



Integración energética en América Latina: oportunidades y desafíos

Clarissa Lins y
Bruna Mascotte

Datos Técnicos

AUTORAS

Clarissa Lins
Bruna Mascotte

COORDINACIÓN EDITORIAL

**Programa Regional de Seguridad Energética y Cambio Climático
en América Latina (EKLA) de la Fundación Konrad Adenauer (KAS)**

Nicole Stopfer, *Directora*
Anuska Soares, *Coordinadora de Proyectos*

Centro Brasileño de Relaciones Internacionales (CEBRI)

Jorge Camargo, *Vicepresidente del Patronato*
Julia Dias Leite, *Directora Ejecutiva*
Cintia Hoskinson, *Consultora de Proyectos*

SOPORTE EDITORIAL

Gustavo Berlie

DISEÑO GRAFICO

Presto Design

REALIZACIÓN



Las opiniones expresadas en esta publicación son
responsabilidad exclusiva de las autoras.

Integración energética en América Latina: oportunidades y desafíos



Clarissa Lins

Miembro Senior
de CEBRI y socia
fundadora en
Catavento



Bruna Mascotte

Socia en Catavento

Contenido:



Resumen Ejecutivo

¿Por qué integrar el sector energético latinoamericano?

América Latina tiene hoy un sector energético próspero, con un amplio potencial de expansión. En 2018, el suministro de energía primaria en la región totalizó 841 Mtep, con una generación eléctrica de 1617 TWh.¹ Además, hay amplias reservas de combustibles fósiles, que albergan el 18,7% de las reservas mundiales probadas de petróleo, en particular Venezuela (17,5% de las reservas mundiales²) y Brasil (12,7 mil millones de barriles), y 4 % de las reservas mundiales de gas natural.³ Asimismo, en el contexto de la transición energética, la región ya tiene una alta participación de fuentes renovables, especialmente hidroeléctricas, en que destaca Brasil, aparte del enorme potencial de energías renovables como la solar, la eólica y los biocombustibles. Sin embargo, los recursos energéticos se encuentran distribuidos de manera desigual en todo el continente, lo que hace pertinente el debate sobre la complementariedad y una mayor integración regional.

La lógica de la integración energética enumera como posibles efectos positivos la promoción de la seguridad energética, una mayor eficiencia sistémica, bajos costos, la expansión de mercados e impactos socioambientales positivos. Por consiguiente, el proceso de integración se puede clasificar en diferentes etapas de madurez,⁴ dejando claro que la integración regional efectiva no se limitaría a la existencia, por ejemplo, de una línea de transmisión entre dos países. Inicialmente, las interconexiones se utilizan para posibilitar el suministro variable de energía eléctrica entre los países involucrados, evolucionando potencialmente a la contratación en firme de energía entre países, con la firma de contratos bilaterales o incluso la construcción de plantas binacionales. La fase final se caracteriza por el acoplamiento de los mercados, lo que requiere de una armonización regulatoria respecto a los volúmenes de energía vendidos y a la formación de precios, así como una planificación energética compartida.⁵

La opción por el nivel de integración energética se da de acuerdo con los incentivos que tiene cada país al promoverla. Aun así, es importante enfatizar que este nivel de integración resultará del grado de desarrollo de 4 pilares: recursos energéticos, redes, reglas y confianza. Los recursos energéticos abundantes y distribuidos desigualmente en América Latina representan potencialmente un incentivo para la integración. Las redes construidas a través de gasoductos, interconexiones y plantas binacionales representan un interesante punto de partida, a pesar de tener un papel marginal en sus economías. Los dos últimos aspectos, por otro lado, parecen ser menos prometedores. La región sufre de inestabilidad regulatoria y política crónica, aparte que no hay reglas armonizadas entre los países. El último pilar - el de la confianza - es la principal barrera para una mayor integración, a causa de experiencias pasadas que llevaron al incumplimiento de contratos y al corte del suministro.

1. IEA. World Energy Outlook 2019. 2019

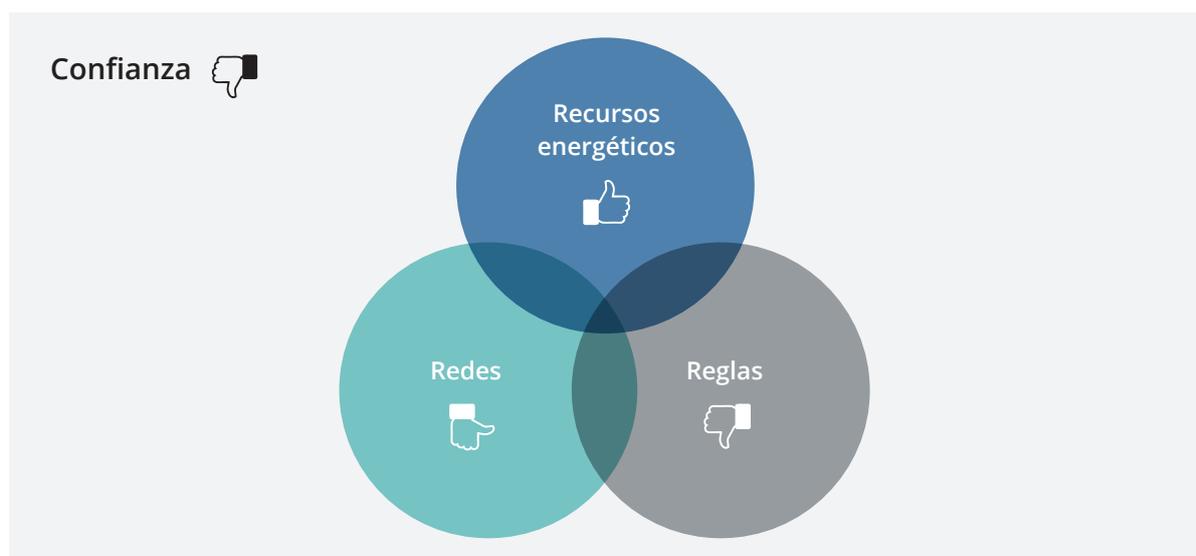
2. A pesar de ser cifras oficiales, existen dudas sobre la veracidad de los datos de reserva y producción reportados por Venezuela.

3. BP - Statistical Review of World Energy: Oil - total proved reserves; Natural gas - total proved reserves. 2020

4. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

5. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

Figura 1. Integración energética en América Latina



Fuente: Análisis de Catavento a partir de FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

Historia: muchas expectativas, poca confianza

La historia de la integración energética en América Latina estuvo marcada por altas expectativas, seguidas de resultados a menudo frustrantes. En el sector eléctrico, el proceso de mayor integración se inició en la segunda mitad del siglo XX, cuando se desarrollaron los aprovechamientos hidroeléctricos binacionales en Itaipú (Brasil-Paraguay), Salto Grande (Argentina-Uruguay) y Yacyretá (Argentina-Paraguay).

El desarrollo del potencial hidroeléctrico en la frontera, por un lado, respondió a un deseo geopolítico de defender la autonomía energética nacional.⁶ Por otro lado, parecía ser una consecuencia natural de la posición geográfica de los emprendimientos.

Aún en la década de 1980, se construyeron interconexiones entre Argentina y Chile con el fin de reducir la dependencia de este último respecto a la importación de combustibles fósiles para generación térmica. El aumento de la integración coincidió con la liberalización de los países latinoamericanos en la década de los noventa, a través de la apertura de mercados y la atracción de inversiones privadas, la mayoría de las cuales fueron responsables de la construcción de dichas interconexiones. En aquella época, se creía que el desarrollo de los respectivos mercados internos generaría excedentes que harían posible el intercambio entre países, debido a las fluctuaciones en los costos operativos marginales de cada mercado.⁷

Por lo tanto, al final de la ola liberal en los años noventa vino un período marcado por la desconfianza generada por las dificultades para cumplir los compromisos de oferta, acompañada, en muchos casos, de tendencias nacionalistas.⁸ Las crisis de suministro de la década de 2000 llevaron a los países a priorizar el suministro interno, lo que provocó el incumplimiento de contratos. En el sector eléctrico, el caso más emblemático fue el de Argentina, que cortó el suministro eléctrico a Chile, Uruguay y Brasil en 2005.

En vista de ese historial, el contexto actual de integración eléctrica es tímido, como se puede ver en el ejemplo de Brasil. A pesar de tener frontera con 10 de los 12 países de Sudamérica, tiene interconexión eléctrica con solo 4 de ellos: Paraguay, Uruguay, Argentina y Venezuela.

6. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

7. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

8. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

Figura 2. Mapa de América Latina con interconexiones y plantas binacionales



Fuente: Elaborado por Catavento a partir de EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

En el sector del gas natural, la integración en América Latina se inició con el fin de complementar a los mercados, dada la oferta excedentaria en Bolivia y Argentina y la existencia de mercados donde había demanda, especialmente Brasil y Chile.⁹ Dichos esfuerzos comenzaron en la década de 1970, con la construcción del gasoducto Yabog para importar gas boliviano a Argentina. Además, se construyeron gasoductos que conectan Argentina con Chile (1996-2001), Uruguay (1998) y Brasil (2000). En el mismo período sucedió la construcción de Gasbol (1999) entre Brasil y Bolivia y, más al norte, la construcción de un gasoducto entre Colombia y Venezuela (2007).¹⁰ A pesar de los planes e intenciones para la integración continua de los mercados de gas de América Latina a través de la construcción de numerosos gasoductos adicionales,¹¹ estos encontraron dos barreras importantes a partir de la década de 2000: (i) desafíos políticos y económicos y (ii) consolidación del gas natural licuado (GNL) como fuente competitiva, a partir del *boom* del esquisto.

