



CONTENIDO

La nueva ley: ¿podrá cambiar la matriz eléctrica? 2

De la generación al suministro: lo que la nueva ley debe resolver 7

La infraestructura de la transición 8

El subsidio al gas: la reforma eléctrica se vuelve macroeconómica 12

Abrir la inversión privada no equivale a hacer bancables los proyectos 14

El límite constitucional 17

Ruta de implementación 20

Más allá de la reforma eléctrica: una política energética integrada 22

Referencias bibliográficas 24

BOLIVIA PROPONE UNA NUEVA LEY DE ELECTRICIDAD, ¿PODRÁ CAMBIAR SU MATRIZ ELÉCTRICA?

Invertir mejor antes que sumar megavatios

Javier Aliaga Lordemann
César Santa Gadea



ENERGÍAS
RENOVABLES



ALMACENAMIENTO



GENERACIÓN
DISTRIBUIDA



INTERCONEXIONES
ELÉCTRICAS



MARCO
REGULATORIO



La nueva ley: ¿podrá cambiar la matriz eléctrica?

Bolivia necesita modernizar la Ley de Electricidad N.º 1604, concebida para un contexto tecnológico, empresarial y energético sustancialmente distinto del actual. El proyecto de reforma anunciado por el Ejecutivo el 30 de septiembre de 2026 representa una oportunidad para actualizar el marco regulatorio, ampliar la participación privada, fortalecer la competencia y la inversión, y facilitar la incorporación de nuevas tecnologías. Entre sus principales ámbitos de interés se encuentran las energías renovables, el almacenamiento, la generación distribuida, las interconexiones eléctricas y una delimitación más clara de las funciones de política energética, regulación y operación del sistema.

Es fundamental distinguir entre las facultades ya previstas en la Ley N.º 1604 y su normativa complementaria, y las innovaciones que introduciría la reforma. El valor de esta última

debe evaluarse en función de su capacidad para remover barreras técnicas, económicas, financieras e institucionales, y no por la mera reiteración de habilitaciones existentes.

La pregunta central no es cuántas innovaciones anuncia la reforma, sino cuáles representan cambios regulatorios efectivos, qué restricciones estructurales del sistema eléctrico permitirían superar y cuáles permanecerían fuera de su alcance en el corto y mediano plazo. Esto exige diferenciar las reformas normativas de las condiciones necesarias para su implementación, particularmente la disponibilidad de gas, la infraestructura de transmisión, la sostenibilidad tarifaria, la capacidad institucional y la bancabilidad de las inversiones. En ausencia de un contraste exhaustivo con el articulado oficial del proyecto, las modificaciones examinadas deben interpretarse como propuestas anunciadas, cuyo alcance jurídico definitivo y capacidad efectiva de implementación permanecen sujetos a

verificación.

La ley puede abrir el mercado; pero la matriz sólo cambia si cambian simultáneamente el combustible, la red, las señales de precios y la capacidad de financiar nuevas inversiones.

- En el plano físico importa qué tecnología genera, con qué combustible, en qué nodo, con qué potencia firme y a través de qué red llega al usuario.
- En el plano económico importa quién paga generación, potencia, transmisión, distribución, pérdidas, impuestos y subsidios.
- Puede cambiar reglas de entrada y contratación; no puede producir gas que ya no existe, construir líneas por decreto, reducir automáticamente el costo del capital ni hacer desaparecer el impacto macroeconómico de sincerar precios.

La nueva ley deberá superar cinco pruebas¹ (véase la Figura 1). La primera, matriz y seguridad energética, busca reducir la dependencia estructural del gas natural sin comprometer la potencia firme, la confiabilidad ni la capacidad de respuesta del sistema. Esto implica diversificar la generación y asegurar que las nuevas tecnologías puedan sustituir efectivamente energía producida con gas, manteniendo suficiente respaldo para atender la demanda en condiciones críticas. La segunda, transmisión, exige que la expansión de redes, subestaciones y capacidad de conexión acompañe la incorporación de nueva generación. No basta con instalar capacidad renovable: la electricidad debe poder transportarse desde los nodos de generación hasta los centros de consumo, evitando congestión, vertimientos y costos adicionales de integración.

¹ Estas cinco pruebas constituyen criterios de evaluación de la reforma propuestos por los autores. Su utilidad radica en valorar de manera conjunta la seguridad de suministro, la capacidad de la red, los incentivos económicos, la bancabilidad y la implementación institucional, sin atribuirles carácter normativo.

La tercera prueba, precios y subsidios, consiste en corregir gradualmente las señales económicas distorsionadas por el precio administrado del gas, procurando que las decisiones de despacho e inversión reflejen mejor los costos reales del suministro. Esta corrección debe considerar sus efectos sobre las tarifas, la competitividad productiva y el bienestar de los hogares, mediante una transición diferenciada y mecanismos de compensación focalizados. La cuarta, inversión y bancabilidad, requiere que los proyectos puedan alcanzar el cierre financiero mediante contratos de largo plazo, ingresos previsible, acceso efectivo a la red, reglas claras de remuneración y una distribución adecuada de los riesgos regulatorios, cambiarios y contractuales. El objetivo es financiar inversiones que reduzcan el costo económico del sistema sin generar obligaciones fiscales desproporcionadas. La quinta prueba, Constitución e implementación, exige aprovechar el espacio jurídico

disponible para ampliar la participación y la competencia regulada, preservando la conducción estratégica del Estado. Su efectividad dependerá de reglamentos aplicables, instituciones técnicamente independientes, transparencia en el despacho y condiciones de competencia neutrales entre operadores públicos y privados.

Estas pruebas para la nueva ley son interdependientes. La diversificación de la generación aumenta las necesidades de transmisión y flexibilidad; las señales de precios modifican la rentabilidad y bancabilidad de las inversiones; la disponibilidad de red determina qué proyectos pueden operar y generar ingresos; y la calidad institucional condiciona la aplicación efectiva de todas estas reglas. En consecuencia, ninguna prueba puede evaluarse de manera aislada: la transformación de la matriz requiere coordinar seguridad de suministro, infraestructura, incentivos económicos, financiamiento y regulación.

Figura 1. Cinco pruebas que debe superar la nueva ley de electricidad



Fuente: Elaboración propia con base en Aliaga 2026.

La urgencia de estas reformas se acentúa ante el deterioro previsto del balance nacional de gas. Según la Rendición Pública de Cuentas Inicial 2026 de YPFB, la producción fiscalizada alcanzó 27,34 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) en 2025, mientras que su escenario de reservas probadas (IP) proyecta una reducción a 16,62 MMm³/d en 2030, 14,84 en 2031 y 9,21 en 2035². Bajo estos supuestos, la demanda interna podría superar la producción nacional alrededor de 2031³, abriendo la posibilidad de que Bolivia necesite importar gas o sustituir parte de su consumo. No se trata de una fecha cierta ni de una proyección específica de disponibilidad de gas para las termoeléctricas⁴, sino de una advertencia sobre el riesgo estructural de abastecimiento. Para el sector eléctrico, la implicación es fundamental: una matriz altamente dependiente del gas nacional subsidiado podría enfrentar progresivamente costos de reposición, mayores necesidades de

2 El escenario IP de YPFB es una trayectoria de planificación condicionada a las reservas certificadas, el desempeño de los campos y la inversión.
3 Una recertificación puede modificar las cantidades recuperables en cualquier sentido, y adelantar el desequilibrio de demanda.
4 Esta disponibilidad dependerá también de los consumos propios, el procesamiento, las obligaciones contractuales, los usos internos prioritarios y la capacidad de transporte.

divisas y nuevos riesgos de seguridad energética. Por ello, la transición eléctrica deja de ser únicamente una decisión tecnológica o ambiental y se convierte también en una estrategia económica para reducir la vulnerabilidad externa y garantizar el suministro a costos sostenibles.

Las brechas agregadas de oferta y demanda deben interpretarse como señales de riesgo energético y no como déficits automáticamente imputables al sector eléctrico.

Supongamos de manera “referencial” que el consumo del país se mantiene en 15, 16 o 17 MMm³/d. Con estos tres niveles de demanda constante, se puede aproximar la brecha entre consumo y la oferta definida por IP, que no necesariamente constituyen un déficit de gas para la generación eléctrica (Véase, Cuadro 1):

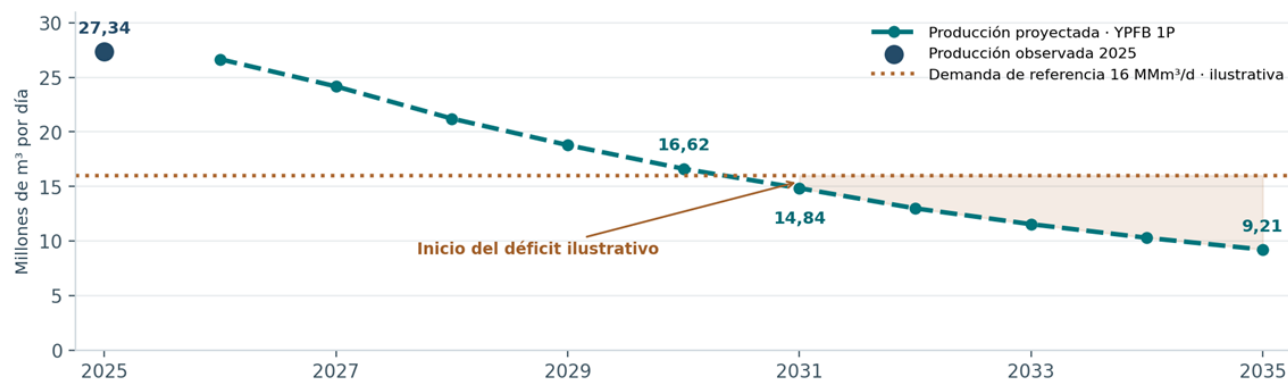
Con una demanda constante de 16 MMm³/d, la brecha ilustrativa de abastecimiento alcanzaría 6,79 MMm³/d en 2035. Si esta brecha se cubriera íntegramente mediante importaciones,

suponiendo un precio de adquisición en frontera de US\$6/MMBtu, un poder calorífico de referencia de 37,24 MJ/m³ (equivalente a 0,0353 MMBtu/m³) y 365 días de suministro, el volumen anual requerido sería de 2.478 millones de m³, equivalente a 87,49 millones de MMBtu. En consecuencia, el costo anual de adquisición ascendería aproximadamente a US\$525 millones⁵, excluyendo transporte interno, impuestos, infraestructura, distribución y otros gastos asociados.

