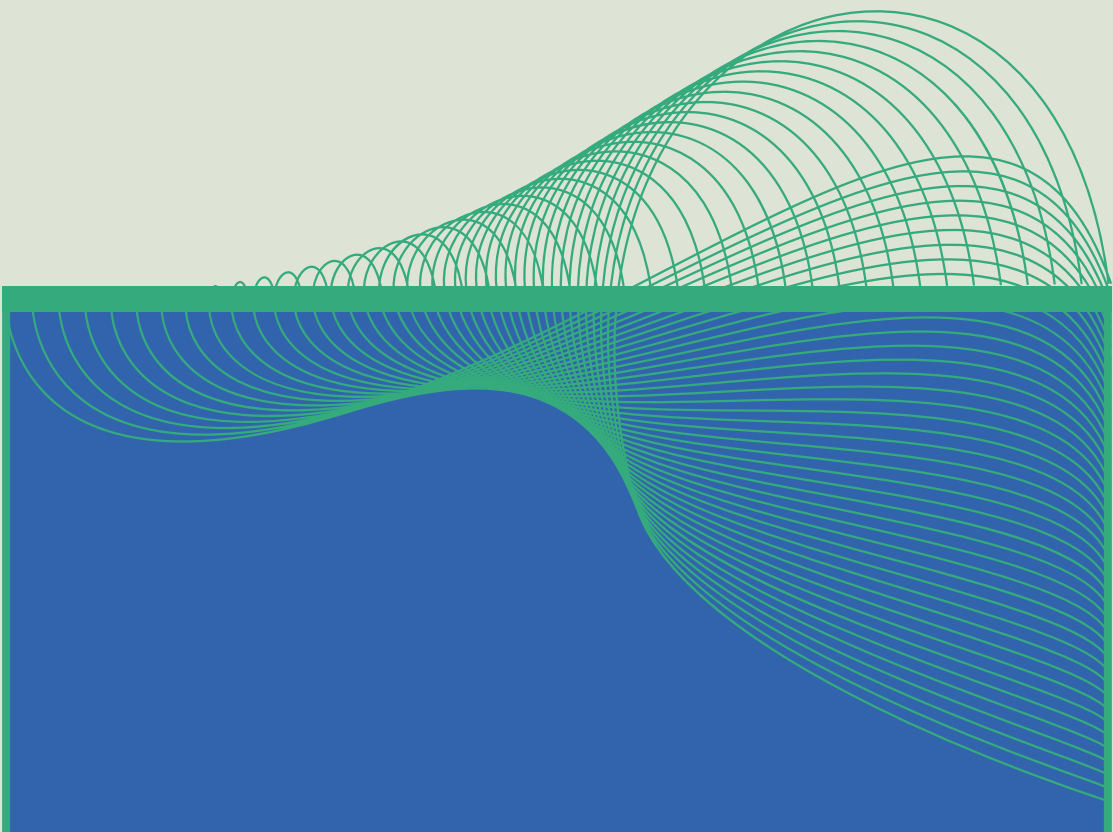




INTEGRACIÓN GASÍFERA ARGENTINA - CHILE

RESUMEN EJECUTIVO

Marzo 2025

The background of the page is a solid light green color. Overlaid on this background are several sets of thin, white, wavy lines that flow from the top left towards the bottom right, creating a sense of movement and depth. These lines are arranged in a way that they appear to be part of a larger, continuous pattern, with some lines curving more sharply than others.

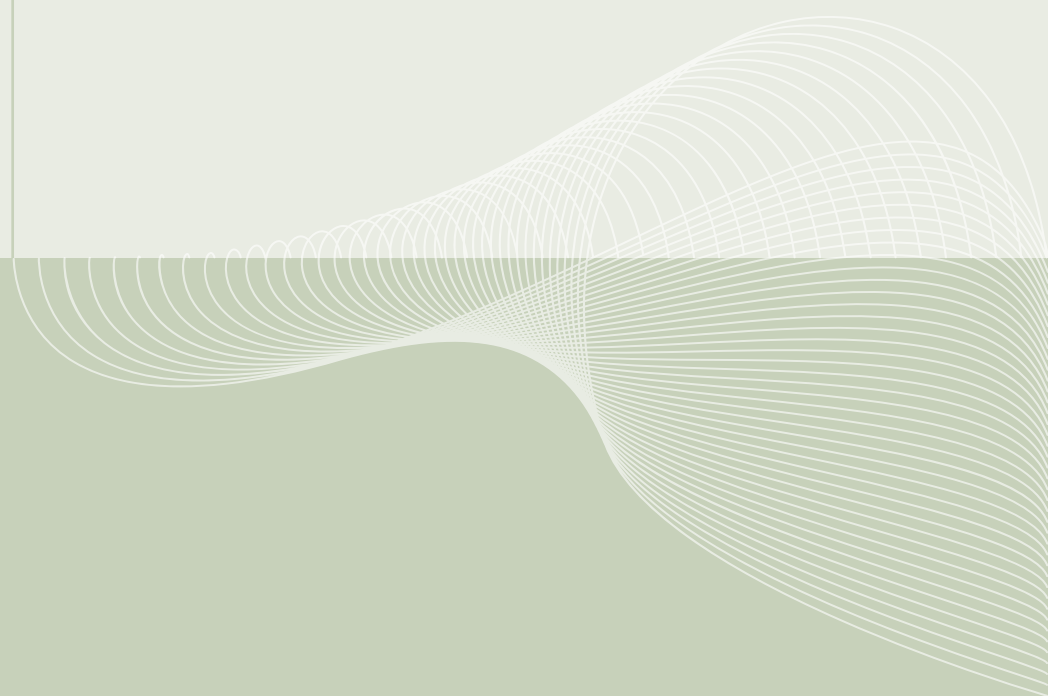
Este Resumen Ejecutivo fue elaborado de manera conjunta por CAF-banco de desarrollo de América Latina y el Caribe- y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), en el marco de la Cooperación Técnica “CAF-PPI: Integración energética Argentina-Chile”. Asimismo, el estudio completo estará disponible próximamente para su descarga en los sitios web institucionales de CAF y OLADE.

PUNTOS DESTACADOS DEL ESTUDIO

1. **La historia de una integración inconclusa:** durante los años noventa tuvo lugar el desarrollo de un intenso proceso de integración energética regional entre Argentina y Chile, que concluyó abruptamente por el declive de la producción de petróleo y gas en Argentina, y forzó a Chile a buscar alternativas energéticas.
2. **El resurgir de la producción de gas en Argentina:** hoy se cuenta con la **certeza** de que los **recursos gasíferos de los que dispone Argentina en Vaca Muerta son suficientes para abastecer a toda la región a precios competitivos** por más tiempo del que se utilizarán los combustibles fósiles como recurso primario para la generación de energía.
3. **La reactivación de las exportaciones de gas a Chile:** se dispone de infraestructura de integración gasífera regional que actualmente se encuentra muy **subutilizada, a pesar de la reactivación de las exportaciones de gas argentino** a Chile.
4. **Las perspectivas de la demanda de gas en Chile:** Existe un elevado nivel de **incertidumbre** sobre la evolución de la demanda de gas en Chile a largo plazo por la acelerada incorporación de renovables en el sistema eléctrico chileno, acompañada de la tendencial reducción de sus costos de largo plazo, lo que genera interrogantes sobre el retorno de proyectos asociados a disponer mayores volúmenes de gas.. Sin embargo, las estimaciones realizadas en este trabajo, cuando consideran el acceso a gas argentino a precios competitivos, arrojan **trayectorias de demanda que justificarían el desarrollo de nueva infraestructura.**
5. **El desafío de la infraestructura de integración regional:** uno de los principales **desafíos** es adaptar la infraestructura de transporte de gas en Argentina a su nueva realidad productiva, caracterizada por la concentración de la producción en la cuenca neuquina. El **desarrollo de nueva infraestructura permitiría incrementar la producción y las exportaciones, y sustituir importaciones en Argentina, reducir costos y emisiones de gases efecto invernadero en Chile, y articular grandes proyectos de inversión binacionales asociados a la disponibilidad y competitividad del gas natural.** Las estimaciones de impacto realizadas en el marco de esta consultoría indican que:



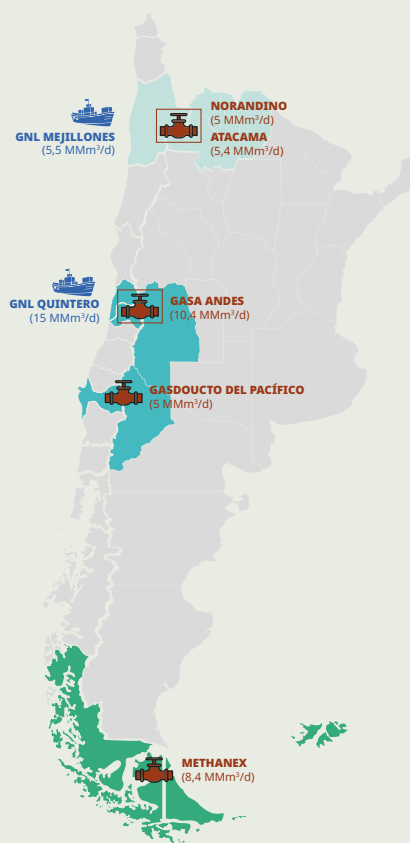
- › La ampliación del sistema de Transportadora de Gas del Norte generaría la sustitución de importaciones en Argentina al año 2030 por USD 1.500 MM, un aumento de las exportaciones hacia el norte de Chile de USD de entre USD 380 MM para y USD 510 MM; la reducción de costos de abastecimiento en Chile por entre USD 350 MM y USD 430 MM; y la reducción de emisiones de CO2 por cerca de 4 MMtn/año.
 - › La ampliación del sistema **Cuyo-Gas Andes** generaría un aumento de las exportaciones de gas argentino hacia Chile por USD 300 MM, y una reducción de costos en Chile de USD 420 MM. En el caso de que se integrara el proyecto a la reversión de GNL Quintero las exportaciones argentinas se incrementarían en USD 140 MM adicionales, la reducción de costos en Chile podría ser más moderada, pero las exportaciones de GNL desde Quintero alcanzarían los USD 400 MM.
- 6. El desafío regulatorio:** Para avanzar en el proceso de integración regional se deberá construir un **marco legal y regulatorio** que, sobre la base de una disponibilidad de recursos *cuasi ilimitada*, permita consolidar el proceso de reconstrucción de la confianza entre los agentes de ambos países, y generar las condiciones de acceso a la oferta y la demanda que promuevan el intercambio, habiliten el desarrollo de nuevos proyectos, y maximicen los beneficios de ambos lados de la frontera. El proceso de eliminación de las barreras regulatorias deberá ser acompasado para evitar asimetrías y asegurar un reparto equilibrado de los beneficios del intercambio.