Durante la crisis económica que enfrentó Argentina el 2001 bajo el gobierno de Kirchner, la producción nacional de gas natural se redujo sustancialmente, generando un déficit interno y la consiguiente ruptura de los contratos de exportación, con un gran impacto en el mercado chileno. A pesar de impactos menos graves en Brasil y Uruguay, este hecho disminuyó la confianza entre los países. En el Norte, los contratos establecían que Colombia exportaría gas natural a Venezuela solo hasta el 2011 y que el flujo se revertiría a partir del 2012. Dicho compromiso no se cumplió debido a retrasos en el desarrollo de las reservas venezolanas.¹²

9. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponible en: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

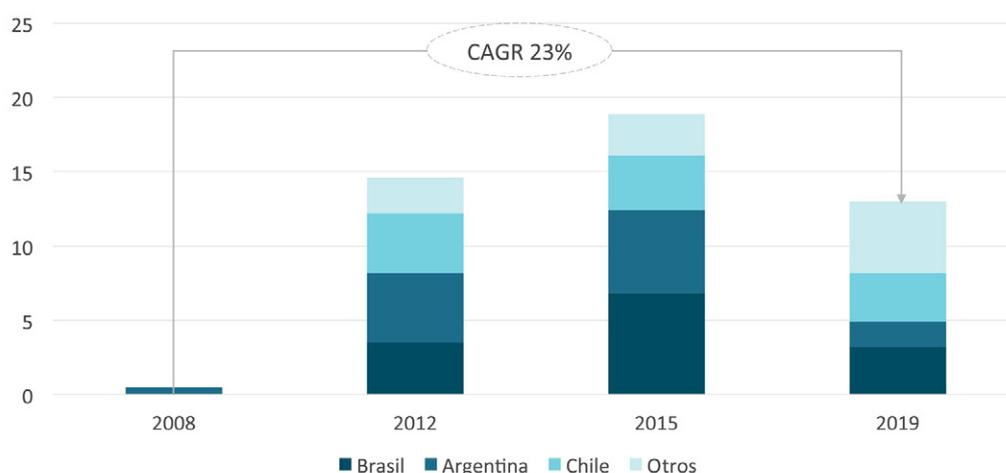
10. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

11. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponible en: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

12. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

Si bien la integración a través de gasoductos no produjo resultados prometedores, el aumento de la producción de gas de esquisto en Norteamérica y la consolidación de los mercados mundiales de GNL crearon una nueva alternativa a los países latinoamericanos. El GNL, transportado a través de barcos y a menudo denominado “oleoducto flotante”,¹³ brindaba, en aquel entonces, seguridad en el suministro, grandes volúmenes de oferta y mayor flexibilidad.¹⁴ La primera operación de importación de GNL en América Latina tuvo lugar en 2008 y los volúmenes aumentaron sustancialmente hasta el 2015, superando los 18 mil millones de metros cúbicos/día con enfriamiento posterior recientemente, lo que representa un crecimiento anual promedio (CAGR) de 23.4% desde 2008.¹⁵ Actualmente, el GNL es responsable del 80% del consumo de gas natural chileno, en contraste con principios de la década de 2000, donde el país dependía en un 100% de la importación de gas argentino a través de gasoductos.¹⁶

Figura 3. Importaciones de GNL en América del Sur y Central



Fuente: Elaborado por Catavento a partir de EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

Además, es importante señalar que América Latina también se benefició con el desarrollo de GNL al exportar los excedentes de producción. Trinidad y Tobago exportó 17 mil millones de metros cúbicos de GNL en 2019,¹⁷ lo que representa casi el 40% de la demanda latinoamericana del insumo. Perú inició la exportación en 2010, alcanzando un volumen de 5 mil millones de metros cúbicos en 2019,¹⁸ tras el desarrollo del Campo Camisea, con México como principal destino, a través de contratos de largo plazo.¹⁹

En este contexto, a pesar del amplio apoyo político y diplomático a la integración energética en el sector de gas natural, los intercambios a lo largo de los años se han limitado a iniciativas bilaterales entre productores y consumidores, sin una armonización regulatoria y mecanismos de precios efectivos. Además, a la atmósfera de baja confianza la alimentaba la preferencia por la autosuficiencia. Como forma visual de ejemplificar tal estancamiento, se puede comparar el mapa de gasoductos en América del Sur en 2003 y en 2019, el cual ilustra bien la inexistencia o baja expansión que se produjo, en detrimento de las intenciones expresadas.

13. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponible en: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.shtml>

14. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

15. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

16. THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

17. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

18. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

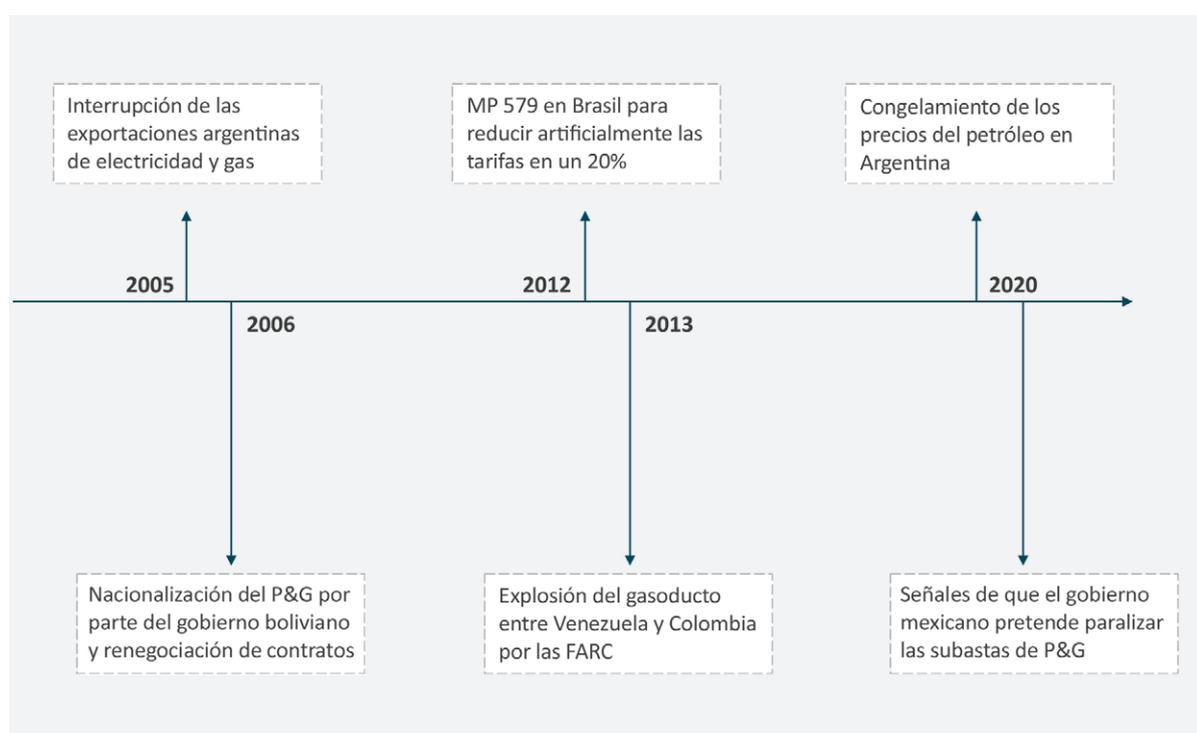
19. THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

Lecciones aprendidas

Al analizar experiencias pasadas de integración energética, encontramos algunos factores comunes que se configuran como lecciones aprendidas y son a menudo barreras para una mayor integración.

En primer lugar, se concluye que un **entorno político-económico inestable**, como el de América Latina, no favorece a la integración energética. Los cambios en los lineamientos ideológicos, además de un alto nivel de intervención en los precios administrados, causan inseguridad jurídica y energética y comprometen las inversiones. El cuadro resumen a continuación ejemplifica algunas de las intervenciones sufridas por el sector energético en la región:

Figura 4. Ejemplos de intervención gubernamental o inestabilidad política y social en América Latina



Fuente: Análisis de Catavento

La importancia de la armonización regulatoria entre países, además de un marco institucional y de gobernanza sólido, en particular en lo que respecta a los tratados internacionales que garanticen la previsibilidad y la seguridad jurídica es evidente. Necesitamos la participación diplomática de los países para alinear los objetivos nacionales, por ejemplo, a través de diálogos bilaterales o mecanismos de cooperación multilateral que puedan conferir una certeza jurídica adecuada para la resolución de conflictos.²⁰ Además, la existencia de instituciones supervisoras supranacionales es importante para garantizar el cumplimiento de los acuerdos y tratados.²¹

Por último, **los agentes privados muchas veces se vuelven frágiles** ante los proyectos de integración energética, debido a la importancia que tienen las entidades gubernamentales para su rentabilidad efectiva. Las empresas tienen como objetivo generar valor para sus grupos de interés, especialmente los accionistas. Por esto, en contextos de integración energética entre países, las de-

20. EPE. Plano Nacional de Energia 2050. 2020

21. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

cisiones de inversión y cartera estarían sujetas a los intereses de gobiernos y no solo al cumplimiento del deber fiduciario por parte de sus administradores. Por ende, habría una percepción de alto riesgo político por parte de dichos proyectos que, no pocas veces, no compensarían las inversiones necesarias para su realización, especialmente en vista del riesgo de intervención gubernamental antes mencionado.

Una mirada al futuro

A partir del contexto histórico esbozado y las lecciones aprendidas, tenemos que reflexionar respecto a cómo una discusión sobre la integración energética regional en América Latina encaja en el contexto de macrotendencias que rediseñan el futuro de la energía.²² Lo haremos desde la perspectiva de 4 transformaciones en curso en el sector energético: (i) cambio climático, (ii) transición energética y mayor penetración de nuevas renovables, (iii) nuevas tecnologías y digitalización y (iv) la nueva orientación geopolítica.

La evidencia científica que rodea a la intensificación del cambio climático es indiscutible.²³ Para el sector energético, el cambio climático implica una mayor exposición a riesgos físicos como sequías más frecuentes, eventos climáticos extremos, incidencia de descargas eléctricas y cambios en los patrones de lluvia.²⁴ Como se puede ver en el marco a continuación, los activos eléctricos, en particular las líneas de transmisión y subestaciones, están altamente expuestos a riesgos climáticos.²⁵ Estos eventos dificultan la planificación y operación de los sistemas energéticos, además de poner en riesgo a la seguridad energética. Consecuentemente, los esfuerzos para hacer el sector más resiliente podrían beneficiarse de una mayor integración, ya que esta permite la diversificación de fuentes y la complementariedad de recursos, como hemos visto en la primera sección.

Figura 5. Análisis de la exposición de activos del sector eléctrico a los riesgos climáticos físicos

Evento climático	Generación				Transmisión y distribución	
	Nuclear	Eólica	Fotovoltaica solar	Hidroeléctrica	Líneas de transmisión	Subestaciones
Aumento del nivel del mar e inundaciones	Medio	Medio	Bajo	Bajo	Medio	Medio
Inundaciones fluviales	Medio	Medio	Relevante	Medio	Medio	Medio
Huracanes, tornados y ciclones	Relevante	Relevante	Medio	Bajo	Alto	Medio
Tornados	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Relevante	Bajo
Sequías	Medio	Bajo	Medio	Medio	Bajo	Bajo
Calor extremo	Medio	Medio	Relevante	Bajo	Relevante	Medio
incendios forestales	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Alto	Alto

Fuente: MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020

22. WEF. Global Risks Report. 2018

23. Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC. Synthesis Report: Summary for policy makers. 2014

24. COUNCIL ON FOREIGN RELATIONS. Climate Risk Impacts on the Energy System. 2019

25. MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020

Además, el cambio climático pone en primer plano la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y, para ello, la sustitución de las fuentes de energía fósiles por renovables. Centro y Sudamérica ya obtienen el 32% de su suministro de energía primaria y el 66% de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, como la solar, la eólica y la biomasa. La Agencia Internacional de Energía prevé que, en 2040, este porcentaje puede llegar al 38% y 72% en un escenario de referencia, y al 49% y 88% en un escenario alineado con el Acuerdo de París.²⁶ Dicho crecimiento estaría relacionado con el movimiento global de transición hacia una economía baja en carbono y con el vasto potencial de América Latina para el desarrollo de fuentes renovables, como se puede apreciar en el siguiente mapa:

Figura 6. Gran potencial de energías renovables en América Latina



Fuente: BID. Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean. 2014

En este sentido, la transición energética y la consecuente mayor penetración de renovables intermitentes, cuyo perfil de generación varía a lo largo del día y del año, imponen a los sistemas energéticos globales el desafío de brindar flexibilidad y seguridad energética. En tal escenario, la integración energética regional, con sus beneficios potenciales de complementariedad y diversificación de recursos, puede ayudar a brindar mayor flexibilidad a los sistemas. Además, habría campo para una colaboración en investigación y desarrollo de fuentes energéticas y minerales del futuro, como el hidrógeno, combustibles sintéticos de bajo contenido de carbono, y la prospección de metales necesarios para promover una cadena de bajo carbono.

