

ABRIL 2024

INTEGRACIÓN GASÍFERA ENTRE LA ARGENTINA Y BRASIL

OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS PARA LA COOPERACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

CEI Centro de
Economía
Internacional

ARTÍCULO

Integración gasífera entre la Argentina y Brasil

Oportunidades y desafíos para la cooperación energética regional

Introducción

En un planeta bajo amenaza ambiental, la lucha contra el cambio climático ha ido ganando lugar en la agenda internacional, hasta ocupar una posición preponderante en ella, abarcando y determinando políticas y regulaciones en los más diversos campos de la producción, la economía y el comercio. Uno de los sectores más sensibles, en este aspecto, es el energético, partiendo de la base de que la producción, la distribución y el consumo de energía son los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial¹.

El mundo se dirige hacia un cambio radical en su matriz energética, pasando de combustibles fósiles a fuentes renovables y de bajo impacto ambiental. En esa transición energética, el gas natural se destaca por ser el combustible fósil con menor impacto ambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización. Por tal motivo, es una energía imprescindible para esta transición y para la descarbonización del planeta. La Argentina, con sus vastos recursos, específicamente de fuentes no convencionales, se posiciona como un actor clave en la provisión de gas más allá de las fronteras domésticas, con implicaciones para la cooperación regional y los mercados energéticos globales.

En este contexto, marcado por cambios significativos en el panorama energético global y regional, la relación entre la Argentina y Brasil adquiere una nueva dimensión con el potencial surgimiento de una integración más estrecha en el sector del gas natural. Este cambio estratégico cobra relevancia en un momento en que Brasil enfrenta desafíos significativos en sus fuentes tradicionales de suministro energético, lo que lo hace cada vez más dependiente de importaciones.

En tal sentido, se exploran las perspectivas y desafíos de esta integración gasífera entre ambos países y se consideran opciones de transporte, potenciales aumentos en la demanda y proyectos de infraestructura clave que podrían catalizar esta colaboración energética.

¹ Según el Informe de Naciones Unidas sobre los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), la energía es el principal factor que contribuye al cambio climático, y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de GEI (<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>).

I. Análisis de la industria gasífera de la Argentina: recursos, producción y proyectos de expansión

La Argentina posee una variedad de recursos energéticos y una industria energética dinámica en constante crecimiento. En el año 2021, ocupaba el puesto 29° como productor mundial de energía², con una generación de 3.234 cuatrillones de BTU³. Además, consumió 3.545 cuatrillones de BTU y se ubicó en el puesto 31 en importación de electricidad a nivel mundial, con 6.300 millones de kilovatios hora. El país cuenta con suministro eléctrico en todo su territorio, con una capacidad instalada de 43 GW⁴, proveniente de diversas tecnologías como plantas hidroeléctricas, térmicas (ciclos combinados, turbina a gas, turbo vapor, motor diésel), nuclear y renovables (eólica, biogás, solar, biomasa, hidráulica renovable).

El país se distingue especialmente por su abundancia de recursos hidrocarburíferos. Particularmente, se destaca a nivel mundial por sus recursos técnicamente recuperables de *shale* gas, posicionado en segundo lugar, y de fueloil, en cuarto lugar, principalmente en la formación Vaca Muerta. En 2021, la matriz energética⁵ del país se encontró dominada por el gas⁶, con un porcentaje superior al 55%, seguido del petróleo con aproximadamente 29%. Por lo tanto, resulta crucial analizar el papel de los hidrocarburos en la generación energética en general. En particular, analizar el desarrollo de las potencialidades del gas, considerándolo como el combustible fósil con menor impacto medioambiental en el proceso de transición energética, que pueden contribuir al desarrollo tanto nacional y regional como global.

a. La riqueza de las cuencas sedimentarias argentinas

La Argentina cuenta con diecinueve cuencas sedimentarias, de las cuales cinco producen actualmente hidrocarburos: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. Las rocas *shale*⁷ más importantes se encuentran en formaciones como Los Monos (Cuenca Noroeste), Vaca Muerta y Los Molles (Cuenca Neuquina), Cacheuta - Barrancas (Cuenca Cuyana), D-129 y Aguada Bandera (Cuenca del Golfo San Jorge) e Inoceramus (Cuenca Austral). Las reservas

² Según datos de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por su sigla en inglés),

³ Una unidad térmica británica (BTU) es la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua en 1° F.

⁴ CAMMESA – Informe Anual 2022.

⁵ La matriz energética es una representación cuantitativa del conjunto de energía utilizada por un país y muestra la contribución relativa de diferentes fuentes primarias a la energía total generada.

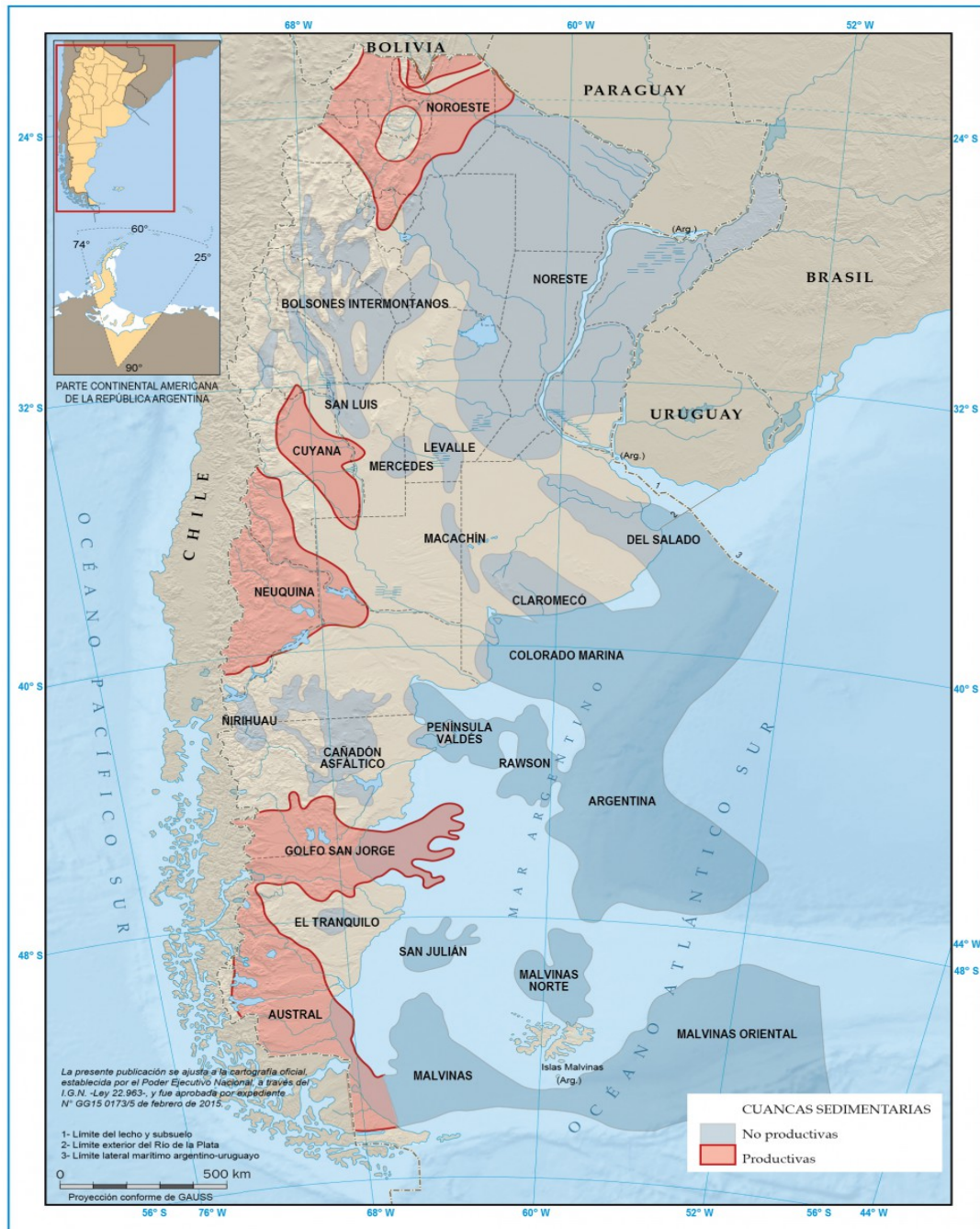
⁶

http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/mercado_hidrocarburos/informacion_estadistica/reservas/Consolidacion_de_reservas_de_gas_y_petroleo_reporte_anual_2021.pdf

⁷ Gas de esquisto, *shale* gas, gas de pizarra o lutita: se trata del gas natural que se encuentra atrapado en sedimentos de roca abundantes en esquisto y otros materiales orgánicos, a profundidades de mil a cinco mil metros. Puede existir en la misma placa con petróleo y otros hidrocarburos.

probadas⁸ de gas a nivel nacional (2023) son de 391.591 millones de metros cúbicos por día (MMm³). Las reservas no probadas se estiman en 249.601 MMm³ de gas. La viabilidad de extraer estos recursos depende del avance tecnológico y de la evolución de los precios del mercado. La explotación continua de yacimientos no convencionales contribuye al incremento de las reservas a medida que se desarrollan los proyectos.

Gráfico 1: Principales cuencas hidrocarburíferas de la Argentina

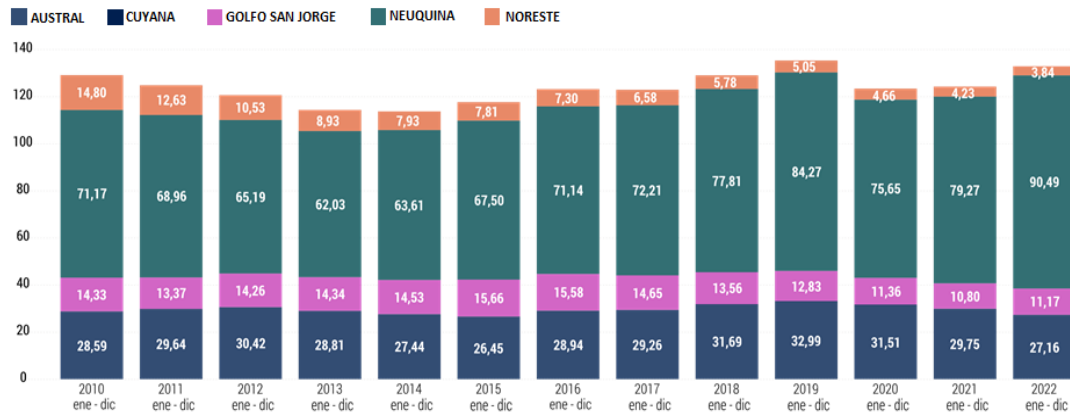


Fuente: https://energiasdempais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-cuencas-sedimentarias/

⁸ <http://datos.energia.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas>

La principal fuente de producción de gas natural, especialmente gas de esquisto, proviene de la cuenca Neuquina y representó 68,2% del total de la producción bruta del período enero-diciembre de 2022 (Panorama Gasífero ENARGAS, 2022).

Gráfico 2: Producción bruta de gas por cuenca en MMm³/día (enero - diciembre 2010-2022)



Fuente: Panorama Gasífero ENARGAS (2022)

La Argentina cuenta con varias formaciones no convencionales, y Vaca Muerta es de particular interés debido a su alta calidad geológica y sus grandes reservas. Precisamente, entre las principales formaciones, se destacan:

1. Vaca Muerta⁹ es una formación geológica de 30.000 km², que abarca cuatro provincias argentinas y es una de las más prolíficas en términos de generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos en la Cuenca Neuquina. El potencial de Vaca Muerta coloca a la Argentina en un lugar destacado a nivel mundial en reservas de gas y petróleo, segundo lugar a nivel mundial en términos de reservas de gas (detrás de China) y en cuarto lugar en petróleo (luego de Rusia, Estados Unidos y China). La capacidad¹⁰ de Vaca Muerta, en términos de la obtención de gas, alcanza 308 trillones cúbicos de pies (TCF, por su sigla en inglés), y en petróleo los 16.200 millones de barriles.

2. Palermo Aike, ubicado en la Cuenca Austral, es la segunda formación más importante en la Argentina después de Vaca Muerta (cuenta con 12.600 km² de extensión) y la tercera en América Latina. Sus recursos podrían representar hasta un tercio de lo que posee Vaca Muerta en términos de petróleo y gas. En territorio nacional, en la Cuenca Austral se estiman recursos

⁹ <https://desafiovacamuerta.ypf.com/index.html>.

¹⁰ Departamento de Informaciones y Estudios Económicos (DIyEE) de la Bolsa de Comercio de Rosario <https://www.bcr.com.ar/es/sobre-bcr/revista-institucional/noticias-revista-institucional/el-desafio-de-vaca-muerta-al-2030>.

