



Oportunidades para el desarrollo del gas en América Latina y el Caribe



I N F O R M E

Junio 2026

Tabla de Contenidos

Prefacio

- 3** Mensaje del Presidente de IGU
- 4** Mensaje del Secretario Ejecutivo de ARPEL
- 5** Mensaje del Secretario Ejecutivo de OLACDE

6 Resumen Ejecutivo

11 1. Introducción

13 2. Panorama del gas natural en América Latina y el Caribe

16 3. Oportunidades para el desarrollo de mercados de gas

16 3.1. Oportunidades de integración regional

26 3.2. Oportunidades en GNL

27 3.2.1. El rol del GNL en la monetización de reservas

30 3.2.2. El rol del GNL en el respaldo a las energías renovables intermitentes

35 3.2.3. El rol del GNL en la descarbonización de la generación eléctrica

37 3.3. Gases de bajas emisiones

37 3.3.1. Biometano

39 3.3.1.1. Biometano en Brasil

41 3.3.2. Hidrógeno

43 3.4. Gas natural en el transporte pesado

43 3.4.1. Transporte terrestre

48 3.4.2. Transporte marítimo

52 3.5. Reducción de la pobreza energética e impulso al desarrollo social

55 4. Consideraciones finales y recomendaciones de política

58 Referencias

63 Apéndice

64 Agradecimientos

Créditos de la foto de portada: Tecpetrol y Naturgas

Oportunidades para el desarrollo del Gas en América Latina y el Caribe

América Latina y el Caribe se encuentran en un momento crucial para su futuro energético. La región cuenta con abundantes recursos de gas natural; sin embargo, gran parte de este potencial sigue sin explotarse. Aprovecharlo de manera responsable puede contribuir a impulsar la seguridad energética, el crecimiento económico, la competitividad industrial, la integración regional y el desarrollo social.

Este informe, titulado *“Oportunidades para el desarrollo del Gas en América Latina y el Caribe”*, refleja el compromiso compartido de IGU, ARPEL y OLACDE de contribuir de manera constructiva al diálogo energético internacional y regional. Ofrece una evaluación exhaustiva de cómo el Gas puede impulsar la evolución energética de la región, al tiempo que contribuye a enfrentar desafíos persistentes como la pobreza energética, las brechas en la infraestructura y la necesidad de un suministro energético seguro y asequible.

La región cuenta con amplios recursos hidroeléctricos y un gran potencial para desarrollar tanto energías renovables como gases de bajas emisiones. Sin embargo, la creciente variabilidad climática y el impacto cada vez mayor de las sequías relacionadas con El Niño han puesto de manifiesto la importancia de contar con una generación de respaldo flexible y confiable. El Gas puede proporcionar la flexibilidad necesaria para complementar las fuentes de energía renovables, manteniendo la seguridad del suministro eléctrico durante períodos de estrés hidrológico y respaldando la expansión de las energías renovables variables.

Durante la próxima década, la región puede evolucionar de un mercado de Gas en gran medida auto equilibrado a un *hub* energético más conectado internacionalmente, que interactúe dinámicamente con los flujos comerciales globales.

Para liberar todo el potencial de la región es necesario desarrollar infraestructura transfronteriza, armonizar los marcos regulatorios, movilizar inversiones a largo plazo y promover condiciones de mercado transparentes y estables.

Una mayor coordinación de las políticas regionales y una colaboración más sólida entre los gobiernos, la industria, las instituciones financieras y las organizaciones internacionales desempeñarán un papel fundamental para hacer posible esta próxima etapa de desarrollo.

Quisiera agradecer a los autores y a todos los expertos, instituciones y líderes de la industria que contribuyeron con la elaboración de este informe de referencia. Confío en que servirá como un recurso valioso para los responsables de políticas, inversionistas y partes interesadas en toda la región y más allá, y que contribuirá a impulsar una visión práctica y colaborativa para el futuro del Gas en América Latina y el Caribe. IGU seguirá colaborando de manera positiva con todas las partes interesadas relevantes para mantener el papel esencial del gas en el impulso del progreso humano y el crecimiento global.



Andrea Stegheer
Presidente de IGU

MENSAJE DEL SECRETARIO EJECUTIVO DE ARPEL

Este documento es la continuación del primer libro blanco titulado *“El gas natural en la transición hacia economías bajas en carbono: el caso de América Latina y el Caribe”*, elaborado en colaboración con OLACDE e IGU, y publicado en abril de 2023. Desde entonces, el enfoque del debate a nivel mundial se ha desplazado hacia la seguridad energética, sin dejar de reconocer la importancia del Gas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta segunda colaboración analiza en mayor profundidad las oportunidades y los retos que plantea el desarrollo de los enormes recursos de Gas de América Latina y el Caribe, tanto para impulsar el desarrollo de la región como para enfrentar el cambio climático a nivel mundial.

La formación de esquisto de Vaca Muerta en Argentina, la zona presalina de Brasil, el corredor de Guyana y Surinam, Venezuela, el potencial costa afuera de Colombia y las oportunidades en países productores de gas ya consolidados, como Trinidad y Tobago, Bolivia y Perú, suman un recurso del orden de aproximadamente 500 Tcf, suficiente para garantizar el suministro regional actual durante siete décadas.

El aumento de la producción de Gas contribuirá a descarbonizar aún más las matrices de energía primaria y generación eléctrica de la región más limpia del planeta, fortalecerá la infraestructura regional y la integración energética, ayudará a mitigar la pobreza energética y ofrecerá oportunidades para aumentar la industrialización del gas en la producción de metanol, fertilizantes y productos petroquímicos. Los excedentes pueden comercializarse como GNL y ayudar a reducir las emisiones en zonas donde la actividad económica aún se alimenta principalmente del carbón.

Nuestra región se encuentra en una posición muy favorable y que ofrece una ventana de oportunidad excepcional. Además de su potencial en el subsuelo, se encuentra lejos de los focos de conflicto internacional, de los cuellos de botella estratégicos y, en general, está abierta al capital privado y transnacional. En algunos casos, la competitividad en la superficie puede mejorarse restableciendo el acceso a oportunidades de nuevos proyectos, adaptando los regímenes contractuales y fiscales a cada aplicación, estableciendo sistemas transparentes de concesión de licencias y permisos, aplicando una regulación bien ajustada y mejorando la percepción general de la calidad institucional. Las inversiones requeridas en exploración y desarrollo de hidrocarburos, energías renovables, metales y minerales críticos, así como en sus infraestructuras asociadas, son considerables y de largo plazo. La exposición del capital exige normas estables y/o predecibles que trasciendan los ciclos electorales y los cambios ideológicos.

Nuestra región se encuentra en una situación muy favorable. No permitamos que se desperdicie esta nueva oportunidad.



Carlos Garibaldi
Secretario Ejecutivo
Arpel

MENSAJE DEL SECRETARIO EJECUTIVO DE OLACDE

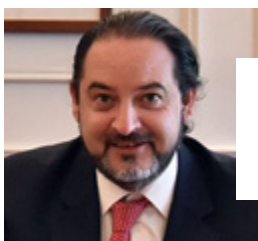
Este informe busca ofrecer una perspectiva práctica sobre el papel que el gas natural y los gases de bajas emisiones pueden desempeñar en la transición energética de América Latina y el Caribe. El punto de partida es el reconocimiento de la diversidad de nuestro contexto regional: recursos abundantes, pobreza energética persistente, brechas en la infraestructura y la necesidad de reducir las emisiones sin socavar el desarrollo económico y social.

Para muchos países de nuestra región, el gas natural puede ser un puente hacia sistemas energéticos más limpios y seguros. Puede ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los contaminantes locales al reemplazar combustibles con mayor intensidad de carbono, al tiempo que impulsa la competitividad industrial, la confiabilidad del suministro eléctrico y el acceso a energía asequible.

La complementariedad entre la infraestructura de gas natural y las energías renovables también es esencial. El gas puede brindar flexibilidad y confiabilidad a los sistemas eléctricos, cada vez más expuestos a la variabilidad hidrológica y a la intermitencia de la generación eólica y solar.

Al mismo tiempo, América Latina y el Caribe siguen presentando una brecha significativa entre su potencial geológico y los niveles actuales de producción de gas. El desarrollo y la monetización de estos recursos pueden fortalecer la integración regional, mejorar las balanzas comerciales, atraer inversiones y generar empleo a lo largo de toda la cadena de valor energética.

Para impulsar esta agenda se necesitarán marcos regulatorios estables, inversiones a largo plazo, coordinación regional y señales políticas claras sobre el papel del gas en la transición. Si se desarrollan adecuadamente, el gas natural y los gases de bajas emisiones pueden contribuir a la seguridad energética, la inclusión social, el desarrollo industrial y un futuro más sostenible para la región.



Andrés Rebolledo
Secretario Ejecutivo
OLACDE

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe evalúa las oportunidades para el desarrollo del gas¹ en América Latina y el Caribe e identifica los principales retos que deben abordarse para aprovechar plenamente su potencial. El informe contribuye de manera constructiva al diálogo energético regional e internacional, destacando el papel que el gas puede desempeñar para apoyar la transición energética, fortalecer la seguridad energética y fomentar el desarrollo socioeconómico sostenible de la región.

El documento ha sido elaborado en conjunto por la International Gas Union (IGU), la Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe (ARPEL) y la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE). Su preparación se realizó en consulta con empresas líderes del sector, asociaciones nacionales de gas natural y expertos regionales, reflejando así una amplia perspectiva del sector sobre las oportunidades y los retos a los que se enfrenta el gas en la región.

América Latina y el Caribe cuentan con abundantes recursos de gas natural sin explotar que, si se desarrollaran y monetizaran de manera eficaz, pueden aportar múltiples beneficios a la región y al mundo.

En América Latina y el Caribe existe una brecha significativa entre el potencial geológico y el nivel actual de producción de gas natural. La región cuenta con abundantes recursos convencionales y no convencionales, incluidas importantes formaciones de esquisto, grandes descubrimientos costa afuera y sustanciales reservas de gas asociado sin explotar. A pesar de este potencial, América Latina y el Caribe representan una parte relativamente pequeña de la producción mundial de gas natural (aproximadamente el 5 % en 2024) y esta proporción ha estado en declinación en los últimos años. Esta brecha refleja desafíos estructurales persistentes, entre los que se incluyen la incertidumbre regulatoria, la limitada integración de los mercados regionales y las dificultades para movilizar inversiones a largo plazo. Como resultado, la región ha tenido dificultades para monetizar plenamente su base de recursos, ampliar la producción y fortalecer tanto el comercio intrarregional de gas como las exportaciones internacionales. Abordar estas limitaciones es esencial para que la región de América Latina y el Caribe aproveche mejor su potencial, mejore su seguridad energética y desempeñe un papel más significativo en los mercados internacionales de gas natural.

Adicionalmente, América Latina y el Caribe se enfrenta a una serie de desafíos energéticos complejos y heterogéneos, marcada por la coexistencia de abundantes recursos naturales, una pobreza energética persistente, deficiencias estructurales en las infraestructuras y una presión creciente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Al mismo tiempo, la región debe lidiar con un contexto de creciente incertidumbre energética mundial, tensiones geopolíticas y la necesidad de garantizar un suministro energético seguro y asequible. El desafío no es, por lo tanto, solo ambiental, sino también económico y social, particularmente en países donde la producción y las exportaciones de hidrocarburos desempeñan un papel significativo en las economías nacionales y en los ingresos públicos.

En este contexto, el gas natural destaca como una fuente de energía estratégicamente relevante para la región. América Latina y el Caribe cuenta con importantes recursos e infraestructuras de gas natural, incluidos redes de gasoductos transfronterizos, reservas a gran escala como la formación de Vaca Muerta en Argentina (así como el potencial convencional costa afuera), los yacimientos del presal en Brasil, una producción madura en países como Venezuela, Bolivia, Perú y Trinidad y Tobago, y frentes de exploración emergentes en Guyana y Surinam. Estas condiciones posicionan a la región no solo con una demanda significativa, sino también como potencial productora y exportadora de

1. Gas definido como natural o licuado, y de bajas emisiones como el biometano, el hidrógeno, el metano sintético (e-methane), etc.

gas natural por gasoducto y gas natural licuado (GNL). En consecuencia, el gas natural puede aportar múltiples beneficios a América Latina y el Caribe, contribuyendo simultáneamente tanto desde la perspectiva de la demanda como de la oferta.

Desde la perspectiva de la demanda, el gas natural ofrece una vía inmediata y escalable para reducir las emisiones en múltiples sectores de la economía.

En el sector eléctrico, la generación a gas natural desempeña un papel fundamental a la hora de proporcionar flexibilidad y confiabilidad al sistema, apoyando la integración a gran escala de fuentes de energía renovables intermitentes, como la eólica y la solar. Este rol resulta cada vez más importante en la medida en que la expansión de la energía hidroeléctrica se enfrenta a crecientes limitaciones derivadas de sequías prolongadas, de una mayor variabilidad hidrológica y de la oposición social y medioambiental a la construcción de nuevos embalses a gran escala. A modo de ejemplo, en Brasil, en 2021, una grave sequía redujo la generación hidroeléctrica, lo que obligó a que la generación de gas natural casi se duplicara para mantener la estabilidad del sistema, lo que puso de relieve que estas centrales eran cruciales para evitar cortes de suministro eléctrico. En respuesta al descenso de la generación hidroeléctrica, el país aumentó las importaciones de GNL y la producción de las centrales eléctricas de gas, dejando en evidencia el papel esencial del gas natural para salvaguardar la seguridad del suministro.

Además, el gas natural permite reducir rápidamente las emisiones y contaminantes del aire al sustituir a los combustibles con mayor intensidad de carbono. Según el informe del IPCC (2006a) el uso del gas natural permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en aproximadamente 24%, 28% y 42% por unidad de energía primaria al sustituir al diésel, al fuel oil y al carbón en la generación de electricidad, respectivamente. Esta sustitución es especialmente relevante en varios países de América Central y el Caribe, en los que los sistemas eléctricos siguen dependiendo en gran medida de los derivados del petróleo. Granada, Haití, Barbados, Cuba, Nicaragua, Belice, Guyana y Surinam dependen de estos combustibles líquidos para más del 50 % de su producción de electricidad. En estos sistemas, el cambio al gas natural puede aportar beneficios medioambientales y económicos inmediatos sin requerir grandes cambios estructurales en el funcionamiento del sistema eléctrico.

Más allá del sector eléctrico, el gas natural también desempeña un papel importante en la reducción de emisiones en sectores difíciles de abatir, como el transporte pesado y el transporte marítimo. El uso de gas natural comprimido y licuado (GNC y GNL) en camiones, autobuses y buques ofrece una alternativa comercialmente disponible al diésel y a los combustibles marinos convencionales, capaz de reducir las emisiones de GEI en aproximadamente un 20%. Aunque los combustibles bajos en emisiones (ej. el metanol, el amoníaco y el hidrógeno) tienen un potencial prometedor para la descarbonización del segmento del transporte pesado, tanto la tecnología como la infraestructura necesaria siguen siendo inmaduras, y la mayor parte de la producción actual depende de materias primas como el gas natural o el carbón. El hidrógeno de bajas emisiones representó menos del 1% del suministro total en 2025 (IEA, 2025d). Por lo tanto, se prevé que escalar una vía de bajas emisiones de carbono para estos combustibles alternativos requerirá un tiempo considerable, si es que finalmente resultan viables a gran escala. En consecuencia, el gas natural representa una vía ya lista para su uso y técnicamente madura para lograr reducciones inmediatas de las emisiones.

El potencial de descarbonización del gas natural puede potenciarse aún más mediante el desarrollo progresivo de gases de bajas emisiones y renovables, como el biometano y el hidrógeno. Varios países de la región poseen un potencial significativo para estos vectores energéticos emergentes. Por ejemplo, según el informe de la IEA (2025e) Brasil cuenta con el mayor potencial de biometano del mundo, lo que representa aproximadamente el 13% del potencial global estimado. Estas soluciones, al aprovechar la infraestructura de gas natural existente, pueden reducir los costes de transición al tiempo que permiten la transformación gradual del sistema energético regional hacia configuraciones de menores emisiones.

Desde la perspectiva de la oferta, la monetización de las reservas de gas natural de la región puede impulsar el crecimiento económico, fortalecer la balanza comercial mediante el aumento de las exportaciones y la reducción de las importaciones, y apoyar el desarrollo social al ampliar el acceso a una energía más limpia, asequible y confiable.

El principal beneficio del gas natural para América Latina y el Caribe radica en su potencial para impulsar el desarrollo socioeconómico mediante la monetización de los recursos gasíferos nacionales. La expansión de la producción de gas natural y de la infraestructura asociada puede estimular el crecimiento económico de los países de la región al aumentar el Producto Interno Bruto (PIB), atraer inversión privada y generar empleo a lo largo de toda la cadena de valor, desde las actividades de exploración y producción hasta el transporte, el procesamiento y el consumo final. Además, una mayor producción doméstica de gas natural puede impulsar significativamente las exportaciones y reducir los costos de importación de energía, en particular las importaciones de GNL utilizadas para complementar el suministro regional de gas y las importaciones de diésel en el sector del transporte pesado (que tiene el potencial de ser sustituido por gas natural doméstico). Al mejorar la balanza comercial, el gas natural refuerza la estabilidad macroeconómica y mejora la resiliencia ante las perturbaciones externas.

El desarrollo de las reservas de gas natural en América Latina y el Caribe fomenta una mayor integración energética regional al promover el comercio transfronterizo y el uso compartido de infraestructuras. Esta integración puede optimizar la asignación de recursos, mejorar la confiabilidad del suministro y reducir los costes del gas natural en toda la región. En particular, el desarrollo de los recursos de Vaca Muerta (junto con los proyectos marítimos convencionales) tiene el potencial de iniciar una nueva fase de integración energética en el Cono Sur. Se espera que esta integración regional genere importantes beneficios para todos los países involucrados. Para Argentina, la expansión de la producción en Vaca Muerta permite una reducción de las importaciones de GNL y un incremento de las exportaciones. Para Brasil, la importación de gas natural argentino, además de permitir satisfacer la demanda insatisfecha en la región sur, podría impulsar la reindustrialización del país. Para Chile y Uruguay, una mayor integración permitiría sustituir importaciones de GNL y por gasoducto de alto costo por gas natural argentino más barato procedente de la formación de Vaca Muerta. Bolivia se podría beneficiar de una mayor seguridad de suministro en un momento de declive de la producción de gas natural, así como del redireccionamiento del uso de infraestructura ociosa.

Además, las exportaciones de gas natural (a través de gasoductos y particularmente en forma de GNL) representan una gran oportunidad para generar ingresos en divisas, al tiempo que contribuyen a la diversificación del suministro energético mundial. En la región, Trinidad y Tobago, Perú, Argentina, Venezuela, Surinam y Guyana destacan como los países con mayor potencial para monetizar sus reservas de gas natural a través del GNL. Argentina, con sus vastas reservas de Vaca Muerta (junto con los recursos convencionales costa afuera), podría convertirse en un importante exportador de GNL. En Perú y Trinidad y Tobago, el desarrollo de nuevos recursos (como la cuenca de Madre de Dios en Perú, en particular el yacimiento de Candamo; el yacimiento Dragón de Venezuela; y los yacimientos transfronterizos entre Venezuela y Trinidad y Tobago, como Manatee) podrían impulsar significativamente las exportaciones de GNL. Al mismo tiempo, las unidades flotantes de GNL (FLNG) ofrecen soluciones flexibles y escalables para monetizar las reservas de gas marítimas en países con infraestructura y demanda interna limitadas, como Surinam y Guyana.

Al mismo tiempo, el gas natural puede desempeñar un papel significativo en la reducción de la pobreza energética y el apoyo al desarrollo social al ampliar el acceso a servicios energéticos más limpios, asequibles y confiables. El desarrollo de la infraestructura de gas impulsa a los hogares a sustituir fuentes de combustibles más caras y contaminantes, reduciendo el gasto energético, mejorando la calidad del aire en el interior de las viviendas y mejorando las condiciones de vida en

general. Una mayor disponibilidad de gas natural también apoya a las pequeñas empresas, estimula la actividad económica local y crea puestos de trabajo en toda la cadena de valor de la energía, especialmente en regiones desfavorecidas. Experiencias exitosas, como la expansión de las redes de gas en Colombia, demuestran que un mejor acceso a servicios energéticos modernos puede generar beneficios sociales cuantificables y reducir la pobreza energética multidimensional. Los datos proporcionados por el Índice de Pobreza Energética Multidimensional (IMPE)² indican que entre 2022 y 2024 la incidencia de la pobreza energética en Colombia disminuyó del 16,9 % al 15,4 %, lo que equivale a más de 300.000 personas saliendo de una situación de pobreza energética en un solo año. Además, la integración de gases de bajas emisiones como el biometano puede fortalecer el desarrollo local, crear oportunidades de ingresos en las zonas rurales, mejorar la gestión de residuos y reducir las emisiones, mediante el aprovechamiento de la infraestructura existente.

Para aprovechar plenamente los beneficios del gas natural en América Latina, las partes interesadas deben impulsar una agenda política y empresarial clara y convergente.

A pesar de este amplio abanico de oportunidades, la expansión y el uso estratégico del gas natural en América Latina y el Caribe se enfrentan a varios retos. La heterogeneidad normativa entre países, el acceso limitado al financiamiento de largo plazo y los cuellos de botella en la infraestructura siguen limitando el desarrollo de los mercados regionales del gas. Abordar estas barreras requerirá una mayor cooperación regional, políticas energéticas más predecibles y mecanismos de financiación innovadores que puedan movilizar tanto el capital público como el privado.

Los gobiernos deberían establecer marcos normativos atractivos y estables para la exploración y producción. La implantación de regímenes fiscales competitivos, sistemas de concesión de licencias transparentes y condiciones contractuales y normativas predecibles que fomenten las inversiones a largo plazo en exploración y producción es esencial para promover la monetización de las reservas. Garantizar la continuidad y la fiabilidad de los marcos jurídicos y normativos (independientemente de los ciclos políticos y los cambios de gobierno) es igualmente importante para generar confianza entre los inversores y sostener las entradas de capital a lo largo del tiempo. Además, mejorar el acceso a los datos geológicos y reducir los retrasos en la concesión de permisos puede estimular aún más la actividad tanto en las cuencas maduras como en las fronterizas.

La movilización de capital a largo plazo a través de asociaciones público-privadas, mecanismos de financiación mixtos y bancos multilaterales de desarrollo será esencial para monetizar las reservas de gas natural de América Latina y el Caribe. El desarrollo de estos recursos requerirá la construcción de infraestructura estratégica a lo largo de toda la cadena de valor, incluyendo la exploración y producción, el procesamiento de gas y el transporte a los mercados de consumo. Estas inversiones no solo lograrán satisfacer la demanda interna, sino que también respaldarán los proyectos de exportación tanto por gasoducto como por GNL y fortalecerán la integración regional. La expansión del mercado de gas natural de la región requerirá una inversión sustancial; las estimaciones indican que los fondos necesarios únicamente para la ampliación y construcción de nuevos gasoductos destinados a la integración regional superarán los 10.000 millones de dólares (OLADE y CAF, 2025b).

Una integración regional profunda depende también de una mayor armonización normativa entre los países. El objetivo es minimizar la incertidumbre jurídica y operativa, reducir los costes de transacción y facilitar los proyectos transfronterizos. El fortalecimiento de la coordinación entre productores, operadores de transporte, empresas de servicios públicos y grandes consumidores puede mejorar aún más la planificación del sistema y la eficiencia de las infraestructuras a lo largo de toda la cadena de valor del gas.

