



CONTENIDO

La ruta del análisis	2
El cambio normativo: de la exclusividad a la apertura jurídica	4
Impacto en la cadena de valor y el SIN	5
Señales económicas: distorsión del costo marginal	8
La vulnerabilidad del Balance Energético: gas versus electricidad	11
Capacidad instalada y el reto de la "Transición Energética"	13
Reflexiones finales	15
Lista de Acrónimos	16
Glosario Técnico	16
Bibliografía	17
Anexos	18



Agradecimiento a los comentarios expertos de Francesco Zaratti y Reinhard Goetz



Apertura al comercio eléctrico en Bolivia: Condiciones de viabilidad ante la escasez de recursos

Javier Aliaga Lordemann



Fuente: <https://www.ende.bo/noticia/mas-energia-solar>

La ruta del análisis

El Gobierno boliviano ha promulgado el Decreto Supremo (DS) 5598, una norma que redefine el esquema de comercialización eléctrica al modificar la exclusividad estatal en los intercambios internacionales. Entendemos que esta apertura al comercio eléctrico es una medida con mucho potencial y en la “dirección correcta”, pero con “grandes desafíos”; por eso, el presente documento pretende profundizar desde una perspectiva tecno-económica de análisis sus condiciones de viabilidad, para contribuir a la discusión, y con la convicción que esta medida puede ser fundamental para el país.

El DS se articula a través de sus dos pilares fundamentales: el Artículo 1, que establece el “marco general” para la importación y exportación de electricidad por diversos actores; el Artículo 2 habilita formalmente a agentes privados y mixtos para participar en este mercado. El objetivo

es promover el comercio energético y la autogeneración con gas para bajar presión sobre el Sistema Integrado Nacional (SIN) y mejorar competitividad industrial y traer divisas. Sin embargo, esta apertura no opera en el vacío técnico- económico, por lo que la discusión no se agota en estos dos únicos artículos. La libertad comercial puede chocar con restricciones como el subsidio al gas natural para generación eléctrica, físicas de la red

de transmisión y la necesidad de un despacho centralizado que garantice, ante todo, la seguridad del suministro nacional en un contexto de una menor disponibilidad de reservas de gas natural.

La efectividad de esta medida dependerá en gran medida de la corrección de las señales económicas internas. Existe una desconexión entre el permiso legal para exportar y el



<https://www.ene.com/es/learning-hub/redes/>



esquema de subsidios al gas natural para generación eléctrica; sin un precio que refleje el costo de oportunidad del combustible, la apertura comercial podría incentivar un arbitraje ineficiente que traslada renta pública a mercados externos y desincentiva la inversión en energías renovables. Esta distorsión se conecta directamente con la vulnerabilidad del balance energético, donde la declinación en la producción de gas natural amenaza con convertir la capacidad instalada de las termoeléctricas en activos varados por falta de energía primaria.

Bajo esta lógica de escasez, el documento examina cómo el comercio eléctrico, podría transformarse - sin condiciones de viabilidad - en la práctica, en una herramienta de importación de emergencia más que en una plataforma de exportación firme. Al cruzar las proyecciones de oferta y demanda, se evidencia que el sistema se encamina hacia un déficit estructural, lo que obliga a replantear la integración regional no como una opción comercial de excedentes, sino como una red de seguridad contra el racionamiento. La autogeneración con gas puede ayudar en el corto plazo a bajar presión sobre el SIN, pero mejorar competitividad industrial dependerá de

muchos otros factores estructurales que escapan al alcance de este DS. Cuando el gas sigue siendo escaso o está subvalorado, la autogeneración puede aliviar hoy, pero empeorar mañana la dependencia del sistema respecto a un combustible cada vez más tensionado.

Por eso debemos apostar por una genuina transición energética, no por una diversificación energética entendida como una mayor profundización del uso del gas natural dentro de la matriz, sino como una reducción progresiva de su centralidad mediante la incorporación de nuevas fuentes, mayor flexibilidad y menor dependencia del energético fósil. La viabilidad del sector a largo plazo requiere también migrar hacia la exportación de “atributos verdes” y certificados de energía limpia, permitiendo que Bolivia capture divisas sin comprometer su ya presionado balance de hidrocarburos.



El gas natural ya ocupa una posición estructural dentro de la matriz energética boliviana, por eso no puede ser el eje de una estrategia

de diversificación. Primero, porque diversificar implica ampliar la base de fuentes y reducir la dependencia de un energética dominante. Segundo, porque en el contexto boliviano el gas no es un recurso abundante, sino un energético sometido a declinación productiva, presión sobre reservas y crecientes costos de oportunidad. Tercero, porque se puede generar un efecto de desplazamiento de inversión, en la medida en que recursos financieros, regulatorios e institucionales que podrían orientarse a renovables, almacenamiento, redes y gestión de demanda terminan focalizados en exceso en el sector hidrocarburífero, como en toda receta, el arte está en la adecuada combinación de los ingredientes.

El gran problema del DS 5549 es que el inversionista privado se enfrenta a un LCOE de \$65 (por la crisis de dólares) y debe competir contra un sistema que le ofrece energía a USD 30 (por el subsidio al gas).

Sin duda, debemos priorizar la recuperación de reservas de gas y fortalecer la capacidad del sector hidrocarburífero, porque el país continúa funcionando hoy sobre una base material y operativa fuertemente dependiente de este recurso. Sin embargo, mirar hacia adelante exige que esa recuperación no ralentice la transición energética; ni convierta la idea de diversificación en un mecanismo para postergar transformaciones de fondo. El gas natural como pilar de transición solo sería defendible en un sentido acotado y estrictamente transitorio: como combustible de respaldo o puente, sujeto a una trayectoria clara de sustitución progresiva, con plazos definidos y con objetivos explícitos de flexibilizar el sistema.

El cambio normativo: de la exclusividad a la apertura jurídica

El DS 5598 introduce un cambio jurídico relevante en Bolivia, porque modifica el marco del DS 2399 y elimina la exclusividad de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) para intercambios internacionales de electricidad. Pero una cosa es abrir la puerta legal y otra es generar un efecto económico y operativo sustantivo; entre ambas cosas sigue habiendo restricciones tecno-económicas. Lo que cambia es la titularidad de la facultad comercial y operativa internacional; lo que no cambia automáticamente es la lógica del Sistema Integrado Nacional (SIN)¹.

La posible entrada de nuevos agentes requerirá de una nueva reglamentación sobre la Asignación de Capacidad

¹ Coordinación central, despacho en tiempo real, manejo de restricciones y prioridad del abastecimiento interno.

de Interconexión. Pensemos que la red eléctrica es un recurso finito, por eso sin reglas de acceso basadas en mérito técnico-económico, el uso de las líneas de transmisión por agentes privados podría desplazar el despacho de seguridad nacional o generar congestiones que eleven los costos para el usuario regulado, incurriendo en una socialización de pérdidas operativa.

Es fundamental subrayar que las líneas de exportación, como la Juana Azurduy de Padilla, tienen límites físicos que pueden entrar en conflicto con el despacho del mercado interno si un agente privado llega a saturar su capacidad. Dado que es previsible que la red de ENDE Transmisión sea utilizada también por operadores privados, se propone establecer un peaje de exportación diferenciado que permita capturar para el Estado parte de la renta generada, como compensación por el uso de infraestructura pública por



parte de agentes privados. Asimismo, este mecanismo debe diseñarse de manera que resguarde condiciones de acceso no discriminatorias.

