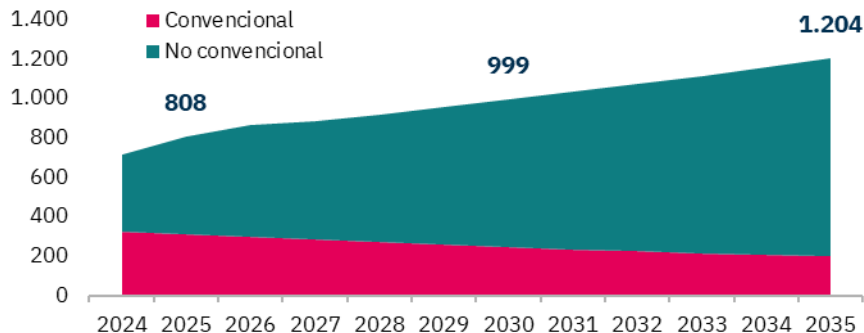
Escenario Acelerado

- **Transporte de gas natural:** similar al Escenario Expansivo.
- **Exportaciones de gas natural:** similar al Escenario Expansivo.

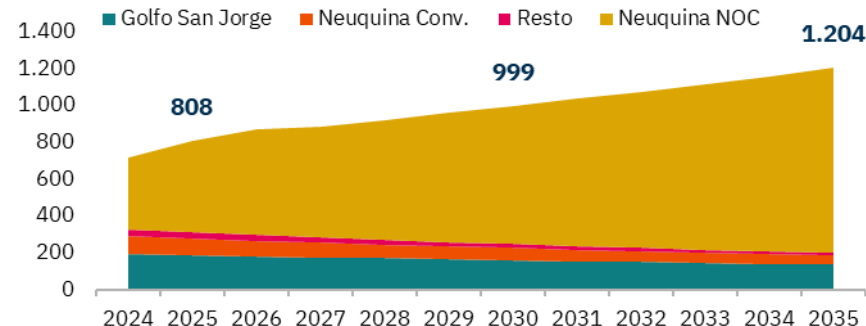
Escenario Moderado: Proyección de la oferta de petróleo

- Aún en un escenario de moderado incremento en el nivel de actividad se asistiría a un crecimiento relevante de la producción de crudo, la cual alcanzaría 1 millón de barriles por día a comienzos de la próxima década.
- Dicho crecimiento se explica por la expansión de la producción no convencional, que pasaría a representar más del 80% de la producción total de crudo durante el primer quinquenio de la próxima década.
- La capacidad de evacuación de crudo en construcción (VMOS) garantizaría la evacuación de la producción sin necesidad de nuevas obras de transporte.

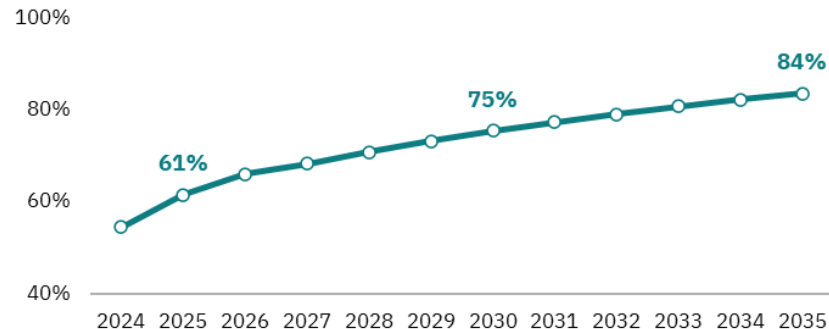
Producción de petróleo por tipo, 2024 - 2035. (En kbbl/d)



Producción de petróleo por cuenca, 2024 – 2035. (En kbbl/d)



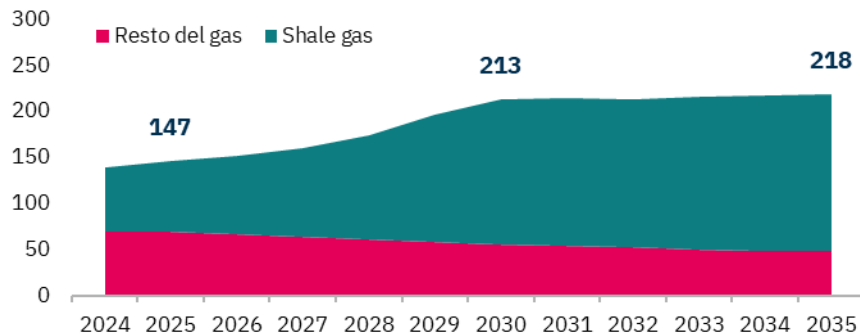
Participación de la producción de shale oil sobre la producción total, 2024 - 2035. (En porcentajes)



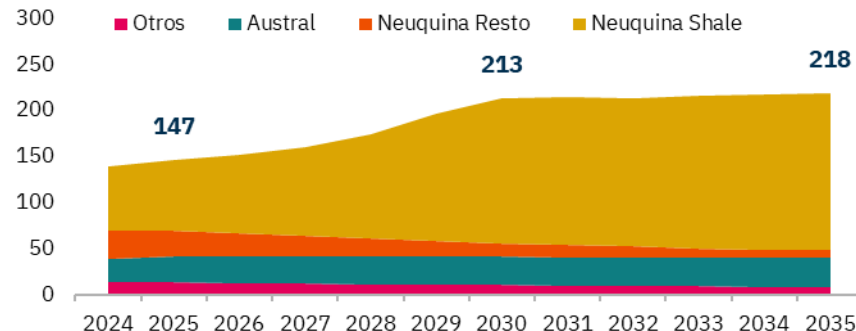
Escenario Moderado: Proyección de la oferta de gas natural

- La instalación de las primeras terminales licuefactoras de GNL durante los años 2027 y 2028 determinará una expansión de la producción de gas natural a lo largo de los próximos años.
- En conjunto con el aumento de las exportaciones de gas natural a los mercados regionales, se requeriría a comienzos de la próxima década de una producción de gas natural 54% superior a la verificada en 2024.
- El abastecimiento de las terminales licuefactoras en el Golfo San Matías, con una capacidad de casi 6 MTPA, se realizará a través de la construcción de un gasoducto dedicado.

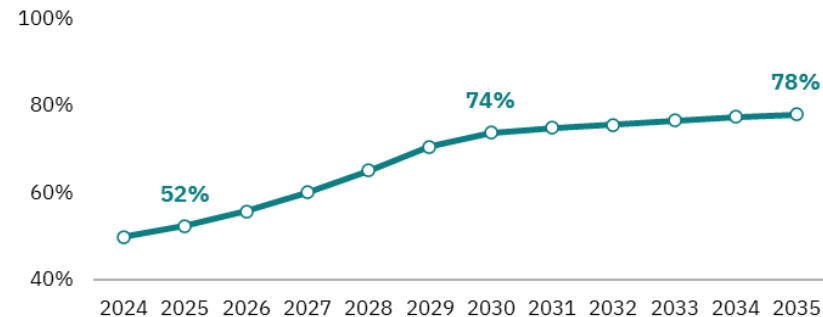
Producción de gas natural por tipo, 2024 - 2035. (En MMm3/d)



Producción de gas natural por cuenca, 2024 - 2035. (En MMm3/d)



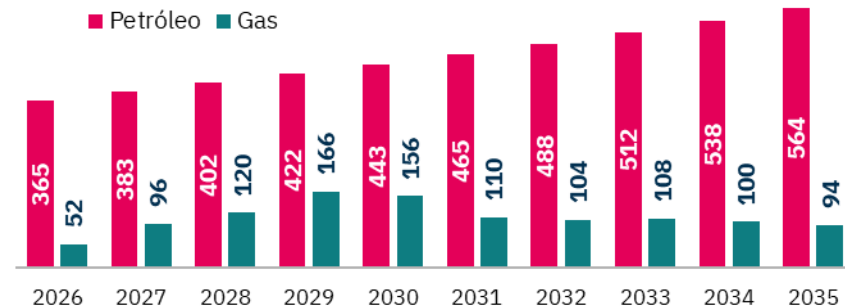
Participación de la producción de shale gas sobre la producción total, 2024 - 2035. (En porcentajes)



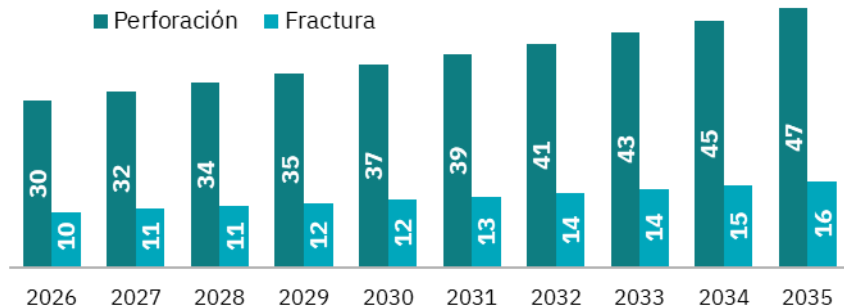
Escenario Moderado: Nivel de actividad

- A lo largo de la próxima década, la actividad en las áreas petrolíferas de Vaca Muerta crecería progresivamente. En el caso de las áreas gasíferas, la actividad a fines de la presente década se triplicaría a fin de garantizar el abastecimiento de los mercados externos.
- El aumento tendencial de la producción de shale oil y, con ello, del volumen de gas asociado, reduciría la cantidad de pozos de shale gas requeridos a lo largo del primer quinquenio de la próxima década.
- El aumento progresivo en el nivel de actividad requerirá de la incorporación de equipos de perforación y fractura en operación.