BREVE HISTORIA DE UNA INTEGRACIÓN INCONCLUSA

Argentina y Chile transitaron un proceso de intensa integración energética durante la década de los 90. En dicho período se habilitaron los gasoductos: Gasandes (1997), Gasoducto del Pacífico (1999), Gasoductos Norandino y Atacama (1999) y los tres gasoductos que alimentan la planta de Methanex en Magallanes (1997 y 1999). Asimismo, se habilitó el Oleoducto Transandino (1994) y la interconexión eléctrica Cobos-Atacama entre Salta, Argentina y Atacama en Chile.

Ilustración 1 Gasoductos de Integración y terminales de regasificación



Fuente: Elaboración Propia



El volumen de exportaciones de gas alcanzó entre 2003 y 2006, durante el pico del intercambio bilateral, un promedio de 17,5 MMm3/día (millones de metros cúbicos diarios). A partir de allí el auge de la demanda argentina y la falta de reposición de reservas provocó una rápida reducción de los envíos, que cayeron a 6,5 MMm3/día en 2007, a 2 MMm3/día en 2008, y que culminó con la interrupción total en 2011.

El corte de las exportaciones argentinas forzó a Chile a buscar sustitutos en el mercado mundial de GNL desde 2006, desarrollando a tal fin dos proyectos de terminales de licuefacción de gas natural: Quintero en el Sistema Interconectado Centro (2009) con capacidad de regasificación de 15 MMm3/d y Mejillones en el Sistema Interconectado Norte Grande (2010) con capacidad de regasificación de 5,5 MMm3/d. El sistema eléctrico chileno a fin de recuperar seguridad operativa también incorporó nueva capacidad térmica diésel y a carbón entre 2007 y 2013, y a partir de 2014 comenzó a sumar aceleradamente generación renovable no convencional.





2 EL RESURGIR DE LA PRODUCCIÓN ARGENTINA

EL DESARROLLO DE VACA MUERTA

Argentina está experimentando una marcada expansión en la producción de hidrocarburos, iniciada en 2012 con el desarrollo de la explotación de recursos no convencionales de la formación Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina.

La U.S. Energy Information Administration (EIA) identifica en 2015 el enorme potencial productivo no convencional de la formación Vaca Muerta, en un contexto en el que se registra la madurez de las técnicas de fractura hidráulica y explotación de *tight y shale gas* en la cuenca Pérmica en Estados Unidos¹. Esas primeras estimaciones sobre los recursos no convencionales técnicamente recuperables de Vaca Muerta, ratificadas por un estudio más reciente realizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), arrojaron un volumen de 308 TCF (trillón de pies cúbicos), que serían suficientes para garantizar 184 años de demanda argentina, y unos 90 años de demanda regional (Argentina, Brasil, Chile, Bolivia y Uruguay). En las estimaciones del IAPG los recursos técnicamente recuperables alcanzarían los 258 TCF.

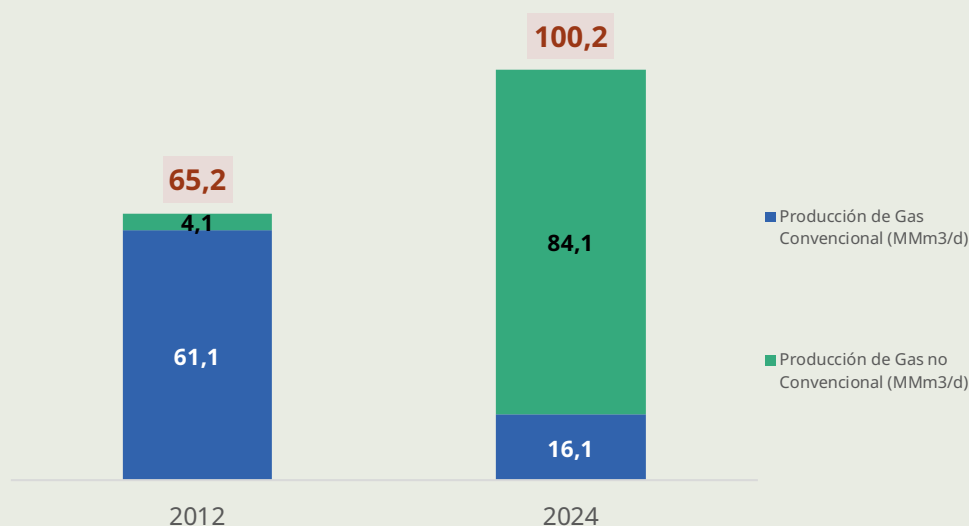
La Cuenca Neuquina tenía una larga tradición en la explotación hidrocarburífera, contaba con una importante infraestructura de tratamiento y evacuación de gas natural, con mano de obra calificada, con empresas productoras con vasta experiencia y capacidad de financiamiento, y con una cadena de proveedores desarrollada, entre otros aspectos que facilitaron el rápido despegue de la producción no convencional. Un rol relevante en el desarrollo de la cuenca lo asumió YPF, que mediante un acuerdo con Chevron, invirtió los primeros USD 5.000 MM en Vaca Muerta, que aportaron conocimiento y permitieron reducir el riesgo para las empresas privadas que ingresaron posteriormente.

1. La U.S. Energy Information Administration estimó en su informe “Technically Recoverable Sahle Oil and Gas Resources: Argentina” publicado en 2015 un volumen de recursos técnicamente recuperables de 308 TCF. Más recientemente el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas estimó en su estudio “Estimación de los recursos remanentes técnicamente recuperables de gas de la formación Vaca Muerta disponibles al 31 de diciembre de 2023”, publicado en 2025, que las reservas se ubicarían en un rango de entre 147 TCF (Estimación Baja), 258 TCF (Estimación Media), y 399 TCF (Estimación Alta).

Entre 2012 y 2024 la producción de petróleo en la Cuenca Neuquina pasó de 232.000 bbl (barriles)/día a 544.000 bbl/día, con la producción de *shale-oil* pasando de cero a 448.000 bbl/día y contrarrestando el declive de la producción convencional. Gracias al impulso de la producción de Vaca Muerta, la producción de petróleo alcanzó los 772.000 bbl/día en Argentina y las exportaciones promediaron los 180.000 bbl/día en 2024. De ese volumen, unos 85.000 bbl/día son exportados por el Oleoducto Transandino, rehabilitado en mayo de 2023, hacia Chile.

En el mismo período, la producción de gas natural en la Cuenca Neuquina pasó de 65,2 MMm3/día a 100,2 MMm3/día, gracias al despliegue de la producción de *shale gas* y *tight gas*, que aportan 84,1 MMm3/día. El gas no convencional hoy aporta el 60% de los 139 MMm3/día que se produjeron en promedio en Argentina durante 2024.

Ilustración 2: Producción de Gas en la Cuenca Neuquina



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía (SESCO)

A partir de 2018 el crecimiento de la producción en la Cuenca Neuquina arrojó por primera vez en una década saldos exportables durante el período estival². Durante 2019 las exportaciones de gas regionales crecieron significativamente, alcanzando un promedio de 5,3 MMm3/día. Durante 2020 y 2021 el intercambio regional se retrajo, producto de cierto estancamiento en la producción de gas resultante de la crisis económica argentina de 2019 y el impacto de la pandemia en 2020, para recuperar dinamismo y ubicarse en torno a los 6 MMm3/día entre 2022 y 2024.

La evolución de la explotación de los recursos no convencionales de la cuenca neuquina no sólo ha registrado un crecimiento acelerado, sino que ha convergido a niveles de productividad muy similares o superiores a los observados en las formaciones no convencionales más maduras del mundo, los de la cuenca Pérmica en Estados Unidos. La productividad de los pozos alcanzó su madurez desde 2018, mientras que los costos de perforación, fractura y terminación se han reducido.

2. El concepto de *saldo exportable* guarda relación con el de *autoabastecimiento*, presente en la legislación argentina desde 1967.



Como consecuencia, los precios promedio del gas en la Cuenca Neuquina, hoy definidos en el marco del Plan Gas Ar, que licitó un volumen de 76 MMm³/d para el período 2024-2028, se ubican en 3.56 USD/MMBTU; mientras que los precios libres para grandes usuarios comerciales e industriales se han negociado durante 2024 a valores significativamente más bajos.