A su vez el DS 5549² resulta útil para entender el alcance económico real del DS 5598 porque amplía el espacio regulatorio para la generación distribuida y la generación renovable de mediana escala conectada a redes de distribución. En términos simples, el DS 5549 pretende ensanchar la base de oferta privada, industrial o comercial que puede desplazar demanda atendida hoy con generación térmica centralizada. Esa sustitución es relevante para el DS 5598 porque, en un sistema con gas cada vez más escaso, el primer valor económico de la apertura no está necesariamente en exportar grandes bloques de energía de forma inmediata, sino en liberar moléculas de gas, reducir costos marginales futuros y crear una plataforma más flexible desde la cual el intercambio internacional sea técnicamente sostenible.

El DS 5549 al permitir una mayor penetración de proyectos cercanos al consumo, reduce pérdidas, difiere parte del CAPEX en red y traslada una porción de la inversión desde el balance público hacia agentes privados o autogeneradores. Sin embargo, esa misma virtud tiene aristas: si la energía distribuida no enfrenta señales horarias, cargos de respaldo y reglas claras de acceso y medición, puede producir transferencias cruzadas hacia usuarios regulados o sub-remunerar el uso de la red que sigue siendo necesaria

2 El DS 5549 amplía el régimen de generación distribuida renovable en Bolivia, al modificar e incorporar disposiciones al marco previo establecido por el DS 4477 y su modificación posterior mediante el DS 5167. Su objetivo es incrementar la participación de energías renovables en el mercado eléctrico a través de proyectos de generación de mediana escala conectados a redes de distribución, fortaleciendo la inversión descentralizada, el autoconsumo productivo y la posibilidad de inyección de excedentes bajo regulación específica.

para respaldo y estabilidad. En otras palabras, este marco se complementa si la expansión renovable distribuida se integra con diseño tarifario adecuado; de lo contrario, el sistema gana megavatios nominales, pero no necesariamente firmeza económica ni capacidad exportable robusta.



¿Está la institucionalidad eléctrica del país preparada para gestionar disputas por derechos de transmisión o congestión de red entre públicos y privados? ¿Qué mecanismos de transparencia se necesitan para asegurar que el despacho siga criterios estrictamente económicos y no políticos ante la escasez de gas?

Impacto en la cadena de valor y el SIN

El efecto directo de la apertura al comercio no recae por igual sobre toda la cadena eléctrica, sino que impacta de manera inmediata en el intercambio internacional y la comercialización transfronteriza. De forma indirecta, también puede afectar la generación, al crear una nueva salida comercial potencial; la transmisión, al volver más valiosa la capacidad de interconexión; y el despacho, al introducir decisiones

La viabilidad del DS 5549 depende de transformar la reserva excedente de un muro de entrada en una red de respaldo; esto requiere que el gobierno admita que su capacidad instalada es un “costo hundido” y que la eficiencia del sistema hoy depende de la generación privada que no consume gas.

comerciales que deben convivir con la operación del sistema.

Aunque el DS 5598 no modifica la estructura interna de formación de precios ni las reglas operativas del sistema, sus efectos económicos y regulatorios sí pueden hacer necesaria su revisión. Al habilitar a que cualquier agente del mercado eléctrico participe en intercambios internacionales, amplía el universo de actores con capacidad de inyectar, retirar, transportar y valorizar energía en condiciones distintas a las previstas por un esquema diseñado para un mercado más cerrado y centralizado. En ese nuevo contexto, mantener inalterada la estructura vigente podría generar señales de precio inadecuadas, una asignación ineficiente de los costos de red y distorsiones en la competencia entre



<https://www.google.com/img?sa=t&source=web&src=1&url=https://www.energysociety.com>

agentes públicos y privados.

Desde una perspectiva económica, la apertura obliga a evaluar si los precios y cargos vigentes reflejan correctamente los costos marginales del sistema, las restricciones de transmisión, el costo de oportunidad de la energía destinada a exportación y el valor económico del acceso a infraestructura pública. De no hacerse estos ajustes, algunos agentes podrían capturar rentas extraordinarias derivadas no de mayores eficiencias, sino de vacíos regulatorios, subsidios implícitos o un tratamiento no equivalente en el uso de la red. Ello podría traducirse en subsidios cruzados, congestión mal valorizada y un uso subóptimo de la infraestructura de transmisión.

Bolivia continúa operando bajo una arquitectura eléctrica en la que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) coordina el predespacho y publica costos marginales previstos,

consumo de gas y diésel, información hidrológica y resultados operativos. Esto evidencia que el funcionamiento del sistema no depende únicamente de autorizaciones normativas, sino también de señales económicas y restricciones físicas concretas. Por ello, la posibilidad efectiva de exportar/importar energía seguirá determinada por la disponibilidad de generación firme, la holgura del sistema de transmisión, la disponibilidad de combustible y la capacidad de absorber o entregar energía sin comprometer la seguridad del abastecimiento interno.

La intuición económica es que un sistema con reservas operativas estrechas, oferta de gas cada vez más ajustada y capacidad efectiva de interconexión limitada, al permitir la entrada de más agentes no crea energía adicional ni libera capacidad de transporte; simplemente intensifica la competencia por recursos escasos.

El diseño regulatorio debe internalizar el costo de oportunidad del uso de la red, de la energía exportable y de la reserva necesaria para mantener la confiabilidad.

Por ello, el diseño regulatorio debe internalizar el costo de oportunidad del uso de la red, de la energía exportable y de la reserva necesaria para mantener la confiabilidad. En ese sentido, la revisión regulatoria no debería limitarse a autorizar nuevas transacciones, sino a asegurar que los peajes, cargos de acceso y criterios de despacho reflejen los costos marginales, las



restricciones de capacidad y el costo de oportunidad sistémico de exportar o importar energía en un entorno de escasez relativa.

Un matiz crítico en este análisis es el papel de la hidroelectricidad estacional como “batería natural” del sistema boliviano. La hidrología condiciona directamente la disponibilidad de energía firme y la necesidad de respaldo térmico; por eso, los períodos de sequía reducen la reserva operativa disponible y elevan el valor económico de la energía importada como mecanismo de cobertura. En ese marco, la importación de oportunidad no debe entenderse como una simple opción comercial, sino como una herramienta de alivio técnico y de gestión de riesgo sistémico: permite preservar combustibles, reducir la presión sobre unidades térmicas y sostener márgenes mínimos de confiabilidad cuando la oferta interna enfrenta restricciones simultáneas de agua, gas o transmisión. La regulación asociada debe reconocer que el intercambio internacional no solo cumple una función comercial, sino también una función de flexibilidad y respaldo, especialmente en un sistema donde la hidrología es un determinante

de la operación.



Si la utilidad real de corto plazo del comercio internacional de electricidad es la importación de oportunidad, entonces ¿estamos diseñando una regulación para la integración regional³ o simplemente una “red de seguridad” para evitar racionamientos internos ante la crisis del gas? ¿Cómo reaccionarán los inversionistas ante un mercado que abre las puertas, pero no tiene excedentes reales de energía primaria?