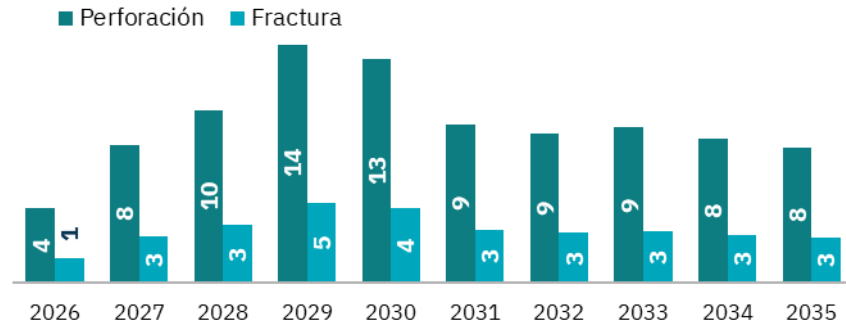
Pozos enganchados en Vaca Muerta por año por tipo, 2026 - 2035.
(En # de pozos)



Equipos de perforación y fractura para pozos de petróleo, 2026 - 2035.
(En # de equipos)



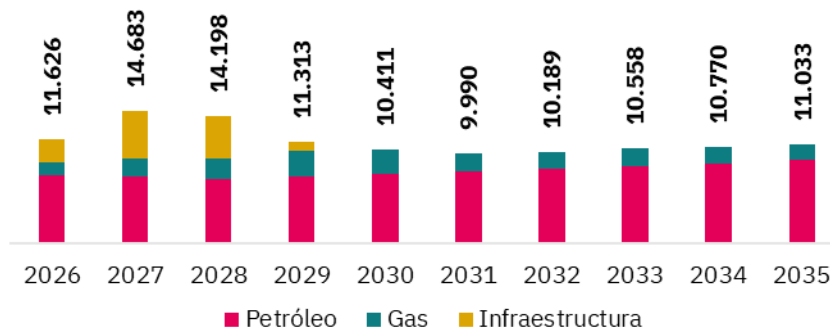
Equipos de perforación y fractura para pozos de gas, 2026 - 2035.
(En # de equipos)



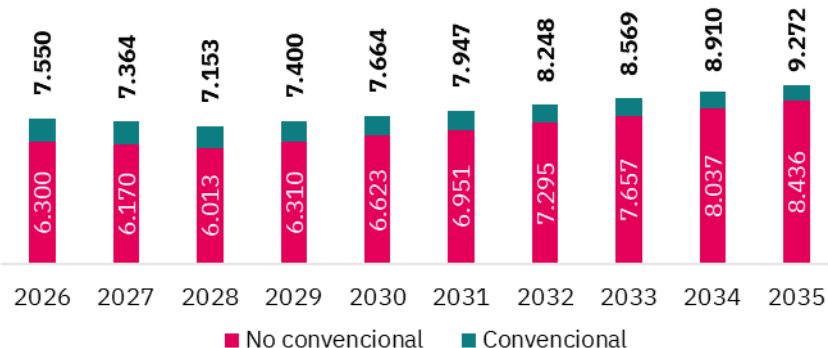
Escenario Moderado: Inversiones requeridas

- Los escenarios de producción de petróleo y gas natural contemplados implican la necesidad de alcanzar un incremento en los niveles de inversión a lo largo de los próximos años.
- En el próximo quinquenio, la ampliación de la infraestructura será determinante para alcanzar los niveles de producción considerados, tanto en petróleo como en gas natural.
- La conformación de una plataforma de exportación de GNL requerirá en los próximos años no sólo de una expansión de las inversiones en el upstream, sino también del desarrollo de la infraestructura requerida para su abastecimiento.

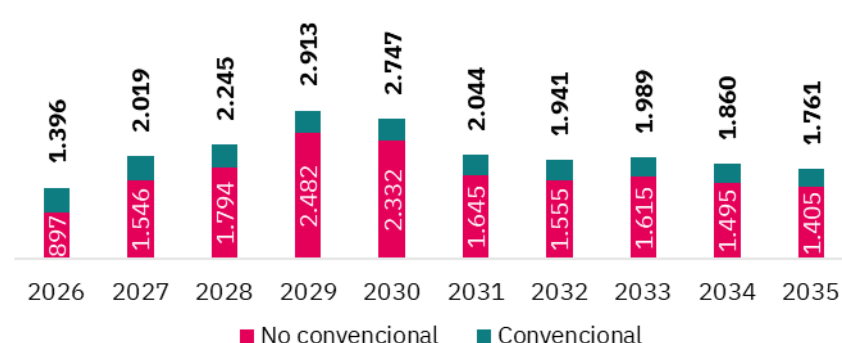
Inversiones totales ^{(1) / (2)}, 2026-2035.
(En MUSD)



Inversiones en pozos de petróleo⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)



Inversiones en pozos de gas natural⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)

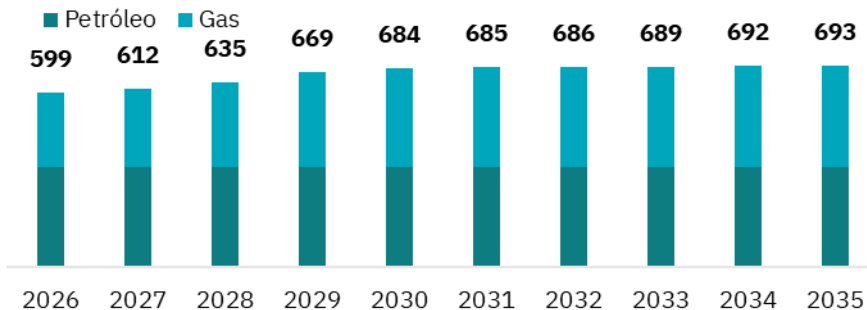


Nota: (1) En las inversiones en petróleo y gas natural sólo se consideraron las inversiones en perforación y reparación de pozos de gas natural y petróleo y un 15% adicional destinado al desarrollo de instalaciones de superficie. (2) Las inversiones en infraestructura no incluyen los costos asociados al alquiler de los buques licuefactores del proyecto de Southern Energy. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

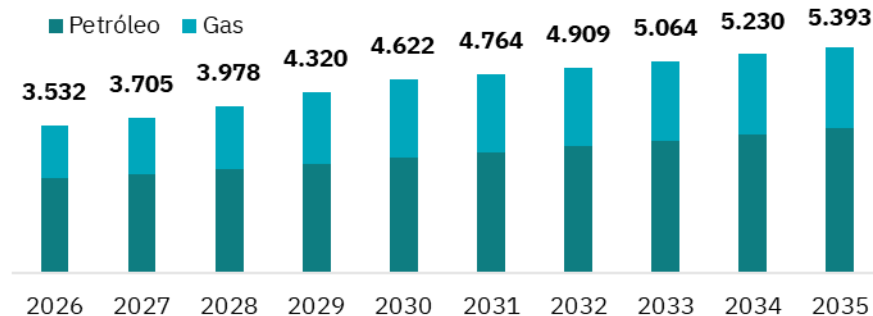
Escenario Moderado: Impacto fiscal

- En términos de las finanzas públicas provinciales, el aumento de la producción hidrocarburífera representaría recursos adicionales por más de 2.100 MUSD anuales a mediados de la próxima década.
- Se debe destacar, que la eliminación de los derechos de exportación si bien puede determinar una disminución en la recaudación de este tributo por parte del Estado Nacional, generaría una potenciación de los niveles de inversión y, con ello, un aumento en la recaudación percibida por el Estado federal a través de otros tributos.

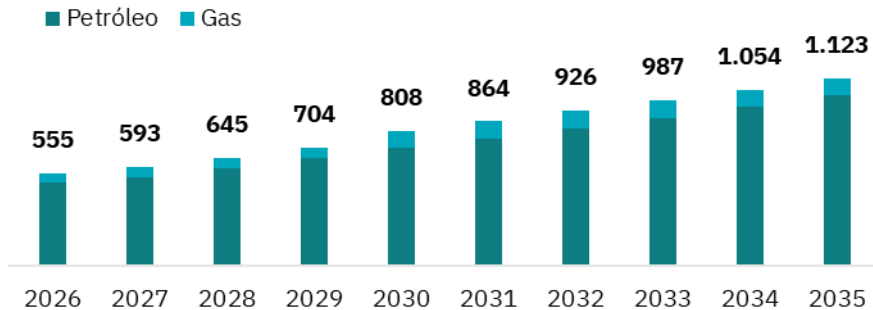
Recaudación provincial por ingresos brutos⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)



Recaudación provincial por regalías, 2026-2035.
(En MUSD)



Recaudación del Estado Nacional por derechos de exportación⁽²⁾, 2026-2035.
(En MUSD)