Las perspectivas de producción y de competitividad a mediano plazo, apalancadas por el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones sancionado por la Ley No 27.742 y reglamentado por el Decreto No 749/2024, que otorga beneficios fiscales, acceso al mercado cambiario, y plantea un horizonte más favorable para los proyectos orientados a la exportación, son aún más alentadoras. En ese contexto comenzó a materializarse el proyecto de exportación de GNL flotante en el Golfo de San Matías, Río Negro, con capacidad de licuefacción inicial de 2,45 Millones de Toneladas por Año (MTPA), o 11,5 MMm³/día. También continúa el desarrollo del proyecto de licuefacción *on-shore* que se instalaría en Punta Colorada, y tendría una capacidad inicial de 10 MTPA, o 47 MMm³/día.

Tanto para los proyectos de exportación de GNL, como para el desarrollo de la demanda regional, resultará imprescindible la ampliación de la infraestructura de transporte de gas en Argentina, con el objetivo de incrementar la capacidad de evacuación de gas de la Cuenca Neuquina y aprovechar los ingentes recursos con los que cuenta Argentina en Vaca Muerta para el desarrollo económico y energético regional.

3

LA REACTIVACIÓN DE LAS EXPORTACIONES

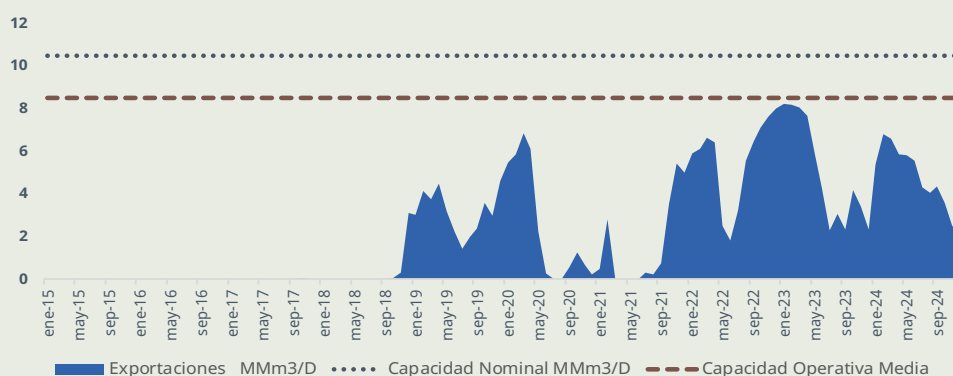
Las exportaciones de gas a Chile representan la cuasi totalidad de las exportaciones de gas argentino (97%). El retorno del gas argentino al mercado chileno ha sido exitoso, y ya tiene una participación equivalente a la del GNL. La infraestructura de integración regional existente y la flexibilidad que aporta la capacidad de regasificación en Chile permitieron retomar los intercambios en base a permisos y contratos de exportaciones en firme pero estacionales. La firmeza de los permisos y contratos ha permitido a la demanda chilena ajustar la programación de GNL a la disponibilidad de gas argentino, reduciendo los costos de abastecimiento y ahorrando divisas. Recientemente se ha habilitado la posibilidad de otorgar permisos y firmar contratos en firme pluri-anales, otorgando mayor capacidad de previsión a las partes.

Si bien la reactivación de las exportaciones viene generando beneficios de ambos lados de la frontera, con un promedio de 6 MMm3/día de exportaciones en los últimos 3 años, no se ha logrado alcanzar volúmenes de intercambio consistentes con la infraestructura de integración regional disponible ni con la demanda de gas chilena. Existe infraestructura de exportación para 33 MMm3/d, mientras que la demanda media de gas natural en Chile ha sido durante los últimos años de 16,5 MMm3/d. La principal restricción que limita un despliegue más profundo de la integración gasífera radica en las limitaciones que presenta el sistema de transporte troncal argentino, que no ha terminado de adecuar su infraestructura al cambio de dotación de recursos productivos.

Las **exportaciones por Gas Andes** han sido las de mejor desempeño por la configuración del Gasoducto del Centro Oeste y su proximidad a la Cuenca Neuquina. De los 10,5 MMm3/día de capacidad de exportación, durante el período estival se pueden exportar unos 9 MMm3/día³. Durante el invierno la disponibilidad de gas para exportación baja a 5 MMm3/día, debido a que la capacidad de transporte es requerida para el abastecimiento de la demanda interna.

3. No es factible alcanzar promedios de exportación alineados con la máxima capacidad operativa de Gas Andes, de 10,5 MMm3/día, por la realización de mantenimientos estivales sobre el Gasoducto Centro Oeste, y por el impacto de un contrato de respaldo que tiene Metrogas Chile con Gas Andes por 2 MMm3/día, que impide otorgar permisos de exportación en firme o asumir compromisos firmes por más de 8,5 MMm3/día.

Ilustración 3: Gasoducto Gas Andes: Exportaciones y Capacidad de transporte

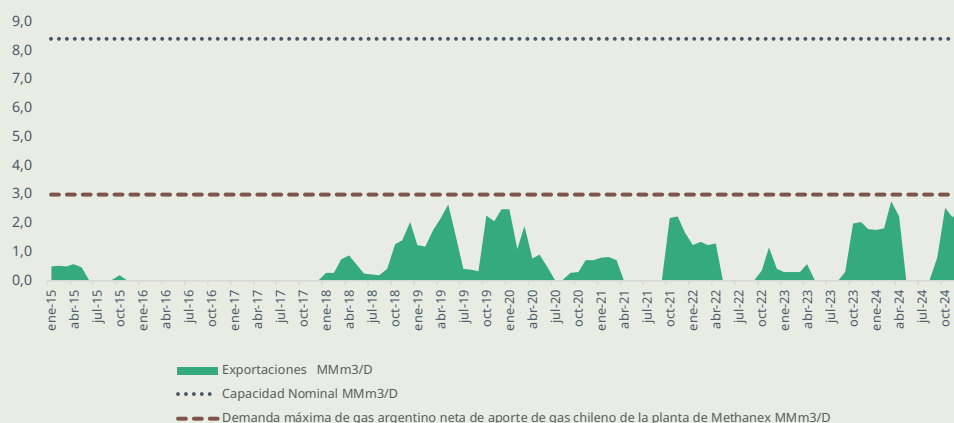


La Capacidad Nominal indica la capacidad de diseño del gasoducto. La Capacidad Operativa Media indica la capacidad de operación efectiva, condicionada por la realización de mantenimientos estacionales en el sistema de transporte argentino, y un contrato de respaldo de Metrogas con Gas Andes que bloquea capacidad firme.

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de ENARGAS.

Las **exportaciones a la planta de Methanex** registran una marcada estacionalidad, vinculada a la variabilidad de la demanda de gas residencial en Argentina. Durante el período estival se registran excedentes en el sistema de Transportadora de Gas del Sur (TGS) que habilitan la exportación de gas en firme a la planta de Methanex; mientras que durante el invierno el fuerte crecimiento del consumo provoca déficits de abastecimiento que hoy deben ser cubiertos con GNL y combustibles líquidos, tornando inviable económicamente la exportación⁴.

Ilustración 4: Gasoductos Methanex: Exportaciones y Capacidad de transporte

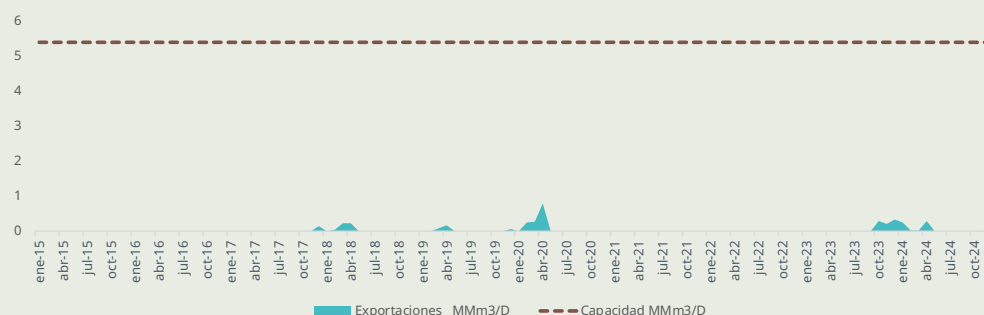


Fuente: Elaboración Propia en base a datos de ENARGAS.

Las **exportaciones por el Gasoducto Norandino** se encuentran muy restringidas por la disponibilidad de gas sobre el Gasoducto Norte (GN). Desde 2018 hasta ahora sólo se han registrado envíos ocasionales, y el gasoducto se ha utilizado más para reforzar el abastecimiento del norte argentino con GNL de Mejillones, que para aportar gas natural a la demanda chilena.

4. La demanda de gas de la planta de Methanex está condicionada al diferencial de precios entre el gas natural que utiliza como insumo y el metanol en el mercado mundial. Los costos marginales del gas natural o sus sustitutos en el mercado argentino durante el invierno no son consistentes con los precios requeridos por la planta de Methanex.

Ilustración 5: Gasoducto Norandino: Exportaciones y Capacidad de transporte



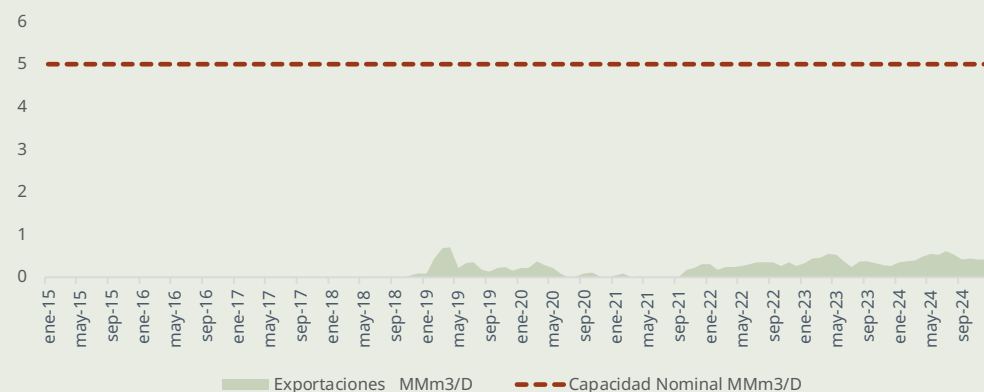
Fuente: Elaboración Propia en base a datos de ENARGAS.

