

CUANDO EL GAS SE APAGA: LA CUENTA PENDIENTE DE LA ELECTRICIDAD BOLIVIANA Y LA SOSTENIBILIDAD

Introducción

La energía eléctrica es el insumo transversal más crítico para cualquier economía: sostiene el aparato productivo industrial, garantiza el funcionamiento de los servicios públicos esenciales y determina la calidad de vida de la sociedad civil. Desde 2010, cuando entró en operación la Central Termoeléctrica de Entre Ríos, Bolivia estructuró su matriz eléctrica en torno al gas natural, un recurso que durante años generó ingresos fiscales considerables y ha permitido mantener tarifas de consumo notablemente bajas. No obstante, el ciclo de bonanza hidrocarburífera está llegando a su fin, dando paso a una fase de declinación acelerada que pone en riesgo la autarquía energética nacional. Comprender esta transición —su magnitud económica y su impacto en las finanzas del Estado— resulta imperativo no solo para ingenieros o reguladores del sector energético del Gobierno Nacional, sino de manera transversal para los auditores, contadores y analistas financieros, encargados de evaluar, reportar y mitigar los riesgos financieros asociados a este trascendental cambio de matriz y su impacto en materia de sostenibilidad.

Una matriz eléctrica dominada por el gas: dependencia térmica al 2025

La matriz de generación eléctrica en Bolivia refleja una profunda rigidez estructural. De acuerdo con los datos de la memoria anual del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC, 2026), en la gestión 2025, para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se produjo 11.795,7 GWh, de los cuales el 63,17% provino de la generación térmica a gas natural. Las fuentes bajas en carbono aportaron en conjunto un 36,83%, distribuido de la siguiente manera (CNDC, 2026):

Fuente	Participación en la generación	Energía aproximada
Gas natural (termoeléctrica)	63,17%	≈ 7.452 GWh
Hidroeléctrica	28,44	≈ 3.355 GWh
Solar fotovoltaica	3,01	≈ 355 GWh
Biomasa	2,92	≈ 344 GWh
Eólica	2,46	≈ 290 GWh

La dependencia del gas natural se replica en la capacidad instalada del sistema. De un total de 3.530,90 MW en el SIN durante 2025, el parque termoeléctrico instalado (centrales de Warnes, Entre Ríos y del Sur) concentra el 67,24% (2.374,25 MW). El conjunto de fuentes renovables suma el 32,38% restante (1.143,39 MW), desagregado en:

Fuente	Capacidad instalada	MW	Centrales representativas
Hidroeléctrica	20,27%	715,81 MW	Corani, Zongo, Misicuni
Solar fotovoltaica	4,75%	167,58 MW	Oruro, Uyuni
Biomasa	3,82%	135,00 MW	El Dorado y San Julián
Eólica	3,54%	125,00 MW	Ingenios azucareros Aguaí, Unagro

Esta concentración evidencia que casi dos tercios de la capacidad instalada dependen de un único combustible fósil no renovable y en franco proceso de agotamiento. El parque térmico

es la columna vertebral operativa del sistema, mientras que el parque solar y eólico opera con factores de planta bajos por su naturaleza intermitente, generando proporcionalmente menos energía.

En materia de sostenibilidad, Bolivia no cuenta con datos actualizados sobre las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) del sector eléctrico; la referencia disponible es el estudio de “Inventario, evaluación y proyección de las emisiones de carbono provenientes del sector eléctrico nacional” (SciELO Bolivia, 2018)¹, elaborado con datos primarios del CNDC (2015), según el cual en 2014 el sector eléctrico boliviano emitió 3.161 Gg de CO₂ (≈3,16 millones de toneladas), de los cuales aproximadamente 3.136 Gg provinieron de la combustión de gas natural en termoeléctricas (56.427 millones de pies cúbicos de gas natural + 23.468 m³ de diésel ese año), con un factor de emisión de 0,42 toneladas de CO₂ por MWh generado. Se trata de cifras con más de una década de antigüedad: dada la magnitud de los cambios en la matriz desde entonces, resulta urgente que las autoridades competentes generen y publiquen información actualizada que permita diseñar políticas gubernamentales de sostenibilidad basadas en evidencia reciente, a la cual toda la población boliviana nos debemos sumar.