2.Desarrollado por Promigas (https://www.promigas.com/Paginas/Nuestra_Empresa/ESP/IMPE-2024.aspx).

Desde una perspectiva medioambiental, brindar señales políticas claras y coherentes sobre el papel del gas natural en la transición energética es crucial para orientar la planificación de las infraestructuras y reducir la incertidumbre de los inversores. Alinear el desarrollo del gas natural con los objetivos climáticos requiere dar prioridad a las aplicaciones que ofrezcan las mayores reducciones de emisiones, como la sustitución de combustibles más intensivos en carbono y el suministro de capacidad flexible para complementar fuentes de energía renovable intermitente, como la eólica y la solar. Los responsables de política también deberían facilitar la integración gradual de gases de bajas emisiones, como el biometano y el hidrógeno, en la infraestructura existente para apoyar la descarbonización a largo plazo con menores costes de transición. Además, la mejora del monitoreo de las emisiones y la gestión del metano son esenciales para garantizar la credibilidad y la sostenibilidad medioambientales.

En resumen,

las medidas coordinadas en materia de políticas, regulación e inversión son esenciales para que América Latina y el Caribe aproveche su vasto potencial de gas natural, al tiempo que se asegura que el desarrollo del sector respalde los objetivos de transición energética a largo plazo.



1. Introducción

América Latina y el Caribe se enfrenta a una serie de desafíos energéticos complejos y heterogéneos, marcados por la coexistencia de abundantes recursos naturales, de una pobreza energética persistente, de deficiencias estructurales en la infraestructura y de una presión creciente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Si bien la región ha logrado avances importantes en la generación de electricidad renovable (en particular eólica y solar), segmentos significativos de su sistema energético siguen dependiendo en gran medida de combustibles con altas emisiones.

La región cuenta con vastos recursos de gas natural y una infraestructura significativa, que incluye gasoductos transfronterizos, reservas a gran escala como las de Venezuela, Vaca Muerta en Argentina y los yacimientos del presal en Brasil, producción madura en países como Bolivia, Perú y Trinidad y Tobago, así como frentes de exploración emergentes en Guyana y Surinam. No obstante, hasta ahora, América Latina y el Caribe no ha sido capaz de desarrollar todo su potencial para transformar estos recursos en un motor clave del desarrollo económico y la integración, ni para convertirse en un actor preponderante en el mercado internacional del gas natural.

Imagen: Tecpetrol

El impulso global hacia sistemas energéticos sostenibles brinda nuevas oportunidades para reposicionar la política del gas natural como un elemento que contribuya a la reducción de emisiones y la seguridad energética. Al mismo tiempo, los rápidos cambios en la geopolítica mundial están creando oportunidades adicionales para que América Latina y el Caribe atraigan inversión privada y reorganicen su infraestructura energética. En este contexto, es crucial reevaluar el potencial para el desarrollo de la industria del gas natural en la región, impulsado por las siguientes oportunidades clave:

1. su potencial para reducir la cantidad de personas en situación de pobreza energética
2. su contribución potencial a la reducción de emisiones en múltiples sectores;
3. la mejora de la seguridad del suministro y la confiabilidad de los sistemas eléctricos;
4. el fortalecimiento de la integración regional en el cambiante panorama geopolítico; y
5. una mayor integración en los mercados mundiales de gas natural licuado (GNL).

Reposicionar a la industria del gas natural en la región implica enfrentar diversos desafíos. Este proceso requiere una inversión sustancial del sector privado en un contexto regional marcado por una significativa heterogeneidad macroeconómica y regulatoria entre los países, así como por sistemas altamente administrativos y burocráticos. El acceso a la financiación a largo plazo sigue siendo una limitación importante en muchos países de América Latina y el Caribe y se requiere una mayor coordinación entre los múltiples actores involucrados a lo largo de la cadena de valor del gas natural. Desde una perspectiva ambiental, también es esencial identificar claramente las aplicaciones en las que el gas natural puede contribuir de manera efectiva a la sostenibilidad energética (como proporcionar flexibilidad al sistema para respaldar la generación renovable variable y desplazar a los combustibles más intensivos en carbono), a fin de garantizar que su papel esté alineado con los objetivos energéticos a largo plazo.

El presente informe evaluó las oportunidades para el desarrollo del gas natural en América Latina y el Caribe e identificó los principales retos que deben abordarse para aprovechar plenamente su potencial. Además de esta introducción, el documento se estructura en cinco secciones, cada una de las cuales examina aspectos fundamentales del sector del gas natural y su contribución al desarrollo energético y socioeconómico de la región. La sección 2 ofrece un panorama del estado actual del mercado del gas natural en América Latina y el Caribe. La sección 3 explora las oportunidades para el desarrollo del gas y se abre en las siguientes sub-secciones: la 3.1 explora el potencial de integración regional del gas, con especial atención al Cono Sur (Argentina, Chile, Bolivia, Brasil y Uruguay), la 3.2 analiza las oportunidades relacionadas con el GNL, tanto desde la perspectiva del potencial de exportación de la región como de su papel a la hora de complementar el suministro interno de gas mediante importaciones, la 3.3 examina el potencial de América Latina y el Caribe para desarrollar gases de bajas emisiones y la 3.4 analiza los beneficios de ampliar el uso del gas natural en el transporte pesado, tanto en aplicaciones terrestres como marítimas. La sección 4 evalúa el papel del gas natural en la reducción de la pobreza energética y el apoyo al desarrollo social, como medidas para reducir las brechas sociales y, por último, la sección 5 presenta las principales conclusiones y propuestas del estudio.



2. Panorama del gas natural en América Latina y el Caribe

La región de América Latina y el Caribe cuenta con un importante potencial de gas natural debido a sus abundantes recursos de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales. Entre los ejemplos más ilustrativos se encuentra la formación de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta en Argentina, donde se estima que los recursos de gas natural técnicamente recuperables podrían alcanzar hasta 11,1 billones de metros cúbicos (Tcm) o 393 billones de pies cúbicos (Tcf)—, según IAPG (2024)³, lo que pone de relieve la inmensa oportunidad de gas no convencional presente en la cuenca de Neuquén. Otro componente clave de la base de recursos de Argentina es su potencial de petróleo y gas convencional costa afuera en la región sur del país, particularmente en la cuenca Austral y la cuenca de las Malvinas, que refuerzan la prospectiva de hidrocarburos del país en general.

3. La conversión a Tcf fue añadida por los autores.

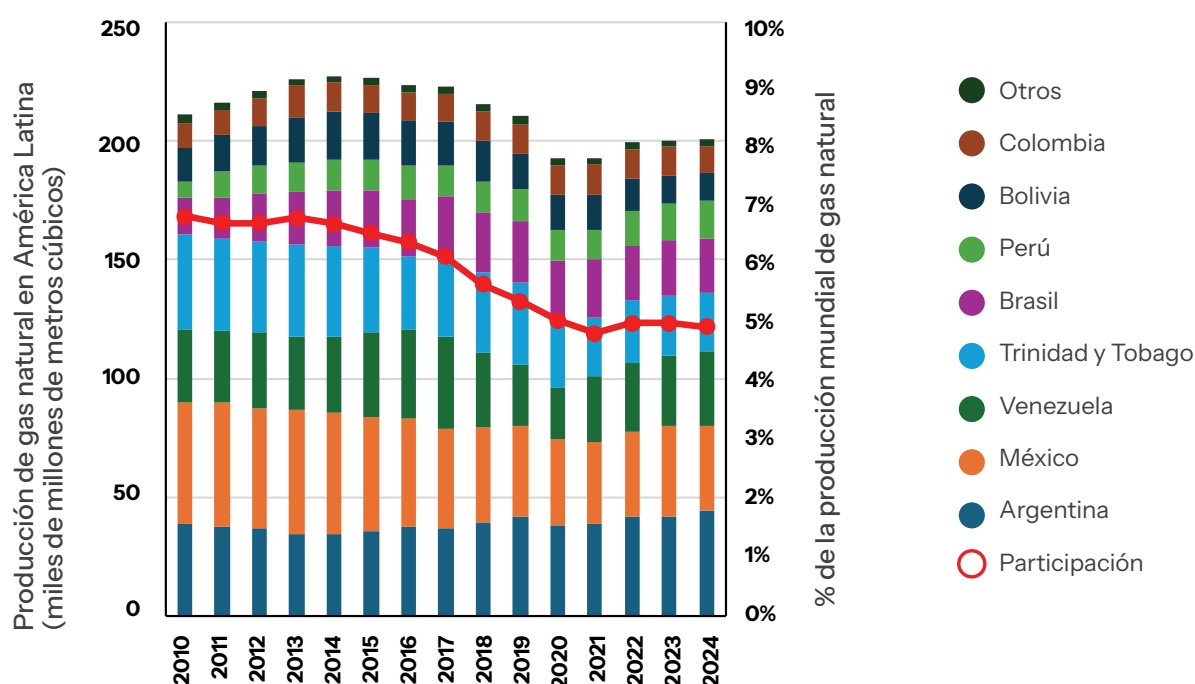
En Brasil, las prolíficas cuencas del presal se han convertido en la columna vertebral de la producción de gas costa afuera del país, mientras que otros prospectos significativos, como la cuenca Madre de Dios en Perú, ponen de manifiesto el potencial de exploración de la región. Por otra parte, los yacimientos emergentes de frontera en Guyana y Surinam apuntan a una expansión de la actividad de exploración a lo largo del margen ecuatorial.

La región de América Latina y el Caribe también cuenta con importantes acumulaciones de gas natural costa afuera en la frontera marítima entre Venezuela y Trinidad y Tobago, dentro de las que destacan el yacimiento de gas transfronterizo Loran-Manatee y el yacimiento de gas Dragón (Venezuela). En conjunto, estos representan importantes recursos de gas convencional con potencial de desarrollo y posibles implicaciones para las cadenas de suministro regionales de GNL. Además de estos prospectos costa afuera, Venezuela posee grandes reservas probadas de gas natural, situándose entre los principales países del mundo, con 3,3% de las reservas probadas de gas a nivel global en 2020 (Energy Institute, 2025), aunque gran parte de estas siguen sin explotarse.

Más allá de su considerable dotación de recursos, la región se beneficia de una posición geopolítica estratégica que la mantiene relativamente al margen de los grandes conflictos y las interrupciones del suministro que afectan a los mercados energéticos mundiales. A diferencia de los principales exportadores de hidrocarburos del Medio Oriente o de los grandes productores y las rutas de tránsito de gas natural de Europa del Este, que han sufrido una inestabilidad prolongada, los recursos de gas de América Latina se encuentran en una región en gran medida alejada de tales tensiones. Esta favorable posición geopolítica subraya la ventaja comparativa de la región en materia de seguridad energética, creando condiciones propicias para la inversión a largo plazo (tanto para los mercados domésticos como para las cadenas de suministro internacionales), al tiempo que mitiga los riesgos asociados a la volatilidad del suministro que caracterizan a otras grandes regiones productoras de gas en todo el mundo.

A pesar de estas condiciones favorables y de la abundancia de recursos, la contribución real de la región a la producción mundial de gas natural sigue siendo modesta. América Latina y el Caribe representan solo una pequeña parte de la producción mundial total de gas, con aproximadamente un 5 % en 2024 (véase la Figura 1). Esta cuota ha descendido en los últimos años, ya que la producción regional cayó de 227.000 millones de metros cúbicos (bcm) en 2015 a 201.000 millones de metros cúbicos en 2024, mientras que la producción mundial de gas se expandió rápidamente, impulsada en gran parte por el desarrollo del gas de esquisto en los Estados Unidos.

Figura 1. Producción de gas natural en América Latina y el Caribe



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos del Energy Institute (2025).

Este escenario indica la existencia de una brecha significativa entre el potencial geológico de la región y su nivel actual de producción de gas natural. Esto refleja los desafíos estructurales persistentes, entre los que se incluyen la incertidumbre regulatoria, la limitada integración de los mercados regionales y las dificultades para movilizar inversiones a largo plazo. Como resultado, la región ha tenido dificultades para monetizar plenamente su base de recursos, expandir la producción nacional y fortalecer tanto el comercio intrarregional de gas como las exportaciones internacionales. Superar estas limitaciones es crucial para que América Latina y el Caribe pueda desarrollar todo su potencial de gas natural, lo cual podría generar importantes beneficios socioeconómicos para la región.

Dado el vasto potencial sin explotar del gas natural en América Latina y el Caribe, la región presenta importantes oportunidades no solo desde la demanda, sino también como potencial productora y exportadora de gas natural y GNL. Estas oportunidades abarcan múltiples dimensiones: el potencial del gas natural para contribuir a la descarbonización en múltiples sectores; la mejora de la seguridad del suministro del sistema eléctrico mediante el respaldo a fuentes renovables intermitentes, como la energía solar y eólica; el fortalecimiento de la integración regional del gas basada en la infraestructura existente y proyectada; y una mayor integración en los mercados mundiales de GNL mediante el desarrollo de una capacidad de exportación significativa. En las siguientes secciones se examinará en detalle cada una de estas oportunidades, destacando su impacto potencial y su importancia estratégica para el desarrollo del gas natural en la región.



3. Oportunidades para el desarrollo de los mercados de gas

3.1. Oportunidades de integración regional

La integración regional del mercado del gas natural en Sudamérica comenzó a finales de la década de 1960 y, desde entonces, se ha caracterizado por períodos de avances y retrocesos, determinados en gran medida por los ciclos económicos, las decisiones políticas y los niveles de inversión en el sector energético (EPE, 2017; Sabbatella y Serrani, 2021). En las últimas décadas se han construido quince gasoductos que conectan a cinco países del Cono Sur: Brasil, Argentina, Bolivia, Uruguay y Chile. Cabe destacar también que en 2007 se construyó el gasoducto Antonio Ricaurte para transportar gas natural de Colombia a Venezuela⁴, con lo que el número total de gasoductos transfronterizos en Sudamérica ascendió a dieciséis (véase Tabla 1).

4. En marzo de 2026, Colombia y Venezuela acordaron una hoja de ruta para reparar un tramo crítico del gasoducto Antonio Ricaurte (aproximadamente 5 km en el lado colombiano), con el objetivo de restablecer los flujos transfronterizos de gas tras años de inactividad. Utilizado originalmente para exportar gas de Colombia a Venezuela, el gasoducto está siendo evaluado actualmente para su funcionamiento en sentido inverso, con el objetivo de suministrar gas venezolano al mercado colombiano. Esta iniciativa refleja un esfuerzo renovado por fortalecer la cooperación energética bilateral y promover la integración regional del gas, aunque su implementación sigue dependiendo de las aprobaciones reglamentarias y de las condiciones geopolíticas generales.

Tabla 1. Gasoductos transfronterizos en Sudamérica

Gasoducto	País de origen	País de destino	Capacidad (millones de m ³ /día)	Año de puesta en servicio
Norandino	Argentina	Chile	5,0	1999
Gasatacama	Argentina	Chile	5,4	1999
Gasandes	Argentina	Chile	9,0	1997
Pacífico	Argentina	Chile	3,5	1999
Methanex YPF	Argentina	Chile	2,0	1999
Methanex SIP	Argentina	Chile	1,3	1999
Methanex PAN	Argentina	Chile	2,0	1997
Cruz del Sur	Argentina	Uruguay	6,0	2002
PetroUruguay	Argentina	Uruguay	1,0	1998
TGM	Argentina	Brasil	2,8	2000
Juana Azurduy	Bolivia	Argentina	22,0	2011
Pocitos-Campos Durán	Bolivia	Argentina	7,4	1980
Madrejones-Campo Durán	Bolivia	Argentina	4,3	1972
GASBOL	Bolivia	Brasil	30,08	1999
Lateral Cuiabá	Bolivia	Brasil	2,2	2001
Antonio Ricaurte	Colombia	Venezuela	13,0	2007

Fuente: Elaboración del autor basada en datos de Arpel et al.(2023)

En la actualidad, todos estos gasoductos están subutilizados, debido principalmente a la paralización casi total de las exportaciones de gas de Argentina desde finales de la década de 2000 y, más recientemente, al descenso de la producción de gas en Bolivia. Sin embargo, una de las principales ventajas de la región de Sudamérica es que el paso más difícil hacia la integración, es decir, la construcción de la infraestructura de gasoductos, en gran medida, se ha completado, ya que la mayor parte de la red está en funcionamiento. Hasta la fecha, el principal obstáculo para la integración regional del gas ha sido la falta de excedentes exportables. En otras palabras, la limitada integración observada en los últimos años se debe más a la escasez de gas que a una infraestructura insuficiente, aunque será necesaria una mayor expansión de la infraestructura para liberar plenamente el potencial de integración de la región.

Sin embargo, esta situación está cambiando con el desarrollo de las reservas de gas no convencional en la formación Vaca Muerta, dentro de la cuenca de Neuquén, en Argentina. Un estudio reciente del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) estimó que los recursos de gas natural técnicamente recuperables en Vaca Muerta oscilan entre 4,1 y 11,1 billones de metros cúbicos (Tcm) —144 a 393 Tcf—, con un valor de referencia de 7,2 Tcm —255 Tcf— (IAPG, 2024)⁵. A modo de comparación, en 2024, el consumo combinado de gas natural de Brasil, Argentina, Bolivia, Uruguay y Chile fue de aproximadamente 90 bcm (Energy Institute, 2025). Esto implica que los recursos de Vaca Muerta podrían satisfacer el consumo actual de la región durante aproximadamente entre 45 y 124 años. Por lo tanto, se espera que, con el desarrollo de estos recursos, la escasez de gas deje de ser un factor limitante para la integración regional y que Argentina, probablemente, recupere un papel de liderazgo en el mercado de gas natural del Cono Sur.

5. La conversión a tcf ha sido añadida por los autores.

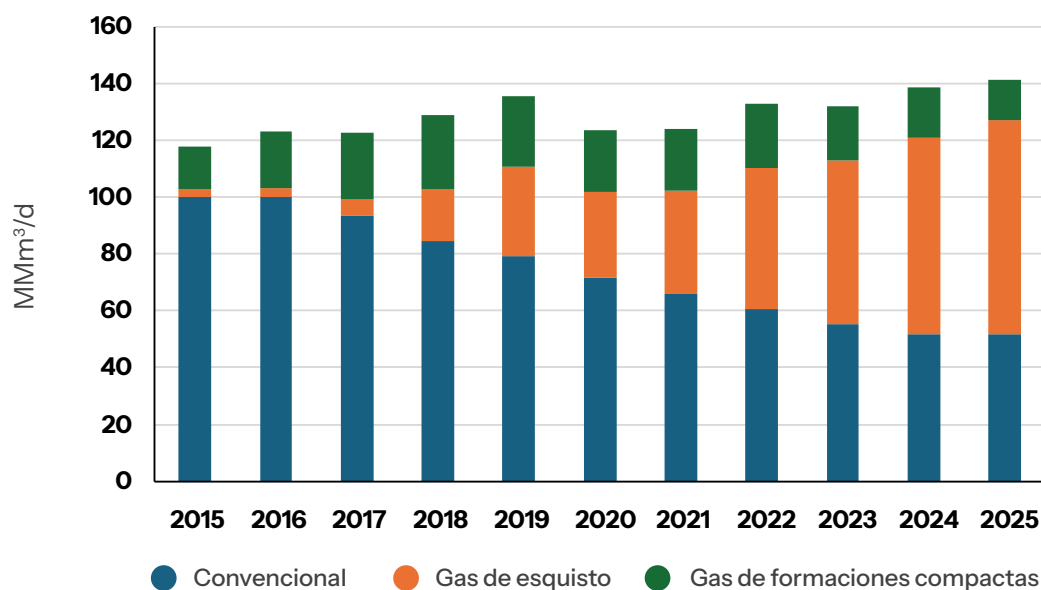
Por lo tanto, el desarrollo de los recursos de Vaca Muerta (junto con el potencial convencional costa afuera de la región sur de Argentina) tiene el potencial de iniciar una nueva fase de integración energética en el Cono Sur, fortaleciendo las interconexiones entre los mercados de gas natural de Argentina, Brasil, Bolivia, Chile y Uruguay.

Se espera que esta integración regional genere importantes beneficios para todos los países involucrados:

- Para Argentina, la expansión de la producción en Vaca Muerta permitiría reducir las importaciones de GNL y aumentar las exportaciones de gas natural, lo que generaría ingresos en divisas, fortalecería sus reservas internacionales y reduciría la exposición a la volatilidad del mercado del GNL.
- Para Brasil, la importación de gas argentino, además de contribuir a la diversificación del suministro y permitir la expansión de la demanda insatisfecha en la región sur, podría impulsar la reindustrialización del país, siempre que el gas argentino llegue al mercado brasileño a precios competitivos.
- Para Chile, una mayor integración permitiría sustituir importaciones de GNL por gas natural argentino más barato, lo que repercutiría positivamente en la balanza comercial del país y aceleraría la descarbonización de su matriz energética al fomentar la sustitución de las centrales eléctricas de carbón.
- Para Uruguay, una mayor integración permitiría también reducir los costes de importación, al sustituir las importaciones de gas natural de Argentina, cuyo precio se fija en función del GNL, por gas natural más barato procedente de la formación de Vaca Muerta.
- Bolivia se beneficiaría de una mayor seguridad de suministro en tiempos de declinación de la producción de gas, a la vez que podría monetizar su infraestructura de transporte ociosa mediante el cobro de peajes internacionales por el tránsito de gas entre Argentina y Brasil.

Desde mediados de la década de 2010, la producción de gas no convencional en Argentina ha aumentado significativamente, pasando de 17 millones de metros cúbicos por día (MMm³/d) en 2015 a 90 MMm³/d en 2025 (véase la Figura 2). Prácticamente todo este volumen proviene de la formación Vaca Muerta, en la cuenca neuquina. Por el contrario, la producción de gas convencional se redujo a la mitad en el mismo período, pasando de 100 MMm³/d en 2015 a 52 MMm³/d en 2025. Esto significa que la producción de gas no convencional compensó con creces el descenso de la producción convencional, lo que se tradujo en un aumento neto del 20% en la producción durante ese período.

Figura 2. Producción de gas natural en Argentina

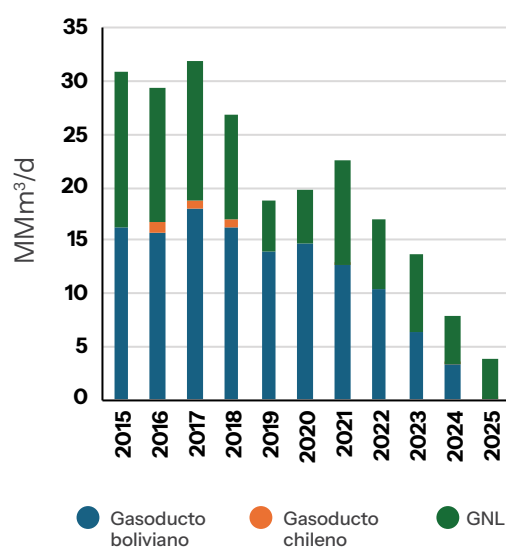


Fuente: Elaboración propia basada en datos de la Secretaría de Energía (2025)

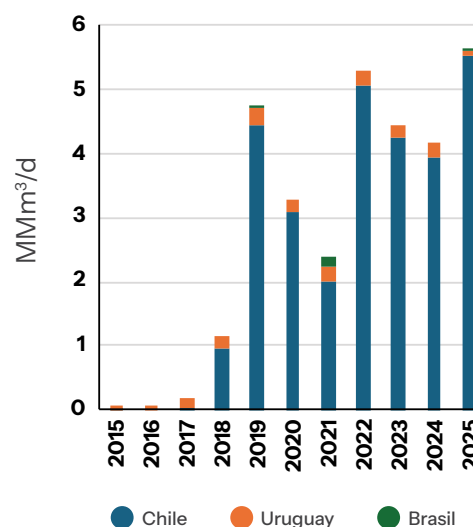
Aunque Argentina aún necesitó importar aproximadamente 16 MMm³/d en forma de GNL y gas boliviano en régimen interrumpible durante los meses de invierno de 2025 (junio y julio), el país ha dejado de importar gas boliviano en régimen firme tras la rescisión del Acuerdo de Suministro de Gas entre Enarsa y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) a finales de 2024 (véase la Figura 3). En cuanto a las exportaciones, el crecimiento de la producción en la cuenca de Neuquén generó excedentes exportables por primera vez en una década durante el verano de 2018. Desde entonces, las exportaciones de gas han aumentado significativamente, con un promedio de 5 MMm³/d entre 2022 y 2025, alcanzando los 8 MMm³/d en verano y unos 3 MMm³/d en invierno, cuando el gas se destina al mercado interno.