El abastecimiento del área ha requerido significativas adecuaciones del sistema de transporte para reemplazar el abastecimiento de gas boliviano, que dejó de aportar inyección en el norte argentino en noviembre de 2024 (aunque los volúmenes provistos venían cayendo año a año desde 2019). Se construyó el Gasoducto Perito Moreno, que incrementó la capacidad de inyección de la Cuenca Neuquina sobre el sistema de TGS en 21 MMm3/día; el Gasoducto Mercedes Cardales, que permite la transferencia de volúmenes de TGS hacia Transportadora de Gas del Norte (TGN) por 15 MMm3/día, alimentando la región Litoral y el Gasoducto Norte; y con financiamiento de CAF- banco de desarrollo de América Latina y el Caribe- se realizaron obras para la reversión de flujos del Gasoducto Norte, para poder llevar hasta 19 MMm3/día de gas de la cuenca neuquina hacia el centro y norte del país.

Las ampliaciones han permitido reemplazar la oferta boliviana y asegurar el abastecimiento de la demanda local, pero **no resultan suficientes para disponer de gas para exportación en el norte** del país de manera consistente y sin incurrir en riesgos en la provisión del insumo.

Las **exportaciones por el Gasoducto del Pacífico** no enfrentan restricciones dadas por la infraestructura de transporte. El gasoducto de exportación se conecta directamente a la ventana de gas seco de la Cuenca Neuquina, y la inyección para la exportación no compete con la demanda argentina. Sin embargo, las exportaciones han sido muy acotadas en los últimos años, debido a limitaciones técnicas y comerciales, que se encuentran en vías de solución. De los 5 MMm3/d de capacidad se utilizan 0,3 MMm3/día, pactados en el marco de un acuerdo entre ambos países para abastecer la demanda prioritaria de la región de Bío Bio y el Ñuble.

Ilustración 6: Gasoducto del Pacífico: Exportaciones y Capacidad de transporte



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de ENARGAS.



La reactivación de las exportaciones de gas argentino impulsadas por el despegue de la producción de gas en Vaca Muerta ha permitido a Argentina recuperar una participación importante en el mercado de gas chileno, e incluso impulsar un incremento en la participación de la generación térmica a gas en el despacho eléctrico. Sin embargo, queda hoy una demanda significativa abastecida con GNL, carbón y combustibles líquidos que podría ser satisfecha con gas argentino, reduciendo costos, mejorando el balance comercial de ambos países, e impulsando el proceso de reducción de emisiones en Chile por sustitución de combustibles más contaminantes a precios competitivos.

El mayor abastecimiento de la demanda chilena con gas de la cuenca neuquina requiere inversiones significativas en infraestructura de transporte, que exigen demanda firme de largo plazo para poder viables económicamente y susceptibles de financiación.



4

PERSPECTIVAS PARA LA DEMANDA DE GAS DE CHILE

EL LUGAR DEL GAS NATURAL EN EL MARCO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La evolución de la matriz energética chilena en la última década, en donde se ha destacado el ritmo de incorporación de energías renovables no convencionales al sistema eléctrico, plantea serios interrogantes respecto de la firmeza de la demanda de gas a largo plazo. Chile cuenta con 4.503 MW de potencia eólica, 9.029 MW de potencia solar, y una participación de la generación renovable en la matriz eléctrica del 37,5% en 2024. En el próximo lustro se espera el ingreso de 1.500 MW eólicos, 4.500 MW solares y 2.000 MW de baterías.

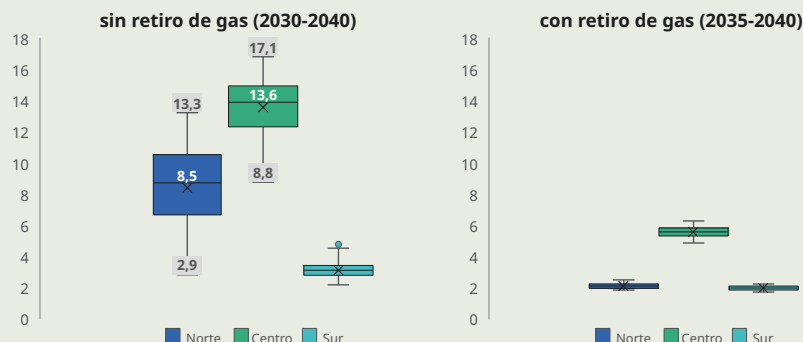
El retiro de las centrales a carbón del sistema eléctrico, y el rol que cumplirá la generación a carbón como respaldo de la generación renovable en el período de transición hacia una matriz eléctrica de bajas o nulas emisiones, es otro elemento que aporta incertidumbre sobre el espacio para el gas natural en Chile. Desde 2018, año en el que se lanzó el Plan de Retiro, salieron de operación 892 MW de generación termoeléctrica a carbón. El planteo original apuntaba a retirar toda la generación a carbón para 2040, pero se estima que se podría adelantar el objetivo a 2032.

En el marco del desarrollo de este estudio el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) realizó una proyección de la demanda de gas natural chilena con un horizonte 2030-2040, que considera 4 escenarios en los que cambian los supuestos sobre la velocidad del proceso de transición energética y descarbonización, los precios del gas natural argentino, la tasa de descuento para las inversiones en nueva generación, y el crecimiento previsto para la demanda no eléctrica. Así, se configuran rangos de demanda de gas natural a largo plazo para cada una de las zonas del mercado de gas chileno (Norte, Centro y Biobío (Sur)) que aportan visibilidad para la toma de decisiones vinculadas a la realización de nuevas inversiones en infraestructura.

Resulta conveniente dividir las proyecciones en dos grupos, para visualizar mejor sus implicancias. Por un lado, se identifican los tres escenarios que consideran que se retira el carbón de la matriz eléctrica en 2032, año de ingreso de la Línea de Alta Tensión de Corriente Directa (HVDC) Kimal-Lo Aguirre, pero no se fuerza el retiro de la generación con gas. Por otro lado, se identifica el escenario en el que además del retiro del carbón

en 2032, se fuerza el retiro del gas natural como recurso primario para la generación eléctrica en 2035. Este último escenario presenta una sensible caída de la demanda a partir de 2036.

Ilustración 7: Rangos de demanda proyectada por zona del SEN



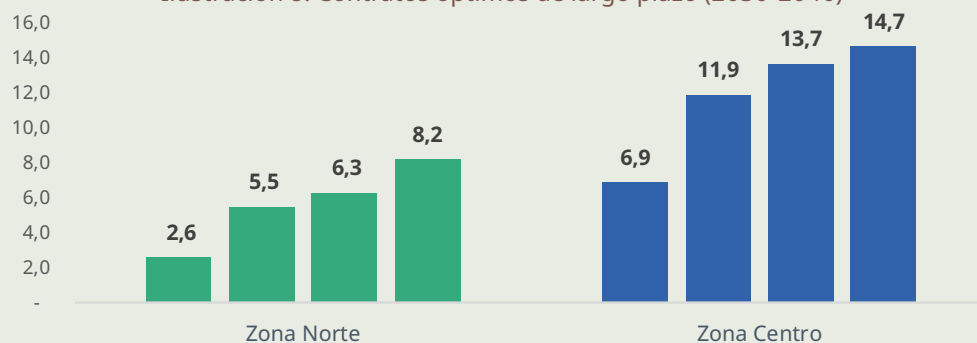
“Los gráficos ‘... sin retiro de gas’ se elaboraron a partir de los escenarios sin retiro de gas (escenarios 2, 3 y 4 del estudio del ISCI), mientras que el gráfico ‘con retiro de gas’ se basa en el escenario donde se implementa el retiro de gas en 2035 (escenario 1). Para este último, se consideró el intervalo a partir de 2035, reflejando la demanda de gas a largo plazo tras la eliminación del gas natural en el sector eléctrico. Los gráficos se interpretan así: la caja (sombreada en colores) abarca el 50% de los valores proyectados de demanda para cada zona, correspondientes a los datos más cercanos a la media y menos extremos. Una caja más estrecha indica menor dispersión de las demandas respecto a la media. La ‘X’ dentro de la caja representa el promedio de la demanda. Los ‘bigotes’ y los valores en sus extremos muestran el máximo y el mínimo observados en cada conjunto de datos (demandas de gas según los escenarios analizados).”

Fuente: Proyecciones de demanda de gas natural en Chile. ISCI para la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

En los escenarios sin retiro forzado del gas natural del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) **la demanda tendría una evolución que podría justificar el desarrollo de inversiones en nueva infraestructura para la integración regional.** Para analizar con mayor profundidad este punto se realizó una simulación de contratación de gas firme de largo plazo para las zonas norte y centro, que sería consistente con la contratación de transporte firme requerida para iniciar el desarrollo de ampliaciones del sistema de transporte de gas. No se analizó el caso de la zona sur por disponer de suficiente infraestructura para satisfacer la demanda de largo plazo en todos los escenarios planteados.

La simulación consideró contratos en firme a 2040, con cláusula de *take or pay* del 75%, precios de gas argentino por zona y de GNL (precio sombra) en línea con los utilizados para las proyecciones. El resultado de las simulaciones son los volúmenes a contratar a largo plazo en cada zona y para cada caso que minimizan el costo de abastecimiento del área.