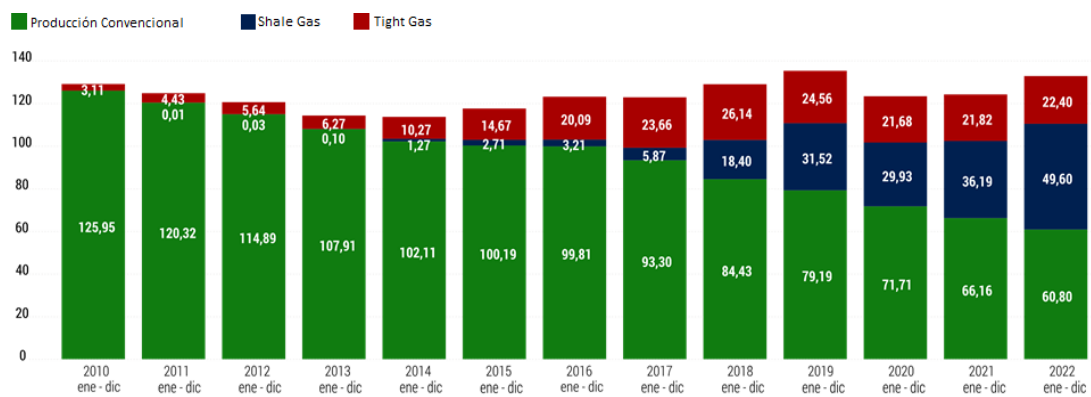
por 113 TCF. Se espera que la exploración en Palermo Aike amplíe el conocimiento¹¹ sobre recursos no convencionales en la Argentina.

3. Yacimientos *offshore* en el Mar Argentino, tienen un potencial similar a Vaca Muerta y se espera que las actividades exploratorias contribuyan al desarrollo del sector. YPF cuenta con bloques *offshore* en etapa exploratoria adjudicados en 2019. La Cuenca se encuentra en etapa exploratoria, pero el *offshore* en la Argentina tiene más de 40 años de actividad, el Golfo San Jorge en 2022 tuvo una producción bruta de gas de 11,17 MMm³/día¹². En este marco, durante el mes de noviembre de 2023, el proyecto Fénix¹³ finalizó el gasoducto submarino. A partir de 2025 está previsto que Fénix suministre 10 MMm³/día de gas.

b. Crecimiento y composición de la producción de gas en la Argentina

La producción bruta de gas¹⁴ en la Argentina durante 2022 experimentó un aumento de 6,85% en comparación con el año anterior y alcanzó 132,62 MMm³/día. La producción bruta de gas proviene de tres tipos de recursos: convencional; *shale* gas y *tight* gas –ambos corresponden a gas no convencional–¹⁵. La producción convencional representó 45,78% del total de la producción bruta de gas durante 2022. Esta participación se ha ido reduciendo en el tiempo debido a la disminución en la producción convencional y al incremento en la producción con los otros dos tipos de recursos.

Gráfico 3: Producción bruta de gas por tipo de recurso en MMm³/día (enero - diciembre 2010-2022)



Fuente: Panorama Gasífero ENARGAS (2022)

¹¹ Vaca Muerta, en 10 años, alcanzó 1.300 pozos horizontales y aporta aproximadamente 45% de hidrocarburo argentino.

¹² Panorama Gasífero ENARGAS (2022) https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf//informe_1123.pdf.

¹³ <https://totalenergies.com.ar/es/proyecto-fenix>.

¹⁴ https://catalogobiblioteca.cnmec.es/DOEX/BRDOEX000014180/BRDOEX000014180_G2/Informe_dic%2E2022.PDF

¹⁵ Hidrocarburos no convencionales (*Shale and Tight gas*): se trata de gas atrapado en rocas, en el caso de “*tight*” se encuentra atrapado en rocas de baja permeabilidad. En el caso de “*shale*”, se encuentra directamente en rocas impermeables.

c. Expansión y modernización: el futuro de la red de gasoductos en la Argentina

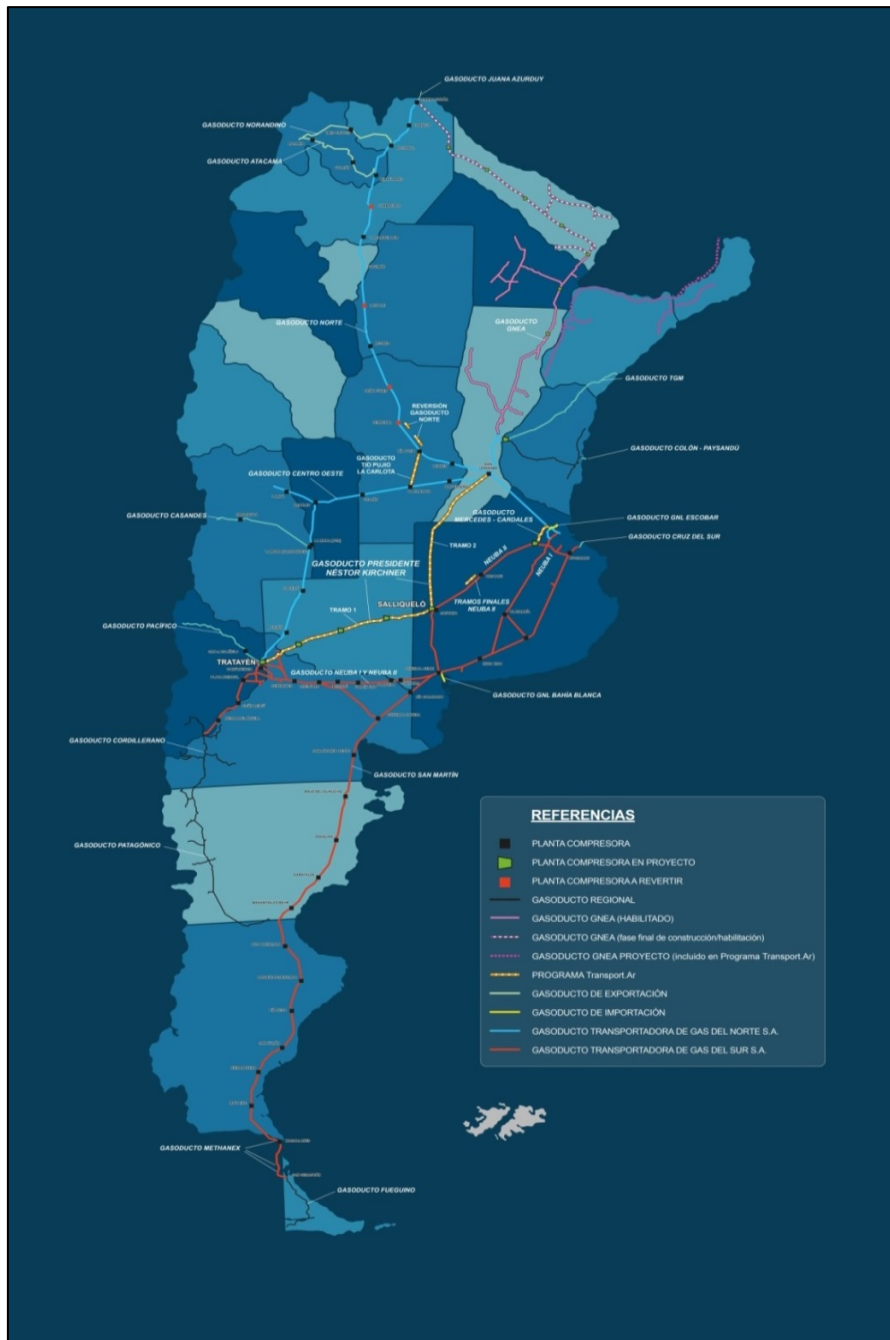
El transporte de gas natural en la Argentina es responsabilidad de dos empresas con licencia: Transportadora Gas del Norte S.A. (TGN) y Transportadora Gas del Sur S.A. (TGS). Según datos del sector¹⁶, hay una extensión total de 169.274 kilómetros de gasoductos, ramales y redes que suministran gas natural a más de 1.003 localidades en todo el país, y abastecen a un total de 9.157.380 usuarios conectados a través de redes de distribución (ADIGAS, 2024).

Durante los doce meses de 2022, del total de gas natural inyectado en los gasoductos de transporte, 56,01% fue entregado a empresas distribuidoras, mientras que 33,51% fue suministrado a grandes usuarios (Panorama Gasífero ENARGAS, 2022). Según ENARGAS, el consumo interno de gas se concentra en usuarios residenciales, industriales y centrales eléctricas, con un comportamiento estacional marcado por las condiciones climáticas. Por lo tanto, el consumo de gas se comporta de manera inversa a la temperatura. El consumo promedio de gas natural, en la Argentina en 2022, fue 112,57 MMm³/día.

En este contexto, se están realizando proyectos de expansión en la red de gasoductos de la Argentina con el fin de aumentar la capacidad de transporte desde los yacimientos, especialmente los no convencionales, hacia los centros urbanos, polos productivos y las fronteras con Chile, Bolivia y Brasil.

¹⁶ <https://www.adigas.com.ar/industria-del-gas-argentina/>

Gráfico 4: Sistema de gasoductos de la Argentina



Nota: En amarillo, las ampliaciones previstas 2023 y 2024: GPNK en sus dos tramos y reversión del Gasoducto Norte.
Fuente: ENARSA <https://gpnk.energia-argentina.com.ar/>

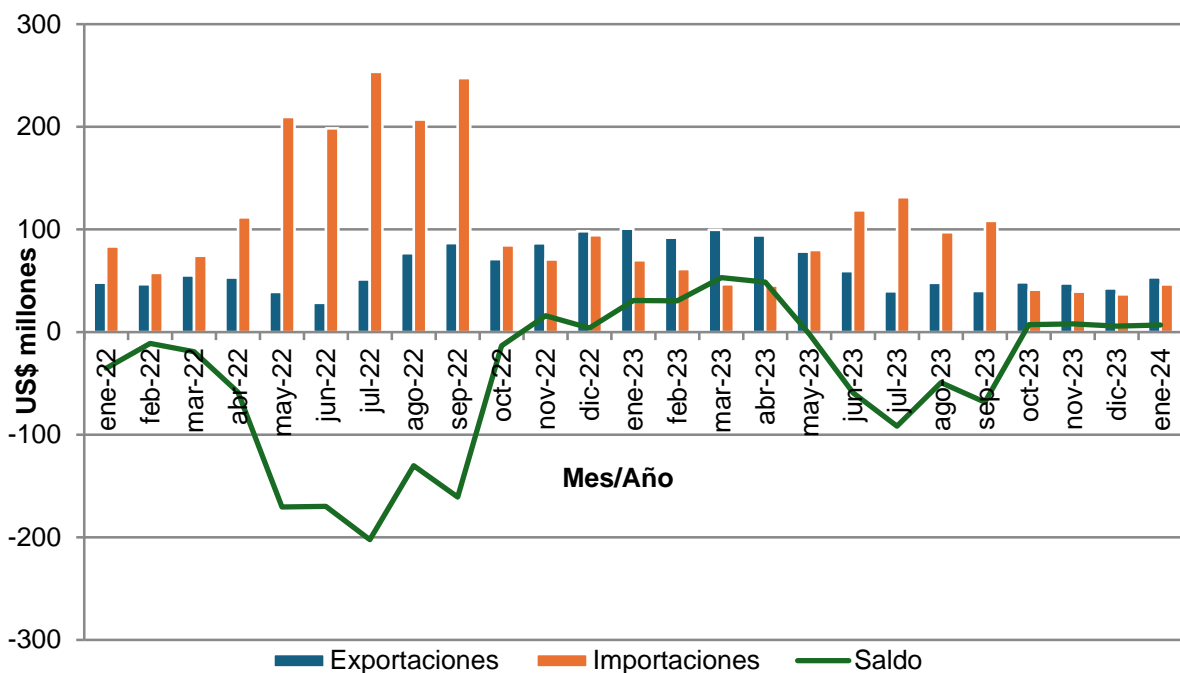
La entrada en funcionamiento del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK) marca un cambio significativo en la matriz energética del país, ya que puede impulsar el desarrollo industrial en el mercado local y también abre la posibilidad de exportar energía. La primera fase de esta obra, inaugurada en julio de 2023, se extiende desde Tratayén (Neuquén) hasta Salliqueló (Buenos Aires). Este logro, alcanzado en solo nueve meses, generó 50.000 empleos directos e indirectos y aumentó la capacidad de transporte de gas natural en 25%. El Gasoducto Néstor Kirchner con la incorporación de las plantas compresoras de Salliqueló y

Tratayén, podrá transportar 21 MMm³/día. Para su construcción, se utilizaron 47.700 caños de acero de 12 metros de largo y 36 pulgadas de diámetro.