Figura 3. Importaciones y exportaciones de gas natural de Argentina

Importaciones



Exportaciones



Fuente: Elaboración propia basada en datos de la Secretaría de Energía (2025)

Estas exportaciones se han dirigido principalmente a Chile, en particular a través del gasoducto GasAndes, debido al potencial de demanda del país y a la configuración del Gasoducto Centro-Oeste de Argentina, así como a su proximidad a la cuenca neuquina (OLADE y CAF, 2025a). Chile ha sustituido parte de sus importaciones de GNL por gas argentino más barato, lo que ha contribuido positivamente a la balanza comercial del país. Por otro lado, las exportaciones a través de GasAtacama y el Gasoducto Norandino se ven muy limitadas por la disponibilidad de gas en el Gasoducto del Norte, con entregas solo ocasionales en cantidades muy pequeñas (OLADE y CAF, 2025a).

Aunque la reanudación de las exportaciones ha generado beneficios a ambos lados de la frontera, los volúmenes aún no han alcanzado niveles compatibles con la infraestructura de integración regional disponible ni con la demanda general de gas en Chile (OLADE y CAF, 2025a). Existe una capacidad de exportación de aproximadamente 30 MMm³/d, mientras que la demanda media de gas natural en Chile durante los últimos cinco años (2020-2024) ha sido de 19 MMm³/d (Energy Institute, 2025). La principal limitación que frena una mayor integración del gas radica en las restricciones del sistema de gasoductos troncales de Argentina, cuya infraestructura aún no se ha adaptado a la nueva distribución de los recursos productivos (OLADE y CAF, 2025a).

En los últimos años, la red de gasoductos de Argentina ha sido objeto de varios proyectos de ampliación, entre los que se incluyen la construcción del gasoducto Perito Moreno y del gasoducto Mercedes-Cardales. Otras iniciativas incluyen la construcción en curso de tres estaciones de compresión y la ampliación de una ya existente a cargo de tgs, junto con otras mejoras del sistema de transporte, que se espera que permitan transportar 14 MMm³/d adicionales a partir del invierno de 2027. El sistema también se ha reforzado mediante la inversión de los flujos en el Gasoducto Norte, incluida la construcción del Gasoducto La Carlota-Tío Pujio y la inversión en cuatro estaciones de compresión. Estas ampliaciones han permitido sustituir el suministro boliviano de forma firme y garantizar la satisfacción de la demanda interna, pero siguen siendo insuficientes para proporcionar exportaciones continuas de gas desde la región norte sin comprometer la seguridad del suministro interno (OLADE & CAF, 2025a).

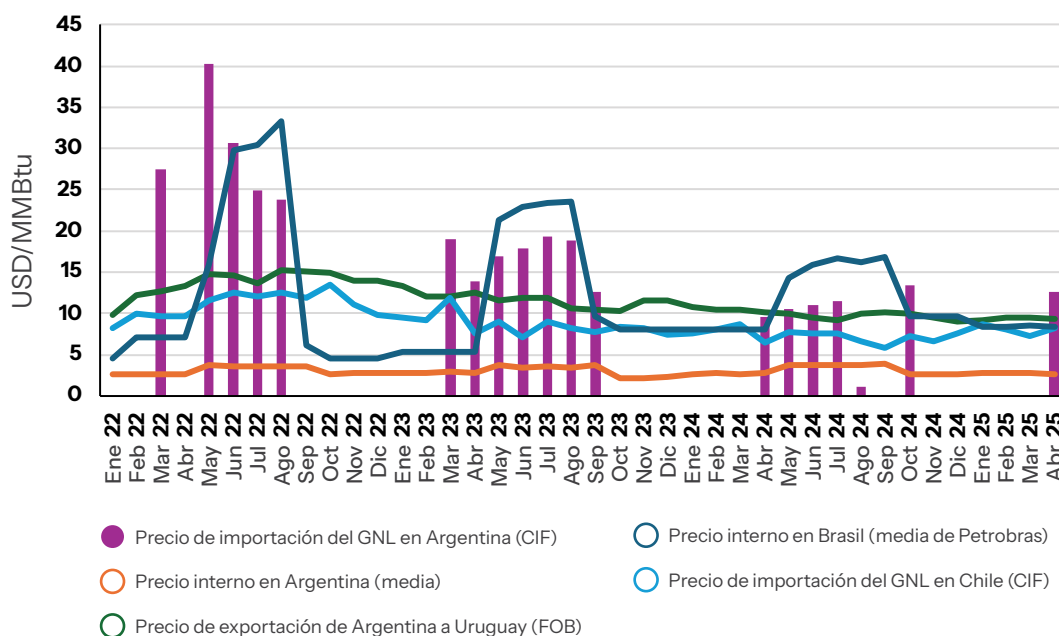
Esto significa que una parte significativa de la demanda chilena sigue cubriéndose con GNL, carbón y combustibles líquidos, que podrían ser sustituidos por gas argentino, lo que reduciría los costes y contribuiría a disminuir las emisiones en Chile al reemplazar los combustibles más contaminantes por gas natural más barato. Las estimaciones sugieren que Chile podría necesitar hasta 14,7 MMm³/d de gas natural argentino para sustituir sus centrales eléctricas de carbón, especialmente en la región norte del país (OLADE y CAF, 2025a).

Un estudio realizado por la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE) en colaboración con el Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF, anteriormente conocido como Corporación Andina de Fomento) identificó que la ampliación del sistema de la Transportadora de Gas del Norte (TGN) y la optimización de la inversión del Gasoducto Norte son clave para aumentar la integración del gas natural en el Cono Sur. Se estima que este proyecto costará alrededor de 2.300 millones de dólares y podría generar aproximadamente 5,5 MMm³/d de excedentes exportables firmes en el norte de Argentina, disponibles para el suministro a Chile, Bolivia, Brasil y, potencialmente, Paraguay (OLADE y CAF, 2025a). Otro proyecto relevante sería la ampliación del Gasoducto Centro-Oeste y GasAndes, lo que permitiría hasta 16 MMm³/d de exportaciones firmes a Chile a lo largo del año, con un costo de aproximadamente 1.400 millones de dólares (OLADE y CAF, 2025a).

En el caso de Uruguay, una mayor integración regional del gas también podría reducir los costos de importación al sustituir las importaciones de gas natural de Argentina indexadas a los precios del GNL por gas más asequible procedente de la formación Vaca Muerta. La Figura 4 muestra los precios mayoristas del gas natural en determinados países. Cabe destacar que durante la temporada de frío (de mayo a septiembre), Uruguay paga un precio significativamente más alto por el gas natural argentino. Por ejemplo, durante la temporada de frío de 2024, el precio medio de exportación de Argentina a Uruguay fue de 16 dólares por millón de unidades térmicas británicas

(MMBtu), mientras que el precio medio interno en el mercado argentino fue de solo 3,8 dólares por MMBtu. Esta discrepancia se explica por el hecho de que el gas natural exportado a Uruguay se cotiza en función del coste del GNL importado por Argentina. El creciente excedente de Vaca Muerta, junto con la consiguiente reducción o eliminación de las importaciones de GNL de Argentina, podría alterar esta estructura de precios y reducir el coste del gas natural para Uruguay.

Figura 4. Precios mayoristas del gas natural en determinados países



Nota: 1) Los precios mayoristas del gas natural excluyen las tarifas de transporte y reflejan únicamente el coste de la molécula de gas. 2) Los valores de los volúmenes exportados o importados se calculan utilizando una gravedad específica del GNL de 450 kilogramos por metro cúbico (kg/m^3), una densidad del gas natural de $0,75 \text{ kg}/\text{m}^3$ (lo que implica una relación de conversión de volumen de gas a líquido de 600 a 1) y un poder calorífico del gas natural de 9400 kilocalorías por m^3 .

Fuente: Elaboración propia basada en datos de la Secretaría de Energía (2025), el MME (2025) y el Servicio Nacional de Aduanas (2025).

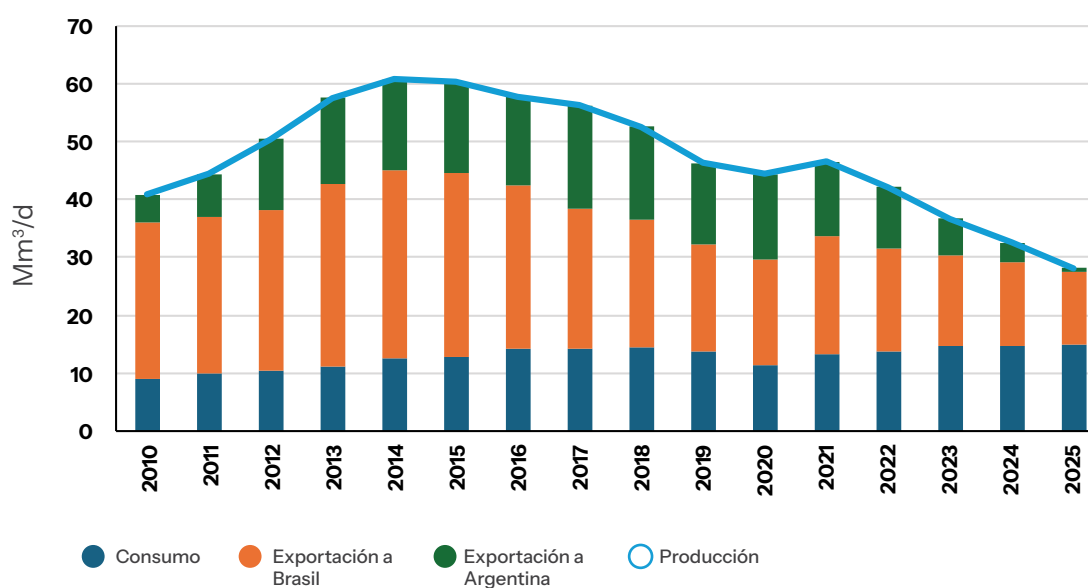
Bolivia también podría beneficiarse del desarrollo de los recursos de la formación Vaca Muerta. La producción de gas boliviana ha disminuido rápidamente desde mediados de la década de 2010 (véase la Figura 5). La producción, que era de aproximadamente $60 \text{ MMm}^3/\text{d}$ en 2015, cayó a $28 \text{ MMm}^3/\text{d}$ en 2025. Cabe destacar que este descenso se ha acelerado en los últimos años, con una disminución de la producción a un ritmo medio del 12 % anual entre 2022 y 2025. Si esta tendencia continuara y no se produjeran nuevos avances, Bolivia no tendría excedentes de gas exportables a principios de la década de 2030.

Por lo tanto, la integración con Argentina, que ahora se encuentra en posición de importador neto de gas natural, podría beneficiar a Bolivia de dos maneras. En primer lugar, este nuevo flujo contribuiría a garantizar el suministro de gas natural de Bolivia en el contexto de su producción nacional en rápido declive. En segundo lugar, el posible tránsito de gas argentino a través de Bolivia hacia Brasil permitiría rentabilizar la infraestructura del país, actualmente subutilizada. Aunque ya no se exporta gas a Argentina de forma firme, en 2025 se exportaron aproximadamente $13 \text{ MMm}^3/\text{d}$ a Brasil a través de GASBOL, lo que representó alrededor del 40 % de la capacidad de transporte del gasoducto.

Para adaptarse a la nueva realidad, en 2024 el Gobierno boliviano revisó la normativa sobre transporte de hidrocarburos por gasoductos mediante el Decreto Supremo n.º 5260/2024. El objetivo era adaptar el marco normativo para permitir el transporte de gas natural entre Argentina y Brasil, utilizando la infraestructura boliviana para prestar servicios de peaje internacional. En este contexto, la operación de tránsito de gas del 1 de abril de 2025 representó un hito sin precedentes para la integración del gas en Sudamérica: por primera vez en la historia, el gas natural argentino (que combinaba el gas de esquisto de Vaca Muerta, en Neuquén, con la producción convencional de Tierra del Fuego) se exportó en tránsito a través de Bolivia para llegar a Brasil. A lo largo de abril de 2025, se transportó un total de 1,2 MMm³ mediante este acuerdo de transporte. Posteriormente, durante el periodo estival, se permitieron las exportaciones estacionales de Argentina a Brasil a través de Bolivia, lo que supuso un paso más hacia el avance de la integración regional del gas.

TotalEnergies desempeñó un papel central en la coordinación de las partes interesadas públicas y privadas para establecer las condiciones reglamentarias, contractuales y operativas necesarias para la transacción, en esta ruta sin precedentes. Esto implicó la coordinación de las autoridades pertinentes y los operadores de transporte en las tres jurisdicciones y facilitó la implementación práctica del régimen de gas en tránsito. La implementación de una operación de este tipo requiere un marco regulatorio específico, distinto de una licencia de importación estándar. Entre los elementos clave se incluyen: autorización específica para los flujos en tránsito; propiedad claramente definida del gas mientras se encuentra en tránsito; tarifas reguladas de transporte y compresión separadas del valor de la materia prima; puntos de medición designados oficialmente y mecanismos de conciliación para los desequilibrios; responsabilidades bien definidas en materia de calidad del gas; asignación de riesgos por pérdidas y casos de fuerza mayor; y una coordinación operativa integral de extremo a extremo.

Figura 5. Producción de gas natural en Bolivia



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos del INE (2025).

El potencial del gas natural de Vaca Muerta también ha dado lugar a conversaciones a nivel ministerial entre Brasil y Argentina, lo que ha culminado en la firma de un memorando de entendimiento (MoU) en noviembre de 2024 (EPE, 2025c). El acuerdo estableció un grupo de trabajo bilateral (GTB, Grupo de Trabalho Bilateral) para identificar las medidas necesarias que permitan la exportación de gas argentino a Brasil, con la publicación de su primer informe de evaluación en abril de 2026 (GTB, 2026). A pesar del gran interés de Brasil en adquirir gas de Vaca Muerta, la integración efectiva del país en el mercado de gas del Cono Sur dependerá de la competitividad del gas argentino, ya que se espera que la producción nacional de gas de Brasil crezca de manera constante en los próximos años.

Actualmente hay tres proyectos de expansión de la producción de gas natural en Brasil: el yacimiento de Búzios en el Presal, asociado a la Ruta 3 y a la Planta de Procesamiento de Boaventura; el yacimiento de Raia en la Cuenca de Campos; y el Proyecto de Aguas Profundas de Sergipe (SEAP) en la costa noreste. En conjunto, estos proyectos tienen el potencial de añadir aproximadamente 48 MMm³/d al suministro de gas de Brasil a principios de la década de 2030, en comparación con los niveles de producción de 2024 (46 MMm³/d).

Sin embargo, la existencia de un amplio suministro interno no elimina el papel potencial del gas argentino en Brasil, sino que reconfigura las condiciones en las que puede producirse la integración. Los factores clave que lo harían posible serán: la competitividad de los precios del gas argentino (incluidos los costes de transporte); las contribuciones a la seguridad energética y a la dinámica de la competencia en el mercado derivadas de la diversificación de las fuentes de suministro de gas; y el desarrollo de nuevas fuentes de demanda de alto potencial, como la industria de los fertilizantes nitrogenados.

En este escenario, el gas argentino podría desempeñar un papel complementario al abastecer cargas industriales nuevas y convencionales y contribuir a la seguridad energética. En particular, si es posible suministrar gas natural a precios competitivos que permitan ganar cuota de mercado y estimular la creación de nueva demanda. Esto es particularmente relevante porque el principal debate actual en el mercado brasileño del gas gira en torno a la necesidad de reducir significativamente el precio interno del gas. En este contexto, en marzo de 2023 se puso en marcha el programa «Gás para Emplear», con el objetivo de reducir los costes del gas natural en Brasil y estimular la reindustrialización del país. Por lo tanto, la llegada a Brasil de gas argentino a precios competitivos tiene el potencial de impulsar el desarrollo económico brasileño.

A mediados de 2025, el precio mayorista del gas natural en Brasil rondaba los 10 USD por MMBtu, mientras que en Argentina era inferior a 4 USD por MMBtu (véase Figura 4). Cabe destacar que, para favorecer la competitividad de los precios, en 2026 el Gobierno argentino se ha comprometido a revisar los precios mínimos de exportación del gas natural, alineándolos con los precios internos. También cabe señalar que, como medida para promover las exportaciones, el Gobierno argentino ha promulgado recientemente la Resolución n.º 66/2026 para equiparar las tarifas de transporte de gas de exportación con las tarifas nacionales, cuya aplicación está prevista para 2026, una vez que el Gobierno emita el decreto correspondiente.

Esto indica que la integración de Brasil en el mercado de gas natural del Cono Sur dependerá en gran medida de los costes de las nuevas infraestructuras necesarias para permitir una mayor integración regional. A este respecto, se están estudiando cuatro rutas para importar gas argentino al mercado brasileño: a través de Bolivia, Paraguay, Uruguay y Uruguiana (véase Figura 6). Aunque el primer informe de evaluación del GTB no identificó una ruta de preferencia para la integración (GTB, 2026), el Gobierno brasileño ha manifestado su preferencia por desarrollar el corredor de Uruguiana, aprovechando la infraestructura transfronteriza existente entre ambos países (EPE, 2025d).

Figura 6. Rutas alternativas para la integración entre Brasil y Argentina



Nota: La figura muestra la Fase II del Gasoducto Perito Moreno (GPM), anteriormente conocido como Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GNPK), con inicio en Salliqueló y representando el tramo Salliqueló-San Jerónimo. Sin embargo, el proyecto actual prevé que la Fase II se extienda desde Tratayén hasta La Carlota.

Fuente: EPE (2025c).

Este trazado se planificó en la década de 1990 y se inauguró parcialmente en 2000. En aquel momento, se construyó en territorio argentino el gasoducto Aldea Brasileira-Uruguiana (437 km), propiedad de Transportadora de Gas del Mercosur (TGM). En el lado brasileño, se construyeron los tramos 1 y 3 del gasoducto Uruguiana-Porto Alegre (GASUP), cada uno de solo 25 km en cada extremo, y son propiedad de Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB). El tramo 2 (el tramo central), con una longitud de 590 km y el potencial de conectar efectivamente el mercado de gas argentino a la red de gasoductos interconectada de Brasil, nunca se construyó debido al descenso de la producción de gas natural de Argentina a principios del siglo XXI.

Las estimaciones actuales indican que la construcción de este tramo permitiría la importación de 15 MMm³/d de gas argentino a Brasil (EPE, 2025d). El coste estimado es de 1.700 millones de dólares, incluida la inversión del flujo en GASBOL para integrar el gas argentino en la red de gasoductos interconectada de Brasil (EPE, 2025d). Además, sería necesario realizar mejoras en el gasoducto Aldea Brasileira–Uruguiana en el lado argentino para satisfacer las expectativas de flujo de gas previstas para el comercio bilateral de gas natural, con un costo estimado de 500 millones de dólares (OLADE y CAF, 2025b).

Este proyecto de integración, además de aprovechar la infraestructura existente, permitiría el suministro de gas natural a zonas del Estado de Río Grande do Sul que actualmente carecen de este servicio, entre las que se incluyen importantes ciudades y una demanda potencial significativa. Satisfacer la demanda no atendida en el sur de Brasil ha sido una prioridad nacional desde hace mucho tiempo. Se estima que esta demanda potencial asciende a aproximadamente 5 MMm³/d (EPE, 2025d). Los 10 MMm³/d restantes se dirigirían a la red de gasoductos interconectada de Brasil a través de GASBOL.

Cabe señalar que el informe de la GTB (2026) indica que, para que los recursos de Vaca Muerta lleguen a Brasil de forma firme, independientemente de la ruta seleccionada (a través de Bolivia, Paraguay, Uruguay y Uruguiana), es esencial la construcción de un nuevo gasoducto de transporte entre Neuquén (Tratayén y/o desde un punto de conexión con el Gasoducto Perito Moreno) y La Carlota. Por lo tanto, las inversiones totales necesarias para permitir las exportaciones de gas argentino a Brasil a través de la ruta de Uruguiana ascenderían a aproximadamente 4.500 millones de dólares (unos 2.500 millones de dólares en el lado argentino).

Aunque el desarrollo de los recursos de Vaca Muerta ofrece un potencial sustancial para dar inicio a una nueva fase de integración regional del gas natural en el Cono Sur, la integración efectiva dependerá de inversiones sustanciales en infraestructura a lo largo de toda la cadena de valor, incluyendo la exploración y producción, el procesamiento de gas y el transporte a los mercados de consumo. Un estudio del IAPG destacó que será un gran desafío para toda la cadena de valor en Argentina ampliar la capacidad de producción lo suficiente como para permitir un desarrollo significativo de los recursos de Vaca Muerta (IAPG, 2025).

También se requerirán inversiones sustanciales en instalaciones de procesamiento de gas, especialmente dado el alto contenido de líquidos del gas de Vaca Muerta. Estas plantas de procesamiento son esenciales no solo para satisfacer la demanda interna, sino también para los proyectos de exportación de GNL, que requerirán infraestructura de procesamiento y gasoductos específicos. En este contexto, cabe destacar la iniciativa anunciada por tgs en marzo de 2026 para procesar gas en el lugar de origen en Vaca Muerta, con una inversión estimada de USD 3.000 millones. El proyecto prevé el tratamiento y procesamiento del gas natural, su transporte a través de un gasoducto específico para líquidos hasta una planta de fraccionamiento y, posteriormente, la exportación de líquidos de gas natural (LGN) a los mercados mundiales. Los proyectos de esta naturaleza son fundamentales para abordar los cuellos de botella en el procesamiento de gas de Vaca Muerta, facilitando así los desarrollos de GNL y permitiendo un aumento significativo de la producción de gas.

OLACDE estima que las inversiones necesarias para la ampliación y construcción de nuevos gasoductos destinados a la integración regional superarían los 10.000 millones de dólares. Estas inversiones a gran escala dependen de la existencia de acuerdos de suministro firmes y a largo plazo, que son esenciales para garantizar la viabilidad económica y el atractivo para la financiación de estos gasoductos. Por lo tanto, el factor clave que determinará la escala de la integración del gas natural en el Cono Sur será el impacto de estas inversiones en el precio del gas argentino, particularmente en lo que respecta a la integración con Brasil.

3.2. Oportunidades en GNL

El GNL ha venido desempeñando un papel cada vez más importante en el mercado mundial del gas natural. En los últimos 15 años, la infraestructura de GNL se ha expandido rápidamente, y se espera que en los próximos años se desarrollen numerosas instalaciones nuevas de importación y exportación en todo el mundo (IGU, 2025a) . A medida que se construyen más terminales en la región y a nivel mundial, el mercado se vuelve más líquido y dinámico, creando nuevas oportunidades de negocio.

Para América Latina y el Caribe, la expansión de la infraestructura de GNL presenta tres oportunidades clave:

1. Monetización de las reservas de gas natural;
2. Apoyo a la integración de las fuentes de energía renovable en la generación de electricidad; y
3. Descarbonización de la matriz energética.



