

El rol del gas natural en la transición energética y sus implicancias en la región y en Bolivia



Autor y coordinador:

Nicolás Di Sbroiavacca

Contenido

.....	1
1. Introducción.....	2
2. Contexto mundial y regional.....	2
3. Contexto Boliviano.....	11
4. Reflexiones finales	16
5. Referencias Bibliográficas:	20

1. Introducción

Estas notas constituyen un complemento y profundización del diagnóstico introductorio al sector Energético del Proyecto Generis Bolivia, han sido revisadas por investigadores del equipo de energía del CUIE, UMSS ¹.

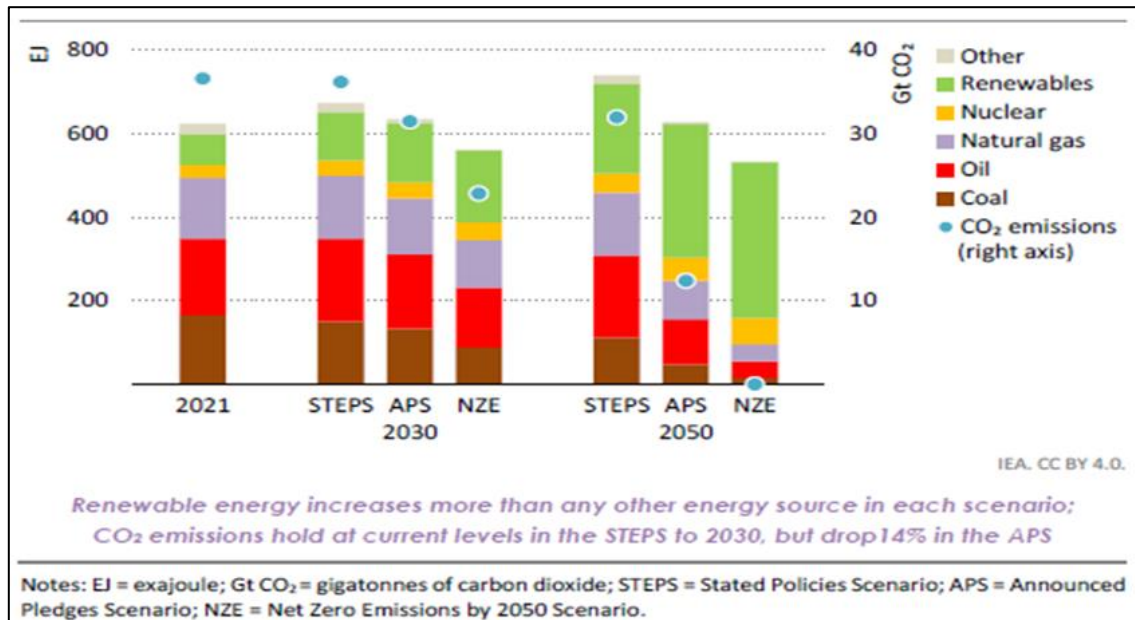
2. Contexto mundial y regional

En el marco de la transición energética, diversas agencias internacionales realizan sistemáticamente estudios prospectivos, con el objetivo de delinear la evolución de la matriz energética mundial y regional, considerando diversos escenarios y confrontándolos con los escenarios tendenciales.

¹ Subvención IDRC NRO. 190011/001, firmada en febrero 2023 entre la FB y el IDRC, Canadá.

En tal sentido, la Agencia Internacional de la Energía, en su World Energy Outlook 2023², plantea tres escenarios: Políticas Actuales (STEPS), Compromisos Anunciados (APS) y Net Zero (NZE).

Gráfico 1. Oferta total de energía a nivel mundial (en Exajoule y Giga Ton CO₂)



Fuente: World Energy Outlook, 2023. Agencia Internacional de la Energía.

Aquí se aprecia una trayectoria para la demanda final de energía primaria que presenta una disminución del 30% en el 2050, en el escenario Net Zero, respecto al de Políticas Actuales. Para la Agencia Internacional de la Energía, el petróleo y el gas natural seguirán teniendo un peso en la matriz energética mundial, del orden del 47% en el 2030 y 14% en el 2050 (Net Zero).

El crecimiento previsto para la demanda de gas natural por región económica será desigual, dado que, en las regiones con economías desarrolladas, se reduciría fuertemente su consumo, mientras que en regiones con economías en desarrollo se verá un incremento en el consumo de gas natural, tal el caso de Eurasia, Medio Oriente y China (principalmente en reemplazo del carbón mineral para la generación de electricidad).