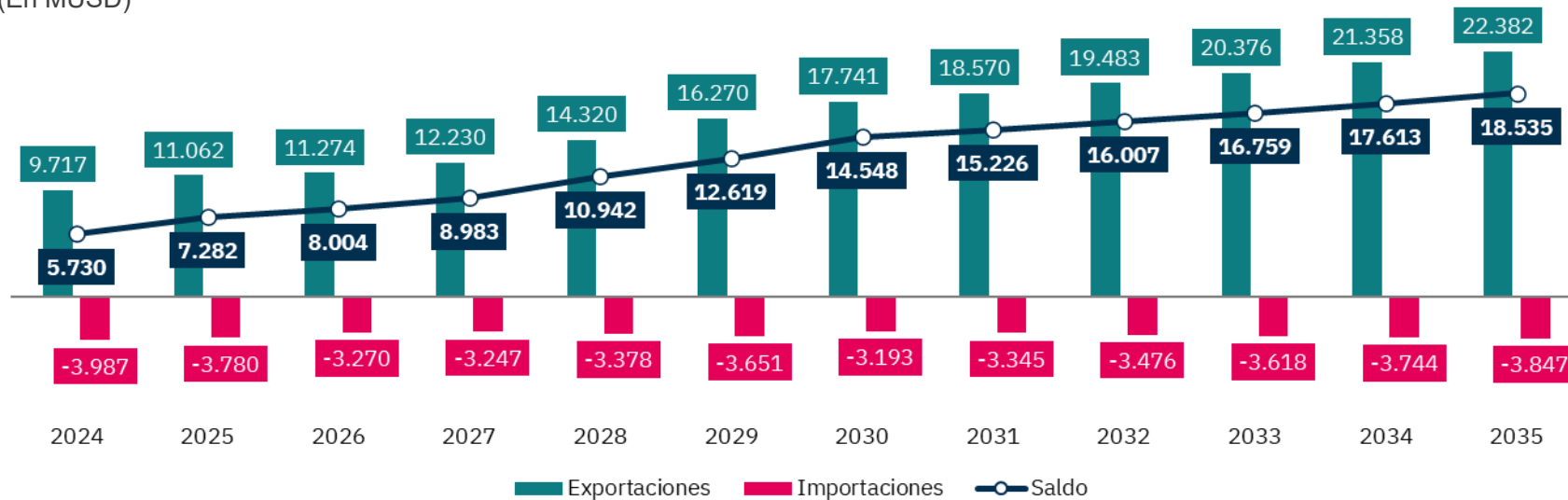


Nota: (1) La baja expansión de la recaudación por ingresos brutos se encuentra asociada a que la mayor parte de los volúmenes incrementales de producción se destinan a la exportación. Se considera que la producción de gas natural para producir GNL paga regalías e IIBB por el precio de adquisición del gas en em mercado local. (2) Se consideró que las exportaciones de GNL verificarán una alícuota de derechos de exportación del 0%, ya que se encuentran inscriptas en el RIGI. Se debe destacar que la estimación contempla el sostenimiento de las alícuotas de exportación vigentes por el resto de la presente década.

Escenario Moderado: Impacto externo

Evolución de la balanza comercial energética, 2024-2035 ⁽¹⁾.

(En MUSD)



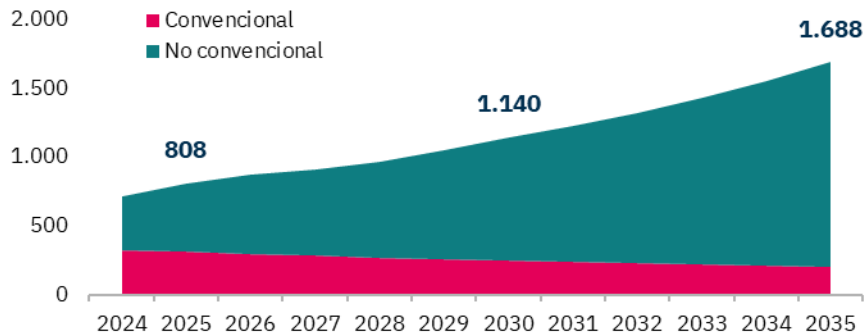
- La expansión de la producción hidrocarburífera, a través del aumento de la inversión, permitiría la conformación de un saldo comercial del sector crecientemente superavitario. A mediados de la próxima década el superávit sectorial superaría los 18.500 MUSD anuales.
- Las exportaciones hidrocarburíferas a mediados de la próxima década superarían los 22.000 MUSD, representando 1,1 veces las exportaciones del complejo sojero, 2,0 veces las exportaciones del complejo cerealero y 2,5 veces las exportaciones del complejo automotriz durante 2024.

Nota: (1) La estimación del saldo comercial del sector energético contempla el rubro “combustibles y energía” y “combustibles y lubricantes” de la clasificación del ICA del INDEC. Por lo tanto, no se consideran importaciones vinculadas al sector energético por fuera de dicha clasificación. Fuente: elaboración propia en base a INDEC.

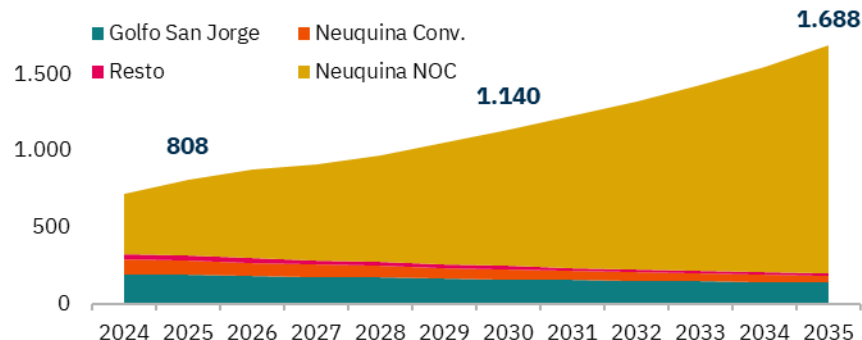
Escenario Expansivo: Proyección de la oferta de petróleo

- En un escenario de aceleración en el nivel de actividad se asistiría a un crecimiento relevante de la producción de crudo, la cual superaría 1,1 millón de barriles por día a comienzos de la próxima década.
- Dicho crecimiento se explica por la expansión de la producción no convencional, que pasaría a representar más del 80% de la producción total de crudo durante el primer quinquenio de la próxima década.
- En este contexto, se requeriría de la ampliación de la capacidad de evacuación de crudo, más allá de la actualmente en construcción, a fin de garantizar la evacuación de la producción⁽¹⁾.

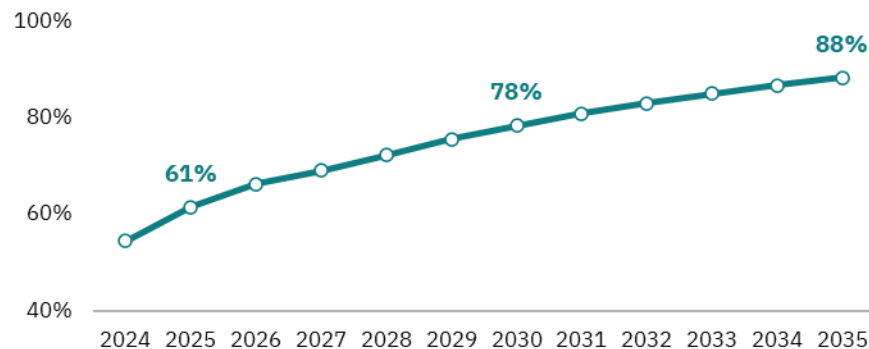
Producción de petróleo por tipo, 2024-2035. (En kbb/d)



Producción de petróleo por cuenca, 2024-2035. (En kbb/d)



Participación de la producción de shale oil sobre la producción total, 2024-2035. (En porcentajes)

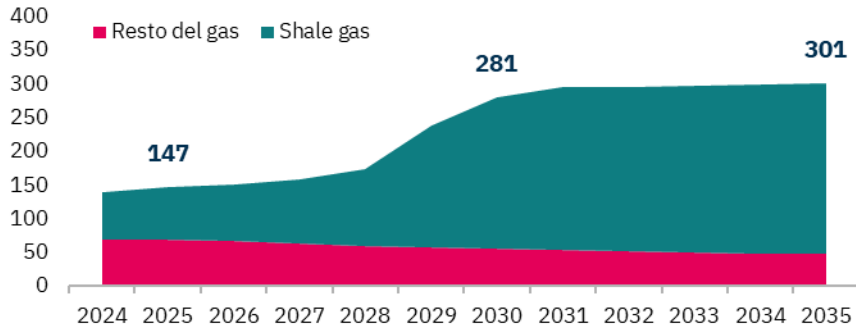


Notas: (1) Dado el crecimiento previsto de la producción se requeriría ampliar la capacidad de evacuación de crudo desde cuenca Neuquina por encima de la capacidad actualmente en construcción.

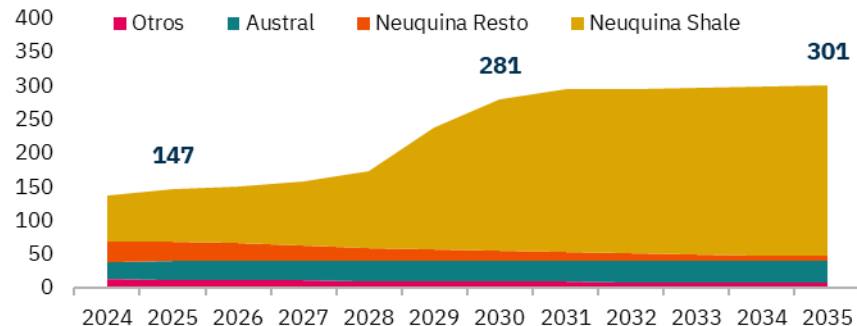
Escenario Expansivo: Proyección de la oferta de gas natural

- La ampliación de la capacidad de licuefacción hasta casi 24 MTPA a lo largo de los próximos años, supondrá la necesidad de un salto significativo en los niveles de inversión, tanto para el desarrollo del upstream como de la infraestructura requerida.
- La producción de gas natural más que se duplicaría y alcanzaría 281 MMm3/d a comienzos de la próxima década, el doble de lo que se produjo en el conjunto de nuestro país el pasado año.
- La producción de shale gas pasará a representar más del 80% de la producción total de gas natural a comienzos de la próxima década.