Imagen: Sempra Infrastructure

3.2.1. El papel del GNL en la monetización de las reservas de gas natural

La ampliación de la capacidad de licuefacción es esencial para permitir la monetización de las reservas de gas natural de la región, que, de otro modo, permanecerían subutilizadas debido a una infraestructura inadecuada o a una demanda interna limitada. Las exportaciones de GNL contribuyen directamente a los ingresos en divisas, fortaleciendo las balanzas comerciales e impulsando el crecimiento económico regional. Trinidad y Tobago, Perú, Argentina, Surinam y Guyana destacan como los países con mayor potencial para monetizar sus reservas de gas natural a través del GNL en América Latina y el Caribe, conectando los principales yacimientos de gas con los mercados mundiales.

Se prevé que la capacidad de licuefacción de GNL en la región crezca significativamente en los próximos años. En 2024, tras más de una década, se inauguró una nueva planta de licuefacción (Altamira LNG en México), lo que elevó la capacidad total de la región a 20,65 millones de toneladas al año (Mtpa), distribuidas de la siguiente manera: 14,8 Mtpa en Trinidad y Tobago, 4,45 Mtpa en Perú y 1,40 Mtpa en México (véase Tabla 2).

En Argentina, en mayo y agosto de 2025, la primera (Golar Hilli Episeyo FLNG) y la segunda (Golar MK II FLNG) fase del proyecto Southern Energy FLNG (SESA) alcanzaron sus decisiones finales de inversión (FID). El proyecto está siendo desarrollado por un consorcio formado por Pan American Energy, YPF, Pampa Energía, Harbour Energy y Golar LNG, y tiene como objetivo licuar y exportar gas no convencional de Vaca Muerta. Ambas fases implican el despliegue de dos unidades flotantes de GNL (FLNG) que operarán muy cerca una de otra en el golfo de San Matías, con una capacidad nominal de 2,45 y 3,50 Mtpa y cuya puesta en marcha está prevista para 2027 y 2028, respectivamente. Si bien los proyectos dependerán inicialmente de la infraestructura de gas natural existente en Argentina para su abastecimiento, se prevé construir un gasoducto específico en una fase posterior para conectar directamente Vaca Muerta con el golfo de San Matías y abastecer a ambas unidades flotantes.

Cabe destacar que el consorcio SESA ya ha logrado avances significativos. En marzo de 2026, firmó un acuerdo definitivo con SEFE (Securing Energy for Europe), una empresa propiedad del Gobierno Federal alemán, para el suministro de 2 Mtpa de GNL durante un periodo de ocho años (con entregas previstas a partir de finales de 2027). Esta transacción representa el mayor acuerdo de exportación de GNL desde Argentina hasta la fecha, tanto en términos de volumen como de duración, antes de la puesta en marcha de las operaciones de Argentina LNG.

Tabla 2. Plantas de licuefacción en funcionamiento y en construcción en América Latina y el Caribe

Country	Liquefaction Plants	Capacity (Mtpa)	Online Year
Trinidad y Tobago	Línea 1 de Atlantic LNG / Tren 1	3,00	1999 (se espera retirar de servicio en 2026)
Trinidad y Tobago	Atlantic LNG / Tren 2	3,30	2002
Trinidad y Tobago	Atlantic LNG / Tren 3	3,30	2003
Trinidad y Tobago	Atlantic LNG / Tren 4	5,20	2005
Perú	Perú LNG	4,45	2010
México	Tren 1 de Altamira LNG	1,40	2024
México	GNL de Altamira / Tren 2	1,40	En construcción (Puesta en marcha prevista para 2028)
México	Energía Costa / Azul GNL	3,25	En construcción (Puesta en marcha prevista en 2026)
Argentina	Southern Energy FLNG (Golar Hilli Episeyo FLNG)	2,45	FID (Puesta en marcha prevista en 2027)
Argentina	Southern Energy FLNG (Golar MK II FLNG)	3,50	FID (Puesta en marcha prevista en 2028)

Fuente: Elaboración propia basada en datos de IGU (2025a) y Global Energy Monitor(2025).

Se han anunciado varios proyectos de licuefacción de GNL en Argentina. Entre ellos, destaca el proyecto Argentina LNG, desarrollado por YPF en colaboración con ENI y XRG (ADNOC), con una capacidad inicial prevista de 12 Mtpa y una posible ampliación a 18 Mtpa.

Durante 2025, YPF y ENI firmaron la Descripción Técnica Final del Proyecto (FTPD), un acuerdo que define el alcance y las especificaciones técnicas del proyecto, al tiempo que adjudicaron los trabajos de diseño de ingeniería para apoyar el proceso de licitación de las unidades flotantes de GNL, las instalaciones de tratamiento de gas y el gasoducto que transportará el gas desde Vaca Muerta hasta la costa de Río Negro.

En noviembre del mismo año, ambas empresas firmaron un acuerdo no vinculante con XRG para avanzar en las negociaciones sobre los términos definitivos de su incorporación al proyecto Argentina LNG. Este proceso se formalizó en febrero de 2026 con la firma de un Acuerdo de Desarrollo Conjunto (JDA) vinculante, en virtud del cual las partes se comprometieron a avanzar en todos los trabajos de ingeniería y acuerdos contractuales necesarios para alcanzar la Decisión Final de Inversión (FID) durante 2026.

Cabe señalar que el desarrollo a gran escala de las reservas de Vaca Muerta depende directamente de la implementación de plantas de licuefacción. Un estudio del IAPG estima que todos los proyectos de GNL actualmente en construcción o en fase de planificación podrían requerir cerca de 100 MMm³/d de gas natural (IAPG, 2025). Además de las inversiones en exploración y producción, el desarrollo de instalaciones de licuefacción también requeriría inversiones sustanciales en infraestructura de gasoductos para ampliar la capacidad de transporte de gas natural desde la formación de Vaca Muerta hasta las zonas costeras donde se ubicarán las plantas de licuefacción.

En los casos de Guyana y Surinam, el uso de unidades FLNG representa una estrategia clave para monetizar los recursos de gas natural de estos países, en particular el Clúster Haimara en Guyana y el Bloque 52 (Sloanea) en Surinam, ambos yacimientos de explotación marítima. Estos dos yacimientos podrían suministrar hasta 12 Mtpa de GNL a precios competitivos durante la próxima década (Wood Mackenzie, 2024).

En Surinam, Petronas ha anunciado que está evaluando el posible desarrollo de un proyecto de FLNG para explotar las reservas del Bloque 52.

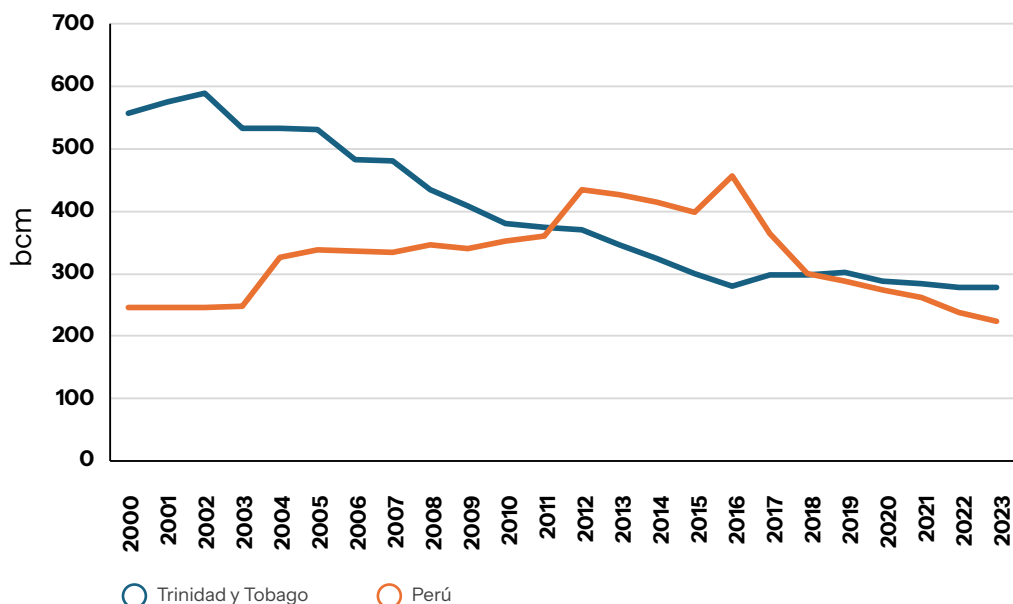
El uso de unidades FLNG es esencial para el desarrollo de estos recursos, dada la limitada demanda interna de gas natural y la falta de infraestructura adecuada para el transporte y el procesamiento de gas a lo largo de la costa. El despliegue de FLNG elimina la necesidad inmediata de construir complejas plantas en tierra y largos gasoductos hasta la costa, lo que los hace especialmente ventajosos en regiones con infraestructura portuaria limitada, como es el caso de Guyana y Surinam. Además, las unidades FLNG ofrecen escalabilidad y movilidad, lo que permite un despliegue por fases (con capacidad modular) y la posibilidad de retirar o reubicar unidades según sea necesario, reduciendo así el riesgo para los países que se encuentran en las primeras etapas de desarrollo de su industria del gas natural. Las FLNG también reducen la dependencia del desarrollo de un mercado nacional de gas natural, permitiendo que la demanda se sustente a través de las exportaciones de GNL.

En los casos de Perú y Trinidad y Tobago, ambos países ya cuentan con una infraestructura de GNL bien desarrollada. Sin embargo, Trinidad y Tobago ha experimentado un descenso significativo en los volúmenes de exportación de GNL en los últimos años debido a la reducción persistente de las reservas. Las reservas de Trinidad y Tobago han disminuido de forma constante desde principios de la década de 2000, pasando de 589 bcm en 2002 a 279 bcm en 2023. En 2024, la tasa de utilización

de la capacidad de licuefacción del país era de solo el 61% y, se espera que en 2026 Atlantic LNG retire de la operación el tren N°1, de 3,0 Mtpa de capacidad, con el fin de optimizar la eficiencia de los demás trenes de licuefacción.

En Perú, las reservas también han ido disminuyendo desde 2016, pasando de 456 a 223 mil millones de metros cúbicos en 2023 (véase Figura 7). Sin embargo, el país ha logrado mantener sus niveles de exportación, con una tasa de utilización de la capacidad de licuefacción del 91 % en 2024.

Figura 7. Reservas probadas de gas natural en países seleccionados



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de la OPEP (2025) y del MINEM (2024).

En el caso de Trinidad y Tobago, la integración con Venezuela podría ayudar a mitigar el déficit de producción de gas natural del país. Concretamente, el desarrollo del yacimiento Dragón, situado cerca de la frontera marítima entre ambos países, genera claras sinergias. Venezuela posee los derechos sobre las reservas del yacimiento Dragón, pero carece de la infraestructura necesaria para monetizar estos recursos. Por el contrario, Trinidad y Tobago tiene reservas en declive, pero cuenta con una infraestructura de licuefacción infrautilizada, lo que hace que la cooperación entre ambas naciones sea estratégica y mutuamente beneficiosa.

Otro proyecto que podría ayudar a revertir el descenso de la producción de gas natural de Trinidad y Tobago es el yacimiento Manatee. Este yacimiento forma parte de un yacimiento transfronterizo con Venezuela (Loran-Manatee), situado en la zona marina de la Costa Este. Los recursos de gas natural se están desarrollando, y se espera que la producción comience en 2027. El plan del proyecto incluye el transporte del gas a través de un gasoducto hasta la planta de procesamiento en tierra, desde donde se dirigirá tanto a la planta de licuefacción de Atlantic LNG como al mercado nacional de gas natural.

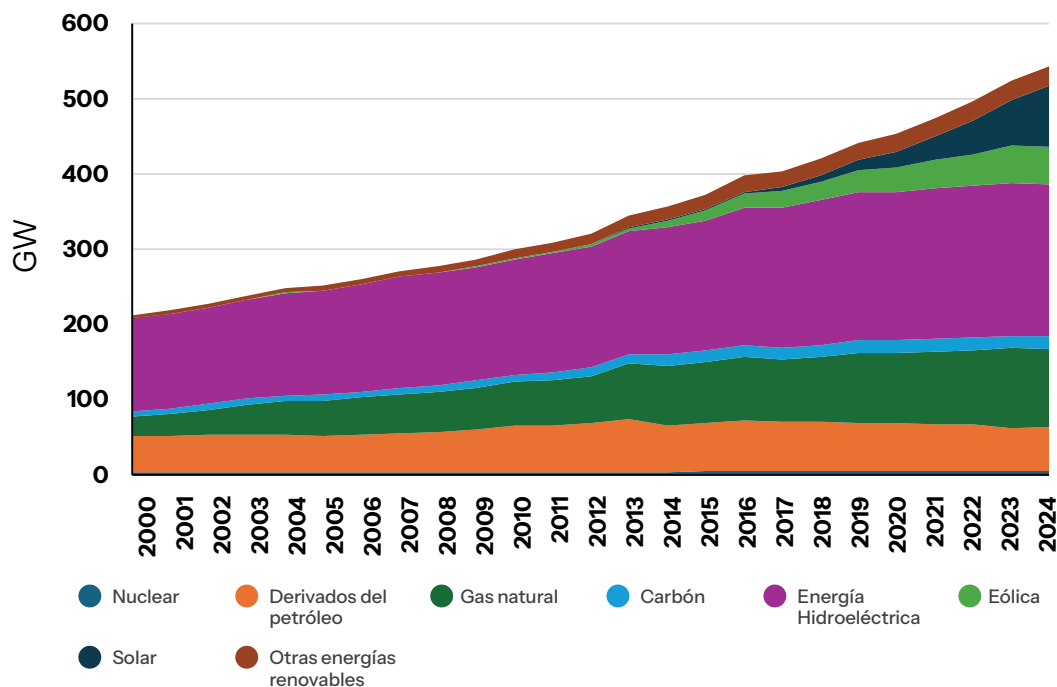
En Perú, por su parte, existen importantes recursos de gas sin explotar que deben desarrollarse. La principal frontera para la exploración y el desarrollo de los recursos de gas natural del país es la cuenca de Madre de Dios, que representa casi la mitad de los recursos totales de gas natural de Perú (Mantilla, 2025). En particular, el desarrollo del yacimiento de Candamo, situado cerca del yacimiento de Camisea y con unos recursos estimados de alrededor de 100 bcm, tiene el potencial de revertir el descenso de las reservas de gas de Perú y, en consecuencia, consolidar la posición del país como un importante exportador de GNL en América Latina.

3.2.2. El papel del GNL en el apoyo a las energías renovables intermitentes

El panorama eléctrico mundial está experimentando una importante transformación, impulsada por la rápida expansión de proyectos renovables a gran escala, marcos normativos favorables y la reducción de los costes de las tecnologías limpias (IGU, 2025b). Esta transformación apunta hacia un futuro en el que la energía eólica y solar probablemente se conviertan en las principales fuentes de capacidad de generación a nivel global.

América Latina y el Caribe no son una excepción a la transición energética mundial. Se prevé que la región experimente un aumento significativo de la demanda de electricidad, que se cubrirá en gran medida con fuentes eólicas y solares (IEA, 2025f; OLADE, 2024). Tradicionalmente, la generación de electricidad en América Latina ha estado dominada por la energía hidroeléctrica. Sin embargo, su cuota ha ido disminuyendo, pasando de representar más de la mitad de la capacidad instalada total a principios de la década de 2010 a alrededor del 37 % en 2024 (véase Figura 8). Por el contrario, la energía eólica y solar ha crecido rápidamente durante el mismo período, pasando de niveles casi insignificantes a principios de la década de 2010 a aproximadamente el 25% en 2024.

Figura 8. Capacidad de generación de electricidad en América Latina y el Caribe



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de OLADE (2025)

La rápida expansión de estas fuentes no despachables (eólica y solar) puede provocar un desequilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad, lo que, con el tiempo, afecta negativamente la confiabilidad del sistema y la seguridad energética. Este reto se debe a que estas fuentes son intermitentes y dependen en gran medida de las condiciones meteorológicas y de otros factores no gestionables. Su producción también fluctúa según patrones como el ciclo diurno-nocturno y las variaciones estacionales, así como en función de elementos menos predecibles, como la nubosidad y los cambios en la velocidad del viento.

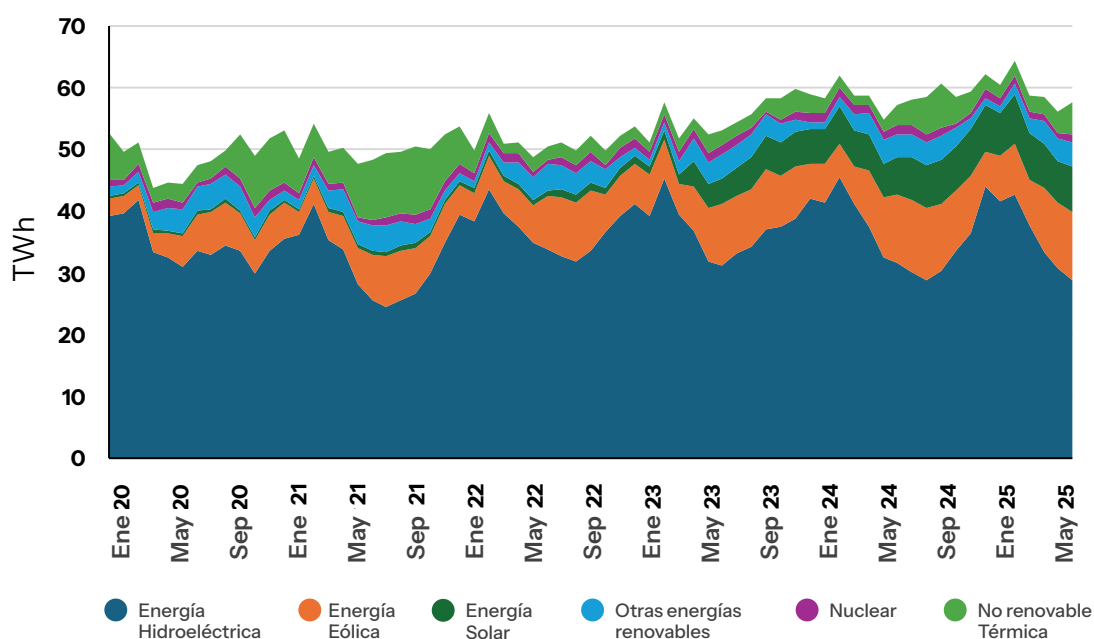
A medida que la energía eólica y solar sigan ganando protagonismo, los sistemas energéticos requerirán una flexibilidad cada vez mayor. En este contexto, el gas natural, y en particular el GNL, desempeña un papel fundamental para facilitar la integración de las fuentes de energía renovable en el sector eléctrico. Esto se debe a que el gas natural (junto con el carbón, los derivados del petróleo y la energía hidroeléctrica) se considera una fuente despachable, lo que ofrece una notable flexibilidad operativa. Las centrales eléctricas de gas pueden aumentar rápidamente la generación, responder a fluctuaciones tanto a corto como a largo plazo y funcionar sin necesidad de almacenamiento externo de energía.

Además, el gas natural ofrece varias ventajas en comparación con otras fuentes despachables. En primer lugar, es la fuente fósil más limpia, ya que emite una cantidad significativamente menor de gases de efecto invernadero (GEI) que el carbón y los derivados del petróleo (IPCC, 2006a). En segundo lugar, la energía hidroeléctrica no puede proporcionar plenamente la flexibilidad necesaria, ya que es susceptible a fenómenos climáticos como las sequías, La Niña y El Niño. Por último, el calentamiento global está alterando los patrones de precipitación, lo que puede afectar significativamente a la capacidad de generación hidroeléctrica.

La creciente penetración de la energía solar y eólica en la matriz energética exigirá niveles significativamente más altos de flexibilidad del sistema. En América Latina, este desafío se ve intensificado por la creciente incertidumbre respecto a la disponibilidad de recursos hídricos y por la mayor frecuencia e intensidad de las sequías a largo plazo. Al mismo tiempo, el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos a gran escala se enfrenta a fuertes restricciones ambientales y sociales, lo que limita el papel de la energía hidroeléctrica como fuente adicional de flexibilidad. Como resultado, a pesar de que el sistema eléctrico de la región se ha basado históricamente en la energía hidroeléctrica, América Latina no puede depender únicamente de este recurso para respaldar la expansión continua de la generación eólica y solar, lo que hace necesarias fuentes complementarias de flexibilidad, en particular la generación a base de gas natural.

Entre los países latinoamericanos, Brasil destaca como el principal ejemplo en el que el gas natural tiene un rol crucial en la flexibilidad de la matriz energética. El país, al igual que la región en su conjunto, cuenta con una matriz eléctrica limpia, dominada por la energía hidroeléctrica, con una cuota de energía solar y eólica en rápido crecimiento. En 2024, aproximadamente el 87% de la capacidad de generación eléctrica de Brasil procedía de fuentes renovables, incluyendo un 47 % de energía hidroeléctrica, un 21% de energía solar (incluida la generación distribuida), un 13% de energía eólica y un 7% de otras energías renovables (principalmente biomasa). El 13% restante procedía de centrales térmicas (8% de gas natural, 4% de productos derivados del petróleo y 1% de carbón), mientras que la energía nuclear representaba el 1% (véase Figura 12). En Brasil, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) determina qué centrales eléctricas se activan basándose en un orden de mérito de costes variables. Las instalaciones hidroeléctricas, eólicas y solares constituyen el núcleo del suministro eléctrico, mientras que las centrales térmicas se activan para cubrir cualquier déficit (véase Figura 9). Dado que la producción hidroeléctrica depende de las precipitaciones, la generación térmica suele aumentar durante los periodos de sequía y disminuir cuando la disponibilidad de agua es abundante.

Figura 9. Suministro eléctrico en Brasil



Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos de la ONS (2025).

El gas natural resultó ser de suma importancia durante la grave sequía que afectó al país en 2021. A medida que disminuyó la generación hidroeléctrica, se activaron las centrales térmicas, que representaron el 22% de la generación total de electricidad en octubre de ese año; el gas natural representó alrededor del 15% del total. En un breve periodo, la generación de electricidad a partir del gas natural casi se duplicó, por lo que el uso de las centrales eléctricas de gas natural fue crucial para evitar cortes de suministro en Brasil en 2021. Esto demuestra que, en Brasil, la generación hidroeléctrica ya no es capaz de proporcionar por sí sola el nivel de flexibilidad requerido y que el gas natural se debe utilizar como fuente de respaldo para las energías renovables. Se espera que su papel cobre aún más importancia a medida que se expanda la generación eólica y solar, y que la cuota relativa de la energía hidroeléctrica siga disminuyendo.

Aprovechando esta tendencia, Brasil ha reforzado el papel estratégico del gas natural para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico a través de la última subasta de reserva de capacidad (Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência – LRCAP), celebrada en marzo de 2026. La subasta contrató aproximadamente 19 GW de capacidad firme, procedente principalmente de centrales térmicas de gas (alrededor de 15,2 GW), junto con una parte menor de otras fuentes (EPE, 2026), lo que pone de relieve la magnitud con la que se están asegurando los recursos despachables para garantizar la adecuación. A diferencia de las subastas energéticas tradicionales, el LRCAP se centra en la capacidad (MW) en lugar de en la energía (MWh), lo que refleja la necesidad de garantizar la confiabilidad en un sistema con una generación eólica y solar en rápido crecimiento. Este resultado subraya la creciente dependencia de Brasil de la generación a gas natural para proporcionar capacidad firme, flexibilidad, inercia y capacidad de respuesta, lo que refuerza su papel fundamental en la salvaguarda de la seguridad del suministro en los próximos años.