Ilustración 8: Contratos óptimos de largo plazo (2030-2040)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de proyección de demanda del ISCI.



Los volúmenes de demanda que minimizarían los costos de abastecimiento en la **zona norte** demandarían para cualquiera de los casos ampliaciones en la infraestructura de transporte. La demanda de gas argentino a largo plazo para minimizar los costos de la **zona centro** requeriría del desarrollo de nueva infraestructura para todos los casos sin retiro forzado del gas natural del despacho eléctrico.

El conjunto de escenarios sin retiro de gas natural respecto del escenario con retiro supone el ahorro en inversiones en capacidad de generación de unos USD 26.000 MM a 2036, y una reducción de costos del SEN de entre 2 y 10 USD/MWh a 2036⁵.

5. Resultados del estudio “Análisis cuantitativo del rol del gas en la transición eléctrica de Chile” realizado por el ISCI y la consultora SPEC para la Asociación de Gas Natural en 2023.

5 EL DESAFÍO DE LA INFRAESTRUCTURA

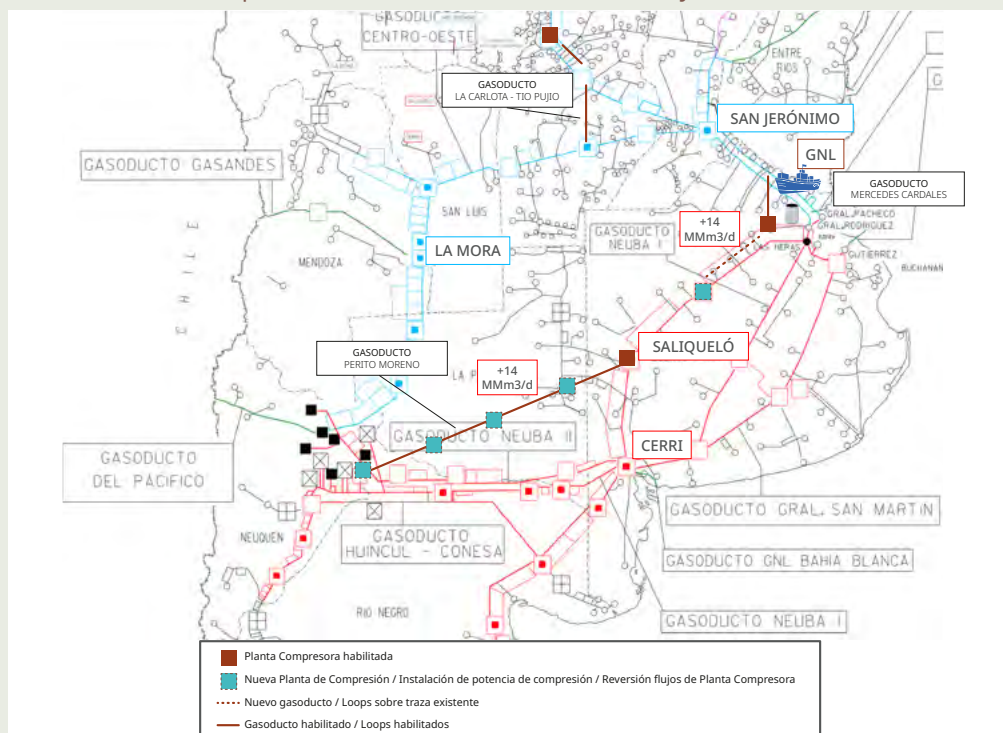
GASODUCTOS PARA LA INTEGRACIÓN REGIONAL

El abastecimiento de la demanda interna y la profundización de la integración gasífera regional requieren el desarrollo de grandes obras de infraestructura de gas en Argentina.

5.1. Ampliación del sistema de Gasoducto Perito Moreno – Transportadora de Gas del Sur

Este proyecto ampliaría la capacidad del Gasoducto Perito Moreno (GPM) en 14 MMm3/día, con punto de recepción en Tratayén, y de entrega en el anillo de Buenos Aires. La obra consiste en la incorporación de 105.000 caballos de fuerza (HP) de compresión en dos plantas sobre la traza del GPM, y la construcción de 20 km de *loops* sobre los tramos finales del sistema de TGS.

Ilustración 9: Ampliación del Gasoducto Perito Moreno y tramos finales NEUBA II



Fuente: Elaboración propia sobre Atlas Geográfico de ENARGAS.

El costo estimado de la obra sería de USD 700 MM, resultando muy eficiente en términos de costo por M3 adicional (50 USD/m3d). El costo de transporte que repaga la ampliación sería de 0,8 USD/MMBTU⁶.

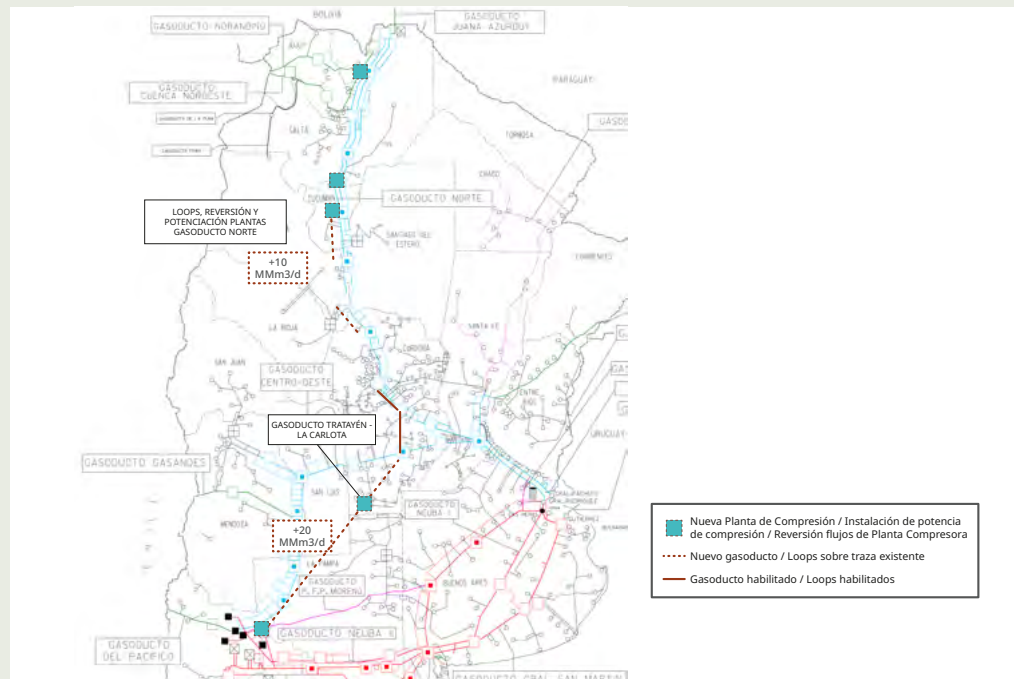
El aporte de gas al sistema de TGS permitiría la sustitución de combustibles líquidos y GNL, reduciendo las importaciones y los costos del sistema eléctrico y de gas. El impacto de la obra sobre la integración regional sería muy acotado, debido a que no incrementa la disponibilidad de gas en las áreas del sistema de transporte con mayor potencial de crecimiento de las exportaciones a Chile. Su aporte en términos de la integración gasífera bilateral se limita a la ampliación de la ventana de exportación con saldos disponibles para la planta de Methanex.

La obra resultaría relevante y conveniente para el abastecimiento de la demanda local, y daría fortaleza al proyecto de la Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU), pero no sería crítica para la profundización de la integración gasífera regional.

5.2. Ampliación del sistema de TGN y optimización de la reversión del Gasoducto Norte

Este proyecto consta de dos partes. La primera consiste en la construcción de un nuevo gasoducto entre Tratayén (Cuenca Neuquina) y La Carlota (en Córdoba), que permitiría ampliar la disponibilidad de gas en el área Centro-Norte-Litoral de TGN en 20 MMm³/día. El gasoducto tendría una extensión 750 km, un diámetro de 36" y requeriría incorporar 30.000 HP de potencia. El costo estimado de la obra es de USD 1.750 MM.

Ilustración 10: Ampliación del sistema de TGN y optimización de la reversión del Gasoducto Norte



Fuente: Elaboración propia sobre Atlas Geográfico de ENARGAS.

6. El costo surge de estimar el costo de transporte consistente con el recupero de la inversión para una TIR del 12%, costos operativos equivalentes al 2% del valor de la obra, un plazo de construcción de 24 meses, acceso a los beneficios del RIGI, y un factor de uso del 70%.



El aporte de gas al sistema de TGN permitiría mejorar sensiblemente las condiciones operativas, ya que el área hoy cuenta con una condición de abastecimiento muy ajustada, que se resuelve reasignando despacho térmico al área de TGS, con pérdida de eficiencia en el sistema eléctrico, y mediante la importación de GNL proveniente de Mejillones, inyección de GNL en Escobar, o consumo de combustibles líquidos en las regiones Litoral o Centro del país.

Esta primera parte de la obra estaría orientada fundamentalmente al abastecimiento de la demanda local, y junto a la ampliación propuesta por TGS permitiría resolver el abastecimiento del sistema eléctrico y de gas durante todo el año, minimizando el consumo de combustibles alternativos. Si se habilita la exportación en firme, aun cuando provoque sobre costos sobre la demanda interna si tiene respaldo de combustibles alternativos a cargo del exportador, en línea con lo dispuesto en el decreto reglamentario de la Ley Bases, esta ampliación podría dar lugar a exportaciones en firme hacia el norte de Chile u otros mercados regionales.