Sobre la oportunidad del sector industrial, la casuística es muy variada, pero en general podemos pensar en el emblemático Caso del Mutún⁴:

³ La integración energética entre Bolivia y países vecinos como Brasil o Argentina es factible en términos técnicos y económicos, pero enfrenta limitaciones políticas y contractuales que la vuelven más nominativa que realista en el corto plazo. Para avanzar se requieren pasos concretos: (i) priorizar la seguridad energética interna, (ii) negociar marcos regulatorios bilaterales estables, (iii) invertir en infraestructura de interconexión y (iv) diversificar la matriz con renovables que den respaldo sostenible.”

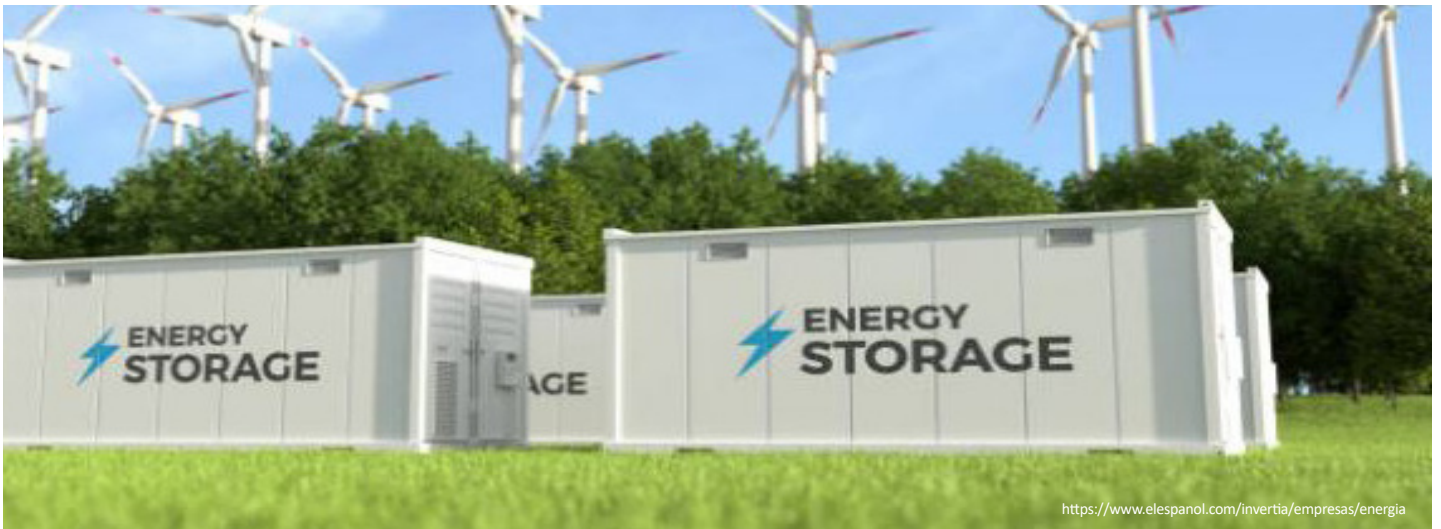
⁴ Este caso de estudio constituye una primera aproximación, donde se muestra que la importación desde Brasil luce más como respaldo que como solución base para el Mutún. Pero necesita una segunda capa mucho más rica en operación industrial,

La hidrología condiciona directamente la disponibilidad de energía firme y la necesidad de respaldo térmico; por eso, los períodos de sequía reducen la reserva operativa disponible y elevan el valor económico de la energía importada como mecanismo de cobertura.

Para una demanda del orden de 70 MW y una planta propia cercana a 108 MW, la importación de electricidad desde Brasil podría funcionar como mecanismo de respaldo, pero no necesariamente como base de abastecimiento competitivo. Mientras la autogeneración con gas a precio doméstico puede ubicarse alrededor de 20.35 US\$/MWh, la electricidad importada desde Brasil, en un escenario base, se acercaría a 110 US\$/MWh. Esta diferencia implica que la apertura regulatoria, por sí sola, no resuelve el problema de competitividad: aun existiendo acceso formal al comercio

contratos, riesgo de gas y economía siderúrgica integral para poder extraerse conclusiones robustas.





transfronterizo, la energía importada resultaría sustancialmente más cara que la generación propia.

La brecha se vuelve todavía más clara cuando se observa su impacto sobre el costo industrial. El costo eléctrico por tonelada de acero se ubicaría en torno a 57,4 US\$/t con autogeneración basada en gas doméstico, mientras que con importación desde Brasil ascendería a aproximadamente 310,3 US\$/t en un escenario base. Incluso si se corrige la distorsión del gas interno y se lo valora a costo de oportunidad o paridad, la autogeneración seguiría situándose en torno a 93,5 US\$/MWh, todavía por debajo de la alternativa importada. Esto sugiere que la electricidad importada solo podría resultar relativamente atractiva en ventanas muy específicas de precio bajo o de oportunidad, pero no como solución para sostener una operación continua y electrointensiva como la del Mutún.

Señales económicas: distorsión del costo marginal

Pensemos en la señal económica del sistema: el costo marginal promedio de generación osciló entre 15,18 US\$/MWh y 21,86 US\$/MWh durante 2025; es decir, se observó un ajuste de 44,01%, principalmente debido al incremento

en los costos de generación térmica, ante una menor disponibilidad de gas natural y la necesidad de cubrir la demanda con combustibles líquidos más caros. Esto muestra que, cuando el sistema se estresa, el precio marginal sube porque entra respaldo más caro, normalmente térmico. El problema es que esa señal puede quedar incompleta si el gas para generación sigue bajo precios administrados o por debajo de su costo de oportunidad: aunque la generación térmica ya marque un precio alto para el sistema, ese precio todavía puede no reflejar toda la escasez real del gas. Por ello, resulta razonable plantear la necesidad de eliminar el subsidio al gas en las termoeléctricas, no solo por razones fiscales, sino porque este distorsiona la señal económica del sistema, debilita la asignación eficiente de recursos y vuelve inconsistente la apertura al comercio internacional de electricidad.

A nivel económico, si un comercializador exporta electricidad generada con gas a precio subvencionado (1,30 US\$/MMBTU), estaría técnicamente “exportando y regalando el subsidio del Estado”. Sin un sinceramiento de los costos de combustible para la exportación, el beneficio privado se sostiene sobre un costo fiscal creciente, distorsionando la eficiencia del arbitraje internacional. Existe una

brecha de precios: mientras el costo marginal en Bolivia es de 21 US\$/MWh, en nodos fronterizos como el mercado spot de Brasil los precios pueden superar los 100 US\$/MWh en horas pico. Este diferencial de 80 US\$ es el incentivo para que los privados presionen por capacidad de transporte, incluso bajo estrés sistémico.



En el contexto en que se corrige el subsidio, el precio del gas aplicable al exportador no debería seguir anclado al valor doméstico administrado, sino reflejar una referencia de paridad de importación (PPI) o, al menos, el costo de oportunidad regional, precisamente porque exportar electricidad implica retirar una molécula escasa del balance interno y valorizarla en un mercado externo donde su costo alternativo es mucho mayor. La PPI no es solo una referencia comercial, es el mecanismo mínimo para evitar que el arbitraje privado repose sobre un energético artificialmente subvalorado.