Después de varios meses de operación del GPNK, se ha logrado un importante ahorro de divisas gracias a la finalización de la infraestructura que permite transportar el gas desde Vaca Muerta hasta el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), el principal centro de consumo. Este aumento en la producción de gas no convencional en el país está cambiando la tendencia deficitaria de la balanza energética de los últimos años. Se espera que, basándose en la experiencia adquirida en Vaca Muerta, se impulsen nuevos proyectos que aumentarán la explotación de estos recursos en la Argentina.

Como resultado, el déficit comercial recurrente del país en gas natural comenzó a revertirse en 2023 gracias a las correcciones de políticas en el sector y las inversiones realizadas. Durante ese año, las importaciones de gas natural en estado gaseoso, principalmente desde Bolivia, se redujeron en US\$ 816 millones (de un total de US\$ 1.692 millones en 2022 a US\$ 876 millones en 2023). Además, las exportaciones del producto en 2023 tuvieron un incremento de US\$ 49 millones en comparación con 2022, y alcanzaron los US\$ 790 millones. De esta manera, desde la puesta en marcha del GPNK y especialmente a partir de octubre de 2023, se empezaron a registrar saldos comerciales positivos en este ámbito.

Gráfico 5: Comercio mensual de gas natural de la Argentina, en estado gaseoso (NCM 27112100), enero 2022-2024, en millones de US\$



Fuente: CEI en base a datos del INDEC

El segundo segmento del GNPK, en cuyo desarrollo se encuentra trabajando el Gobierno Nacional, cuenta con un diámetro de 30 pulgadas y cubrirá una distancia de 470 km hasta llegar a Rosario, Santa Fe, y se conectará al Sistema TGN, con una capacidad de 20 MMm³/día, lo que permitirá el suministro energético en el litoral argentino y la exportación de gas hacia Brasil. Según las condiciones actuales del proyecto, se estima que la exportación a la central térmica de Uruguayana (Brasil) sería de 3 MMm³/día.

Esta obra se complementará con la Reversión del Gasoducto del Norte¹⁷, que conectará (a través de un ducto de 30 pulgadas y más de 150 kilómetros de extensión) el Gasoducto Central Norte proveniente de la Cuenca Neuquina con el Gasoducto del Norte en la provincia de Córdoba, facilitando el transporte de gas de Vaca Muerta al norte argentino y su exportación hacia países vecinos. Mediante la presión que le otorgan sus plantas compresoras, logra una capacidad de 28 MMm³/día.

En abril de 2024 se llevó a cabo la apertura de los sobres con las ofertas para cambiar el sentido de cuatro plantas compresoras como parte de las obras para la reversión del Gasoducto Norte. Tres empresas compiten por llevar a cabo estos trabajos. Las plantas compresoras que se verán afectadas por este cambio de sentido se encuentran en Ferreyra y Deán Funes en la provincia de Córdoba, Lavalle en Santiago del Estero y Lumbreras en Salta, todas ubicadas en la traza del Gasoducto Norte operado por TGN. Este proyecto se suma a la construcción del Gasoducto de Integración Federal entre Tío Pujio y La Carlota, así como a un *loop* al Gasoducto Norte, obras que actualmente están en curso y que totalizan 122 km y 62 km respectivamente. Es importante destacar que, en marzo de 2024, se firmaron contratos para ampliar el Gasoducto Norte en 62 km, utilizando cañerías de 30 pulgadas de diámetro, también en la provincia de Córdoba. La finalización de la reversión del Gasoducto Norte, programada para fines del invierno 2024, permitirá transportar gas desde Vaca Muerta hasta diferentes provincias como Córdoba, Tucumán, La Rioja, Catamarca, Santiago del Estero, Salta y Jujuy, para ser utilizado en la generación de energía eléctrica, el abastecimiento de hogares e industrias, y el impulso de nuevas actividades económicas, como la minería de litio. También permitiría trasladar gas a Bolivia.

Además, dado que el gas natural tiene un menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles fósiles, se presenta una oportunidad para convertirlo en Gas Natural Licuado (GNL) y exportarlo a nivel mundial. El GNL es gas metano procesado y enfriado para su transporte líquido en buques (llamados metaneros). En la Argentina, hay dos puntos de

¹⁷ <https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/lp-gpkn-n-02-2023/>

regasificación de GNL, uno en Bahía Blanca y otro en el Puerto de Escobar, que inyectan gas en los sistemas de transporte de TGS y TGN, respectivamente.

La alianza estratégica entre YPF y Petronas¹⁸ para la construcción de una planta de GNL permitirá a la Argentina convertirse en un exportador de este recurso estratégico. El proyecto¹⁹ integral comprende varias etapas que abarcan desde la producción de gas en Neuquén hasta la comercialización y envío a los mercados globales de GNL proveniente de Vaca Muerta.

El proyecto incluye la producción de gas en Vaca Muerta, su transporte por gasoducto hasta la terminal de procesamiento y la industrialización del gas. Una vez que se alcance la decisión final de inversión, el Proyecto Argentina GNL se prevé que permitirá al país dar un salto cualitativo en la generación de divisas, con una capacidad total de producción planeada de 25 millones de toneladas de gas licuado por año (MTPA), aproximadamente 93 MMm³/día.

La fase 1 implica la instalación de dos barcos licuefactores²⁰, que permitan incrementar la producción de 2 MTPA a 9 MTPA anuales, mientras que la fase 2, hacia 2030-2032, contempla la construcción de una planta de licuefacción con una capacidad final de producción de 25 MTPA.

¹⁸ Petronas, acrónimo para Petroliam Nasional Berhad (Petróleo nacional ltd.), es una empresa estatal malaya de petróleo y gas fundada el 17 de agosto de 1974. Petronas es dueña de 103 subsidiarias y es parcialmente dueña de otras 19. En asociación con 55 compañías, juntas forman el *Petronas Group*, que está involucrado en varias actividades basadas en petróleo y gas con intereses comerciales en 35 países. <https://www.petronas.com/>

¹⁹ <https://novedades.ypf.com/r/documents.html?p=proyecto-exportador-gnl.pdf>;
<https://www.caserosada.gob.ar/slider-principal/49086-el-presidente-anuncio-un-acuerdo-entre-ypf-y-petronas-para-desarrollar-una-planta-productora-de-gnl-que-cambiara-la-matriz-energetica-del-pais>

²⁰ Barco licuefactor o metanero es un buque dedicado al transporte de gas natural licuado, GNL desde los países productores de gas natural a los países consumidores. El gas se mantiene a una temperatura de -160 °C.

II. Escenarios energéticos y proyecciones para el sector gasífero en la Argentina hasta 2023

En el año 2019, la Secretaría de Energía presentó un informe acerca de los posibles escenarios energéticos para el año 2030²¹, con el propósito de utilizarlos como un insumo fundamental en la planificación energética. A partir de estos escenarios, se desarrollaron distintos modelos prospectivos para representar el consumo energético, el sistema eléctrico, el parque refinador y, por último, el sistema energético integrado. A continuación, se exponen los principales hallazgos de dicho informe, vinculados al sector gas:

a. Proyecciones de la demanda de gas natural en la Argentina

Al proyectar diversos escenarios de la evolución de la matriz energética argentina hasta el año 2030, se establecieron cuatro escenarios de demanda, a saber: el “tendencial”; el “eficiente”, ambos reflejan la continuidad de las políticas energéticas vigentes al momento de la publicación del informe; así como alternativas políticas como la “gasificación” (industrialización del gas natural) y la de “electrificación”. El escenario tendencial considera el comportamiento de la demanda en años anteriores. El escenario eficiente incorpora políticas vigentes (al momento de la publicación) de eficiencia energética que podrían afectar la demanda tendencial. En el escenario de electrificación, se prevé una mayor utilización de energía eléctrica en hogares y vehículos, mientras que en el escenario de “gasificación” se presupone una mayor industrialización del gas natural con inversiones significativas en industrias y un uso más extensivo de gas, especialmente en el transporte en forma de GNC y GNL.

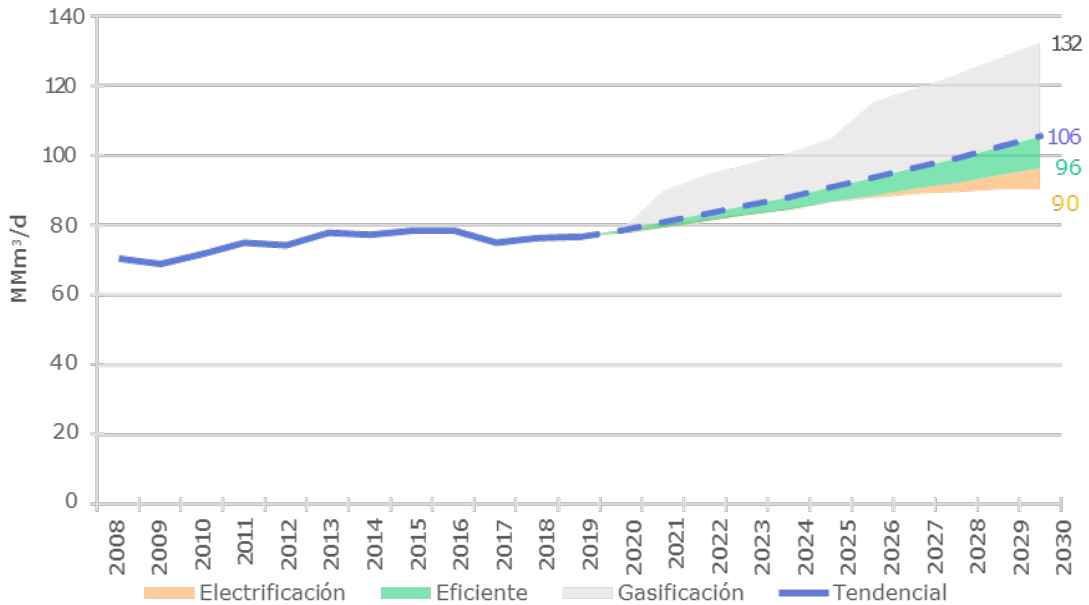
Durante el período 2018-2030, se estima un aumento en la demanda final de energía en el país a tasas anuales de 2,2% en el escenario tendencial; 1,4% en el escenario eficiente; 1,9% en el escenario de electrificación y 2,9% en el escenario de gasificación. Independientemente del escenario, el sector transporte se posiciona como el principal consumidor, seguido por los sectores industrial; residencial; comercial y público; y finalmente el sector agropecuario.

El gas natural experimenta las tasas de crecimiento más altas en todos los escenarios, excepto en el caso de la electrificación, donde se espera un mayor aprovechamiento de la energía eléctrica. Se proyecta que para el año 2030, la demanda final de gas natural alcance 106 MMm³/día en el escenario tendencial y 132 MMm³/día en el escenario de intensificación del uso de gas en las industrias. Sin embargo, estas estimaciones son menores en escenarios que

²¹ “Escenarios Energéticos 2030”, documento de síntesis. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019).

incluyen medidas de eficiencia y electrificación, con lo que llegan a un total de 96 MMm³/día y 90 MMm³/día, respectivamente.

Gráfico 6: Demanda final proyectada de gas natural, en MMm³/día, según escenarios (2019-2030)

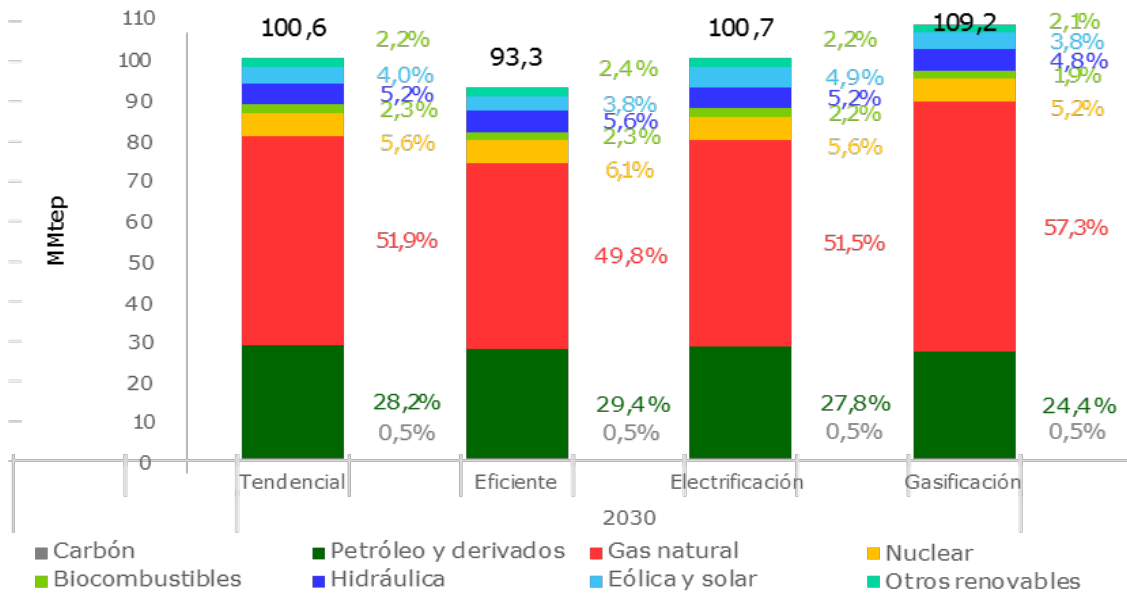


Fuente: "Escenarios Energéticos 2030". Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019)

b. Tendencias y perspectivas para la oferta de gas en la Argentina

Según el mencionado informe, las perspectivas para el desarrollo de la industria del gas en la Argentina son prometedoras, especialmente debido a los descubrimientos de reservas no convencionales con alto potencial, la exploración en bloques *offshore* y la atracción de inversiones internacionales. En el corto plazo, el progreso del mercado del gas argentino dependerá en gran medida de nuevas inversiones para mantener el impulso generado por los cambios recientes. En el escenario de gasificación, para el año 2030, se espera que 57,3% de la oferta energética sea cubierta por el gas natural.