La segunda parte de la obra consiste en la ampliación de la capacidad de reversión del Gasoducto Norte hasta los 29 MMm³/día, sumando 10 MMm³/día de capacidad. Esta obra requeriría la construcción de 96 km de *loops* en 30" y la instalación de 81.000 HP de potencia. El costo estimado de esta obra sería de USD 550 MM. El volumen total adicional se podría sumar en módulos de 2 MMm³/día. Toda la capacidad incremental estaría disponible para la exportación a Chile, o a los demás países de la región conectados al Gasoducto Norte: Bolivia, y mediante su sistema de transporte, Brasil, y potencialmente Paraguay.

El costo de transporte que permitiría el recupero de la inversión de las dos etapas, asumiendo una combinación de demanda interna y de exportación que completa la nueva capacidad por 20 MMm³/día, se ubicaría en el entorno de los 2,3 USD/MMBTU.

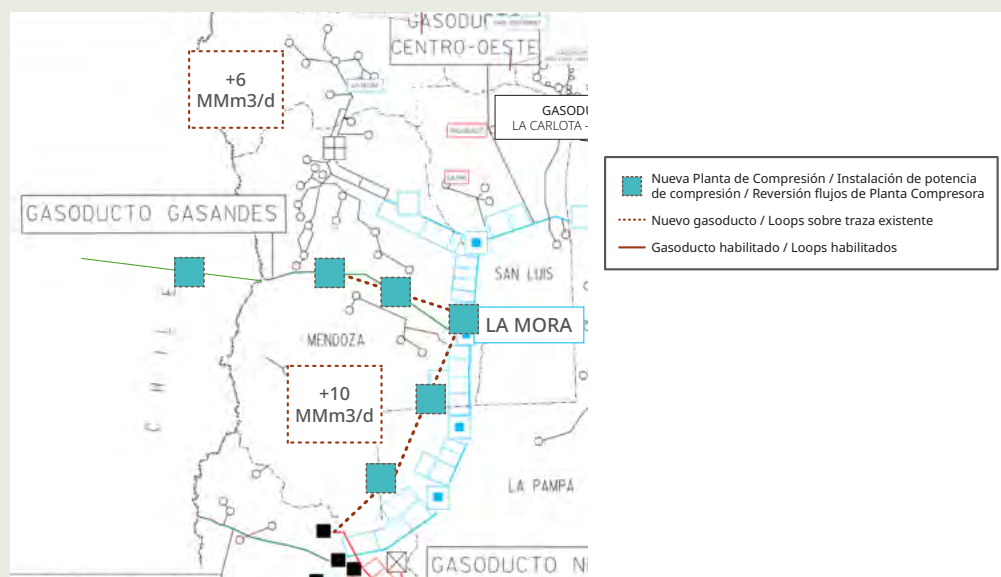
La obra resulta crítica desde el punto de vista del proceso de integración gasífera regional, ya que además de tener un impacto sustantivo sobre la disponibilidad de gas para el mercado chileno, permitiría canalizar exportaciones hacia Bolivia, Brasil y potencialmente Paraguay. Existirían así mercados alternativos para colocar el gas y aprovechar la infraestructura, que reducirían la incertidumbre asociada a la firmeza de la demanda en el contexto de transición energética chilena.

5.3. Ampliación del Gasoducto del Centro Oeste y Gas Andes

El proyecto estaría destinado exclusivamente al abastecimiento de la demanda chilena, y permitiría ampliar la oferta firme de gas argentino de los 5 MMm³/día durante el período mayo-septiembre y los 8,5 MMm³/día durante el período octubre-abril, a 16 MMm³/día durante todo el año.

La obra consiste en la construcción de 220 km paralelos al Gasoducto del Centro-Oeste en el tramo Tratayén-La Mora en 30", y 160 km de gasoducto en 36" de *loops* sobre Gas Andes. Se debería incorporar potencia por 30.000 HP sobre el nuevo tramo Tratayén-La Mora, y 20.000 HP sobre Gas Andes. El costo total de la obra ascendería a USD 1.200 MM.

Ilustración 11: Ampliación del Gasoducto del Centro Oeste y Gas Andes



Fuente: Elaboración propia sobre Atlas Geográfico de ENARGAS.

El costo de transporte que permite recuperar la inversión, con un factor de uso del 80%, sería de 1,5 USD/MMBTU.

Una alternativa que podría agregar mayor valor al proyecto, dada la incertidumbre respecto a los escenarios de demanda, y el excedente de capacidad que podría quedar sin utilización (hasta 8 MMm3/día), sería el aprovechamiento de las instalaciones de GNL Quintero para la instalación de un terminal de licuefacción de gas natural⁷. La materialización de un proyecto conjunto de estas características requeriría ampliaciones sobre el sistema de Electrogas, entre el punto de entrega de Gas Andes y la terminal de Quintero. Sería necesaria la construcción de 122 km de ducto de 24" con una inversión del entorno de los USD 200 MM, que permitirían el transporte de 8 MMm3/día hasta Quintero. La demanda para licuefacción podría tomar la capacidad incremental en firme de 8 MMm3/día, y en caso de que la demanda de la **zona centro** requiriera un volumen estacional por sobre los contratos firmes de distribuidoras y usinas, podría tomar volúmenes adicionales de Quintero a precio de GNL (con descuento del costo de regasificación y transporte). Un proyecto de esta naturaleza requeriría firmeza de suministro, y costos muy competitivos de gas en boca de pozo y transporte desde cuenca.

7. Energía Costa Azul, en México, es una terminal de regasificación que realizó una adaptación de estas características. El ahorro de costos del proyecto brown field, que cuenta con instalaciones portuarias, muelle y fundamentalmente tanques de almacenamiento, es de 30% respecto del capex requerido para un proyecto green field.



5. 1. Estimación de impacto de alternativas

ALTERNATIVAS DE AMPLIACIÓN DE INFRAESTRUCTURA SOBRE LOS FLUJOS DE GAS Y EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES

El impacto sobre la integración gasífera regional de cada una de las alternativas de ampliación del sistema de transporte se estimó en base a simulaciones desarrolladas en el marco de este estudio a partir de un modelo de optimización matemático. Este modelo considera los principales nodos de oferta y demanda del sistema de transporte de gas en Argentina y Chile, la capacidad de los gasoductos troncales argentinos y de los gasoductos de integración, las demandas proyectadas en cada nodo, así como los precios del gas por cuenca y de combustibles alternativos.

Se analizó el balance del sistema de gas argentino a partir de los resultados del modelo considerando inyección y demanda en un horizonte 2030 para los siguientes casos:

1. Escenario base: sin ampliaciones adicionales del sistema de transporte
2. Ampliación TGS
3. Ampliación TGS + Ampliación TGN Tratayén-La Carlota
4. Ampliación TGS + Ampliación TGN Tratayén-La Carlota + Optimización Reversión Gasoducto Norte.
5. Ampliación del sistema Gas Andes
6. Ampliación del sistema Gas Andes con proyecto de licuefacción por 4 MMm3/día y 8 MMm3/día.

Para cada caso se estimaron los flujos físicos que optimizan el resultado neto de exportación/importación valuados a sus respectivos precios. Luego se monetizó el impacto de los flujos para obtener los resultados económicos correspondientes a cada caso de análisis.

Impacto Físico:

- › Exportaciones de gas natural argentino a Chile en firme
- › Exportaciones de gas natural argentino a Chile interrumpibles/estacionales
- › Importaciones de GNL/carbón de Chile
- › Consumo de Combustibles Alternativos en Argentina (GNL y Gasoil)

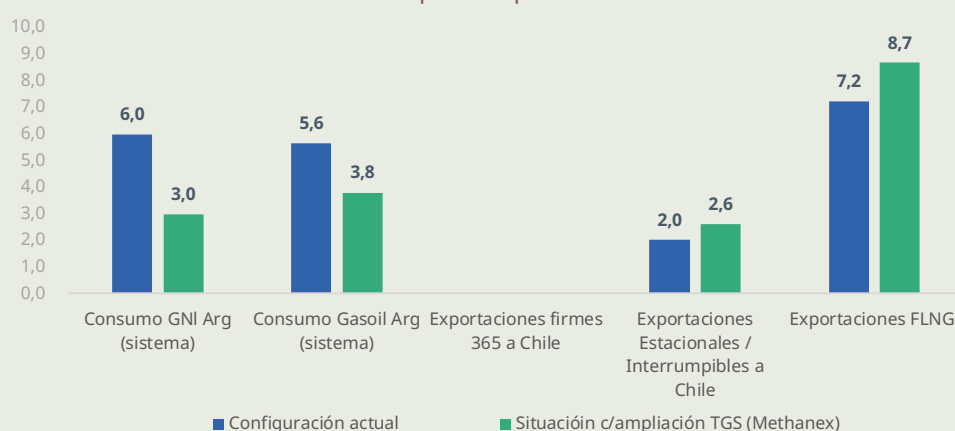
Impacto: Económico:

- › Importaciones GNL/Gasoil Argentina
- › Exportaciones gas natural Argentina
- › Importación (Costos combustibles Chile)
- › Exportaciones GNL Argentina
- › Exportaciones GNL Chile
- › Inversión *upstream*
- › Otras inversiones asociadas

Los resultados físicos más relevantes de las optimizaciones realizadas para cada una de las zonas se presentan a continuación⁸.

Se observa que para **la ampliación del sistema GPM-TGS** el impacto en términos de la reducción del consumo de combustibles alternativos en Argentina es muy significativo, desplazando importaciones de GNL y gasoil. Su desarrollo abre la puerta a una mayor integración regional, en tanto mejora las condiciones de abastecimiento interno, que resultan restrictivas del desarrollo de la integración bajo el marco regulatorio vigente. Sin embargo, **tiene un impacto muy marginal en la integración gasífera con Chile**. La obra permitiría ampliar la ventana de exportaciones a la planta de Methanex durante algunas semanas en la entrada y salida del invierno, pero no permitiría el desarrollo de exportaciones en firme.