Asimismo, la digitalización del sector energético y el uso cada vez mayor de tecnologías como la de generación distribuida y el almacenamiento de energía pueden promover una mayor proximidad entre la generación y el consumo, y reducir la necesidad de líneas de transmisión largas para brindar seguridad y flexibilidad, lo que puede reducir incentivos a la integración energética regional.

26. IEA. World Energy Outlook. 2019

Finalmente, la geopolítica global y continental tuvo cambios importantes desde los años en que se realizaron esfuerzos más profundos de integración energética. Cabe destacar que las tendencias nacionalistas se han ido fortaleciendo en el siglo XXI, y el orden internacional ha vivido una crisis de valores, y las tensiones comerciales y las instituciones supranacionales han perdido su protagonismo.²⁷ Tal ambiente de priorización de intereses nacionales no favorece el impulso de la integración energética regional, que aún se agudiza en América Latina ante las crisis de confianza y reputación ocurridas en el pasado reciente.

Desde un punto de vista consolidado, se puede apreciar que, dadas las macrotendencias que re-diseñan el futuro del sector energético, existe un alto nivel de incertidumbre sobre el papel que puede jugar la integración regional. Con respecto específicamente a América Latina, el futuro del tema tiende a depender, en gran escala, del interés brasileño.

Figura 7. Macrotendencias e incentivos a la integración energética regional

Macrotendencia	Impacto en el sector energético	Incentivo potencial para la integración regional
Cambios climáticos	Búsqueda de resiliencia a los riesgos físicos	 La integración podría proporcionar seguridad energética y diversificación de fuentes
Transición energética	Mayor participación de fuentes renovables intermitentes	 La integración podría brindar flexibilidad al sistema a través de la complementariedad
Digitalización y generación distribuida	Mayor seguridad y descentralización	 Valoración de los proyectos locales, con menos incentivo para construir grandes proyectos intercontinentales.
Geopolítica turbulenta	Crecimiento de tendencias nacionalistas	 Un ambiente de desconfianza y priorización de los intereses nacionales, sin incentivar la integración regional

Fuente: Análisis de Catavento

Brasil representa actualmente el 43% del suministro de energía primaria en Centro y Sudamérica (285 Mtep) y el 45% de la generación eléctrica del continente (593 TWh).²⁸ En vista de esta relevancia, cualquier proceso de integración regional eficaz depende fundamentalmente del compromiso brasileño.²⁹ El país limita con 10 de los 12 países de América del Sur, tiene buenas relaciones comerciales y diplomáticas con la mayoría de sus vecinos, sólidas instituciones en el sector energético y experiencia en la construcción, planificación y operación de sistemas energéticos de larga distancia.³⁰

Por otro lado, ¿cuál sería el interés efectivo de Brasil en promover la integración energética? El país, a través del alto nivel de diversidad de fuentes de energía distribuidas de manera desigual en el territorio, ya se beneficia de la diversificación de fuentes y la complementariedad dentro de los límites nacionales. Aun así, las barreras físicas que separan a Brasil de sus vecinos, como la Selva Amazónica y los Andes, además de la gran distancia entre las fronteras y los centros de consumo

27. WEF. Global Risks Outlook: A Preliminary Mapping and Its Implications. 2020

28. IEA. World Energy Outlook. 2019

29. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

30. KAS, GESEL. Biato et al. Constraints and Perspectives of the Energy Integration in South America. 2017

de energía en el Sureste, son barreras adicionales que podrían generar un aumento significativo en los costos de los proyectos de integración.³¹

En este escenario, a pesar de ser un factor clave para la integración energética efectiva en América Latina, Brasil no parece tener los incentivos adecuados para ejercer ese liderazgo.

La integración energética debe significar complementariedad y no dependencia. La historia le da lecciones al continente latinoamericano para evitar que cometa los mismos errores que en el pasado. En la búsqueda de la reconstrucción de la confianza perdida y en medio de un sector energético en transición, es necesario reflexionar sobre los incentivos reales que tienen los países para promover la integración. Frente al escenario de las décadas de 1980 y 1990, o incluso a los desafíos de la década de 2000, hoy se abre un mundo nuevo y es necesario estar preparados para mirar a la integración regional desde la perspectiva del futuro de la energía. Gran parte de la lógica de la integración energética en América Latina, con grandes proyectos de infraestructura, hidroeléctricas y gasoductos, parece estar en el pasado.

En este contexto, y luego de lo expuesto a lo largo del estudio, es evidente que las oportunidades de mayor integración son marginales en el sector eléctrico, limitadas a regiones fronterizas, pero existentes ante las potenciales ganancias en flexibilidad y seguridad energética. En el sector del gas natural, en cambio, ciertamente son más tímidas, principalmente en vista de la transición hacia una economía baja en carbono, y la competencia con las reservas nacionales y el GNL comercializado a nivel mundial.

Una condición necesaria, aunque no suficiente, sería comenzar por restablecer los lazos de confianza entre países, que se han visto gravemente afectados por episodios intervencionistas. Y, aún por verificar, el estímulo a la eficiencia que trae la integración en un contexto energético hacia un futuro descentralizado, descarbonizado y digital.

31. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SALEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

Resumen

1	1. Introducción
2	2. Integración energética: conceptos y motivación
3	Beneficios potenciales
5	Niveles de madurez
9	3. Resumen histórico: mucha intervención y poca confianza
9	Sector eléctrico
13	Gas natural
19	4. Lecciones aprendidas y barreras a la integración
22	5. Una mirada al futuro
22	Tendencias globales e incentivos a la integración
25	Vocación brasileña de liderazgo
27	6. Conclusión
28	7. Referencias bibliográficas
31	Sobre CEBRI

1. Introducción

El Núcleo de Energía del Centro Brasileño de Relaciones Internacionales - CEBRI tiene como objetivo estimular el debate sobre temas relacionados con el tema energético que (i) tienen potencial para apalancar la inserción de la industria brasileña en cadenas globales; (ii) están alineados con las tendencias energéticas (innovaciones tecnológicas, regulación, geopolítica, gestión, etc.); y (iii) tienen el potencial de influir en el desarrollo de políticas públicas para la creación de un entorno de inversión competitivo y atractivo.

Además, el Núcleo tiene una visión estratégica para desarrollar el vasto potencial nacional y transformar a Brasil en una potencia energética, en un entorno empresarial abierto, diversificado y competitivo, adhiriéndose a la transición global hacia una economía baja en carbono. De esta forma, el país pertenecerá al futuro de la energía.

La Fundación Konrad Adenauer (KAS), a través de su Programa Regional “Seguridad Energética y Cambio Climático en América Latina” (EKLA), tiene como objetivo proporcionar plataformas tanto tradicionales como nuevas (digitales) para iniciar un diálogo suprarregional sobre cambio climático, y políticas energéticas y medioambientales. Por lo tanto, se centra en análisis, debates y perspectivas geoestratégicas, haciendo hincapié en la estrecha colaboración con participantes alemanes y europeos.³²

La integración energética regional es un tema muy debatido en América Latina, pues algunas partes interesadas indican que hay un enorme potencial inexplorado, mientras que otras son notablemente escépticas. Con el fin de fomentar el debate y la promoción del conocimiento sobre el tema, el Núcleo de Energía de CEBRI y EKLA-KAS firmaron una alianza para explorar el tema. Esa discusión se benefició de un debate ocurrido el 3 de septiembre de 2020, el cual contó con la participación de Décio Oddone, exdirector general de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles – ANP, y con amplia experiencia en diferentes países de la región; Thiago Barral, presidente de Energy Research Company – EPE; y Marta Jara - miembro del Comité Asesor del Programa Latinoamericano de Wilson Center. El debate también contó con comentarios de Jorge Camargo, vicepresidente del Patronato de CEBRI, y Nicole Stopfer, Directora del Programa Regional “Seguridad Energética y Cambio Climático en América Latina” (EKLA) de la Fundación Konrad Adenauer (KAS), con moderación de Clarissa Lins, Miembro Senior de CEBRI y socia fundadora de Catavento.

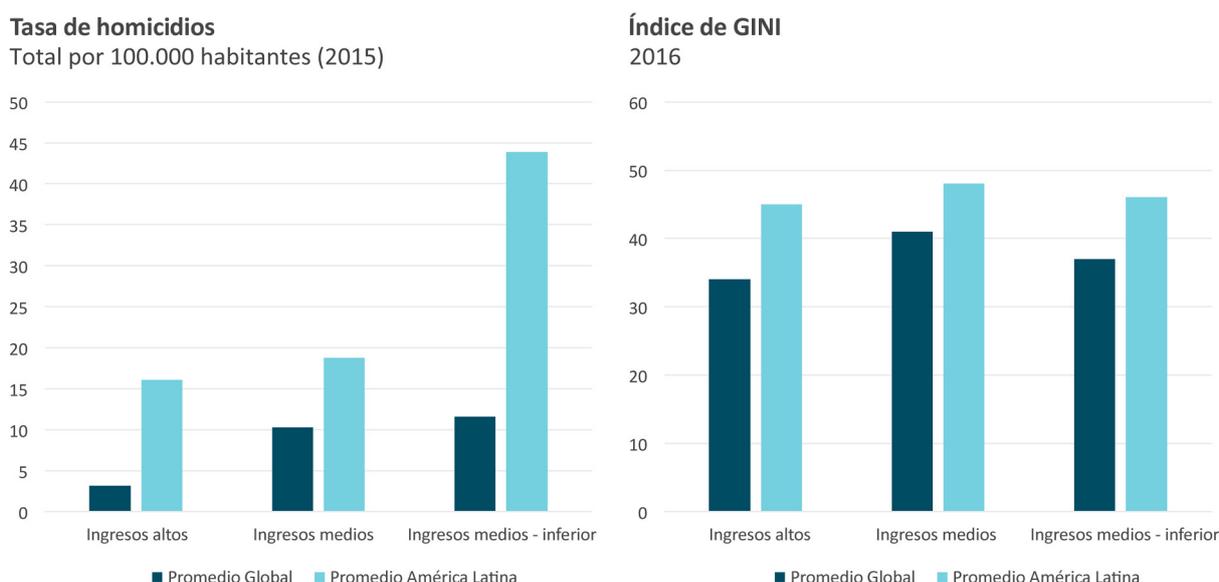
Este estudio tiene como objetivo consolidar y profundizar los puntos discutidos en el evento. A través del análisis de publicaciones técnicas, datos y hechos, se busca evaluar las experiencias pasadas de la región en materia de integración energética, reflexionar sobre las lecciones aprendidas, y analizar el potencial futuro de una mayor integración con vistas al futuro de la energía que se desarrolla desde de las macro tendencias globales.

