

Artículo científico

Evaluación de la eficiencia energética del lado de la oferta en la integración energética Brasil – Bolivia

Evaluation of the energy efficiency of the supply side in the Brazil – Bolivia energy integration

Renán Orellana Lafuente (1) <http://orcid.org/0009-0004-7761-1536>, Ianca da Silveira de Oliveira(2) <http://orcid.org/0000-0003-4370-4705>, Dorel Soares Ramos(3), Miguel Edgar Morales Udaeta(4), Viviane Tavares Nascimento (5)

- (1) Ingeniero Eléctrico. Profesor de la Universidad Mayor de San Simón (UMSS) y de la Universidad Privada Boliviana (UPB). Cochabamba – Bolivia. Email: renanorellana@gmx.com.
- (2) Ingeniería Energética. Analista Senior de Estudios y Gestión de Riesgos Energéticos de EDP do Brasil. Sao Paulo – Brasil. Email: ianca.oliveira@usp.br
- (3) Doctor en Ingeniería Eléctrica. Profesor del Departamento de Ingeniería y Automatización de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica de la USP. Sao Paulo – Brasil. Email: dorelram@usp.br
- (4) Doctor en Ingeniería Eléctrica. Profesor de posgrado e investigador del GEPEA/EPUSP. São Paulo – Brasil. Email: udaeta@pea.usp.br
- (5) Ingeniera Eléctrica. Investigadora en GEPEA-EPUSP. São Paulo – Brasil. Email: viviane.tavares@usp.br

Cómo citar: Orellana Lafuente, R., da Silveira de Oliveira, I., Soares Ramos, D., Morales Udaeta, M. E., & Tavares Nascimento, V. Evaluación de la eficiencia energética del lado de la oferta en la integración energética Brasil – Bolivia: Evaluation of the energy efficiency of the supply side in the Brazil – Bolivia energy integration. Journal Boliviano De Ciencias, 19(Especial). <https://doi.org/10.52428/20758944.v19iEspecial.340>

Recepción: 13/06/2023
Aprobación: 22/06/2023
Publicación: 29/06/2023

Declaración: Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses en la publicación de este documento. Este es un artículo de acceso abierto distribuido bajo los términos y condiciones de la Creative Commons. Licencia de atribución (CC BY) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

RESUMEN

Este artículo tiene como objetivo presentar metodologías para satisfacer la creciente demanda de energía con un enfoque en la integración Bolivia-Brasil en América Latina. A través de un análisis de las posibilidades de sinergia entre Brasil y Bolivia, este estudio se centra en la optimización de las matrices energéticas para satisfacer la demanda futura y reducir los costos ambientales y de producción de energía para ambos participantes en el proceso. Para ello, se analiza inicialmente la caracterización de los países foco de estudio con el fin de comprender la evolución histórica de la gestión energética de cada uno, además de las potencialidades a abordar dada la matriz energética analizada en cuestión. Con la intención de equiparar posibles formas de integración entre los dos países, se realizó un análisis en torno a las integraciones energéticas en América del Sur, principalmente en la dinámica de las relaciones existentes, planteando casos de éxito y el enfoque adoptado para las mismas. La metodología de análisis fue creada para comparar los costos técnicos y ambientales de la ampliación de la matriz energética, para atender la demanda esperada en el 2040. La ampliación

de la matriz considerando el escenario base, con solo recursos nacionales y consecuentemente las limitaciones de expansión que existen por restricciones en Brasil, y considerando la integración con Bolivia, ya sumado al costo de expansión de la transmisión representó una reducción del 12% en el costo esperado para atender la demanda. Con base en las técnicas de reducción de costos ambientales de la ampliación, el mismo análisis resulta en la optimización del uso de gas natural, con la reducción del costo total del proyecto del 11% en comparación con el escenario sin integración. De esta manera, hay una optimización de recursos que se puede aplicar al servicio nacional y que se puede escalar al tener en cuenta integraciones con otros países. Finalmente, también se discute la importancia de la integración energética como forma de desarrollo socioeconómico y como forma de protección frente al cambio climático, dada la complementariedad energética entre ambos participantes del proceso. Se espera, por tanto, la posibilidad de presentar una optimización frente al uso de los recursos ambientales para la generación de energía, combinando un equilibrio técnico-socio-ambiental para atender las necesidades de ambos países.

PALABRAS CLAVE: Electricidad, generación, integración, América Latina, Bolivia, Brasil.

ABSTRACT

This article aims to present methodologies to meet the growing energy demand with a focus on Bolivia-Brazil integration in Latin America. Through an analysis of the possibilities of synergy between Brazil and Bolivia, this study focuses on the optimization of energy matrices in order to meet future demand and reduce environmental and energy production costs for both participants in the process. For this, the characterization of the focus countries of the study is initially analyzed in order to understand the historical evolution of energy management of each one, in addition to the potentials to be addressed given the energy matrix analyzed in question. With the intention of equating possible forms of integration between the two countries, an analysis was carried out regarding energy integrations in South America, mainly in the dynamics of existing relationships, raising cases of success and the approach taken for them. The analysis methodology was created to compare the technical and environmental costs of expanding the energy matrix, to meet the expected demand in 2040. The expansion of the matrix considering the base scenario, with only national resources and consequently the expansion limitations that exist due to physical restrictions in Brazil, and considering the integration with Bolivia, already added to the cost of expansion of transmission represented a reduction of 12% in the expected cost to meet the demand. Based on the techniques

of environmental cost reduction of the expansion, the same analysis results in the optimization of the use of natural gas, with the reduction of the total cost of the project of 11% compared to the scenario without integration. In this way, there is an optimization of resources that can be applied to national service and that can be scaled when taking into account integrations with other countries. Finally, the importance of energy integration as a form of socioeconomic development and as a form of protection against climate change is also discussed, given the energy complementarity between both participants in the process. It is expected, therefore, the possibility of presenting an optimization in the face of the use of environmental resources for energy generation, combining a technical-socio-environmental balance to meet the needs of both countries.

KEY WORDS: Electricity, generation, integration, Latin America, Bolivia, Brazil.

1. INTRODUCCIÓN

En el contexto de las discusiones ambientales que han cobrado relevancia en las políticas internacionales desde mediados de la década de 1970, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) juega un papel central en los acuerdos firmados en las conferencias ambientales que se han realizado desde entonces. A partir de la 21^a Conferencia de las Partes (COP 21) –cuyo resultado se conoció como el Acuerdo de París y estableció la meta de limitar el calentamiento global a 2°C–, la Unión Europea ya ha aprobado objetivos de reducción de emisiones de hasta 55 % para 2030, en comparación con los niveles de 1990, y neutralidad del dióxido de carbono para 2050 (1).

Para lograr este objetivo, el aumento de tecnologías más eficientes y el uso de energías renovables deben ser parámetros clave, con el fin de reducir el consumo de combustibles fósiles (2).

Sin embargo, el acuerdo no era exclusivo de la Unión Europea. Brasil se compromete a reducir sus emisiones de GEI en un 37% para 2025 en comparación con 2005. El compromiso implica restaurar áreas forestales degradadas y aumentar la participación de la bioenergía en la matriz energética (3). En el ámbito energético, la generación de electricidad y calefacción residencial ha representado en torno al 42% de las emisiones de CO₂ en el mundo en los últimos 15 años, según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) (4).

