Síntesis

Boletín de análisis de la Fundación INESAD

N° 57- Noviembre- 2026

CONTENIDO

Tres curvas, tres futuros: el problema es cuánto gas puede producirse 4

Seguridad energética, combustibles y divisas: el costo de no anticiparse 5

El segundo golpe: condensados y refinación 9

¿Los nuevos proyectos alcanzarán a llegar a tiempo? 10

Cinco preguntas que deben responderse 11

inesad
INSTITUTO DE ESTUDIOS AVANZADOS EN DESARROLLO



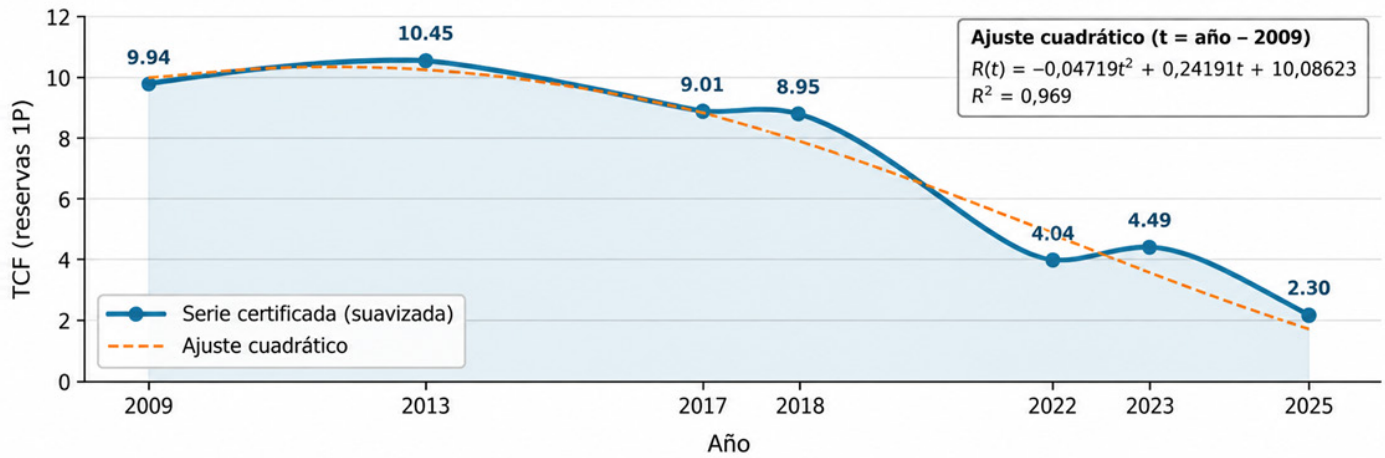


Bolivia acaba de conocer una cifra que obliga a revisar su futuro energético. La nueva y confiable certificación de la empresa canadiense GLJ sitúa las reservas probadas de gas de venta en 2,30 TCF al cierre de 2025. En 2013 se comunicaban más de 10 TCF. La caída histórica es contundente; su interpretación, sin embargo, no es tan clara, exige distinguir reservas geológicas, volúmenes comercializables y producción que los campos pueden entregar cada día.

Los 2,30 TCF corresponden a diciembre de 2025, hoy el saldo estimado está cercano a 1,85 TCF.

El dato anterior de aproximadamente 3,7 TCF (YPFB, 2026), durante la Rendición Pública de Cuentas Final 2025, no era una nueva certificación, era un ajuste contable. Se obtenía al descontar de las reservas probadas de 2023 la producción posterior. Ahí surge una de las preguntas más relevantes: ¿por qué ese saldo esperado difiere tanto de los 2,30 TCF ahora certificados?

Figura 1. ***Reservas probadas en años certificados***



Fuente: Elaboración propia con base en BEN 2020–2024; YPFB/GLJ 2025.

Nota: El Balance Energético Nacional (BEN, 2013) identifica gas de separador para 2013 y gas de venta para varias certificaciones posteriores; la comparación histórica exige bases homologadas.