Brasil es también un ejemplo importante del papel que desempeña el GNL a la hora de facilitar la integración de las fuentes renovables en el mix energético. Esto se debe a que la producción nacional de gas natural del país consiste principalmente en gas asociado (aproximadamente el 90% en 2024). El gas asociado es aquel que, dentro del yacimiento geológico, se encuentra disuelto en el petróleo crudo o en forma de capa de gas situada sobre este. En tales casos, se da prioridad a la producción de petróleo, siendo el gas natural un subproducto de ese proceso. Como resultado, la producción de gas asociado suele tener una baja flexibilidad operativa y no puede ajustarse fácilmente para satisfacer las

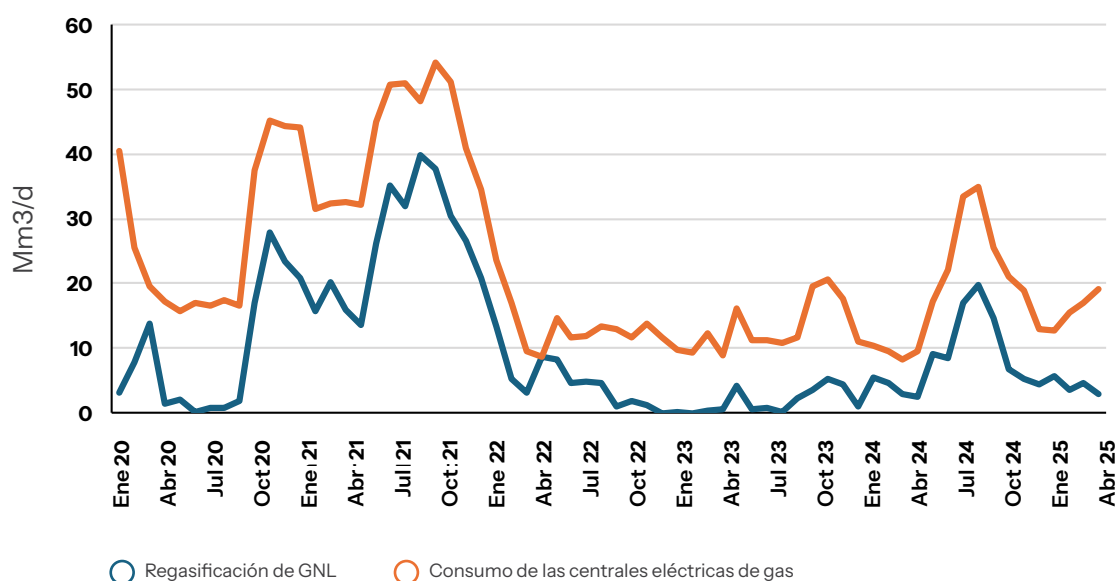
fluctuaciones de la demanda sin afectar la extracción de petróleo. Por lo tanto, la producción nacional de gas de Brasil no puede proporcionar el nivel de flexibilidad que requieren las centrales eléctricas de gas para actuar como respaldo fiable de las fuentes de energía renovable.

De este modo, Brasil recurrió a las importaciones flexibles de GNL para abastecer sus centrales eléctricas de gas. El país cuenta actualmente con siete terminales receptoras de GNL en funcionamiento, con una capacidad combinada de FSRU de 36,7 Mtpa (véase Tabla 3). Seis de estas terminales se dedican exclusivamente al abastecimiento de centrales térmicas, mientras que la única excepción es la terminal de São Paulo, que suministra principalmente gas firme a los mercados industrial y residencial. Todas estas terminales emplean tecnología de unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU), debido a sus ventajas en términos de menores costes, plazos de implementación más cortos y mayor flexibilidad y movilidad.

Siempre que se activan las centrales eléctricas de gas, el GNL almacenado en las FSRU se regasifica para abastecerlas. La Figura 10 ilustra claramente la importancia del GNL para la confiabilidad del sistema eléctrico brasileño. En 2021, en el punto más álgido de la crisis hidroeléctrica, se regasificaron aproximadamente 40 MMm³/d de GNL en Brasil para satisfacer la demanda derivada de la activación esencial de las centrales eléctricas de gas.

Colombia también ilustra claramente el papel estratégico del GNL en el fortalecimiento de la seguridad y la flexibilidad del sistema eléctrico en un contexto de alta dependencia de la energía hidroeléctrica y creciente variabilidad climática. La única infraestructura activa de importación de GNL del país es la terminal de regasificación marítima situada en Cartagena, con una capacidad de 3 Mtpa, que abastece a tres centrales eléctricas de gas en la costa caribeña, al noreste del país. La función principal de esta terminal es servir de respaldo ante la intermitencia del suministro de energía renovable, especialmente durante los periodos de sequía severa asociados al fenómeno recurrente de El Niño, cuando la generación hidroeléctrica se ve significativamente limitada. En tales situaciones, el despacho de centrales térmicas de gas natural, gracias al GNL importado, se vuelve esencial para satisfacer la demanda de electricidad y mitigar el riesgo de escasez de suministro, lo que pone de relieve el papel del GNL como fuente complementaria de flexibilidad y confiabilidad en el sistema eléctrico colombiano.

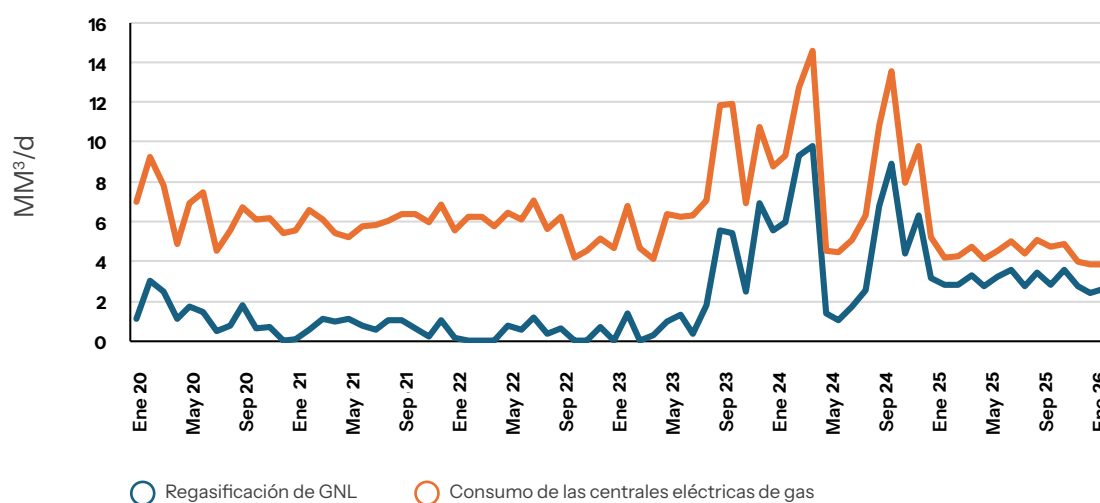
Figura 10. Relación entre la regasificación de GNL y el consumo de gas natural en las centrales eléctricas de gas en Brasil



Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos del MME (2025).

La figura 11 destaca el papel fundamental del GNL para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico de Colombia. Durante el fenómeno de El Niño de 2023-2024, Colombia consumió aproximadamente 10 MMm³/d de GNL regasificado para satisfacer la demanda de las centrales eléctricas de gas que operaban en régimen de despacho esencial. Cabe destacar que, desde diciembre de 2024, una parte de la capacidad de regasificación se ha destinado a la demanda distinta de la generación eléctrica térmica, que incluye hogares, usuarios comerciales, vehículos de gas natural (GNV) y consumidores industriales. Actualmente se está ampliando la capacidad de regasificación para satisfacer aún más esta demanda no térmica.

Figura 11. Relación entre la regasificación de GNL y el consumo de gas natural en las centrales eléctricas de gas en Colombia



*Nota: Los valores se calculan utilizando un poder calorífico del gas natural de 26,53 metros cúbicos por MMBtu.
Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de XM (2026).*

Imagen: Fortín de Piedra, Vaca Muerta. Tecpetrol

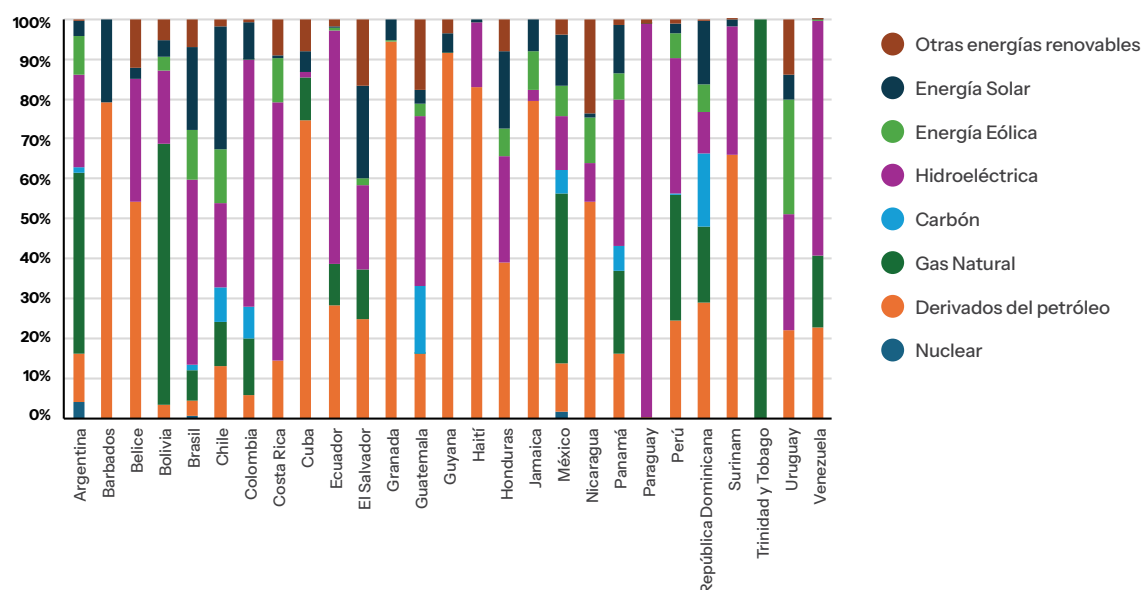
3.2.3. El papel del GNL en la descarbonización de la generación de energía

En los países donde la generación de energía depende en gran medida del carbón, el fuel oil, el diésel u otros derivados del petróleo, la sustitución de estos combustibles por gas natural puede reducir drásticamente las emisiones GEI. Según el IPCC (2006a), el uso de gas natural permite reducciones de aproximadamente el 24%, el 28% y el 42% en las emisiones de GEI por unidad de energía primaria al sustituir el diésel, el fuel oil y el carbón en la generación de energía, respectivamente. Estas reducciones pueden ser aún mayores debido a las ganancias de eficiencia en la conversión de energía primaria en energía secundaria (electricidad) que proporcionan las centrales eléctricas de gas natural.

El gas natural proporciona una reducción inmediata de las emisiones de GEI sin requerir cambios importantes en la matriz de generación de energía ni en la infraestructura de transmisión. Por el contrario, las fuentes de energía renovable exigen elevadas inversiones iniciales, una red eléctrica más moderna, capacidad de almacenamiento de energía y sistemas de respaldo para gestionar la intermitencia. Por lo tanto, el gas natural habilita reducciones inmediatas de emisiones GEI mientras que la infraestructura requerida para expandir las energías renovables se desarrolla gradualmente.

Aunque el sistema eléctrico de América Latina y el Caribe se caracteriza por la penetración de fuentes de generación de bajas emisiones, con aproximadamente el 66% de la capacidad instalada proveniente de fuentes renovables en 2024, varios países de Centroamérica y el Caribe aún mantienen una alta dependencia de los combustibles fósiles. En el Caribe, países como Granada, Haití, Barbados y Cuba siguen dependiendo principalmente de los combustibles derivados del petróleo para la generación de electricidad (véase la Figura 12). En Centroamérica, esta dependencia también es significativa, especialmente en Nicaragua, Belice y Honduras. Esta continua dependencia refleja una combinación de factores estructurales, entre los que se incluyen una demanda de electricidad relativamente baja, la disponibilidad limitada de terrenos para proyectos renovables a gran escala y los persistentes retos de resiliencia asociados a los huracanes y las tormentas tropicales, que limitan el despliegue de nuevas infraestructuras y refuerzan el papel de la generación térmica convencional a la hora de garantizar la seguridad del suministro.

Figura 12. Matriz eléctrica de los países de América Latina y el Caribe (2024)



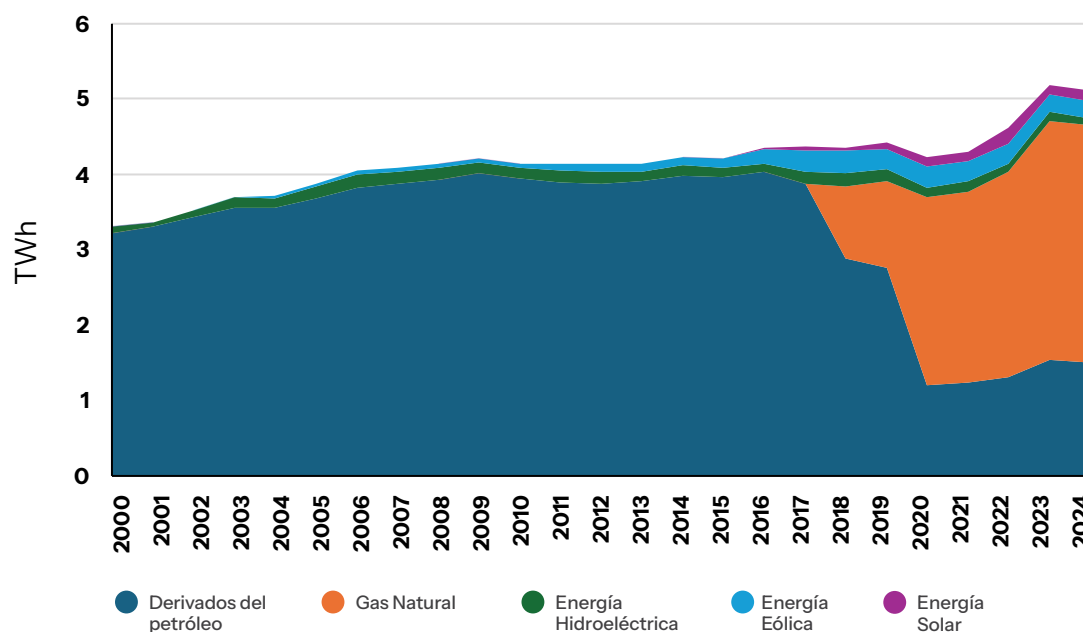
Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de OLADE (2025)

Por lo tanto, los proyectos de GNL a energía eléctrica (LNG to Power) tienen un potencial significativo para reducir las emisiones en estos países al sustituir combustibles más contaminantes por gas natural. Cabe destacar que estas iniciativas ya se han implementado con éxito en Centroamérica y el Caribe, con ejemplos notables en la República Dominicana, Panamá, El Salvador y Jamaica.

En Jamaica, la introducción del gas natural en la matriz energética constituye un caso claro y exitoso de descarbonización del sector eléctrico.

Históricamente muy dependiente de los derivados del petróleo, el país comenzó a reducir significativamente esta dependencia tras la puesta en marcha de la infraestructura de regasificación de GNL, en particular la terminal terrestre de Montego Bay (0,5 Mtpa), operativa desde 2016, y la FSRU de Old Harbour, con una capacidad de 3,6 Mtpa, que entró en funcionamiento en 2019 (véase Tabla 3). Estas instalaciones abastecen a las principales centrales eléctricas de gas de la isla y constituyen ejemplos muy representativos de proyectos de conversión de GNL a energía eléctrica. Como se ilustra en la Figura 13, desde la segunda mitad de la década de 2010 en adelante, se ha producido una marcada sustitución de los derivados del petróleo por el gas natural en la generación de energía eléctrica, lo que ha dado lugar a una reducción sustancial de las emisiones. En otras palabras, en 2015, aproximadamente el 95% de la generación eléctrica de Jamaica procedía de derivados del petróleo, mientras que en 2024 esta proporción se había reducido al 30% y el gas natural representaba ya el 62% de la generación.

Figura 13. Suministro eléctrico en Jamaica



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de OLADE (2025)

Cabe señalar que Guyana y Surinam también dependen en gran medida de los derivados del petróleo para la generación de electricidad. En este contexto, estos países podrían utilizar sus importantes reservas de gas natural para sustituir estos combustibles más contaminantes. De este modo, el uso del gas natural no solo reduciría las emisiones de GEI, sino que también tendría efectos positivos en las balanzas comerciales de los países, ya que los derivados del petróleo importados se sustituirían por gas natural de producción nacional.

3.3. Gases de bajas emisiones

3.3.1. Biometano

El biometano es un combustible gaseoso compuesto principalmente por metano derivado de procesos tecnológicos que utilizan materias primas renovables⁶. Debido a su alto contenido de metano, el biometano se considera un biocombustible de sustitución directa compatible con el gas natural. En otras palabras, ambos combustibles son intercambiables en sus aplicaciones sin requerir modificaciones en la infraestructura. Como resultado, el biometano puede inyectarse en las redes de gasoductos de gas natural, lo que permite su distribución a una amplia gama de usuarios finales (desde grandes consumidores industriales hasta usuarios comerciales y residenciales), así como su suministro directo a centrales eléctricas a gas, a consumidores industriales y al abastecimiento de vehículos que funcionan con gas natural comprimido (GNC) o GNL.

6. La principal vía de producción consiste en mejorar el biogás bruto generado a partir de la digestión anaeróbica de biomasa (como residuos agrícolas, estiércol, aguas residuales y residuos sólidos urbanos) en un proceso que elimina el dióxido de carbono (CO₂) y otras impurezas, utilizando métodos como el lavado con agua, la separación por membranas o la adsorción por oscilación de presión. El biometano también puede fabricarse a partir de biomasa leñosa mediante un proceso de gasificación térmica seguido de un proceso de metanización, aunque esta vía es mucho menos común que la digestión anaeróbica. Además, el biometano puede sintetizarse combinando el CO₂ capturado con hidrógeno renovable mediante un proceso de metanización. En este caso, se conoce como e-metano (o gas natural sintético).

América Latina y el Caribe cuentan con un enorme potencial de producción de biometano y Brasil se perfila como un líder clave. Según el informe de la IEA (2025e), la región (incluido México) tiene un potencial de producción estimado de unos 210 bcm equivalentes de gas natural (bcme) al año, lo que representa algo más del 20% del total. Cabe destacar que Brasil se erige como el país con mayor potencial de biometano a nivel mundial, representando aproximadamente el 13% del potencial global estimado (125 bcme al año).

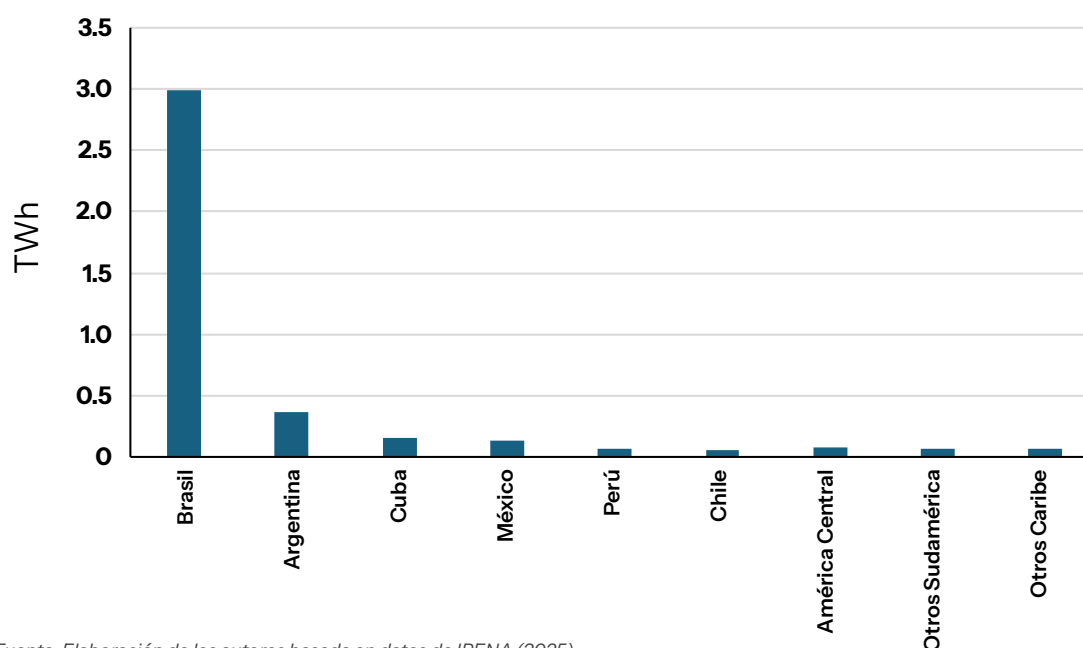
El desarrollo de la producción de biometano ofrece importantes oportunidades para la región:

1. Cuando se gestiona adecuadamente, proporciona una fuente de energía con bajas emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida que puede reducir sustancialmente las emisiones, especialmente en sectores en los que es difícil reducir las emisiones, como el transporte pesado y la producción de acero;
2. Puede fortalecer la balanza comercial al reducir la dependencia de la energía importada, por ejemplo, cuando el biometano se utiliza en el sector del transporte pesado por carretera para sustituir al diésel importado;
3. Puede mejorar la seguridad energética y aumentar la resiliencia general del sistema energético mediante la diversificación de las fuentes y la sustitución de las importaciones de energía.

Aunque el potencial de producción de biometano en América Latina y el Caribe es significativo, la región ha desempeñado un papel limitado en el mercado mundial del biometano (IEA, 2025e). En los últimos años, la producción mundial de biometano ha estado impulsada principalmente por Estados Unidos y la Unión Europea, que juntos representaron aproximadamente el 90% de la producción total en 2024, superando los 9 bcme (IEA, 2025b).

Casi todos los países de América Latina y el Caribe han desarrollado proyectos de biogás para la generación de energía (véase Figura 14). Sin embargo, muy pocos han avanzado hacia la valorización del biometano. Básicamente, Brasil sigue siendo la principal excepción, ya que ha establecido un marco regulatorio sólido y ha implementado varias políticas para promover la producción de biometano. También cabe destacar que otros países de la región han puesto en marcha proyectos de biometano, como la planta de conversión de aguas residuales en biometano de La Farfana en Chile, que produce alrededor de 64 Mm³ al día y lo inyecta directamente en la red de gasoductos (I. Gomes et al., 2021). Además, otros países han comenzado a regular el uso del biometano. Por ejemplo, en Colombia se introdujeron normas que regulan el uso del biogás y el biometano como gases combustibles mediante la Resolución n.º 240, de 6 de diciembre de 2016 (Vidigal et al., 2025). Esta normativa estableció un marco destinado a facilitar la inyección directa de biometano en la red de gas natural.

Figura 14. Suministro de energía a partir de biogás en América Latina y el Caribe



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de IRENA (2025)

3.3.1.1. Biometano en Brasil

A pesar de los limitados avances en toda la región, Brasil destaca como el principal ejemplo de un mercado de biometano en rápido desarrollo en América Latina y se espera que se convierta en un importante productor a medio plazo (IEA, 2025a). El marco regulatorio del país se ha ido fortaleciendo gradualmente desde mediados de la década de 2010, cuando se establecieron por primera vez las normas de calidad del biometano. En 2022, estas regulaciones se actualizaron mediante la Resolución n.º 906/2022 de la ANP, que abarca el biometano derivado de residuos agroforestales, ganaderos y orgánicos comerciales, y la Resolución n.º 886/2022 de la ANP, que se aplica al biometano producido a partir de vertederos y plantas de tratamiento de aguas residuales.