Si bien los países europeos están buscando una mayor participación de las fuentes variables en su matriz energética, mientras no se avance en las tecnologías de

almacenamiento de energía, hay dos posibles desarrollos: el primero, en el que las inversiones no serán viables (aun instalando mayor potencia que el consumo real) y un segundo, en el que la seguridad energética se verá comprometida por la ausencia de fuentes que puedan realizar la modulación de la carga y la reserva de funcionamiento del sistema.

En estos escenarios, surgen dos posibilidades como estrategias para el logro de las metas de la COP 21: la eficiencia energética, que implica el desarrollo de tecnologías que incrementen la eficiencia de los equipos y el consumo final de energía, y la integración entre sistemas, que permite el uso de diferentes formas de generación complementarias entre sí. Esta última opción será el tema abordado en este artículo, centrándose en la integración Bolivia-Brasil en América Latina.

De acuerdo con la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), la integración energética en América Latina no solo aumenta la seguridad energética y los beneficios ambientales, dada la complementariedad de las fuentes, sino que también tiene impactos sociales y de desarrollo socioeconómico en la región, favoreciendo los precios al aumentar la competitividad y la escala de las ganancias y creando sinergia con otros proyectos estratégicos en la región, como hidrovías y plantas de procesamiento de minerales (5).

Con estos beneficios, el desafío pasa por construir una dinámica entre países con diferentes culturas, dispuestos a realizar un proyecto de grandes proporciones y con una interdependencia por un período prolongado. El proyecto más famoso de Brasil, Itaipú, tuvo por ejemplo, un contrato por 50 años, lo que representa un caso de éxito en este proceso de integración, manteniendo la estabilidad y la conexión entre los países. Sin embargo, a pesar de ser un proyecto que difícilmente se repetiría, dada la escala que representaba, aún quedan otros proyectos más pequeños que aún pueden ser modelo para otros casos de integración energética a realizar.

El trabajo está organizado como se describe a continuación. Para comprender mejor las posibilidades de integración, la sección 2 presenta una caracterización de los dos países, y la historia de las relaciones ya cultivadas entre ellos. En secuencia, la sección 3 presenta los supuestos y el modelo de optimización utilizado, así como los escenarios analizados para este estudio. Los resultados y análisis además de la conclusión se presentan en la sección 4.

2. CARACTERIZACIÓN DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA BRASIL-BOLIVIA

Brasil tiene aproximadamente 210 millones de habitantes y representa la sexta población más grande y la 22ª economía más grande (PIB) en el ranking mundial. Esta población fue responsable del consumo de 2295 kWh per cápita en 2019, equivalente a 482 TWh de energía. De estos, 35% fueron consumidos por la categoría industrial y 29% por la categoría residencial. También es relevante aclarar que el 34% del mercado consumidor nacional está formado, hoy, por consumidores libres, con libre acceso a la compra de energía, lo que demuestra un avance en la madurez del sistema eléctrico nacional (6).

Como se puede observar en la Figura 1, las conexiones internacionales provienen no solo del medio eléctrico, cuyo flujo de energía es mayoritariamente importado de Argentina y Uruguay, y exportado a Paraguay y Venezuela, sino que también muestra los gasoductos de Bolivia y de Argentina.



Figura 1. Mapa de integración energética en América del Sur (7).

La complejidad de un país de la escala del Brasil representa una necesidad logística complicada. Para su operación, las responsabilidades del sistema fueron asignadas al Operador Nacional del Sistema (ONS), entidad responsable de definir el despacho de las centrales, buscando siempre la seguridad en la entrega de energía y el menor costo de operación. La operación se realiza, por tanto, a través de un sistema de optimización estocástica dual que analiza las variables de entrada (lluvia, potencia instalada, generación eólica y solar) y considera el consumo esperado para el

período. Después de igualar el balance energético, la operación será responsable de asegurar que los demás agentes estén informados de la necesidad de despacho y de cualquier cambio en relación con su operación productiva.

El precio de liquidación de diferencias (PLD) termina siendo un resultado importante de este modelo de optimización, que apunta siempre al mejor costo-beneficio de la operación del sistema. El valor representa el costo mínimo de operación presente y futura de los embalses hidráulicos del país y se utiliza para valorar todos los pagos a corto plazo, también conocidos como “*spot*”.

La complejidad del sistema eléctrico nacional se presenta como una barrera a la entrada de nuevos agentes del mercado. Actualmente, los flujos de importación se dan entre Argentina y Brasil, y entre Uruguay y Brasil. Los países cuentan con infraestructura de interconexión eléctrica en sus fronteras, las cuales son consideradas para modelos de optimización de los sistemas, y representan objetivos importantes de seguridad energética, además de modelos exitosos de integración entre países. Además, Brasil todavía tiene Itaipu que, como empresa binacional, también representa una forma de integración energética entre Brasil y Paraguay, así como una subestación que interconecta Boa Vista, en Roraima, con Macáguá, en Venezuela.

En el largo plazo, Brasil presenta un perfil de importador de energía. Esto significa que en un escenario futuro, la necesidad interna de energía no podrá ser cubierta por la propia matriz energética nacional. Ya sea por el agotamiento de los recursos naturales que pueden ser utilizados como fuentes, o por la imposibilidad económica de utilizarlos. Un tercer escenario es la reducción de los costos conjuntos entre los países de integración, ya que históricamente esta opción representa una ventaja para los participantes del proceso.

La Figura 2 muestra la complementariedad energética de generación entre las distintas regiones de América del Sur, una de las características que posibilitan la integración y garantizan el aumento de la seguridad energética del país.



Figura 2. Complementariedad entre países sudamericanos (5).

Históricamente, las primeras medidas encaminadas a la integración en América del Sur se llevaron a cabo a través de acuerdos y tratados económicos. A partir de la década de 1960, sin embargo, la importancia de ampliar la infraestructura física entre países comenzó a tomar mayores dimensiones, convirtiendo al sur de América Latina en escenario de grandes proyectos de integración energética.

La central de Itaipú, con capacidad instalada de 14 GW, comenzó a construirse en 1974 y se convirtió en un hito en la interconexión de países al unir Brasil y Paraguay. El uso de la tecnología pionera de HVDC (High Voltage Direct Current), un sistema de transmisión de corriente continua y alta tensión utilizado normalmente para largas distancias, también fue un hecho interesante en la ejecución de este proyecto. La construcción de la usina se viabilizó a través de la firma del Tratado de Itaipu, que, entre otras cosas, definió los administradores para cada país, además de la compensación económica a ser utilizada por los próximos 50 años. Además, en el mismo período, Brasil y Paraguay posibilitaron la interconexión energética de la central de Acaray. Sin embargo, la interconexión no entró realmente en operación comercial hasta 1999.