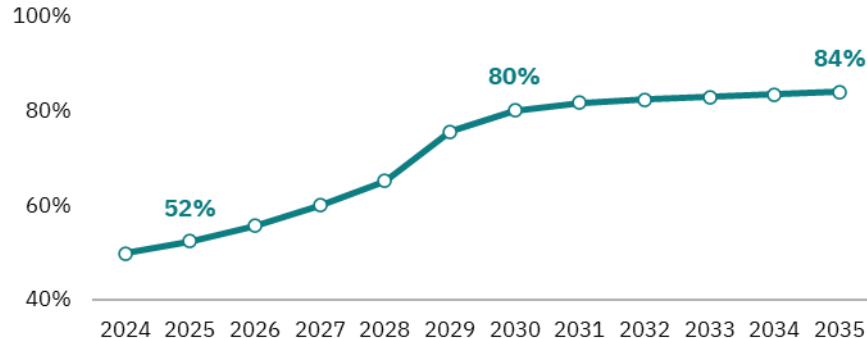
Producción de gas natural por tipo, 2024-2035. (En MMm3/d)



Producción de gas natural por cuenca, 2024-2035. (En MMm3/d)



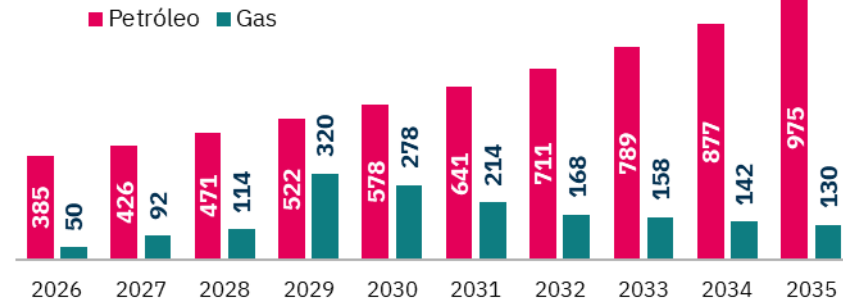
Participación de la producción de shale gas sobre la producción total, 2024-2035. (En porcentajes)



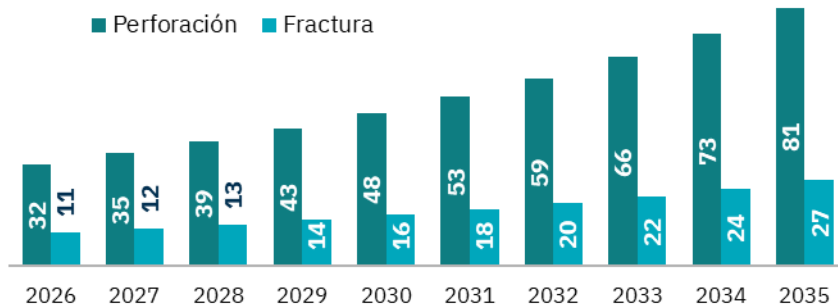
Escenario Expansivo: Nivel de actividad

- En la próxima década la actividad en las áreas petrolíferas de Vaca Muerta prácticamente se triplicaría respecto a los niveles registrados el pasado año. En el caso de las áreas gasíferas, el incremento de la actividad sería aún más significativo a fin de abastecer a las terminales licuefactoras que se localicen en el Golfo San Matías.
- El aumento tendencial de la producción de shale oil y, con ello, del volumen de gas asociado reduciría la cantidad de pozos de shale gas requeridos a lo largo del primer quinquenio de la próxima década.
- El aumento de la actividad requerirá de una expansión notoria de los equipos de perforación y fractura en operación.

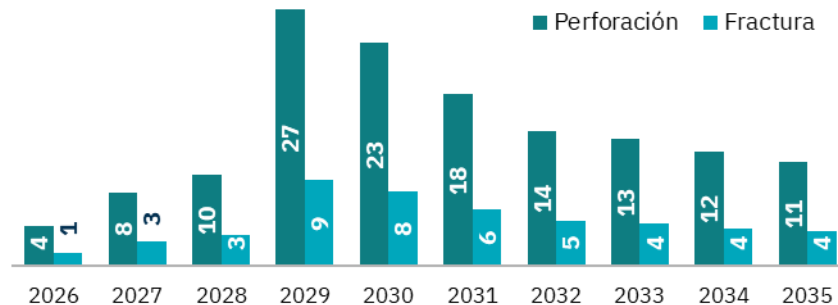
Pozos enganchados en Vaca Muerta por año por tipo, 2026 - 2035.
(En # de pozos)



Equipos de perforación y fractura para pozos de petróleo, 2026 - 2035.
(En # de equipos)



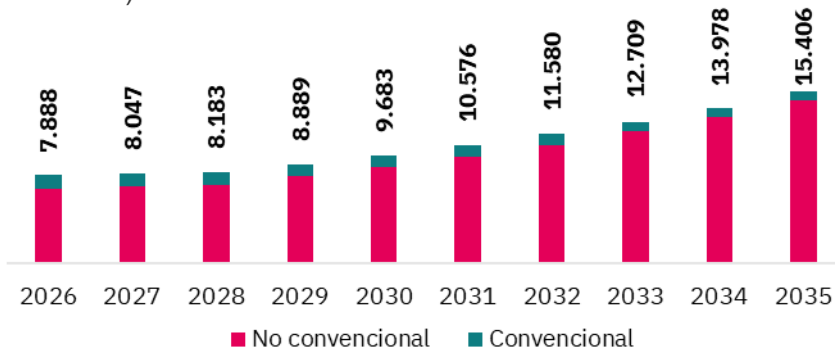
Equipos de perforación y fractura para pozos de gas, 2026 - 2035.
(En # de equipos)



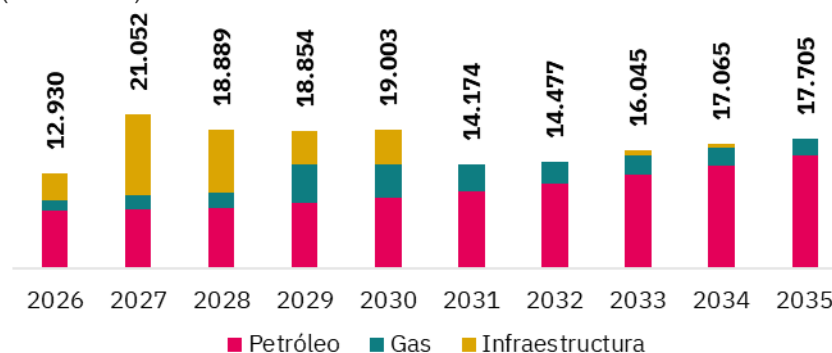
Escenario Expansivo: Inversiones requeridas

- Los escenarios de producción de petróleo y gas natural contemplados implican la necesidad de alcanzar un incremento en los niveles de inversión en el sector a lo largo de los próximos años.
- En el próximo quinquenio, la ampliación de la infraestructura será determinante para alcanzar los niveles de producción considerados, tanto en petróleo como en gas natural.
- La conformación de una plataforma de exportación de GNL requerirá en los próximos años no sólo de una expansión de las inversiones en el upstream, sino también del desarrollo de la infraestructura requerida para su abastecimiento.

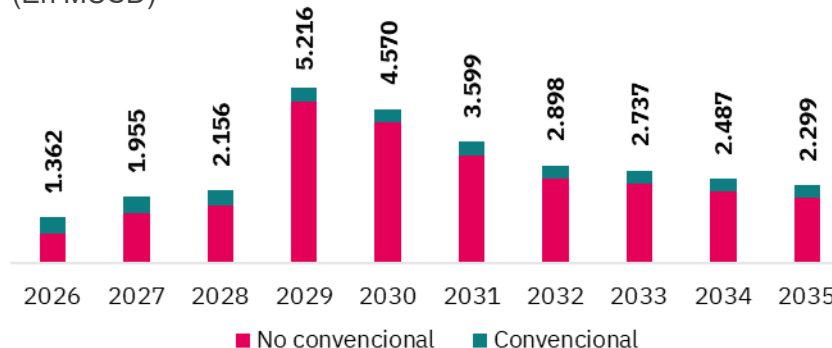
Inversiones en petróleo ⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)



Inversiones totales ^{(1) / (2)}, 2026-2035.
(En MUSD)



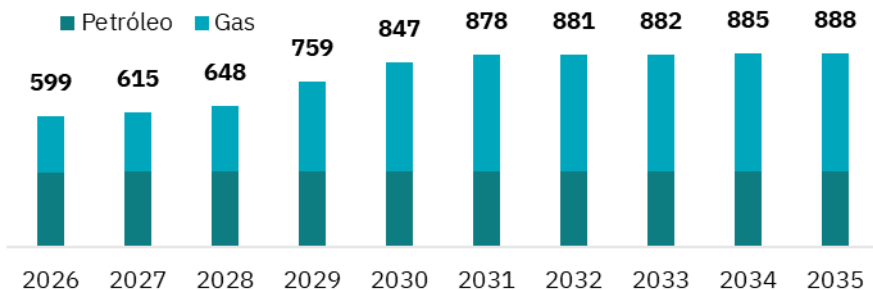
Inversiones en gas natural ⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)



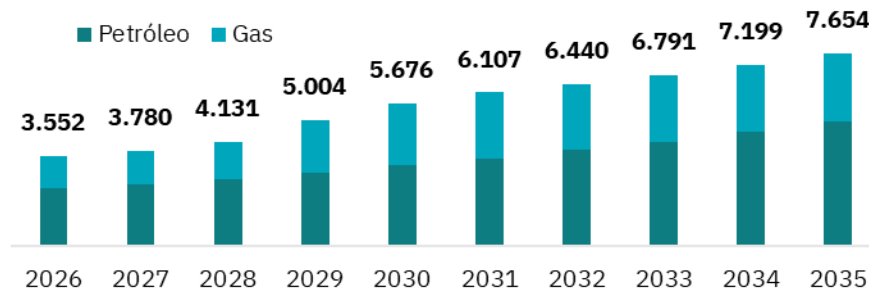
Nota: (1) En las inversiones en petróleo y gas natural sólo se consideraron las inversiones en perforación y reparación de pozos de gas natural y petróleo y un 15% adicional destinado al desarrollo de instalaciones de superficie. (2) Las inversiones en infraestructura no incluyen los costos asociados al alquiler de los buques licuefactores del proyecto de Southern Energy.
Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

- En términos de las finanzas públicas provinciales, el aumento de la producción hidrocarburífera representaría recursos adicionales por más de 4.500 MUSD anuales a mediados de la próxima década.
- Se debe destacar, que la eliminación de los derechos de exportación si bien puede determinar una disminución en la recaudación de este tributo por parte del Estado Nacional, generaría una potenciación de los niveles de inversión y, con ello, un aumento en la recaudación percibida por el Estado federal a través de otros tributos.