El análisis de sensibilidad muestra que, para la misma brecha, el costo oscilaría entre US\$350 millones y US\$700 millones anuales con precios de US\$4 y US\$8/MMBtu, respectivamente. Considerando además brechas alternativas de entre 4 y 9 MMm³/d, el costo anual se situaría entre US\$206 millones y US\$928 millones, dependiendo de los volúmenes y precios asumidos. Estas estimaciones no constituyen una proyección

5 Los US\$525 millones representan el valor bruto anual de las compras de gas importado, no necesariamente el costo económico neto para el país ni un impacto fiscal equivalente. Para evaluar el efecto fiscal habría que incorporar precios de venta internos, subsidios, impuestos y responsabilidades contractuales. Para evaluar el impacto en balanza de pagos habría que considerar también los cambios en exportaciones y otros flujos energéticos.

Figura 2. Producción de gas de Bolivia en el escenario 1P y demanda



Fuente: YPFB, Rendición Pública de Cuentas Inicial 2026, lámina 5. 2025 es observado; 2026–2035 son proyecciones IP¹¹

*1 a demanda constante de 16 MMm³/d se usa como sensibilidad para dimensionar brechas frente al escenario de oferta IP

Cuadro 1. Gas que faltaría cubrir con tres niveles ilustrativos de demanda (MMm³/d)

Año	Producción 1P	Demanda 15	Demanda 16	Demanda 17
2030	16,62	0,00	0,00	0,38
2031	14,84	0,16	1,16	2,16
2032	12,99	2,01	3,01	4,01
2035	9,21	5,79	6,79	7,79

contractual ni una factura definitiva de importación. Su finalidad es ilustrar la exposición potencial de la economía boliviana a mayores requerimientos de divisas ante la disminución de la producción doméstica. La magnitud efectiva dependerá de los volúmenes importados, el poder calorífico del gas, los precios contratados, la estacionalidad y las condiciones logísticas. Asimismo, la reducción de la brecha mediante nueva producción nacional, eficiencia energética o sustitución tecnológica permitiría disminuir esta exposición externa.

Puertas de entrada de la nueva Ley de Electricidad y gatilladores

La Figura 3⁶ muestra las principales puertas de entrada que el proyecto de Ley de Electricidad, anunciado por el Ejecutivo el 30 de septiembre de 2026, busca ampliar o fortalecer para transformar la matriz eléctrica. Entre ellas se encuentran una mayor participación privada, contratos de largo plazo, mecanismos competitivos como las subastas, incorporación de nuevas tecnologías, acceso a redes y modernización institucional. Sin embargo, algunas de estas facultades ya están contempladas, bajo determinadas condiciones, en la Ley 1604 y su normativa complementaria. Por tanto, el verdadero aporte de

la reforma no radica únicamente en habilitar nuevos mecanismos, sino en mejorar las condiciones regulatorias, económicas e institucionales para su implementación efectiva, cuyo alcance deberá verificarse en el articulado oficial del proyecto. Abrir estas puertas no garantiza por sí mismo que la inversión llegue ni que la matriz cambie. Para que los mecanismos funcionen se requieren gatilladores económicos y regulatorios adicionales, especialmente corregir gradualmente la señal de precios distorsionada por el subsidio al gas utilizado en generación. Mientras la generación térmica siga compitiendo con un combustible artificialmente barato, las renovables, el almacenamiento y otras inversiones bajas en carbono enfrentarán condiciones económicas desiguales. Por ello, la ley puede crear o fortalecer condiciones necesarias, pero la transformación real dependerá de que éstas se traduzcan en señales creíbles de rentabilidad, acceso efectivo a la red, seguridad jurídica y estabilidad regulatoria.

La Figura 3 clasifica las principales puertas de entrada anunciadas por el Ejecutivo el 30 de septiembre de 2026: participación privada, PPA de largo plazo, subastas, nuevas tecnologías, acceso a redes y modernización institucional. La clasificación diferencia mecanismos ya previstos por la regulación de aquellos que podrían fortalecerse o

incorporarse, sujetos a verificación en el articulado oficial. Como anticipan las cinco pruebas, su aplicación efectiva dependerá de gatilladores económicos y regulatorios: señales de precios, neutralidad competitiva, conexión efectiva, seguridad jurídica y bancabilidad. En particular, la valoración administrada del gas puede dificultar la competencia de renovables y almacenamiento si no se corrige gradualmente.

Las puertas de entrada son habilitaciones legales y mecanismos de mercado; los gatilladores son condiciones económicas, institucionales y operativas necesarias para convertir esas habilitaciones en inversión efectiva. La neutralidad competitiva es un gatillador transversal -no una nueva tecnología ni una puerta autónoma- porque requiere contabilidad separada,

Las puertas de entrada son habilitaciones legales y mecanismos de mercado; los gatilladores son condiciones económicas, institucionales y operativas necesarias para convertir esas habilitaciones en inversión efectiva. Entre ellos, la neutralidad competitiva debe entenderse como una condición transversal.

6 Es una identificación de los mecanismos que ya existen, los que requieren desarrollo normativo y los que la reforma podría incorporar. Su interpretación es comparativa de carácter analítico, y no como un dictamen de marco jurídico.

Figura 3. Puertas de entrada de la nueva Ley de Electricidad y gatilladores

#	Elemento	¿Está en la propuesta?	¿Qué aporta la ley?	¿Qué hay que hacer después para que funcione?
1	 Subsidio al gas para generación	No	No define una senda integral de eliminación o reforma del subsidio. Sin corrección del subsidio, la inversión difícilmente llega.	- Diseñar estrategia de eliminación gradual. - Definir mecanismos de compensación. - Evitar impactos abruptos en tarifas.
2	 Precios y tarifas	Sí	Señala una transición hacia tarifas más eficientes y transparentes.	- Fijar criterios de formación tarifaria. - Aplicar mecanismos de protección al consumidor.
3	 Apertura a inversión privada	Sí	Abre la puerta a la inversión, pero no sustituye seguridad jurídica ni un marco integral de inversión.	- Establecer seguridad jurídica y reglas claras. - Definir marco cambiario y de repatriación. - Reducir riesgo regulatorio.
4	 Contratos de largo plazo (PPA)	Sí	Da estabilidad de ingresos a proyectos de 20–30 años.	- Estandarizar contratos y garantías. - Definir moneda, indexación y terminación.
5	 Subastas competitivas	Sí	Selecciona nueva generación con competencia de precios.	- Diseñar y ejecutar subastas. - Garantizar reglas claras y transparencia.
6	 Acceso y conexión a la red	Parcial	Establece el principio de acceso a transmisión y distribución.	- Definir procedimientos y plazos. - Asegurar capacidad disponible.
7	 Expansión de transmisión	Parcial	Permite y orienta la expansión de la red.	- Plan de expansión y financiamiento. - Identificar proyectos prioritarios.
8	 Generación distribuida	Sí	Reconoce y promueve la generación distribuida.	- Establecer reglas de conexión y medición. - Definir remuneración y límites de capacidad.
9	 Almacenamiento y flexibilidad	Parcial	Reconoce el almacenamiento y nuevas tecnologías.	- Definir marco regulatorio. - Establecer reglas de mercado y servicios.
10	 Regulador y CNDC independientes	Sí	Busca mayor independencia de la Autoridad y del CNDC.	- Establecer nombramientos por mérito. - Garantizar autonomía presupuestaria.
11	 Interconexión internacional	Sí	Permite participación privada en interconexiones.	- Definir reglas y coordinación regional. - Alinear con planificación de transmisión.
12	 Protección del consumidor	Sí	Establece principios tarifarios y mecanismos de estabilización.	- Definir esquemas de protección focalizada. - Establecer criterios de elegibilidad y financiamiento.

Fuente: Elaboración propia con base en Aliaga 2026.

control de subsidios cruzados, acceso no discriminatorio y supervisión regulatoria verificable.

La distorsión del precio del gas no es la única barrera para una competencia efectiva. Incluso con precios mejor alineados con sus costos económicos, la entrada privada puede quedar limitada si los operadores integrados acceden a ventajas de costos no transparentes o si la conexión y el uso de las redes se resuelven de manera desigual. Esta segunda condición -la neutralidad competitiva- complementa, y no sustituye, la reforma gradual de subsidios.

La neutralidad competitiva exige establecer mecanismos verificables de supervisión de costos, prevención de subsidios cruzados y acceso no discriminatorio a las redes eléctricas,

aplicables bajo reglas equivalentes a operadores públicos y privados. En particular, ENDE y sus empresas subsidiarias deben estar sujetas a auditorías independientes y periódicas de costos, contabilidad separada por actividad -generación, transmisión, distribución y comercialización, según corresponda- y publicación de información financiera y operativa relevante, para identificar transferencias internas, subsidios cruzados y posibles ventajas competitivas indebidas.

La autoridad reguladora sectorial, actualmente la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), debe contar con atribuciones expresas para fiscalizar el acceso a las redes, verificar las condiciones técnicas y económicas de conexión

y uso, resolver controversias entre operadores y sancionar prácticas discriminatorias. Para ello, se requieren procedimientos públicos de solicitud, evaluación y resolución de acceso, con plazos definidos, criterios técnicos transparentes y decisiones fundamentadas. Los incumplimientos deben estar sujetos a medidas correctivas y sanciones proporcionales, incluidas multas y órdenes de cese de prácticas discriminatorias, conforme a competencias y procedimientos establecidos por ley. De esta manera, la neutralidad competitiva dejaría de ser un principio declarativo para convertirse en una condición regulatoria verificable y exigible.

En ese marco, la eliminación o reforma del subsidio no tendría que ser uniforme ni abrupta, sino gradual, diferenciada por sector y acompañada

por mecanismos de compensación. Algunos segmentos podrían absorber ajustes más rápidos, por ejemplo, grandes consumidores o usos con mayor capacidad de adaptación, mientras que hogares vulnerables y sectores sensibles deberían transitar más lentamente mediante tarifas sociales, apoyos focalizados o compensaciones temporales vinculadas a la eficiencia energética. Esta transición debe articularse con instrumentos regulatorios existentes, como el DS 5647, que establece, bajo determinadas condiciones, un límite del 5% a las variaciones mensuales reales de las tarifas reguladas y mecanismos de estabilización, así como con el Descuento Patria⁷, que contempla una reducción del 25% para usuarios elegibles con consumos de hasta 70 kWh mensuales.

Es importante distinguir entre el aumento del costo económico de generación y su traslado efectivo a la factura: retirar parcialmente el subsidio al gas no implica un incremento equivalente e inmediato de la tarifa pagada por los usuarios, debido a la estructura de costos del sistema, los mecanismos de regulación y las medidas de protección. Sin embargo, diferir los ajustes tampoco elimina sus costos, que pueden traducirse en obligaciones acumuladas de estabilización o necesidades futuras de financiamiento. Por ello, la reforma debe acompañarse de indicadores verificables de incidencia distributiva por nivel de ingreso y tipo de consumidor, costo fiscal de las compensaciones focalizadas y saldos acumulados en los mecanismos de estabilización. Esta gradualidad no sólo reduce el costo social y político del ajuste, sino que mejora su credibilidad

7 Los mecanismos de estabilización tarifaria y el Descuento Patria pueden amortiguar la transmisión de mayores costos a los usuarios elegibles, pero su alcance depende de las condiciones normativas específicas, el componente de la factura afectado y las fuentes de financiamiento de la protección. En consecuencia, un límite de ajuste de tarifas reguladas no debe equipararse a un congelamiento general de las facturas de todos los consumidores.

y sostenibilidad fiscal.