Con la creación del Mercosur en 1991, los países se animaron más a definir estrategias en conjunto (8). Se logró culminar la construcción de Gasbol, en 1996, la conexión entre Boa Vista y Venezuela, en 1997, la construcción del gasoducto Paraná-Uruguaiense entre Argentina y Brasil, la conexión con Garabi, en Argentina, en 2000, la conexión de Rivera, con Uruguay, en 2001 y, recientemente, la expansión con Uruguay y Argentina, a través de los convertidores Melo y Garabi II, en 2018.

La EPE es responsable de los estudios y estrategias para la expansión y consolidación energética en el país y ha analizado proyectos futuros para ampliar la integración entre Brasil y otros países vecinos. Entre las opciones de parques de generación, la empresa identifica una nueva central binacional con Paraguay -la central de Cachoeira- aún sin perspectivas de desarrollo, las centrales Garabi y Panambi, entre Argentina y Brasil y las centrales en el río Madera entre Bolivia y Brasil.

Un punto relevante para viabilizar estas centrales hidroeléctricas es la necesidad de reforzar los sistemas de transmisión, no solo para la interconexión transfronteriza, sino también para realizar flujos entre los submercados internos del país, evitando así pérdidas innecesarias de las centrales al transportar la energía al sur y sureste del Brasil, que son los mayores centros de consumo.

2.1 Bolivia

Con 1,1 millones de km² y 11,3 millones de habitantes, Bolivia emerge hoy como un prometedor socio energético nacional, con una ubicación estratégica para el mejoramiento de la integración física regional. El país tiene un PIB de 40.300 millones de dólares y la última proyección del Fondo Monetario Internacional (FMI), publicada en 2019, apuntaba a un crecimiento esperado del 4%. Además, el potencial hidráulico del país es de 40GW. De estos, solo se utilizan 3,5 GW (9).

Bolivia actualmente representa la segunda mayor reserva de gas natural de América Latina, solo por detrás de Venezuela y en relación a otros aspectos del sector energético, Bolivia es un país que tiene un perfil exportador de energía. La matriz energética del país, en 2019, estuvo representada en un 62% por gas natural y un 32% por generación hidráulica, como se muestra en la Figura 3. De estos, el 40% es consumido por la zona residencial y el 24,5% por la zona industrial (9). Además, el mercado eléctrico boliviano está integrado por 12 generadores, 4 empresas de transmisión, 10 distribuidoras y 4 clientes libres.

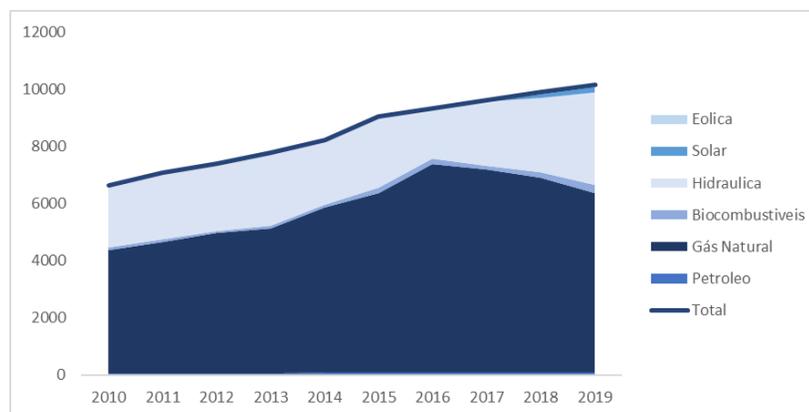


Figura 3. Matriz Energética en Bolivia (9).

Bolivia se presenta hoy como un gran exportador de Gas Natural. No sólo a Brasil, a través de Gasbol y del Gasoducto Lateral-Cuiabá, sino que también es hoy una de las principales fuentes de gas natural de Argentina, a través de dos gasoductos: el GSCY y el GIJA. Actualmente, aún se estudia la creación de nuevos gasoductos hacia el noreste argentino, uniendo Uruguay-Argentina-Bolivia, Bolivia-Paraguay-Uruguay e interconexiones a través de terminales de Gas Natural Licuado (GNL).

Entre las razones que justificarían la integración entre Bolivia y Brasil, Castro cita tres principales (10), como la experiencia positiva ya existente entre los dos países, a través de la cual Brasil ganó seguridad energética y Bolivia pudo aprovechar el financiamiento para el desarrollo económico y social del país; la complementariedad energética entre los dos países, en la que no solo hay integración de escenarios energéticos, ya que los ríos entre Bolivia y el norte del país están interconectados entre sí y la inminente necesidad de aprovechamiento hidráulico por parte de Bolivia, que hoy representa alrededor del 1% de la capacidad interna. Estas razones representan criterios que permitirían un acuerdo de mutuo beneficio entre los países, no sólo financiero, sino también para el desarrollo de las regiones involucradas en los acuerdos y de la política internacional entre ellos, fortaleciendo lazos estratégicos dentro de América Latina.

2.2 Historia de la integración energética Brasil - Bolivia

La historia de la integración energética entre Brasil y Bolivia se remonta a los Acuerdos de Roboré y el Tratado de Cochabamba. El primero, firmado en el contexto del Estado Novo Brasileiro (1939) que buscaba la expansión económica, definía la exploración conjunta del petróleo boliviano y el acceso del país a los puertos brasileños. La asociación entre los países también representó, según Meira,

una ventaja político-económica con la disputa entre Brasil y Argentina por la influencia en América Latina (11).

En los años 70s, a pesar de los criterios en contra, se iniciaron negociaciones para la venta de gas natural de Bolivia a Brasil. Sin embargo, el acuerdo se fragilizó ante las exigencias de Bolivia, fortalecido por la participación de Argentina en las negociaciones, y terminó sin éxito.

La interconexión binacional comenzó, de hecho, con la construcción del gasoducto Brasil-Bolivia, el Gasbol, en 1996. En 1999, año de finalización, el gasoducto pasó por cinco estados brasileños responsables del 82% de la producción industrial nacional. (11). El gasoducto, como se puede apreciar en la Figura 4, tiene una longitud de más de 3000 km, conectando siete estados nacionales.

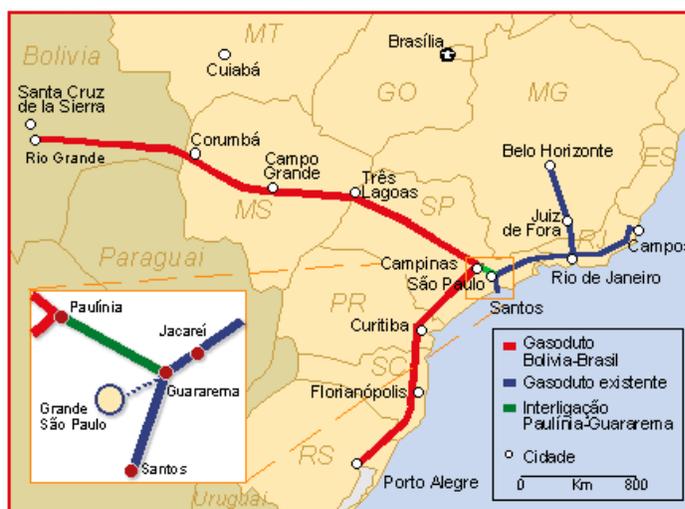


Figura 4. Trazo del Gasbol (12).