El gas que se agota: reservas probadas en caída sostenida

El diagnóstico de las reservas es el aspecto más crítico del panorama macroeconómico y energético boliviano. Las certificaciones internacionales e informes de YPFB muestran una tendencia decreciente y acelerada desde mediados de la década pasada. Durante la Audiencia de Rendición Pública de Cuentas Final de la gestión 2025, YPFB reveló que las reservas probadas de gas natural se situaban en 3,70 TCF al cierre del año (YPFB, 2026): una caída del 64,6% respecto al pico histórico de 2013 (10,45 TCF) y de más del 58,66% frente a los 8,95 TCF de 2018. El declive productivo de campos megamaduros como Sábalo, San Alberto y Margarita no ha sido compensado por hallazgos comerciales significativos:

Año	Reservas probadas (TCF)	Fuente / certificadora
2005	26,7	DeGolyer and MacNaughton (certificación inicial)
2013	10,45	YPFB (máximo histórico del ciclo de exportación)
2018	8,95	Sproule International (certificación oficial)
2022	4,04	Ryder Scott Company L.P. (certificación oficial)
2023	4,49	DeGolyer and MacNaughton (certificación oficial)
2025	3,70	YPFB (Rendición Pública de Cuentas Final 2025)

De no mediar un cambio estructural inmediato, consultores independientes y autoridades del sector estiman que Bolivia podría verse obligada a importar gas natural para su mercado eléctrico y residencial entre 2028 y 2031, revirtiendo su histórica posición de exportador neto a Argentina y Brasil. La declinación natural de los yacimientos plantea desafíos de seguridad de suministro nacional sin precedentes (YPFB, 2026).

Frente a este escenario, ENDE Corporación y el Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) priorizan, según sus informes de gestión presupuestaria e inversión pública, la construcción de infraestructura orientada a energía renovable. El Plan de Expansión del Sector Eléctrico plantea incorporar 5.290 MW de energía limpia hasta 2050, principalmente a través de las hidroeléctricas Ivirizu y Miguillas, el parque eólico Warnes II y proyectos solares en Riberalta y Guayaramerín; sin embargo, el horizonte de este plan, es más largo que la ventana de riesgo identificada para el 2028-2031.

La distorsión de precios y subsidios: una brecha insostenible

¹ http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892018000100006

El segundo pilar de la crisis en la estructura de precios domésticos regulados. Desde 2008, el precio del gas natural destinado a la generación termoeléctrica en el mercado interno se mantiene fijo en un valor regulado de 1,30 USD/MMBTU. Este precio subvencionado distorsiona la realidad económica del sector eléctrico y oculta el verdadero costo de oportunidad del recurso:

Concepto tarifario o de mercado	Valor	Brecha o implicancia
Precio regulado (termoeléctricas)	1,30 USD/MMBTU	Valor congelado desde 2008
Precio de paridad de exportación	6,05 USD/MMBTU	Brecha del 78,5% (subsidio estatal de 4,75 USD)
Precio spot del GNL internacional	14,00 a 18,00 USD/MMBTU	Costo marginal de reposición/importación actual
Consumo termoeléctrico diario de gas	4,30 millones de m ³ /día	Equivale a ~152 millones de pies cúbicos/día (MMPCD)
Participación térmica en la generación del SIN	~63,17% del total	Cubierta por gas natural

Un dato técnico relevante es el volumen de gas consumido por el sector: informes de YPFB y declaraciones de expertos (Ríos Roca, 2026) sitúan la demanda de gas de las termoeléctricas de ciclo combinado e industriales del SIN en aproximadamente 4,3 millones de m³/día que equivale a 152 MMPCD, millones de pies cúbicos diarios), lo que representa a más del 13% de la producción de gas actual del país. Mientras existió abundancia fiscal, el Estado absorbió este costo de oportunidad, manteniendo tarifas de electricidad artificialmente bajas. En el escenario actual de reservas críticas, este subsidio implícito se ha transformado en un pasivo relevante y en un riesgo de sostenibilidad fiscal para el Estado boliviano (Fundación Jubileo, 2026).