Gráfico 7: Oferta interna total de energía (escenario 2030)



Fuente: "Escenarios Energéticos 2030". Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019)

Dado el carácter estacional del consumo de gas, el estudio plantea el desafío de estimular la producción de reservorios no convencionales, *offshore* y de yacimientos maduros, en los meses de bajo consumo. El informe indica que, para alcanzar el pico de demanda doméstica, es necesario contar con alternativas para comercializar o almacenar la producción excedente durante los meses de menor demanda. Este excedente puede convertirse en exportaciones potenciales, que podrían realizarse a través de gasoductos hacia Chile, Brasil y Uruguay, o mediante el transporte de GNL al resto del mundo. En este contexto, se prevé la exportación regional de gas natural, con un flujo de intercambio hacia países vecinos que alcanzaría aproximadamente los 25 MMm³/día hacia el final del período analizado (ver cuadro 3). Además, el informe resalta que, en el contexto de un desarrollo masivo de gas proveniente de reservorios no convencionales que podría conducir a una reducción de costos y precios a nivel doméstico, la exportación a través de la licuefacción del gas natural se presenta como una opción comercial relevante que puede ser considerada.

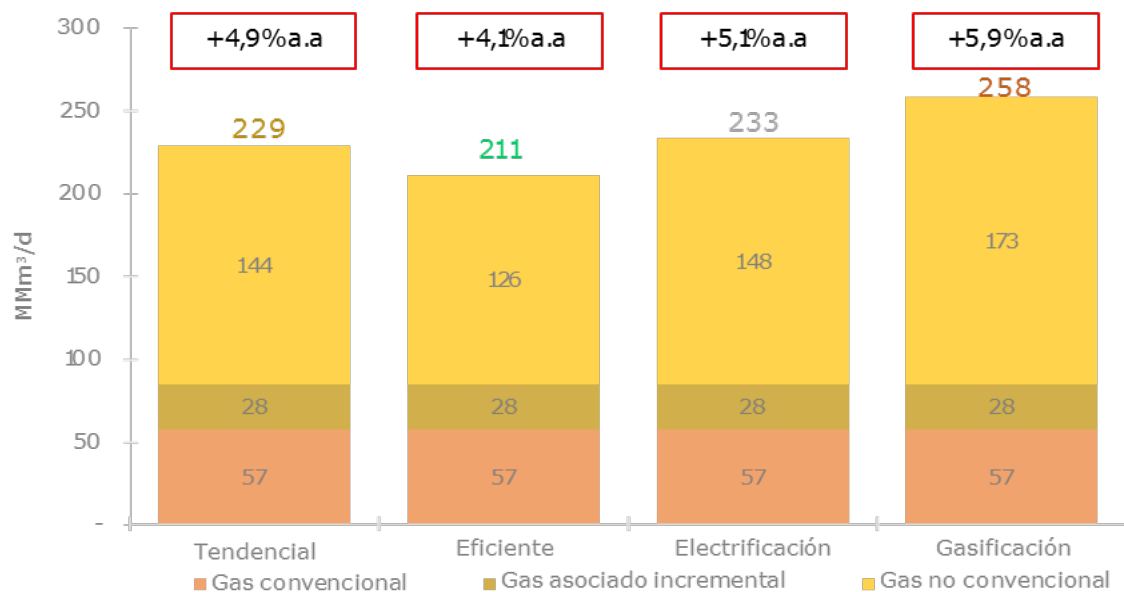
Cuadro 1: Escenarios de producción de gas natural

ESCENARIOS 2030					
PRODUCCIÓN		TENDENCIAL	EFICIENTE	ELECTRIFICACIÓN	GASIFICACIÓN
Con exportación de GNL	Gas natural (MMm ³ /día)	229	211	233	258
	Variación anual	4,9%	4,1%	5,1%	5,9%
Sin exportación de GNL	Gas natural (MMm ³ /día)	197	179	204	226
	Variación anual	3,6%	2,7%	3,9%	4,8%

Fuente: “Escenarios Energéticos 2030”. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019)

En todos los escenarios considerados, se proyecta una disminución en la importación de gas natural. Se estima que la producción de gas natural alcanzará 229 MMm³/día para el año 2030 en el escenario tendencial, con una participación de los recursos no convencionales de 63%, con un aumento significativo a partir de 2023.

Gráfico 8: Producción de gas natural por escenario (2030), con exportación de GNL



Fuente: “Escenarios Energéticos 2030”. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019)

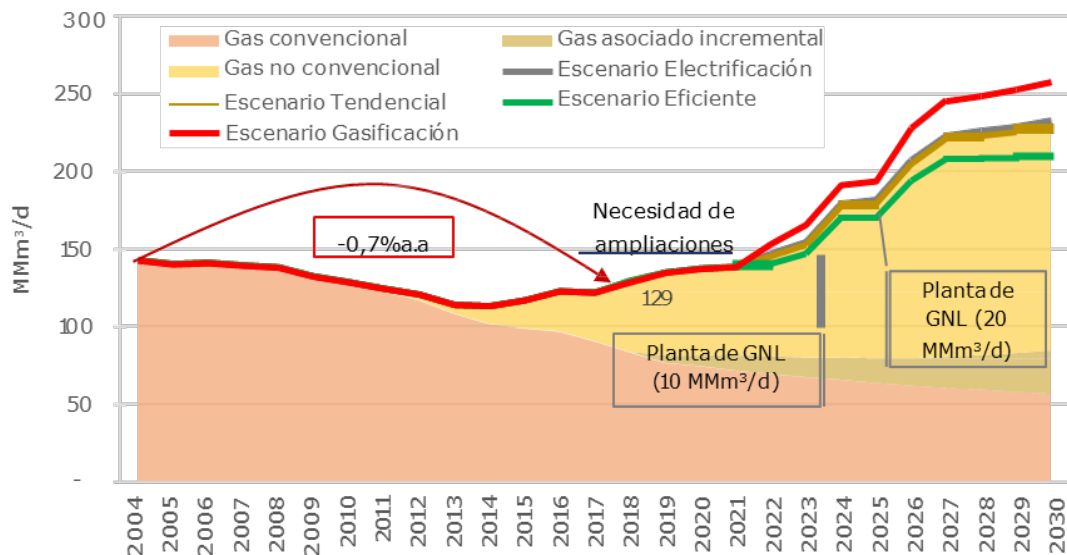
El desarrollo a gran escala de Vaca Muerta como un potencial exportador dependerá de varios factores clave. Uno de ellos es mantener niveles elevados en los precios del gas y el petróleo en los mercados internacionales, lo que garantizaría la rentabilidad de la producción y la exportación de estos recursos. Otro factor importante es el aumento de la participación de actores del mercado, como ser, inversores, productores y distribuidores, entre otros, para reducir los costos de exploración y producción, así como las inversiones en infraestructura

necesarias para el desarrollo de la región. Entre las ventajas competitivas destacadas para el gas de esquisto argentino se encuentran la calidad comparable de los reservorios con los de América del Norte, el relieve suave del terreno, la baja densidad poblacional en las áreas cercanas a los yacimientos, y la disponibilidad de agua para la fracturación hidráulica.

Estas ventajas naturales proporcionan una base sólida para el desarrollo eficiente de los recursos. Sin embargo, además de estas ventajas naturales y condiciones de mercado favorables, se requerirán inversiones constantes y significativas. Esto incluye fondos necesarios para aumentar la producción en la región de Vaca Muerta, especialmente para operaciones de fracturación hidráulica. También se necesitarán recursos para la construcción de nuevos gasoductos capaces de transportar la producción a los centros consumidores del país y de países vecinos, así como para la licuefacción y exportación de GNL.

En resumen, el desarrollo exitoso de Vaca Muerta como un importante centro de producción y exportación de gas dependerá de la combinación adecuada de precios internacionales favorables, participación activa de actores del mercado, inversiones en infraestructura y tecnología, y un entorno regulatorio que fomente la inversión y el desarrollo sostenible de los recursos energéticos.

Gráfico 9: Producción de gas natural por escenario (2004-2030)



Fuente: "Escenarios Energéticos 2030". Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019)

c. Escenarios energéticos y proyecciones comerciales para la industria del gas en la Argentina

Los escenarios energéticos planteados para el suministro nacional en la Argentina contemplan una reducción en la oferta de gas convencional y un aumento en la participación del gas no convencional. Por otro lado, los escenarios de demanda nacional establecen ciertos límites en el consumo de gas natural en cada uno de los segmentos, industrial, residencial, transporte, comercial y público. Se espera que se puedan obtener recursos adicionales de gas no convencional a través de la exportación de gas a otros países, siempre y cuando se logren precios competitivos para el gas producido y se desarrolle la infraestructura necesaria para la exportación de GNL.

En cuanto a la balanza comercial energética, el informe proyecta un superávit de entre 710 kboe/día y 930 kboe/día²² para el año 2030 en el escenario “tendencial” con exportación de GNL, dependiendo de los precios. Este superávit podría reducirse a entre 540 kboe/día y 760 kboe/día si no se desarrollan las plantas de licuefacción de gas natural. En términos de intercambio comercial, se espera un superávit de entre US\$ 13.000 millones y US\$ 23.100 millones en los escenarios de exportación de GNL, dependiendo de los precios. Este superávit podría reducirse a entre US\$ 10.800 millones y US\$ 20.400 millones si no se exportara GNL a gran escala.

Cuadro 2: Proyecciones de la balanza comercial energética, escenario tendencial 2030

ESCENARIO TENDENCIAL 2030				
BALANZA COMERCIAL ENERGÉTICA	CON EXPORTACIONES DE GNL		SIN EXPORTACIONES DE GNL	
	Precios Medios	Precios Altos	Precios Medios	Precios Altos
	KBOE/D	710	930	540
US\$ (MILLONES)	13.000	23.000	10.800	20.400

Fuente: “Escenarios Energéticos 2030”. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019)

Así, la Argentina se encuentra en proceso de poder cambiar su perfil de importador al de exportador de gas. Se anticipa una disminución gradual en las importaciones de gas natural a medida que aumente la producción de gas de esquisto. Entre las principales estrategias contempladas se encuentran la exportación de gas natural a través de gasoductos hacia Chile y

²² Kboe: kilo barril equivalente de petróleo

Brasil y después de su licuefacción en unidades flotantes, al resto del mundo. Así, el informe detalla que, en el escenario tendencial, las exportaciones regionales pueden alcanzar un pico de aproximadamente 25 MMm³/día y un máximo de casi 52 MMm³/día de exportaciones totales si se incluyen las plantas de licuefacción y la exportación de GNL.

Cuadro 3: Proyecciones de exportaciones de gas natural, en MMm³/d, escenario tendencial 2019-2030

EXPORTACIONES en MMm ³ /d			
Año	REGIONALES	GNL	TOTALES
2019	6,1	0,5	6,6
2020	8,2	1,3	9,5
2021	9,8	2,5	12,3
2022	11,3	2,5	13,8
2023	13,8	2,5	16,3
2024	22,2	10,5	32,7
2025	22,1	10,5	32,6
2026	24,9	27,0	51,9
2027	24,7	27,0	51,7
2028	24,1	27,1	51,2
2029	24,8	27,0	51,8
2030	24,1	27,0	51,1

Fuente: "Escenarios Energéticos 2030". Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético (2019)

Se preveía que, en el escenario tendencial, las exportaciones a Chile alcanzarían un promedio de 19 MMm³/día, a Brasil 4 MMm³/día, y a Uruguay 1 MMm³/día. Sin embargo, esto debe contrastarse con la situación actual en la región, donde Bolivia experimenta un declive en la producción de gas y un aumento en la demanda, especialmente por parte de Brasil, lo que representaría mayores oportunidades de exportación para la Argentina.

El modelo también consideró las exportaciones de Gas Natural Licuado (GNL), teniendo en cuenta la operación de la barcaza de YPF con una capacidad de 2,5 MMm³/día, y se incluyeron en el análisis dos plantas de licuefacción con capacidades de 10 y 20 MMm³/día, programadas (según el modelo) para entrar en operación en 2024 y 2026, respectivamente.