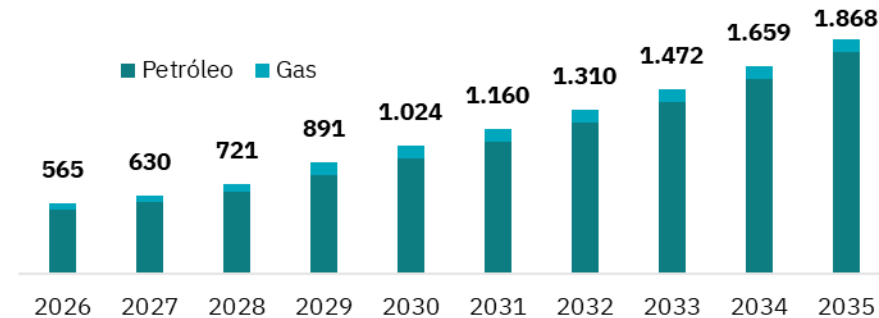
Recaudación provincial por ingresos brutos⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)



Recaudación provincial por regalías, 2026-2035.
(En MUSD)



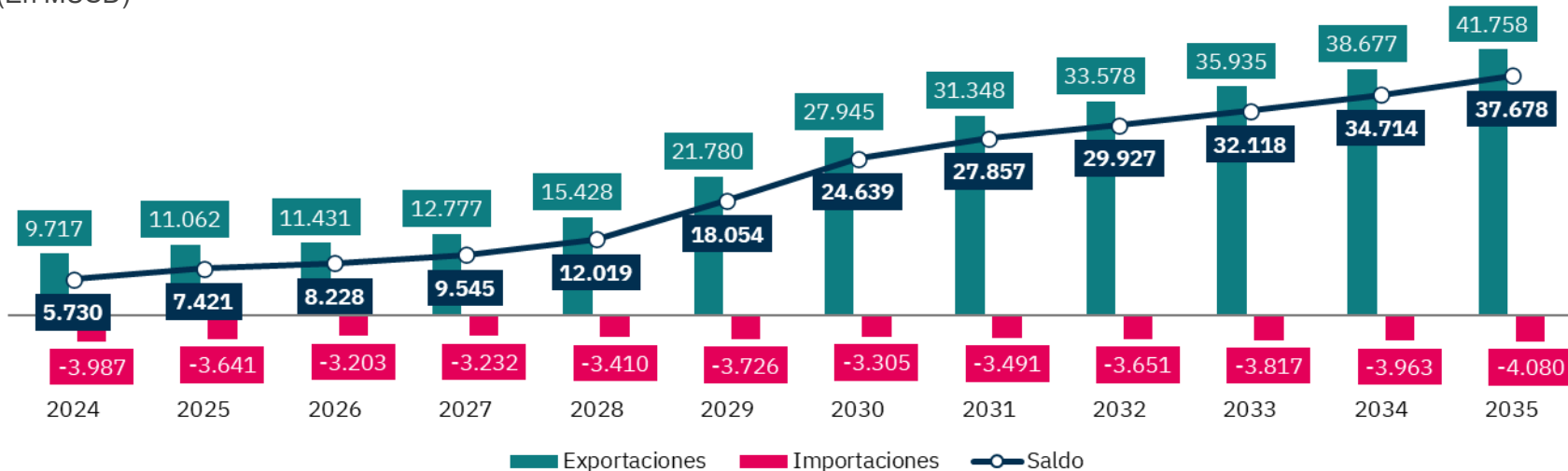
Recaudación del Estado Nacional por derechos de exportación⁽²⁾, 2026-2035.
(En MUSD)



Nota: (1) La baja expansión de la recaudación por ingresos brutos se encuentra asociada a que la mayor parte de los volúmenes incrementales de producción se destinan a la exportación. Se considera que la producción de gas natural para producir GNL paga regalías e IIBB por el precio de adquisición del gas en el mercado local. (2) Se consideró que las exportaciones de GNL verificarán una alícuota de derechos de exportación del 0%, ya que se encuentran inscriptas en el RIGI. Se debe destacar que la estimación contempla el sostenimiento de las alícuotas de exportación vigentes por el resto de la presente década.

Escenario Expansivo: Impacto externo

Evolución de la balanza comercial energética, 2024-2035 ⁽¹⁾.
(En MUSD)



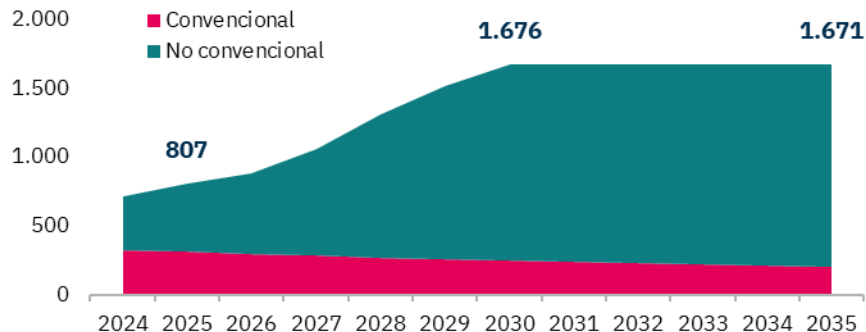
- La expansión de la producción hidrocarburífera, a través del aumento de la inversión, permitiría la conformación de un saldo comercial del sector crecientemente superavitario. A mediados de la próxima década el superávit sectorial se ubicaría por encima de los 37.000 MUSD anuales.
- Las exportaciones hidrocarburíferas a mediados de la próxima década superarían los 41.000 MUSD, representando 2,1 veces las exportaciones del complejo sojero, 3,6 veces las exportaciones del complejo cerealero y 4,6 veces las exportaciones del complejo automotriz durante 2024.

Nota: (1) La estimación del saldo comercial del sector energético contempla el rubro “combustibles y energía” y “combustibles y lubricantes” de la clasificación del ICA del INDEC. Por lo tanto, no se consideran importaciones vinculadas al sector energético por fuera de dicha clasificación. Fuente: elaboración propia en base a INDEC.

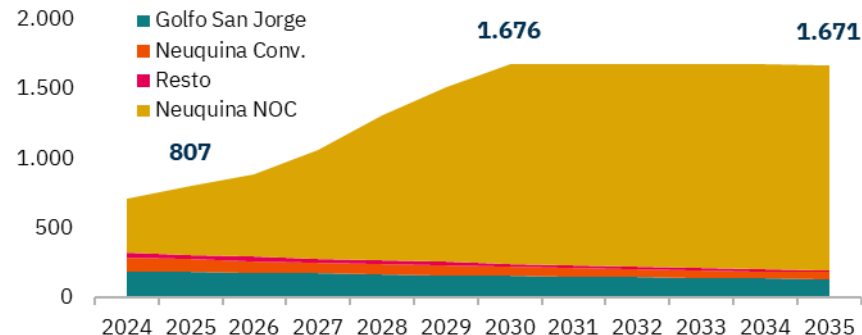
Escenario Acelerado: Proyección de la oferta de petróleo

- En un escenario de aceleración en el nivel de actividad se asistiría a un crecimiento relevante de la producción de crudo, la cual superaría 1,6 millón de barriles por día a comienzos de la próxima década.
- Dicho crecimiento se explica por la expansión de la producción no convencional, que pasaría a representar más del 85% de la producción total de crudo durante el primer quinquenio de la próxima década.
- En este contexto, se requeriría de la ampliación de la capacidad de evacuación de crudo, más allá de la actualmente en construcción, a fin de garantizar la evacuación de la producción⁽¹⁾.

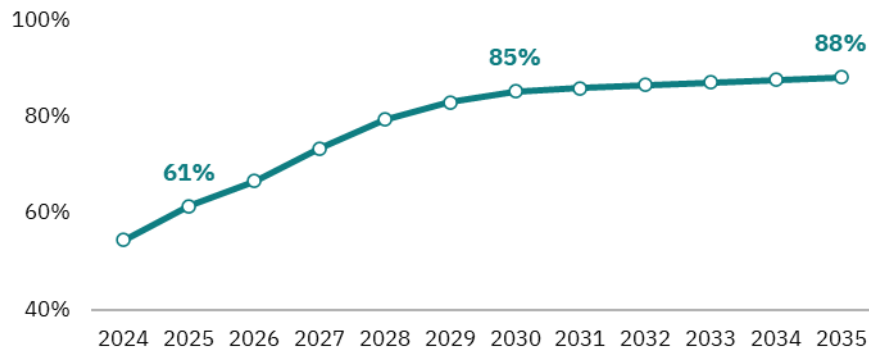
Producción de petróleo por tipo, 2024-2035.
(En kbbbl/d)



Producción de petróleo por cuenca, 2024-2035.
(En kbbbl/d)



Participación de la producción de shale oil sobre la producción total, 2024-2035. (En porcentajes)

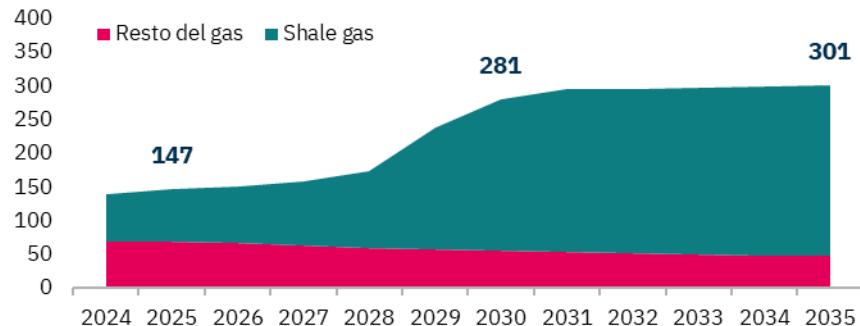


Notas: (1) Dado el crecimiento previsto de la producción se requeriría ampliar la capacidad de evacuación de crudo desde cuenca Neuquina por encima de la capacidad actualmente en construcción.