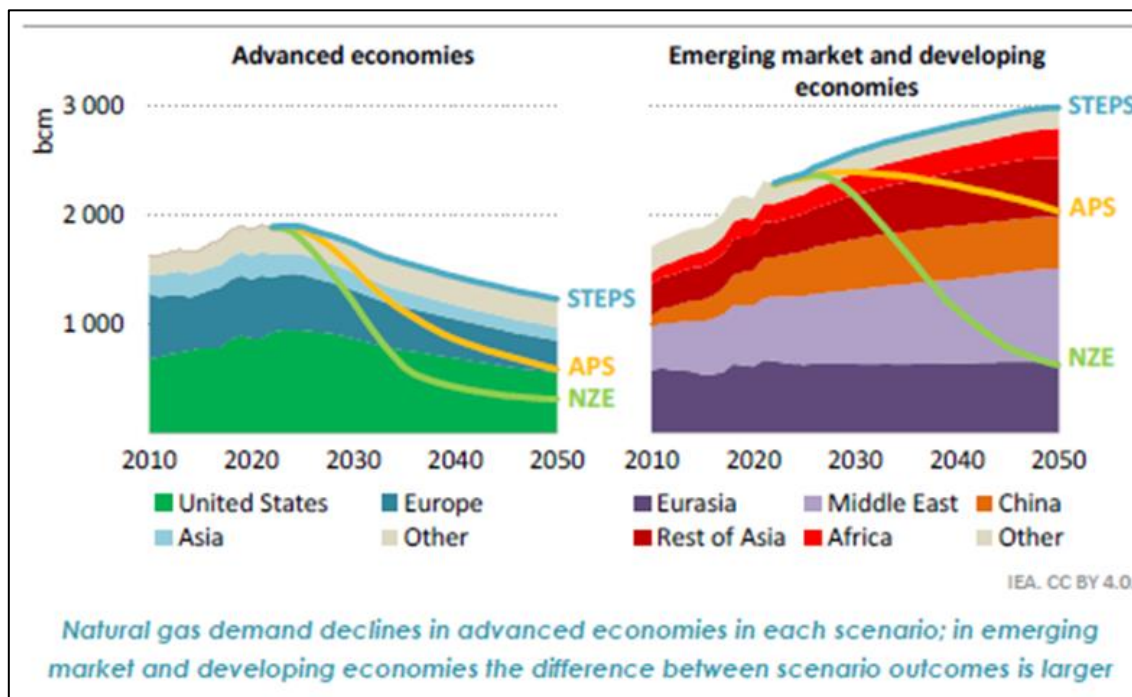
En **América Latina** también se vislumbra que habrá una penetración del gas natural en los escenarios de bajas emisiones, tal como se aprecia en Chile, Argentina y Brasil (dicho país

² World Energy Outlook, 2023. Agencia Internacional de la Energía.

consume actualmente alrededor de 100 MMm³/día³, y en el 2050 se estima que consumirá unos 230 MMm³/día⁴).

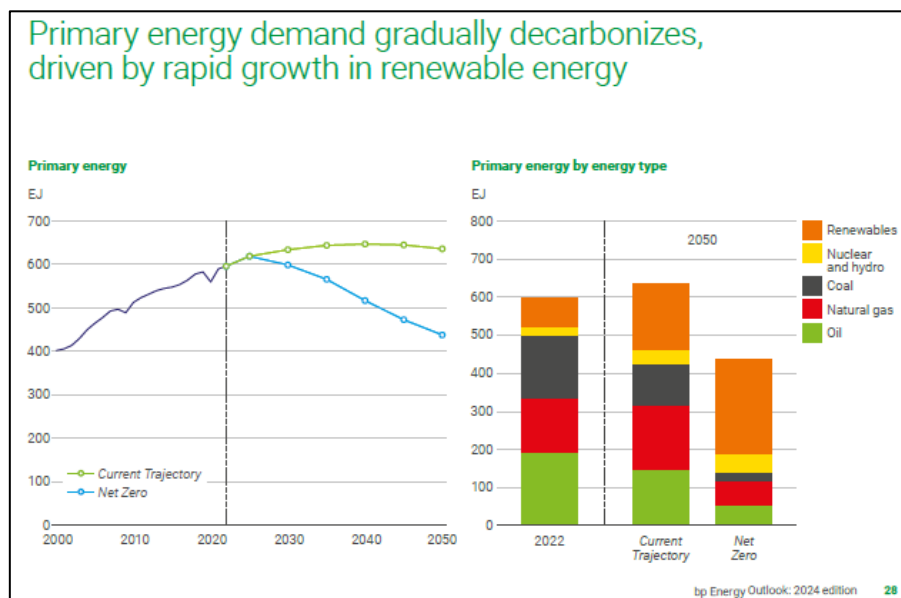
³ MMm³/día: millones de m³ al día

⁴ PNE 2050. Plano Nacional de Energia. EPE. Ministerio de Energia e Minas. Brasil (2020)

Gráfico 2. Demanda de gas natural por región económica 2010-2050 en Billones de m³)

Fuente: World Energy Outlook, 2023. Agencia Internacional de la Energía.

Por su parte, el BP Energy Outlook 2024⁵ en su última edición, se enfoca en dos escenarios: Trayectorias Actuales y Net Zero.

Gráfico 3. Evolución de la demanda de energía primaria a nivel mundial (en Exajoule)

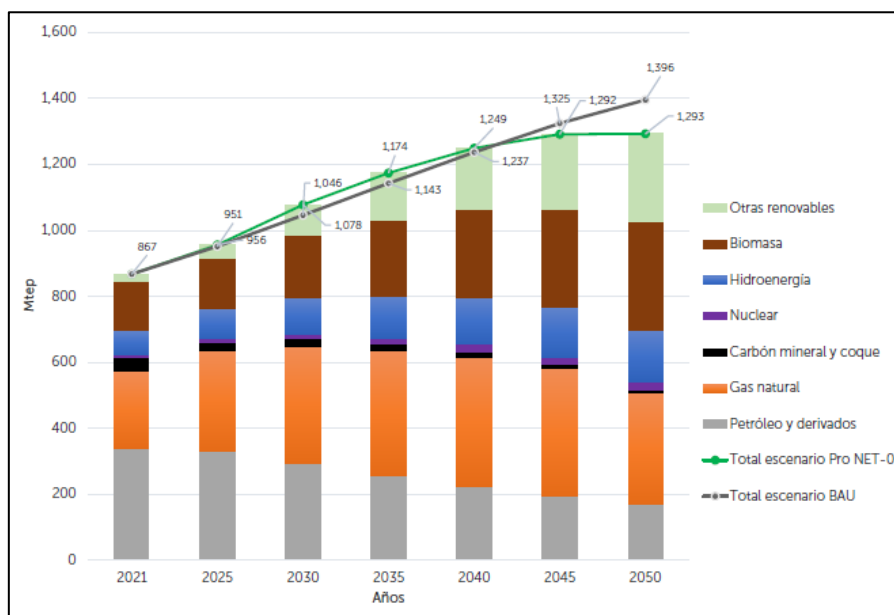
Fuente: BP Energy Outlook 2024 edition.