Para Brasil, el período posterior a la firma del tratado de La Paz, responsable del acuerdo para la construcción de Gasbol, estuvo caracterizado por el Proyecto de Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileño (RE-SEB), responsable de la reestructuración del sector eléctrico nacional y la desverticalización de las empresas, y por los apagones de principios del siglo XXI. Según Nogueira, el gas natural también fue señalado como una forma de remediar la crisis energética que azotaba al país en ese momento (13). El Plan Decenal, en 1997, también planteó, desde el punto de vista nacional, la incorporación de 7GW de centrales termoeléctricas, de las cuales el 70% sería alimentado con combustibles de Gasbol.

A partir de la década de 2000, los escenarios de inestabilidad política en los países de América del Sur comenzaron a plantear riesgos para la integración, la ya firmada y los planes de nuevas estrategias. En 2005, se inició un proceso de nacionalización de la explotación de los recursos naturales. Las regalías sobre los hidrocarburos bolivianos saltaron del 18% al 50% y el decreto que definió estos cambios aplicó la transferencia de activos de todas las empresas que producían petróleo y gas a la estatal boliviana, y también que el Estado asumiera el control y la dirección de todo el tratamiento de hidrocarburos.

Durante todo el período de cambio de dirección del gobierno –desde la política neoliberal de los años 90 que se casó con la política brasileña y dio origen a Gasbol– hasta la evolución del llamado gobierno indigenista, encabezado por el ascenso de Evo Morales, la estructura y variación de los precios del gas recursos naturales representó un riesgo constante para el suministro brasileño.

El desarrollo político de las instalaciones energéticas bolivianas no representó riesgos de desabastecimiento en los polos nacionales. A partir de 2008, manifestaciones de la oposición de Morales comenzaron a impactar el suministro de gas natural, con el bloqueo del gasoducto e invasión de las refinerías. Durante esta crisis, el gobierno brasileño se vio afectado con el 50% del consumo diario nacional. Después de todos estos conflictos, hoy, con el descubrimiento del Presal, la integración energética atañe más a las interconexiones eléctricas que a la comercialización de gas natural o derivados del petróleo por países.

Sin embargo, así como la interconexión a través de la hidroeléctrica Guajará-Mirim en el río Mamoré, en el norte del país, actualmente forma parte del análisis de expansión del sistema, varias centrales hidroeléctricas dentro de Bolivia podrían beneficiar a Brasil a través de dos corredores principales de interconexión eléctrica, denominados Corredores del Norte. y Corredor central, e ilustrado en la Figura 5.



Figura 5. Interconexiones Propuestas en América Latina. Destaque para el corredor Norte y Centro entre Bolivia-Brasil (15).

El Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) elaboró un estudio que mapeó 216 posibles proyectos hidroeléctricos en Bolivia. De los 10 priorizados, el potencial estimado fue de 1,5 GW de energía (1). Sin embargo, trabajar en la integración energética entre dos países requiere construir lazos de confianza y compromiso. Siendo América Latina escenario de múltiples manifestaciones políticas y crisis socioeconómicas, el riesgo de la integración debe sustentarse en un sólido aparato jurídico y político. Itaipu representa un ejemplo de integración exitosa, ya que definió un enfoque beneficioso para los dos países que participan en el proyecto.

3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN

Como eje de un análisis de integración eléctrica entre países, el objetivo debe ser garantizar el suministro al menor costo financiero y ambiental para ambos integrantes.

Entonces, para asegurar el cumplimiento del balance energético, se utilizó un horizonte de análisis de 20 años. Además se utilizó la demanda proyectada con base en un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo –BID- cuyo crecimiento del consumo de energía en Brasil aumentaría a una tasa de 2,5% anual, mientras que Bolivia presentaría un aumento a una tasa de 0,6% por año [17]. Los valores para Brasil están en línea con los presentados en el plan energético decenal 2019, de la

EPE. El análisis de la evolución de la demanda en ambos países tiene en cuenta el crecimiento de la población, el nivel de desarrollo económico esperado para la región y los avances en eficiencia energética.

Esto haría que Brasil pasara de una demanda de 565 TWh en 2019 a 950 TWh en 2040. A su vez, Bolivia pasaría de 8,8 TWh en 2019 a 10 TWh en 2040, como se muestra en las Figuras 6 y 7.

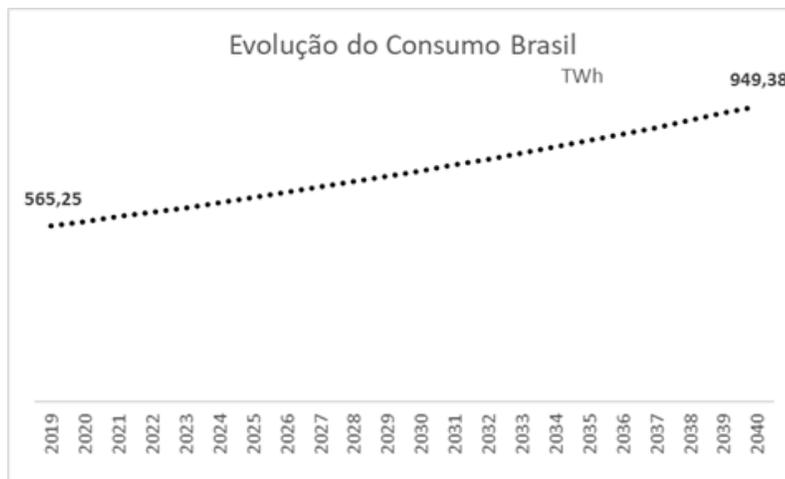


Figura 6. Proyección de consumo de Brasil para los próximos 20 años.

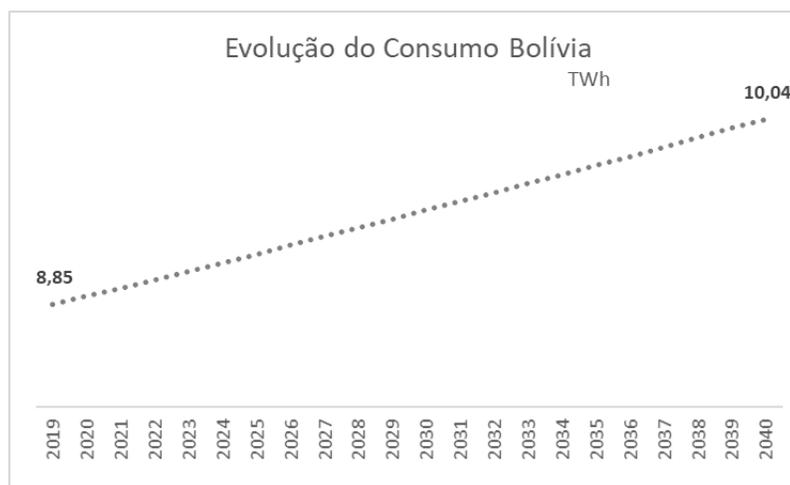


Figura 7. Proyección de consumo de Bolivia para los próximos 20 años.