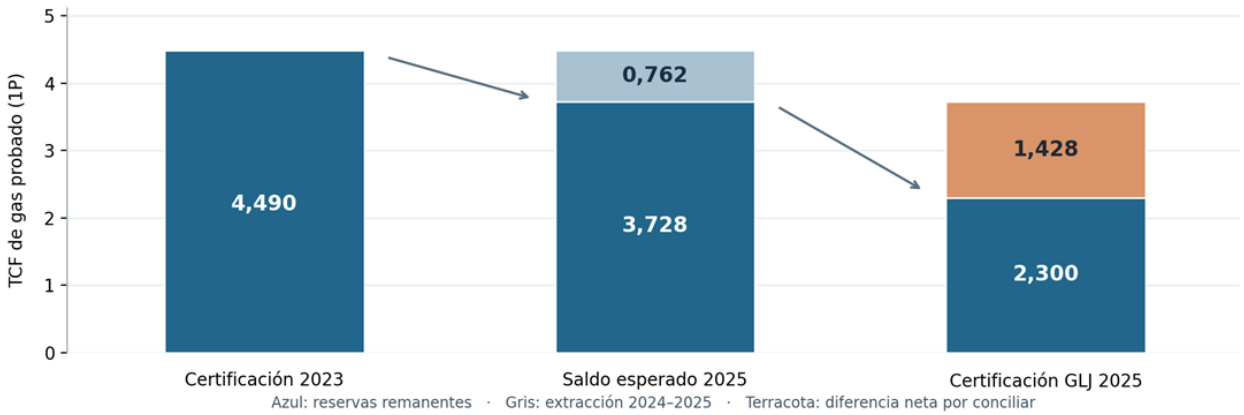
En la tabla 1 la primera columna representa las reservas probadas conocidas al cierre de 2023 (4,490 TCF). La segunda ilustra el saldo esperado para fines de 2025: 3,728 TCF, tras descontar 0,762 TCF extraídos durante los dos años. La tercera descompone ese saldo esperado entre lo efectivamente certificado por GLJ (2,30 TCF) y la diferencia de 1,428 TCF que debe conciliarse. En términos de balance:

Reservas finales = Reservas iniciales − Extracción + Incorporaciones netas + Revisiones netas.

El cálculo sugiere que incorporaciones y revisiones, tomadas en conjunto, explicarían aproximadamente −1,428 TCF, siempre que las mediciones sean homologables. La primera tarea consiste, por tanto, en comprobar las bases de volumen y verificar una reconciliación campo por campo, distinguiendo cambios geológicos, económicos, clasificación de reservas desarrolladas y no desarrolladas y proyectos incorporados o retirados.

Una revisión independiente y reproducible permitiría saber si la diferencia se concentra en algunos reservorios, si cambió el volumen recuperable de campos maduros o si determinados desarrollos dejaron de cumplir los criterios de reservas probadas. La respuesta no es solo estadística: determina qué producción puede sostenerse en los próximos años y cuánto margen tiene Bolivia para adaptar su política energética antes de enfrentar una posible insuficiencia de suministro. Esa información debe ser pública y transparente.

Figura 2. ***Balance de reservas probadas y diferencia contable, 2023–2025***



Fuente: Elaboración propia con 4,490 TCF (certificación 2023), producción aproximada de 2024–2025 y 2,300 TCF (GLJ, corte 2025).

Nota: Volúmenes redondeados; la homologación entre bases de gas de venta y producción fiscalizada debe comprobarse.

El residuo de −1,43 TCF no es gas que haya «desaparecido», o una irregularidad. Es una diferencia contable que solo puede descomponerse si se verifica la equivalencia entre producción fiscalizada y gas de venta y se publica la reconciliación por reservorio, factores de recuperación, clasificación y comercialidad. Las reservas probadas son una estimación de volúmenes recuperables bajo condiciones técnicas y económicas específicas: pueden variar por nueva información de reservorios, modificaciones en factores de recuperación, reclasificaciones, incorporación de descubrimientos y cambios de viabilidad comercial. Precisamente por eso la diferencia debe explicarse de manera pública con una conciliación transparente y comparable entre ambas evaluaciones.

También importa la cifra que o se dice. Una relación reservas/producción de 6,5 años no significa que Bolivia se quedará sin gas en ese plazo. El cálculo supone una extracción constante, cuando los campos producen cada vez menos debido a su declinación natural. YPFB proyectaba que la producción caería de 26,66 millones de m³ diarios en 2026 a 16,62 en 2030 y 9,21 en 2035. El verdadero riesgo no es que las reservas lleguen a cero, sino que la producción diaria resulte insuficiente para abastecer a hogares, industrias y termoeléctricas.