⁵ BP Energy Outlook, 2024 edition.

En el presente gráfico se aprecia que en el escenario Net Zero en el año 2050, debería producirse una disminución en la demanda de energía primaria, respecto de la Trayectoria Actual, del orden del 32%. Lo que resulta interesante destacar es que partiendo de una participación del petróleo y el gas natural del 53% (año 2022), se llegaría a una participación del 48% en la Trayectoria Actual y del 24% en el escenario Net Zero. Esto implica que en los próximos 10 o 15 años, habría aun espacio para el petróleo y el gas y estos recursos fósiles aun estarían presentes en la matriz energética del 2050. Esto se logra en el escenario Net Zero, dado que en el mismo se plantea el uso de CUS, como tecnología para la captura y almacenamiento de CO₂. Cabe asimismo destacar que el peso del hidrógeno en el 2050 sería del 12%.

OLADE, por su parte, en su publicación Panorama Energético de América Latina y Caribe 2023, plantea dos escenarios: BAU (*business as usual*) y Pro Net 0. En cuanto a la evolución de la oferta total de energía, se aprecia que los hidrocarburos reducirán su participación del 66% al 39% en el 2050 en el Pro Net 0. Si bien el petróleo y sus derivados, en el escenario Pro Net 0, bajan su participación, el gas natural la mantiene en el 24%, pero aumentando en un 44% los valores absolutos del consumo de gas registrados en la región en el 2021.

Gráfico 4. Proyección del consumo final de energía de ALyC Net 0 y BAU (millones de Tep)



Fuente: OLADE, Panorama Energético de América Latina y Caribe 2023.

A partir de estas prospectivas, se concluye que existe una ventana para el gas natural y el petróleo, aún en los escenarios Net Zero, la que pretenden aprovechar diversos países con hidrocarburos. Es por ello que son varias las naciones interesadas en aprovechar esta ventana de tiempo, a fin de monetizar sus reservas de hidrocarburos, ya sea a través de las denominadas *National oil Companies* (NOC) y/o por medio de empresas privadas, observándose un interés por ingresar cuanto antes al mercado para viabilizar la exportación del gas vía GNL o exportando petróleo.

Hay actores que poseen una historia petrolera, y otros que están ingresando a ese conjunto de países productores, apalancados con inversiones de empresas multinacionales, con el objetivo de convertirse en actores centrales dentro del sector hidrocarburífero.

Es el caso de **Guyana** y Surinam. En el primero de estos países, la empresa ExxonMobil ha declarado de interés comercial una serie de campos hidrocarburíferos, cuyas reservas ascenderían a 11.000 millones de barriles de petróleo⁶ y 16 TCF⁷ de gas natural. Para desarrollar esos recursos se invertirán 55.000 millones de dólares y se encuentra en etapa de diseño, un proyecto de planta de licuefacción de gas natural, que involucra una inversión del orden de los 10.000 millones de dólares.

En el caso de **Surinam**, desde que TotalEnergies tomó a su cargo el proyecto para explotar el Bloque 58, ha tenido un éxito considerable en las perforaciones de evaluación en esos descubrimientos, las cuales confirman unos recursos contingentes de unos 700 millones de barriles de petróleo. Desde Morgan Stanley aseguran que el Bloque 58 podría contener un total de 6.500 millones de barriles de recursos petroleros. Por su parte Petronas y ExxonMobil, manifestaron interés en desarrollar una planta de licuefacción flotante⁸, en el área 52, adyacente al Bloque 58, dado que Petronas ha logrado tener éxito en la costa de Surinam, con el pozo de evaluación Sloanea-2 en el Bloque 52, perforado en junio de 2024.

Otro país que no contaba con hidrocarburos es **Namibia**. Allí las compañías TotalEnergies y Shell en el 2022, han descubierto e identificado reservas de petróleo estimadas en 11.000

⁶ <https://econojournal.com.ar/2022/07/guyana-el-proximo-lider-en-produccion-petrolera-offshore-que-puede-transformarse-en-una-referencia-para-argentina/>

⁷ TCF: trillones cubic feet. Miles de millones de pie cúbicos.

⁸ https://worldoil.com/news/2024/8/8/exxonmobil-petronas-consider-flng-project-offshore-suriname-following-outstanding-exploratory-success/?poly_enc_id=8797B9379367H65

millones de barriles y 8,7 TCF de gas natural⁹. Dichos recursos podrían estar en producción para finales de esta década.

En lo que respecta a **Brasil**, la compañía estatal Petrobras presentó un ambicioso plan estratégico (2024-2028) para explorar las aguas profundas y ultraprofundas del Margen Ecuatorial, en el cual prevé una inversión de 3.100 millones de dólares durante los próximos cinco años y la perforación de 16 pozos entre 2024 y 2028. Se trata de una zona en la que aún queda mucho por explorar y se cree que podría albergar grandes cantidades de petróleo. Según algunos expertos, estiman unos 20.000 millones de barriles¹⁰ recuperables solo en la zona de Brasil, superior a la suma de las de Guyana y Surinam. Estas inversiones se enmarcan en el plan que la petrolera realizará con inversiones por US\$ 102.000 millones¹¹ entre 2024 y 2028, de los cuales el 75% lo destinará a la exploración.

En cuanto a **Argentina**, la producción de hidrocarburos no convencionales (Vaca Muerta), continúa desplegando un crecimiento sostenido. En el mes de junio de 2024 tanto el petróleo como el gas de la formación Vaca Muerta, alcanzaron volúmenes destacados en comparación interanual con el mismo período de 2023. En el caso del petróleo, para junio de 2024 se obtuvieron 372.800 de barriles diarios, lo que representa un incremento del 28,2% respecto al mismo mes del año anterior. Para el caso del gas, también se logró una cifra muy positiva: 78 MMm³/día, que equivalen a un 24,4% de crecimiento interanual contra junio de 2023. En la actualidad de Vaca Muerta proviene el 52% de la producción nacional de petróleo y el 46% de la de gas natural.