32. KAS. Programa Regional Segurança Energética e Mudanças Climáticas na América Latina. Disponible en: <https://www.kas.de/pt/web/energie-klima-lateinamerika>

2. Integración energética: conceptos y motivación

América Latina es una región próspera, con vastos recursos naturales, potencial económico relevante y desafíos sociales no triviales. La región fue, y a menudo sigue siendo, escenario de grandes expectativas en cuanto a su desarrollo. Pese a ello, el PIB de la región alcanzó los 5,7 billones de dólares en 2019, lo que representa solo el 6,5% del PIB mundial³³, mientras que alberga al 8,4% de la población mundial, con más de 600 millones de habitantes³⁴. Además, la región enfrenta serios problemas sociales, como un alto nivel de violencia, corrupción y desigualdad social, algo que se puede ilustrar en la Figura 8, que muestra tasas de homicidio y tasas de GINI superiores al promedio mundial.³⁵

Figura 8. Tasa de homicidios e índice GINI de América Latina y el Caribe en comparación con el promedio mundial



Fuente: OCDE. Latin American Economic Outlook 2019. 2019³⁶

33. BANCO MUNDIAL. Data – GDP Current US\$. Disponible en: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=ZJ>

34. BANCO MUNDIAL. Data – Population Total. Disponible en: <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=ZJ>

35. OCDE. Latin American Economic Outlook 2019: Development in Transition. 2019

36. Clasificación de países latinoamericanos por la OCDE: Ingresos altos (Argentina, Bahamas, Barbados, Chile, Panamá, Puerto Rico, Trinidad y Tobago y Uruguay), Ingresos medios - altos (Belice, Brasil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, Granada, Guatemala, Guyana, Jamaica, México, Paraguay y Perú), Ingresos medios - bajos (Bolivia, El Salvador, Honduras y Nicaragua).

A pesar del desafiante contexto socioeconómico, al sector de energía siempre se lo ha considerado una fortaleza en la región, especialmente en lo que respecta a la amplia gama de recursos naturales disponibles. En 2018, el suministro de energía primaria en la región totalizó 841 Mtep, con una generación eléctrica de 1617 TWh.³⁷ Además, existen amplias reservas de combustibles fósiles, que albergan el 18,7% de las reservas probadas de petróleo mundiales, en particular Venezuela (17,5% de las reservas mundiales)³⁸ y Brasil (12,7 mil millones de barriles), y 4% reservas mundiales de gas natural.³⁹ Asimismo, en el contexto de la transición energética, la región ya cuenta con una alta participación de fuentes renovables, especialmente agua con énfasis en Brasil, además del gran potencial de renovables como la solar, eólica y biocombustibles. Sin embargo, los recursos energéticos se encuentran distribuidos de manera desigual en todo el continente americano, lo que hace oportuno el debate sobre complementariedad y campo para una mayor integración regional.

La integración busca promover la reducción de barreras entre países en cuanto al flujo de bienes, servicios, capitales, personas e ideas.⁴⁰ Tal iniciativa tiene sentido basándose en el concepto económico de eficiencia y economías de escala.⁴¹ Para que ocurra de manera efectiva, la integración requiere la existencia de una infraestructura física y/o institucional común, y sus principales instrumentos son el comercio internacional, la inversión extranjera directa, la logística y la energía.

La integración energética regional puede definirse como una opción de política exterior destinada a fortalecer la relación entre los países respecto al sector energético. Dicho movimiento puede ocurrir mediante la integración de servicios, tecnologías, infraestructura, producción/generación, distribución y consumo de bienes energéticos.⁴² Uno de los ejemplos más emblemáticos de integración regional, la Unión Europea, comenzó con un acuerdo sobre el carbón después de la Segunda Guerra Mundial: la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA) de 1951, encabezada por Charles de Gaulle y Konrad Adenauer, el cual fue ampliado para incluir posteriormente a Italia y los países de Benelux. Entre los objetivos económicos del tratado estaban la libre circulación de carbón y acero entre países, la garantía de suministro y el fomento de la reducción de precios.

La energía es, por ende, uno de los sectores con mayores oportunidades para promover la integración entre países, dados los potenciales beneficios de su efectiva implementación.

Beneficios potenciales

La integración energética regional tiene como principios motivadores el uso de la complementariedad entre países, economías de escala, el aumento de la eficiencia sistémica, la optimización de la infraestructura existente y el aumento de la seguridad energética a través de la diversificación de matrices.⁴³

37. IEA. World Energy Outlook 2019. 2019

38. A pesar de ser cifras oficiales, existen dudas sobre la veracidad de los datos de reserva y producción reportados por Venezuela.

39. BP – Statistical Review of World Energy: Oil – total proved reserves; Natural gas – total proved reserves. 2020

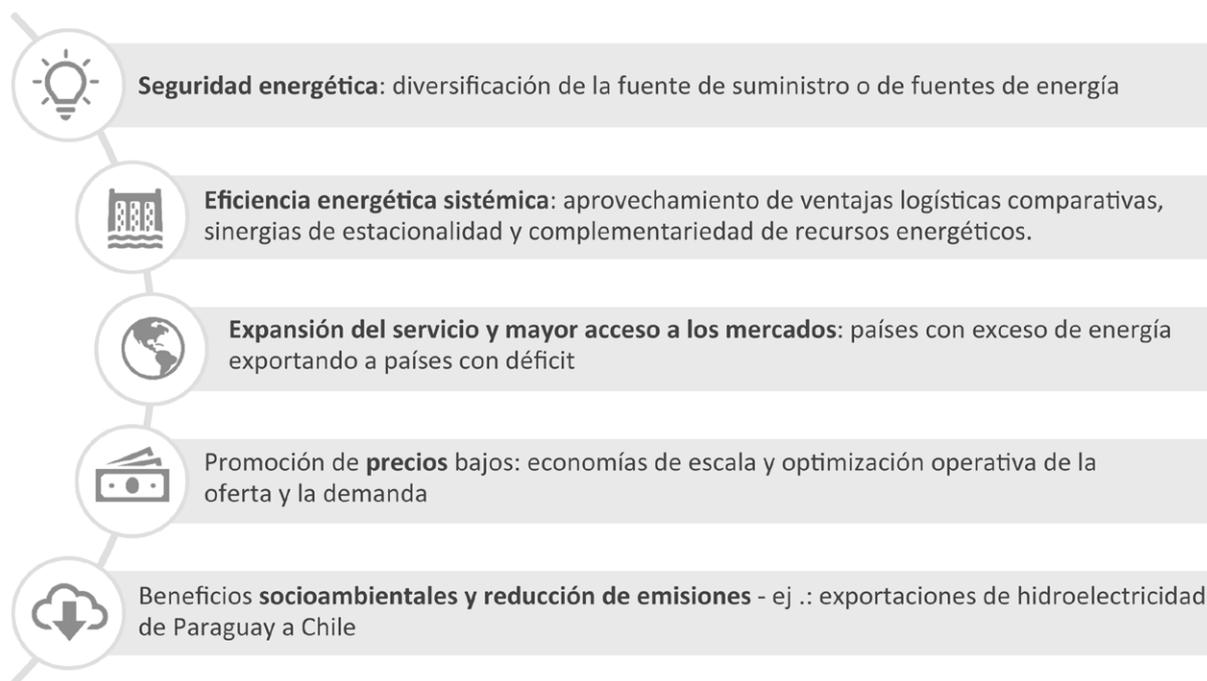
40. BANCO MUNDIAL. Regional Integration Overview. Disponible en: <https://www.worldbank.org/en/topic/regional-integration/overview#1>

41. WORLD TRADE ORGANIZATION – WTO. Regional Integration and Trade Facilitation. Disponible en: https://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr11_forum_e/wtr11_7jun11_e.htm

42. KAS, GESEL – CEIA, E. E RIBEIRO, W. Legal and institutional energy integration models: Comparison between European Union and Mercosur. 2017

43. EPE. Perspectivas sobre integração energética regional. 2019; KAS. Integração energética regional – desafios geopolíticos e climáticos. 2015

Figura 9. Beneficios potenciales de una mayor integración energética regional



Fuente: Análisis de Catavento a partir de EPE. Perspectivas sobre Integração Energética Regional. 2019

Mediante la diversificación de fuentes y locales de generación, la integración energética permite promover la seguridad energética. Momentos de reducción abrupta de la oferta o pico de demanda inesperado en un país determinado pueden generar altos costos para el sistema eléctrico en la medida en que los reguladores necesitan impulsar la generación termoeléctrica fósil de mayor costo, causando, en consecuencia, tarifas más altas para los consumidores. La existencia de interconexiones en esos momentos puede ayudar a mitigar dichos costos, al importar electricidad, como lo hizo marginalmente Brasil en los días más calurosos del verano de 2015, reduciendo el riesgo de apagones.⁴⁴

Además, una mayor integración energética tiende a optimizar el uso de los recursos energéticos regionales, promoviendo una mayor eficiencia sistémica basada en la complementariedad de fuentes y las ventajas logísticas comparativas de cada país. Esta optimización reduce la volatilidad, lo que ayuda a la planificación energética.⁴⁵

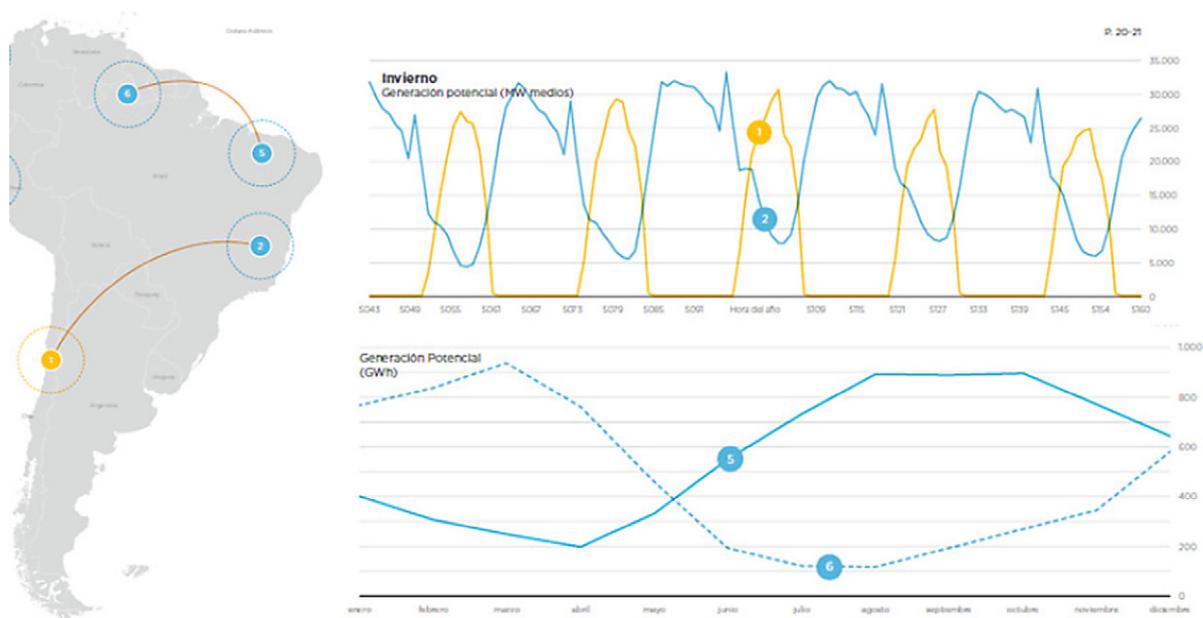
Por ejemplo, se destaca cómo el potencial de generación eólica en el noreste de Brasil es mayor por la noche, especialmente en invierno, lo que es complementario a la generación solar en el norte de Chile, Bolivia y Perú. En función de la estacionalidad, la generación eólica en el noreste de Brasil tiene un patrón complementario al mismo recurso eólico en el norte del continente, en la región de Roraima, Venezuela y Guyana,⁴⁶ como se puede ver en la siguiente gráfica:

44. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SALEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

45. ITAIPU BINACIONAL. Papel da ITAIPU Binacional na Integração Elétrica Regional. 2017

46. EPE. Perspectivas sobre Integração Energética Regional. 2019

Figura 10. Complementariedad entre regiones



Fuente: EPE. Perspectivas sobre Integração Energética Regional. 2019

También existe la oportunidad de expandir los mercados de consumo a países que tienen exceso de recursos energéticos, como sería el caso de Brasil. Así, el desarrollo del mercado brasileño de biocombustibles, por ejemplo, no se limitaría al mercado brasileño y se extendería a los mercados industriales y de transporte en todo el continente.