Tres curvas, tres futuros: el problema es cuánto gas puede producirse

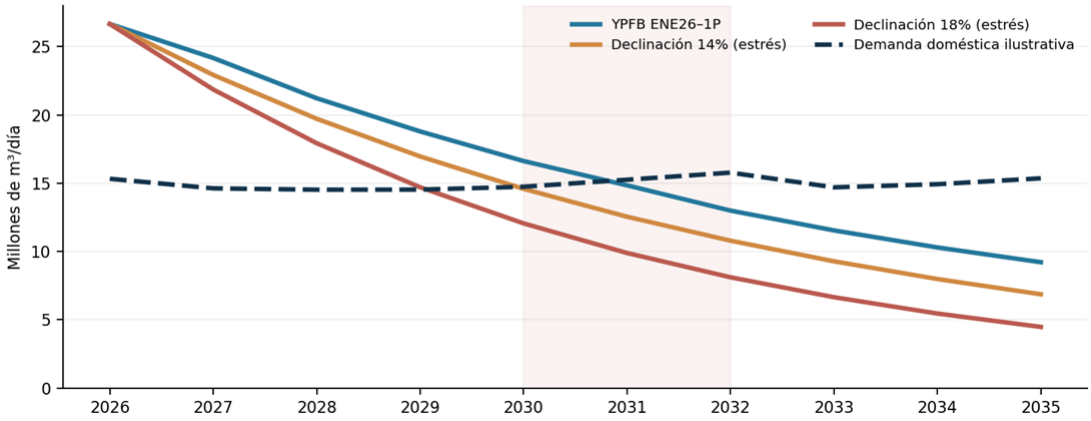
Las reservas son un stock; el abastecimiento, un flujo. Una reserva de 2,30 TCF no dice por sí sola si Bolivia podrá entregar 15 o 10 millones de m³ cada día. Esa capacidad depende de aspectos técnicos de producción - presión, pozos, compresión, inversión en desarrollo - y entrada de nuevos proyectos. Cuando contrastamos la proyección ENE26–1P de YPFB, elaborada antes de GLJ, con dos trayectorias de estrés que mantienen el mismo punto inicial de 2026: estimamos una declinación geométrica del 14% anual y otra del 18%.

El cruce llega en 2031 con la trayectoria original de YPFB y se adelanta a 2030

A medida que los campos maduran y declinan, mantener la producción se vuelve técnicamente más difícil y costoso

en los dos casos de estrés, podría incluso llegar a 2029 en un escenario de mayor estresamiento. El resultado más revelador no es solamente el período, sino la magnitud: para 2031, el faltante aumenta desde cerca de 0,4 MMm³/d en la curva original hasta 2,7 o 5,4 MMm³/d bajo declinaciones del 14% y 18%, respectivamente. Un déficit nacional significa que la producción doméstica no alcanza para esa demanda: puede enfrentarse con importación, nueva producción, sustitución energética, eficiencia energética y generación distribuida que desplaza consumo de gas o reasignación.

Figura 3. ***Producción nacional y demanda doméstica, en millones de m³/día***



Fuente: Elaboración propia con base en YPFB, Plan Eléctrico Referencial; cálculos propios.

Nota: La demanda suma el Plan Eléctrico 2035 y otros usos desde 9,92 MMm³/d en 2026, creciendo 2% anual. No incluye exportaciones, autoconsumos adicionales ni importaciones.

Tabla 1. Estimación de déficit anual medio de producción nacional frente a demanda doméstica, MMm³/d.

Año	YPFB original	Declinación 14%	Declinación 18%
2030	0,00	0,15	2,68
2031	0,41	2,71	5,37
2032	2,78	4,99	7,67
2035	6,15	8,49	10,89

Fuente: Elaboración propia con base en el análisis de estragamiento.

Nota: No debe interpretarse automáticamente como cortes de electricidad.