Recientemente, las empresas YPF y Petronas han manifestado su decisión de construir una planta de Gas Natural Licuado (GNL) en la provincia de Río Negro, Argentina. El mega proyecto de licuefacción del gas de Vaca Muerta proyecta una inversión de 30.000 millones de dólares y contempla la construcción de una planta de gas natural licuado (GNL) en territorio rionegrino. La planta de licuefacción de gas natural —denominada internamente como “Argentina LNG”— se estructurará en tres etapas para alcanzar una producción total, una vez que esas instancias

⁹ <https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/12896970/07/24/el-gran-descubrimiento-de-petroleo-que-ya-revoluciona-este-pais-de-africa-sin-haber-extraido-una-gota-de-crudo.html#:~:text=Las%20petroleras%20TotalEnergies%20y%20Shell,jam%C3%A1s%20realizado%20en%20aguas%20profundas.>

¹⁰ <https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/12817562/05/24/la-cuenca-sedimentaria-que-rebosa-petroleo-abre-una-nueva-era-para-el-crudo-en-guyana-brasil-y-surinam.html>

¹¹ https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2024/04/17/2689-petrobras-invertira-us-102000-millones-de-los-cuales-el-75por_ciento-se-destinara-a-exploracion

estén completas (2030), de 30 millones de toneladas métricas anuales (MTPA) de GNL, lo que requerirá licuar unos 120 MMm³/día de gas natural (cifra similar al consumo actual de gas en Argentina).

En el offshore, más precisamente en la Cuenca Argentina Norte, las empresas Equinor, YPF y Shell, acaban de perforar un pozo exploratorio que permitió confirmar el modelo geológico pero el pozo ha sido clasificado como seco. La empresa Shell, una de las tres socias del proyecto Argerich en la Cuenca Argentina Norte, aspira a iniciar la exploración sísmica en las áreas CAN 107 y 109, donde tiene previsto invertir 70 millones de dólares. Equinor ya completó la adquisición sísmica de otras áreas a un costo de 86 millones de dólares y está realizando sísmica en Malvinas Oeste.

Por su parte en agosto de 2024, la Secretaría de Energía de Argentina autorizó a empresas petroleras a iniciar con la exportación de gas natural hacia Brasil. La producción de Vaca Muerta pasará a través de gasoductos de Bolivia hasta la frontera con Corumbá, en Mato Grosso del Sur. Las petroleras autorizadas son Pan American Energy (PAE), TotalEnergies y Tecpetrol.

El gobierno argentino aprobó que Total Austral, una filial del grupo francés TotalEnergies, venda hasta 1 MMm³/día de gas a Matrix Energy Participacoes. Asimismo, Tecpetrol; parte del grupo argentino Techint, recibió permiso para suministrar hasta 1,5 MMm³/día a MGAS Comercializadora de Gas Natural. La empresa Pan American Energy (PAE), está a la espera de una autorización que le permitirá vender 0,5 MMm³/día a una de sus filiales en Brasil. Estos envíos serán posibles gracias a la reversión del Gasoducto Norte; que permitirá a Argentina exportar gas a través de Bolivia.

La provincia de Neuquén, que alberga el epicentro de Vaca Muerta, proyecta exportar hasta 34 MMm³/día a Brasil. De esta cantidad, 19 MMm³/día se destinarán a la región de Sao Paulo y otros 15 millones a Rio Grande do Sul.

Se aprecia en las situaciones hasta acá descriptas, que más allá de las inversiones de las NOC, las multinacionales petroleras estarían orientando buena parte de sus inversiones hacia países en desarrollo a fin de posicionarse, dado que las colocaría en una situación de privilegio, de imponerse la idea de que en el contexto de la equidad climática, los países en desarrollo tendrían prioridad para extraer sus hidrocarburos.

A continuación, se presenta un resumen de los reservas identificadas en los países que recientemente se han convertido en países con hidrocarburos y su comparación con las reservas comprobadas de Argentina, incluyendo el NC (no convencional), país con una tradición

petrolera de más de 100 años. Al respecto cabe destacar que desde el año 2010¹², Argentina viene explotando sus hidrocarburos no convencionales. Según el US Energy Administration Information (EIA), en su publicación World Shale Resource Assessments, 2015, Argentina dispondría de recursos no probados técnicamente recuperables de gas no convencional, cercanos a los 802 TCF. Hasta la fecha en calidad de reservas comprobadas de gas no convencional el país posee 5,2 TCF (o sea menos del 1% de los 802 TCF reportados por la EIA).

Cuadro 1. Estimaciones de los recursos hidrocarburíferos identificados (Petróleo en MM de barriles y MMm³ y el Gas en MM m³ y TCF – trillon cubic feet)

<u>Petróleo</u>
En <u>Namibia</u> encontraron 11.000 millones de barriles de petróleo: 1700 millones m³
En <u>Guyana</u> encontraron 11.000 millones de barriles: 1700 millones m³
En <u>Surinam</u> se encontraron 700 millones de barriles: 110 millones m³
<u>Argentina</u> tiene reservas de: 380 millones m³ (16% No Convencional)
<u>Gas Natural</u>
En <u>Namibia</u> encontraron 246.000 millones m³ . 8,7 trillion cubic feet of natural gas reserves (TCF)
En <u>Guyana</u> encontraron 453.000 millones m³ . 16 trillion cubic feet of natural gas reserves (TCF)
<u>Argentina</u> tiene reservas de: 371.000 millones m³ (40% No Convencional) en gas. 13 (TCF)

Fuente: Elaboración Propia

Desde el lado de la oferta regional de GNL, se destaca **Trinidad y Tobago**. Dicho país posee la planta de licuefacción de gas más importante de Sudamérica, la cual posee una capacidad de 14,8 MTPA (equivalente a un consumo de gas natural del orden de 54 MMm³/día a plena ocupación). La otra planta de licuefacción sudamericana, Melchorita (con una capacidad de 16,3 MMm³/día¹³) está ubicada en **Perú**, donde se licúa gas del campo de Camisea y se comercializa en todo el mundo, principalmente hacia el Reino Unido y Corea del Sur.