A menudo, una menor frecuencia de operación de las plantas de combustibles fósiles más caras a través de la integración regional puede impulsar la reducción de las tarifas energéticas. Por ejemplo, durante la crisis del agua de 2014/2015, con los embalses en niveles bajos, Brasil se benefició de las importaciones temporales de Argentina, que generaron precios más bajos que el costo marginal esperado sin dichas importaciones.⁴⁷

Por último, y no menos importante, la integración energética puede promover beneficios socioambientales. Como ejemplo está la potencial reducción de emisiones a través de la importación de gas natural para generación termoeléctrica, en detrimento de las plantas a base de combustóleo o carbón. Además, dicha integración permite la reducción de la contaminación local, que, en general, tiende a tener un impacto más intenso en las comunidades de bajos ingresos.⁴⁸

Niveles de madurez

Dicho esto, es importante tener en cuenta que el proceso de integración energética regional se puede caracterizar por diferentes etapas de madurez,⁴⁹ y no está limitado, por ejemplo, a la existencia de una línea de transmisión entre los dos países.

En la fase inicial de este proceso, se utilizan interconexiones para el suministro variable de energía eléctrica o gas natural entre los países involucrados, de manera unidireccional o bidireccional.⁵⁰ Tal

47. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

48. OCDE. The distributional aspects of environmental quality and environmental policies: Opportunities for individuals and households. 2018

49. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

50. IEA. Integrating power systems across borders. 2019

integración vía intercambios comerciales en los mercados spot no favorece la planificación energética integrada a largo plazo, ni siquiera una integración que vaya más allá de los intercambios marginales en las regiones fronterizas.

En un segundo momento, estos intercambios pueden evolucionar hacia la contratación en firme de energía entre países, con la firma de contratos bilaterales o incluso la construcción de plantas binacionales. Sin embargo, este modelo continúa limitando el volumen y el precio de la energía comercializada y no se caracteriza por un mercado integrado efectivo.

La fase final se caracteriza por el acoplamiento de los mercados, lo que requiere una armonización regulatoria con respecto a los volúmenes de energía vendidos y la formación de precios, así como una planificación energética compartida.⁵¹ En dichos casos, las instituciones regionales promueven la coordinación y la gestión del sistema sin reemplazar a las instituciones nacionales. Los países están fuertemente interconectados, pero mantienen su independencia.⁵² Este modelo se aplica actualmente en *Nord Pool*, un mercado energético integrado en el norte de Europa, considerado una historia de éxito sobre la integración energética regional, como se describe en el cuadro siguiente.

***Nord Pool*: el modelo común del mercado eléctrico europeo**

El concepto de integración energética entre los países nórdicos tuvo su primer hito físico en 1915, con la construcción de la primera red de transmisión submarina entre Dinamarca y Suecia. La cooperación más amplia tuvo lugar solo en 1980, tras la reunión entre los Ministros de Energía de los países del norte de Europa, que permitió el lanzamiento posterior de *Nord Pool*, una plataforma para la comercialización de energía spot entre Suecia y Noruega, en 1996. Finlandia se incorporó al mercado común en 1998, seguida de Dinamarca en 2000.⁵³

Actualmente, la plataforma se ha expandido a la región báltica y opera en los mercados energéticos de diferentes países europeos. Las redes eléctricas de los países nórdicos están muy integradas, además de las interconexiones con Alemania, Polonia, Holanda y Reino Unido. Este hecho permite la transferencia de una cantidad significativa de electricidad entre países. Solo en 2017, las exportaciones netas de electricidad de los países nórdicos alcanzaron los 11 TWh, con Noruega exportando 15 TWh y Suecia 20 TWh, lo que representa entre el 10% y el 14% de la electricidad total generada en los respectivos países.⁵⁴ Los expertos creen que, en 2050, la exportación neta de electricidad de los países nórdicos podría llegar a 53TWh, equivalente al 10% de toda la electricidad generada actualmente en Brasil, aprovechando las perspectivas de mayores precios de la electricidad en Europa que incentiven las exportaciones.⁵⁵

51. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

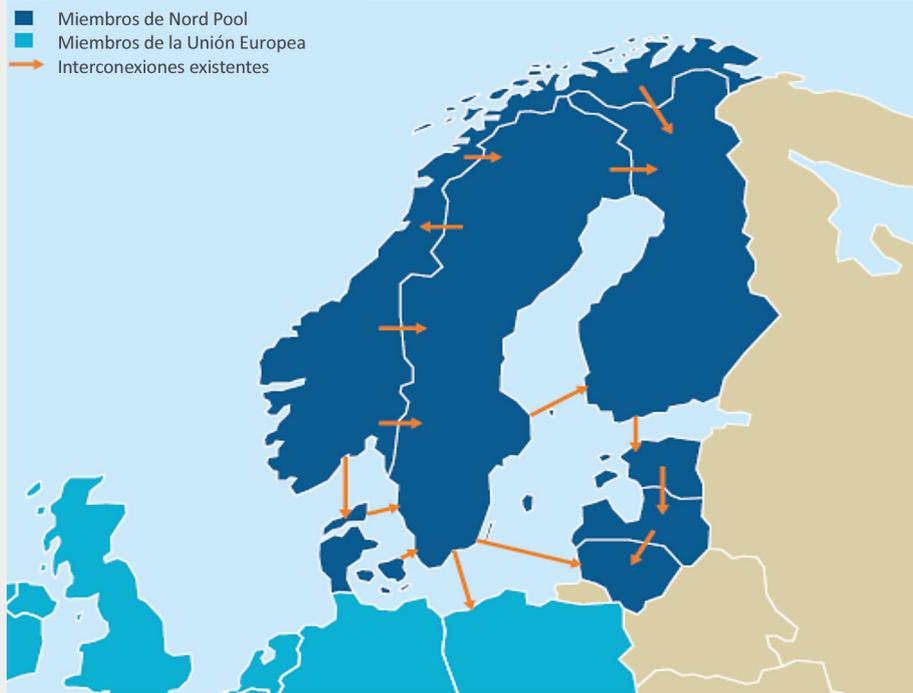
52. IEA. Integrating power systems across borders. 2019

53. NORD POOL. History. Disponible en: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>

54. IEA. Data and statistics. Electricity generation by source: Sweden, Norway. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=SWEDEN&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=Electricity%20generation%20by%20source>

55. IEA, NORDEN – NORDIC ENERGY RESEARCH. Nordic Energy Technology Perspectives 2016. 2016

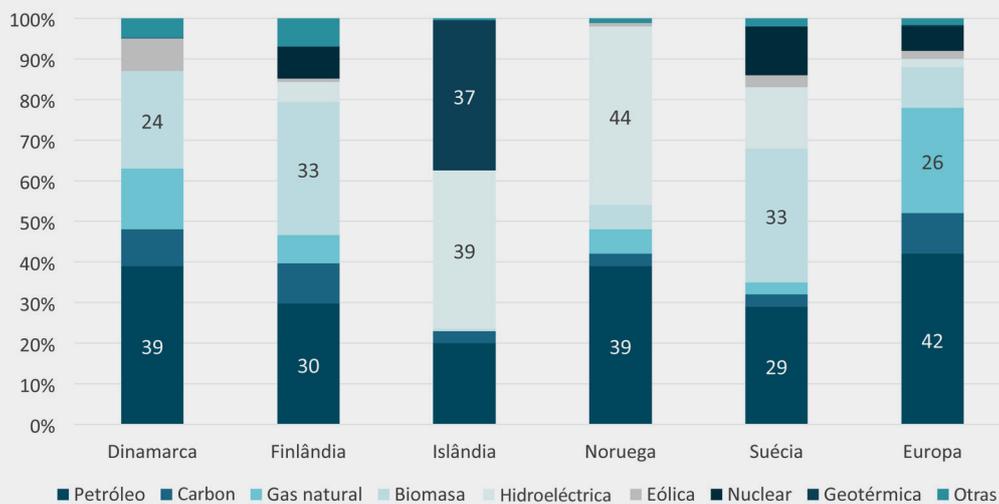
Figura 11. Países participantes de Nord Pool e interconexiones existentes



Fuente: IEA. Integrating power systems across borders. 2019

Entre las razones del éxito del modelo de integración energética del norte de Europa destaca la diversidad de recursos naturales de la región, que genera una alta complementariedad entre las matrices energéticas de los países, como se puede apreciar en la gráfica a continuación. Mientras que Dinamarca, Finlandia y Suecia tienen al petróleo y la biomasa como sus principales fuentes de energía, Noruega tiene su matriz basada principalmente en petróleo e hidroelectricidad, mientras que Islandia tiene una alta proporción de generación geotérmica. Estos perfiles son complementarios a la matriz europea, que tiene una mayor participación de gas natural.