Es crucial considerar una serie de eventos que podrían haber afectado la planificación inicial. Entre ellos se destaca el aumento en la producción de Vaca Muerta, lo que ofrece precios más competitivos a nivel regional. Además, se están evaluando las perspectivas de producción de gas natural licuado (GNL) a gran escala desde Argentina, en el marco del acuerdo entre YPF-

Petronas. Por otro lado, surge la incertidumbre en torno a los niveles de producción de gas en Bolivia y su papel como principal proveedor en la región.

III. Hitos en la integración energética entre la Argentina y Brasil: avances y acuerdos significativos

En relación con los acuerdos y protocolos de integración económica, realizados entre Argentina y Brasil, se resaltan varios hitos importantes. En la Declaración de Iguazú (1985)²³, los gobiernos expresaron su voluntad de promover una creciente complementación en los sectores de energía, transporte y comunicaciones entre ambos países, buscando una integración efectiva que resultara beneficiosa en términos técnicos, económicos, financieros y comerciales para ambas naciones. Se hizo hincapié en la necesidad de involucrar a las industrias y empresas estatales de Argentina y Brasil en este proceso de integración, así como en la creación de una Subcomisión para coordinar estudios conjuntos en el área de energía. El Acta para la Integración Argentina-Brasil (1986)²⁴ estableció el Programa de Integración y Cooperación Económica (PICE). Luego, el Tratado de Asunción (1991)²⁵ dio origen al Mercosur, marcando un cambio en el comercio bilateral bajo el acuerdo de complementación económica ACE N° 18 (ACE 18)²⁶.

En años posteriores, se firmaron memorandos de entendimiento entre los ministerios de energía de ambos países para el intercambio de energía eléctrica, con el objetivo de reducir la dependencia de la Argentina de la importación de combustibles líquidos durante el invierno y fortalecer la infraestructura energética regional. El nuevo Memorándum, firmado²⁷ en 2022, actualiza convenios anteriores y estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2025, con la posibilidad de prórroga. El Memorándum contempla tres modalidades de intercambio de energía eléctrica, incluyendo situaciones de emergencia para garantizar el suministro y el aprovechamiento de excedentes energéticos renovables. Estos acuerdos reflejan la voluntad de ambas partes de fortalecer sus lazos económicos y energéticos, mediante la búsqueda del beneficio mutuo y la estabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Durante la visita oficial del presidente de Brasil a la Argentina de enero 2023, ambos mandatarios nacionales firmaron una declaración conjunta²⁸ donde acordaron trabajar de

²³ <https://www.cancilleria.gob.ar/es/actualidad/noticias/declaracion-de-iguazu-1985>

²⁴ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-23695-97/texto>

²⁵ <https://www.mercosur.int/documentos-y-normativa/textos-fundacionales/>

²⁶

https://tratados.cancilleria.gob.ar/tratado_archivo.php?tratados_id=IKKpnA==&tipo=IA==&id=k6Simw==&caso=pdf

²⁷ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/argentina-y-brasil-firmaron-un-memorando-para-el-intercambio-de-energia>

https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-e-argentina-assinam-memorando-de-entendimento-sobre-integracao-energetica/ESPMemorandodeEntendimentoBrasilArgentinaMMEMRECI_24.11.2022.pdf

²⁸ <https://www.cancilleria.gob.ar/es/actualidad/noticias/declaracion-conjunta-con-motivo-de-la-visita-oficial-la-republica-argentina-del>

manera prioritaria y urgente en la evaluación del financiamiento de proyectos estratégicos de interés mutuo, como el GPNK. También se estableció la creación de un Grupo de Trabajo liderado por altas autoridades de ambos países para profundizar en las discusiones sobre la integración energética bilateral, incluyendo el mercado de gas natural y las oportunidades de desarrollo conjunto en este sector. Asimismo, se comprometieron a fomentar un mercado sudamericano de energía y a incrementar el intercambio de gas natural, GLP y energía eléctrica entre Argentina y Brasil conforme al Memorándum de Intercambio de Energía firmado el 16 de noviembre de 2022, con el objetivo de fortalecer la seguridad energética regional.

IV. Perspectivas de la industria del gas natural en Brasil

Al analizar el panorama de la industria del gas natural en la Argentina, Brasil emerge como un actor relevante, con una importancia estratégica y económica para la integración gasífera entre ambos países, y esto se debe a varios factores²⁹:

i. La proximidad de la Argentina a los consumidores de gas natural en el sur de Brasil facilitaría el suministro; sumado al incremento en la producción de gas proveniente de Vaca Muerta a precios competitivos, junto con el constante desarrollo de la infraestructura para la extracción y distribución de estos recursos.

ii. Brasil enfrenta desafíos significativos en cuanto a sus fuentes de suministro de gas, ya que obtiene una parte de su gas natural de yacimientos *offshore*, especialmente del Presal³⁰, pero estos yacimientos se encuentran a una distancia considerable de la costa y a una profundidad elevada. Esto hace que el gas producido en estas áreas pierda competitividad frente al *shale* gas u otras formas de gas más fácilmente extraíbles. Además, gran parte de este es gas asociado³¹, lo que significa que necesita ser reinyectado para mantener la presión y la producción de petróleo. Además, contiene una cantidad significativa de CO₂³², lo que aumenta los costos de procesamiento antes de que pueda llegar al mercado;

iii. La incertidumbre respecto a la capacidad de producción de gas de Bolivia. Otra fuente importante de gas para Brasil es la importación desde Bolivia a través de gasoductos. No obstante, la capacidad de producción de gas en Bolivia se estaría reduciendo, lo que genera incertidumbre acerca de su capacidad para satisfacer la demanda creciente de gas de Brasil a mediano plazo.

Brasil ha respondido a estos desafíos mediante la implementación de la Ley 14.134³³ en 2021, la cual busca introducir competencia y eliminar el monopolio que tenía Petrobras³⁴ en el mercado de gas natural. Esta reforma persigue la reducción de tarifas y precios en el sector, y permite la participación del sector privado a través de privatizaciones y garantiza un acceso

²⁹ “La industria del Gas Natural en Argentina – Panorama, Perspectivas y oportunidades para Brasil” Empresa de Investigación Energética (EPE) - (2020).

³⁰ El término “Presal” se refiere a un conjunto de rocas ubicadas en las fracciones marinas de gran parte de la costa brasileña, con potencial para la generación y acumulación de petróleo.

³¹ Gas asociado: gas que acompaña al petróleo crudo cuando este es extraído; normalmente es obtenido a través de baterías de separación y está compuesto de pequeñas cantidades, principalmente de metano, etano, propano, butano y otras impurezas como agua, ácido sulfhídrico, etcétera.

³² El dióxido de carbono (CO₂) es el principal gas de efecto invernadero que se emite a raíz de las actividades del ser humano.

³³ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm

³⁴ <https://petrobras.com.br/en/>

abierto a la infraestructura de gasoductos y otras instalaciones. Además, el programa “Gas para Emplear”³⁵ en 2023 tiene como objetivo aumentar la oferta de gas natural en el mercado interno. Paralelamente, el documento “Nueva Industria de Brasil”³⁶ (NIB/2024) detalla las principales acciones hasta 2026 como parte de la política de neointustrialización del gobierno federal hasta 2033. Se prevé destinar aproximadamente US\$ 60.000 millones para financiar esta nueva política industrial que busca impulsar el desarrollo productivo y tecnológico del país, mejorar la competitividad de la industria brasileña, fomentar inversiones, crear empleos de calidad y fortalecer la presencia internacional de Brasil. Para alcanzar estos objetivos, Brasil necesita contar con un recurso energético económico y compatible con la descarbonización y la transición energética, garantizando al mismo tiempo la seguridad energética.

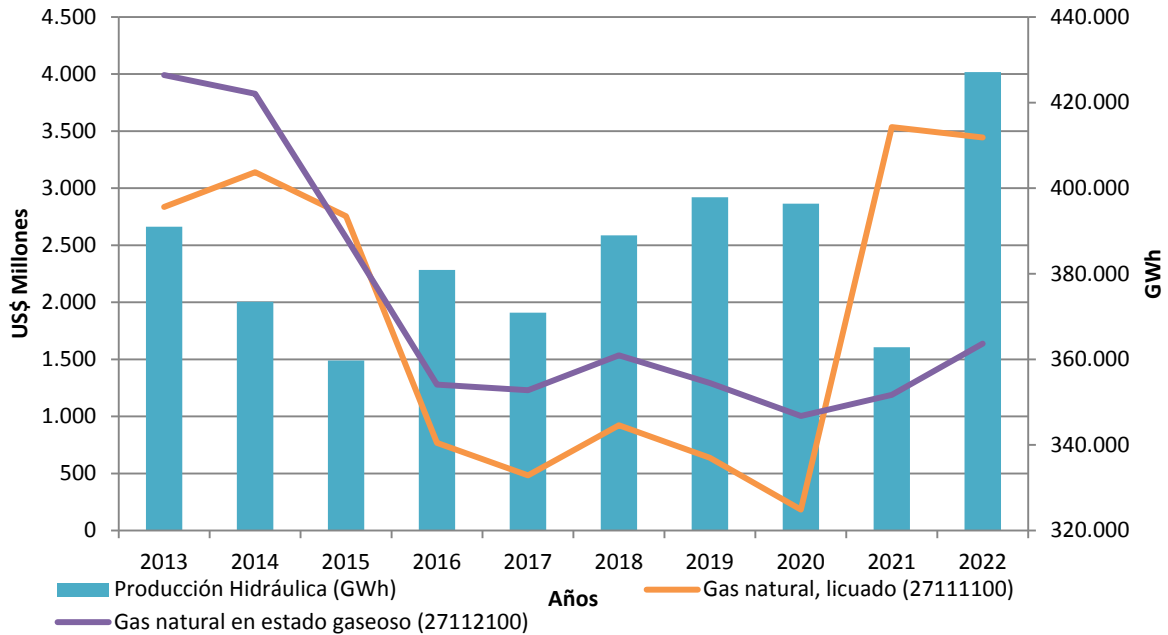
Actualmente, Brasil tiene una matriz energética fuertemente dependiente de la generación hidroeléctrica, lo que significa que la generación de energía está sujeta a las condiciones climáticas, lo que podría implicar una fragilidad estructural, especialmente en temporadas de sequía. En tales situaciones, se necesitan fuentes de energía alternativas, y el gas natural es crucial como respaldo para las energías solar y eólica, que aún están en desarrollo a pesar de su constante crecimiento.

El gráfico describe una relación inversa entre el nivel de producción hidráulica en Brasil y la importación de gas natural en estado licuado y gaseoso para el período 2013 a 2022.

³⁵<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar>

³⁶<https://www.gov.br/mdic/pt-br/composicao/se/cndi/plano-de-acao/nova-industria-brasil-plano-de-acao.pdf>

Gráfico 10: Importación de Brasil de gas natural en estado gaseoso y licuado a millones de US\$ FOB y producción hidráulica (GWh) (2013-2023)



Fuente: CEI en base a datos de COMEX STAT (<http://comexstat.mdic.gov.br/es/home>) y EPE

En cuanto a la producción nacional de gas natural en Brasil, en 2022 fue de 137,9 MMm³/día. Si bien se espera que aumente en los próximos años, aproximadamente 50 MMm³/día, las proyecciones indican que este aumento será insuficiente para cubrir la creciente demanda de energía del país, la que se espera que aumente 2,3% promedio al año en la siguiente década. Por lo tanto, Brasil tendrá que recurrir a la importación de gas para satisfacer parte de su demanda futura.

El Plan de Estudios Decenal de Expansión de Energía (PDE)³⁷ elaborado por la Empresa de Investigaciones Energéticas (EPE) estima la oferta y la demanda total de energía de Brasil para la próxima década, incluyendo el gas natural. Se espera que el desarrollo de gasoductos y de un sistema integrado de transporte de gas natural amplíe tanto la oferta como la demanda de gas en Brasil. Esto incluye la expansión de terminales de GNL y la construcción de nuevos gasoductos para conectar diferentes regiones del país y garantizar un suministro confiable de gas natural.