Considerando, por tanto, que existirá la necesidad de ampliar la oferta para satisfacer esta necesidad futura, se desarrolló un modelo de optimización para determinar el mix energético óptimo para satisfacer la demanda. El modelo se basó en un balance energético para el servicio futuro, en función de cada tipo de fuente que se pudiera

ampliar. Para la optimización se consideró la minimización del costo asociado a cada uno, a través del complemento *Solver* de Microsoft Excel®. Como restricción del modelo, se insertó para atender la demanda y las limitaciones de la expansión hidráulica, en función del potencial inexplorado de cada país. El ejemplo de modelado se puede ver en la Figura 8. El objetivo final fue analizar los costos financieros y ambientales de esta expansión. El *solver* es un software que resuelve problemas de optimización lineal, que trabaja con la correlación de celdas, realizando iteraciones de las variables previamente definidas y, en consecuencia, variando la función objetivo, también previamente definida. A la hora de definir, por tanto, la función objetivo, las restricciones a cumplir y las variables del problema, el software ejecuta una serie de iteraciones hasta llegar al punto máximo o mínimo de la función, según el tipo de problema a resolver.

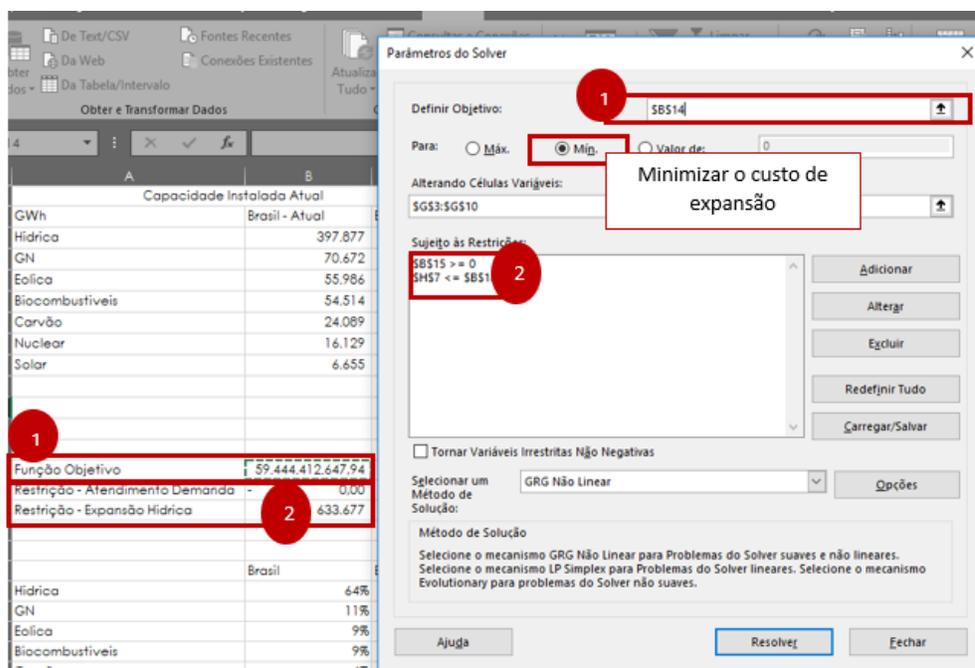


Figura 8. Modelo de optimización usando Solver.

En cuanto a los datos, actualmente, según un informe de la AIE, la matriz eléctrica brasileña está compuesta principalmente por centrales hidroeléctricas (64 %), seguidas de centrales térmicas de gas natural (11 %), eólicas (9 %), biomasa (9 %), térmicas de carbón (4%), nucleares (2%) y, finalmente, plantas fotovoltaicas (1%). Por su parte, Bolivia tiene gran parte de su parque energético abastecido por Gas Natural (62%), seguido de hidroeléctricas (32%), biocombustibles (3%), solar (2%) y eólica (1%). Esta distribución se puede observar en la Figura 9, que muestra la comparación porcentual entre la matriz energética de los dos países.

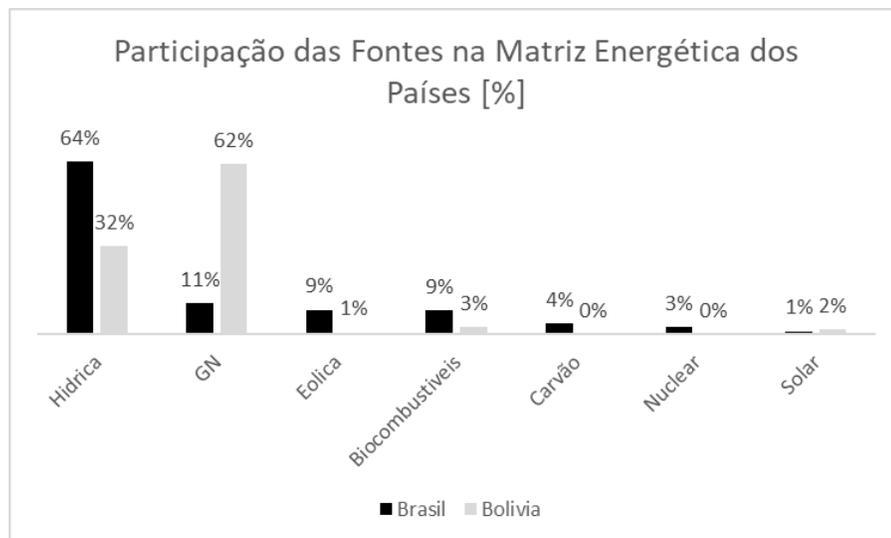


Figura 9. Participación de Fuentes en la Matriz Energética de Brasil y Bolivia (9).

La integración entre estos dos países presenta algunas posibilidades, enumeradas por Rigolin (18), de transportar gas natural a Brasil a través de electricidad, aún generada en territorio boliviano. De esta manera, es posible aumentar la eficiencia en las conversiones de energía y garantizar la diversidad en la satisfacción de la demanda energética interna. Es importante señalar que este tipo de medidas requiere una logística de conversión de energía, ya que los países operan en diferentes frecuencias, con Bolivia en 50 Hz y Brasil en 60 Hz.

Para la composición del costo de expansión se consideraron los costos promedio presentados en el estudio de la Energy Information Administration (EIA) 2020 (17), cuyos resultados por fuente se presentan en la Tabla 1. Estos valores representan el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE). Este estudio, además de presentar un rango de costos para cada tipo de fuente, también presenta una segregación por tipos de combustibles, como carbón o centrales térmicas de biomasa, por ejemplo. También es interesante señalar que las fuentes eólicas y fotovoltaicas ya tienen costos de expansión competitivos, en línea con el avance tecnológico de estas fuentes.

Tabla 1. Costos de instalación de plantas de energía (LCOE) por fuente – US\$/MWh (9).