Es importante analizar si la declinación de la curva de producción puede ser mayor y el déficit adelantar el momento en que la oferta igual a la demanda. La prueba volumétrica muestra que YPFB proyecta producir 2,55 TCF de gas hasta 2040, frente a solo 2,30 TCF de reservas probadas, una diferencia de 0,25 TCF que, si no se incorporan nuevas reservas, obligaría a revisar la trayectoria de producción y podría traducirse en una declinación más acelerada, especialmente por el envejecimiento de los campos y la falta de inversiones; aunque la caída productiva ya observada hace plausible este riesgo. La pregunta no es solamente cuánto gas queda, sino cuánto podrá producirse efectivamente cada año.

Tabla 2. Capacidad efectiva por tecnología (MW)

Tecnología	Capacidad efectiva [MW]
Hidroeléctrica	716
Térmica (*)	2,467
Biomasa	129
Solar	165
Eólica	135
Total	**3,612**

Fuente: Elaboración propia con base en el Viceministerio de Electricidad y CNDC. (*) A temperatura media anual

Seguridad energética, combustibles y divisas: el costo de no anticiparse

Según el Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia 2035 la oferta de capacidad de generación en el SIN (Sistema Interconectado Nacional) al año 2024 se ilustra en la tabla 2.

Cuando los bolivianos encendemos la luz, las empresas empiezan a producir o los locales comerciales abren sus puertas, un conjunto de tecnologías empiezan a generar electricidad – aún es muy difícil y/o costoso almacenar

La pregunta no es solamente cuánto gas queda, sino cuánto podrá producirse efectivamente cada año.

energía – en el caso del país todavía dependemos de la termoeléctrica a base de gas y la hidroeléctrica que utiliza agua, las demás tecnologías son cerca del 11%, tangenciales. La distribución muestra la enorme dependencia de la generación térmica, más del 68%, este extremo es preocupante si consideramos que el precio del gas natural destinado a la generación eléctrica está fuertemente subsidiado por el Estado y se mantiene muy por debajo de su costo real de oportunidad.

Aliaga *et. al*, 2026, estima que el costo de oportunidad del gas natural este entre 6,60-9dólares por MMBtu (millón de BTU). Las empresas generadoras adquieren el gas natural en el mercado interno a aproximadamente 1,30 $us/MMBtu (equivalente a unos 1,31 $us por millar de pie cúbico en puntos de entrega regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos).

Desde el punto de vista de la producción de la energía, los números son igualmente contundentes (Tabla 3).

La reducción de las reservas y la declinación de la producción de gas natural plantean un desafío que va más allá del sector hidrocarburífero: comprometen simultáneamente la seguridad eléctrica, el abastecimiento de combustibles y la disponibilidad de divisas. La planificación eléctrica contemplaba reducir el consumo de gas para generación de 5,4 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) en 2026 a 3,5 MMm³/d en 2035, mediante la incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas y otras fuentes renovables. Sin embargo, esa trayectoria depende de que las inversiones se ejecuten y entren efectivamente en operación según los plazos previstos.

El Plan Eléctrico suponía que los proyectos hidroeléctricos de Ivirizu y Miguillas comenzarían a aliviar el consumo de gas desde 2027, mientras que ENDE programa la conclusión de Miguillas para 2029 y la entrada comercial de Laguna Colorada, con 100 MW geotérmicos, para 2034. Ivirizu, por su parte, tiene un cronograma de incorporación por centrales, con una puesta en marcha progresiva y obras todavía pendientes. Por tanto, el ahorro de gas contemplado en la planificación no puede considerarse garantizado sin verificar el avance real de los proyectos y sus fechas de operación comercial.

El Plan Eléctrico suponía que los proyectos hidroeléctricos de Ivirizu y Miguillas comenzarían a aliviar el consumo de gas desde 2027, mientras que ENDE programa la conclusión de Miguillas para 2029 y la entrada comercial de Laguna Colorada, con 100 MW geotérmicos, para 2034.