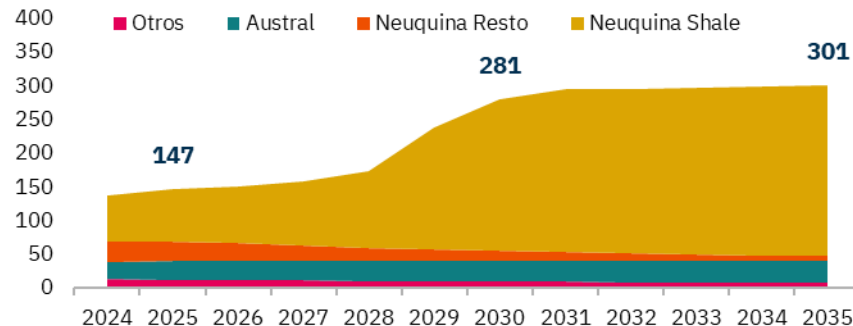
Escenario Acelerado: Proyección de la oferta de gas natural

- La ampliación de la capacidad de licuefacción hasta casi 24 MTPA a lo largo de los próximos años, supondrá la necesidad de un salto significativo en los niveles de inversión, tanto para el desarrollo del upstream como de la infraestructura requerida.
- La producción de gas natural más que se duplicaría a lo largo de la próxima década y alcanzarían 281 MMm3/d a comienzos de la próxima década, el doble de lo que se produjo en el conjunto de nuestro país el pasado año.
- La producción de shale gas pasará a representar más del 80% de la producción total de gas natural a comienzos de la próxima década..

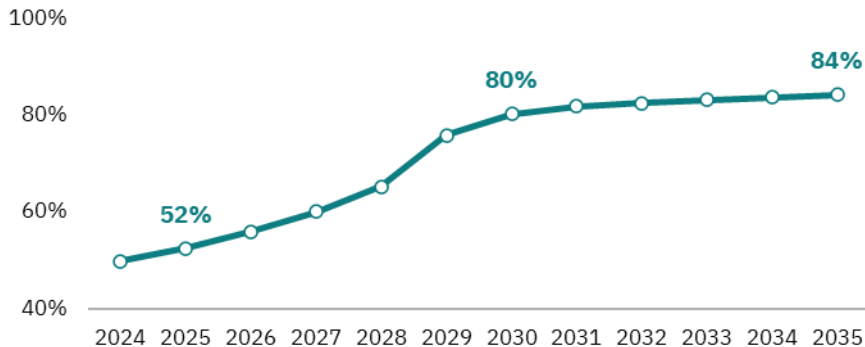
Producción de gas natural por tipo, 2024-2035. (En MMm3/d)



Producción de gas natural por cuenca, 2024-2035. (En MMm3/d)



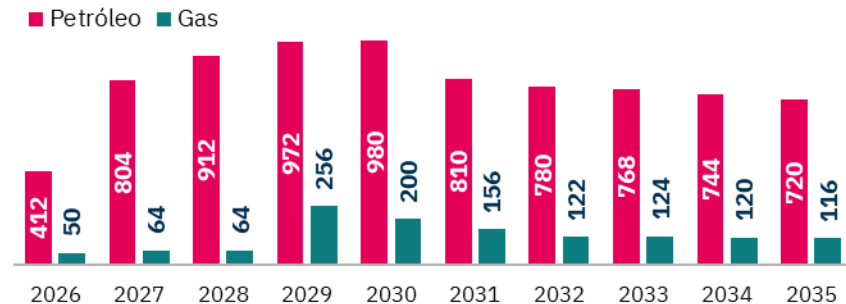
Participación de la producción de shale gas sobre la producción total, 2024-2035. (En porcentajes)



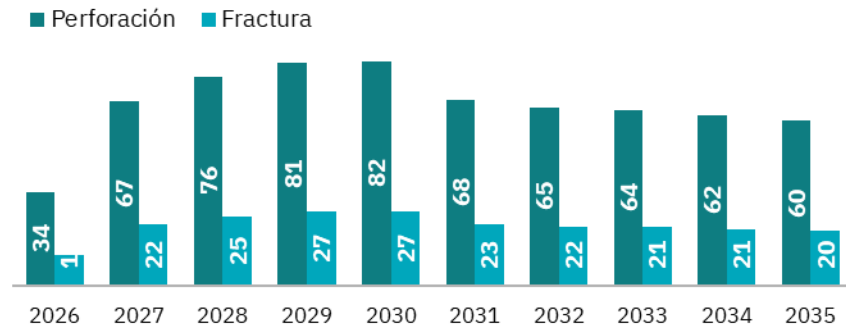
Escenario Acelerado: Nivel de actividad

- En los próximos años la actividad no convencional debería incrementarse sensiblemente, más que duplicando los pozos enganchados de petróleo y quintuplicando a fines de la década los pozos de gas natural.
- El aumento tendencial de la producción de shale oil y, con ello, del volumen de gas asociado reduciría la cantidad de pozos de shale gas requeridos para el abastecimiento de las terminales licuefactoras.
- El aumento de la actividad requerirá de una expansión notoria de los equipos de perforación y fractura en operación.

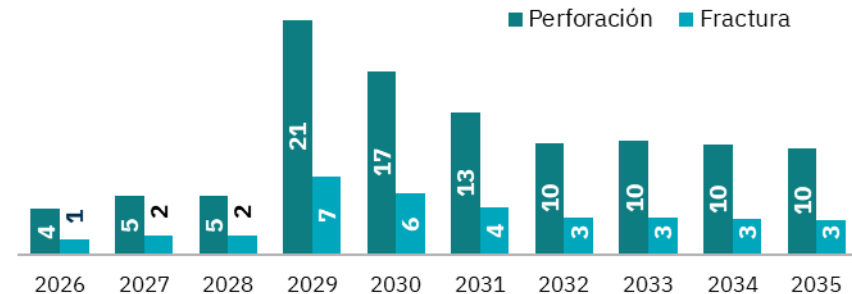
Pozos enganchados en Vaca Muerta por año por tipo, 2026-2035.
(En # de pozos)



Equipos de perforación y fractura para pozos de petróleo, 2026-2035. (En # de equipos)



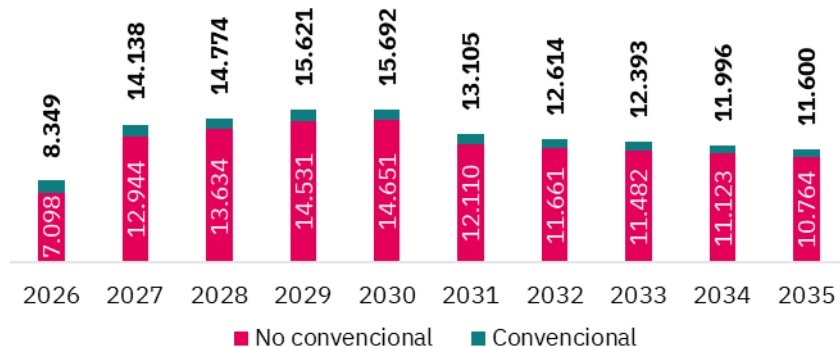
Equipos de perforación y fractura para pozos de gas, 2026-2035. (En # de equipos)



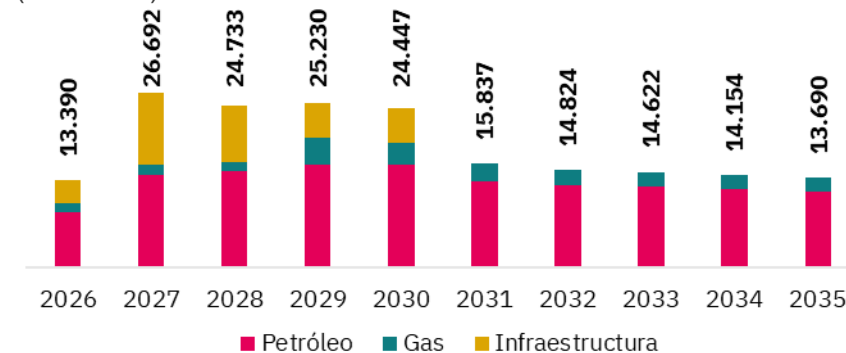
Escenario Acelerado: Inversiones requeridas

- Los escenarios de producción de petróleo y gas natural contemplados implican la necesidad de alcanzar un incremento en los niveles de inversión en el sector a lo largo de los próximos años.
- En el próximo quinquenio, la ampliación de la infraestructura será determinante para alcanzar los niveles de producción considerados, tanto en petróleo como en gas natural.
- La conformación de una plataforma de exportación de GNL requerirá en los próximos años no sólo de una expansión de las inversiones en el upstream, sino también del desarrollo de la infraestructura requerida para su abastecimiento.