Ilustración 12: Resultados físicos para ampliación del sistema GPM-TGS a 2030



Fuente: elaboración propia

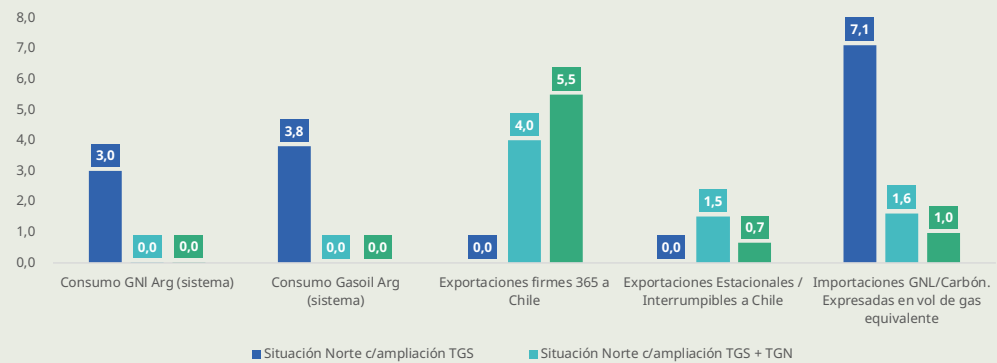
Este proyecto fue declarado de interés público nacional por el gobierno argentino a fines de 2024, y en febrero de 2025 mediante la Resolución 169/2025 encomendó a Energía Argentina SA (ENARSA) realizar una licitación pública destinada a la ejecución de las obras.

Las ampliaciones del sistema de TGN terminarían de resolver los déficits de abastecimiento de gas en Argentina, desplazando por completo el consumo de combustibles alternativos, pero adicionalmente **tendrían un impacto significativo sobre la integración gasífera entre Argentina y Chile**. El primer módulo de la obra, la construcción del gasoducto Tratayén-La Carlota, permitiría estructurar un módulo de exportación en firme al norte de Chile de 4 MMm³/día. La exportación en firme en este caso requeriría el respaldo de GNL en Argentina o Chile durante algunas semanas por año cuando existan demandas muy exigentes, a fin de cumplir con los requerimientos que exige la regulación según lo dispuesto en la reglamentación de la Ley Bases (evitar sobrecostos para la demanda interna para habilitar exportaciones). Adicionalmente, se podría disponer de volúmenes interrumpibles adicionales. El desplazamiento de importaciones de GNL y carbón sería significativo. El impacto sobre la reducción de emisiones en Chile se ubicaría en torno a las 2,9 MM Tn. de CO₂ por desplazamiento de carbón, mientras que en Argentina la mitigación de emisiones alcanzaría 1 MM Tn de CO₂ por año por desplazamiento de gasoil.

8. Se realizaron las simulaciones para todos los casos de evolución de la demanda chilena proyectados por el ISCI, pero se presentan en este resumen los resultados para el Caso 2. Se eligió el Caso 2 por ser el más conservador de los casos que no retiran el gas natural en 2035 del despacho eléctrico.



Ilustración 13: Resultados físicos para ampliaciones del sistema de TGN y el GN



Evaluación de impacto sobre exportaciones de gas hacia zona norte de Chile por el Gasoducto Norandino.

Fuente: Elaboración propia

La segunda etapa de ampliación, que se podría realizar de manera modular, de a 2 MMm3/día y consistiría en optimizar la reversión del Gasoducto Norte, permitiría llevar la oferta en firme hasta 5,5 MMm3/d (o volúmenes adicionales si los escenarios de demanda chilena fuera los más favorables al desarrollo del gas natural). Las exportaciones interrumpibles se reducirían, por la mayor contractualización en firme. La mitigación de emisiones sería un 10% mayor en Chile.

Finalmente, **la ampliación del sistema Cuyo - Gas Andes tendría un impacto significativo sobre los flujos de gas hacia Chile**. La exportación en firme durante los 365 días del año podría ampliarse de los 5 MMm3/día a 13,4 MMm3/día en el escenario de demanda considerado, pero se podría ampliar hasta los 16 MMm3/día. Las exportaciones interrumpibles o estacionales dejarían de tener espacio, y se desplazaría la totalidad del consumo de GNL, carbón o combustibles líquidos de la región Metropolitana y Valparaíso. La reducción de emisiones sería menos significativa que en el norte, por ir fundamentalmente contra despacho de GNL, pudiendo alcanzar las 700.000 Tn. de CO2 anuales.

Ilustración 14: Resultados físicos para ampliaciones del sistema Cuyo - Gas Andes



Evaluación de impacto sobre exportaciones de gas hacia zona centro de Chile por Gas Andes, y exportaciones de GNL desde Quintero.

Fuente: elaboración propia

Se analizaron también los flujos de exportación cuando se incorpora la reversión de la terminal de GNL Quintero. Se consideró un caso en el que de los 16 MMm3/día de capacidad final de Gas Andes, 12 MMm3/día se contractualizan en firme con la demanda de



distribuidoras y centrales térmicas, y los otros 4 MMm³/día son contratados por GNL Quintero para exportación; y un segundo caso en donde la capacidad de Gas Andes se divide en partes iguales. Estas alternativas maximizan las exportaciones desde Argentina a Chile, y crean capacidad de exportación de GNL en Chile.

El impacto económico para el año 2030 de los flujos físicos resultantes se resume a continuación:

- › La ampliación del sistema **GPM-TGS** genera la sustitución de importaciones en Argentina por USD 900 MM, un aumento de las exportaciones hacia Methanex de USD 23 MM, y un aumento de las exportaciones del FSRU de USD 154 MM.
- › La ampliación del sistema de **TGN-GN** genera la sustitución de importaciones en Argentina por USD 1.500 MM, un aumento de las exportaciones hacia el norte de Chile de USD 380 MM para la primera etapa y de USD 511 MM considerando la optimización del gasoducto norte; la reducción de costos de abastecimiento en Chile por entre USD 350 MM y USD 430 MM (con optimización del gasoducto norte).
- › La ampliación del sistema **Cuyo-Gas Andes** generaría un aumento de las exportaciones de gas argentino hacia Chile por USD 300 MM, y una reducción de costos en Chile de USD 420 MM. En el caso de que se integrara el proyecto a la reversión de GNL Quintero las exportaciones argentinas se incrementarían en USD 140 MM adicionales, la reducción de costos en Chile podría ser más moderada, pero las exportaciones de GNL desde Quintero alcanzarían los USD 400 MM.

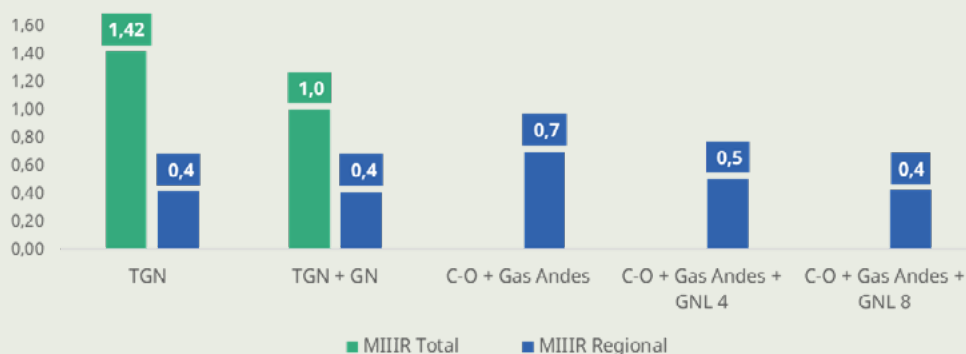
Los resultados consolidados, que consideran el repago de las inversiones en nueva infraestructura a precios que harían viables los intercambios, resultan optimistas en términos de la conveniencia de las obras de ampliación de la infraestructura de integración regional. Las obras promueven el intercambio comercial, permiten aumentar exportaciones, reducir importaciones, reducir costos del sistema chileno a largo plazo, así como incentivar el desarrollo potencial de inversiones en grandes proyectos que podrían extender la vida útil de la infraestructura existente (como los gasoductos o la terminal de GNL Quintero). La mayor integración gasífera supone también el desplazamiento de combustibles más contaminantes a ambos lados de la frontera y la reducción de emisiones de CO₂.

A modo de síntesis de la evaluación de las alternativas de ampliación de infraestructura se construyó un *multiplicador de las inversiones en infraestructura de integración regional (MIIIR)*, con dos variantes, total y regional. El indicador expresa la generación incremental de *valor agregado regional* que induce cada dólar invertido en los proyectos de infraestructura. Así, el *MIIR* total se define como el ratio entre el valor agregado y el capital invertido:

- » Valor agregado: La suma del incremento de las exportaciones de gas natural argentino hacia Chile, más la sustitución de importaciones de GNL y gasoil en Argentina, más el ahorro de costos en Chile inducido por la importación de gas argentino, más las exportaciones de GNL incrementales en Argentina, más las exportaciones de GNL en Chile netas de las importaciones de Argentina requeridas para la exportación;
- » Inversión: monto de capital invertido en infraestructura (en el caso de la reversión de Quintero se incluye una estimación del proyecto).

Por su parte, el *MIIR regional*, detrae de la suma el impacto sobre la sustitución de importaciones en Argentina, poniendo el foco exclusivamente en los resultados de la infraestructura sobre la integración regional. Cuanto mayor es el indicador, mayor el impacto multiplicador del proyecto.