Figura 12. Matriz energética de países nórdicos y Europa (% , 2016)



Fuente: IEA, NORDEM. Nordic Energy Technologies Perspective. 2016

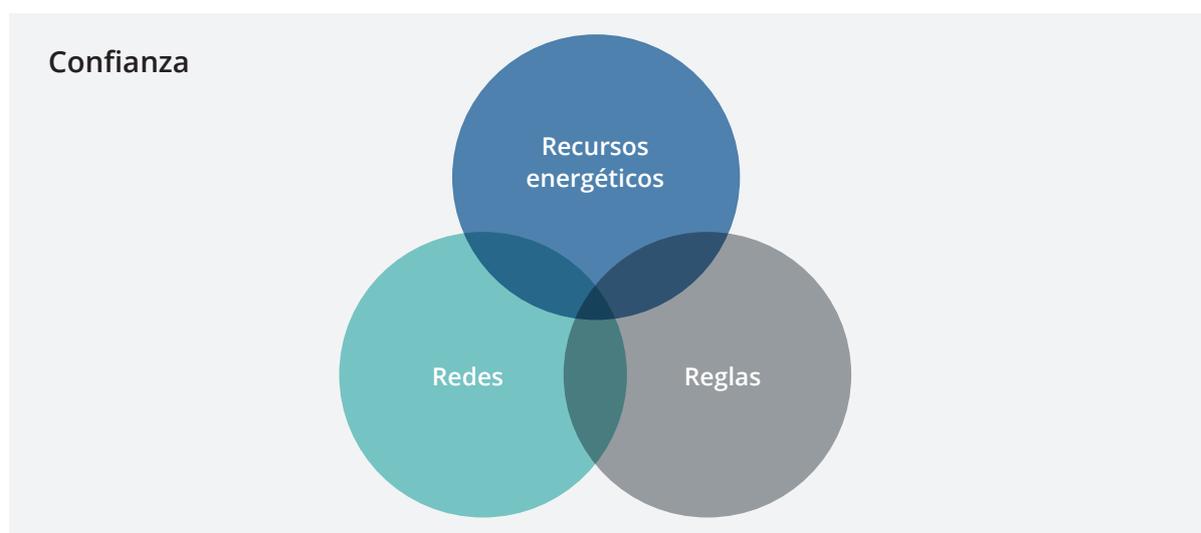
Además, otros factores de éxito se basan en el alto nivel de confianza entre los grupos de interés involucrados, además del marco regulatorio y la cooperación regional en Europa, que hacen viable la estructuración del mercado común de la electricidad.⁵⁶ Debido al alto nivel de cooperación, el mercado común del norte de Europa es muy líquido y permite que los sistemas eléctricos nacionales funcionen juntos a través de interconexiones fronterizas y redes de transmisión.

Por otro lado, el mercado del norte de Europa no es inmune a los desafíos. Un mayor porcentaje de energía renovable intermitente no sólo aumenta los incentivos a la integración como una forma de dotar de flexibilidad a los sistemas si no también añade complejidad a la planificación y la operación del mercado común.⁵⁷

También existe la opinión de que hay espacio para una mayor integración mediante, por ejemplo, (i) el establecimiento de una visión común de los países nórdicos en las negociaciones sobre política energética europea, (ii) mecanismos de revisión por pares entre países en caso de posibles revisiones de las políticas energéticas nacionales, con el fin de evaluar el impacto en el mercado integrado, (iii) alianzas para la descarbonización del sector transporte basadas en inversiones en electrificación, I&D para almacenamiento de energía y biocombustibles para reducir emisiones en el transporte de carga.⁵⁸

La opción respecto al nivel de integración energética se da de acuerdo con los incentivos que tiene cada país al promoverla. Se puede esperar un cierto nivel de integración según el grado de desarrollo de 4 pilares: recursos energéticos, redes, reglas y confianza. Teniendo en cuenta lo discutido en esta sección, está claro que el aspecto de los recursos energéticos abundantes y distribuidos desigualmente sería un incentivo a la integración. A través del análisis de experiencias pasadas de integración energética en América Latina, de lecciones aprendidas y de cara al futuro, se abordará cómo el continente se adheriría a los demás pilares y, por tanto, cuál sería el potencial real de integración energética regional.

Figura 13. Pilares para una integración energética eficaz



Fuente: Análisis de Catavento a partir de FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

56. Nordic Council of Ministers. Nordic Energy Cooperation - Strong today stronger tomorrow. 2017

57. Nordic Council of Ministers. Nordic Energy Cooperation - Strong today stronger tomorrow. 2017

58. DTU Management Engineering. A Nordic Green Flexible Energy System: Barriers and Opportunities. 2018

3. Panorama histórico: mucho intervención y poca confianza

Se puede decir que la integración energética en América Latina tuvo una historia marcada por altas expectativas, acompañadas de resultados muy por debajo de las mismas. Hubo iniciativas prometedoras en el sector eléctrico, aunque marginales y concentradas en nichos, pero proyectos menos satisfactorios en el sector de petróleo y gas.

Sector eléctrico

El proceso de mayor integración eléctrica en la región se inició en la segunda mitad del siglo XX, con el desarrollo de las centrales hidroeléctricas binacionales en Itaipú (Brasil-Paraguay), Salto Grande (Argentina-Uruguay) y Yacretá (Argentina-Paraguay). El desarrollo del potencial hidroeléctrico de la frontera, por un lado, respondía a un deseo geopolítico de defender la autonomía energética nacional.⁵⁹ Por otro lado, parecía ser una consecuencia natural de la posición geográfica de los emprendimientos.

Itaipú Binacional: Motivación y beneficios

Las razones que llevaron a la construcción de la Planta Binacional Itaipú se basan en el contexto diplomático y energético de Paraguay y Brasil. En el aspecto geopolítico, los países disputaron la posesión de tierras en la región de Saltos del Guairá, área hoy cubierta por el lago de la planta, desde el siglo XVIII; y esa disputa fue intensificada por la Guerra del Paraguay (1865-1870). Un siglo después, con la firma del Acta de Foz de Iguazú por parte de los Ministros de Relaciones Exteriores de ambos países, se manifestó el interés por estudiar el uso de los recursos hidráulicos del río Paraná.⁶⁰

A pesar de innumerables estudios, los avances efectivos solo se produjeron a partir de la crisis del petróleo de la década de 1970. La búsqueda de fuentes de energía alternativas y seguridad energética culminó con la firma del Tratado de Itaipú en 1973, que estableció el uso hidroeléctrico de los recursos de la región. El Tratado también definió, en su Anexo C, las bases financieras y de provisión de los servicios eléctricos prestados por la planta. Para ello, se creó la entidad binacional Itaipú, constituida por Eletrobrás, del lado brasileño, y ANDE - *Administración Nacional de Electricidad*, del lado paraguayo, con igual participación de capital.⁶¹

La planta fue la más grande del mundo durante años, con capacidad para generar 14.000 MW de electricidad a través de 20 unidades de 700 MW. En 2012, fue superada

59. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

60. Itaipu Binacional. Nossa história. Disponible en: <https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>

61. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

por la planta china de *Three Gorges Dam*, con 22.500 MW de potencia,⁶² aunque Itaipú fue la primera planta hidroeléctrica que superó los 100 millones de megavatios-hora (MWh) de generación anual hasta el 2016.⁶³

La energía generada por la planta se divide equitativamente entre los países, y Brasil tiene el derecho a la compra de energía no consumida por Paraguay, a través del mecanismo de transferencia de energía. En 2016, Itaipú fue responsable de suministrar el 76% de la electricidad consumida en Paraguay.⁶⁴ A pesar de no ser tan relevante para Brasil en términos relativos, dada la dimensión continental del país, Itaipú aún representó el 13% de la generación eléctrica brasileña hasta el 2019.⁶⁵

Desde el 2019 se negocia la revisión de las cláusulas del Anexo C, en particular con respecto al contrato de energía de la planta para el período 2019-2022 y el precio que debe pagar ANDE a la empresa estatal brasileña cuando el país vecino consuma más energía que la demanda declarada y el exceso de volumen de la planta alcance la parte contratada por Brasil.⁶⁶

De cualquier manera, a la planta de Itaipú Binacional se la considera un caso emblemático de integración energética exitosa en América Latina. Si bien hay discusiones sobre qué país se ha beneficiado más del proyecto, la escala de la empresa, sus desafíos técnicos y ambientales, y el aumento de la seguridad energética para ambos países son evidentes.⁶⁷ También es visto como un modelo de integración con equidad y respeto por las asimetrías entre países, con un alto nivel de complejidad jurídica y arquitectura financiera, basado en tratados internacionales con el fin de minimizar los principales riesgos del proceso.⁶⁸

Aún en la década de 1980, se construyeron interconexiones entre Argentina y Chile con el fin de reducir la dependencia de la importación de combustibles fósiles para generación térmica de este último. El aumento de la integración coincidió con la liberalización de los mercados latinoamericanos en la década de los noventa, basada en la apertura de los mercados y la atracción de inversiones privadas, la mayoría de las cuales fueron responsables de la construcción de las interconexiones. En aquella ocasión se creía que el desarrollo de los respectivos mercados internos generaría excedentes que harían viable el intercambio entre países debido a fluctuaciones en los costos marginales de operación de cada mercado.⁶⁹

En el período, Argentina se consolidó como exportador, con Chile y Uruguay dependientes de las importaciones de electricidad y gas de Argentina. Además, hubo un aumento en las importaciones de electricidad argentina desde Brasil y las importaciones de electricidad desde Colombia por parte de Ecuador. En ese momento se inició la construcción del *Sistema de Interconexión Eléctrica de Países Centroamericanos* - SIEPAC (caja). La incipiente evolución de los mencionados mercados libres nacionales, provocada por la corta duración del ciclo liberal en algunos países, ha hecho que estas interconexiones se operen hoy con cargas muy por debajo de sus capacidades.⁷⁰

62. US DEPARTMENT OF THE INTERIOR. Three Gorges Dam: The World's Largest Hydroelectric Plant. Disponible en: https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/three-gorges-dam-worlds-largest-hydroelectric-plant?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects

63. Itaipu Binacional. Nossa história. Disponible en: <https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>

64. ITAIPU BINACIONAL. Papel da ITAIPU Binacional na Integração Elétrica Regional. 2017

65. EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2020

66. VALOR ECONÔMICO. Tarifa para excedente reabre negociação em torno de Itaipu. 2020

67. KAS, GESEL, Santos, T. e Santos, L. Energy integration in MERCOSUR: Itaipu Binacional emblematic case. 2017

68. ITAIPU BINACIONAL. Papel da ITAIPU Binacional na Integração Elétrica Regional. 2017

69. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

70. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

La experiencia centroamericana: SIEPAC

El sistema eléctrico interconectado en Centroamérica se inició con el *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica*, firmado y ratificado en 1998. En este tratado se crearon las instituciones de gobernanza regional: Entidad Operadora Regional (EOR), responsable de la operación del sistema, y *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica* (CRIE), responsable de la regulación. Además, la Empresa Propietaria de la Red (EPR) se estableció como el desarrollador del proyecto, que abarca la ingeniería y la construcción del emprendimiento.

Figura 14. Interconexión eléctrica en Centroamérica



Fuente: La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, 2017

El sistema de transmisión tiene 1800km de longitud y 15 subestaciones, y pasa por Guatemala, Honduras, Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Panamá. Además, tendría el potencial para un intercambio regional de 300 MW. A pesar de las inversiones realizadas, los resultados han sido pobres: menos del 1% de la generación total se importa o exporta actualmente.⁷¹ Entre las causas destacadas para la limitada integración del sector eléctrico en Centroamérica se encuentran:

- El hecho de que los seis países miembros mantuvieran sus operadores y reguladores nacionales, con reglas independientes, haciendo con que el SIEPAC fuera apenas un entorno coexistente adicional;⁷²
- Inestabilidad regulatoria en los países miembros y debilidades institucionales, como la presencia de fuerza laboral calificada y dedicada en CRIE;⁷³
- Falta de integración en la planificación energética de la región, con países enfocados en su respectiva independencia energética.