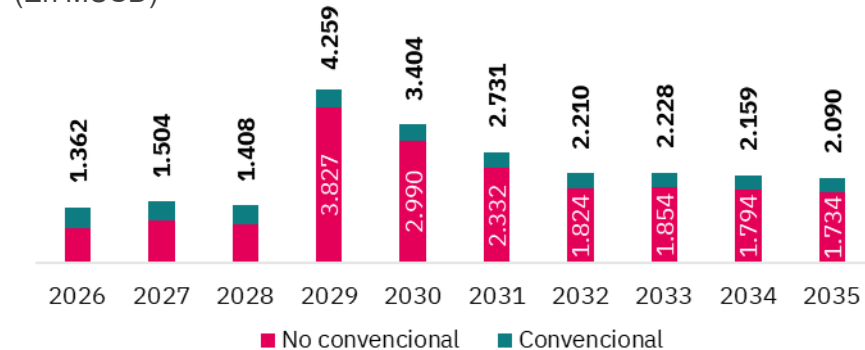
Inversiones en petróleo⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)



Inversiones totales^{(1) / (2)}, 2026-2035.
(En MUSD)



Inversiones en gas natural⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)

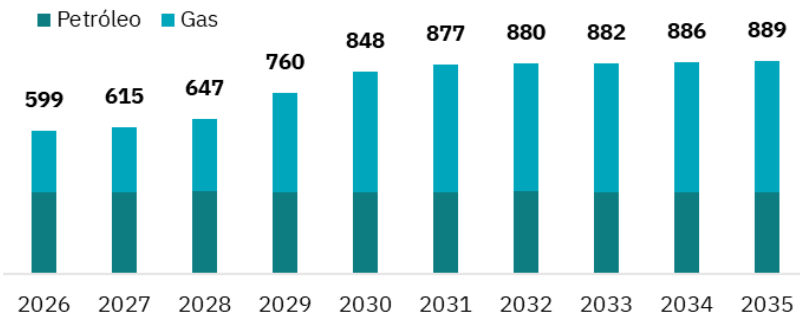


Nota: (1) En las inversiones en petróleo y gas natural sólo se consideraron las inversiones en perforación y reparación de pozos de gas natural y petróleo y un 15% adicional destinado al desarrollo de instalaciones de superficie. (2) Las inversiones en infraestructura no incluyen los costos asociados al alquiler de los buques licuefactores del proyecto de Southern Energy.
Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

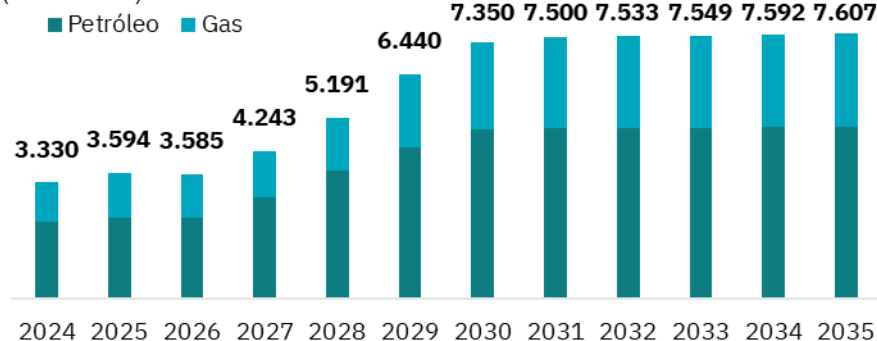
Escenario Acelerado: Impacto fiscal

- En términos de las finanzas públicas provinciales, el aumento de la producción hidrocarburífera representaría recursos adicionales por más de 4.500 MUSD anuales a mediados de la próxima década.
- Se debe destacar, que la eliminación de los derechos de exportación si bien puede determinar una disminución en la recaudación de este tributo por parte del Estado Nacional, generaría una potenciación de los niveles de inversión y, con ello, un aumento en la recaudación percibida por el Estado federal a través de otros tributos.

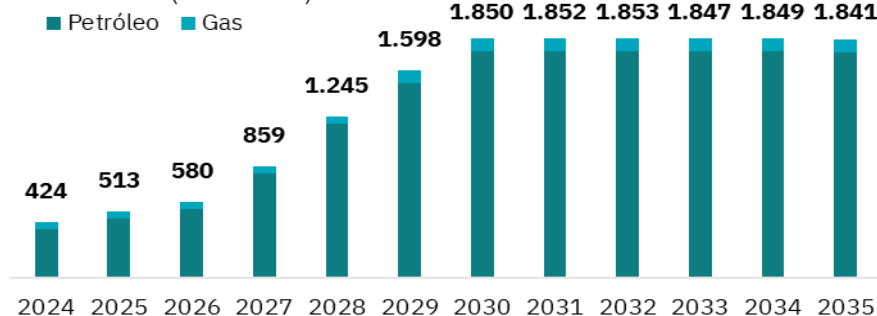
Recaudación provincial por ingresos brutos⁽¹⁾, 2026-2035.
(En MUSD)



Recaudación provincial por regalías, 2026-2035.
(En MUSD)



Recaudación del Estado Nacional por derechos de exportación⁽²⁾, 2026-2035.
(En MUSD)

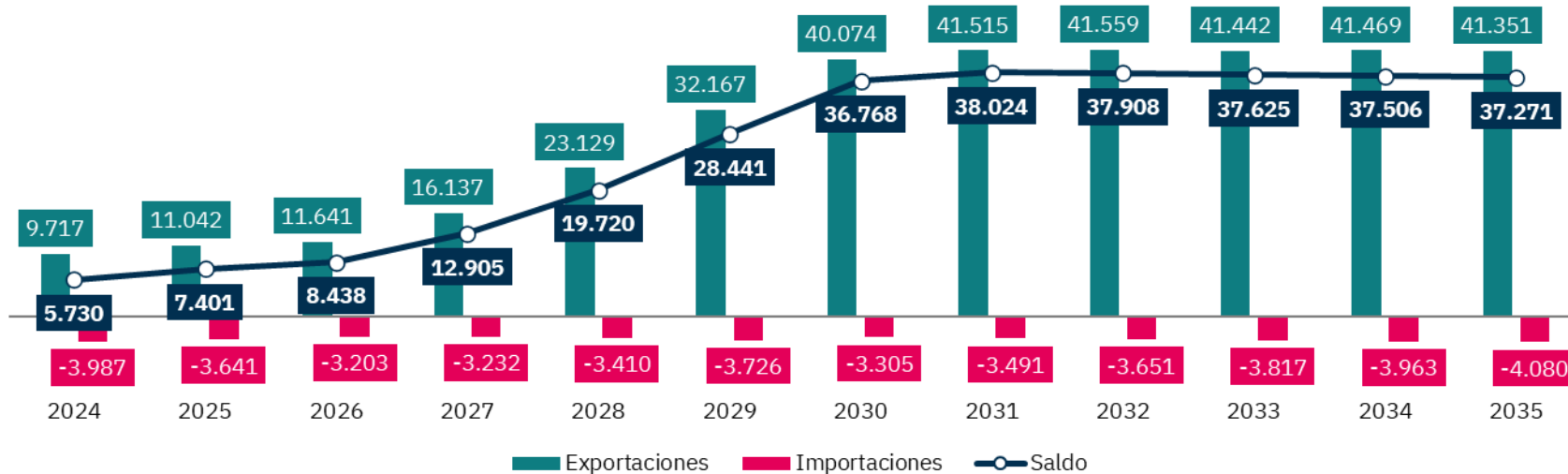


Nota: (1) La baja expansión de la recaudación por ingresos brutos se encuentra asociada a que la mayor parte de los volúmenes incrementales de producción se destinan a la exportación. Se considera que la producción de gas natural para producir GNL paga regalías e IIBB por el precio de adquisición del gas en em mercado local. (2) Se consideró que las exportaciones de GNL verificarán una alícuota de derechos de exportación del 0%, ya que se encuentran inscriptas en el RIGI. Se debe destacar que la estimación contempla el sostenimiento de las alícuotas de exportación vigentes por el resto de la presente década.

Escenario Acelerado: Impacto externo

Evolución de la balanza comercial energética, 2024-2035 ⁽¹⁾.

(En MUSD)



- La expansión de la producción hidrocarburífera, a través del aumento de la inversión, permitiría la conformación de un saldo comercial del sector crecientemente superavitario. A comienzos de la próxima década el superávit sectorial se ubicaría por encima de los 37.000 MUSD anuales.
- Las exportaciones hidrocarburíferas a comienzos de la próxima década superarían los 41.000 MUSD, representando 2,1 veces las exportaciones del complejo sojero, 3,6 veces las exportaciones del complejo cerealero y 4,6 veces las exportaciones del complejo automotriz durante 2024.

Nota: (1) La estimación del saldo comercial del sector energético contempla el rubro “combustibles y energía” y “combustibles y lubricantes” de la clasificación del ICA del INDEC. Por lo tanto, no se consideran importaciones vinculadas al sector energético por fuera de dicha clasificación. Fuente: elaboración propia en base a INDEC.