Entre otros requisitos, estas normas de calidad estipulan que el biometano debe contener una concentración mínima de metano del 90%, un contenido máximo de dióxido de carbono del 3%, un poder calorífico superior de entre 35 y 43 MJ/m³ y un índice de Wobbe comprendido entre 46,5 y 53,5 MJ/m³. Las normas también establecen límites para los siloxanos y los compuestos clorados y fluorados, con el fin de garantizar el uso seguro del biometano producido a partir de vertederos y plantas de tratamiento de aguas residuales. Además, la normativa permite la inyección de biometano en la red de gas natural (transporte y distribución), siempre que cumpla las especificaciones de calidad establecidas.

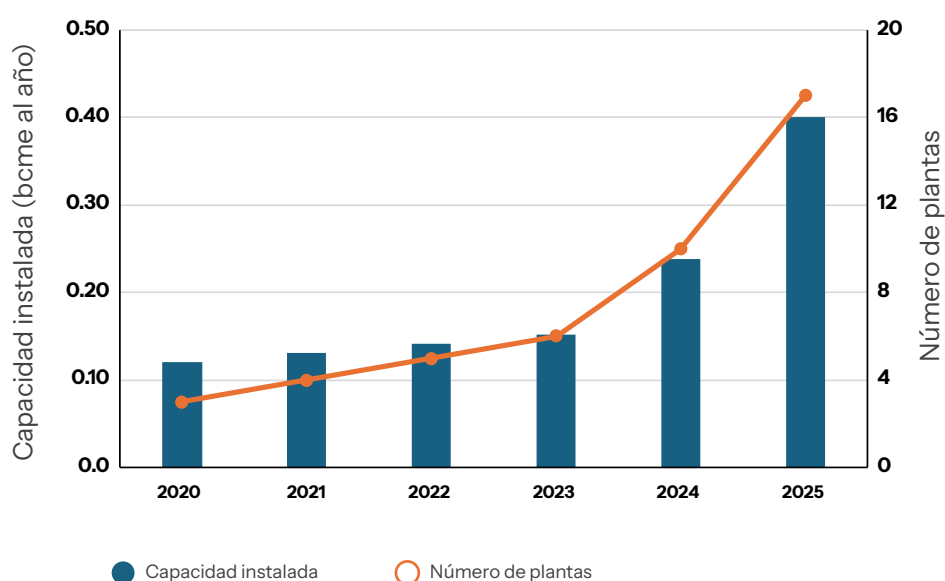
Brasil también ha puesto en marcha políticas para incentivar el desarrollo del mercado del biometano, que incluyen medidas tanto del lado de la oferta como de la demanda. Por el lado de la oferta, los proyectos de biometano se han incluido en un régimen fiscal especial, el REIDI (Régimen Especial de Incentivos para el Desarrollo de Infraestructuras), que suspende la aplicación de los impuestos federales (PIS y COFINS) sobre la adquisición, el arrendamiento y la importación de bienes y servicios vinculados a proyectos de infraestructura aprobados. Además, los proyectos de biometano pueden acceder a financiación a través del Programa de Aceleración de la Transición Energética (PATEN) y del Fondo Nacional de Cambio Climático (FNMC). Ambos mecanismos proporcionan financiación subvencionada para la construcción de plantas de biometano.

Por el lado de la demanda, se han establecido dos mandatos que exigen a determinados sectores (distribuidores de combustible y proveedores de gas) que cumplan con cuotas específicas de reducción de emisiones o de adquisición de biometano. El primero es la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio), establecida en 2017 mediante la Ley n.º 13.576/2017, cuyo objetivo es reducir las emisiones GEI en el sector de los combustibles y promover la expansión del uso de biocombustibles, incluido el biometano. En virtud de esta política, se fijan objetivos anuales de reducción de GEI para los distribuidores de combustible, que deben cumplirse mediante la adquisición de Créditos de Descarbonización (CBIOS). Los productores de biocombustibles, a su vez, pueden certificar voluntariamente su producción mediante un análisis del ciclo de vida (ACV) y recibir una puntuación de eficiencia energética y medioambiental. Esta puntuación se multiplica luego por el volumen de biocombustible vendido, lo que determina el número de CBIOS que un productor puede emitir y comercializar con los distribuidores de combustible para ayudarles a cumplir sus objetivos de descarbonización.

El segundo mandato es la Ley de Combustibles del Futuro (Ley n.º 14.993/2024), promulgada en 2024. Esta ley establece un objetivo anual obligatorio de reducción de emisiones GEI para los proveedores de gas natural, que deberá cumplirse mediante la adquisición de Certificados de Garantía de Origen de Biometano (CBOB) a partir de 2026. Los objetivos de descarbonización, que oscilan entre el 1 % y el 10 % según la decisión del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), se traducen en los correspondientes volúmenes de biometano. Las estimaciones sugieren que los volúmenes de biometano que se adquirirán oscilan entre 0,37 y 3,7 bcme al año, según el objetivo de descarbonización seleccionado (EPE, 2025b). Los productores de biometano, a su vez, pueden certificar voluntariamente su producción para emitir CBOB, que luego pueden intercambiarse con los proveedores de gas natural para permitirles cumplir con sus obligaciones de cuotas.

Esta combinación de un marco regulatorio sólido y políticas de incentivos ha impulsado el rápido desarrollo del mercado del biometano en Brasil en los últimos años. Entre 2023 y 2025, tanto la capacidad instalada como el número de plantas se duplicaron con creces, alcanzando aproximadamente 0,4 bcme en 17 instalaciones en este último año (véase Figura 15). En enero de 2026, otras 40 plantas estaban a la espera de autorización para comercializar biometano en Brasil, lo que representa 0,545 bcme adicionales de capacidad instalada.

Figura 15. Capacidad instalada y número de plantas de producción de biometano autorizadas por la ANP en Brasil



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de la ANP (2025).

La capacidad instalada de biometano en Brasil representa menos del 0,5 % del potencial de la región latinoamericana, lo que indica que aún existe un importante potencial sin explotar. Sin embargo, tal como destaca la IEA (2025e), un marco regulatorio bien desarrollado y políticas de incentivos eficaces son esenciales para la expansión del mercado del biometano, algo de lo que aún carece la mayoría de los países de América Latina y el Caribe. Los proyectos de biometano compiten por la cuota de mercado con los combustibles fósiles tradicionales, más baratos y, por lo tanto, es poco probable que alcancen la viabilidad económica únicamente mediante las fuerzas del mercado. El apoyo de las políticas desempeña un papel crucial para reducir las barreras de entrada al mercado y garantizar la rentabilidad de los productores. Este enfoque ha sido precisamente lo que ha permitido el desarrollo exitoso de los mercados de biometano en Europa y Estados Unidos y ahora está impulsando la expansión del mercado en Brasil.

3.3.2. Hidrógeno

El desarrollo de la industria del hidrógeno se ha convertido en un componente esencial de las estrategias para reducir las emisiones en los sectores difíciles de abatir. Una de las vías más prometedoras es la descarbonización gradual de la red de gas existente es mediante la mezcla de hidrógeno puro o gases sintéticos producidos a partir de hidrógeno renovable.

América Latina, y en particular Brasil, cuenta con condiciones privilegiadas para incorporarse a la cadena de valor del hidrógeno sostenible. Por el lado de la oferta, la región dispone de abundantes recursos renovables (como la energía eólica, solar, hidroeléctrica y la biomasa), lo que permite producir hidrógeno de bajas emisiones mediante electrólisis o reformado de gas natural. Estas vías pueden impulsar el desarrollo industrial nacional y la descarbonización.

Latinoamérica ha entrado recientemente en lo que puede describirse como la segunda fase del desarrollo del hidrógeno. El período comprendido entre 2020 y 2023 estuvo dominado por estrategias y hojas de ruta nacionales. Entre 2024 y 2025, la región comenzó a migrar hacia marcos más concretos: sistemas regulatorios, instrumentos financieros y proyectos emblemáticos. Sin embargo, el progreso sigue enfrentándose a importantes obstáculos relacionados con la competitividad, la creación de una demanda fiable y los acuerdos de compra, así como con la concesión de licencias medioambientales.

Evaluaciones recientes indican que hay más de 200 proyectos de hidrógeno previstos en toda América Latina y el Caribe. Chile, Brasil y Colombia destacan como los principales centros de implementación. La agenda regional ha obtenido apoyo institucional a través de plataformas como H2LAC⁷, que ofrece mapeo de proyectos, intercambio de conocimientos y seguimiento, con el respaldo de instituciones multilaterales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Brasil logró el avance institucional más significativo con la Ley n.º 14.948/2024, que estableció el marco jurídico para el hidrógeno de bajas emisiones, así como instrumentos de gobernanza e incentivos, como Rehidro⁸ y el programa PHBC⁹. Chile avanzó en la implementación de un Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, mientras que los principales cuellos de botella se desplazaron hacia la concesión de licencias y la infraestructura.

A nivel mundial, los años 2024-2025 estuvieron marcados por un período de recalibración. El aumento de los costes, la incertidumbre regulatoria y la cancelación de varios proyectos internacionales ralentizaron el ritmo de los anuncios. Esta tendencia, destacada en el Global Hydrogen Review 2025 de la IEA, también afectó a América Latina, lo que llevó a los gobiernos y a los inversores a dar prioridad a iniciativas más realistas e integradas.

7. Véase: <https://h2lac.org/en/>

8. Rehidro (Régimen Especial de Incentivos) establece un régimen especial de incentivos fiscales aplicable a las actividades de producción, uso, comercialización, transporte y almacenamiento de hidrógeno con baja intensidad de carbono.

9. PHBC son las siglas de Programa de Desarrollo del Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono, un programa federal creado para apoyar la creación y la expansión de una industria nacional del hidrógeno de bajas emisiones de carbono.

A pesar del creciente interés del sector privado y de los gobiernos en el desarrollo de la industria del hidrógeno en América Latina, los obstáculos son significativos. El ecosistema de proveedores de equipos, socios tecnológicos, inversores y compradores sigue siendo inmaduro, lo que dificulta la toma de decisiones de inversión. También hay escasez de recursos humanos cualificados en los niveles operativo y de ingeniería, lo que implica una dependencia de los proveedores internacionales a corto plazo, aunque también genera oportunidades para la captura de valor local. Los costes actuales del hidrógeno renovable siguen sin ser competitivos y el rápido crecimiento de la demanda de electrolizadores en todo el mundo ha generado cuellos de botella y mayores costes de capital.

No obstante, a largo plazo, el hidrógeno es un instrumento estratégico para descarbonizar las redes de gas y transformar el panorama energético de América Latina. La región ha pasado de la planificación a la implementación, respaldada por nuevos marcos normativos y proyectos emblemáticos. El éxito dependerá de la creación de demanda, la reducción de costes, el desarrollo de infraestructuras y la creación de un ecosistema industrial sólido. Si se abordan estos retos, América Latina (y Brasil en particular) puede convertirse en un actor central en la economía mundial del hidrógeno, combinando la descarbonización con el desarrollo industrial y nuevas oportunidades de exportación.



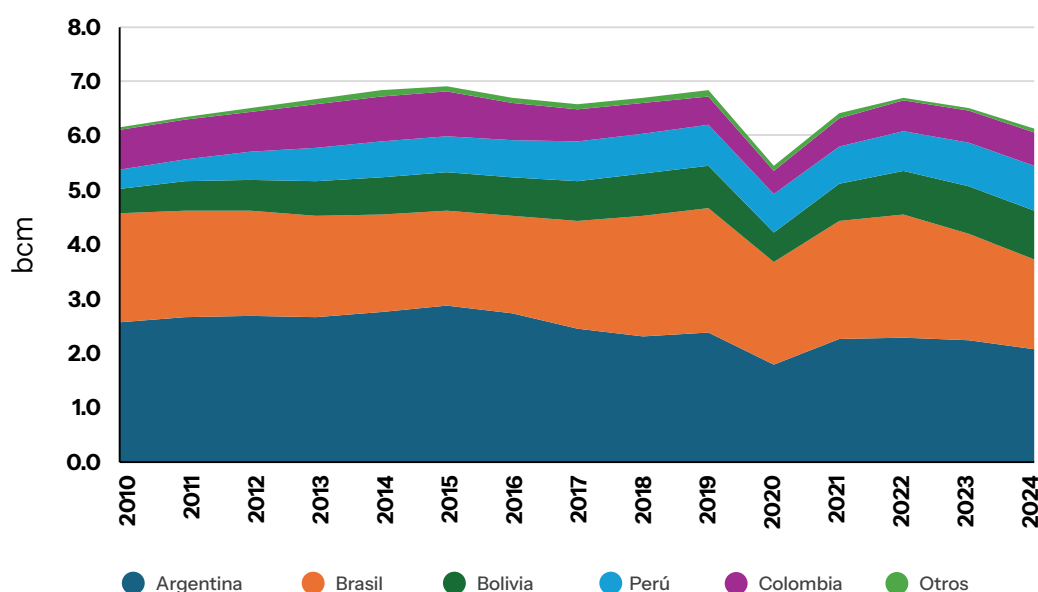


3.4. Gas natural en el transporte pesado

3.4.1. Transporte terrestre

América Latina y el Caribe desempeñan un papel significativo en el mercado mundial de vehículos a gas natural (GNV), representando aproximadamente el 20% de la flota mundial de vehículos a GNV (AAP, 2023; Le Fevre, 2019), con un consumo que rondó los 6,1 bcm en 2024 (véase Figura 16). En la región, el consumo de GNV se concentra en aquellos países con abundantes recursos de gas natural. Argentina y Brasil destacan como líderes históricos, representando el 34,9% y el 27,5% del consumo regional, respectivamente, en 2024. Bolivia (15,3%), Perú (13,8%) y Colombia (10,2%) tienen una cuota de mercado menor pero significativa, mientras que el uso de GNV en otros países latinoamericanos sigue siendo limitado (1,4%), lo que ejerce un impacto mínimo en las estadísticas regionales.

Figura 16. Consumo de vehículos a gas natural en América Latina y el Caribe



Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos de OLADE (2025)

En la actualidad, el consumo de GNV en la región se concentra principalmente en el segmento de los vehículos ligeros (LDV), en el que los vehículos se adaptan para funcionar con GNC. Los usuarios más representativos de esta demanda son quienes utilizan sus vehículos de forma intensiva (como taxistas y conductores de vehículos de transporte compartido) en grandes centros urbanos como Buenos Aires, São Paulo y Río de Janeiro. Dado que los vehículos a GNV son más costo-efectivos que los de gasolina, esto ofrece importantes beneficios económicos, especialmente para quienes recorren un gran número de kilómetros al día, lo que convierte la conversión de los vehículos en una inversión rápida y atractiva desde el punto de vista financiero.

No obstante, la dinámica de la región ha experimentado cambios estructurales significativos en los últimos años, impulsados por la creciente adopción de vehículos eléctricos a batería (BEV), lo que ha reducido el consumo de GNV en el segmento de los LDV. En este contexto, el uso del GNV en el segmento de los vehículos pesados (HDV), ya sea a través de GNC o GNL, presenta tres oportunidades clave para América Latina y el Caribe:

1. Compensar la disminución del consumo de GNV en el segmento tradicional de los vehículos ligeros (LDV), contribuyendo así a rentabilizar las reservas de gas natural de la región;
2. Reducir la dependencia de las importaciones de diésel, mejorando así la balanza comercial;
3. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los HDV, un sector considerado de emisiones difíciles de abatir.

América Latina ha experimentado un notable aumento en la adopción de vehículos eléctricos a batería, especialmente en Brasil, Costa Rica, Uruguay y Colombia (IEA, 2025c). Este crecimiento está impulsado por políticas públicas que promueven la electrificación de la flota de vehículos ligeros, así como por la creciente disponibilidad de modelos eléctricos asequibles de fabricación china para los consumidores latinoamericanos. A medio plazo, se espera que la adopción de BEV en la región se acelere sustancialmente (IEA, 2025c).

Esta tendencia ha provocado una desaceleración del consumo de gas natural en el sector del transporte en toda América Latina y el Caribe. En Brasil, el descenso es especialmente marcado, con una caída del uso del GNV en los últimos años. Entre 2022 y 2024, el consumo disminuyó un 26% y se espera que la tendencia a la baja continúe en 2025, con una reducción prevista del 10% respecto a 2024 (MME, 2025).

Por el contrario, Perú y Bolivia siguen una trayectoria diferente. En ambos países, el consumo de GNV ha seguido creciendo, respaldado por una amplia disponibilidad de gas nacional, una fuerte competitividad en precios y políticas públicas que fomentan la sustitución de combustibles líquidos. En este contexto, la electrificación del segmento de los vehículos ligeros (LDV) aún no representa una amenaza significativa para la demanda de GNV. Sin embargo, como ilustra la experiencia brasileña, esta situación puede evolucionar con el tiempo. Con la adopción generalizada prevista de los vehículos eléctricos en toda América Latina en los próximos años, otros países podrían enfrentarse a una dinámica similar en un futuro próximo, con un descenso del consumo de GNV en el segmento tradicional de los vehículos ligeros a medida que avance la electrificación de la flota.

De este modo, el sector de los vehículos pesados (HDV) representa una oportunidad significativa para revertir la tendencia a la baja del consumo de GNV en América Latina, así como para aumentar la demanda de gas en países que aún no han experimentado descensos en el segmento de los vehículos ligeros (LDV). La región presenta un potencial sustancial para el uso de GNV en el segmento de los vehículos pesados.

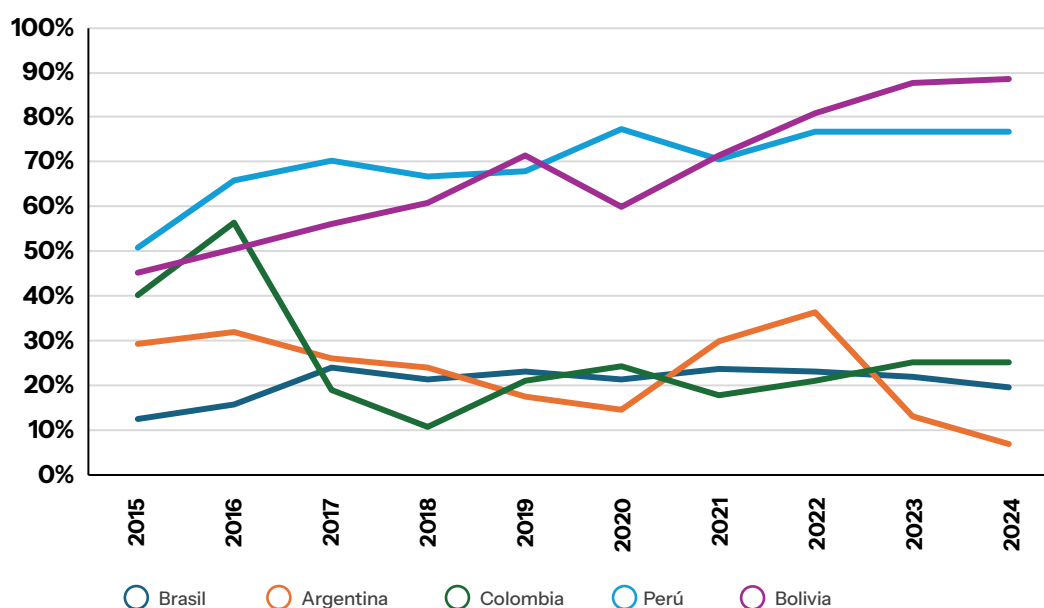
En primer lugar, el GNV en vehículos pesados es una tecnología madura, con varios fabricantes que ofrecen camiones y autobuses específicos propulsados por GNC en toda América Latina, y la tecnología de GNL se ha ido aplicando cada vez más en todo el mundo.

En segundo lugar, el transporte por carretera es, por amplio margen, el modo logístico predominante para el transporte de mercancías en toda América Latina y depende en gran medida del diésel. Por ejemplo, en Argentina, Chile, Colombia, Perú y Uruguay, más del 90% de la actividad de transporte de mercancías (medida en toneladas-kilómetro) depende del transporte por carretera, e incluso en países con matrices de transporte de mercancías más diversificadas (como México y Brasil) esta proporción sigue rondando el 60% (Barbero et al., 2020). Esta fuerte dependencia del transporte por carretera con vehículos diésel conlleva costes significativos en términos de emisiones GEI, subsidios al combustible, dependencia de las importaciones y costes logísticos, lo que afecta directamente a la competitividad de actividades económicas clave en la región, particularmente en sectores intensivos en materias primas como la agricultura, la ganadería, la minería y la energía.

En tercer lugar, la región cuenta con varias ciudades que disponen de extensas redes de autobuses de tránsito rápido (BRT) (Hidalgo et al., 2024), que se prestan muy bien a la conversión a tecnologías de GNV. Un ejemplo destacado es Colombia, donde parte de la flota del BRT TransMilenio de Bogotá se convirtió a GNC a partir de 2019. En la actualidad, el sistema opera más de 2.000 autobuses de GNC, lo que lo convierte en una de las flotas de transporte urbano de pasajeros dedicadas a GNV más grandes del mundo. Otro ejemplo relevante es el sistema BRT Metropolitano de Lima, Perú, que opera una flota de 544 autobuses de GNC, además de 545 autobuses de GNC que circulan por corredores complementarios (a noviembre de 2025).

Además de contribuir a rentabilizar las reservas de gas natural de la región mediante la expansión del consumo de GNV, la sustitución del diésel en el segmento de los vehículos pesados también mejora la balanza comercial de los países latinoamericanos. Esto se debe a que una parte sustancial de la demanda de diésel se satisface mediante importaciones. En 2024, Bolivia y Perú importaron más del 75% de su consumo de diésel, mientras que en Brasil, Argentina y Colombia esta cifra se ha mantenido en torno al 20% en los últimos años (véase Figura 17). Dado que todos estos países poseen importantes reservas de gas natural, tienen una clara oportunidad de sustituir el diésel importado por gas producido en el país.

Figura 17. Importaciones de diésel como porcentaje del consumo total de diésel en países seleccionados



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de OLADE (2025)

El consumo de GNV en el segmento de los vehículos pesados (HDV) también representa una importante oportunidad de descarbonización. Esto se debe a que este segmento es difícil de electrificar, ya que la densidad energética de las baterías y la capacidad de recarga siguen siendo insuficientes. El número de baterías necesarias para alimentar un vehículo eléctrico pesado añade un peso considerable, lo que reduce la carga que puede transportar. Además, recargar vehículos pesados eléctricos en un plazo comparable al del repostaje de diésel requiere niveles de potencia hasta 20 veces superiores a los que proporcionan los cargadores rápidos actuales para vehículos ligeros, lo que podría suponer una carga adicional para la red eléctrica (Gross, 2020).

Por otra parte, aunque el uso de hidrógeno de bajas emisiones tiene un potencial prometedor para la descarbonización del sector de los vehículos pesados y se incluye en muchas hojas de ruta en todo el mundo, tal y como se analiza en la sección 5.2, tanto la tecnología como la infraestructura necesarias siguen sin estar maduras. Por lo tanto, se prevé que la ampliación de las soluciones basadas en el hidrógeno requiera un tiempo considerable, si es que finalmente resultan viables a gran escala. Además, menos del 1% de la producción mundial de hidrógeno es actualmente de bajas emisiones, y la gran mayoría sigue basándose en combustibles fósiles (IEA, 2025d), lo que da lugar a emisiones GEI a lo largo del ciclo de vida que pueden superar las de los combustibles convencionales al desplazar las emisiones hacia las fases iniciales del proceso. En consecuencia, solo se podría lograr una descarbonización significativa mediante el hidrógeno si la producción se basara predominantemente en fuentes de energía de bajas emisiones, una transición que, según la mayoría de las proyecciones, comenzaría a finales de la década de 2030 y no se impondría hasta mediados de siglo (DNV, 2025a; IEA, 2021).