También la apertura del comercio internacional de electricidad podría producir una estructura de precios que distorsione aún más la competencia y la eficiencia del sistema nacional. El

CNDC fija el precio marginal mediante la Curva de Mérito, ordenando las plantas de menor a mayor costo variable para cubrir la demanda interna; sin embargo, bajo la vigencia del decreto, un agente privado que pretenda exportar se enfrentaría a un precio marginal anclado al gas subsidiado. Dado que el combustible para generación se mantiene a 1,30 US\$/MMBTU, el precio resultante (aprox. 15 a 22 US\$/MWh) es artificialmente bajo y no refleja el costo de oportunidad real del gas en el mercado regional (8-10 US\$/MMBTU), lo que genera una señal de precio incompleta para cualquier transacción transfronteriza. Si consideramos que el gas consumido por las termoeléctricas habría alcanzado aproximadamente 7,5-8 Mmcd y representado cerca del 60% del gas destinado al consumo interno, y que este peso relativo iría en aumento.



¿Debería el regulador implementar un “precio de gas para exportación eléctrica” diferenciado? Si un privado utiliza la red para exportar, ¿cómo garantizamos que el costo de oportunidad del gas (digamos 8,5 US\$/MMBTU en mercado regional) se refleje en su estructura de costos y no el precio doméstico (1,30 US\$/MMBTU)? Más aún, el debate regulatorio podría ir un paso más allá: no solo diferenciar el precio del gas destinado a exportación, sino revisar integralmente el tratamiento del subsidio al gas para generación termoeléctrica, su permanencia altera la formación de precios, afecta la competencia entre tecnologías y permite que un recurso escaso se asigne bajo señales inadecuadas.

Además, debe considerarse que los intercambios transfronterizos de electricidad suelen responder, en la

práctica, a situaciones de emergencia, a necesidades de abastecimiento de oportunidad o a ventajas económicas e infraestructurales en zonas fronterizas alejadas de la red principal. Por ello, en general no constituyen ventas firmes de largo plazo, sino operaciones spot o de corto plazo, usualmente más caras y más sensibles a señales de precio correctas. Esta característica refuerza aún más la necesidad de evitar que la electricidad exportada incorpore subsidios implícitos al combustible, ya que en mercados spot el incentivo al arbitraje es todavía más directo y la captura de rentas extraordinarias puede ser mayor.

Esta distorsión económica permitida por el marco regulatorio perjudica directamente la viabilidad de las energías renovables bajo el nuevo escenario de competencia, ya que subestima su ventaja competitiva y reduce los ingresos que percibirían los nuevos agentes privados por su generación limpia. Al recibir un pago basado en un costo marginal “aplanado” por el subsidio, los proyectos eólicos y fotovoltaicos parecen financieramente menos atractivos de lo que serían en un mercado de precios reales, extendiendo sus periodos de recuperación de capital. Este decreto corre el riesgo de incentivar únicamente la exportación de “gas convertido en electricidad”, en lugar de fomentar una transformación tecnológica del parque generador que desplace el consumo de hidrocarburos escasos. Por ello, el objetivo estratégico no debería ser exportar electricidad térmica y menos subsidiada, sino exportar electricidad generada con fuentes renovables al precio de mercado, permitiendo que el valor de esa energía refleje su verdadera competitividad y preserve el gas para usos de mayor valor y con mayor seguridad energética interna.

Existen normas que priorizan el uso

de la electricidad renovable frente a la termoeléctrica⁵; sin embargo, esa prioridad normativa puede verse neutralizada en la práctica si la señal económica sigue favoreciendo artificialmente a la generación térmica mediante un combustible subsidiado. En otras palabras, puede existir una contradicción entre la orientación formal de la regulación y el resultado económico efectivo del despacho: aunque el marco normativo diga que deben priorizarse las renovables, el subsidio al gas puede seguir aplanando el costo marginal y reduciendo la remuneración relativa de la energía limpia. Por eso, la corrección del precio del gas no solo tendría un sentido fiscal o de eficiencia, sino también de coherencia regulatoria con los objetivos de transición energética.

La cuestión del despacho priorizado es decisiva para que el DS 5598 no termine convirtiéndose en una vía de exportación de electricidad térmica construida sobre gas subvalorado o de importación de oportunidad. Si el marco asociado al DS 5517⁶ se operativiza en la práctica como una priorización efectiva de generación renovable o de menor costo sistémico, el sentido económico de la apertura cambia de manera sustantiva: la energía exportable deja de ser, en el margen, combustible fósil subsidiado transformado en electricidad, y pasa a ser una combinación más coherente con la seguridad energética interna.

Técnicamente, esto importa porque el

⁵ La normativa boliviana promueve la incorporación de energías renovables —por ejemplo, mediante el DS 4477, el DS 5167 y el DS 5549 en materia de generación distribuida—, pero la operación del SIN sigue regida por el despacho coordinado del CNDC con criterios de seguridad, confiabilidad y costo mínimo; por ello, no conviene afirmar sin matiz que existe una prioridad automática y general de despacho renovable frente a la termoeléctrica.

⁶ El DS 5517 establece y adopta medidas excepcionales destinadas a garantizar el abastecimiento de combustibles y energía, así como a reactivar la producción. Este funciona como un soporte transversal de seguridad energética y logística, sin el cual la apertura jurídica del comercio eléctrico podría quedar vacía de contenido operativo.

despacho define qué tecnología queda en el margen, qué costo fija la señal de precio y qué recurso escaso se preserva. Regulatoriamente, importa porque una apertura comercial sin criterio de prelación puede inducir a los agentes a capturar rentas de corto plazo.



Cuando el regulador prioriza renovables sin remunerar flexibilidad, deteriora la bancabilidad del respaldo; si prioriza térmica subsidiada, destruye la señal para inversión renovable. El punto fino de política pública es precisamente ese equilibrio: que el despacho priorizado contribuya al DS 5598 liberando gas y bajando el costo estructural del sistema, pero sin trasladar al operador ni al Estado un riesgo oculto de intermitencia, congestión o insuficiencia de reserva.

Finalmente, esta señal de precios contenida limita el incentivo para

tecnologías de almacenamiento (BESS), cuya entrada es indispensable para que el DS 5598 no comprometa la seguridad del sistema. El modelo de negocio de las baterías depende del arbitraje energético: comprar barato al mediodía y vender caro en la punta; pero si el precio nocturno está subvencionado por el gas, la diferencia de precios es insuficiente para atraer inversión privada en flexibilidad. Sin una reglamentación que transparente los costos de combustible para la exportación, incorpore referencias como la paridad de importación para el gas exportable y corrija la subvaloración del gas en la generación térmica, se podría profundizar la dependencia termoeléctrica y consolidar la creación de activos varados (stranded assets), dejando a las renovables y al almacenamiento en una desventaja estructural frente a una matriz fósil.

El vínculo entre almacenamiento BESS⁷ y DS 5598 es muy técnico: la

⁷ BESS (Battery Energy Storage Systems) son sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías que permiten guardar electricidad en horas de baja demanda o de alta generación renovable -por ejemplo, al mediodía con excedentes solares—y devolverla

apertura al comercio internacional amplía el universo de transacciones posibles, pero esas transacciones solo son sostenibles si el sistema puede absorber variabilidad, administrar congestión y trasladar energía entre horas de bajo y alto valor. Ahí entra el almacenamiento. Si el gobierno facilita efectivamente la incorporación e importación privada de BESS, el beneficio para el DS 5598 no es solo ambiental: es una mejora directa en flexibilidad operativa, capacidad de arbitraje horario, control de rampas y reducción del costo de reserva.