Con respecto a los gasoductos, EPE proyecta un total de 9.409 kilómetros de transporte, de los cuales 4.564 kilómetros corresponden a líneas de ida y 1.765 kilómetros a líneas de transferencia. Se prevé el desarrollo de una red integrada de transporte que incluye los siguientes gasoductos principales:

³⁷ <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

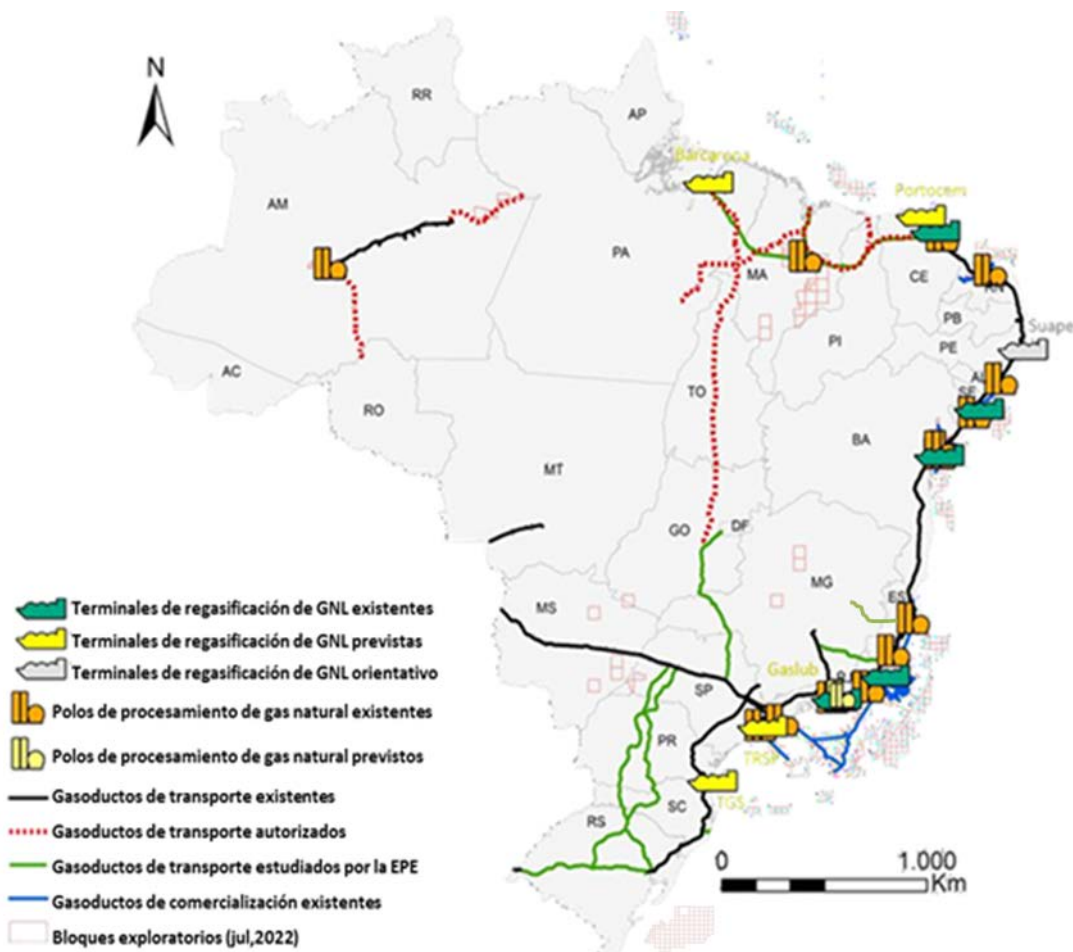
1. Gasoductos Nordeste y Sudeste: Estos gasoductos serán parte de la red integrada de transporte y facilitarán el transporte de gas natural desde las regiones nordeste y sudeste hacia los centros de consumo.

2. Gasoducto Gasbol: Este gasoducto conecta Brasil con Bolivia y es una importante fuente de suministro de gas natural para el país.

3. Gasoducto Uruguayana-Porto Alegre: Este tramo del gasoducto conectará las ciudades de Uruguayana y Porto Alegre, lo que permitirá el transporte de gas natural hacia el sur de Brasil.

Se espera que varios nuevos gasoductos entren en operación en el período de 2022 a 2032. El desarrollo de esta infraestructura de gasoductos y un sistema integrado de transporte tendrá un impacto significativo tanto en la oferta como en la demanda de gas natural en Brasil, lo que facilitará el transporte eficiente del gas desde las regiones productoras hasta los centros de consumo, y garantizará un suministro confiable de energía para el país.

Gráfico 11: Premisas de gasoductos del plan de desarrollo energético de Brasil 2032



Fuente: Plan de Estudios Decenal de Expansión de Energía PDE-2032, (2023)

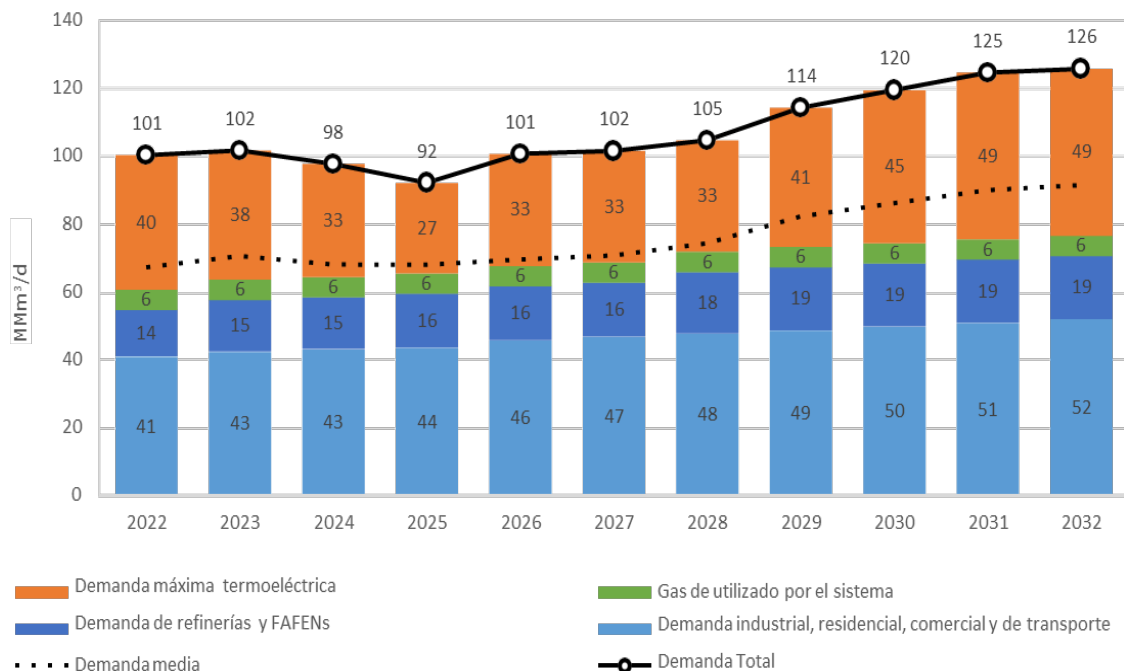
a. Tendencias de la demanda de gas natural en Brasil

Durante el período de 2022 a 2032, la demanda, tanto firme como flexible, de gas natural será un factor determinante en la cantidad efectiva ofrecida de gas natural³⁸ en Brasil. EPE ha realizado estimaciones de la demanda total de gas natural para este período, considerando diversos sectores: 1) consumo industrial, residencial y comercial; 2) consumo en refinerías y plantas de fertilizantes; 3) consumo en centrales termoeléctricas existentes e indicativas.

Se proyecta que la demanda total de gas natural aumentará en promedio 2,3% al año durante la década, con excepción del período 2024-2025, cuando se espera una caída debido a la terminación de contratos de algunas Uniones Temporales de Empresas (UTE). La demanda total estimada de gas natural se sitúa en alrededor de 65 MMm³/día en promedio a lo largo de la década.

Estas estimaciones son fundamentales para la planificación y el desarrollo de la infraestructura de gasoductos y de un sistema integrado de transporte de gas natural, ya que permiten prever la cantidad de gas que se necesitará para satisfacer la demanda de los diferentes sectores de la economía brasileña.

Gráfico 12: Demanda máxima total de gas natural en la red integrada de Brasil 2022-2032



Fuente: Plan de Estudios Decenal de Expansión de Energía PDE-2032, (2023)
Nota: FAFENS: fábricas de fertilizantes nitrogenados.

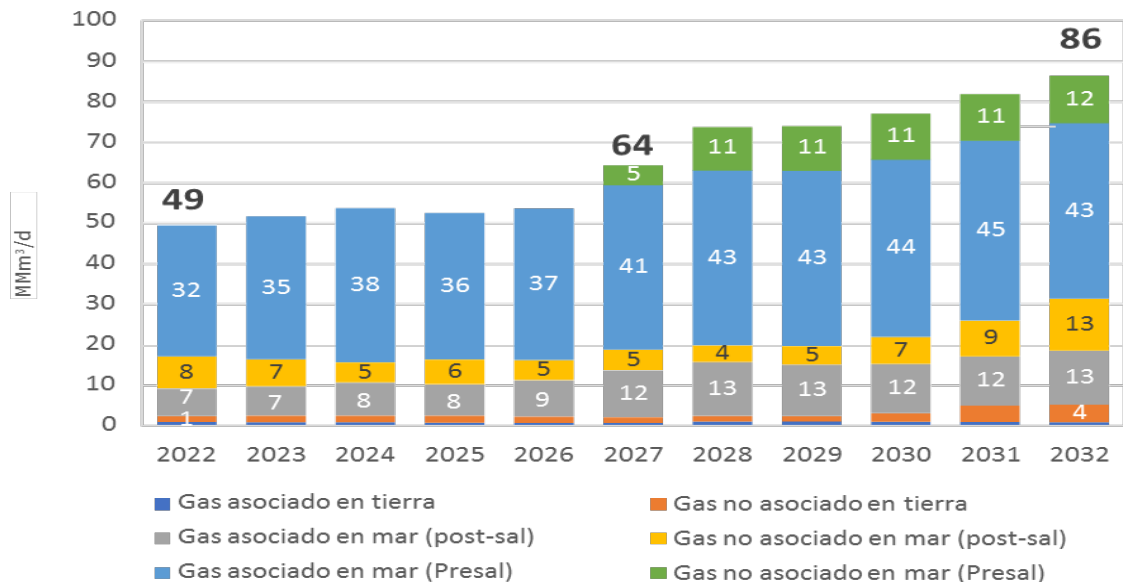
³⁸ Las perspectivas de demanda se construyen con base en información recibida vía INFOGÁS, además de proyecciones de crecimiento del PIB nacional y reuniones con agentes.

b. Perspectivas de la oferta de gas natural en Brasil

Con respecto a la oferta potencial de gas natural en Brasil, EPE ha realizado estimaciones basadas en los volúmenes previstos de producción nacional e importación a través de gasoductos y terminales de GNL.

La oferta potencial nacional en la red integrada muestra un aumento hasta el año 2026, seguido de una expansión significativa de 2027 a 2032 debido a la entrada en operación de nuevos campos productores de gran tamaño. Se espera que la producción de gas natural del Presal, que ya representa la mayor parte de la oferta nacional en la red integrada, continúe creciendo en los próximos años hasta alcanzar 45 MMm³/día en 2031.

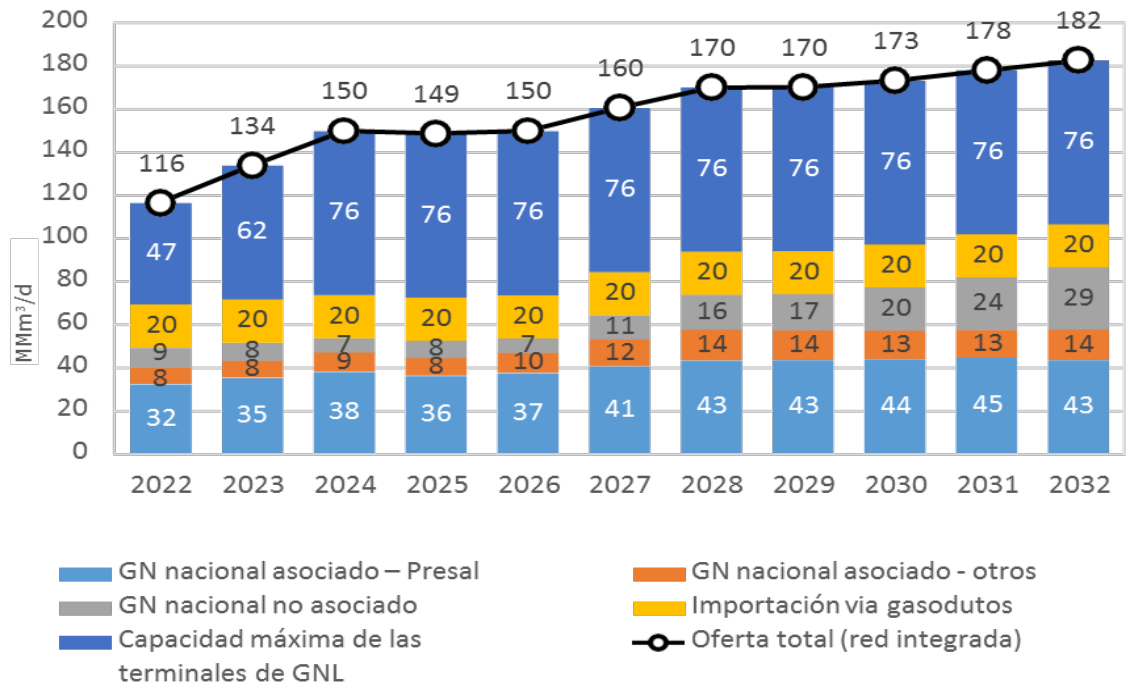
Gráfico 13: Producción potencial de gas natural nacional en la red integrada de BRASIL (2022-2032)



Fuente: Plan de Estudios Decenal de Expansión de Energía (PDE-2032, 2023)

Sin embargo, esta oferta nacional proyectada no será suficiente para cubrir la demanda proyectada, lo que requerirá la importación de gas natural. La distribución de la oferta potencial de gas natural en la red integrada de Brasil durante el período de 2022 a 2032 se compone de la siguiente manera: 41,4% de gas nacional y 58,6% de gas importado.