La sostenibilidad y el rol de la profesión contable en la transición

En el contexto de transición energética, el concepto de sostenibilidad y la aplicación de la normativa del Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (ISSB, por sus siglas en inglés) —específicamente la NIIF S1 (Requerimientos Generales para la Divulgación de Información Financiera Relacionada con la Sostenibilidad) y la NIIF S2 (Divulgaciones Relacionadas con el Clima)— adquieren relevancia central para la profesión contable. El declive de las reservas de gas natural y la dependencia de un subsidio estatal insostenible exponen a las corporaciones públicas energéticas e hidrocarburíferas a riesgos físicos y de transición climática significativos, incluyendo la potencial desvalorización prematura del parque termoeléctrico (riesgo de activos varados o *stranded assets*), que debe reconocerse y revelarse en los estados financieros integrados.

El contador público contemporáneo no es un registrador pasivo de hechos contables pasados; es el estratega responsable de identificar, cuantificar y reportar la viabilidad y resiliencia de las organizaciones bajo un enfoque ESG (ambiental, social y de gobernanza). En esta materia su rol abarca al menos cuatro funciones:

- Cuantificación de los subsidios cruzados y costos de oportunidad ocultos en el presupuesto y cuentas del sector público;
- Registro y valuación de provisiones por pasivos contingentes ante la inminente necesidad de importar gas a precios internacionales para sostener la red eléctrica;
- Estructuración de reportes integrados con revelaciones cualitativas y cuantitativas sólidas bajo las NIIF S1 y S2;

- iv) Aseguramiento independiente (auditoría de sostenibilidad) para dar fe pública de que los compromisos climáticos del sector energético no incurran en prácticas de lavado verde (*greenwashing*).

La contabilidad de sostenibilidad se erige como el instrumento indispensable para orientar la asignación de capital y decisiones de inversión hacia proyectos de energía renovable y resiliencia fiscal en la región.

Por qué esto interesa a la profesión contable interamericana

Para la comunidad contable y financiera de América Latina y el Caribe, la coyuntura boliviana excede los aspectos técnicos energéticos y representa un problema de sostenibilidad fiscal, transparencia informativa y gestión de riesgos con impacto directo en:

- **Gasto cuasi fiscal poco visible:** la disparidad entre el precio regulado (1,30 USD/MMBTU) y el precio de paridad de exportación (6,05 USD/MMBTU) representaría una transferencia implícita de recursos públicos que rara vez se explicita en los estados financieros de las empresas estatales o en el Presupuesto General de la Nación. Su cuantificación y revelación bajo las Normas Internacionales de Contabilidad del Sector Público (NICSP/IPSAS) es imperativa para una rendición de cuentas fiscalmente honesta y transparente. Las empresas generadoras no trasladan este costo de oportunidad al usuario final: la electricidad permanece subvencionada, lo que implica que el costo reconocido en su retribución no refleja el valor real del insumo.
- **Riesgos de pasivos contingentes significativos:** si la tendencia hidrocarburífera obligaría a importar gas para generación eléctrica entre 2028 a 2031, los costos de generación termoeléctrica se multiplicarán. Este escenario configura un pasivo contingente que, conforme a la NIC 37, debe revelarse en las notas a los estados financieros y evaluarse en los informes de riesgo fiscal del país.
- **Impacto directo en ingresos y presupuestos públicos:** la vertiginosa declinación en la extracción y venta de gas reduciría las regalías departamentales, el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y las reservas internacionales netas (divisas), deprimiendo la capacidad de inversión gubernamental y amenaza la estructura presupuestaria del sector eléctrico e hidrocarburífero estatal.
- **Urgencia de auditoría técnica y financiera independiente:** la existencia de discrepancias y revisiones recurrentes en las estimaciones y certificaciones de reservas entre consultoras de prestigio internacional y agencias estatales resaltaría la necesidad de contar con procesos de auditoría y atestiguamiento independientes, que aporten certidumbre para la planificación nacional y de tarifas eléctricas.