La ley establece el marco general, pero los verdaderos motores del cambio son una secuencia coherente de precios, protección social, transparencia de costos, expansión de red, bancabilidad y estabilidad regulatoria. Las puertas abiertas podrán convertirse en proyectos, inversión, recomponiendo la matriz eléctrica.

De la generación al suministro: lo que la nueva ley debe resolver

La lectura conjunta de los flujos físicos y económicos del sistema eléctrico boliviano aporta una advertencia central para la nueva Ley de Electricidad: transformar la matriz no consiste únicamente en modificar la composición de la generación. La electricidad debe atravesar sucesivas etapas -producción, inyección, transmisión, distribución y consumo-, cada una con restricciones, pérdidas, costos y responsabilidades diferentes. Una reforma que impulse nuevas centrales, pero no resuelva cómo se conectan, transportan y entregan sus MWh, puede aumentar la capacidad instalada sin mejorar proporcionalmente la seguridad del suministro ni el costo que enfrentan los usuarios.

La primera lección es física. Según la Memoria Anual 2025 del CNDC, el Sistema Interconectado Nacional registró 3.530,9 MW de capacidad de generación y una demanda máxima de 1.759,7 MW; su producción anual fue de 11.795,7 GWh, de los cuales aproximadamente 63,2% correspondió a generación termoeléctrica. Sin embargo, la diferencia entre capacidad nominal y demanda de punta no mide la reserva firme: depende de la disponibilidad de las unidades, el suministro efectivo de gas, la hidrología y las restricciones de transmisión. De

La ley establece el marco general, pero los motores del cambio son una secuencia coherente de precios, protección social, transparencia de costos, expansión de redes, bancabilidad y estabilidad regulatoria. Solo así las puertas abiertas por la ley podrán traducirse en proyectos e inversiones capaces de transformar la matriz eléctrica.

igual manera, la energía generada no coincide con la finalmente consumida, porque existen consumos auxiliares, pérdidas y puntos de medición distintos. Para legislar sobre expansión y competencia, estas magnitudes deben distinguirse en lugar de presentarse como capacidad o energía libremente disponible.

La segunda lección es económica. El costo marginal de energía, el precio spot, el precio monómico y la tarifa al consumidor no son equivalentes: remuneran o reflejan componentes diferentes del sistema y no deben compararse como si midieran un mismo costo. Aun cuando una subasta reduzca el precio de generación, el suministro final incorpora transmisión, distribución, potencia, pérdidas, respaldo, servicios de flexibilidad y cargos regulados. Por ello, una disminución del precio de generación no se traslada necesariamente, en la misma proporción ni de inmediato, a la factura. Tampoco la diferencia entre indicadores de precio constituye por sí sola una medida del subsidio al gas.

La tercera lección concierne a la distribución de costos y riesgos. La expansión renovable puede desplazar combustible y reducir costos operativos, pero también exigir conexiones, ampliaciones de red, reserva o almacenamiento. Estas



inversiones generan obligaciones de financiamiento y recuperación de costos que deben asignarse de manera transparente entre generadores, operadores de redes, compradores y consumidores, evitando subsidios cruzados y traslados injustificados. La regulación debe exigir separación contable, información comparable y procedimientos no discriminatorios de acceso, de modo que la competencia en generación no oculte ineficiencias o cargas en otros eslabones de la cadena.

La tercera lección concierne a la distribución de costos y riesgos. La expansión renovable puede desplazar combustible y reducir costos operativos, pero también requerir conexiones, ampliaciones de red, potencia de respaldo o almacenamiento. Sus costos deben asignarse de manera transparente entre generadores, operadores de redes, compradores y consumidores.

La tercera lección concierne a la distribución de costos y riesgos. La expansión renovable puede desplazar combustible y reducir costos operativos, pero también requerir conexiones, ampliaciones de red, potencia de respaldo o almacenamiento. Sus costos deben asignarse de manera transparente entre generadores, operadores de redes, compradores y consumidores. Las condiciones de acceso y neutralidad competitiva expuestas en la sección 1 deben complementarse aquí con reglas explícitas de recuperación y reparto de costos de integración.

Estas tres lecciones delimitan qué debe aportar la nueva ley: pasar de una lógica centrada en habilitar tecnologías y sumar megavatios a otra basada en el costo económico del suministro confiable. Esto requiere planificar conjuntamente generación y redes, valorar por nodo y hora los beneficios de cada proyecto, reconocer potencia firme y flexibilidad, transparentar los componentes tarifarios y asignar costos y responsabilidades verificables. Así, el éxito de la reforma no se medirá solo por los precios adjudicados

o la potencia anunciada, sino por la reducción efectiva de pérdidas, congestión, exposición al gas y riesgos de abastecimiento, sin trasladar costos opacos al consumidor o al Estado.

El costo de producir electricidad y el costo de entregarla al usuario son dos problemas distintos. La nueva ley debe ocuparse de ambos.

La infraestructura de la transición

La apertura a energías renovables y nuevos agentes puede verse limitada si la transmisión continúa tratándose como una restricción posterior a las decisiones de inversión. Los recursos solares, eólicos e hidroeléctricos se localizan donde existen condiciones naturales favorables, mientras que la demanda se concentra en otros nodos. Entre ambos se encuentra una red que debe absorber flujos variables, mantener la estabilidad del sistema y garantizar el suministro sin congestiones significativas. Por ello, la planificación de nueva generación debe coordinarse desde el inicio con la expansión de transmisión y

las necesidades de potencia firme y flexibilidad.

La apertura a energías renovables y nuevos agentes puede quedar limitada cuando la red se considera solo después de decidir la inversión. Los recursos solares, eólicos e hidroeléctricos se localizan en nodos que no necesariamente coinciden con la demanda; por ello, la planificación de generación debe coordinarse desde el inicio con la expansión de transmisión, el acceso a la red y los requerimientos de potencia firme y flexibilidad.

La Figura 4 sintetiza las decisiones interdependientes entre señales económicas, conexión, expansión de redes y remuneración de potencia firme y flexibilidad. Estas relaciones se presentan en la Figura

4 como una secuencia de decisiones interdependientes: las señales económicas incentivan proyectos, pero su ejecución requiere redes capaces de recibir la energía y mecanismos que preserven la confiabilidad.

La demanda de conexión crecerá tanto por nuevos parques renovables como por la generación distribuida. Sin suficiente capacidad de alojamiento en alimentadores, subestaciones y corredores de transmisión, aparecerán congestión y vertimientos, que pueden elevar los costos de respaldo, reserva y almacenamiento y debilitar la rentabilidad de los proyectos. Por ello, la planificación anticipatoria debe identificar nodos saturables, corredores renovables y zonas de generación distribuida, asignar oportunamente inversiones y definir

cómo se remuneran los servicios de flexibilidad. El esquema es conceptual: la magnitud y secuencia de sus efectos deben comprobarse mediante estudios específicos de operación y expansión, no inferirse directamente del diagrama.

Esta relación entre redes, inversión y operación adquiere particular relevancia en la generación distribuida. Aunque varias modalidades ya tienen reconocimiento normativo, su expansión depende de que existan procedimientos técnicos de conexión, capacidad efectiva de alojamiento, reglas de remuneración y una asignación transparente de los costos de adaptación de la red. Conviene, por tanto, separar lo ya habilitado por la regulación de aquello que la nueva ley podría hacer operativamente viable.

Figura 4. Lo que debe resolverse antes de acelerar renovables



Fuente: Elaboración propia. Recomendaciones sobre red, almacenamiento y flexibilidad de Aliaga 2025.

La Ley N.º 1604, en su artículo 15, inciso d), ya permite excepcionalmente que las empresas distribuidoras sean propietarias directas de instalaciones de generación que aprovechen recursos renovables, siempre que su capacidad no exceda el 15% de la demanda máxima de la respectiva distribuidora. Este límite se refiere a la capacidad instalada de generación de propiedad de las distribuidoras, y no a la generación distribuida desarrollada por usuarios, autoprodutores u otros agentes habilitados. El Decreto Supremo N.º 5616, de 27 de abril de 2026, reglamenta esta excepción y precisa sus condiciones: licencia ante la AETN, cálculo del límite sobre la demanda máxima registrada en el Sistema Interconectado Nacional durante el año eléctrico anterior, restricciones a la inyección al Sistema Troncal de Interconexión, prohibición de subsidios cruzados y contabilidad separada entre generación y distribución.

Por su parte, el régimen general de generación distribuida se desarrolla mediante el DS 4477 de 2021 y sus

modificaciones, incluidos los DS 5167 de 2024 y 5549 de 2026, que regulan la participación de generadores distribuidos y autoprodutores, las condiciones de incorporación a las redes y la retribución de la energía inyectada. Complementariamente, el 31 de julio de 2026, la AETN presentó cinco instrumentos regulatorios relacionados con la remuneración de la generación distribuida de mediana escala, los límites de potencia para actividades que no requieren título habilitante, el registro de empresas instaladoras, la inscripción de autoprodutores y las condiciones técnicas de aplicación del DS 5616.

La reforma debería consolidar un régimen coherente y diferenciado para distribuidoras bajo la excepción legal, usuarios con generación distribuida, autoprodutores y otros agentes habilitados, precisando derechos, obligaciones, límites de potencia y condiciones de conexión y remuneración.

En generación distribuida, se requieren criterios públicos de capacidad

de alojamiento de alimentadores y subestaciones, remuneración de excedentes basada en el valor económico de la energía y los costos efectivamente evitados, y reglas para distribuir el costo de conexión, refuerzo y operación. La AETN debería supervisar estos elementos con información verificable y mecanismos de controversias, de acuerdo con sus competencias.

La verdadera innovación regulatoria no consiste simplemente en permitir más generación distribuida, sino en garantizar que pueda conectarse, operar, recibir una remuneración económicamente sostenible y expandirse sin comprometer la seguridad, eficiencia ni sostenibilidad financiera del sistema eléctrico. El alcance incremental de estas disposiciones deberá contrastarse con el articulado oficial del proyecto de ley, distinguiendo las obligaciones ya vigentes de las nuevas facultades y mecanismos que efectivamente introduciría la reforma.

El mismo problema de coordinación



conduce a una segunda pregunta: ¿cómo comparar proyectos que tienen costos de generación distintos, pero también efectos diferentes sobre la red, el respaldo y la seguridad de suministro? La decisión eficiente exige abandonar la comparación aislada de centrales y evaluar el costo y el beneficio de cada alternativa dentro del sistema eléctrico.