Una central termoeléctrica puede estar técnicamente disponible, pero no generar si carece de un suministro firme de gas en los momentos de máxima demanda. A su vez, una central solar o eólica puede desplazar importantes volúmenes de gas a lo largo del año, pero no necesariamente reemplazar la potencia térmica requerida durante la noche, en períodos de baja generación renovable o ante contingencias del sistema. Por ello, lo decisivo no son los megavatios anunciados, sino cuánta generación térmica se desplaza efectivamente y cuánto gas se ahorra mediante el despacho eléctrico. Si los proyectos renovables e hidroeléctricos se retrasan, el sistema podría necesitar más gas del previsto precisamente cuando la producción nacional disminuye. Esta combinación estrecha el margen de seguridad y aumenta la importancia de acelerar las inversiones,

Tabla 3. ***Producción de tecnología por tecnología (GWh)***

Tecnología	Energía producida [GWh]
Hidroeléctrica	2,853
Térmica	7,720
Biomasa	287
Solar	349
Eólica	496
Total	**11,705**

Fuente: Elaboración propia en base Viceministerio de Electricidad y CNDC.

fortalecer las redes de transmisión y asegurar suficiente capacidad de respaldo.

En este contexto, la generación distribuida y la eficiencia energética pueden desempeñar un papel positivo, porque permiten reducir la presión sobre el sistema sin depender exclusivamente de la construcción de grandes centrales. La instalación de sistemas solares fotovoltaicos en hogares, comercios e industrias puede cubrir parte del consumo eléctrico cerca del lugar donde se utiliza, reducir pérdidas de transmisión y distribución y, cuando desplaza generación termoeléctrica, ahorrar gas natural. Su aporte puede ampliarse mediante almacenamiento, gestión de la demanda y reglas que faciliten la conexión y la remuneración de excedentes.

Paralelamente, las inversiones en motores eficientes, iluminación, refrigeración, procesos industriales y equipos eléctricos permiten satisfacer las mismas necesidades utilizando menos energía. Cada unidad de electricidad ahorrada o generada localmente puede reducir la necesidad de quemar gas, dependiendo del momento de consumo y del despacho del sistema. Estas medidas tienen además una ventaja estratégica: muchas pueden implementarse de manera gradual, descentralizada y en plazos potencialmente menores que los requeridos por grandes proyectos de generación.

Sin embargo, para convertir ese potencial en ahorro efectivo de gas se necesitan condiciones concretas. La generación distribuida requiere procedimientos de conexión claros, medición adecuada, criterios técnicos para proteger las redes y mecanismos económicos que permitan recuperar las inversiones sin trasladar costos injustificados a otros usuarios. La eficiencia energética, por su parte, necesita estándares para equipos, auditorías energéticas, financiamiento accesible e incentivos para reemplazar tecnologías obsoletas. Ambas estrategias pueden tener buenos resultados: reducción de la demanda en horas críticas, electricidad térmica desplazada, menor consumo de gas y ahorro económico.

La situación tiene, además, una segunda consecuencia sobre los combustibles líquidos. En Bolivia, una parte importante de la producción de líquidos está asociada a la extracción de gas natural: cuando disminuye la producción gasífera, también puede reducirse la disponibilidad de condensados y otros hidrocarburos que alimentan las refinerías. Esto no implica que ambos volúmenes disminuyan necesariamente en la misma proporción, porque depende de las características de cada campo, pero sí establece una conexión relevante entre la crisis del gas y la creciente dependencia de combustibles importados. Menos líquidos nacionales significan menor disponibilidad de materia prima para refinación y, potencialmente, mayores necesidades de importar gasolina,

La generación distribuida y la eficiencia energética pueden desempeñar un papel positivo, porque permiten reducir la presión sobre el sistema sin depender exclusivamente de la construcción de grandes centrales.



https://www.energiabolivia.com/

diésel u otros derivados. La alternativa de importar crudo para procesarlo localmente merece evaluarse, pero su conveniencia depende de la calidad del petróleo, el rendimiento de la canasta de refinación, los costos operativos y la comparación con los precios internacionales de los combustibles terminados.

Los tres problemas convergen en la restricción externa y fiscal. La caída de la producción de gas reduce la capacidad exportadora y, con ello, una fuente tradicional de divisas e ingresos públicos. Paralelamente, una mayor importación de combustibles líquidos -y eventualmente de gas natural para abastecer el mercado interno- incrementaría la demanda de dólares. El país podría enfrentar así una presión simultánea: menos divisas por exportaciones y mayores necesidades de divisas para sostener su abastecimiento energético. Si además existen diferencias entre los precios de importación y los precios internos regulados, parte de esa presión puede trasladarse al presupuesto público.