Ilustración 15: Multiplicador de las inversiones en infraestructura de integración regional



Fuente: Elaboración Propia

Se excluye la ampliación del sistema GPM-TGS por no tener impacto más que marginal sobre la integración regional, y por estar en curso el camino para su materialización. Para el resto de los proyectos se observan resultados muy alentadores. El impacto económico agregado de cada una de las alternativas de ampliación de infraestructura es tal que por cada dólar comprometido en el financiamiento de las obras a los 10 años de operación se habrá incrementado la generación de valor regional en una magnitud que va de 4 a 14 veces.

Las ampliaciones sobre el sistema de TGN tienen mejor desempeño cuando se considera de manera conjunta el impacto sobre la sustitución de importaciones en Argentina, además del impacto sobre la integración regional, debido a que parte la infraestructura (y de la inversión) estaría destinada a abastecer demandas internas. Las alternativas de ampliación sobre el sistema de Gas Andes están dedicadas sólo a la integración regional, y presentan indicadores algo mejores en este sentido a los de la alternativa de expansión hacia el norte.

6 EL DESAFÍO REGULATORIO

ELEMENTOS PARA UN SENDERO DE INTEGRACIÓN EXITOSA Y DE LARGO PLAZO

El desarrollo de nueva infraestructura para la integración regional, y la optimización del uso de la infraestructura de integración existente, enfrentan una serie de desafíos regulatorios que deberían ser abordados a ambos lados de la frontera para maximizar el aprovechamiento de los recursos naturales para el desarrollo económico y energético de Argentina y Chile.

Las recomendaciones surgidas del trabajo realizado por el ISCI en el marco de este estudio son:

1. Se sugiere regular el acceso y uso de la infraestructura de gas natural, incluyendo redes de transmisión, distribución, terminales y centrales de regasificación, estableciendo procedimientos claros y detallados para garantizar un acceso abierto efectivo. Esto incluiría definir reglas para la conexión, determinación de tarifas de interconexión, y las excepciones al régimen de acceso.
2. Se recomienda establecer un peaje regulado que sea transparente, objetivo y no discriminatorio para el acceso y uso de dicha infraestructura por terceros. Esto implicaría diseñar tarifas que fomenten la entrada de nuevos oferentes, mientras se resguarda la sostenibilidad financiera de los concesionarios actuales.
3. Se propone regular la integración vertical en la industria, limitando la propiedad y control entre empresas integradas verticalmente en segmentos esenciales, como transporte y distribución. Esto podría incluir medidas para garantizar la independencia operativa y decisiones transparentes en el uso de la infraestructura compartida.
4. Se podría implementar un nuevo marco regulatorio basado en incentivos, que reconozca de manera adecuada los costos reales asociados al negocio de redes, y que incluya mecanismos para fomentar la eficiencia y la calidad del servicio. Esto debería considerar el desarrollo de una base de activos regulatoria (RAB) que remunere únicamente las inversiones validadas como necesarias y eficientes.
5. Sería deseable incorporar un esquema de planificación participativa, en el que las comunidades y actores interesados sean involucrados en la evaluación y validación de obras estratégicas. Esto incluiría informar sobre los impactos en calidad de suministro y tarifas, así como la realización de análisis costo-beneficio de dichas obras.
6. Se podrían establecer mecanismos de evaluación periódica de las condiciones de competencia en el mercado, a través de revisiones cuatrienales lideradas por entidades como el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. Estas evaluaciones permitirían ajustar la regulación para asegurar una competencia efectiva.



7. Se sugiere implementar sistemas avanzados de indexación tarifaria que permitan ajustar las tarifas dentro del período regulatorio en función de cambios en parámetros relevantes, como la demanda efectiva o la incorporación de nuevas conexiones.
8. Se propone diseñar mecanismos de transición que minimicen los riesgos regulatorios asociados al cambio de modelo, como definir procedimientos claros para la integración de activos estratégicos en la base regulatoria inicial, y garantizar incentivos adecuados para nuevas inversiones.
9. Se podría complementar el marco de políticas para la transición energética con la definición de un sendero de impuestos a las emisiones de CO₂ a largo plazo, así como la definición del espacio dentro del cual el gas natural podrá competir con otras tecnologías como respaldo de las energías renovables no convencionales en el marco de las políticas de descarbonización a largo plazo.

Las recomendaciones (1) a (3) permitirían incrementar la competencia entre el gas argentino, el GNL y otros sustitutos en el mercado chileno, mejorando las condiciones de oferta y con ellas los precios de la energía en Chile. Las recomendaciones (4) a (8) podrían tener impacto sobre las tarifas que enfrenta la demanda chilena, y al mismo tiempo impulsar el desarrollo de infraestructura de redes de transporte y distribución, promoviendo el desarrollo de la demanda, su economicidad y el acceso a la energía. La sugerencia (9) apunta a reducir la incertidumbre sobre el entorno de demanda de gas natural a largo plazo, con impacto en la reducción de emisiones por sustitución de combustibles más contaminantes.

Del lado argentino se identificaron una serie de elementos que podrían tener impacto sobre el desarrollo de las exportaciones y el mercado chileno y regional a mediano y largo plazo:

1. Se sugiere, en línea con lo reglado en el Artículo N1 del Decreto 1057/2025, converger a esquemas de precios de exportación desregulados, que permitan a los productores negociar libremente con la demanda chilena y regional. Los precios mínimos en la transición podrían flexibilizarse, a fin de tomar referencias vinculadas a los sustitutos del gas natural argentino en el sistema chileno: el carbón y el GNL. La flexibilización o eliminación de precios mínimos de exportación debería ser concomitante con la mejora en las condiciones de acceso a la infraestructura de transporte en el mercado de destino.
2. Sería necesario avanzar en el sentido de eliminar las retenciones a las exportaciones de gas natural, que atentan contra la competitividad del gas argentino en los mercados regionales, impidiendo el pleno desarrollo del potencial productivo de la cuenca neuquina, desalentando el desarrollo de nueva infraestructura y la sustitución de combustibles más contaminantes en Chile y los países de la región.
3. Se sugiere definir esquemas operativos de restricciones de suministro que guarden proporcionalidad entre la demanda local y de exportación en firme ante afectaciones que pueda sufrir el sistema de transporte, sin discriminación entre ambos mercados.
4. Se recomienda establecer criterios tarifarios que tornen consistentes los costos de transporte entre las distintas rutas del sistema de gas, y promuevan un uso eficiente de la infraestructura.
5. En tanto el desarrollo de infraestructura se encuentre bajo la órbita e iniciativa del sector privado, se requerirían esquemas de incentivos claros, transparentes y sólidos desde el punto de vista legal y regulatorio, y cadenas de pago solventes, que brinden señales claras para la inversión en ampliaciones del sistema de transporte de gas natural (y también de los sistemas de transmisión eléctrica).

7 CONSIDERACIONES FINALES

El acelerado desarrollo de la explotación de gas no convencional en la formación Vaca Muerta, los voluminosos recursos técnicamente recuperables que se han identificado, y la competitividad y eficiencia que ha alcanzado la explotación de estos plantean un escenario en el que el gas natural estará disponible a precios competitivos y en cuantías que exceden la potencial demanda regional durante las próximas décadas.

En los últimos años el despliegue de la producción permitió que se reactivaran las exportaciones de gas argentino a Chile. Sin embargo, existen restricciones en materia de infraestructura que impiden maximizar los intercambios.

Ante la incertidumbre que existe sobre la demanda de gas en Chile a largo plazo, resultante del contexto de transición energética, se han proyectado en el marco de este estudio distintos escenarios para la demanda de gas en Chile que consideran distintas trayectorias para la descarbonización, y precios de gas consistentes con los que podría ofrecer argentina a mediano plazo. Los resultados plantean que la demanda justificaría el desarrollo de nueva infraestructura, que podría favorecer el proceso de descarbonización en Chile, brindando seguridad y economicidad al suministro.

Las obras que tendrían mayor impacto sobre el abastecimiento potencial de la demanda chilena son: la ampliación del sistema de exportación de Gas Andes desde cuenca neuquina, y la ampliación del sistema de transporte de TGN desde cuenca neuquina, junto con la optimización de la reversión del Gasoducto Norte. Estas obras, en función de los escenarios planteados, podrían generar importantes beneficios para ambos países, garantizando el recupero de la inversión, mediante el aumento de exportaciones, la reducción de importaciones, la reducción de costos de la energía, la reducción de emisiones de gases efecto invernadero, el aumento de la competitividad industrial, el desarrollo de inversiones en proyectos asociados a la mayor disponibilidad de gas, y la inversión en el *upstream* para satisfacer la demanda incremental.

Avanzar de manera acompasada en la instrumentación de las recomendaciones regulatorias realizadas para cada uno de los países, u otras que las autoridades identifiquen como más conducentes, resultará crítico para viabilizar la remoción de las restricciones materiales que enfrenta la integración regional.

Instancias como la solicitud de manifestaciones de interés por parte de la potencial demanda para la capacidad de transporte firme a desarrollar, la realización de foros



bilaterales con participación pública y privada en los que haya espacio para el intercambio de perspectivas y ámbitos propicios para la coordinación, la difusión del impacto potencial sobre los beneficios de la integración sobre los distintos agentes del mercado, podrían contribuir en ese proceso.

La construcción de mecanismos de mercado involucra en este caso, por la naturaleza de los procesos de integración regional, además del protagonismo del sector privado, la participación activa de las agencias del sector público de ambos lados de la frontera con competencias en la materia, y de las instituciones de financiamiento multilateral, que han resultado ser un actor clave para la inversión en infraestructura en la región.