Sin almacenamiento, la señal de exportación bajo el DS 5598 puede verse como un negocio de oportunidad y frágil, expuesto a precios spot, restricciones de red y escasez de combustible; con almacenamiento, la transacción empieza a parecerse a un activo de flexibilidad con valor múltiple: arbitraje, capacidad, soporte de

al sistema en momentos de mayor consumo o de menor oferta. Aportan flexibilidad, regulación de frecuencia, reserva rápida y soporte ante variaciones bruscas de generación o demanda; desde el punto de vista económico, permiten arbitraje de precios, diferimiento de inversiones en red y una mejor integración de energías renovables intermitentes.



frecuencia, diferimiento de red y mayor firmeza comercial. El problema es que ese valor múltiple requiere regulación explícita. Si el BESS solo cobra por energía y no por potencia, reserva o servicios conexos, el CAPEX difícilmente cierra. Por eso, la contribución real del almacenamiento al DS 5598 depende de una arquitectura regulatoria que permita monetizar su aporte sistémico; de lo contrario, Bolivia puede reconocer la utilidad técnica del BESS, pero seguir sin convertirla en proyectos financiables y escalables.

La vulnerabilidad del Balance Energético⁸: gas versus electricidad

Nuestro punto de partida es que el sector eléctrico consume aproximadamente 8.1 MMmcd de gas natural, volumen que equivale a 24,18% de la producción total y a 57,04% del mercado interno (cálculos ver, en Anexo 1). Esto significa que más de la mitad del gas consumido dentro del país se dirige a la generación eléctrica, lo que convierte al gas no solo en un insumo relevante de la matriz, sino en uno de los pilares efectivos de la seguridad de abastecimiento del SIN.

Esta situación adquiere mayor gravedad cuando se la pone en relación con la trayectoria reciente de la producción gasífera. La combinación de menor producción y menores reservas disponibles define un contexto de estrechamiento estructural del balance energético, en el que la disponibilidad del energético primario comienza a ser la variable crítica tanto para la política de hidrocarburos como para la estabilidad del sistema eléctrico. Con una reserva remanente de 3.7 TCF, el país enfrenta un horizonte más estrecho para

⁸ El balance energético es un instrumento estadístico que registra de manera ordenada las entradas, transformaciones y usos finales de la energía en un país o sistema, permitiendo evaluar la oferta y la demanda en términos físicos y económicos.

sostener simultáneamente el consumo interno, la generación eléctrica y los compromisos comerciales externos. El problema de fondo ya no es solo cuánto gas se produce hoy, sino cuánta capacidad real existe para reponer reservas en un contexto donde los ciclos de exploración y desarrollo son largos y la declinación de campos maduros sigue avanzando.

Desde el balance energético, ello implica que la generación termoeléctrica no puede interpretarse como un uso discrecional o fácilmente sustituible en el corto plazo. En la práctica, la matriz eléctrica boliviana sigue dependiendo del gas natural para garantizar potencia firme, regulación, reserva e inercia operativa frente a contingencias del sistema. En ese sentido, una parte del gas consumido por el sector eléctrico constituye una verdadera “carga crítica de respaldo”, necesaria para sostener la estabilidad del SIN ante problemas de hidricidad o ante la intermitencia propia de las ERNC, particularmente solar y eólica. Por eso, el gas destinado a generación no es simplemente un volumen que podría liberarse automáticamente para otros usos, sino un componente de la arquitectura de seguridad del sistema.

Es por esa función crítica, que la sustitución progresiva de ese flujo por fuentes renovables y respaldo complementario no debe entenderse como una simple oportunidad comercial, sino como un imperativo de seguridad energética¹⁰. La liberación de moléculas

⁹ Por ejemplo, si la demanda total de un país es de 5.000 MW, se puede identificar que 1.200 MW corresponden a servicios vitales: hospitales, telecomunicaciones, agua potable, seguridad pública y centros de datos estratégicos. Esa fracción —1.200 MW— constituye la carga crítica de respaldo, que debe ser cubierta por plantas de emergencia, interconexiones internacionales o almacenamiento, asegurando la continuidad de funciones básicas del Estado y la sociedad.
¹⁰ Bolivia mejora su seguridad energética cuando logra cubrir su demanda eléctrica interna con generación propia (hidroeléctrica, termoeléctrica, renovables) y mantiene reservas de respaldo para contingencias.

En un escenario base, el déficit estructural de gas tendería a manifestarse alrededor de 2030–2031; en un escenario más optimista, podría postergarse hacia 2033.

de gas mediante mayor penetración de renovables no solo permitiría aliviar la presión sobre el balance interno, sino también evitar que una parte creciente de la capacidad térmica instalada termine convirtiéndose en un conjunto de activos cada vez menos utilizables por falta de energético primario. En otras palabras, la política de expansión renovable no debe verse solo como agenda climática o tecnológica, sino como una estrategia para preservar la firmeza futura del sistema en un contexto de escasez progresiva del gas.

En un escenario base, el déficit estructural de gas tendería a manifestarse alrededor de 2030–2031; en un escenario más optimista, podría postergarse hacia 2033; y en un escenario estresado, con declinación más acelerada, mermas operativas adicionales y mayor presión de la demanda, las tensiones severas podrían adelantarse a 2028–2029. Este último considera una tasa de declinación en la producción de gas superior al 14% anual, combinada con pérdidas asociadas a compresión y madurez de pozos que pueden acercarse al 10% en ciertos campos. En ese contexto, el volumen neto disponible para el SIN comenzaría a perder autosuficiencia antes de que el déficit se exprese plenamente en términos contables, es decir, primero



como estrechamiento de excedentes, luego como mayor dependencia de combustibles líquidos o importaciones de oportunidad, y finalmente como faltante estructural.

Este riesgo se vuelve más tangible al considerar el nuevo entorno contractual de exportación de gas. Argentina dejó de ser el comprador estructural de gas boliviano, mientras Brasil continúa siendo el principal mercado externo relevante y sigue ejerciendo presión comercial y contractual sobre la disponibilidad exportable. En consecuencia, el cierre del ciclo argentino no eliminó la tensión sobre el balance energético; simplemente trasladó el problema hacia la relación entre abastecimiento interno, estabilidad del SIN y cumplimiento de los compromisos asociados al mercado brasileño. De este modo, la seguridad energética del país dejará progresivamente de depender solo de la producción propia y pasará a estar crecientemente condicionada por la necesidad de importar gas o energía regional para cubrir faltantes, particularmente en años hidrológicos adversos o en escenarios de mayor declinación.

Desde la mirada económica, a medida que el precio regional del gas aumenta

—por ejemplo, de US\$ 8 a US\$ 9 o US\$ 9,5 por MMBtu—, también crece el costo de oportunidad del gas destinado al consumo eléctrico interno. Esto implica que el sacrificio económico de utilizar gas en generación termoelectrica bajo precios domésticos administrados se vuelve progresivamente mayor. Por ello, la discusión ya no es solamente cuánto gas se consume, sino a qué valor se lo está asignando dentro de la economía. Mientras el costo interno permanezca desacoplado del valor regional de la molécula, el sistema tenderá a ocultar parcialmente la escasez real del recurso, retrasando decisiones de sustitución, eficiencia o reordenamiento de la matriz.