Por lo tanto, el gas natural representa una alternativa inmediata para reducir las emisiones GEI en el sector de los vehículos pesados. Según el Informe de Evaluación del IPCC (2006b), el gas natural, tanto en su forma comprimida (GNC) como líquida (GNL), tiene el potencial de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 20% y un 27% por unidad de energía cuando sustituye al diésel. Sin embargo, es importante señalar que el mantenimiento de estos niveles de reducción en el funcionamiento real de los vehículos depende del control eficiente de las emisiones fugitivas de metano y, por lo tanto, del mantenimiento adecuado y de las condiciones operativas de la flota. Además, en países con mezcla obligatoria de biocombustibles en el diésel (como Brasil, que actualmente tiene

una mezcla de biodiésel del 15% y se espera que alcance el 20% para 2030), el impacto de los vehículos de gas natural en la reducción de emisiones puede ser menor, ya que la mezcla con biodiésel ya reduce la huella de carbono del diésel.

Por otro lado, el uso de biometano en vehículos pesados reduce significativamente las emisiones de GEI al sustituir el diésel. Las evaluaciones del ciclo de vida «del pozo a la rueda» realizadas por organismos gubernamentales brasileños indican que el biometano puede reducir las emisiones de GEI en aproximadamente un 90% en comparación con el diésel, incluso teniendo en cuenta los importantes requisitos de mezcla de biodiésel del país (EPE, 2025a). Cabe destacar que estas evaluaciones también muestran que el biometano reduce las emisiones en torno al 60% en comparación con los vehículos eléctricos, incluso considerando la combinación energética predominantemente limpia de Brasil.

En este contexto, el biometano está empezando a utilizarse como combustible de menores emisiones para descarbonizar el segmento de los vehículos pesados en Brasil. Por ejemplo, la ciudad de São Paulo ya cuenta con 200 camiones propulsados por biometano en su flota de recolección de residuos sólidos urbanos y, en septiembre de 2025, la ciudad promulgó el Decreto Municipal n.º 64.519, que obliga a la adquisición de autobuses de biometano para ampliar la flota de transporte público. También están surgiendo iniciativas privadas en Brasil, como la empresa de logística Jomed Log, que en 2025 adquirió 19 camiones de biometano para descarbonizar su flota, y Natura, que a principios de 2026 anunció el uso del biocombustible en una flota dedicada de 28 camiones, además de su aplicación en procesos industriales (Marcelino, 2025; Natura, 2026).

A pesar de las claras ventajas de sustituir el diésel por el GNV, aún deben abordarse importantes retos para permitir la adopción a gran escala del gas natural en el segmento de los vehículos pesados en toda América Latina y el Caribe. Dado que el mercado de GNV de la región se desarrolló inicialmente para atender al segmento de los vehículos ligeros, la infraestructura de repostaje se concentra en gran medida en los principales centros urbanos. En consecuencia, la expansión del uso del gas natural en el segmento de los vehículos pesados requiere el desarrollo de estaciones de repostaje a lo largo de las principales rutas de transporte de mercancías de la región. En otras palabras, es esencial establecer “corredores azules” (o “corredores verdes” cuando se utiliza biometano).

Aunque aún queda por desarrollar una cantidad significativa de infraestructura, cabe destacar que ya hay varias iniciativas de este tipo en marcha en América Latina. Argentina, por ejemplo, ha implementado tres corredores azules (Corredor Noroeste Argentino, Corredor Centro y Corredor Vaca Muerta y Patagonia), que comprenden más de 200 estaciones de reabastecimiento de GNC dedicadas a vehículos pesados, de las cuales 134 están equipadas con tecnología de reabastecimiento rápido. Perú también ha avanzado en este ámbito, habiendo desplegado hasta la fecha seis estaciones públicas de reabastecimiento de GNL, lo que permite cubrir las principales autopistas costeras del país de norte a sur, y se prevé instalar más estaciones en los próximos años. En 2021, Colombia aprobó la Ley 2.128, que promueve la adopción generalizada de vehículos a gas y tiene como objetivo que el 30 % de la flota de vehículos pesados utilice esta tecnología.

A pesar de estos avances, la ampliación del uso del GNV en el segmento de los vehículos pesados plantea retos sustanciales. El desarrollo de una cadena de valor plenamente funcional requiere la coordinación de un gran número de actores diversos, entre los que se incluyen proveedores de combustible, fabricantes de vehículos, promotores de infraestructuras, operadores logísticos y, en muchos casos, pequeñas y medianas empresas (PYMES). Esta fragmentación aumenta los costes de transacción, dificulta la planificación y eleva los riesgos para los inversores privados, especialmente ante la ausencia de señales claras de demanda a largo plazo.

En este contexto, el compromiso político, la visión a largo plazo de las políticas gubernamentales y el acceso a la financiación son factores facilitadores fundamentales. Las políticas públicas que proporcionan estabilidad normativa facilitan el acceso al crédito y apoyan el despliegue inicial de infraestructuras pueden desempeñar un papel decisivo a la hora de superar los fallos de coordinación y acelerar el desarrollo del mercado.

Sin ese apoyo, es probable que la expansión de la infraestructura de GNV para vehículos pesados se limite a corredores aislados, en lugar de evolucionar hacia una red regional integrada.

3.4.2. Transporte marítimo

Se está configurando progresivamente un marco normativo mundial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del transporte marítimo, impulsado por iniciativas tanto de la Unión Europea (UE) como de la Organización Marítima Internacional (OMI) (Wang et al., 2025). A nivel mundial, en abril de 2025, la OMI actualizó su Estrategia de Reducción de GEI de 2023 mediante la implementación del Marco de Cero Emisiones Netas (NZF). A partir de 2028, se exigirá a los buques que reduzcan progresivamente sus emisiones GEI en el ciclo de vida con respecto a un nivel de referencia de 2008, para alcanzar finalmente emisiones netas cero en 2050 (DNV, 2025b).

En la UE, en el marco del paquete legislativo “Fit for 55”, el transporte marítimo se incorporó al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE UE) en 2024 (DNV, 2024). Las compañías navieras están obligadas a entregar progresivamente derechos de emisión, comenzando con un cumplimiento parcial en 2025 y alcanzando la plena aplicación a partir de 2027. Paralelamente, el Reglamento FuelEU Maritime entrará en vigor en 2025, estableciendo límites vinculantes y progresivamente más estrictos sobre la intensidad de las emisiones de GEI, con el objetivo de lograr una reducción del 80% para 2050 respecto a los niveles de 2020 (DNV, 2024).

Tanto en virtud del reglamento de la UE como del NZF de la OMI, los buques estarán obligados a adoptar combustibles de menores emisiones o, de lo contrario, se enfrentarán a sanciones económicas, lo que supondrá un impacto sustancial en los costes asociados a las emisiones GEI en los próximos años. Se espera que estas políticas impulsen al sector marítimo hacia una descarbonización sostenible.

En este contexto, el uso del GNL representa una oportunidad para que América Latina y el Caribe reduzcan las emisiones GEI del transporte marítimo, un sector ampliamente reconocido como difícil de abatir debido a su dependencia de combustibles con alta densidad energética y a la larga vida útil de los buques.

El GNL ofrece una vía comercialmente viable y técnicamente madura para lograr reducciones inmediatas de las emisiones de aproximadamente un 20% en comparación con los combustibles marinos convencionales (SEA-LNG, 2023; Wang et al., 2025; Wang & Wright, 2021). Por ejemplo, los valores de emisión por defecto del Reglamento FuelEU Maritime (Anexo II del Reglamento 2023/1805) asumen una reducción del 16 % en las emisiones del ciclo de vida (teniendo en cuenta las fugas de metano y expresadas como el potencial de calentamiento global a 100 años —GWP100—) para un buque de combustible dual GNL-diésel en comparación con un buque propulsado por gasóleo marino (MGO).

Es importante señalar que las fugas de metano pueden afectar significativamente al potencial de reducción de emisiones GEI del GNL. Sin embargo, la industria marítima lleva más de una década abordando activamente esta cuestión, ya que las fugas de metano representan tanto una pérdida de energía como un coste adicional de combustible, lo que incentiva a los fabricantes de motores a mitigarlas para mejorar la eficiencia y el rendimiento generales (SEA-LNG, 2023). Además, las últimas tecnologías de motores bicombustibles de GNL y diésel prácticamente no presentan fugas de metano, con factores de fuga del 0,2 % según FuelEU Maritime y del 0,15 % según el NZF de la OMI (DNV, 2025b).

Al permitir reducciones inmediatas de las emisiones en el ciclo de vida, en comparación con los combustibles marinos convencionales derivados del petróleo, el GNL puede desempeñar un papel de transición para apoyar el cumplimiento de las normativas internacionales y regionales emergentes, como el NZF de la OMI y el reglamento FuelEU Maritime de la UE, mientras que las alternativas con menores emisiones de carbono sigan enfrentándose a limitaciones tecnológicas o comerciales (DNV, 2025b; SEA-LNG, 2023). Aunque el metanol, el amoníaco y el hidrógeno pueden desempeñar un papel en la descarbonización a largo plazo del transporte marítimo, la gran mayoría de su producción actual se basa en el gas natural o en el carbón como materia prima. Por ejemplo, el hidrógeno de bajas emisiones representará menos del 1 % del suministro total en 2025 (IEA, 2025d).

En consecuencia, las emisiones de GEI a lo largo del ciclo de vida del metanol, el amoníaco y el hidrógeno pueden ser significativamente superiores a las asociadas a los combustibles marinos convencionales, debido a las cantidades sustanciales de energía fósil requeridas para su producción (SEA-LNG, 2023). En otras palabras, en la actualidad, estos combustibles alternativos producidos mediante procesos intensivos en carbono no aportan una verdadera descarbonización, sino que desplazan las emisiones hacia las fases iniciales de la cadena de suministro.

En este sentido, solo cuando el metanol, el amoníaco y el hidrógeno se produzcan a partir de fuentes de energía con menores emisiones podrán contribuir a la profunda descarbonización que requiere el sector marítimo. Sin embargo, se prevé que esta transición solo se materialice a largo plazo. Por ejemplo, la IEA (2021) y DNV (2025a) prevén que una parte significativa de la producción de hidrógeno basada en fuentes de energía bajas en carbono no surgirá hasta finales de la década de 2030, y que esta tendencia se intensificará a partir de entonces, para representar la mayor parte de la producción mundial de hidrógeno solo hacia 2050.

Cabe señalar que el transporte marítimo es aún más difícil de electrificar que el transporte terrestre pesado, debido a la mayor necesidad de combustibles de alta densidad energética que requieren las operaciones de transporte marítimo de mercancías (Gross, 2020). Esto significa que la tecnología de embarcaciones propulsadas por baterías no es actualmente viable para los buques de alta mar debido a la baja densidad energética de los sistemas de baterías. En consecuencia, la propulsión basada en baterías es más adecuada para embarcaciones ligeras de cabotaje o para su uso como energía auxiliar a bordo de los buques.

Como principal opción viable actualmente para reducir las emisiones, el uso del GNL en el sector marítimo ha crecido rápidamente, respaldado por la expansión global de la infraestructura de abastecimiento a nivel mundial (DNV, 2025b; IGU, 2025a). En agosto de 2025, había 1.539 buques propulsados por GNL en servicio, de los cuales 768 eran metaneros, y otros 966 buques comerciales en servicio, incluidos 343 metaneros (DNV, 2025b). En términos de tonelaje bruto, los buques equipados con tecnología de GNL de combustible dual representan el 7,8% de la flota mundial actualmente en servicio, mientras que su cuota asciende al 36,8% en la cartera de pedidos de producción de nuevos buques. Si se excluyen los buques metaneros, que utilizan predominantemente el gas de evaporación de la carga como combustible, las cuotas correspondientes son del 3,2% para la flota en servicio y del 27,7% para la cartera de pedidos (DNV, 2025b).

Aunque América Latina y el Caribe tienen un potencial significativo para el despliegue del GNL en el sector marítimo, la región sigue careciendo de una infraestructura de abastecimiento amplia, la cual actualmente se concentra en Europa y Asia (IGU, 2025a). No obstante, varios emplazamientos estratégicos de la región podrían servir como hubs clave para el abastecimiento de GNL.

El Canal de Panamá y el Puerto de Santos constituyen nodos críticos para el despliegue del GNL en el transporte marítimo de mercancías en América Latina y el Caribe. El Canal de Panamá es un cuello de botella marítimo estratégico que conecta los océanos Atlántico y Pacífico. Desde su ampliación en 2016, el tráfico de buques a través del canal ha aumentado significativamente, alcanzando los 11.240 tránsitos en 2024, lo que corresponde a más de 210 millones de toneladas métricas de carga (Cubilla-Montilla et al., 2025) .

El puerto de Santos, situado en el estado de São Paulo (Brasil), es uno de los puertos más grandes de América Latina y desempeña un papel clave tanto en las operaciones de exportación e importación como en el tráfico de cabotaje (transporte marítimo de cabotaje), incluidas importantes rutas de contenedores como Santos-Pecém y Navegantes-Santos (Cepeda et al., 2025; Wei et al., 2023). El puerto se beneficia de una infraestructura existente de gasoductos para el suministro interno, lo que podría facilitar el desarrollo de un centro de abastecimiento de GNL que aproveche las reservas de gas natural de Brasil. Además, la presencia de una FSRU (Terminal de São Paulo) en las proximidades respalda aún más el establecimiento de cadenas de suministro de GNL y potencia el potencial estratégico del puerto para combustibles marítimos de menores emisiones.

El GNL también tiene un potencial significativo para descarbonizar el transporte fluvial y por vías navegables interiores en América Latina, en particular a lo largo de las hidrovías navegables Paraguay-Paraná y Solimões-Amazonas (V. L. L. Gomes et al., 2025; OLADE y BID, 2020). Estas vías navegables interiores son esenciales para el transporte de pasajeros y mercancías a granel, incluidos productos agrícolas, minerales y combustibles, ya que conectan las regiones productoras del interior del continente con los centros de exportación y los puertos.

En ambos casos, el GNL podría provenir de la producción nacional, lo que contribuiría a la comercialización de las reservas regionales de gas. Manaus, la principal ciudad a lo largo de la vía navegable Solimões-Amazonas, se beneficia de la infraestructura de gas existente y del suministro proveniente de los yacimientos cercanos de Urucu, en Brasil. Para la Hidrovía Paraguay-Paraná, el suministro de gas argentino cerca de la entrada del Río de la Plata, incluidas las reservas de Vaca Muerta, sería el más adecuado para respaldar las operaciones de GNL a lo largo de este corredor (OLADE y BID, 2020) . Cabe destacar que ya existe un ejemplo operativo de GNL en el transporte marítimo en esta vía navegable: el catamarán Francisco, propulsado por GNL, que opera entre Buenos Aires y Montevideo a lo largo del Río de la Plata (OLADE y BID, 2020) .

Además, tanto la hidrovía Paraguay-Paraná como la Solimões-Amazonas se encuentran cerca de terminales de GNL existentes, como GNL Escobar y Pará LNG (Barcarena), respectivamente, lo que facilita la adopción de buques propulsados por GNL sin grandes distorsiones en las operaciones logísticas actuales.

También es importante señalar que todas las terminales de GNL y plantas de licuefacción de América Latina representan una clara oportunidad para el uso del GNL en el abastecimiento de combustible, lo que refuerza el potencial estratégico de la región para adoptar combustibles marinos más limpios en consonancia con los objetivos internacionales de descarbonización.

La concentración del transporte marítimo en el Caribe también representa una oportunidad significativa para la adopción del GNL como combustible marítimo. El Mar Caribe está compuesto por numerosas islas, estados costeros y estrechos, lo que concentra de forma natural el tráfico marítimo a lo largo de rutas de navegación clave. Algunos puertos, como el de Kingston (Jamaica), manejan un gran volumen de carga y actúan como importantes centros regionales (Arias, 2022; OMI, 2016). Además, el GNL podría utilizarse no solo en grandes buques de carga, sino también en servicios regionales de pasajeros y en cruceros. Diversos estudios han señalado un considerable potencial para la conversión al GNL de transbordadores de pasajeros de alta velocidad, como los que operan entre las islas hermanas de Trinidad y Tobago (OMI, 2016).

Cabe señalar que, a pesar de las importantes oportunidades asociadas al GNL en el transporte marítimo, su principal ventaja radica en permitir reducciones tempranas de las emisiones de GEI, dada la actual falta de alternativas de menores emisiones disponibles a gran escala. Sin embargo, a largo plazo, el GNL fósil por sí solo será insuficiente para cumplir con los requisitos de descarbonización profunda en el transporte marítimo.

Es ampliamente reconocido que, a partir de mediados de la década de 2030, los requisitos de intensidad de GEI en virtud del NZF de la OMI y del Reglamento FuelEU Maritime serán cada vez más estrictos (DNV, 2024, 2025b). Como resultado, el GNL de origen fósil se enfrentará a importantes retos para cumplir los objetivos de reducción de dióxido de carbono (CO₂). En este contexto, las empresas deberán acelerar los esfuerzos de descarbonización mediante la integración de componentes de bajas emisiones GEI en el GNL convencional. Esto puede lograrse mediante la mezcla con combustibles sustitutivos con menor contenido de carbono, como el bio-GNL derivado del biometano, así como el e-GNL producido a partir de hidrógeno verde

Esta transición también crea importantes oportunidades para América Latina y el Caribe, dado el gran potencial de la región para producir biometano e hidrógeno verde (véase la sección 5). Como resultado, la región podría evolucionar más allá del abastecimiento de GNL convencional y desarrollar progresivamente futuros hubs de abastecimiento de bio-GNL y e-GNL.

3.5. Reducción de la pobreza energética e impulso al desarrollo social

A pesar de sus abundantes recursos energéticos, América Latina y el Caribe siguen enfrentándose a una pobreza energética persistente, caracterizada por un acceso limitado a servicios energéticos asequibles, confiables y modernos para segmentos significativos de la población, lo que contribuye a mantener amplias brechas sociales. Millones de hogares siguen dependiendo de la biomasa tradicional, el gas licuado de petróleo (GLP), el diésel u otros combustibles caros y contaminantes para cocinar, calentarse, generar electricidad y realizar actividades productivas. Esta situación afecta de manera desproporcionada a los hogares de bajos ingresos, las periferias urbanas, las comunidades rurales y las pequeñas empresas, lo que refuerza la desigualdad social, limita las oportunidades económicas y agrava los impactos en la salud y el medio ambiente.



Imagen: Naturgas

En este contexto, el gas natural puede desempeñar un papel significativo en la reducción de la pobreza energética y en el desarrollo social, al ampliar el acceso a servicios energéticos más limpios, asequibles y confiables. Allí donde existe infraestructura, el gas natural ofrece una alternativa rentable a los combustibles más caros, reduciendo los gastos energéticos de los hogares y mejorando la competitividad de las pequeñas y medianas empresas. En las zonas urbanas, el acceso al gas de red o al GNC puede diversificar la matriz de combustibles y reducir la dependencia de combustibles de mayor intensidad de carbono, mejorando la calidad del aire interior y los resultados en salud pública. En las regiones periurbanas y desatendidas, la expansión de las redes de distribución de gas, los gasoductos virtuales y las soluciones de GNL a pequeña escala pueden ayudar a reducir las brechas de infraestructura y extender los servicios energéticos modernos a las poblaciones que permanecen fuera de las redes tradicionales.

Colombia ofrece un ejemplo concreto de cómo la expansión y la consolidación de la infraestructura de gas natural pueden ayudar a reducir la pobreza energética y, al mismo tiempo, contribuir a una transición energética justa. Con una cobertura eléctrica que alcanza el 97% y un acceso al gas natural que se aproxima al 70%, el país ha logrado avances sustanciales en la extensión de los servicios energéticos modernos, especialmente en las zonas urbanas y periurbanas. La expansión de las redes de distribución de gas ha permitido a los hogares sustituir los combustibles más caros y contaminantes utilizados para cocción y calefacción, lo que ha dado lugar a mejoras en la calidad del aire interior, reducciones en los gastos energéticos de los hogares y un ahorro de tiempo que antes se dedicaba a la recolección de combustible o al uso ineficiente de la energía. Esta experiencia demuestra que la infraestructura de gas natural, cuando se implementa junto con políticas sociales y territoriales, puede desempeñar un papel significativo para transformar el acceso a la energía en mejoras tangibles en el bienestar de los hogares.

El Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE), elaborado por Promigas para evaluar la pobreza energética más allá de los indicadores de cobertura, refleja este avance¹⁰. El IMPE muestra que entre 2022 y 2024 la incidencia de la pobreza energética en Colombia disminuyó del 16,9% al 15,4%, lo que equivale a que 300.000 personas salieron de una situación de pobreza energética en un solo año. Esta reducción refleja mejoras no solo en el acceso, sino también en la calidad y la facilidad de uso de los servicios energéticos, incluidos combustibles más limpios para cocción, electrodomésticos y conectividad.

Desde una perspectiva macroeconómica y social, el desarrollo de los recursos e infraestructuras nacionales de gas natural puede generar beneficios generalizados que contribuyen indirectamente a la reducción de la pobreza. Las inversiones en actividades de exploración y producción, transformación, transporte y distribución crean oportunidades de empleo a lo largo de toda la cadena de valor, incluso en regiones que a menudo se encuentran económicamente marginadas. El aumento de la producción nacional de gas también puede reducir la dependencia de los combustibles importados, aliviando la presión sobre las finanzas públicas y la balanza comercial y creando margen fiscal para políticas sociales e inversiones en infraestructura. Cuando van acompañados de marcos normativos adecuados y de políticas específicas, estos beneficios pueden traducirse en menores costos energéticos y en un mayor acceso para las poblaciones vulnerables.

La contribución social del gas natural puede potenciarse aún más mediante la integración progresiva de gases de menores emisiones y renovables, como el biometano. Los proyectos de biometano, en particular los basados en residuos agrícolas, residuos ganaderos, vertederos y plantas de tratamiento de aguas residuales, ofrecen fuertes sinergias con el desarrollo local. Pueden crear soluciones energéticas descentralizadas, generar empleo local, apoyar la gestión

10. El IMPE está disponible en <https://fundacionpromigas.org.co/impe/>

de residuos y proporcionar fuentes de ingresos adicionales para las comunidades rurales, al tiempo que aportan reducciones sustanciales de emisiones. Al aprovechar la infraestructura de gas existente, el biometano puede implantarse con costes incrementales relativamente bajos, reforzando tanto los objetivos medioambientales como los sociales.

Sin embargo, aprovechar todo el potencial del gas natural para reducir la pobreza energética y fomentar el desarrollo social requiere decisiones y un direccionamiento político bien diseñados. La ampliación del acceso debe alinearse cuidadosamente con objetivos de asequibilidad, salvaguardias ambientales sólidas y vías de descarbonización a largo plazo. Unos marcos normativos claros y estables, mecanismos de inversión específicos y una coordinación eficaz entre las políticas energéticas, sociales e industriales son esenciales para garantizar que los beneficios del desarrollo del gas natural se compartan de manera amplia y equitativa. Cuando se integra en una estrategia coherente de transición energética, el gas natural puede funcionar no solo como un factor que contribuye a la reducción de emisiones y a la seguridad energética, sino también como un instrumento práctico para mejorar las condiciones de vida y promover el desarrollo inclusivo en toda América Latina y el Caribe.