Medidas técnicas y estratégicas recomendadas

Dado que la ventana de riesgo estimada por YPFB (2028-2031) es más corta que el horizonte del Plan de Expansión del Sector Eléctrico (2050), las medidas no pueden plantearse como un bloque único de “diversificar la matriz”. Es necesario distinguir entre lo que puede implementarse antes de que el déficit de gas se materialice y lo que requiere maduración estructural o institucional. Asimismo, mencionar que la regulación eléctrica actual relacionada a generación distribuida no contempla el excedente de energía generada, lo que cual desmotiva al usuario inversor.

Corto plazo (horizonte 2026-2028): contener el riesgo antes de la ventana crítica

- **Gestionar la demanda y eficiencia energética.** Incentivar planes para que el sector industrial tome acciones para bajar los picos de energía en horas punta, lo que reduce la presión sobre el despacho térmico, la curva se aplanará y la demanda se irá a los periodos valle. En gestiones pasadas con programas de eficiencia (focos ahorradores) se compensó la energía reactiva que subía el consumo de energía no eficiente, se requiere optimizar la energía consumida a través de iniciativas de impacto.

- **Mejorar la eficiencia del parque térmico existente.** No toda la generación a gas tiene el mismo costo de oportunidad, las unidades de ciclo combinado consumen menos combustible por MWh que las de ciclo simple. Auditar y priorizar el despacho hacia unidades más eficientes permite emplear mejor el recurso combustible mientras avanza la diversificación.
- **Acelerar los proyectos renovables en cartera.** Priorizar la puesta en marcha de las hidroeléctrica Ivirizu y Miguillas y el parque eólico Warnes II dentro de los próximos años.

Mediano plazo: diversificación estructural con expectativas realistas por tecnología

Cada fuente enfrenta limitaciones técnicas y económicas propias que deben incorporarse al diseño de política, en lugar de tratarlas como sustitutos directos y equivalentes del gas:

- **Solar fotovoltaica:** aún no es viable a gran escala frente a un gas subsidiado y requiere extensiones de terreno considerables para una capacidad instalada relativamente modesta. Su expansión depende de mecanismos de incentivo específicos para captar inversores.
- **Eólica:** requiere un número elevado de aerogeneradores para aproximarse a la capacidad térmica actual, y su generación depende de la disponibilidad del recurso eólico, con la consiguiente necesidad de respaldo o almacenamiento.
- **Geotérmica:** ofrece una huella territorial reducida y generación de base estable (no intermitente, a diferencia de solar y eólica) pero exige una inversión inicial elevada y estudios de factibilidad prolongados antes de alcanzar capacidad comercial. El proyecto de Laguna Colorada es la referencia más avanzada del país y podría competir como fuente de generación de base.
- **Hidroeléctrica:** es hoy la fuente renovable con mayor factor de planta del sistema, pero su generación depende del nivel de los embalses, que se reduce en época seca, lo que limita su aporte como respaldo firme durante buena parte del año.

Se descartan por inviabilidad técnica o costo prohibitivo en el corto y mediano plazo, alternativas como la energía nuclear para generación eléctrica, que en Bolivia solo cuenta con aplicaciones de investigación.