El costo de planta no es costo del sistema

El costo nivelado de electricidad es una referencia útil para comparar cuánto cuesta producir un megavatio-hora durante la vida de una central. Pero no dice por sí solo cuánto vale esa energía para el sistema. Importa la hora en que se genera, el nodo donde se inyecta, la capacidad que desplaza, el gas que ahorra, la necesidad de respaldo, las pérdidas evitadas y el costo de red que provoca.

Para Bolivia, esto cambia el orden de las decisiones. Una planta solar con costo de generación bajo puede ser muy atractiva si desplaza gas en horas valiosas y puede conectarse sin grandes refuerzos; puede ser menos atractiva si produce en un nodo saturado, enfrenta alto vertimiento y exige almacenamiento adicional. Del mismo modo, una termoeléctrica aparentemente barata deja de serlo cuando el combustible se valora a costo económico y se incorpora el riesgo de escasez. La reforma debe comparar costo de planta, costo evitado y valor para el sistema, no únicamente precios de adjudicación.

La cartera de alternativas tampoco debería empezar y terminar en centrales nuevas. Recuperar la disponibilidad de una unidad eficiente, reducir pérdidas, gestionar la demanda de grandes consumidores o reforzar una subestación pueden competir,

cada cual por el servicio que presta, con construir generación adicional. El criterio no es favorecer una etiqueta tecnológica: es identificar dónde el siguiente dólar reduce más el costo y el riesgo del sistema.

Esto sugiere separar los productos que se contratan. La energía entregada en determinadas horas tiene un valor; la potencia disponible en momentos críticos, otro; y la reserva o flexibilidad necesarias para acompañar una matriz más variable, otro distinto. Una subasta bien diseñada debería explicar qué compra, dónde se entregará, quién asegura la conexión y cómo se verificará el desempeño. De lo contrario, el país puede adquirir muchos MW nominales y seguir comprando el riesgo que pretendía eliminar.

Antes de adjudicar una subasta, corresponde evaluar qué combustible desplaza cada proyecto, dónde y cuándo entrega electricidad y qué costos de integración o riesgos operativos implica para el sistema. Este examen vincula la contratación competitiva con la valoración económica y social incremental que se desarrolla a continuación.

Una subasta puede adjudicar energía a precios de generación competitivos y, sin embargo, seleccionar proyectos económicamente ineficientes si no incorpora los costos de conexión, refuerzos de red, almacenamiento, respaldo, congestión y vertimiento. Por ello, el diseño y la priorización de proyectos para las subastas deben sustentarse, en la medida que los datos y modelos lo permitan, en una evaluación económica y social incremental, con resolución nodal y horaria, que compare el funcionamiento del sistema eléctrico con y sin cada proyecto, bajo supuestos equivalentes de demanda, disponibilidad de gas, hidrología, operación y confiabilidad.

Una subasta bien diseñada debería explicar qué compra, dónde se entregará, quién asegura la conexión y cómo se verificará el desempeño. De lo contrario, el país puede adquirir muchos MW nominales y seguir comprando el riesgo que pretendía eliminar.

Esta evaluación debe estimar el Valor Actual Neto (VAN) social incremental, incorporando los beneficios del combustible efectivamente desplazado, la reducción de pérdidas, la energía no servida evitada, el aporte de potencia firme y la disminución de emisiones y otras externalidades ambientales. Asimismo, debe descontar los costos de inversión, operación, conexión, refuerzos de transmisión, almacenamiento, respaldo, congestión, vertimientos y demás impactos sobre el sistema. La valoración debe utilizar precios sombra y costos económicos de oportunidad cuando los precios de mercado estén distorsionados, particularmente en el caso del gas natural subsidiado.

El mismo procedimiento debe aplicarse a proyectos de nueva generación, repotenciación de centrales existentes, reducción de pérdidas y gestión de demanda, permitiendo identificar la alternativa con mayor VAN social positivo para el conjunto del sistema eléctrico, sujeto al cumplimiento de los estándares de seguridad y confiabilidad. En consecuencia, el costo nivelado de generación (LCOE) debe considerarse únicamente un indicador complementario: el criterio decisivo no es qué proyecto genera electricidad al menor costo individual, sino cuál aporta el mayor beneficio económico

y social neto al sistema, considerando dónde, cuándo y con qué grado de confiabilidad suministra energía.

El Anuario Estadístico Digital del Sector Eléctrico de la AETN (2026) aporta información para establecer una línea base, pero no permite por sí solo estimar el beneficio neto de cada oferta. Se necesitan además simulaciones horarias de despacho, escenarios de expansión de transmisión, costos de conexión, estudios de confiabilidad y supuestos consistentes de demanda e hidrología. Por ello, la ley debería fijar el principio de evaluación por costo económico total del suministro confiable y su reglamentación establecer metodologías públicas, reproducibles y comparables. En las licitaciones, estos criterios deben traducirse en requisitos verificables de ubicación, conexión, potencia confiable y asignación de riesgos: el objetivo no es contratar simplemente el MWh más barato, sino seleccionar inversiones que reduzcan el costo y la vulnerabilidad del sistema boliviano.

El subsidio al gas: la reforma eléctrica se vuelve macroeconómica

El gas natural utilizado en la generación termoeléctrica ha estado sujeto a precios administrados, con una

referencia histórica cercana a US\$1,30 por millar de pies cúbicos (KPC). Esta señal mantiene artificialmente bajo el costo reconocido de la generación térmica frente a alternativas renovables, almacenamiento y eficiencia. En el marco de la nueva Ley de Electricidad, corregir la valoración económica del gas constituye uno de los gatilladores de la transformación identificados anteriormente: la ley puede abrir las puertas a nuevas inversiones, pero no garantiza que estas lleguen mientras las señales de precios no reflejen razonablemente el costo de oportunidad y el riesgo creciente de reposición del combustible.

Por eso no debe confundirse el precio reconocido a las generadoras con el costo fiscal de caja, el subsidio económico implícito o el costo de reposición del gas. El primero es la señal operativa del mercado; el segundo exige identificar desembolsos públicos efectivos; el subsidio implícito representa una diferencia de valoración económica que no siempre implica una salida presupuestaria; y el costo de reposición refleja cuánto costaría entregar combustible adicional a las centrales. Distinguir estas magnitudes es indispensable para evaluar correctamente los incentivos de inversión y el alcance fiscal de cualquier reforma.

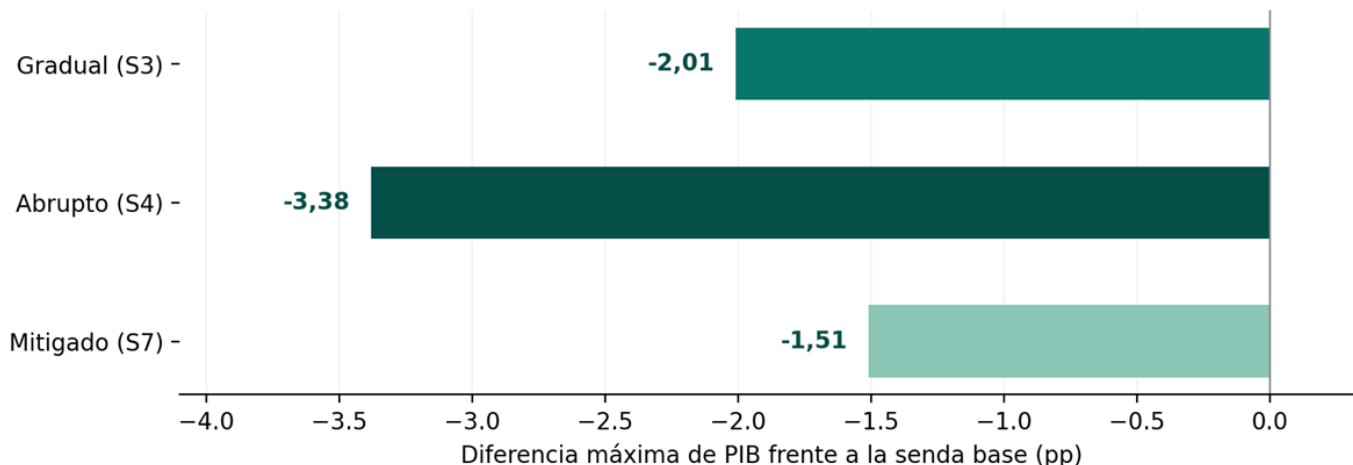
La corrección de esta distorsión no es inocua: un mayor precio del gas puede elevar los costos de generación y, según los mecanismos regulatorios y de protección, trasladarse de forma parcial y diferida a las tarifas eléctricas, los precios productivos y el ingreso real de los hogares. Para evaluar estas tensiones, el estudio de Aliaga y Betanzos (2026b) utiliza una extensión dinámica recursiva del modelo de equilibrio general. El ejercicio identifica cómo distintos calendarios de corrección del precio del gas se transmiten a la tarifa, la inflación, el consumo, la inversión y el PIB, comparándolos con una trayectoria sin reforma. La relevancia para la ley es directa: la apertura del mercado necesita una política de precios compatible con la bancabilidad de inversiones y con la capacidad de adaptación de la economía.

El estudio permite evaluar distintas opciones de política. En este documento se analizan tres trayectorias. La primera (S3) eleva gradualmente el precio del gas desde US\$1,30 hasta US\$6,60/KPC al cierre de 2028; la segunda (S4) concentra el retiro del subsidio y alcanza ese mismo precio ya en 2026; la tercera (S7) combina una trayectoria gradual con mayores medidas de mitigación y eficiencia energética. En la opción gradual S3, la



<https://www.egsa.bo/wp-content/uploads/2023/12/planta-termoelectrica-aranjuez.jpg>

Figura 5. Impacto máximo incremental sobre el PIB real, 2026-2028



Fuente: Elaboración propia con base en Informe de resultados Aliaga y Betanzos 2026, b; 2STAGE-E Dinámico, escenarios S3, S4 y S7.

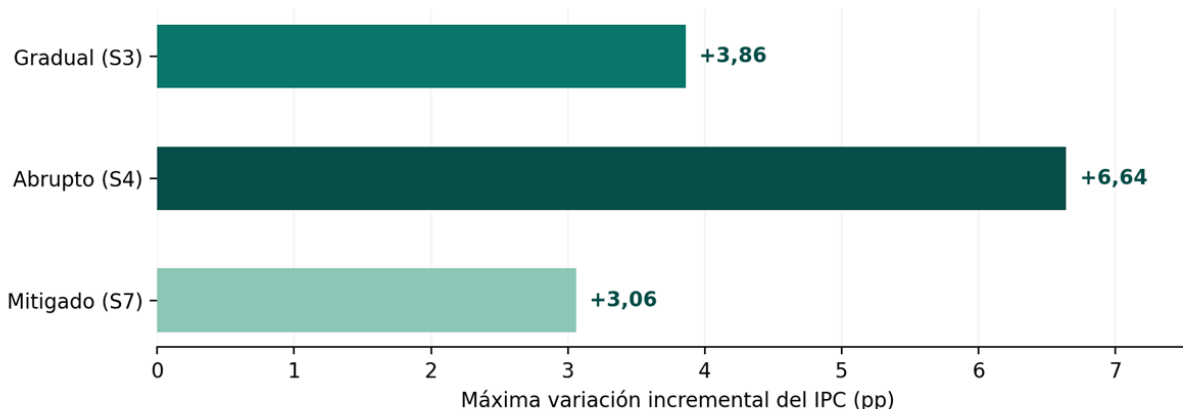
pérdida máxima incremental del PIB es de 2,01%, la del consumo de los hogares de 4,91% y la presión adicional máxima sobre el IPC de 3,86 puntos porcentuales. En el retiro abrupto S4, las magnitudes aumentan a 3,38% del PIB, 8,06% del consumo y 6,64 puntos porcentuales del IPC. La concentración del ajuste adelanta el encarecimiento eléctrico y puede debilitar la inversión y la recuperación productiva en los trimestres posteriores; por tanto, el

resultado no solo depende de cuánto se ajusta, sino de cuándo y con qué mecanismos se hace.