Para completar el análisis del sector eléctrico, vale la pena analizar con mayor detalle la iniciativa del Gobierno de introducir la Generación Distribuida de Mediana (GDME) establecido por el Decreto Supremo 5549, que permite a centrales de entre 1 MW y 6 MW inyectar energía a la red de distribución de media tensión sin requerir una licencia de generación tradicional ni participar en el despacho económico del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La generación a través de parques de cedulas fotovoltaicas aplican perfectamente a esta clase de iniciativas.

Como vimos, la situación energética en Bolivia en el corto/mediano plazo es complicada, sufre una grave crisis por el desplome de sus reservas y producción de gas natural. Ante la falta de gas natural para alimentar las termoeléctricas y cubrir la demanda, el gobierno impulsa proyectos de energías renovables para diversificar la matriz eléctrica y evitar un colapso. La caída del recurso pone en riesgo el suministro eléctrico interno y obliga a buscar alternativas limpias de forma urgente, es por esta razón estratégica que proyectos como el que se presenta serán reclamados por la sociedad.

Para incrementar la capacidad de generación, se mantienen cuatro dificultades estratégicas: i) la tarifa final no reconoce un precio justo por el terreno en el occidente del país (un máximo de US$ 6, cuando los requerimientos son del orden de US$25). Este gasto no es menor, ya que para generar 6 MV se necesitan entre 6 y 8 hectáreas; ii) en ningún calculo se contempla la línea de conexión en media tensión a la sub-estación más cercana, este costo en muchos casos puede ser importante; iii) se requiere disponibilidad en la sub-estación, no es rentable para ningún proyecto de 6MV construir una sub-estación propia; iv) sin una explicación técnica se ha generado un "fondo de compensación" que elimina hasta un 30% de los ingresos de los generadores y del transporte para estabilizar tarifas.

Mientras exista una futura emergencia energética, el gobierno debe impulsar la atracción de inversión privada a través de proyectos de GDME.



El segundo golpe: condensados y refinación

La declinación de la producción de gas natural tiene una consecuencia fundamental: también puede acelerar la caída de la producción nacional de hidrocarburos líquidos. En Bolivia, una parte importante de los condensados se obtiene conjuntamente con el gas natural. Por ello, cuando disminuye la producción de un campo rico en líquidos, no solo se reduce el gas comercializable, sino también el volumen de materia prima que puede alimentar las refinerías. Esta relación varía entre campos según sus características geológicas y sus rendimientos de condensados, por lo que los líquidos no disminuirán al mismo ritmo que el gas. La tendencia es preocupante: la producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos disminuyó de 50,91 kbpd en 2018 a 23,26 kbpd en 2025, una caída cercana al 54%. Adicionalmente, la firma GLJ certificó apenas 57,52 MMbbl de reservas probadas de hidrocarburos líquidos al cierre de 2025, lo que plantea interrogantes sobre la capacidad futura de producción y el abastecimiento de materia prima para las refinerías.

Esta conexión entre gas y líquidos introduce un riesgo adicional para la seguridad energética. Una declinación más acelerada de los campos gasíferos, especialmente aquellos con mayor rendimiento de condensados, podría reducir todavía más la oferta nacional de líquidos y aumentar la necesidad de recurrir a importaciones. El impacto dependerá no solamente de cuánto gas se deje de producir, sino también de qué campos declinen primero y cuánto condensado aporte cada uno. Por esta razón, las proyecciones nacionales deberían integrar explícitamente la evolución del gas y de los líquidos por campo, en lugar de analizarlos como dos mercados independientes. Esto permitiría anticipar posibles restricciones de materia prima para refinación y evaluar con mayor precisión las necesidades futuras de abastecimiento.

El problema también tiene una dimensión económica y fiscal. La menor producción de gas reduce las posibilidades de exportación y la generación de ingresos públicos, mientras que una menor disponibilidad de líquidos nacionales puede incrementar la factura de importación de combustibles y la demanda de divisas. Bolivia enfrenta así el riesgo de una doble pérdida: menos dólares provenientes de sus exportaciones de gas y más dólares necesarios para sostener su consumo de combustibles. Al mismo tiempo, recuperar la producción, incorporar nuevas reservas y diversificar la matriz energética exige inversiones significativas. La prioridad, por tanto, no debería ser únicamente evaluar nuevas alternativas de abastecimiento, sino anticipar la declinación conjunta de gas y condensados mediante inversiones selectivas en recuperación de producción, desarrollo de campos y sustitución gradual del consumo de combustibles importados.