Por eso el papel de las ERNC debe entenderse en términos de seguridad energética y no solo de diversificación tecnológica o reducción de emisiones. La solar y la eólica no reemplazan por sí solas a la termoelectricidad como respaldo de corto plazo, pero sí cumplen una función decisiva al desplazar consumo de gas en la base de carga y preservar moléculas para usos de mayor valor o para contingencias operativas. Cada kWh renovable que sustituye generación térmica es gas que permanece en el subsuelo, lo que refuerza la idea de que exportar renovables fortalece

la autarquía energética al preservar la reserva estratégica de gas. Sin embargo, este beneficio solo se materializa plenamente si se gestiona adecuadamente la intermitencia: el SIN debe mantener reserva rodante, térmica o hidroeléctrica, lista para responder ante caídas abruptas de generación renovable. Sin mecanismos adecuados de remuneración, la exportación de renovables podría trasladar costos ocultos al sistema y convertirse en un problema de seguridad antes que en una ganancia neta.

Por esa razón, la estabilidad del sistema exige reconocer explícitamente el costo del respaldo. Cuando un agente privado participa en la exportación de electricidad renovable sin asumir parte del costo asociado a la reserva necesaria para sostener frecuencia, regulación y confiabilidad, el sistema termina subsidiando implícitamente esa operación. En este contexto, la idea de un “canon de respaldo” cobra sentido económico y regulatorio: no como penalización a las renovables, sino como mecanismo para internalizar el costo sistémico de la flexibilidad y evitar que la apertura comercial erosione la seguridad operativa del SIN. Esta discusión se vuelve más importante a medida que el gas se vuelve más escaso, porque la reserva térmica deja

de ser abundante y empieza a tener un valor de oportunidad mucho más alto.

Ya dijimos, que una matriz con alta participación térmica solo puede considerarse firme si existe disponibilidad efectiva del energético primario que la alimenta. De lo contrario, la capacidad en MW se convierte progresivamente en capacidad nominal sin respaldo real. Bajo esta lógica, el principal desafío de política energética no consiste únicamente en abrir mercados o facilitar intercambios transfronterizos, sino en rediseñar la matriz para que la seguridad operativa del SIN dependa menos de un recurso cuyo horizonte de disponibilidad se acorta y más de una combinación de renovables, almacenamiento, respaldo hidroeléctrico y una valorización más realista del gas.

En este punto, la autarquía energética ya no puede definirse simplemente como la posesión de reservas en el subsuelo, sino como la capacidad técnica e institucional de sustituir progresivamente la quema de hidrocarburos por fuentes renovables e hidroeléctricas antes de que el gas natural deje de ser un ingreso fiscal y pase a convertirse en un costo crítico de importación para evitar racionamientos. La transición energética, por tanto, no es una opción secundaria ni una agenda de largo plazo desvinculada de la coyuntura: es la condición necesaria para preservar la estabilidad futura del sistema, reducir la exposición a la declinación gasífera y sostener la seguridad de suministro en un entorno de creciente estrechez.



Ante una caída de la producción del orden del 14% anual, ¿en qué momento la “reserva parada” de 498,7 MW deja

de ser una garantía de seguridad para convertirse en un conjunto de activos varados por falta de combustible? El riesgo financiero asociado a la apertura comercial no surge solo de la competencia entre agentes, sino de la incertidumbre sobre la recuperación de capital en un sistema donde la disponibilidad de gas subsidiado, la prelación del despacho nacional y la estrechez del balance energético pueden alterar drásticamente los flujos de caja esperados. Para los nuevos agentes, esta incertidumbre eleva el costo de capital, deteriora la bancabilidad de los proyectos y puede afectar directamente su perfil de riesgo. La pregunta de fondo no es solo si el mercado se abre, sino si existirá una base energética y regulatoria suficientemente sólida para que esa apertura sea sostenible.

Con apenas 3,7 TCF de reservas de gas, producción declinante, presión contractual desde Brasil y la pérdida del mercado argentino como válvula de alivio, el país enfrenta una restricción simultáneamente física, económica y regulatoria. En ese contexto, el núcleo del modelo de negocio gasífero-exportador que sostuvo al sector en décadas anteriores se encuentra debilitado: ya no existe la misma holgura para sostener simultáneamente exportación, consumo interno y generación eléctrica.

Capacidad instalada y el reto de la “Transición Energética”

El CNDC reporta una capacidad efectiva total de 3.530,9 MW frente a una demanda máxima de 1.707,73 MW. Sin embargo, este aparente excedente de capacidad instalada —esta “falsa holgura”— no equivale necesariamente a un marco de seguridad energética si no existe firmeza en el suministro primario. Por ejemplo, una planta

La prioridad técnica entre 2026 y 2028 será sustituir generación de línea base, desplazando gas mediante energía solar y eólica para liberar la molécula hacia usos de mayor valor, incluidos eventualmente los mercados externos.

térmica de 100 MW sin gas disponible tiene un valor económico real cercano a cero para un esquema de exportación. En ese contexto, la apertura al comercio de electricidad exige crear incentivos para servicios complementarios —almacenamiento, regulación de frecuencia y reserva— que compensen la pérdida de firmeza del parque térmico derivada de una menor disponibilidad de gas natural.

La factibilidad de exportar electricidad renovable en el corto plazo (2026-2027) es, por ahora, marginal y de oportunidad. La prioridad técnica entre 2026 y 2028 será sustituir generación de línea base, desplazando gas mediante energía solar y eólica para liberar la molécula hacia usos de mayor valor, incluidos eventualmente los mercados externos. La exportación firme solo podría adquirir viabilidad entre 2030 y 2032, con la consolidación de proyectos como Miguillas y Rositas, entre otros, que deben analizarse precisamente a la luz de esta transición entre seguridad de abastecimiento interno, disponibilidad de gas y potencial de inserción en mercados eléctricos regionales.

Sin embargo, la transición energética no depende únicamente de incorporar más capacidad renovable ni de sincerar señales económicas mediante la corrección de subsidios, sino

también de la localización relativa de esa nueva oferta respecto de los centros de consumo y de la capacidad efectiva de evacuación de la red. En un sistema como el boliviano, donde la holgura agregada puede coexistir con restricciones regionales o nodales, una expansión renovable mal secuenciada puede trasladar el problema desde la escasez de combustible hacia nuevas congestiones de transmisión y limitaciones operativas. Por ello, la planificación de la transición no debería medirse solo por potencia instalada, sino por su capacidad de sustituir generación térmica en nodos estratégicos del SIN, reducir pérdidas, aliviar restricciones estructurales y mejorar la firmeza operativa allí donde la dependencia del gas es más crítica, especialmente si se pretende articular esa expansión con un futuro esquema de exportación/importación.

A ello se suma un elemento todavía poco discutido en la política energética nacional: el papel de la gestión de la demanda como recurso de confiabilidad. La transición suele pensarse desde la oferta —más renovables, más baterías, más respaldo—, pero en un contexto de estrechez gasífera también resulta indispensable desarrollar instrumentos de respuesta de la demanda, contratos de interrumpibilidad y señales tarifarias horarias para grandes consumidores.

Esto permitiría reducir picos, suavizar la curva de carga y disminuir la necesidad de reserva térmica ineficiente, especialmente en períodos de alta exigencia del sistema o de baja hidraulicidad. En esa lógica, la transición energética no solo exige transformar el parque generador, sino también modernizar la estructura de consumo para que parte de la flexibilidad del sistema provenga del lado de la demanda y no recaiga exclusivamente sobre un parque térmico cada vez más expuesto a la escasez de gas.