La opción mitigada S7 ilustra el valor de complementar la corrección de precios con protección focalizada y mejoras de eficiencia. Aunque no elimina los costos económicos, limita los máximos de pérdida incremental del PIB y del consumo a 1,51 y 3,82 %, respectivamente, y el impacto máximo sobre el IPC a 3,06 %. Al cierre de

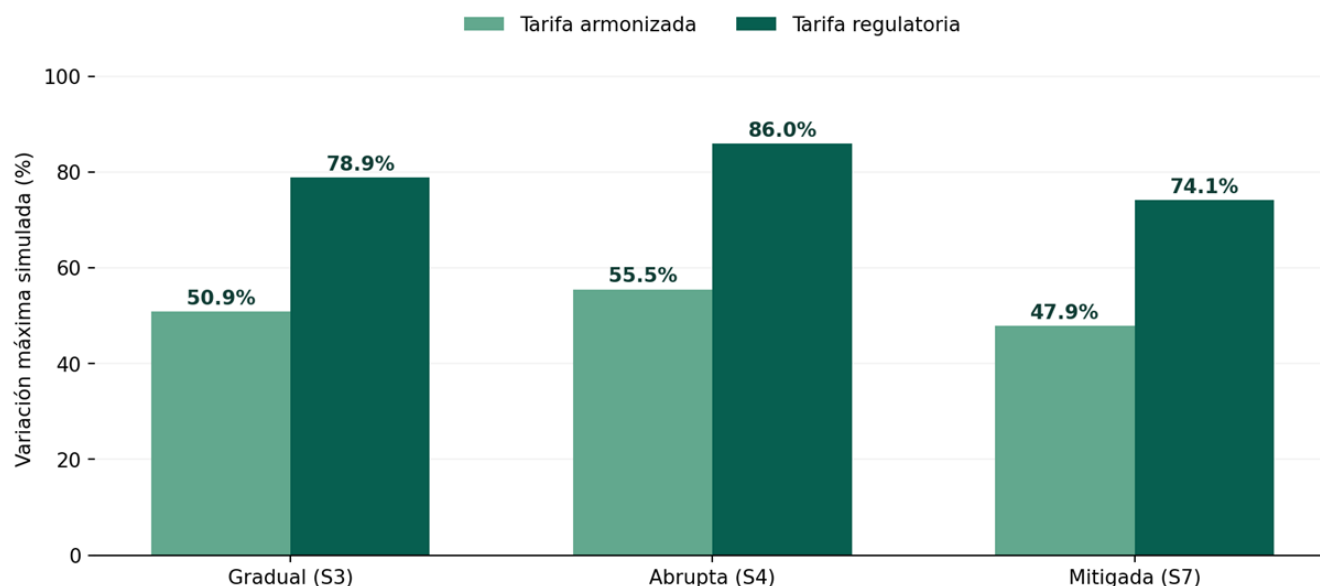
2028, frente a S3, la pérdida de PIB es alrededor de 0,51 % menor, la presión sobre el IPC 0,80 % menor y la caída del consumo 1,08 % menor. Esta evidencia no convierte a la ley en un instrumento de política macroeconómica: muestra por qué sus habilitaciones para renovables, subastas, contratos y redes deben coordinarse con políticas de precios, eficiencia y protección social para que puedan traducirse en una transformación sostenible.

Figura 6. Impacto máximo incremental sobre el IPC, 2026-2028



Fuente: elaboración propia con base en Informe de resultados 2STAGE-E Dinámico, escenarios S3, S4 y S7.

Figura 7. Variaciones de tarifas máximas por tipo de ajuste



Fuente: elaboración propia con base en 2STAGE-E Dinámico, S3, S4 y S7. Los máximos son indicadores simulados y no variaciones automáticas de facturas.

El canal tarifario merece una lectura específica porque constituye el principal vínculo visible entre la política del gas y los consumidores. El ejercicio distingue una tarifa armonizada, empleada para medir la transmisión del shock, y una tarifa regulatoria estimada con costos de generación, red y recuperación tarifaria. En S3, sus máximos son de 50.92% y 78.86%; en la eliminación abrupta S4, de 55.50% y 85.95%; y en S7, de 47.87% y 74.13%, respectivamente. Las dos medidas no se suman entre sí. Además, esos

porcentajes son variaciones simuladas del indicador tarifario del modelo, no incrementos generales, inmediatos ni garantizados de las facturas de hogares y empresas. El traslado efectivo dependerá de la estructura tarifaria, la asignación de costos, los mecanismos de estabilización, el ritmo de aplicación y las compensaciones. Por eso, la reforma legal debe reforzar transparencia de costos y reglas de actualización predecibles, mientras la política económica define cómo repartir temporal y distributivamente el ajuste.

La demora tampoco elimina el riesgo económico: una matriz que siga dependiendo de gas nacional cada vez más escaso puede verse obligada a valorar parte del suministro a costos de reposición o importación, con mayores necesidades de divisas y presión sobre la seguridad energética. Esta amenaza refuerza el argumento a favor de diversificar la generación, ampliar redes y reducir pérdidas; no justifica, por sí sola, un traslado inmediato e

indiscriminado de costos a los hogares. La Ley de Electricidad puede crear condiciones para que las alternativas compitan y se financien, pero no puede sustituir una estrategia coordinada para el gas, las tarifas y la protección de los consumidores.

Abrir la inversión privada no equivale a hacer bancables los proyectos

La participación privada es una condición importante para modernizar el sector eléctrico, pero no garantiza por sí sola la materialización de nuevas inversiones. En una actividad intensiva en capital y con horizontes de recuperación de veinte o treinta años, la autorización legal para invertir constituye apenas el primer paso; el verdadero desafío es lograr que los proyectos sean bancables y puedan acceder a financiamiento a costos competitivos. El cierre financiero depende de la previsibilidad de los ingresos, la estabilidad regulatoria y la asignación de riesgos entre

La Ley de Electricidad puede crear condiciones para que las alternativas compitan y se financien, pero no puede sustituir una estrategia coordinada para el gas, las tarifas y la protección de los consumidores.

inversionistas, compradores de electricidad, operadores de red y Estado. Un proyecto puede estar legalmente autorizado y ser técnicamente viable, pero no conseguir financiamiento o enfrentar un costo del capital tan elevado que vuelva económicamente inviable la tarifa requerida.

Por ello, la evaluación de bancabilidad de los contratos de compraventa de electricidad (PPA) debe incorporar, como condiciones previas al cierre financiero, un análisis explícito del riesgo crediticio del comprador (off-taker), su solvencia, historial y capacidad efectiva de pago, así como la suficiencia de las garantías contractuales. Asimismo, debe evaluar la exposición al tipo de cambio, la moneda de denominación y pago, los mecanismos de indexación de tarifas frente a la inflación y las variaciones cambiarias, y la disponibilidad efectiva de divisas para cumplir obligaciones financieras externas. En el contexto boliviano, resulta especialmente importante distinguir entre ingresos contractualmente reconocidos en dólares e ingresos efectivamente cobrados en moneda local, así como verificar la posibilidad real de convertirlos y transferirlos al exterior. La existencia de cláusulas de indexación o garantías nominales no elimina estos riesgos si carecen de mecanismos efectivos de cumplimiento.

La evaluación de bancabilidad de los PPA debe centrarse en la solvencia y capacidad efectiva de pago del comprador (off-taker), las garantías ejecutables y la exposición cambiaria. En Bolivia, resulta decisivo verificar la moneda de denominación y cobro, las cláusulas de indexación, la disponibilidad de divisas y la posibilidad efectiva de convertir y transferir los flujos para cumplir obligaciones externas. El reconocimiento nominal de ingresos en dólares no elimina el riesgo

de cobrar en bolivianos o enfrentar restricciones de convertibilidad.

En consecuencia, la bancabilidad de un PPA no depende únicamente de su precio y duración, sino de la capacidad de transformar los ingresos contratados en flujos de caja previsibles, cobrables, convertibles y transferibles, respaldados por garantías ejecutables y una distribución adecuada de riesgos. Una oferta de generación aparentemente barata puede terminar siendo más costosa para el sistema si la incertidumbre cambiaria, el riesgo de incumplimiento del comprador o las restricciones de acceso a divisas elevan la prima de riesgo, el costo promedio ponderado del capital (WACC) y, finalmente, la tarifa necesaria para recuperar la inversión. Por tanto, la reforma eléctrica debe complementar la apertura a la inversión privada con instrumentos efectivos de mitigación de riesgos crediticios, cambiarios, regulatorios y de convertibilidad, evitando que la incertidumbre macroeconómica comprometa la viabilidad financiera de los proyectos.

La bancabilidad debe evaluarse también en las condiciones operativas del sistema (véase la Figura 8): acceso y conexión a tiempo, reglas de despacho, riesgos de vertimiento, derechos efectivos de los financiadores y mecanismos de resolución de controversias. Estas condiciones complementan las exigencias de solvencia, moneda, garantías y convertibilidad descritas anteriormente.

La nueva Ley de Electricidad puede reducir parte de los riesgos regulatorios y sectoriales, pero no puede resolver por sí sola el riesgo país, las restricciones cambiarias ni la incertidumbre sobre el cumplimiento contractual. Por ello, la bancabilidad de los contratos de compraventa de electricidad (PPA) debe

articularse con el marco general de inversiones, la política macrofinanciera y la sostenibilidad fiscal. Sin estas condiciones, el costo promedio ponderado del capital (WACC) puede permanecer elevado, trasladando las primas de riesgo a los precios ofertados en las subastas y, eventualmente, a las tarifas eléctricas. Sin embargo, reducir el riesgo del inversionista no debe significar transferirlo de manera ilimitada al Estado: un proyecto de propiedad privada no debería generar obligaciones públicas directas o contingentes sin una valoración económica y fiscal previa, transparencia y límites explícitos de exposición.