Hay tiempo para reconsiderar la normativa y viabilizar proyectos que garanticen la seguridad energética, respeten la iniciativa privada y juntos se logre garantizar energía continua, segura y a precios justos a la población boliviana.



¿Los nuevos proyectos alcanzarán a llegar a tiempo?

La caída de las reservas probadas no significa que Bolivia haya agotado su potencial gasífero. YPFB ha identificado recursos contingentes y oportunidades exploratorias que podrían ampliar la producción futura. YPFB destacó la existencia de proyectos capaces de revertir parcialmente esta situación y la necesidad de atraer inversiones mediante condiciones jurídicas y económicas más favorables. El desafío, sin embargo, consiste en distinguir entre el gas que ya puede considerarse comercialmente recuperable, el que ha sido descubierto, pero todavía no es viable desarrollar y aquel cuya existencia aún debe confirmarse mediante exploración.

Los recursos contingentes son especialmente importantes porque corresponden a acumulaciones de hidrocarburos ya descubiertas, pero que todavía no cumplen todas las condiciones necesarias para clasificarse como reservas comerciales. El gas existe en un yacimiento identificado, pero su explotación puede estar pendiente de inversiones, nuevos pozos, infraestructura de transporte, mejores condiciones económicas o contratos que permitan comercializarlo. Por ejemplo, un campo puede contener gas técnicamente recuperable, pero no resultar rentable si el precio de venta es demasiado bajo o si necesita una inversión elevada para conectarse a un gasoducto. Si esas barreras se superan y se demuestra su desarrollo comercial, parte de esos recursos podría reclasificarse como reserva y, posteriormente, convertirse en producción efectiva.

La certificación de GLJ identifica 0,25 TCF de recursos contingentes en categoría 1C, 0,41 TCF en 2C y 0,69 TCF en 3C, correspondientes a estimaciones progresivamente más amplias. Son categorías alternativas de incertidumbre sobre los mismos recursos, no volúmenes que deban sumarse entre sí. YPFB ha destacado especialmente los aproximadamente 0,7 TCF de la categoría 3C como una oportunidad para ampliar el horizonte productivo. Sin embargo, los 0,41 TCF de la estimación central 2C no pueden añadirse automáticamente a los 2,30 TCF de reservas probadas (1P): todavía deben resolverse las contingencias que impiden clasificarlos como reservas. Tampoco puede darse por hecho que todo el volumen 3C llegará a desarrollarse.

Esta distinción es decisiva para interpretar el mensaje de YPFB. La existencia de recursos contingentes ofrece una oportunidad real, pero no constituye una solución inmediata al riesgo de desabastecimiento. Convertirlos en reservas exige demostrar su viabilidad comercial; transformarlos en producción requiere además ejecutar las inversiones, perforar o intervenir pozos y disponer de infraestructura operativa. Algunas oportunidades podrían desarrollarse relativamente rápido si están próximas a instalaciones existentes, mientras otras podrían necesitar varios años. Por eso, el indicador relevante no es únicamente cuántos TCF podrían recuperarse, sino cuántos MMm³/d adicionales podrían incorporarse y en qué año. Para modificar el balance gasífero de 2030, las decisiones de inversión tendrían que traducirse en producción efectiva antes de esa fecha.

El segundo frente es la exploración, que presenta una incertidumbre todavía mayor. YPFB informó que dispone de 15 prospectos con recursos recuperables estimados en 10 TCF, equivalentes a aproximadamente 3 TCF después del ajuste por riesgo geológico, además de oportunidades exploratorias más tempranas. Estas cifras reflejan potencial, no reservas certificadas: primero hay que perforar, confirmar el descubrimiento, evaluar su tamaño y demostrar que puede desarrollarse comercialmente. Por tanto, los recursos prospectivos son fundamentales para recuperar el horizonte gasífero de mediano y largo plazo, pero no deberían incorporarse al balance de abastecimiento de 2030 como si fueran producción asegurada.