Fuente	Míni mo	Méd ia	Máxi mo
Carbón	65,10	76,4 4	91,27
Ciclo combinado	33,35	38,0 7	45,31
Turbina de combustión	58,48	66,6 2	81,37
Nuclear	71,90	81,6 5	92,04
Geotermia	35,13	37,4 7	39,60
Biomasa	86,19	94,8 3	139,96
Eólica, On- Shore	28,72	39,9 5	62,72
Eólica, Off- Shore	102,68	122, 25	155,55
Fotovoltaica	29,75	35,7 4	48,0
Hidroeléctri ca	35,37	52,7 9	63,24

Para efectos de analizar la combinación de fuentes, se consideró que la capacidad máxima para la expansión hidroeléctrica nacional es de 172 GWh por año. Esta cifra fue tomada del análisis de la expansión hidroeléctrica de la EPE en la planificación energética de largo plazo y no considera la instalación de nuevos proyectos en áreas indígenas (20). El análisis se realizó desde el punto de vista brasileño, dada la escasez de datos bolivianos. Así, sólo se consideró la limitación del potencial hidráulico de los dos países para satisfacer la demanda futura. Se supone que también habrá expansión de la matriz boliviana para atender la demanda interna de este país y que, como importador, Brasil no representaría un impacto en esta expansión.

A pesar de que los costos financieros hayan sido presentados con base en estudios recientes, el costo ambiental, a su vez, presentó alta subjetividad. La encuesta fue retratada por más de un autor, considerando varios factores diferentes en cada análisis. Amaral y Silva (21) hacen un análisis resumido de algunas de las formas de cálculo de estos costos, que se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Metodologías para la definición de costos ambientales según algunos autores, consolidada por Amaral e Silva (12).

Autor	Definición
Hansen e Mowen (2001)	Costos incurridos porque hubo o puede haber mala calidad ambiental
Eagan e Joeres (2002)	Costos pagados por la empresa debido a los impactos ambientales derivados de la fabricación de sus productos
Jasch (2003)	Comprende los costos internos y externos que surgen debido al daño al medio ambiente o su protección
Ragatschnig e Schnitzer (1998)	Costos que aparecen como resultado de las actividades ambientales de la empresa, es decir, costos de reducción, tratamiento y disposición de relaves y emisiones.

Además de estas formas, Serôa da Motta (22) también menciona que la valoración se puede hacer a través de análisis de costo-beneficio (ACB), análisis de costo-utilidad (ACU) y análisis de costo-eficiencia (ACE). El análisis costo-beneficio tiene como objetivo comparar los costos y beneficios asociados a los impactos que cada estrategia tiene, en el tiempo, sobre la operacionalización de los recursos ambientales, a través del Valor Actual Neto (VAN). El análisis de costo-utilidad integra parámetros económicos y ecológicos. Así, además del parámetro financiero, se analizan conjuntamente indicadores de insustituibilidad, vulnerabilidad, grado de amenaza, representatividad y criticidad. El análisis de costo-eficiencia, a su vez, clasifica solo criterios ecológicos y, entre las opciones que cumplen con los criterios definidos, clasifica por el costo más bajo.

Para definir el valor de cada recurso ambiental, Motta (22) todavía lo separa en Valor de Uso, dividido en uso directo, atribuido al recurso según el bienestar proporcionado por el uso directo, por ejemplo, uso de medicamentos, alimentos, turismo, en uso indirecto, cuando el valor se deriva de las funciones que se han apropiado y utilizado a lo largo del tiempo de manera indirecta, como, por ejemplo, la protección de cuerpos de agua, el reciclaje de desechos, el control de la erosión del suelo, el mantenimiento de la biodiversidad local. Además del valor de uso, el

valor de opción representa cuánto están dispuestos a pagar los individuos para garantizar la posibilidad de usar un determinado recurso y el valor de no uso, que está disociado del uso del recurso y se basa en criterios culturales y morales de preservación de los recursos naturales, tales como campañas para la preservación de las especies y el mantenimiento de los valores culturales, religiosos e históricos.

A su vez, Sundqvist y Söderholm (23) realizaron una revisión de varios estudios de tarificación de los costos ambientales de generar energía a partir de diferentes fuentes, los cuales fueron calculados con base en las metodologías presentadas. Los valores más actuales encontrados para este costo ambiental datan de 1998, y fueron actualizados vía inflación a 2020. Estos valores, por lo tanto, no consideran la evolución del costo de las tecnologías, cuyo impacto puede ser significativo en el análisis de la expansión. de estas fuentes.

Tabla 3. Costos ambientales de la generación de electricidad, por fuente (23).

Fuente	Precio [US\$/k Wh]	Precio actualizado [US\$/kWh]
Carbón	3,62- 8,86	5,83-14,26
Petróleo	3,87- 10,36	6,23-16,68
Gasolina	1,00- 1,62	1,61-2,61
Hidro	3,81	6,13
Eólica	1,43- 1,62	2,30-2,61
Solar	3,81	6,13
Biomasa	0-0,87	0-1,4
Residuos Sólidos Urbanos	5	8,05

No se utilizaron supuestos de costos que involucran subsidios, ni supuestos de programas de incentivos a las fuentes incentivadas, como fue el caso de PROINFA (Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía), por ejemplo, que podrían tener un impacto en el costo de estas fuentes.

La metodología de comparación se basó, por lo tanto, en el uso de dos escenarios: la minimización del costo financiero de ampliar las fuentes para atender la demanda brasileña, considerando sólo las posibilidades nacionales comparadas con el uso del

potencial boliviano y también la minimización del costo ambiental para la misma comparación: considerando solo fuentes energéticas nacionales y apoyándose en el uso de la matriz boliviana.

3.1. Operación del Sistema Uruguayo y Mercado de Energía

En resumen, el análisis realizado se basó en la simplificación de la metodología utilizada por Santos y Legey (24), que trata de minimizar el costo de cumplimiento del balance energético, restringido al servicio brasileño:

$$\text{Minimizar: } F(i)$$

$$\text{s. a. } \text{Atencion}_{\text{demanda}} = 100\%$$

$$\Delta_{\text{hídrica}} \leq 172 \frac{\text{GWh}}{\text{ano}}$$

Por tanto, $F(i)$ corresponde a la siguiente expresión:

$$\sum_{i=1}^7 C_i \Delta_i,$$

Donde:

C_i es el costo de expansión de cada fuente, mostrado en la Tabla 1,

Δ_i es la variación de energía de esa fuente, en GWh/año, y una variable de cálculo.

De $i = 1$ a 7, respectivamente, hay variación de fuentes: Hidroeléctrica, Gas Natural, Eólica, Biocombustibles, Carbón, Nuclear y Solar. Para el Gas Natural se consideraron costos por ciclos de turbinas de combustión.