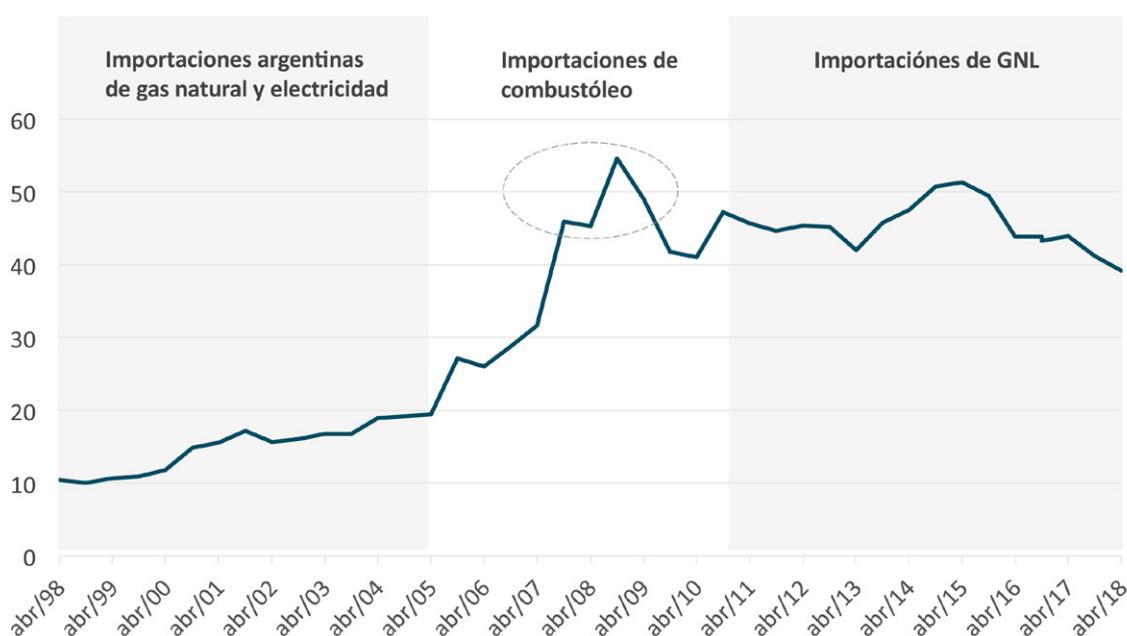
71. ENTE OPERADOR REGIONAL. Flujos de potencia en tiempo real del SER. Disponible en: <https://www.enteoperador.org/flujos-regionales-en-tiempo-real/>

72. OCDE. Analysis of long-term electricity markets in a regional Market integration context – Contribution from Jose Luis Lima R. 2014

73. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

Por lo tanto, al final de la ola liberal en la década de los noventa le siguió un período marcado por la desconfianza causada por las dificultades para cumplir los compromisos de oferta, acompañada, en muchos casos, de tendencias nacionalistas.⁷⁴ Las crisis de suministro de la década de 2000 llevaron a los países a priorizar el suministro interno, lo que causó el incumplimiento de contratos. En el sector eléctrico, el caso más emblemático fue el de Argentina, que cortó el suministro eléctrico a Chile, Uruguay y Brasil en 2005. Este hecho tuvo un gran impacto en el sector eléctrico chileno, con un aumento de las tarifas eléctricas⁷⁵, como se puede observar en la gráfica a continuación, seguido de un esfuerzo consecuente para reducir la dependencia de las importaciones argentinas. Con este fin, desde entonces el país ha invertido fuertemente en terminales de regasificación de GNL para generación termoeléctrica, como se explorará en la siguiente sección. Aún en el mismo período, las exportaciones de Colombia a Ecuador generaron un incremento en el precio *spot* en el país de origen, causando descontento con respecto a la integración en la sociedad colombiana.

Figura 15. Precio nominal promedio de la electricidad en Chile (\$ / kWh)



Fuente: COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Histórico Precio Medio de Mercado SEN. Disponible en: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2>

Ante tal historial, el contexto actual de integración eléctrica es tímido, como puede verse en el ejemplo de Brasil. A pesar de tener frontera con 10 de los 12 países de Sudamérica, tiene interconexión eléctrica con solo 4 de ellos: Paraguay, Uruguay, Argentina y Venezuela. Un resumen ilustrativo de las interconexiones existentes se muestra a continuación:

74. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

75. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Histórico Precio Medio de Mercado SEN. Disponible en: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>

Figura 16. Mapa de América Latina con interconexiones y plantas binacionales



Fuente: Elaborado por Catavento a partir de EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

Gas natural

La integración energética en América Latina a través del gas natural se inició con el fin de complementar los mercados internos, dado el excedente de oferta en Bolivia y Argentina, y mercados con demanda, especialmente en Brasil y Chile.⁷⁶ Estos esfuerzos comenzaron en la década de 1970, con la construcción del gasoducto Yabog para la importación de gas boliviano por parte de Argentina. Esta siguió siendo la única interconexión de gasoductos en la región hasta la década de 1990. Con importantes reservas de gas descubiertas en Argentina, el país comenzó a construir siete gasoductos para exportar a Chile entre 1996 y 2001. Además, se construyeron gasoductos que conectan Argentina con Uruguay (1998) y Brasil (2000). En el mismo período, tuvo lugar la construcción de Gasbol entre Brasil y Bolivia en 1999 y, más al norte, la construcción de un gasoducto entre Colombia y Venezuela en 2007.⁷⁷

76. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponible en: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

77. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

A pesar de los planes e intenciones para la integración continua de los mercados de gas de América Latina mediante la construcción de numerosos gasoductos adicionales,⁸² éstos encontraron dos barreras importantes desde la década de 2000: (i) desafíos políticos y económicos y (ii) consolidación del gas natural licuado (GNL) como fuente competitiva del *boom* del esquisto.

Durante la crisis económica que enfrentó Argentina el 2001 bajo el gobierno de Kirchner, la producción nacional de gas natural se redujo sustancialmente, lo que generó un déficit interno y la consiguiente ruptura de los contratos de exportación, con un gran impacto en el mercado eléctrico chileno. A pesar de los impactos menos severos en Brasil y Uruguay, este hecho ha reducido la confianza entre países. Si bien las exportaciones de gas boliviano a Brasil han sido más fiables en términos de suministro, surgieron desafíos a partir de la nacionalización de los recursos de P&G por parte del gobierno boliviano en 2006, como se explora en el recuadro de Gasbol, además de la falta de consenso con relación a los precios aplicados. Más al norte, los contratos establecían que Colombia exportaría gas natural a Venezuela solo hasta 2011 y que el flujo se revertiría a partir del 2012. Dicho compromiso no se ha cumplido debido a retrasos en el desarrollo de las reservas venezolanas.⁸³

Gasoducto Transcaribeño: una oportunidad perdida?

En el extremo norte de América del Sur, otros dos países también tienen un oleoducto que los conecta. Este es el caso del primer tramo del gasoducto Transcaribeño (o Antonio Ricaurte), entre Colombia y Venezuela, que conecta las ciudades de Ballenas (COL) con Maracaibo (VEN) en el norte de los países.

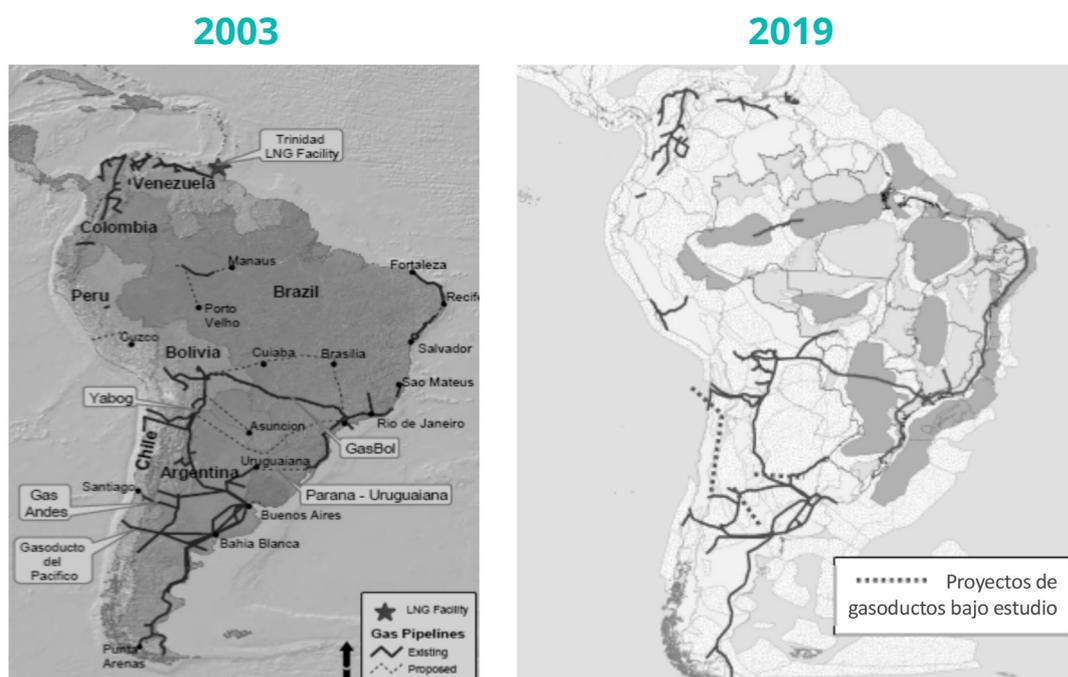
Planeado para exportar gas de Colombia a Venezuela, el gasoducto tuvo su flujo de gas natural restringido en varias ocasiones debido a períodos de sequía en Colombia que exigieron una mayor operación de termoeléctricas, y fue también blanco de ataques de las FARC en ciertos períodos. Hoy por hoy, el oleoducto no está en uso debido a que los países no renovaron el contrato desde 2015.

En este contexto, a pesar del amplio apoyo político y diplomático a la integración energética en el gas natural, los intercambios a lo largo de los años se han limitado a iniciativas bilaterales entre productores y consumidores, sin una armonización regulatoria efectiva y mecanismos de precios. Además, a la atmósfera de baja confianza la alimenta la preferencia por la autosuficiencia. Como forma visual de ejemplificar tal estancamiento, se puede comparar el mapa de gasoductos en América del Sur en 2003 y en 2019, el cual ilustra bien la inexistencia o baja expansión que se produjo en detrimento de las intenciones expresadas.

82. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponible en: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

83. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

Figura 18. Mapa de gasoductos en América del Sur en 2003 y 2019



Fuentes: STANFORD CESP – PROGRAM ON ENERGY AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT, BAKER INSTITUTE ENERGY FORUM. Natural Gas Pipelines in the Southern Cone. 2004; EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

Gasoducto Uruguaiiana-Porto Alegre: ¿Gas de Vaca Muerta para Brasil?

En vista de los descubrimientos de reservas de gas natural convencional y no convencional en Argentina, especialmente en la Cuenca Neuquina, hubo interés en transportar la producción desde Vaca Muerta, como se conoce a la provincia productora, a Porto Alegre, en el sur de Brasil.