Gráfico 14: Oferta potencial de gas natural en la red integrada de Brasil 2022-2032



Fuente: Plan de Estudios Decenal de Expansión de Energía (PDE-2032, 2023)

Del gas nacional, 25,3% proviene del Presal, 9,0% es gas nacional no asociado y 7,1% es gas nacional asociado a otros yacimientos. En cuanto a las importaciones, 45,9% proviene de GNL, mientras que 12,7% se transporta a través de gasoductos desde Bolivia (Gasbol) y desde la Argentina (a través de T.S.B. trecho 1).

Estas estimaciones resaltan la importancia/relevancia de la importación de gas natural para complementar la oferta nacional y satisfacer la demanda creciente de Brasil. La diversificación de las fuentes de suministros, tanto nacionales como internacionales, será crucial para garantizar un suministro de gas confiable y suficiente para el país en los próximos años.

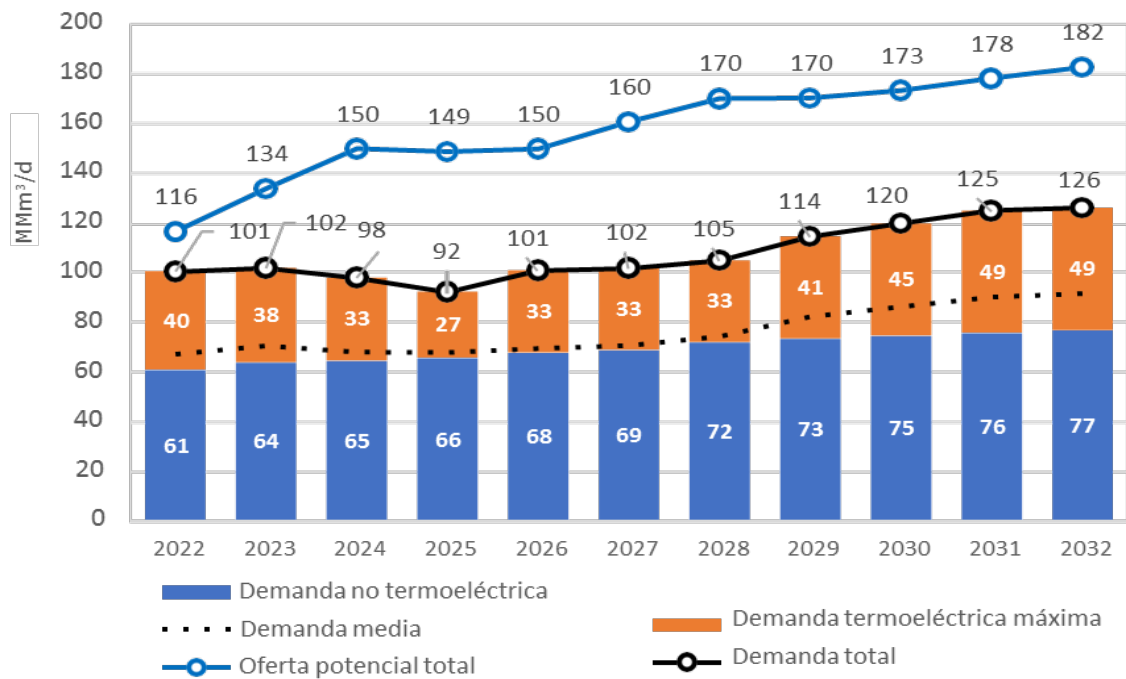
c. Tendencias del balance de gas natural en Brasil

Como resultado, se espera que en el balance de gas natural de la red integrada de Brasil para el período 2022-2032, la oferta potencial pueda superar la demanda total, tanto térmica como no térmica, a lo largo de todo el horizonte de diez años. Este superávit previsto se lograría mediante la combinación de la oferta nacional de gas y de su importación.

La utilización de la oferta nacional de gas, que incluye tanto la producción nacional como el gas asociado al Presal, junto con la importación de gas natural a través de gasoductos y terminales de GNL, contribuirá a cubrir la demanda de gas en el país.

El equilibrio entre la oferta y la demanda de gas natural es esencial para asegurar un suministro confiable y adecuado que satisfaga la demanda energética de Brasil en los años venideros, tanto en los sectores térmicos como en los no térmicos. La diversificación de las fuentes de suministro y una planificación adecuada de la infraestructura de gasoductos y terminales de GNL son fundamentales para mantener este equilibrio y garantizar la seguridad energética del país.

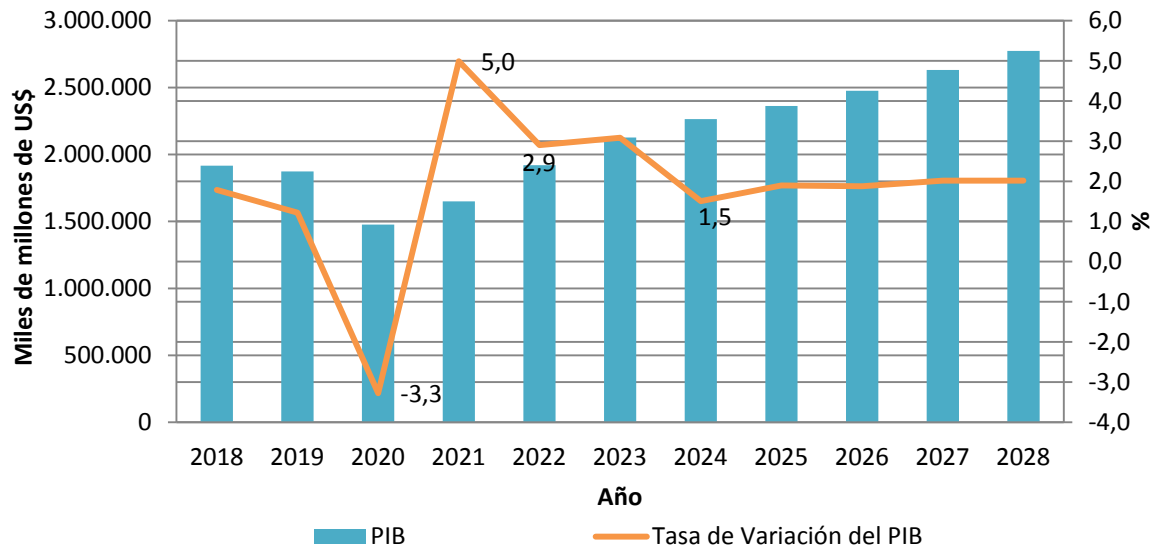
Gráfico 15: Balance de gas natural – red integrada (2022-2032)



Fuente: Plan de Estudios Decenal de Expansión de Energía (PDE-2032, 2023)

De esta manera, una fuente de energía que sea asequible y sostenible jugará un papel crucial en el respaldo al crecimiento económico proyectado para Brasil en los próximos años. La disponibilidad de una energía económica impulsará la competitividad de las industrias locales y respaldará el desarrollo de otros sectores económicos, generando empleo y promoviendo el bienestar general de la población.

Gráfico 16: Evolución y tasa de variación del PIB de Brasil, 2018-2028, a precios constantes



Fuente: CEI en base a datos del International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, octubre 2023

Es importante destacar que la planificación energética debe tener en cuenta no solo las necesidades presentes, sino también las futuras, considerando el crecimiento proyectado de la demanda energética y la evolución de las tecnologías y prácticas energéticas sostenibles. Esto implica una gestión integral que abarque aspectos como la eficiencia energética, la diversificación de fuentes renovables y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para cumplir con los compromisos ambientales internacionales y avanzar hacia una economía más verde y resiliente.

V. Potencial de exportación de gas argentino a Brasil y expansión de la infraestructura de gasoductos y GNL: escenarios y perspectivas

La explotación de recursos naturales, especialmente provenientes de Vaca Muerta, posiciona a la Argentina en un nuevo escenario donde dejará de depender de importaciones de gas desde Bolivia. En este contexto, se vislumbra la posibilidad de contar con excedentes de gas que podrían exportarse para satisfacer la creciente demanda, particularmente en el sur y sudeste de Brasil.

El desarrollo de la producción de gas en la Argentina, especialmente en Vaca Muerta, a precios competitivos, así como el aumento en la infraestructura para su extracción y distribución, son factores clave. Además, la incertidumbre en torno a la capacidad de producción de Bolivia para satisfacer, a precios competitivos, la creciente demanda de Brasil será determinante en el corto plazo para el aumento de la demanda de gas argentino en la región.

Se consideran diversas posibilidades para trasladar el gas de esquisto competitivo desde la Argentina a Brasil. Una opción es hacerlo desde Vaca Muerta mediante ampliaciones progresivas en la Transportadora del Gas del Norte en la Argentina y luego a través de los gasoductos existentes en Bolivia. Bolivia abastece de gas a Brasil a través del gasoducto Bolivia-Brasil, conocido como Gasbol, con una extensión de 3.150 km y una capacidad de transporte de 30 MMm³/día. El tramo boliviano (557 km) es operado por Gas Transboliviano, filial de YPF³⁹, mientras que el tramo brasileño (2.593 km) es operado por TBG Brasil.

Una alternativa adicional es a través de Uruguayana, siguiendo por el sur de Brasil hasta alcanzar el mercado industrial de São Paulo. Este escenario adicional demandaría inversiones para desarrollar la infraestructura tanto en Argentina como en Brasil. De este modo, Argentina se vislumbra como un actor central y un potencial proveedor estable y atractivo de gas en la región, particularmente gracias a los recursos de Vaca Muerta y su competitividad en precios.

Para realizar un ejercicio de proyección de las exportaciones de gas de Vaca Muerta desde la Argentina a Brasil, podemos utilizar los siguientes supuestos y consideraciones:

1. El incremento continuo en la producción de Vaca Muerta a precios competitivos.
2. Acuerdo de comercialización de gas entre los países de la región implicados.

³⁹ <https://www.ypfb.gob.bo/es/>

3. Desarrollo de la infraestructura necesaria para el comercio de gas en firme⁴⁰ y de GNL.

4. Importación (M) promedio de 20 MMm³/día en firme de Brasil. Las necesidades de importación⁴¹ se obtuvieron de las proyecciones de demanda máxima de EPE, para el sistema integrado de Brasil.

Cuadro 4: Volumen demandado por Brasil de importaciones de gas y oferta Argentina (MMm³/día) 2024-2032

AÑO	IMPORTACIONES (M) de BRASIL			EXPORTACIONES (X) desde ARGENTINA		
	M de GNL	M en Firme	M TOTAL	X en Firme	X de GNL	X TOTAL
2024	24	20	44	20	0	20
2025	19	20	39	20	0	20
2026	27	20	47	20	0	20
2027	18	20	38	20	4	24
2028	11	20	31	20	4	24
2029	20	20	40	20	20	40
2030	23	20	43	20	23	43
2031	23	20	43	20	23	43
2032	20	20	40	20	20	40

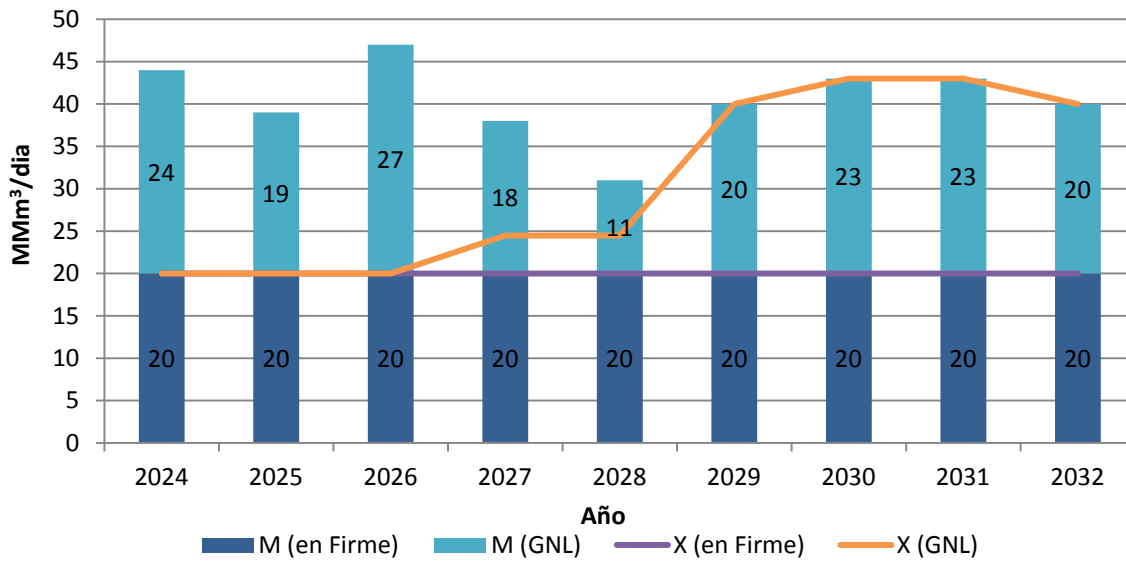
Fuente: Elaboración CEI en función de datos EPE

5. Se considera que la Argentina tiene la capacidad de aumentar sus saldos exportables en firme, y así alcanzar una capacidad total de exportación de 20 MMm³/día de gas. Estos volúmenes podrían ser enviados a Brasil utilizando la infraestructura existente, como el sistema de gasoductos Gasbol en Bolivia, o mediante el desarrollo de infraestructura alternativa, como la conexión y desarrollo de sistemas de gasoductos en el sur de Brasil que se conecten directamente con la Argentina. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el desarrollo de esta infraestructura alternativa requeriría un tiempo considerable para su realización.