Imagen: Naturgas

4. Consideraciones finales y recomendaciones de política

Este informe destaca que el gas natural es un recurso energético de importancia estratégica para América Latina y el Caribe, fundamentado en el significativo nivel de reservas y en la infraestructura existente, tales como las grandes bases de recursos en Venezuela, en Vaca Muerta, Argentina, y en los yacimientos del presal en Brasil. Estos activos posicionan a la región no solo como un importante demandante de gas, sino también como un potencial productor y exportador de GNL, lo que refuerza la seguridad energética, la integración regional y el desarrollo económico. Desde el punto de vista de la demanda, el gas natural puede aportar reducciones significativas de las emisiones al sustituir combustibles con mayor intensidad de carbono en la generación de energía, el transporte y la industria, al tiempo que proporciona la flexibilidad necesaria para integrar fuentes de energía renovable intermitentes (como la eólica y la solar) en los sistemas eléctricos. La infraestructura del gas también puede respaldar el desarrollo futuro de gases bajos en emisiones, como el biometano y el hidrógeno. Desde el punto de vista de la oferta, la expansión de la producción de gas natural y de la infraestructura puede estimular la inversión, el empleo y el crecimiento del PIB, al tiempo que aumenta las exportaciones y reduce los costes de importación de combustible, mejorando así las balanzas comerciales. Una mayor disponibilidad de gas y la integración de la infraestructura regional también pueden mejorar el acceso a la energía, reducir los costes energéticos y mejorar la calidad del aire en toda la región.

Para desbloquear el enorme potencial de gas natural de la región y aumentar su participación en los mercados regionales y mundiales del gas, los gobiernos, los reguladores y los inversores deberían centrarse en un conjunto de medidas coordinadas que mejoren las condiciones de inversión, refuercen la integración regional y alineen el desarrollo del gas natural con los objetivos de transición energética a largo plazo.

Recomendaciones de política

1. Establecer marcos de inversión atractivos y estables para la exploración y producción

Los gobiernos deberían implementar regímenes fiscales competitivos, procesos de concesión de licencias transparentes y condiciones contractuales y normativas estables que atraigan inversiones a largo plazo en exploración y producción. Reducir los retrasos en la concesión de permisos y mejorar el acceso a la información geológica pueden fomentar aún más la exploración tanto en cuencas maduras como en cuencas fronterizas.

2. Acelerar la integración del mercado regional del gas

Promover el desarrollo de gasoductos transfronterizos, terminales de GNL e infraestructuras compartidas para facilitar el comercio intrarregional. El fortalecimiento de la integración regional puede optimizar la asignación de recursos, mejorar la seguridad del suministro y ampliar los mercados de gas en toda la región. Más allá de las inversiones físicas, los responsables de política pueden facilitar la integración promoviendo nuevas estructuras contractuales y operativas que maximicen el uso de la infraestructura existente. Esto incluye la implementación de regímenes de gas en tránsito, la armonización de normas operativas para mejorar la interoperabilidad de los sistemas interconectados y la adopción de metodologías tarifarias que eviten desalentar inadvertidamente los flujos transfronterizos. En los mercados en los que se utiliza generación a gas natural para asegurar la adecuación del sistema, es esencial una estrecha alineación entre los mecanismos de capacidad de energía y la regulación del transporte de gas natural para garantizar que la capacidad firme contratada se traduzca efectivamente en una capacidad de suministro de gas confiable y económicamente viable.

3. Armonizar los marcos normativos entre países

Reducir la fragmentación regulatoria mediante una mayor convergencia de las normas de mercado, los estándares técnicos y los marcos contractuales puede reducir la incertidumbre jurídica y los costos de transacción de los proyectos de infraestructura transfronteriza. Los procesos deberían ser agilizados para minimizar la burocracia y acortar los plazos de concesión de permisos y aprobaciones para el desarrollo de proyectos de petróleo y gas existentes y nuevos en América Latina y el Caribe.

4. Aportar claridad normativa a largo plazo sobre el papel del gas natural en la transición energética

Los gobiernos deben definir con claridad cómo el gas natural complementa el despliegue de las energías renovables y contribuye a las distintas opciones de descarbonización. Las señales políticas estables son esenciales para orientar las decisiones de inversión y garantizar un desarrollo adecuado de las infraestructuras.

5. Dar prioridad a las aplicaciones del gas que ofrezcan las mayores reducciones de emisiones

Las políticas públicas deberían fomentar el uso del gas natural cuando este aporte claros beneficios ambientales, como la sustitución del carbón, el diésel y el fuel oil en la generación de electricidad, el transporte pesado y las actividades industriales. Además, el gas natural debería desempeñar un papel clave a la hora de proporcionar capacidad de generación flexible, lo que contribuiría a la integración confiable de un alto porcentaje de fuentes de energía renovables intermitentes (como la eólica y la solar) en el sistema eléctrico.

6. Facilitar la integración de gases de bajas emisiones

Promover los marcos normativos y las adaptaciones de las infraestructuras que permitan la integración gradual del biometano y el hidrógeno en las redes de gas existentes, reduciendo los costes de transición y apoyando la descarbonización a largo plazo.

7. Movilizar capital a largo plazo para infraestructuras estratégicas de gas

Ampliar el acceso a la financiación para gasoductos, instalaciones de GNL, infraestructuras de almacenamiento y redes de distribución de gas mediante mecanismos de financiación mixtos, asociaciones público-privadas y una mayor participación de los bancos multilaterales de desarrollo.

8. Reforzar la transparencia y la coordinación en toda la cadena de valor del gas

Mejorar la medición de las emisiones, la gestión del metano y el análisis del ciclo de vida para garantizar la transparencia ambiental, al tiempo que se fomenta una mayor coordinación entre productores, operadores de infraestructuras, empresas de servicios públicos y grandes consumidores para optimizar la planificación de las infraestructuras y el desarrollo del sistema.



Imagen: Tecpetrol

Referencias

AAP. (2023). *Gas Natural Vehicular: Revisión internacional, mercado nacional y oportunidades*.

Asociación Automotriz del Perú (AAP). <https://aap.org.pe/estadisticas/observatorio-aap/>

ANP. (2025). *Relatório dinâmico das instalações produtoras de biocombustíveis autorizadas pela ANP e dos processos em andamento de construção e ampliação de planta de produção de biocombustíveis* [Conjunto de datos]. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis>

Arias, J. C. O. (2022). *Vision of port logistics and maritime traffic in the Caribbean*. Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA). <https://repositorio.sena.edu.co/handle/11404/7995>

Arpel, IGU, & OLADE. (2023). *Natural Gas in the transition to Low-Carbon Economies: The case of Latin America and the Caribbean* [White Paper]. <https://www.olade.org/en/publicaciones/natural-gas-in-the-transition-to-low-carbon-economies-the-case-of-latin-america-and-the-caribbean/>

Barbero, J. A., Fiadone, R., & Millán, M. F. (2020). El transporte automotor de cargas en América Latina. *IDB Publications*. (Argentina). <https://doi.org/10.18235/0002216>

Cepeda, M. F. S., Gore, K., & Mao, X. (2025). *The potential of Brazilian ports as renewable marine fuel bunkering hubs*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/the-potential-of-brazilian-ports-as-renewable-marine-fuel-bunkering-hubs-june25/>

Cubilla-Montilla, M., Ramírez, A., Escudero, W., & Cruz, C. (2025). Analyzing and Forecasting Vessel Traffic Through the Panama Canal: A Comparative Study. *Applied Sciences*, 15(15), 8389. <https://doi.org/10.3390/app15158389>

DNV. (2024). *FuelEU Maritime: Requirements, compliance strategies, and commercial impacts* [White Paper]. <https://www.dnv.com/maritime/publications/fueleu-maritime-white-paper-download/>

DNV. (2025a). *Energy Transition Outlook 2025: A global and regional forecast to 2060*. <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/download/>

DNV. (2025b). *Maritime Forecast to 2050: A deep dive into shipping's decarbonization journey* (Energy Transition Outlook 2025). <https://www.dnv.com/maritime/maritime-forecast/>

Energy Institute. (2025). *Statistical Review of World Energy 2025*. <https://www.energyinst.org/statistical-review>

EPE. (2017). *Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia* [Nota Técnica]. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-petroleo-gas-e-biocombustiveis>

- EPE. (2019). *Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados*. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf
- EPE. (2025a). *Descarbonização do Setor de Transporte Rodoviário: Intensidade de carbono das fontes de energia* [Nota Técnica EPE/DPG/SDB/2025/03 (r1)]. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-descarbonizacao-do-setor-de-transporte-rodoviario-intensidade-de-carbono-das-fontes-de-energia->
- EPE. (2025b). *Estimativa das metas de biometano de 2026 para o Subcomitê do Biometano do CTP-CF* [Nota de Esclarecimento NE-EPE-DPG-2025-02]. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2025c). *Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2024* (Nota Técnica EPE/DPG/SPG/02/2025). <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2024>
- EPE. (2025d). *Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano* (Nota Técnica Versão para Consulta Pública). <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-integrado-das-infraestruturas-de-gas-natural-e-biometano-pniigb>
- EPE. (2026). *LRCAP/2026 – GÁS NATURAL, CARVÃO E UHE: Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores*. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-reserva-de-capacidade-na-forma-de-potencia-2026>
- Global Energy Monitor. (2025). *Global Gas Infrastructure Tracker* [Conjunto de dados]. <https://globalenergymonitor.org/>
- Gomes, I., Caratori, L., Carlino, H., Delgado, F., & Sousa, L. (2021). *The decarbonization of gas in the Southern Cone of South America* (Número 05). Oxford Institute for Energy Studies.
- Gomes, V. L. L., Mafra, R. Z., Moreira, R. M. G., Kuwahara, N., Melo, D. R. A. de, & Narciso, M. V. A. (2025). *Relatório Técnico conclusivo sobre o estudo prospectivo para uso de Gás Natural Liquefeito (GNL) como combustível em transporte aquaviário no estado do Amazonas* (Ed. dos Autores). E-book. <https://tede.ufam.edu.br/handle/tede/10693>
- Gross, S. (2020). *The challenge of decarbonizing heavy transport*. The Brookings Institution. <https://www.brookings.edu/articles/the-challenge-of-decarbonizing-heavy-transport/>
- GTB. (2026). *Brasil-Argentina: Desenvolvimento de infraestrutura, interconexão e exportação de gás natural da República Argentina para a República Federativa do Brasil*. Grupo de Trabalho Bilateral (GTB), Memorando de Entendimento Brasil-Argentina. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-e-argentina-avancam-na-integracao-energetica-com-publicacao-de-relatorio-tecnico-bilateral>
- Hidalgo, D., Giesen, R., & Muñoz, J. C. (2024). Bus Rapid Transit: End of trend in Latin America? *Data & Policy*, 6, e2. <https://doi.org/10.1017/dap.2023.44>

IAPG. (2024). *Estimación de los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas de la Fm. Vaca Muerta disponibles al 31 de diciembre de 2023*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). <https://iapg.org.ar/documentos-iapg/>

IAPG. (2025). *Cadena de Valor para el desarrollo de Vaca Muerta: Análisis y Proyección de los Insumos y Servicios de Requeridos ¿Cuántos y cuáles insumos y servicios requerirá el desarrollo de Vaca Muerta?* Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). <https://iapg.org.ar/documentos-iapg/>

IEA. (2021). *Global Hydrogen Review 2021*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

IEA. (2025a). *Gas 2025: Analysis and forecasts to 2030*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/gas-2025>

IEA. (2025b). *Gas Market Report, Q1-2025*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2025>

IEA. (2025c). *Global EV Outlook 2025: Expanding sales in diverse markets*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>

IEA. (2025d). *Global Hydrogen Review 2025*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>

IEA. (2025e). *Outlook for Biogas and Biomethane: A global geospatial assessment* (World Energy Outlook Special Report). International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane>

IEA. (2025f). *World Energy Outlook 2025*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>

IGU. (2025a). *2025 World LNG Report*. International Gas Union. <https://www.igu.org/igu-reports/2025-world-lng-report>

IGU. (2025b). *Global Gas Report 2025*. International Gas Union. <https://www.igu.org/igu-reports/2025-world-lng-report>

IMO. (2016). *Studies on the Feasibility and Use of LNG as a Fuel for Shipping* (Air Pollution and Energy Efficiency Study Series). International Maritime Organization London, UK. <https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/imo-publications.aspx>

INE. (2025). *Estadísticas Económicas* [Conjunto de datos]. <https://www.ine.gob.bo/>

IPCC. (2006a). Chapter 2: Stationary Combustion. Em *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: 2 (Energy)*. Institute for Global Environmental Strategies (IGES). <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>

IPCC. (2006b). Chapter 3: Mobile Combustion. Em *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: 2 (Energy)*. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>

IRENA. (2025). *Renewable energy statistics 2025*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Publications/2025/Jul/Renewable-energy-statistics-2025>

Le Fevre, C. (2019). *A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport*. Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/publications/review-prospects-natural-gas-fuel-road-transport/>

Mantilla, J. (2025). *Situación y fomento de la inversión privada en la exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú*. Instituto Videnza.

Marcelino, L. (2025, agosto 11). Jomed vai usar biometano da Ultragaz em caminhões. *Eixos*. <https://eixos.com.br/gas-natural/biogas/jomed-transportes-fecha-acordo-com-ultragaz-para-usar-biometano-em-sua-frota-de-caminhoes/>

MINEM. (2024). *Libro de Recursos de Hidrocarburos*. <https://www.gob.pe/institucion/minem/colecciones/17474-libro-anual-de-recursos-de-hidrocarburos>

MME. (2025). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural* [Conjunto de dados]. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>

Natura. (2026, fevereiro 10). Natura adota uso de biometano e fortalece transição energética em fábrica e frota. *Natura RI*. <https://ri.natura.com.br/noticias/natura-adota-uso-de-biometano-e-fortalece-transicao-energetica-em-fabrica-e-frota/>

OLADE. (2024). *Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024*. <https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2024/>

OLADE. (2025). *Plataforma de Información Energética de América Latina y el Caribe* (sieLAC) [Conjunto de dados]. <https://sielac.olade.org/>

OLADE, & BID. (2020). *Análisis de sustitución de combustibles del sistema de transporte fluvial de la hidrografía Paraguay—Paraná* [Informe Técnico]. <https://www.olade.org/publicaciones/analisis-de-sustitucion-de-combustibles-del-sistema-de-transporte-fluvial-de-la-hidrovia-paraguay-parana/>

OLADE, & CAF. (2025a). *Integración gasífera Argentina–Chile: Resumen Ejecutivo*. <https://www.olade.org/publicaciones/integracion-gasifera-argentina-chile/>

OLADE, & CAF. (2025b). *Oportunidades de integración en el Cono Sur*.

ONS. (2025). *Resultados da Operação: Histórico da Operação* [Conjunto de dados]. <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>

OPEC. (2025). *Annual Statistical Bulletin 2025*. <https://publications.opec.org/asb>

Sabbatella, I. M., & Serrani, E. (2021). Integración gasífera entre Argentina y Bolivia: De la etapa geopolítica al distanciamiento político (1968–2019). *Estudios internacionales (Santiago)*, 53(199), 167–196. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5354/0719-3769.2021.60093>

SEA-LNG. (2023). *LNG – Delivering Decarbonisation: View from the Bridge 2022-2023*. <https://sea-lng.org/2023/01/lng-delivering-decarbonisation/>

Secretaría de Energía. (2025). *Datos Energía* [Conjunto de datos]. <http://datos.energia.gob.ar/dataset>

Servicio Nacional de Aduanas. (2025). *Base de datos Operaciones de Ingreso* [Conjunto de datos]. <http://www.aduana.cl/base-de-datos-operaciones-de-ingreso/aduana/2024-11-12/122745.html>

Vidigal, L. P. V., de Souza, T. A. Z., da Costa, R. B. R., Roque, L. F. de A., Frez, G. V., Pérez-Rangel, N. V., Pinto, G. M., Ferreira, D. J. S., Cardinali, V. B. A., & Solferini de Carvalho, F. (2025). Biomethane as a Fuel for Energy Transition in South America: Review, Challenges, Opportunities, and Perspectives. *Energies*, 18(11), 2967. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en18112967>

Wang, Y., & Wright, L. A. (2021). A Comparative Review of Alternative Fuels for the Maritime Sector: Economic, Technology, and Policy Challenges for Clean Energy Implementation. *World*, 2(4), 456–481. <https://doi.org/10.3390/world2040029>

Wang, Y., Xiao, X., & Ji, Y. (2025). A Review of LCA Studies on Marine Alternative Fuels: Fuels, Methodology, Case Studies, and Recommendations. *Journal of Marine Science and Engineering*, 13(2), 196. <https://doi.org/10.3390/jmse13020196>

Wei, H., Müller-Casseres, E., Belchior, C. R. P., & Szklo, A. (2023). Evaluating the Readiness of Ships and Ports to Bunker and Use Alternative Fuels: A Case Study from Brazil. *Journal of Marine Science and Engineering*, 11(10), 1856. <https://doi.org/10.3390/jmse11101856>

Wood Mackenzie. (2024). *Can Guyana and Suriname LNG compete against new global supply?* <https://www.woodmac.com/press-releases/2024-press-releases/guyana-and-suriname-could-provide-12-mmtpa-of-cost-competitive-lng-in-the-2030s-according-to-wood-mackenzie/>

XM. (2026). *Sinergox* [Conjunto de datos]. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>

Apéndice

Tabla 3. Terminales de importación de GNL en América Latina y el Caribe

País	Terminal de GNL	Tipo de Terminal	Capacidad (MTPA)	Año de puesta en servicio
Argentina	GNL Escobar	Flotante	3,80	2011
Argentina	Bahía Blanca GasPort	Flotante	3,80	2008 (inactivo)
Brasil	Pécem LNG	Flotante	2,0	2009 (inactivo)
Brasil	Acu Port GNL	Flotante	5,60	2020
Brasil	Bahía GNL	Flotante	5,37	2014
Brasil	Guanabara LNG	Flotante	8,05	2010
Brasil	KARMOL LNGT ASIA	Flotante	2,27	2022
Brasil	Para GNL (Barcarena)	Flotante	6,00	2024
Brasil	Sao Paulo GNL	Flotante	3,78	2024
Brasil	GNL de Sergipe	Flotante	5,64	2020
Brasil	Terminal Gas Sul GNL	Flotante	4,00	2024 (inactivo)
Brasil	FSRU de Suape	Flotante	3,76	En construcción (Puesta en marcha prevista en 2026)
Chile	GNL Mejillones	En tierra	1,50	2010
Chile	GNL Quintero	En tierra	4,00	2009
Colombia	SPEC FSRU	Flotante	3,00	2016
República Dominicana	AES Andrés LNG	En tierra	1,90	2003
El Salvador	FSRU de El Salvador	Flotante	2,15	2022
Jamaica	Old Harbour FSRU	Flotante	3,60	2019
Jamaica	Montego Bay GNL	En tierra	0,50	2016
México	Energía Costa Azul	En tierra	7,60	2008
México	Pichilingue LNG	En tierra	0,80	2021
México	Terminal de GNL Altamira	En tierra	5,40	2006
México	Terminal KMS	En tierra	3,80	2012
Panamá	GNL Costa Norte	En tierra	1,50	2018
Panamá	Sinolam LNG	Flotante	1,10	En construcción (Puesta en marcha prevista en 2025)
Nicaragua	FSRU de Puerto Sandino	Flotante	5,00	En construcción (Puesta en marcha prevista en 2025)

Fuente: Elaboración del autor basada en datos de IGU (2025a) y Global Energy Monitor (2025)

Agradecimientos

Este Informe fue preparado por la International Gas Union (IGU), la Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe (ARPEL) y la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE), con el apoyo y la cooperación de varios expertos de empresas e instituciones líderes en América Latina y el Caribe.

Investigación y redacción:

- Prof. Edmar Almeida, PhD. & Felipe Freitas, PhD.

Edición, revisión y gestión del proyecto:

- Carlos Garibaldi, Secretario Ejecutivo, ARPEL
- Pablo Ferragut, Director Gerente, ARPEL
- Eugenia Guzmán, Comunicaciones, ARPEL
- Andrea Stegher, Presidente, IGU
- Menelaos (Mel) Ydreos, Secretario General, IGU
- Mark McCrory, Director, Política y Análisis, IGU
- Simon Ellis, Asesor Sénior, Política y Abogacía, IGU
- Ella Minty, Directora, Comunicación y Asesora Sénior del Secretario General, IGU
- Andrés Rebolledo, Secretario Ejecutivo, OLACDE
- Guido Maiulini, Jefe de Asesoría Estratégica, OLACDE
- Esteban Kiper, Experto en Gas Natural, OLACDE

Edición y Traducción de versión en español:

Arpel

Diseñador:

- Ifraz Khan

Agradecimientos especiales:

- Luz Stella Murgas, Presidente, Naturgas / Coordinadora Regional para América Latina y el Caribe, IGU
- Camilo Morales, Secretario General, Naturgas
- Carlos Cortés Simón, Presidente Ejecutivo, AGN
- Sylvie D'Apote, Directora Ejecutiva – Gas Natural, IBP
- Ernesto López Anadón, Presidente, IAPG
- Iván Hansen, Gerente de Asuntos Públicos, TGN
- Pablo Erias, Gerente Comercial, TGN
- Mario Yaniskowski, Gerente de Relaciones Institucionales, TGS
- Claudia Trichilo, Director de Operaciones, TGS
- Gabriela Aguilar, Asesora y ex VP Latam, Excelerate
- María Julia Aybar, VP Sénior y Gerente General, Hunt Oil (Peru)
- Úrsula Calle, VP y Gerente General, Hunt Services (Peru)
- Tania Silva, Gerente de Comunicaciones y Relaciones Institucionales, TGP
- Jesús Cuadros, Subgerente Comercial, TGP
- Enrique Martínez, Gerente Sénior de Relaciones Institucionales y Nuevos Negocios, TGP
- Ariel Gordon, Gerente de Asuntos Públicos de Argentina LNG, YPF
- Camila Sabattini, Analista de Asuntos Públicos – LNG, YPF
- Comité de Gas y Energía de ARPEL
- Semptra Infrastructure

Numerosos expertos internacionales de alto nivel, procedentes de diversas organizaciones de la región —entre ellas las empresas nacionales de petróleo (NOCs) de América Latina y el Caribe, empresas internacionales de petróleo (IOCs), empresas energéticas, empresas de consultoría, centros de estudios, instituciones financieras y organismos internacionales—, contribuyeron con sus opiniones durante el Diálogo de Stakeholders celebrado en Buenos Aires en septiembre de 2025, y revisaron los borradores preliminares de este informe entre marzo y abril de 2026. Sus comentarios, sugerencias y contribuciones fueron de gran valor.



En caso de que existan discrepancias entre la versión original en inglés de este informe y cualquier traducción a otro idioma, prevalecerá la versión en inglés.

International Gas Union (IGU)
44 Southampton Buildings
WC2A 1AP Londres
Reino Unido
Teléfono: +44 02 3889 0161
E-mail: info@igu.org

Publicado por la International Gas Union (IGU), la Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe (Arpel) y la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE). Derechos de autor © 2026. Todo el contenido de esta publicación está protegido por derechos de autor, cuyos detalles completos pueden obtenerse a través de la editorial. Todos los derechos reservados. Ninguna parte de esta publicación puede ser reproducida, almacenada en sistemas de recuperación de información ni transmitida en ninguna forma ni por ningún medio —electrónico, mecánico, fotocopia, grabación u otro— sin el permiso previo del titular de los derechos de autor.