En el caso de Trinidad y Tobago se ha registrado en los últimos años una caída en las exportaciones de GNL, por falta de gas natural. En 2022, las exportaciones de GNL de la planta Atlantic, se redujeron a tan solo 6,19 MTPA (operando al 42% de la capacidad nominal).

¹² Ver: Shale oil y Shale gas en Argentina Estado de situación y Prospectiva (2013).

¹³ Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina. Di Sbroiavacca, N., et.at. CEPAL (2019).

Desde hace algunos años, la reducción de la producción de gas doméstico y la necesidad de inversiones aguas arriba aumentaron las especulaciones de que la falta de gas para alimentar a la planta Atlantic LNG, en Trinidad y Tobago, afectaría las exportaciones GNL.

El Gobierno de Trinidad y Tobago afirmó en agosto de 2024, que el acuerdo petrolero con Venezuela sobre el desarrollo del yacimiento de gas natural transfronterizo Loran-Manatí, seguirá adelante independientemente de la situación política venezolana. Se trata de un yacimiento de gas compartido, con el 73 % en Venezuela y el 27 % en Trinidad. El campo Manatí tiene unas reservas calculadas de aproximadamente 800.000 millones de m³ de gas¹⁴. La puesta en producción de este campo, por parte de Shell, podría resolver los problemas de abastecimiento para la planta de GNL en el mediano plazo (2027).

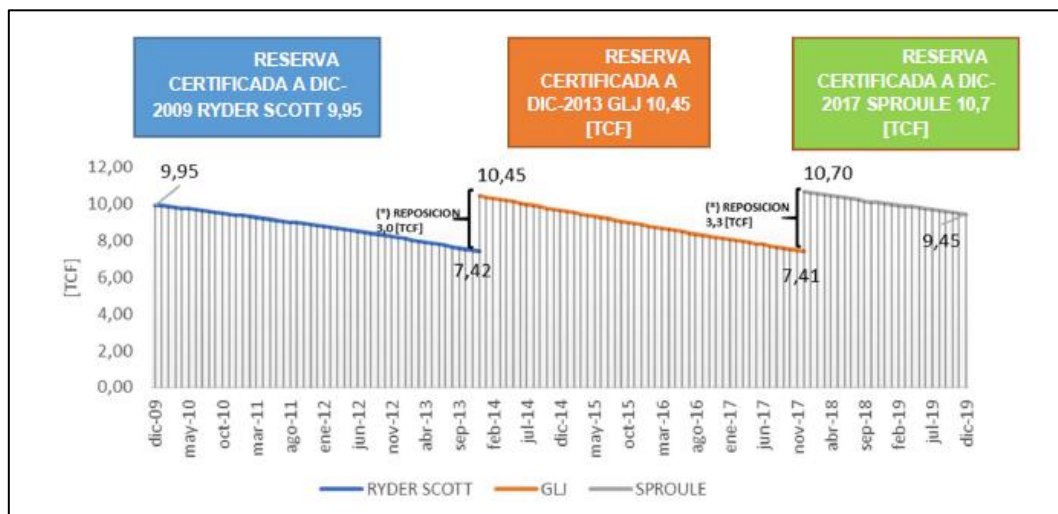
3. Contexto Boliviano

A lo largo de los últimos 10 años ha habido en Bolivia una caída sistemática de la producción de hidrocarburos y una sostenida disminución de las reservas. Para revertir esta situación, se vienen llevando a cabo diversas iniciativas e inversiones propiciadas desde el Gobierno, entre la que se destaca el lanzamiento del PRU (Plan Nacional de Reactivación del Upstream), en el año 2021. Dicho Plan está orientado a captar capitales externos junto a capitales de YPFB, para relanzar la actividad exploratoria hidrocarburífera en el país. El Plan identificó áreas a explorar y estima hallar unos 5 (TCF), con una inversión de 1.400 millones de dólares.

El PRU 2021, abarca como zonas exploratorias áreas del subandino sur y norte (departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz), Boomerang (comprende Santa Cruz y Cochabamba) y Madre de Dios (abarca Pando, Beni y norte de La Paz).

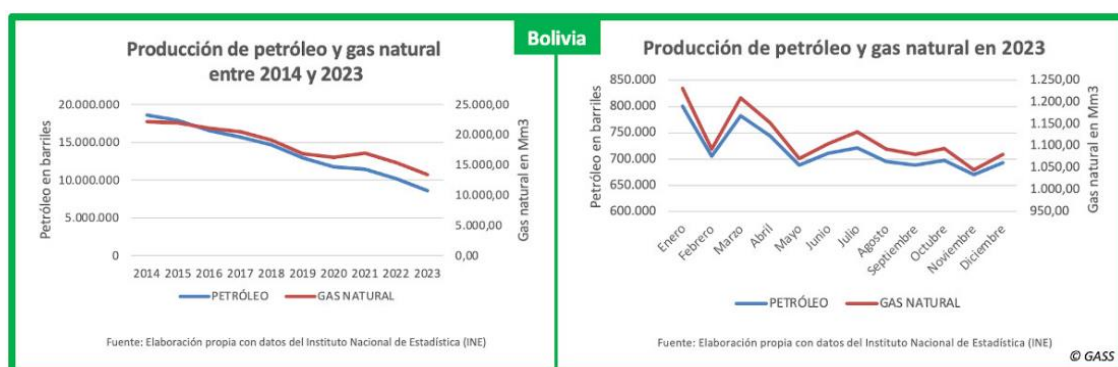
La última certificación de reservas hidrocarburíferas bolivianas, que data de diciembre de 2018, indicó que el país posee 10,7 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural, mientras que un reporte del Ministerio de Hidrocarburos en 2019 estableció que descendieron a 8,7 TCF. Según estimaciones realizadas por la BP (British Petroleum), en su anuario estadístico del 2022, las reservas probadas de gas de Bolivia a diciembre de 2021, rondarían los 7,5 TCF.