⁴⁰ La expresión “gas en firme” se refiere a un término utilizado en el contexto de contratos de suministro de gas natural. Se refiere a una cantidad específica de gas que una parte se compromete a suministrar de manera constante y garantizada durante un período de tiempo determinado, independientemente de las fluctuaciones en la demanda o en otras circunstancias. En resumen, el “gas en firme” es un suministro asegurado y constante de gas natural según los términos acordados en el contrato.

⁴¹ Diferencia entre la producción esperada menos demanda estimada por EPE.

Gráfico 17: Comercio potencial de gas natural Argentina-Brasil en MMm³/día (2024-2032)



Fuente: Elaboración DNCEI en base a datos PIG, EPE, Acuerdo YPF - Petronas

6. Se estima un precio exportación promedio de gas en firme de US\$ 9,5⁴² MM BTU, a fines de realizar el ejercicio de proyecciones, el cual se considera que cubriría el costo de producción y el transporte.

7. En base a los supuestos, las exportaciones de gas en firme a Brasil desde 2024 podrían alcanzar hasta los US\$ 2.400 millones⁴³ anuales.

Dado los supuestos proporcionados (1. a 7.), podemos analizar la demanda potencial de gas en la Argentina y las posibles exportaciones de GNL hacia Brasil, teniendo en cuenta el acuerdo entre YPF y Petronas y los plazos del proyecto.

8. Se anticipa un incremento en la capacidad de exportación de GNL, de acuerdo con los plazos establecidos en el acuerdo entre YPF y Petronas. Según este acuerdo, se proyecta una oferta potencial de alrededor de 4.5 MMm³/día de GNL, para el año 2027, lo que cubriría parcialmente la demanda de Brasil. Por lo tanto, solo a partir de 2029 existiría la posibilidad de satisfacer la totalidad de la demanda de GNL, estimada por EPE, para el sistema integrado de Brasil.

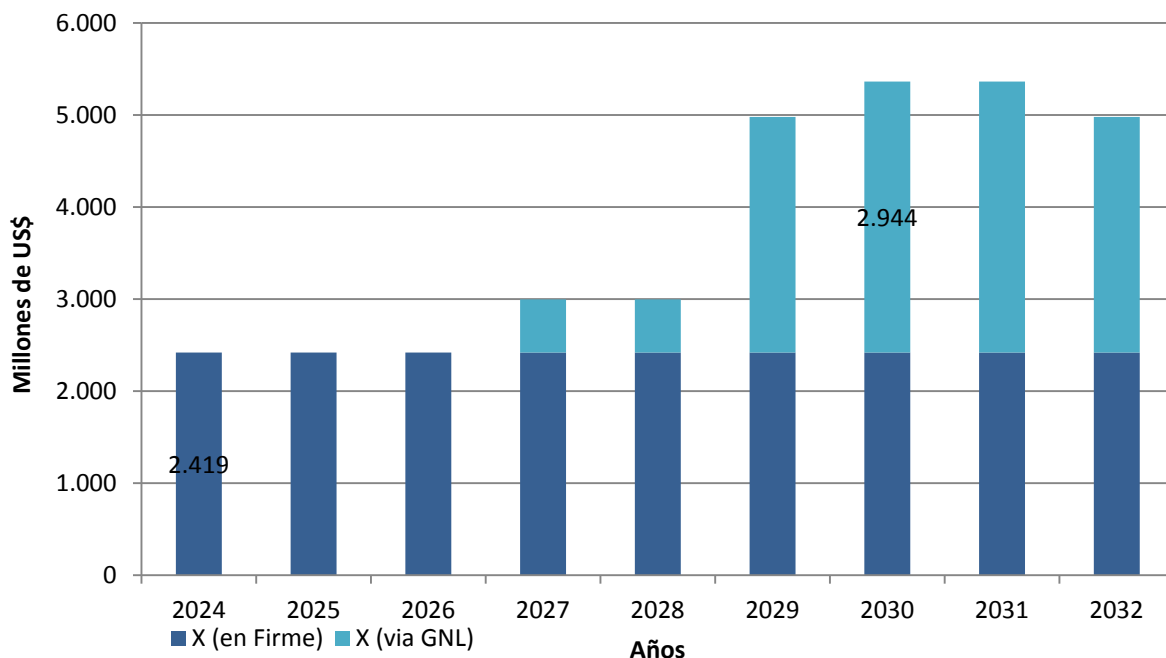
9. Si se considera un precio de US\$ 10⁴⁴ por MMBTU para el GNL, se podría estimar un valor cercano a US\$ 570 millones para 2027 y un pico de US\$ 2.900 millones de exportaciones de GNL hacia Brasil en 2031.

⁴² Valor promedio estimado por el CEI en base Indec y Energas, período febrero 2022 - enero 2024.

⁴³ Valor obtenido bajo el supuesto de que Argentina logre cubrir las necesidades de importación descritas por EPE a un precio de US\$ 9,5 MMBTU.

De esta manera el total de las exportaciones de gas argentino (natural en estado gaseoso y GNL) a Brasil podrían alcanzar un máximo de US\$ 5.500 millones.

Gráfico 18: Valor estimado de las exportaciones de gas natural y GNL desde la Argentina a Brasil en millones de US\$ (2024-2032)



Fuente: Elaboración DNCEI en base a datos PIG, EPE, Acuerdo YPF - Petronas.

Es importante tener en cuenta que estos cálculos son simplificados y que en la realidad existen varios factores que pueden influir en los costos y las condiciones de exportación; como los acuerdos comerciales, los precios internacionales del gas, la infraestructura de transporte (por ejemplo si se traslada en firme o vía GNL), entre otros. Es necesario realizar un análisis más detallado y considerar diferentes escenarios para evaluar la viabilidad y el impacto económico de las exportaciones de gas de Vaca Muerta en la Argentina hacia Brasil. La ampliación de la capacidad de producción y recepción de GNL tanto en la Argentina como en Brasil a través de la ampliación de las terminales de GNL también juega un papel crucial en la expansión de las exportaciones y la integración energética entre ambos países.

Además, existe margen para un aumento significativo en la demanda de gas natural en Brasil más allá de las proyecciones actuales, según lo contemplado en el escenario de referencia. Este aumento podría atribuirse a la viabilidad de nuevos proyectos a lo largo de la red

⁴⁴ Es necesario aclarar que, para llevar a cabo el ejercicio de proyecciones de los valores de las exportaciones, se ha seleccionado un precio de referencia de US\$10 MMBTU para el GNL como punto de partida. Este precio de referencia se ha utilizado como base para realizar las estimaciones y proyecciones de los valores de las exportaciones en el periodo analizado.

integrada. El Plan Orientativo de Gasoductos de Transporte (PIG)⁴⁵, en sus ediciones 2019, 2020, 2022 y 2023, ha llevado a cabo un estudio exhaustivo sobre la oferta y la demanda de gas natural en Brasil, considerando diversos escenarios de crecimiento potencial.

El PIG analiza la posibilidad de nuevos proyectos de gasoductos, ya sea mediante ampliaciones de la infraestructura existente o construcciones completamente nuevas, en función de supuestos que incluyen: la sustitución de energías competidoras en los sectores residencial, comercial, transporte e industrial; la demanda potencial generada por nuevos emprendimientos, especialmente nuevas plantas industriales; proyectos de gran envergadura en el sector petroquímico y de fertilizantes que requieran grandes volúmenes de gas natural.

Todos estos proyectos estarían respaldados por contratos a largo plazo y precios competitivos del gas. Se destaca particularmente la demanda potencial de gasoductos en las regiones del sudeste, centro-oeste y sur de Brasil, que eventualmente podrían estar conectados a la producción de gas en la Argentina.

Cuadro 4: Demanda potencial de nuevos proyectos descriptos en los PIG 2019-2020-2021-2022-2023

PROYECTOS	REGIÓN	EXTENSIÓN (KM)	DEMANDA ESTIMADA (MMm ³ /día)
Gasoducto San Carlos/SP - Brasilia /DF	Centro Oeste	893	7,4
Gasoducto Siderópolis/SC - Porto Alegre /RS	Sur	249	6,2
Gasoducto Uruguayana/RS - Triunfo/RS	Sur	594	5,3
Gasoducto Chimarrão A o B	Sudeste / Sur	A=1.168 / B=1.237	8
TOTAL			26,9

Fuente: Elaboración CEI en base al plan orientativo de gasoductos de transporte (PIG 2019, 2020, 2022, 2023)

La demanda potencial de estos proyectos mencionados por el PIG es por un total aproximado de 26,9 MMm³/día. Para materializar esa demanda extra es necesario que tanto Brasil como la Argentina avancen con las obras de infraestructura necesarias.

⁴⁵ Plan orientativo de gasoductos de transporte (PIG) forma parte de los estudios de planificación energética que realiza EPE en el sector del gas natural. Busca presentar los resultados de análisis realizados por EPE sobre los gasoductos de transporte que podrán implementarse en los próximos años en Brasil, de manera indicativa, en base a estudios de oferta y demanda, además de análisis técnico-económicos y socio-ambientales.
<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte--pig>

Conclusiones

La transición hacia economías bajas en carbono es una necesidad urgente a nivel mundial para abordar el calentamiento global y promover políticas sostenibles.

La integración gasífera entre Argentina y Brasil se presenta como una oportunidad estratégica para fortalecer la seguridad energética, impulsar el desarrollo económico y fomentar la colaboración regional. Trabajar en conjunto para aprovechar los recursos disponibles y desarrollar infraestructura compartida que pueda generar beneficios mutuos como también cubrir las necesidades comunes de ambos países e incluso extenderlos a toda la región.

A pesar de la creciente penetración de fuentes de energía renovable, se espera que el gas natural siga desempeñando, al menos durante la transición, un papel crucial en la matriz energética de la región debido a su versatilidad, bajo costo y menor impacto ambiental en comparación con otras fuentes de energía. Las economías más grandes de la región muestran una continua demanda de gas natural en sus sistemas energéticos, lo que garantiza su importancia a mediano plazo.

La integración del sector gasífero representa una ventana de oportunidad que puede llevar a una mayor estabilidad en el suministro de energía, reducir la dependencia de importaciones externas y estimular el crecimiento económico mediante el uso de recursos regionales. Sin embargo, para lograr estos objetivos, es necesario abordar desafíos como la infraestructura de transporte, la regulación del mercado y la coordinación entre los sectores público y privado.

En resumen, la integración gasífera entre Argentina y Brasil puede tanto fortalecer la relación bilateral, como también sentar las bases para una mayor cooperación energética en América Latina, contribuyendo al desarrollo sostenible y la prosperidad regional.

INTEGRACIÓN GASÍFERA ENTRE LA ARGENTINA Y BRASIL

OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS PARA LA COOPERACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

LO EXPRESADO EN ESTE INFORME NO NECESARIAMENTE REFLEJA LA OPINIÓN DEL MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES, COMERCIO INTERNACIONAL Y CULTO DE LA ARGENTINA.

LOS HIPERVÍNCULOS A OTROS SITIOS WEB TIENEN UNA FINALIDAD MERAMENTE INFORMATIVA Y NO IMPLICAN RESPONSABILIDAD NI CONSENTIMIENTO DE SU CONTENIDO POR PARTE DEL CEI.

Fecha de cierre: abril 2024



**Ministerio de Relaciones Exteriores,
Comercio Internacional y Culto**
República Argentina