Reforma tarifaria: gradualidad como condición de viabilidad

- **Reestructurar el esquema de precio del gas regulado,** las autoridades competentes debe enviar señales de costo real, pero debe hacerse de forma gradual y acompañada de mecanismos de compensación para los usuarios de menores recursos. Es importante reconocer la magnitud del desafío: el combustible representa cerca del 50% de sus costos de generación de las empresas térmicas, por lo que un ajuste abrupto del precio de 1,30 USD/MMBTU -sin una revisión paralela de las tarifas reconocidas al generador- haría inviable la operación de estas empresas, obligando a una revisión de tarifas como impacto directo en la economía de los hogares bolivianos. La secuencia recomendada sería: (i) cuantificar y transparentar el subsidio actual, (ii) diseñar una trayectoria de ajuste plurianual y predecible, y (iii) ejecutar simultáneamente la diversificación de la matriz, de modo que el ajuste tarifario no dependa exclusivamente del gas como mayor fuente de generación.

Institucionalidad y transparencia

- **Adoptar las normas NIIF S1 y NIIF S2:** requerir a las corporaciones del sector energético e hidrocarburífero (ENDE, YPFB y filiales) la implementación de reportes que identifiquen los riesgos de transición climática, activos varados y planes de mitigación de emisiones.
- **Institucionalizar la certificación anual e independiente de reservas de gas:** garantizar la transparencia mediante la contratación, por licitación pública internacional e independiente, de firmas auditoras especializadas de primer nivel para la certificación anual y sin dilación de las reservas, de acuerdo con los plazos que establece la Ley N° 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos.

- **Fomentar la inversión privada en energías alternativas y capital verde:** crear marcos jurídicos estables y transparentes para la emisión de bonos soberanos verdes y atraer capital privado internacional hacia proyectos de energías limpias y de almacenamiento.

Conclusión

Bolivia se encuentra en el umbral de una transición energética inexorable, impuesta por la geología y por una prolongada ausencia de descubrimientos de hidrocarburos de gran envergadura. Sustener un parque generador que depende del gas natural en un 63,17% de su producción física – y en el 67,24% de su capacidad instalada –, sustentado por tarifas reguladas que representan apenas la quinta parte del costo de oportunidad del recurso, es fiscalmente insostenible. La ventana de riesgo de importación neta (2028-2031) es más estrecha que el horizonte de los planes de expansión vigentes (2050), lo que exige medidas de contención inmediatas -eficiencia y aceleración de proyectos en cartera- además de la diversificación estructural de largo plazo. De no implementarse reformas estructurales integrales que abarquen estos frentes junto con la adopción de altos estándares de transparencia informativa, el costo real de esta inacción financiera se podría trasladar de forma abrupta a la población boliviana en forma de un severo ajuste de tarifas y un incremento del riesgo soberano; por ello la solución es de todos, cada uno desde el lugar que le corresponde. Para la profesión contable boliviana y de América Latina, asumir un rol analítico activo, la exigencia de la correcta divulgación climática y la aplicación rigurosa de las normas de sostenibilidad e información financiera no es solo una obligación normativa, sino un aporte técnico y ético imprescindible para preservar la estabilidad económica de nuestro país y por ende de la región.

Autores



Paola A. Pérez Alvarado (Bolivia)
Correo: paoandreaperez@gmail.com



Remy A. Terceros Fernández (Bolivia)
Correo: remyterceros@hotmail.com

Referencias

- Comité Nacional de Despacho de Carga. (2026). *Memoria Anual – Gestión 2025*.
- DeGolyer and MacNaughton. (2024). *Certificación de Reservas de Gas Natural en Bolivia al 31 de diciembre de 2023*. Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia.
- Fundación Jubileo. (2026). Análisis de los subsidios energéticos y precios de gas en Bolivia. *Revista de Coyuntura Económica*, (45), 12-28.
- Fundación Milenio. (2025). *Informe de Milenio sobre la economía de Bolivia: El sector hidrocarburos y la matriz energética*. <https://www.milenio.org>
- Ryder Scott Company L.P. (2023). *Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia al 31 de diciembre de 2022*. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. (2026, 31 de marzo). *Audiencia de Rendición Pública de Cuentas Final – Gestión 2025* <https://www.ypfb.gob.bo/>