Bolivia necesita reconstruir su seguridad energética. Estimamos que un stock de 5 TCF de reservas probadas de gas y 120 millones de barriles de hidrocarburos líquidos, acompañados de inversiones que aseguren su producción efectiva.

La urgencia también tiene una dimensión económica. Si Bolivia necesitara importar gas para cubrir un déficit interno, cada 1 MMm³/d importado a un precio de US$6–9/MMBtu representaría aproximadamente US$77–110 millones anuales, antes de considerar transporte, infraestructura y otros costos. El desafío consiste, por tanto, en acelerar los recursos contingentes comercialmente viables mientras se desarrollan nuevas oportunidades exploratorias y, paralelamente, se reduce la dependencia del gas mediante generación renovable, generación distribuida y eficiencia energética.

Cinco preguntas que deben responderse

1. ¿Qué explica la diferencia de 1,43 TCF entre las reservas esperadas y las certificadas? ¿En qué campos se concentra el ajuste y cuánto responde a revisiones geológicas, factores de recuperación, condiciones económicas o reclasificaciones? Antes de interpretar esta diferencia, también debe verificarse que las cifras de 2023 y 2025 utilicen las mismas definiciones de gas de venta y bases de producción.

2. ¿Cuánto gas puede producir Bolivia realmente en los próximos diez años? No basta con conocer las reservas probadas: es necesario distinguir cuánto corresponde a pozos actualmente productores, cuánto requiere nuevas inversiones y qué producción diaria puede sostenerse bajo diferentes escenarios de declinación. También debe explicarse cómo se compatibiliza la proyección de extraer 2,55 TCF hasta 2040 con los 2,30 TCF actualmente certificados.

3. ¿Qué parte de los recursos contingentes puede convertirse en producción antes de 2030? GLJ identifica 0,41 TCF de recursos contingentes 2C, que representan gas descubierto, pero todavía no clasificado como reserva comercial. ¿Qué inversiones, contratos e infraestructura permitirían desarrollar esos recursos? ¿Cuántos MMm^3/d adicionales aportarían y desde qué fecha? La misma exigencia debe aplicarse a los prospectos exploratorios: distinguir oportunidades geológicas de proyectos con producción comprometida.

4. ¿Qué tan preparado está el sector eléctrico para consumir menos gas? Si se retrasan los proyectos hidroeléctricos, geotérmicos o renovables, ¿cuánto gas adicional necesitarán las termoeléctricas y cómo cambiará el riesgo de déficit? ¿Cuánto podrían contribuir, en plazos más cortos, la generación distribuida, la eficiencia energética y la gestión de la demanda? La planificación debe medir el gas efectivamente ahorrado, no solamente la capacidad instalada anunciada.

5. ¿Cuál es el costo económico de actuar tarde y quién financiará la transición? La declinación del gas también puede reducir la producción de condensados, restringir el abastecimiento de las refinerías y aumentar la necesidad de importar combustibles. ¿Cuántas divisas e ingresos fiscales están en riesgo? ¿Qué combinación de recuperación de campos, desarrollo de recursos contingentes, nuevas inversiones y sustitución energética permitiría reducir esos costos antes de que aparezcan déficits de suministro?

La nueva certificación no anuncia apagones inevitables ni establece una fecha de agotamiento físico del gas. Pero sí evidencia que Bolivia dispone de un margen cada vez más estrecho para corregir su trayectoria energética. Se requiere un pacto energético en toda la sociedad, la cuestión decisiva ya no es solamente cuánto gas queda bajo tierra, sino cuánto podrá producirse cada año, qué recursos podrán desarrollarse a tiempo y cuánto gas podrá dejar de necesitar el país sin comprometer su crecimiento económico.

Investigadores

Javier Aliaga Lordemann - Es investigador asociado del INESAD y miembro de número de la Academia Boliviana de Ciencias Económicas.

Carlos Romero Mallea- Es especialista en el sector eléctrico y ex Viceministro de Electricidad.

Las opiniones expresadas en este documento pertenecen a los autores y no necesariamente reflejan la posición oficial de las instituciones auspiciadoras ni de la Fundación INESAD (Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo).

inesad
INSTITUTO DE ESTUDIOS AVANZADOS EN DESARROLLO



https://mattersoftaste.com.au/wp-content/uploads/2016/09/KIDS-HANDS-WITH-PLANTS.jpg