¹⁴ <https://www.infobae.com/americas/agencias/2024/08/14/trinidad-y-tobago-afirma-que-situacion-politica-de-venezuela-no-afectara-a-acuerdo-de-gas/>

Gráfico 5. Evolución de las reservas de gas en Bolivia

Fuente: DE LA "NACIONALIZACIÓN" A LA IMPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS. ANH. Marzo 2020.

En cuanto a la producción, se aprecia una caída sistemática de los volúmenes producidos de gas natural, lo cual ha conllevado a una disminución de las exportaciones hacia los países vecinos (Brasil y Argentina), desde el año 2015. Esto también se observa en el caso del petróleo, lo que implicó que Bolivia comenzara a importar crudo a partir del 2022, a los efectos de ser destilado en las refinerías locales. No obstante, el país posee déficits de diésel y gasolinas, derivados que se deben importar. La falta de divisas, debido a la disminución de las exportaciones de gas, ha generado problemas de desabastecimiento de estos derivados y la escasez de divisas tuvo también su impacto sobre el mercado del dólar.

Gráfico 6. Evolución de la producción de petróleo y gas natural en Bolivia

Fuente: Bolivia, de exportador a importador de hidrocarburos. Universidad de Navarra. 2024.

Las exportaciones de gas natural han venido cayendo y se observa que en el caso de Brasil de un máximo de 32 MMm³/día en 2015 bajaron a 18 MMm³/día en 2023. En el caso de Argentina de 17 MMm³/día en 2014 descendieron a 6 MMm³/día en 2023.

Gráfico 7. Evolución del mercado de gas de Bolivia (en MMm3/día)

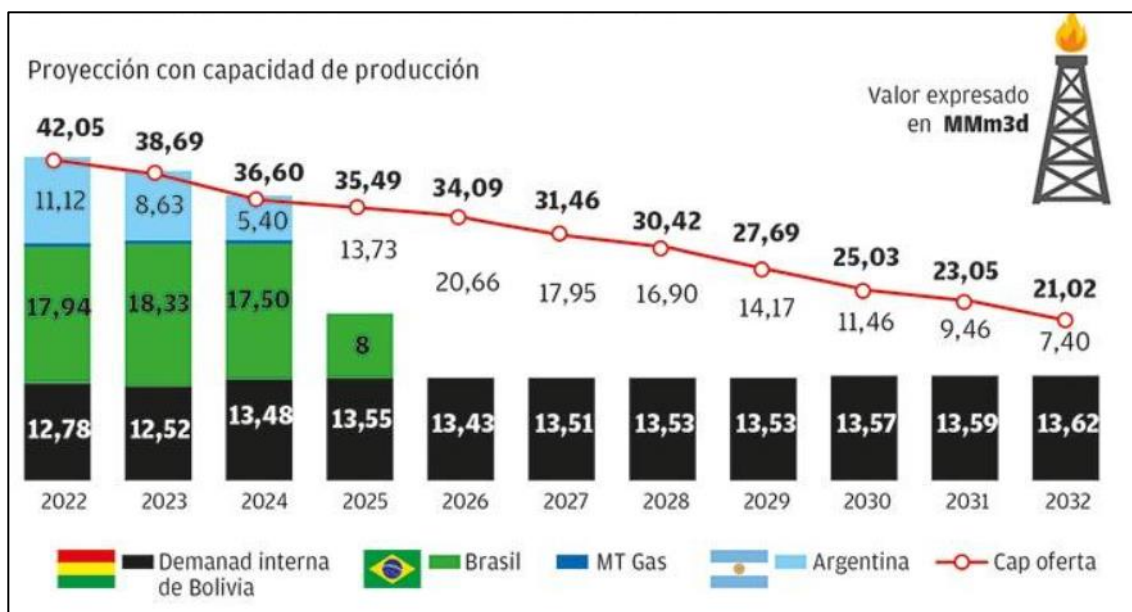


Fuente: YPFB, Secretaría de Energía e Hidrocarburos.

Esta situación generó complicaciones en Brasil y Argentina, con desbalances de gas en algunos meses del 2023 y 2024. A consecuencia de ello, y debido a la puesta en marcha de la reversión del gasoducto Norte, Argentina está enviando gas a través del territorio Boliviano hacia Brasil.

Proyecciones efectuadas por consultoras independientes, pronostican que de no mediar la incorporación de reservas, habrá en el país una caída de la producción del 50% en 10 años, ubicándose en 21 MMm3/día en el año 2032, con lo cual en esa fecha el gas doméstico sólo alcanzaría para abastecer la demanda nacional.

Gráfico 8. Proyección de la oferta y la demanda de gas en Bolivia

Fuente: Gas Energy Latin America (GELA)¹⁵.

Estos escenarios podrían modificarse a la luz de los primeros resultados exitosos del PRU. En 2023, YPFB produjo un hallazgo de gas en el campo Remanso-X1, según Rystad Energy. A mediados de julio de 2024, el presidente de Bolivia, Luis Arce, anunció un nuevo descubrimiento por parte de YPFB, de una reserva estimada de gas natural del orden de los 1,7 billones de pies cúbicos (TCF) en el norte de La Paz (campo Mayaya Centro-X1 IE, Beni), campo que se convertiría en el tercero más grande del país. Asimismo, el presidente Arce mencionó que toda la cuenca podría contener alrededor de 17 TCF¹⁶.