Desde una perspectiva de gestión del riesgo fiscal, cada PPA que comprometa directa o indirectamente recursos públicos debe someterse, antes de su aprobación, a un inventario y evaluación cuantitativa de sus obligaciones contractuales. Este inventario debe identificar las garantías soberanas o de entidades públicas, los pagos mínimos garantizados, las cláusulas de compra obligatoria (take-or-pay), las compensaciones por vertimiento o restricciones de despacho, los pagos por terminación anticipada, las obligaciones de conexión y transmisión, y las disposiciones sobre moneda de pago, indexación cambiaria, convertibilidad y transferencia

La bancabilidad debe evaluarse también en las condiciones operativas del sistema: acceso y conexión a tiempo, reglas de despacho, riesgos de vertimiento, derechos efectivos de los financiadores y mecanismos de resolución de controversias.

de divisas. Debe distinguir entre compromisos firmes, obligaciones contingentes sujetas a eventos contractuales específicos y riesgos implícitos asociados a eventuales intervenciones públicas, precisando qué entidad asume cada obligación, sus condiciones de activación y su tratamiento presupuestario y contable. Las obligaciones de una empresa pública no deben atribuirse automáticamente al Tesoro, aunque sí deben evaluarse sus posibles efectos fiscales indirectos.

La evaluación debe estimar el valor presente de los compromisos públicos, el costo fiscal esperado de las contingencias y la exposición máxima contractual, utilizando probabilidades de activación y escenarios consistentes de riesgo. Asimismo, debe incorporar pruebas de estrés ante depreciaciones cambiarias, restricciones de disponibilidad de divisas, menor demanda eléctrica, incumplimiento del comprador, congestión de redes,

vertimientos elevados y terminación anticipada. Las obligaciones deben evaluarse individualmente y de manera agregada para toda la cartera de PPA, considerando correlaciones entre riesgos macroeconómicos y sectoriales. Sobre esta base, corresponde establecer techos cuantitativos y verificables para los compromisos públicos directos y contingentes, mecanismos de provisión y cobertura cuando corresponda, y procedimientos de autorización, registro, seguimiento y divulgación bajo supervisión de las autoridades fiscales competentes.

La asignación contractual de riesgos debe seguir el principio de que cada riesgo sea asumido por la parte con mayor capacidad para prevenirlo, controlarlo o mitigarlo, evitando garantías públicas innecesarias o desproporcionadas. Una reducción genuina del WACC debe provenir de una mejor gestión y distribución de riesgos, no de trasladar costos y contingencias fuera de la tarifa observada o del

presupuesto público. En consecuencia, la evaluación de las subastas debe considerar conjuntamente el precio de generación, el costo financiero y el valor económico de las obligaciones públicas comprometidas. Finalmente, las habilitaciones existentes en la Ley 1604 y el DS 5616 tampoco sustituyen la necesidad de establecer reglas efectivas para financiar redes compartidas, distribuir sus costos y definir responsabilidades y plazos de conexión, evitando que estos compromisos generen nuevas contingencias fiscales no identificadas.

En definitiva, la verdadera apertura del sector no se mide por el número de inversionistas autorizados, sino por la capacidad de transformar oportunidades legales en proyectos financieramente viables y económicamente eficientes, sin comprometer la sostenibilidad fiscal ni trasladar costos injustificados a los consumidores. La reforma debe permitir que el capital privado contribuya

Figura 8. La cadena de bancabilidad



Fuente: Elaboración propia con base en Aliaga 2026.

a reducir el costo económico del suministro confiable, bajo reglas claras, riesgos adecuadamente distribuidos y condiciones de competencia efectivas.

Ejemplo ilustrativo: bancabilidad de una planta solar de 100 MW

Supongamos, a modo estrictamente hipotético, que una planta solar fotovoltaica de 100 MW participa en una subasta competitiva en Bolivia y obtiene un contrato de compraventa de electricidad (PPA) a 20 años. Para ilustrar las condiciones de financiamiento, se considera una inversión inicial (CAPEX) de US\$85 millones, equivalente a US\$850/kW, un factor de planta del 22% y un precio contractual de US\$50/MWh. Bajo estos supuestos, la generación esperada alcanzaría aproximadamente 192.720 MWh anuales y los ingresos brutos potenciales ascenderían a US\$9,64 millones por año, antes de costos operativos, impuestos, pérdidas y eventuales restricciones de despacho. Estos valores son únicamente parámetros pedagógicos y no representan una oferta real, un costo de inversión verificado para Bolivia ni una tarifa recomendada.

Aunque el proyecto resulte competitivo en la subasta, su bancabilidad dependerá de la estructura contractual y financiera. Supongamos que el 70% de la inversión, equivalente a US\$59,5 millones, se financia mediante deuda denominada en dólares. Si el PPA se paga en bolivianos, utilizando inicialmente un tipo de cambio ilustrativo de Bs 6,96/US\$, y carece de indexación cambiaria, una depreciación hasta Bs 10/US\$ reduciría el valor en dólares de los ingresos anuales de US\$9,64 millones a aproximadamente US\$6,71 millones, una caída del 30,4%, suponiendo que el ingreso nominal en bolivianos permanece constante. Este deterioro afectaría directamente

la capacidad de servicio de la deuda y podría exigir mayores aportes de capital, encarecer el financiamiento o impedir el cierre financiero.

A este riesgo se suman las incertidumbres de conexión y operación. Si la incorporación de la planta requiere una ampliación de transmisión sin responsable, presupuesto o fecha de ejecución definidos, el proyecto enfrenta riesgos de retraso y sobrecostos. Asimismo, si las restricciones de red obligan a verter el 10% de la generación prevista y el contrato solo remunera energía efectivamente entregada, la pérdida potencial de ingresos alcanzaría aproximadamente US\$0,96 millones anuales. La ausencia de reglas sobre compensación por vertimientos atribuibles al sistema introduce un riesgo adicional que los financiadores deberán valorar. Esta compensación no debería cubrir indiscriminadamente cualquier reducción de producción, sino distinguir las restricciones imputables al operador de red, las limitaciones previstas en el diseño contractual y los incumplimientos del propio generador.

La bancabilidad mejora cuando el PPA establece una duración compatible con el financiamiento, una fórmula transparente de indexación, reglas verificables sobre moneda de pago y convertibilidad, derechos efectivos de cobro, obligaciones y plazos definidos de conexión, asignación explícita de riesgos de vertimiento y mecanismos de protección frente a incumplimientos contractuales. Por ejemplo, una garantía de pago equivalente a seis meses de facturación representaría aproximadamente US\$4,82 millones, bajo los supuestos del ejercicio. Esta garantía podría instrumentarse mediante una cuenta de reserva, una carta de crédito u otro mecanismo ejecutable, cuya eficacia dependería de la solvencia del garante, la liquidez

disponible y las condiciones de activación. Si cuenta con respaldo público, deberá registrarse y valorarse como una exposición fiscal directa o contingente, según su estructura jurídica y financiera. Su monto nominal no equivale automáticamente a un gasto fiscal esperado, ni garantiza por sí solo la disponibilidad de divisas.

En síntesis, el ejemplo muestra cómo los riesgos de moneda, cobro, conexión y vertimiento pueden comprometer el cierre financiero incluso cuando el precio adjudicado resulta atractivo. La reglamentación debería exigir que esos riesgos se identifiquen, cuantifiquen y asignen en las subastas y los PPA, sin trasladarlos ilimitadamente al Estado ni ocultar exposiciones fiscales que puedan aparentar un WACC artificialmente bajo.

La prueba de apertura no es cuántos privados pueden participar, sino cuántos proyectos llegan a cierre financiero sin exigir que el Estado absorba todos los riesgos.

El límite constitucional

La Constitución Política del Estado establece un marco jurídico que la nueva Ley de Electricidad debe respetar e interpretar con precisión. El artículo 378.I reconoce las diferentes formas de energía y sus fuentes como recursos estratégicos, establece el acceso a la energía como un derecho fundamental y dispone los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente. Por su parte, el artículo 378.II señala expresamente que el desarrollo de la cadena productiva energética, en sus etapas de generación, transporte y distribución, constituye una facultad privativa del Estado, que puede ejercerse mediante empresas públicas, mixtas, cooperativas, privadas, comunitarias y otras organizaciones

reconocidas constitucionalmente, con participación y control social. La misma disposición establece que la cadena productiva energética no puede quedar sujeta exclusivamente a intereses privados ni ser concesionada, y que la participación privada debe regularse mediante ley.

Desde una perspectiva jurídica, es indispensable distinguir entre participación privada permitida, contratación de generación independiente y concesión de actividades energéticas. La participación privada puede comprender la inversión, propiedad y operación de instalaciones de generación bajo las modalidades expresamente habilitadas por la legislación y sujetas a regulación y control estatal. La generación independiente, por su parte, puede estructurarse mediante autorizaciones administrativas y contratos de compraventa de electricidad (PPA), en los que un productor desarrolla y opera una instalación y vende su energía a un comprador autorizado, sin que ello implique necesariamente la transferencia de potestades públicas o

la concesión de la cadena energética. En cambio, la concesión supone una modalidad jurídica específica de otorgamiento de derechos de explotación o prestación de actividades, cuya compatibilidad debe examinarse frente a la prohibición expresa del artículo 378.II. La denominación contractual no determina por sí sola su constitucionalidad: corresponde evaluar el contenido efectivo de los derechos transferidos, las facultades de control estatal, la titularidad de los activos y la distribución de responsabilidades.

Complementariamente, el artículo 379.I dispone que el Estado debe promover la investigación y utilización de nuevas formas de producción de energías alternativas compatibles con la conservación ambiental. Su párrafo II establece que el Estado garantizará la generación eléctrica para el consumo interno y que la exportación de excedentes debe prever las reservas necesarias para el país. Por tanto, la apertura a inversiones privadas y la promoción de exportaciones eléctricas son compatibles, en principio, con el marco constitucional, siempre que se

Desde una perspectiva jurídica, es indispensable distinguir entre participación privada permitida, contratación de generación independiente y concesión de actividades energéticas.

preserve la competencia estatal sobre el desarrollo de la cadena energética, se respeten las prohibiciones constitucionales, se mantengan mecanismos efectivos de regulación y control y se garantice prioritariamente el abastecimiento interno.

En consecuencia, la nueva Ley de Electricidad debería definir con claridad las modalidades de participación e inversión privada, los regímenes de autorización y contratación de generación independiente, los derechos y obligaciones de los



<https://www.egsa.bo/wp-content/uploads/2023/12/planta-termoelectrica-aranjuez.jpg>

operadores y los límites jurídicos que impiden configurar concesiones constitucionalmente prohibidas. El desafío no consiste en contraponer participación privada y control estatal, sino en diseñar instrumentos de inversión jurídicamente compatibles con la Constitución, financieramente bancables y sometidos a regulación efectiva. La compatibilidad de cada modalidad deberá verificarse específicamente en el articulado de la nueva ley y en sus instrumentos de aplicación, evitando asumir que toda contratación privada constituye una concesión o que cualquier modalidad contractual resulta automáticamente admisible.