Finalmente, la viabilidad de esta transición no dependerá solo de la competitividad tecnológica de las energías renovables, sino también de la capacidad del marco regulatorio para hacerlas financierables en un contexto de apertura comercial. En un sistema donde persisten subsidios implícitos al gas, incertidumbre sobre el despacho futuro y ausencia de una remuneración robusta para atributos como firmeza, flexibilidad o capacidad, los proyectos de transición enfrentan una prima de riesgo elevada, incluso cuando son técnicamente deseables. Por ello, el reto no consiste solo en reconocer que la matriz debe desplazarse hacia fuentes limpias, sino en diseñar mecanismos de contratación y señales regulatorias que permitan bancarizar esa transformación: contratos de largo

plazo, reconocimiento explícito de servicios complementarios, criterios de firmeza tecnológica y reglas previsibles de acceso a red, etc. Sin estos elementos, la transición corre el riesgo de quedar atrapada en una paradoja: ser indispensable desde el punto de vista energético, pero insuficientemente rentable desde el punto de vista financiero.



Supongamos que al mediodía el sistema cubre la demanda con hidroeléctricas a 10 US\$/MWh, solar a 0–5 US\$/MWh y una térmica eficiente a gas a 20 US\$/MWh. Si esa térmica es la última unidad que entra, entonces el precio marginal de esa hora será 20 US\$/MWh, y todas las tecnologías despachadas, incluidas las ERNC, recibirán ese precio. Ahora pensemos en la noche: cae la solar, baja la disponibilidad hidroeléctrica y, además, falta gas, por lo que debe entrar una unidad que opera con diésel a 90 US\$/MWh. En ese caso, esa planta pasa a fijar el precio marginal y todas las unidades despachadas reciben 90 US\$/MWh. La energía renovable que ya estaba disponible en esa hora puede recibir así una remuneración mucho más alta sin haber aumentado su costo de generación, lo que le genera una



renta extraordinaria de corto plazo. Sin embargo, esa misma situación también puede perjudicar la penetración de las ERNC y del almacenamiento. Por ejemplo, una planta solar puede vender algunas horas a 90 US\$/MWh, pero si durante la mayor parte del tiempo el precio sigue “aplanado” por gas subvencionado en torno a 20–25 US\$/MWh, sus ingresos promedio pueden seguir siendo insuficientes para justificar nueva inversión.

Algo similar ocurre con una batería: su negocio depende de comprar barato, por ejemplo, a 15 US\$/MWh al mediodía, y vender caro, digamos a 90 US\$/MWh en la noche. Pero si el gas subsidiado contiene artificialmente el precio nocturno y lo deja, por ejemplo, en 30–35 US\$/MWh en vez de 90, el margen de arbitraje cae drásticamente y la inversión deja de ser atractiva.

Finalmente, la apertura al comercio internacional de electricidad amplía la caja de herramientas del sistema, y amplía el marco de financiamiento para la transición energética, pero no borra las restricciones estructurales. Ante la vulnerabilidad en el suministro de gas que estamos experimentando, una salida lógica es la exportación del “Atributo Verde” mediante Certificados de Energía Limpia (CELs). Esto permite capturar divisas sin estresar las líneas de transmisión ni comprometer la frecuencia del sistema.



¿Podría crearse un mercado de Certificados de Energía Limpia (CELs) para que las renovables vendan su “atributo verde” a mercados vecinos (como Chile o Brasil) y así compensar la baja señal de precio local? ¿Es el DS 5598 la semilla para un mercado de contratos bilaterales verdes?

Reflexiones finales

Pérdida de firmeza térmica y apertura condicionada: A medida que disminuye la disponibilidad de gas en una matriz aun predominantemente térmica, la capacidad instalada pierde firmeza operativa y la apertura del DS 5598 deja de parecer una plataforma inmediata de exportación firme para convertirse, más bien, en un instrumento de importación de respaldo o de transacciones de oportunidad.

Renovables, despacho y flexibilidad como condición de utilidad económica: La contribución real del comercio internacional de electricidad depende de su articulación con normas que amplían la base renovable y con reglas de despacho coherentes con la seguridad energética. Si el despacho continúa favoreciendo, generación térmica sostenida por combustible subvalorado, la apertura puede terminar exportando electricidad fósil subsidiada; si, en cambio, el sistema prioriza recursos de menor costo sistémico sin desproteger la confiabilidad, el comercio eléctrico puede contribuir a liberar gas, reducir presión sobre el balance energético y mejorar la calidad económica de la integración regional.

Señales distorsionadas, BESS y bancabilidad de la transición: Mientras el precio del gas para generación no refleje su costo de oportunidad, la apertura comercial seguirá expuesta a arbitrajes ineficientes que favorecen la continuidad fósil y retrasan la entrada de renovables, almacenamiento y otras tecnologías de flexibilidad. En este punto, el almacenamiento BESS es central: no solo por su valor

técnico en arbitraje horario, control de rampas, soporte de frecuencia y alivio de congestión, sino porque puede transformar una apertura comercial frágil en una plataforma más flexible y comerciable. Sin embargo, si el almacenamiento no puede monetizar potencia, reserva y servicios complementarios, su CAPEX no será financiable y la transición seguirá atrapada entre necesidad técnica y baja rentabilidad privada.

Riesgo sistémico, activos varados y menor capacidad de generar divisas: Cuando la apertura privada se apoya en insumos subsidiados, infraestructura pública subvalorada y señales regulatorias incompletas, el riesgo sistémico no desaparece: se traslada al sector público en forma de mayor exposición a activos varados, deterioro de solvencia sectorial y menor bancabilidad de la transición. Al mismo tiempo, mientras el gas siga cautivo del consumo eléctrico interno bajo señales que no reflejan su escasez, Bolivia reduce su capacidad de destinar ese recurso a usos de mayor valor económico y, por tanto, limita su capacidad de generar divisas. Esta restricción tiene además una dimensión regional: polos de consumo como Santa Cruz absorben una porción creciente del gas bajo condiciones subvencionadas, reduciendo disponibilidad exportable y profundizando transferencias implícitas desde regiones productoras como Tarija y Chuquisaca. Por ello, la apertura al comercio eléctrico solo tendrá valor estructural si se integra a una estrategia más amplia de transición, eficiencia y valorización correcta del gas.

Lista de Acrónimos

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

BESS: Battery Energy Storage Systems (Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías).

CELS: Certificados de Energía Limpia.

CMO: Costo Marginal de Operación.

CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga (Operador del sistema en Bolivia).

DS: Decreto Supremo.

ENDE: Empresa Nacional de Electricidad.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

MMBTU: Millón de Unidades Térmicas Británicas.

MMmcd: Millones de metros cúbicos día.

MMpcd: Millones de pies cúbicos día.

MWh: Megavatio-hora.

NDC: Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (Compromisos climáticos).

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

TCF: Trillón de pies cúbicos (Trillion Cubic Feet).

TIR: Tasa Interna de Retorno.

VRE: Variable Renewable Energy (Energía Renovable Variable/Intermitente).

WACC: Weighted Average Cost of Capital (Costo Promedio Ponderado del Capital).