Aún resta por confirmarse ese volumen de reservas, y de ser así sería el descubrimiento más grande del país desde el año 2005.

Por su parte, el presidente de YPFB afirmó que se necesitan más estudios para confirmar si la cifra de 1,7 TCF es exacta, o si se tiene mayor cantidad. Se estima que dicha zona, compuesta por alrededor de cinco estructuras, de unos de 1,7 TCF cada una, contendría un potencial de 7 TCF.

De confirmarse estos resultados, las bajas reservas actuales de Bolivia (que según datos oficiales, se ubicaban en 8,7 TCF), podrían verse sensiblemente incrementadas. Para su viabilidad sin duda serán necesarias importantes inversiones y en ese sentido el desafío será

¹⁵ <https://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20221125/proyectan-que-exportacion-gas-bolivia-caera-76-ano-2032>

¹⁶ <https://elpais.com/america/2024-07-18/luis-arce-anuncia-una-segunda-era-para-el-gas-boliviano-tras-el-hallazgo-de-un-yacimiento.html>

conseguir socios internacionales que colaboren con YPFB para terminar de identificar y desarrollar esos recursos.

En el mercado regional de gas, hasta hace pocos meses se pronosticaba una pérdida de mercado por parte de Bolivia, en función de sus bajas reservas, sumado a la competencia de una mayor oferta desde Argentina y Brasil.

En el caso de Argentina, la intensiva explotación que se está dando en el shale gas de Vaca Muerta, sumado a la reciente Ley aprobada que ofrece incentivos y beneficios a las grandes inversiones (RIGI), son elementos que dinamizan esa mayor oferta. Por su parte en Brasil, la mayor explotación del gas del Presal brasileiro, más la desregulación del sector gasífero de Brasil, junto a las inversiones en las aguas profundas y ultraprofundas del Margen Ecuatorial, presagian una mayor oferta de gas nacional.

Dado que la puesta en producción del campo Mayaya en Bolivia, se espera para el año 2027, en los próximos tres años no se descarta que las exportaciones a Brasil se sostengan con gas que provenga de Argentina.

Según la consultora Rystad Energy¹⁷, el desarrollo de Mayaya Centro-X1 IE podría inyectar nuevos volúmenes, dado que YPFB anunció que el campo produciría hasta 10 MMm³/día de gas y entre 500 y 1.000 barriles por día de líquidos a partir de tres pozos. No obstante, la consultora destaca que la actividad de desarrollo estipulada en dos a tres años es un objetivo ambicioso, en función de la ubicación del descubrimiento (un área no desarrollada lejos de los campos existentes requiriendo de nueva infraestructura para producir y exportar los volúmenes producidos).

En tal sentido, estos descubrimientos podrían morigerar la declinación de la producción nacional, pero se requiere de más y mayores inversiones en exploración para sostener este nuevo escenario de inclusión de nuevas reservas y para fines prospectivos se considerará el valor de 1.7 TCF de reservas comprobadas.

4. Reflexiones finales

En el mercado regional del gas natural del Cono Sur, se aprecia que **Brasil** y **Chile** serían los actores dinamizantes centrales en cuanto al crecimiento de la demanda de gas, ya sea para uso en el consumo final, para la generación de electricidad o como insumo para su industrialización. Por su parte, **Argentina** se vislumbra como un productor en firme para los

¹⁷ <https://elperiodicodelaenergia.com/descubrimiento-gas-mayaya-centro-podria-impulsar-ector-upstream-bolivia/>

próximos 10 a 15 años, con una oferta de gas orientada a la demanda final y la generación de electricidad para el mercado doméstico, y asimismo en el futuro cercano se consolidaría como proveedor de gas, ya sea para mercados de países vecinos, vía gasoducto, y en el corto y mediano plazo como GNL.

En el caso de **Chile**, los escenarios de transición energética plantean la sustitución del carbón mineral por gas natural en la generación de electricidad, esto se dará de aquí al 2030¹⁸, con una presencia marginal del gas en el 2050 (escenario de Transición Acelerada). Dado que dicho escenario plantea una importante penetración de renovables intermitentes, se encuentra la necesidad de respaldo que requiere el sistema, ya que tiene que disponer de mecanismos de operación que permitan reaccionar rápidamente a la salida o entrada de energía intermitente. Por su parte, Chile también requiere más gas natural para ampliar su actual capacidad operativa de la planta de Metanol (que redujo sustantivamente su producción en 2023 por falta de gas) y además requiere del gas como insumo para el uso en la industria del litio, papel/celulosa y cobre.

De acuerdo a estimaciones de la Asociación de Empresas de Gas Natural de Chile, la sustitución de carbón mineral por gas natural permitiría reducir las emisiones en un 50% por cada MWh generado. A su vez, implicaría un consumo adicional de gas de 11 MMm3/día¹⁹, que se sumarían a los 19 MMm3/día que actualmente consume dicho país.

En lo que respecta a **Brasil**, de acuerdo a lo presentado en la publicación: *Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. EPE, Ministerio de Energia e Minas. Brasil* (2023), la oferta de la malla integrada de gas natural (considerando gasoductos y plantas de GNL), pasará de 116 MMm3/día a 182 MMm3/día en 2032, mientras que la demanda local se incrementará de 101 MMm3/día a 126 MMm3/día en 2032, según EPE (*Empresa de Pesquisa Energetica*). Sobre un aumento de la demanda de gas en 10 años, de 25 MMm3/día, se destacan, según las estimaciones de la EPE, un incremento de 11 MMm3/día en la demanda final del residencial, industria, comercial y GNV, de 9 MMm3/día en demanda para la generación termoeléctrica y de 5 MMm3/día en refinerías y plantas de fertilizantes.