Para ambos escenarios (potencial interno nacional y aprovechamiento de la integración energética), el modelo minimizó el costo de la matriz energética para atender la demanda total estimada al 2040. El primero, denominado Escenario 1, considera el aprovechamiento únicamente del potencial interno nacional. . El costo, por lo tanto, de ampliar las fuentes de generación en Brasil. El Escenario 2 incluye el potencial hidráulico de Bolivia, como fuente de abastecimiento a Brasil. En la Figura 10, se presenta la matriz de resultados del optimizador para el escenario 1. Es posible inferir, sin embargo, que este costo no presenta componentes de seguridad energética. La inclusión, por ejemplo, de baterías para garantizar la entrega del 100% de la energía generada supondría un incremento significativo de este valor. Según un análisis de Bloomberg New Energy Finance (25), el costo de

las baterías hoy ronda los 150 US\$/MWh (23), lo que representa cerca de 4,5 veces el costo de la fuente. A su vez, la no utilización de formas de almacenamiento sigue siendo en la actualidad la principal debilidad de las fuentes intermitentes, que dependen de otras fuentes para complementar la generación y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

Otra opción para realizar la modulación de carga sería el uso de plantas termoeléctricas o hidroeléctricas con embalses de regulación, que también tienen costos adicionales. El modelo redujo la solar, dando preferencia a la eólica, debido a los costes de la tecnología. Por su parte, la carga de Brasil se complementó con la fuente hidráulica, hasta el límite de expansión, que fue de 570 GWh/año, utilizando gas natural para abastecer la demanda restante. El costo de expansión optimizado para este modelo fue de \$ 12,7 mil millones.

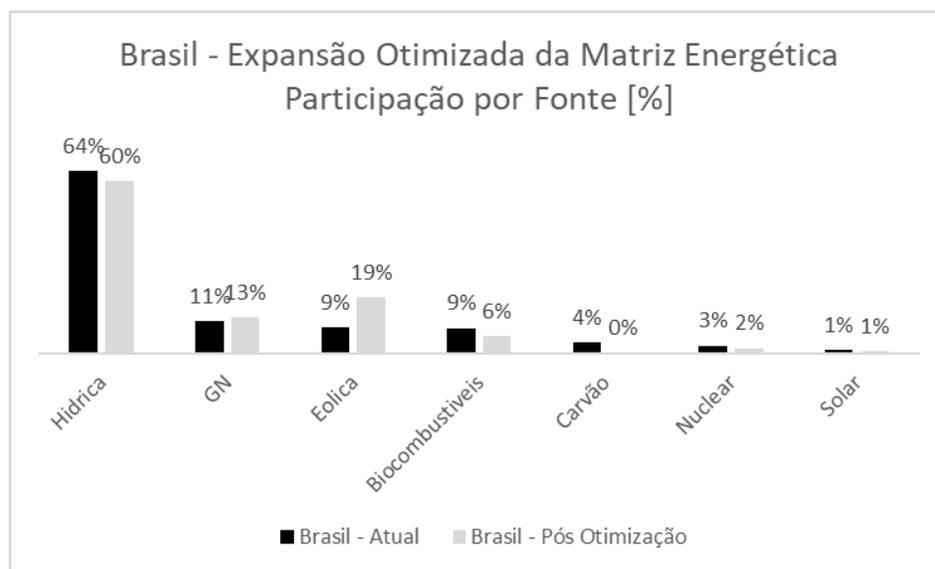


Figura 10. Resultado del optimizador en el escenario 1 - Expansión de la oferta considerando solo productos internos.

Para el escenario 2, consideró la integración Brasil-Bolivia. Para ello se utilizó un costo de transmisión de 150US\$/kW (26). Nuevamente, como se muestra en la Figura 11, el modelo asignó la mayor cantidad de energía posible a la fuente eólica. Sin embargo, con mayor disponibilidad hidráulica, la conversión se hizo enfocándose en esta fuente en detrimento del Gas Natural. Aún con el costo adicional de la cantidad de energía importada, se le dio factibilidad a la integración. Esto se debe a que el costo de transmisión utilizado representó alrededor del 0,01% del costo total de la ampliación de las sedes de los dos países. Al optimizar la integración, el costo total de inversión fue de US\$ 11,2 mil millones, una reducción

del 12% con relación al Escenario 1. Otro punto a tener en cuenta es que en ambos escenarios no hubo restricción por parte del avance de la energía nuclear. Aún así, los valores actuales se mantuvieron, y la expansión en relación a las otras fuentes era financieramente inviable.

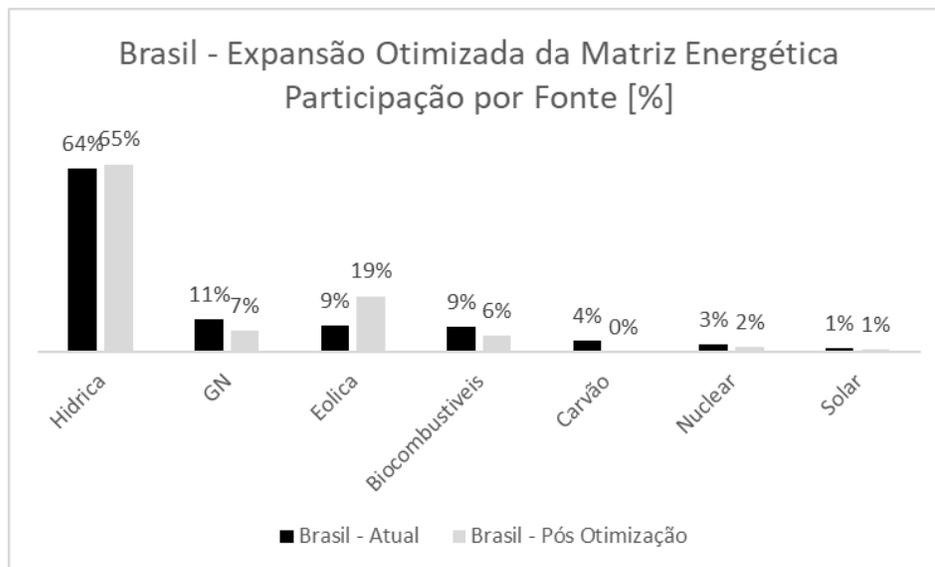


Figura 11. Resultados del modelo de optimización para el Escenario 2: Integración Brasil-Bolivia.

Sin embargo, al incluir el parámetro ambiental en el análisis, los resultados mostraron una diferencia significativa. En la Figura 12, es posible ver que cuando se incluye este costo, la hidroelectricidad deja de ser la prioridad del modelo y el gas natural recibe una ventaja en el desarrollo. En un análisis de integración como el realizado, este incremento en la oferta de gas natural puede ser reforzado aún más por la oferta de combustible bajo el acuerdo internacional. Al considerar la optimización del costo ambiental, el modelo pasó de un costo de US\$ 47 mil millones a US\$ 42 mil millones, una reducción del 11% en relación a no considerar los impactos.

4. CONCLUSIONES

Para llevar a cabo el análisis contenido en este estudio, se hicieron varias suposiciones, las cuales impactan el resultado de varias maneras. Sin embargo, es innegable que aún realizando diagnósticos simplificados, la integración energética entre Brasil y Bolivia es económicamente viable para Brasil, además de todas las ventajas ya mencionadas a lo largo de este artículo. La complementariedad de las regiones presenta además no solo una ventaja generacional, sino también una

ventaja frente a los cambios climáticos que se están produciendo, los cuales pueden impactar cada localidad de manera diferente. La posibilidad de poder contar con diferentes regiones es una ventaja ante esta incertidumbre.