Dentro de esos límites existe espacio para generación independiente, PPA de largo plazo, renovables, almacenamiento, servicios complementarios y nuevas modalidades de inversión bajo regulación y control estatal. La ley ordinaria puede desarrollar instrumentos de contratación y competencia regulada, pero no suprimir las restricciones de los artículos 378 y 379. El objetivo es combinar seguridad jurídica y participación privada con conducción estratégica y responsabilidades públicas claramente delimitadas.

HASTA DÓNDE LLEGA LA LEY
Puede abrir competencia, contratos e inversión. No puede retirar al Estado de la conducción estratégica de la cadena ni ignorar la prioridad del abastecimiento interno.

La implementación puede ser más compleja que aprobar la ley

El desafío de implementación comienza después de la aprobación de la ley. Entre un marco normativo moderno y un mercado eléctrico funcional existe una cadena de reglamentos, metodologías,

capacidades institucionales y decisiones administrativas que deben desarrollarse de manera coherente. La reforma tendrá que traducir sus principios en reglas operativas sobre tarifas, acceso y conexión, transmisión, almacenamiento, generación distribuida, subastas, calidad del servicio, despacho, protección al consumidor y asignación de costos. Su efectividad dependerá tanto del diseño de estas reglas como de la capacidad institucional para aplicarlas de manera transparente, previsible y no discriminatoria.

La independencia técnica del regulador y la autonomía operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) no deben limitarse a declaraciones legales, sino traducirse en criterios institucionales medibles, verificables y sujetos a rendición de cuentas, respetando las diferencias entre las funciones regulatorias y las de operación y coordinación del sistema eléctrico. Para ello, la nueva Ley de Electricidad debería establecer cinco condiciones fundamentales: (i) nombramiento y estabilidad institucional, mediante procesos públicos de selección basados en mérito, experiencia y competencia técnica, con requisitos de idoneidad, causales explícitas de remoción e indicadores verificables de cumplimiento; (ii) autonomía presupuestaria y capacidad técnica, con fuentes de financiamiento previsible, presupuestos publicados, ejecución presupuestaria auditable y dotaciones profesionales suficientes; (iii) transparencia regulatoria y del despacho, mediante la publicación periódica de metodologías tarifarias, criterios de programación y despacho, costos marginales, restricciones de transmisión, vertimientos y resultados operativos, con indicadores de cumplimiento, oportunidad y calidad de la información; (iv) revisión administrativa

En consecuencia, la nueva Ley de Electricidad debería definir con claridad las modalidades de participación privada, los regímenes de autorización y contratación independiente, los derechos y obligaciones de los operadores y los límites que impiden configurar concesiones constitucionalmente prohibidas.

y resolución de controversias, mediante procedimientos imparciales, decisiones fundamentadas, plazos máximos de respuesta, mecanismos de impugnación y recursos administrativos ante las instancias competentes, sin perjuicio del control judicial; y (v) prevención y gestión de conflictos de interés, mediante declaraciones de intereses, reglas de incompatibilidad, procedimientos de excusa y recusación, trazabilidad de decisiones y aplicación no discriminatoria de las normas a operadores públicos y privados.

La efectividad de estas condiciones debe evaluarse mediante indicadores públicos de desempeño institucional, incluyendo el porcentaje de autoridades seleccionadas mediante procedimientos competitivos, la estabilidad de los cargos, la suficiencia y ejecución presupuestaria, la proporción de información regulatoria y operativa publicada oportunamente, el tiempo promedio de resolución de recursos administrativos y controversias, y el número de conflictos de interés declarados, gestionados y resueltos conforme a procedimientos establecidos. Estos indicadores deben acompañarse de auditorías independientes y evaluaciones periódicas, sin interferir con las decisiones técnicas que

corresponden al regulador y al CNDC. La independencia institucional no significa ausencia de control, sino capacidad de adoptar decisiones técnicamente fundamentadas, transparentes, imparciales y verificables, libres de interferencias políticas o comerciales indebidas y sujetas a mecanismos efectivos de responsabilidad y revisión.

En un sistema donde la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) tiene una participación relevante en generación y transmisión, resulta particularmente importante delimitar las funciones del Estado como propietario, formulador de políticas, regulador y operador del sistema. Esta separación no exige necesariamente crear nuevas instituciones, sino establecer competencias, responsabilidades, mecanismos de supervisión y procedimientos de rendición de cuentas claramente diferenciados. Asimismo, la relación entre el regulador y las autoridades ministeriales, los mecanismos de financiamiento institucional y las instancias de revisión administrativa deberán evaluarse conforme al articulado final, considerando tanto la independencia técnica como los controles legales correspondientes. La prueba de autonomía institucional no será únicamente lo que establezca la ley, sino si las decisiones de regulación, acceso y despacho pueden justificarse técnicamente, verificarse públicamente y aplicarse bajo las mismas condiciones a todos los participantes del mercado.

Ruta de implementación

La reforma eléctrica requiere una secuencia de implementación basada en responsabilidades institucionales definidas, productos verificables, plazos indicativos, condiciones habilitantes e indicadores públicos de desempeño. Como muestra la Figura 9, se proponen tres decisiones



complementarias y progresivas, cuya ejecución debe coordinarse desde la autoridad nacional competente en política energética, respetando las atribuciones legales de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), YPFB, las empresas eléctricas y las demás entidades involucradas.

La primera decisión es elaborar, en un horizonte indicativo de seis meses, una línea base pública y conciliada de gas y electricidad. La autoridad de política energética coordinaría los datos de YPFB, CNDC y AETN, conforme a sus competencias. El producto y gatillo de avance serán un balance integrado trazable, validado y actualizado; su contenido se desarrolla después de la Figura 9.

La segunda decisión es formular, en un horizonte indicativo de seis a doce meses, una planificación energética integrada. Con participación de las entidades competentes, el producto será un plan de expansión con escenarios reproducibles, proyectos priorizados y responsabilidades preliminares de financiamiento, sujeto

a indicadores de costo, confiabilidad, dependencia del gas y exposición fiscal.

La tercera decisión es ejecutar, en un horizonte indicativo de doce a dieciocho meses, subastas piloto condicionadas a reglas aplicables, disponibilidad de conexión y contratos financiables. Las entidades legalmente habilitadas deberán verificar competencia efectiva, cierre financiero, ejecución y riesgos públicos antes de ampliar el programa.

Esta secuencia debe articular la corrección gradual de subsidios energéticos, la protección focalizada de hogares vulnerables, la reducción de la dependencia del gas natural y la movilización de inversión privada bajo condiciones de sostenibilidad económica y financiera. Los plazos propuestos son objetivos de gestión, no autorizaciones automáticas ni sustitutos de los procedimientos legales. El paso entre etapas deberá depender del cumplimiento de condiciones habilitantes verificables y de decisiones adoptadas por las autoridades competentes. Asimismo, la coordinación interinstitucional propuesta no supone la creación

Figura 9. Ruta propuesta de implementación



Fuente: Elaboración propia.

automática de nuevas atribuciones legales ni la transferencia de competencias existentes. La reforma debe avanzar por resultados comprobables, no únicamente por fechas: primero información confiable, después planificación consistente y finalmente inversiones competitivas y financierables.

La primera decisión consiste en construir y publicar un balance integrado gas-electricidad, con información desagregada, conciliada y metodológicamente verificable, que permita identificar tanto la disponibilidad efectiva de gas natural como los requerimientos operativos del sistema eléctrico. Este balance debe distinguir explícitamente: (i) la producción nacional fiscalizada de gas y los volúmenes destinados a autoconsumo, reinyección y otros usos operativos; (ii) la disponibilidad comercial neta, diferenciando producción física,

volúmenes comprometidos mediante contratos firmes y suministro efectivamente disponible; (iii) la demanda sectorial de gas, separando generación termoeléctrica, industria, hogares, transporte y otros usos; (iv) las necesidades de abastecimiento en condiciones de demanda máxima y generación eléctrica de punta, considerando potencia firme, disponibilidad de centrales, estacionalidad e hidrología; y (v) los compromisos de exportación y las importaciones potenciales, contratadas y efectivamente entregables, incorporando restricciones de transporte, capacidad de interconexión y disponibilidad estacional. Asimismo, deberá integrar costos de suministro, subsidios explícitos e implícitos, restricciones de transmisión eléctrica y exposición cambiaria.

Bajo una coordinación interinstitucional propuesta desde la autoridad nacional

competente en política energética, con participación de YPFB, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y otros operadores según sus competencias, el producto deberá ser un balance público gas-electricidad con series históricas, escenarios prospectivos, supuestos explícitos, fuentes identificadas, metodología de conciliación y protocolos de actualización periódica. La publicación deberá distinguir información observada, estimaciones y proyecciones, documentando las diferencias entre disponibilidad física, compromisos contractuales y capacidad efectiva de entrega, sin divulgar información comercial legalmente protegida. Esto permitirá separar las restricciones estructurales del balance gasífero nacional de las necesidades específicas de generación eléctrica y confiabilidad del sistema.

La segunda decisión consiste en utilizar esta base para formular un plan integrado de expansión energética 2027–2035, incorporando escenarios de producción nacional sustentados en reservas probadas (IP) y perfiles técnicamente recuperables, compromisos contractuales de exportación, importaciones con disponibilidad física y comercial verificable, demanda sectorial, variabilidad hidrológica, requerimientos de potencia firme, necesidades de flexibilidad y restricciones de transporte de gas y transmisión eléctrica. El plan deberá evaluar conjuntamente los balances anuales y estacionales de energía y las condiciones horarias de operación y demanda de punta, evitando que un aparente equilibrio de volúmenes anuales oculte déficits de suministro en determinados períodos. El objetivo es identificar y priorizar las inversiones en generación, redes, almacenamiento, eficiencia energética y gestión de demanda que minimicen el costo económico del suministro confiable, considerando los costos de integración, los riesgos de abastecimiento, la exposición fiscal y cambiaria y los beneficios incrementales para el conjunto del sistema. La priorización de corredores, nodos y proyectos deberá fundamentarse en escenarios reproducibles, indicadores

públicos de confiabilidad y evaluaciones económicas comparables, de manera que las decisiones de inversión respondan a necesidades efectivas del sistema y no únicamente a capacidades nominales o proyecciones agregadas.

La tercera decisión consiste en ejecutar subastas piloto únicamente donde estén acreditadas las condiciones de conexión, abastecimiento y viabilidad contractual. Su convocatoria deberá estar condicionada a reglas claras de moneda, pago y garantías, así como a una asignación verificable de riesgos. La evaluación ex post determinará si los proyectos reducen efectivamente los costos y riesgos del sistema antes de ampliar su escala.