En **Argentina**, de acuerdo al Plan Nacional de Transición Energética al 2030 (Secretaría de Energía. Mayo 2023), se estima que la oferta de gas natural en el 2030 se ubique en 174 MMm3/día, (en el 2023 la producción nacional de gas alcanzó los 132 MMm3/día), de modo que se plantea un incremento de 42 MMm3/día. Parte de ese gas debería ser utilizado en el

¹⁸ PELP. Planificación Energética de Largo Plazo. 2023-2027. Chile (2021).

¹⁹ Por qué Chile es el mercado ideal del gas de Vaca Muerta hasta que arranque el GNL Más Energía. Abril 2024.

mercado interno (donde la demanda interna en el 2030, según el Plan rondaría los 128 MMm³/día), de modo que para exportación se podrían destinar 46 MMm³/día.

Estos volúmenes de producción que se plantearon en dicho Plan, estarían en revisión, dado que si se ponen en marcha los diversos proyectos de GNL que se encuentran en evaluación, la oferta de gas debería ser superior.

En tal sentido, el proyecto de YPF-Petronas plantea que en 2027 estaría disponible una barcaza de licuefacción, con capacidad de producir 1,5 MTPA por año, mediante el procesamiento de unos 6 MMm³/día de gas natural. A este proyecto se sumaría para mediados de 2025, uno de la empresa PAE, junto a Wintershall Dea, que está en pleno proceso de evaluación técnica, el que prevé el consumo de unos 11 MMm³/día de gas natural para producir unas 2 MTPA de GNL. De tal modo que hacia el 2027 se consumirían unos 17 MMm³/día, para GNL.

En etapas posteriores del proyecto YPF-Petronas, se plantea la fabricación de otras dos terminales flotantes por 4-5 MTPA cada una, y en una segunda etapa la construcción de una terminal en tierra por 10 MTPA y una tercera haría lo propio por otros 10 MTPA también onshore. Todo el proyecto debería estar concluido en 2030.

En definitiva de concretarse estos proyectos y sus respectivas etapas, se requerirían unos 120 MMm³/día de gas natural, hacia el 2030, de modo que la producción de gas debería ser aún mayor que la estimada en el Plan de Transición energética de Argentina (174 MMm³/día), ubicándose entorno a los 248 MMm³/día.

Sin lugar a dudas esto plantea un gran desafío para Argentina, si se pretende atender:

- la demanda de gas para el GNL,
- más la correspondiente a abastecer a Brasil vía Gasbol (30 MMm³/día) y
- atender los requerimientos de Chile, como los domésticos.

Desde la perspectiva de **Bolivia**, los descubrimientos de gas en el norte de La Paz, abren una nueva oportunidad para retomar su rol como proveedor regional de dicho recurso. En tal sentido, se estima que habrá mercado, y será sostenido como mínimo hasta 2030-2035, de modo que acelerar la puesta en producción del campo Mayaya, prevista para el 2027, es de central importancia.

Por lo tanto, habría un período de transición hasta el año 2027, donde el gas de Bolivia posiblemente deba ser utilizado preferentemente para atender los requerimientos del mercado interno, posibilitándole a Argentina abastecer con gas a Brasil utilizando el gasoducto Norte, así como al mercado chileno, mientras tanto, se desarrollan las inversiones en plantas de GNL.

Viabilizar este escenario, requeriría un acuerdo y coordinación entre las partes, que espontáneamente se aprecia que sería muy difícil que suceda. Una vez que Argentina disponga de la planta de GNL, dicho país podría orientar su capacidad de exportación a mercados distantes por vía marítimas, pudiendo de este modo Bolivia retomar el abastecimiento del mercado brasileño.

Los descubrimientos en Mayaya son auspiciosos, pero si a partir de su puesta en producción en 2027, se logran inyectan unos 10 MMm³/día adicionales al sistema (tal lo previsto por YPFB), aún se está lejos de compensar los 26 MMm³/día que se dejaron de exportar, desde el máximo alcanzado en 2014.

Es por ello que, si bien el anuncio de estos dos descubrimientos es alentador, el ritmo de exploración moderada que se registra, implica que Bolivia aún está lejos de lograr su objetivo de retomar un rol central como abastecedor regional de gas. Por lo tanto el país debería aumentar la actividad exploratoria.

Por otra parte, avanzar internamente en el uso racional y eficiente del gas, la implementación del uso de renovables, la diversificación eléctrica, la promoción de la generación distribuida, la electromovilidad y avanzar hacia una estrategia de transición energética, permitiría por el lado de demanda quitarle presión al uso doméstico del gas, y así liberar recursos para su exportación, en particular para un posible período acotado o "ventana", en el marco de la transición energética global, que abandonaría tempranamente hidrocarburos sólidos y líquidos.

5. Referencias Bibliográficas:

- Agencia Internacional de la Energía. World Energy Outlook, 2023.
- Di Sbroiavacca, N., Fundación Bariloche (2013). Shale oil y Shale gas en Argentina Estado de situación y Prospectiva.
- Di Sbroiavacca, N., et.at. CEPAL (2019). Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina.
- EPE, Ministerio de Energia e Minas. Brasil (2023), Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032.
- Institute of Energy BP Energy Outlook 2024 edition.
- Ministerio de Energía e Minas. Brasil (2020), PNE 2050. Plano Nacional de Energia. EPE.
- PELP. Planificación Energética de Largo Plazo. 2023-2027. Chile (2021).
- Publicación periódica Más Energía. Abril 2024. Por qué Chile es el mercado ideal del gas de Vaca Muerta hasta que arranque el GNL
- Secretaria de Energía, Ministerio de Economía, República Argentina, mayo 2023, Plan Nacional de Transición Energética al 2030.
- OLADE, Panorama Energético de América Latina y Caribe 2023.
- Universidad de Navarra. 2024. Bolivia, de exportador a importador de hidrocarburos.
- US Energy Administration Information (EIA), World Shale Resource Assessments, 2015