Además, la reducción de costos financieros y ambientales en más de un 10% representa una optimización de recursos aplicable a la atención nacional, escalable al considerar integraciones con otros países. Desarrollando la infraestructura necesaria para estas transacciones de energía, se pueden optimizar aún más los costos futuros, dada la amortización de las obras necesarias para la integración. Esa reducción de costos, que consecuentemente impacta en el costo final de la energía para los brasileños, puede representar mayores inversiones en otros sectores, además de aumentar el desarrollo socioeconómico y tecnológico nacional.

La construcción de centrales hidráulicas es solo una de las formas de oferta energética que se pueden presentar en los escenarios de integración. La evolución y consecuente reducción de los precios de las fuentes renovables puede permitir aumentar su representatividad en la matriz energética boliviana, aquí utilizada como ejemplo. Además, el propio uso de centrales térmicas a gas natural directamente en Bolivia puede reducir el costo de la logística del combustible, actualmente transportado por gasoductos, siendo responsable de la reserva de potencia operativa del sistema nacional, y entregando únicamente el producto eléctrico.

Por otro lado, la inversión de los países en el desarrollo de la integración tiene el potencial de generar empleos, llevar el desarrollo al interior de ambos países, garantizar el cumplimiento de la demanda energética total de los lugares y estimular el desarrollo social y económico de las regiones, objetivos en cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), con los que también ambos países están comprometidos.

Como forma de continuar con este trabajo, sería interesante analizar la evolución de las tecnologías, cuyo precio tiende a volverse más atractivo para las inversiones y, en consecuencia, aumentar la viabilidad económica del uso de nuevas fuentes de energía. Además, el impacto social y el aumento de las inversiones de las empresas en ESG (Environmental, social and Corporate Governance, en portugués, Social, Environmental and Corporate Governance) pueden acelerar aún más este proceso de descarbonización y, en consecuencia, utilizar en mayor escala las energías renovables. fuentes para la generación de energía, otro punto interesante a abordar en el tema de la integración energética como forma de reducir los impactos ambientales, uniendo temas técnicos y revoluciones sociales importantes alrededor del mundo.

REFERENCIAS

- (1) P. Europeu, “UE e Acordo de Paris: a caminho da neutralidade carbônica,” 28 11 2019. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20191115STO66603/ue-e-acordo-de-paris-a-caminho-da-neutralidade-carbonica>. [Acesso em 07 11 2020].
- (2) F. Marques, “O começo da transição - Acordo em Paris sobre mudanças climáticas prevê compromisso global para limitar aumento de temperatura e mira uma economia de baixo carbono,” Pesquisa FAPESP, nº 239, 2016.
- (3) Ministério de Minas e Energia, “Acordo de Paris,” [Online]. Available: <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>. [Acesso em 7 11 2020].
- (4) IEA, “CO2 emissions by sector,” 2020.
- (5) EPE, “Panorama e Perspectivas sobre Integração Energética Regional,” Rio de Janeiro, 2018.
- (6) EPE, “Anuário Interativo,” 2020. [Online]. Available: http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/anuario/AnuarioEE_2020.pdf. [Acesso em 08 11 2020].
- (7) M. E. M. Udaeta, G. F. Burani, M. T. W. Fagá e C. R. R. Oliva, “Ponderação Analítica para da Integração Energética na América do Sul,” Congresso Brasileiro de Planejamento Energetico, Brasília, 2006.
- (8) H. Pergher, “A integração energética na América do Sul: Uma análise das Políticas de Integração Energética Promovidas no Mercosul e na Unasul,” RICRI, vol. 3, nº 5, pp. 55-82.
- (9) IEA, “Total Energy Supply by source,” IEA, 2020.
- (10) N. Castro e R. Rosental, “O setor elétrico da Bolívia e as perspectivas de integração com Brasil,” GESEL , 2017.
- (11) R. S. Meira, “Brasil, Bolívia, Hidrocarbonetos e o Processo de Integração Energética na América do Sul,” Universidade de Brasília, Brasília, 2009.
- (12) M. d. F. S. A. Passos, “Gasoduto Bolívia-Brasil,” ECEN, 10 09 1998. [Online]. Available: <http://www.ecen.com/eee10/gasp.htm>. [Acesso em 08 11 2020].
- (13) D. Nogueira, “Diplomacia do Gás: A Petrobras na política externa de Cardoso para a integração energética com a Bolívia (1995-2002),” Dissertação - Mestrado - PUC-RIO, Rio de Janeiro, 2007.
- (14) S. Binato, “Integração Energética na América Latina,” PSR, 2016.
- (15) Banco de Desenvolvimento da América Latina, “Dez novos projetos hidrelétricos poderiam gerar 1.500 MW na Bolívia,” 02 07 2018. [Online]. Available: <https://www.caf.com/pt/presente/noticias/2018/07/dez-novos-projetos-hidreletricos-poderiam-gerar-1500-mw-na-bolivia-de-acordo-com-um-estudo-do-caf/>. [Acesso em 04 03 2021].
- (16) I.-A. D. Bank, “Lights on? Energy Needs in Latin American and the Caribbean to 2040,” 2014.

- (17) P. H. d. C. Rigolin, “Avaliação Global dos Modelos Energéticos de Transporte do Gás Natural Inclusive como Energia Secundária,” São Pauli, 2007.
- (18) U. E. I. Administration, “Annual Energy Outlook 2020,” 2020.
- (19) EPE, “Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo,” Rio de Janeiro, 2018.
- (20) F. G. Amaral e P. R. S. d. Silva, “Análise de Custos Ambientais em Processos Industriais,” 2008.
- (21) R. S. d. Motta, R. A. Ortiz e S. d. F. Ferreira, “Avaliação Econômica dos Impactos Causados pela Poluição Atmosférica na Saúde Humana,” III Encontro da Sociedade Brasileira de Economia Ecologica, Recife, 1999.
- (22) T. Sundqvist e P. Söderholm, “Valuing the Environmental Impacts of Electricity Generation: A critical survey,” Lulea University of Technology, Lulea, Sweden, 2003.
- (23) H. L. Santos e L. F. L. Legey, “A model for long-term electricity expansion planning with endogenous environmental costs,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Rio de Janeiro, 2013.
- (24) Bloomberg New Energy Finance, “Solar and Wind Cheapest Sources of Power in Most of the World,” 28 04 2020. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-04-28/solar-and-wind-cheapest-sources-of-power-in-most-of-the-world>. [Acesso em 2021].
- (25) R. W. K. P. Andrew Mills, “The Cost of Transmission for Wind Energy: A review of Transmission Planning Studies,” Berkeley National Laboratory, 2009.
- (26) A. M. Consulting, “Zero Carbon Roadmap,” [Online]. Available: <https://afry.com/en/zero-carbon-roadmap>. [Acesso em 07 11 2020].
- (27) C. Energia, “BNEF: Eólica, solar e baterias ficaram mais competitivas desde o 2º semestre de 2019,” 2020.
- (28) J. M. Amaro Pereira, “Análise das Emissões de Gases de Efeito Estufa do Setor Elétrico Brasileiro e Papel das Termelétricas a Carvão Mineral,” [Online]. Available: https://www.carvaomineral.com.br/arquivos/Relatorio_ABCM_V4_final_amaro.pdf. [Acesso em 08 11 2020].