La evaluación no debe limitarse al precio adjudicado ni a los megavatios instalados. Debe medir el costo económico del suministro confiable por MWh servido, el volumen y valor económico del gas efectivamente evitado, la reducción de la energía no servida y la probabilidad de déficit, así como las obligaciones fiscales y cambiarias asumidas. El propósito de esta secuencia es pasar de anunciar inversiones a demostrar que cada decisión mejora la seguridad energética, reduce los costos del sistema y fortalece la sostenibilidad

económica del sector eléctrico boliviano.

Más allá de la reforma eléctrica: una política energética integrada

La nueva Ley de Electricidad puede representar un avance importante en la modernización del sector, pero por sí sola no garantiza una transformación sostenible de la matriz energética. El desafío trasciende el ámbito eléctrico y requiere una política energética integrada que articule las decisiones sobre gas natural, electricidad, infraestructura, eficiencia energética, financiamiento e inversión. Bolivia necesita definir una trayectoria de largo plazo que permita determinar cuánto gas estará efectivamente disponible y cómo se distribuirá entre sus distintos usos, qué combinación de tecnologías puede garantizar el suministro al menor costo económico, qué expansión de redes, almacenamiento y flexibilidad será necesaria, cómo se financiarán las inversiones y qué ajustes de precios puede absorber la economía sin comprometer la estabilidad macroeconómica ni la protección de los consumidores vulnerables.

Sin embargo, la viabilidad de esta planificación dependerá de

Cuadro 2. De las cifras a las decisiones: tres etapas verificables

Decisión	Coordinación institucional propuesta	Producto público e indicador de avance
1. Medir	MHE, YPFB, CNDC y AETN	Balance gas–electricidad y tablero público. Indicador: series conciliadas y actualizadas.
2. Planificar	MHE, CNDC, ENDE y AETN, con información de YPFB	Plan integrado 2027–2035 y cartera priorizada. Indicador: metodología aprobada y nodos/corredores definidos.
3. Contratar y evaluar	MHE, AETN, CNDC y compradores	Subastas piloto y evaluación pública. Indicador: proyectos adjudicados y resultados evaluados.

Fuente: Elaboración propia^{1**}
 **La coordinación entre MHE, YPFB, CNDC, ENDE y AETN se presenta como propuesta operativa, no como asignación de nuevas competencias. Cada producto público y su indicador corresponden a una fase de implementación susceptible de instrumentarse mediante los procedimientos legales e institucionales aplicables.

superar restricciones concretas de implementación**, particularmente la fragmentación institucional, las limitaciones presupuestarias, la insuficiencia de información técnica y económica, las brechas de capacidades profesionales y las dificultades de coordinación entre las entidades responsables del gas, la electricidad, la regulación y las finanzas públicas. Por ello, la planificación integrada debe acompañarse de responsabilidades institucionales claramente definidas, financiamiento operativo suficiente, equipos técnicos especializados, mecanismos permanentes de intercambio y conciliación de información, y una secuencia de ejecución basada en prioridades, productos verificables y condiciones habilitantes. Un plan técnicamente sólido, pero sin recursos institucionales, capacidad de ejecución y mecanismos efectivos de seguimiento, corre el riesgo de convertirse en un ejercicio declarativo sin efectos sobre las decisiones de inversión.

Asimismo, la política energética integrada debe coordinar la movilización de inversiones con la sostenibilidad fiscal. Como se detalla en la sección 5, los PPA y las garantías asociadas requieren inventarios de obligaciones directas y contingentes, valoración económica, pruebas de estrés y límites transparentes de exposición pública. La coordinación entre política energética y autoridades fiscales debe evitar que los riesgos cambien de entidad sin hacerse visibles en las decisiones de inversión.

En definitiva, la transformación energética requiere una planificación técnicamente consistente, institucionalmente ejecutable y fiscalmente sostenible. La inversión privada debe complementar las capacidades públicas mediante proyectos que mejoren el suministro sin

trasladar riesgos desproporcionados a los consumidores o al Estado.

Esta coordinación no debe esperar la aprobación de una nueva Ley Marco de Energía. Los instrumentos institucionales y regulatorios vigentes permiten comenzar a integrar los balances de gas y electricidad, elaborar escenarios conjuntos de abastecimiento y demanda, coordinar la planificación de generación y transmisión, y establecer criterios económicos y técnicos para futuras licitaciones. Estas decisiones deben avanzar en paralelo con la reforma eléctrica, evitando que se aprueben disposiciones sectoriales que generen incentivos contradictorios, como promover renovables mientras se mantiene una señal artificialmente baja del gas, atraer inversión sin resolver riesgos cambiarios y garantías contractuales, o adjudicar nueva generación sin asegurar la capacidad de la red para transportarla.

En una perspectiva de más largo plazo, una Ley Marco de Energía podría constituir un instrumento para institucionalizar y dar estabilidad a esta coordinación, estableciendo principios comunes para electricidad, hidrocarburos, eficiencia energética, almacenamiento, electromovilidad y nuevas tecnologías. Sin embargo, su aprobación no debería convertirse en un requisito previo ni retrasar reformas e inversiones necesarias. Lo indispensable es contar desde ahora con una planificación energética integrada, responsabilidades institucionales definidas, criterios consistentes de valoración económica, indicadores verificables y mecanismos periódicos de actualización. En definitiva, la política energética integrada es una necesidad inmediata; la Ley Marco es una opción para consolidarla en el tiempo. La transición no debe esperar una nueva arquitectura legal para comenzar, pero tampoco puede avanzar de

manera fragmentada sin una dirección estratégica común.

La nueva Ley de Electricidad abre una oportunidad real, pero su éxito no se medirá por los artículos aprobados, los megavatios anunciados o las inversiones comprometidas, sino por resultados verificables. Cuatro indicadores serán fundamentales: (i) costo económico del suministro confiable por MWh servido, incluyendo generación, redes y respaldo; (ii) energía no servida y probabilidad de déficit; (iii) millones de metros cúbicos (MMm³) de gas efectivamente evitados y su valor económico de oportunidad o importación; (iv) valor presente de las obligaciones fiscales y cambiarias, directas y contingentes, de los contratos. Comparados con una línea base, estos indicadores permitirán evaluar si la reforma⁸ reduce la dependencia del gas, mejora la confiabilidad, disminuye los costos y atrae inversión financieramente sostenible. La verdadera prueba no será cuánto promete cambiar la ley, sino cuánto mejora efectivamente el sistema eléctrico boliviano.

8 La interpretación de este boletín se apoya en la evidencia y las referencias bibliográficas disponibles, con alcances distintos según la fuente. Las cifras de balances y las referencias regulatorias deben leerse atendiendo a su fecha, cobertura y definición; en particular, las afirmaciones vinculadas con el proyecto anunciado reflejan información pública disponible y no sustituyen el análisis jurídico de su articulado definitivo.

La nueva Ley de Electricidad abre una oportunidad real, pero su éxito no se medirá por los artículos aprobados, los megavatios anunciados o las inversiones comprometidas, sino por resultados verificables.

Referencias bibliográficas

1. Aliaga Lordemann, J., Salinas San Martín, L., y Betanzos Saravia, L. (2026). Efectos macro-sectoriales de la eliminación del subsidio implícito al gas para la generación eléctrica en Bolivia. INESAD, Documento de Trabajo sobre Desarrollo N.º 4/2026. https://www.inesad.edu.bo/pdf/wp2026/wp04_2026.pdf. Publicación institucional complementaria: <https://www.inesad.edu.bo/2026/05/21/efectos-macro-sectoriales-de-eliminar-el-subsidio-implicito-al-gas-para-la-generacion-electrica-en-bolivia/>
2. Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). (2025). Anuario Estadístico Histórico 2024. Publicado el 15 de julio de 2025. <https://www.aetn.gob.bo/web/main?cid=82&mid=1>
3. Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). (2026). Anuario Estadístico Digital del Sector Eléctrico. Plataforma oficial de información estadística, presentada institucionalmente el 13 de octubre de 2026. <https://anuariodig.aetn.gob.bo/informacion-estadistica/>
4. Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). (2026). Difusión de nuevas reformas para impulsar las energías renovables en las redes de distribución. Nota institucional, 31 de julio de 2026. https://aetn.gob.bo/nota_prensa/difusion-de-nuevas-reformas-para-impulsar-las-energias-renovables-en-las-redes-de-distribucion/
5. Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). (2026). Memoria Anual 2025. Cochabamba, Bolivia. Información sobre capacidad instalada, generación, demanda y operación del Sistema Interconectado Nacional, pp. 13-18; planificación de expansión, p. 29. https://fliphtml5.com/dqdawv/ALTA-MemoriaAnual_CNDC_2025/
6. Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). (2026). Información estadística y operativa del Sistema Interconectado Nacional. Portal oficial de estadísticas, demanda y operación del SIN. <https://www.cndc.bo/>
7. Estado Plurinacional de Bolivia. (1994). Ley N.º 1604, Ley de Electricidad, de 21 de diciembre de 1994. Texto legal, especialmente artículos 12, 15, 18 y 19. <https://www.cndc.bo/normativa/leyes/ley.pdf>
8. Estado Plurinacional de Bolivia. (2009). Constitución Política del Estado. Artículos 20, 378 y 379.
9. International Energy Agency (IEA). (2023). Electricity Grids and Secure Energy Transitions. París: IEA. Publicado el 17 de octubre de 2023. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>
10. International Energy Agency (IEA). (2024). Integrating Solar and Wind: Global Experience and Emerging Challenges. París: IEA. Publicado el 18 de septiembre de 2024. <https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind>
11. Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE). (2025). Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia – 2035. Aprobado mediante Resolución Ministerial N.º 171-2025, de 17 de octubre de 2025. <https://www.mhe.gob.bo/wp-content/uploads/2025/10/PLAN-ELECTRICO-REFERENCIAL-2035-FINAL.pdf>
12. Secretaría de Energía de Argentina. (2025). Resolución N.º 157/2025: Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos. Sancionada el 15 de abril de 2025 y publicada en el Boletín Oficial el 21 de abril de 2025, N.º 35.650, p. 32. Anexo I: proyecciones de producción, demanda y capacidad de transporte. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-157-2025-411858/texto>
13. Secretaría de Energía de Argentina. (2026). Resolución N.º 66/2026: Reconfiguración del Sistema de Transporte de Gas Natural. Sancionada el 12 de marzo de 2026 y publicada en el Boletín Oficial el 13 de marzo de 2026, N.º 35.870, p. 22. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-66-2026-423872/texto>
14. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). (2026). Rendición Pública de Cuentas Inicial 2026: Producción y Reservas. Presentación institucional de abril de 2026. Lámina 5: producción fiscalizada y escenario de reservas probadas (IP). <https://www.ypfb.gob.bo/sites/default/files/2026-04/RPC%20INICIAL-2026-ULTIMA%20VERSION.pdf>

Investigadores

Javier Aliaga Lordemann - Investigador Senior Asociado de INESAD (jaliaga@inesad.edu.bo).

César Santa Gadea- Economista especializado en economía energética.

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).