PETRÓLEO CRUDO

- La proyección de la producción de crudo convencional se realizó en base a la trayectoria que exhibió dicha producción a lo largo de los tres últimos años. En este contexto, la expansión de la producción de crudo dependerá de la evolución que exhiba el shale oil a lo largo de la próxima década.
- A los fines de la presente proyección se consideraron tres escenarios de expansión de la producción de petróleo no convencional: Moderado, Expansivo y Acelerado.
- En el Escenario Moderado se consideró que la cantidad de pozos enganchados de shale oil crece interanualmente en un 5% acumulativo. Por su parte, en el denominado Escenario Expansivo, se consideró un incremento del 11% en la cantidad de pozos enganchados. Por último, en el Escenario Acelerado se consideró que se incrementa la producción sensiblemente hasta 2030 para posteriormente estabilizarse.
- El crecimiento de los pozos enganchados en los distintos escenarios se estimó en base a los valores verificados durante 2024 y omitiendo, por lo tanto, el elevado crecimiento en la cantidad de pozos de shale oil enganchados durante el primer semestre de 2025, a fin de evitar una sobrestimación del crecimiento de la producción durante el próximo año.
- La proyección de la producción de crudo no convencional se realizó considerando la curva promedio de producción de los pozos enganchados durante 2023 en la ventana de Black Oil, mientras que en la ventana de Volatile Oil se consideraron los pozos enganchados en los años 2022 y 2023. Por último, en la ventana Wet Gas con bajo GOR se consideró la curva pozo tipo de los pozos conectados en el área La Calera a lo largo de 2024.
- En los distintos escenarios se verifica un crecimiento diferencial por ventana. En el Escenario Moderado la ventana de Black Oil explicaría en 2035 el 85% de la producción de shale oil, en tanto que dicho porcentaje disminuye al 81% en el Escenario Expansivo y al 73% en el Escenario Acelerado.
- En la totalidad de los escenarios se requiere de la incorporación de capacidad adicional de evacuación de crudo desde la cuenca Neuquina. En este sentido, se considera que se expande la capacidad a través de VMOS (+550 kbbl/d) y que dicha capacidad se incrementa hasta los 700 kbbl/d en los Escenarios Expansivo y Acelerado, ante el incremento de la producción de crudo.
- Las exportaciones de crudo se obtienen como diferencia entre la producción y el crudo destinado al mercado local, el que se supone que se mantiene constante en 540 kbbl/d.

GAS NATURAL

- La proyección de la producción de gas convencional se realizó considerando tasa de declino por cuenca verificada entre junio de 2022 y junio de 2025, con excepción de la cuenca Austral.⁽¹⁾ En este contexto, la expansión de la producción de gas natural dependerá de la evolución que exhiba el shale gas a lo largo de la próxima década.
- La proyección de la producción de gas natural en la cuenca Neuquina se realizó en base a la demanda local, los escenarios de exportación y las limitaciones en la capacidad de transporte. De este modo, a partir del declino proyectado en la producción convencional (incluyendo tight gas), se estimó la producción de shale gas requerida para abastecer la demanda.
- Dados los escenarios de expansión de la producción de shale oil, se procedió a estimar el volumen de gas natural no convencional proveniente de las ventanas gasíferas, ya que la producción de shale gas asociado surge de los escenarios de petróleo.
- La proyección de la producción de gas natural en la cuenca Neuquina parte de los supuestos de demanda por segmento, los cuales son similares en los tres escenarios. La demanda residencial y comercial de gas natural se considera constante, en línea con lo acontecido a lo largo de los últimos años.
- Por su parte, la demanda industrial de gas natural considera: a) el ingreso de una planta de NGL con una capacidad de procesamiento de 6 MMm³/d de gas natural a comienzos de 2029; b) la ampliación de la demanda para la fabricación de fertilizantes en 3 MMm³/d a partir de 2028 y c) un crecimiento de la demanda por parte del sector minero en forma escalonada hasta alcanzar los 5 MMm³/d a partir de 2030.
- El aumento de las exportaciones de gas natural a los mercados regionales requiere, más allá de la ampliación del sistema TGN a través de la construcción de un gasoducto Tratayén - La Carlota, de la realización de obras para expandir la capacidad de transporte de TGN en dirección norte por sobre la capacidad actual.

GAS NATURAL

- La demanda de gas natural para usinas se estimó a partir de la demanda de energía eléctrica y la oferta por fuente de generación.
- La demanda de energía eléctrica contempla la tasa de crecimiento anual acumulativa de los últimos 3 años (2021 – 2024).
- La oferta de energía eléctrica considera: 1) Crecimiento de la generación renovable hasta alcanzar el 20% de la oferta local en 2028. Crecimiento progresivo de la oferta de energías renovables hasta alcanzar el 25% de la generación total en 2035; 2) Se considera que la central Atucha I se encuentra fuera de servicio hasta 2030; 3) Se considera la generación hidráulica mensual promedio de los últimos 10 años. A partir de 2030 se considera el ingreso de la primera central hidroeléctrica en construcción en la provincia de Santa Cruz y la segunda a partir de 2032; 4) Se contempla un nivel de importaciones mensual en línea con el promedio de los últimos 3 años; no se consideran exportaciones de energía eléctrica; 5) La generación térmica se obtiene por diferencia, de acuerdo a los requerimientos de la demanda. En base a la generación térmica requerida, se estima la demanda de gas natural a partir del consumo específico medio de 2024.
- Importaciones de gas natural, GNL y líquidos para el sistema de generación eléctrica: no se contemplan importaciones de gas natural de Bolivia. Las importaciones de GNL y líquidos para el sistema de generación eléctrica son estimadas a partir de los requerimientos de la demanda y las limitaciones de la capacidad de transporte local.

COSTO POR POZO

- La estimación de las inversiones en pozos no convencionales se realizó considerando un costo promedio por pozo de 15 MUSD en el año 2026. A dicho valor se le adicionó un 15% en concepto de desarrollo de infraestructura. Para los años subsiguientes se asume una mejora de la eficiencia y disminución de los costos en dólares, reduciendo el mismo hasta los 13 MUSD en el año 2028. A partir de dicho año, el costo se mantiene constante.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

- Se considera un crecimiento del parque automotor del 3,5% anual en el Escenario Moderado y del 5% anual en los Escenarios Expansivo y Acelerado.
- Adicionalmente, el crecimiento del parque automotor considera un incremento en la penetración de los vehículos eléctricos, los cuales alcanzarían una participación sobre las ventas del 40% en los vehículos livianos y del 20% en los pesados a mediados de la próxima década. Adicionalmente, se asume que el 5% del consumo potencial de gasoil pasa a GNC en forma escalonada en la próxima década.
- La demanda de combustibles líquidos se estimó a partir de la proyección de la flota de vehículos y del consumo unitario, el cual fue estimado en función de la demanda de cada tipo de combustibles y el parque automotor a largo de los últimos 4 años. Se proyecta una disminución del consumo unitario a lo largo de la próxima década del 15% en el Escenario Moderado y del 25% en los Escenarios Expansivo y Acelerado gracias a una mejora en la eficiencia.
- Asimismo, para estimar la demanda total de gasoil se supuso que la demanda de bunker (nacional e internacional) y la demanda de industria petroquímica crece al 3,5% anual en el Escenario Moderado y al 5% anual en los Escenarios Expansivo y Acelerado. No se considera el consumo de usinas en este apartado, ya que se estima en conjunto con la demanda de gas natural.
- Las importaciones de combustibles se estiman como diferencia entre la demanda y la producción local.

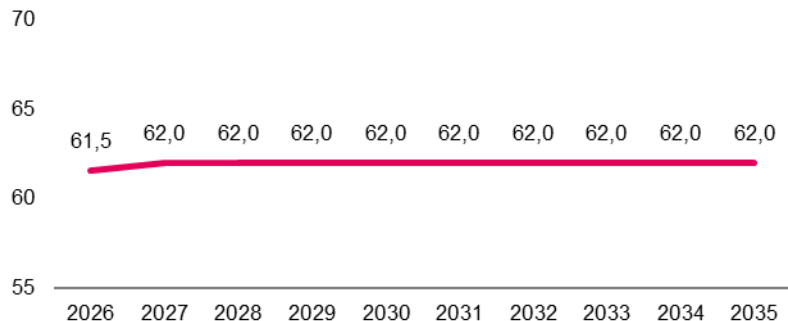
INFRAESTRUCTURA

- La estimación de las inversiones en infraestructura se construyó en base a la información disponible y considera el costo de ampliación de la capacidad de transporte de petróleo y de gas natural según los supuestos considerados en cada uno de los escenarios. Adicionalmente se considera el costo de una planta de tratamiento de líquidos común a los tres escenarios.
- El costo de infraestructura no incluye los costos de las terminales licuefactoras, pero sí de la capacidad de transporte requerida.

PRECIOS DE LOS HIDROCARBUROS

Precio del Brent considerado en la proyección, 2026 – 2035 ⁽¹⁾

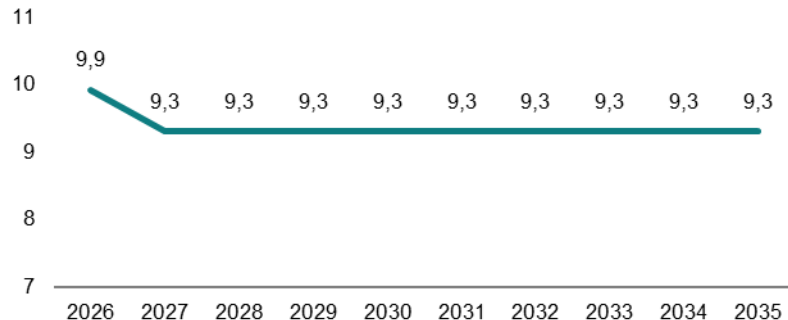
(en USD/bbl)



- Las proyecciones de exportaciones de petróleo consideran el volumen exportable valuado al precio del Brent.
- Para los años 2026 y 2027 se considera el promedio anual de las cotizaciones mensuales del Brent. A partir de dicho año el precio se mantiene constante.
- Asimismo, para valorizar las importaciones de combustibles se aplica la variación anual del Brent a los precios de importación de 2025.

Precio del TTF considerado en la proyección, 2026 - 2030 ^{(2) (3)}

(en USD/MMBTU)



- Las exportaciones de GNL se valúan al precio futuro del TTF. Por lo tanto, se está considerando un precio efectivo de exportación levemente por encima del TTF (costo de transporte).
- Para los años 2026 y 2027 se considera el promedio anual de las cotizaciones mensuales, mientras que a partir de dicho año el precio se mantiene constante.
- El precio de importación de GNL considerado parte del precio verificado en 2025, al que se le aplica la variación interanual del TTF.