Glosario Técnico

Activos Varados (Stranded Assets): Inversiones en infraestructura que sufren una devaluación prematura o pérdida de utilidad operativa antes del fin de su vida útil económica, debido a cambios en la disponibilidad de insumos, mercado o regulación.

Arbitraje Energético: Práctica comercial que consiste en comprar energía en un mercado o periodo de tiempo donde el precio es bajo, para venderla donde o cuando el precio es más alto, capturando el diferencial.

Asignación de Capacidad de Interconexión: Proceso regulatorio para definir el uso de la potencia máxima transferible entre sistemas, evitando la saturación física de las líneas de transmisión internacionales.

Canon de Respaldo: Cargo económico que debe pagar un generador intermitente para cubrir los costos de mantener plantas térmicas o hidroeléctricas en reserva prontas a operar para garantizar la estabilidad de la red.

Capacidad de Interconexión: La cantidad máxima de potencia eléctrica que puede ser transferida de forma segura a través de las líneas que unen dos sistemas eléctricos (ej. Bolivia con Argentina).

Capacidad Efectiva: La potencia real que una planta de generación puede entregar al sistema de manera continua, descontando consumos propios y limitaciones técnicas o ambientales.

Certificados de Energía Limpia (CELS): Instrumentos transables que acreditan que una cantidad determinada de energía ha sido generada a partir de fuentes renovables, permitiendo la "exportación virtual" de atributos

verdes.

Costo de Oportunidad: El valor de la mejor alternativa sacrificada. En el texto, se refiere a que el gas usado en electricidad se cobra barato internamente, perdiendo el ingreso que generaría si se exportara a precios internacionales.

Costo Marginal: El costo de producir una unidad adicional de energía (1 MWh) en un momento determinado. Definido usualmente por la planta más cara necesaria para cubrir la demanda.

Curva de Mérito: Ordenamiento de las plantas de generación de menor a mayor costo variable para definir el orden de despacho.

Despacho Económico de Carga: Proceso de asignación de la generación a las distintas centrales eléctricas para satisfacer la demanda al menor costo posible, garantizando la seguridad del sistema.

Firmeza (Potencia Firme): La garantía de que una planta podrá entregar energía en el momento de máxima demanda del sistema, independientemente de factores climáticos.

Inercia del Sistema: Propiedad de las máquinas rotativas (turbinas) para oponerse a cambios bruscos en la frecuencia del sistema; las renovables fotovoltaicas carecen de inercia natural, requiriendo respaldo térmico o hidroeléctrico.

Peaje de Exportación: Cargo por el uso de la infraestructura de transmisión nacional aplicado específicamente a transacciones de energía con destino a mercados internacionales.

Reserva Parada: Capacidad de

generación que está disponible y lista para entrar en operación, pero que no está inyectando energía por falta de demanda o economía de despacho.

Reserva Rodante: Capacidad de generación que se mantiene conectada al sistema a baja carga para responder

instantáneamente ante la falla de otro generador o variaciones de carga.

Sinceramiento de Precios: Proceso regulatorio de ajustar los precios administrados o subsidiados para que reflejen los costos reales de producción y escasez del recurso.

Socialización de Pérdidas: Fenómeno regulatorio donde los costos ineficientes o riesgos de agentes específicos terminan siendo pagados por todos los usuarios a través de la tarifa general.

Bibliografía

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (2025). Boletín Estadístico de Producción y Comercialización de Gas Natural. Sector Upstream. La Paz, Bolivia.

Arze, C. (2023). La economía del sector eléctrico en Bolivia: De la nacionalización a la crisis de reservas. Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA).

Banco Central de Bolivia (BCB) (2026). Informe de Política Monetaria y Reservas Internacionales: El impacto de la subvención a los hidrocarburos en el saldo de divisas. La Paz, Bolivia.

Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2022). Subsidios energéticos en América Latina: El caso de Bolivia y su impacto en la transición energética. Documento de trabajo.

Calzada, J., & Ferrer-i-Carbonell, A. (2023). The impact of energy subsidies on renewable energy investment in developing countries. Resource and Energy Economics.

CNDC (2025). Memoria Anual y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Comité Nacional de Despacho de Carga, Bolivia.

CNDC (2026). Reporte de Reserva Parada y Disponibilidad de Potencia (Periodo Enero-Marzo 2026). Comité Nacional de Despacho de Carga, Bolivia.

ENTSO-E (2024). Guidelines on Cross-Border Infrastructure Assessment. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Hunt, J. D., et al. (2022). Seasonal Pumped-Storage Hydroelectricity: A solution for Bolivia's renewable energy integration. Journal of Energy Storage.

IEA (2025). World Energy Outlook: Natural Gas Declination and its Impact on Electricity Generation in Emerging Markets. International Energy Agency.

Irena (2023). Renewable Energy Statistics: Cost analysis for Andean Countries. International Renewable Energy Agency.

Ministerio de Hidrocarburos y Energías (2026). Informe de Reservas Hidrocarburíferas de Bolivia al 1 de enero de 2026. La Paz, Bolivia.

OLADE (2024). Manual de Integración Eléctrica Regional: Armonización de Marcos Regulatorios en el Cono Sur. Organización Latinoamericana de Energía.

Stoft, S. (2002). Power System Economics: Designing Markets for Electricity. IEEE Press / Wiley-Interscience.

Wood Mackenzie (2025). Gas and Power Outlook: Latin America's Energy Transition Dilemma. Global Energy Service Report.

Anexo 1. Gas natural para generación eléctrica

Año	Producción total (MMmcd)	Consumo interno (MMmcd)	Consumo eléctrico (MMmcd)	Reservas (TCF)	Producción neta (MMmcd)	Excedente exportable (MMmcd)
2021	45,0	12,5	6,8	10,7	41,2	28,7
2022	41,3	12,9	7,1	8,9	37,8	24,9
2023	37,8	13,4	7,4	6,5	34,6	21,2
2024	35,2	13,8	7,8	4,8	32,2	18,4
2025	33,5	14,2	8,1	3,7	30,7	16,5
2026	33,5	14,2	8,1	-	30,7	16,5
2027	28,8	14,5	8,3	-	26,4	11,9
2028	24,8	14,7	8,4	-	22,7	8,0
2029	21,3	15,0	8,6	-	19,5	4,5
2030	18,3	15,3	8,8	-	16,8	1,5

Fuente: Elaboración propia en base a datos oficiales y reportes de MEH, YPFB, CNDC.

Anexo 2. Memoria de cálculo

Indicador	Valor	Unidad
Producción bruta 2026	33,50	MMmcd
Producción neta para venta	30,65	MMmcd
Excedente para exportación	16,45	MMmcd
% gas total destinado a electricidad	24,2%	%
% mercado local destinado a electricidad	57,0%	%
Volumen anual de gas al sector eléctrico	2.956,50	MMm3/año
Ingreso real por gas eléctrico	\$135,7	MMUSD/año
Valor a costo de oportunidad	\$991,7	MMUSD/año
Subsidio indirecto al SIN	\$856,0	MMUSD/año
Primer año con déficit estructural	Sin déficit al 2030 (optimista)	Año

Fuente: Elaboración propia en base a datos oficiales CNDC, MEH

Investigador

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

Es economista en planificación y modelamiento de sistemas energéticos, transición energética y financiamiento para el desarrollo, con experiencia en más de 30 países.

El autor agradece los comentarios expertos de Francesco Zaratti y Reinhard Goetz.

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).