El gasoducto, de unos 600 km de longitud y previsto para 15 millones de m³/día, completó su primera fase en mayo del 2000, consistente en dos tramos de 25 km en cada uno de los dos extremos, que conectan la frontera con Argentina a Uruguay y Canoas/RS al Complejo Petroquímico de Triunfo. En el extremo oeste, el tramo está conectado al gasoducto de Transportadora de Gas del Mercosur SA (TGM) y, en su extremo oriental, con el oleoducto de Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA (TBG). Ahora se espera la definición de la ruta entre las localidades de Uruguaiiana y Porto Alegre, el tramo más largo.⁸⁴

A pesar de las declaraciones y expectativas de algunos interesados,⁸⁵ expertos destacan que el historial de las exportaciones argentinas y la creciente competitividad del GNL no favorecen al proyecto.⁸⁶

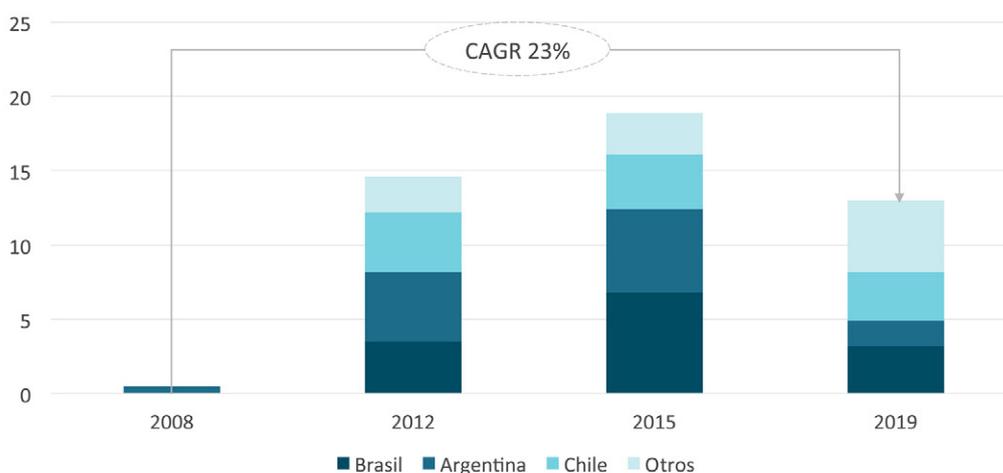
84. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

85. VALOR ECONÔMICO. Argentina quer duto bilionário para levar gás até Porto Alegre. 2020

86. VALOR ECONÔMICO. Política é desafio para integração energética na América do Sul, diz Oddone. 2020

Si bien la integración a través de gasoductos no ha producido resultados prometedores, el aumento de la producción de gas de esquisto en América del Norte y la consolidación de los mercados mundiales de GNL han traído una nueva alternativa a los países latinoamericanos. El GNL, transportado a través de barcos y a menudo denominado “oleoducto flotante”⁸⁷, se presenta como una opción de suministro seguro, con volúmenes importantes de suministro y mayor flexibilidad.⁸⁸ La primera operación de importación de GNL en América Latina tuvo lugar en 2008 y, como se puede observar en la gráfica siguiente, los volúmenes aumentaron sustancialmente hasta 2015, superando los 18 mil millones de metros cúbicos/día con enfriamiento posterior reciente, pero representando un crecimiento promedio anual (CAGR) del 23,4% desde 2008.⁸⁹ Actualmente, el GNL es responsable del 80% del consumo de gas natural chileno, en contraste con el inicio de la década de 2000, cuando el país dependía en un 100% de la importación de gas argentino por gasoductos.⁹⁰

Figura 19. Importaciones de GNL en América del Sur y Central



Fuente: BP. Statistical Review of World Energy. 2020

Además, es importante señalar que América Latina se ha beneficiado del desarrollo de GNL también con la exportación de los excedentes de producción. Trinidad y Tobago exportó 17 mil millones de metros cúbicos de GNL en 2019,⁹¹ lo que representa casi el 40% de la demanda latinoamericana del insumo. Perú inició la exportación en 2010, alcanzando un volumen de 5 mil millones de metros cúbicos en 2019,⁹² luego del desarrollo del Campo Camisea, teniendo a México como principal destino a través de contratos de largo plazo.⁹³

Al analizar, por lo tanto, las experiencias latinoamericanas de integración energética según el marco propuesto en el primer apartado, se puede observar que, a pesar de los abundantes recursos energéticos y las iniciativas específicas para la construcción de redes e interconexiones, no hubo una armonización efectiva de reglas. Además, se evidencia un bajo nivel de confianza entre países, lo que no favorece a las perspectivas futuras sobre el tema.

87. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponible en: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.shtml>

88. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

89. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

90. THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

91. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

92. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

93. THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

Figura 20. Integración energética en América Latina



Fuente: Análisis de Catavento a partir de FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

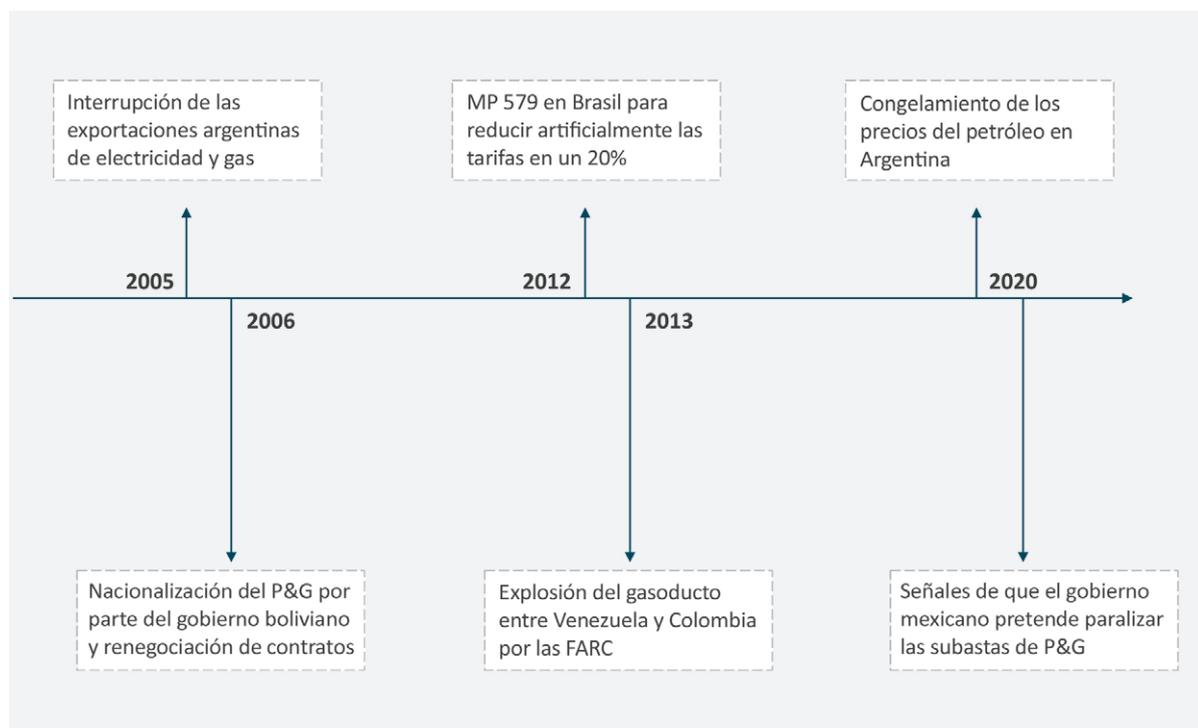
4. Lecciones aprendidas y barreras a la integración

Al analizar experiencias pasadas de integración energética, cabe destacar algunos factores comunes que se configuran como lecciones aprendidas y son frecuentemente barreras a una mayor integración.

Primero, un entorno político y económico inestable, como el latinoamericano, no favorece a la integración energética. Los cambios en las orientaciones ideológicas, además de un alto nivel de intervención en los precios administrados, traen inseguridad jurídica y dificultan las inversiones.

Las intervenciones históricas de parte de gobiernos generalmente respondían a choques exógenos, como aumentos en el precio del petróleo o la crisis del agua, que luego conducirían a un aumento de tarifas eléctricas o una escasez de suministro de energía. Ante dichos escenarios, los gobiernos latinoamericanos optaron frecuentemente por intervenir en los mercados energéticos, en particular a través de restricciones a las exportaciones, el cambio de reglas y controles de precios que le debilitaron la autoridad a las instituciones reguladoras, les aumentaron la percepción de riesgo a los inversionistas privados y les disminuyeron la credibilidad a los compromisos asumidos con los países socios.⁹⁴ El cuadro resumen a continuación ejemplifica algunas de las intervenciones sufridas por el sector energético en la región:

Figura 21. Ejemplos de intervención gubernamental o inestabilidad política y social en América Latina



Fuente: Análisis de Catavento

94. ESMAP. Latin America and the Caribbean Region Energy Sector – Retrospective Review and Challenges. 2009

Además, vale la pena explorar en qué medida la alta relevancia de las empresas estatales en el sector energético del continente contribuyó a exacerbar el riesgo de intervención. Las empresas estatales o de capital mixto son responsables de una parte significativa de la producción de P&G y la generación de electricidad en América Latina. En Brasil, por ejemplo, Petrobras es responsable del 75% de la producción nacional de petróleo y gas natural.⁹⁵ Eletrobras también tiene una capacidad instalada de 51.143 MW, lo que representa el 30% del total instalado en Brasil.⁹⁶ En México, PEMEX es responsable del 88% de la producción petrolera del país,⁹⁷ mientras que en Venezuela PDVSA representa el 87% de la producción petrolera, a pesar de la crisis relevante que ha llevado a la reducción continua de la producción venezolana.⁹⁸

En este contexto, las empresas estatales del sector energético en América Latina a menudo son llamadas a ser las custodias del desarrollo de los recursos energéticos nacionales y proveedoras de seguridad energética.⁹⁹ Los gobiernos más intervencionistas también las ven como herramientas para promover el desarrollo.¹⁰⁰ Así, si bien la alta relevancia de las empresas estatales en el sector energético potencialmente facilita la integración regional en la medida en que los gobiernos deben coordinar un número menor de agentes para impulsarla, tal escenario facilita la intervención gubernamental y, por ende, socava los esfuerzos hacia una integración eficaz y sostenible.

Asimismo, la importancia de la armonización regulatoria entre países y de un marco institucional y de gobernanza sólido es evidente, en particular en lo que respecta a los tratados internacionales que garantizan la previsibilidad y la seguridad jurídica.

Ante la delegación de parte del poder soberano de los Estados a una autoridad supranacional y la relevancia de la integración para la seguridad energética de los países, es importante que se fortalezca la gobernanza del tema. Los tratados pueden ser considerados como directrices y objetivos a largo plazo por los gobiernos, y son una herramienta importante para apoyar los acuerdos privados. La participación diplomática de los países es necesaria para alinear los objetivos nacionales a través de diálogos bilaterales, multilaterales o mecanismos de cooperación que puedan brindar una seguridad jurídica adecuada para la resolución de conflictos.¹⁰¹ Además, la existencia de instituciones supervisoras supranacionales es fundamental para garantizar el cumplimiento de los acuerdos y tratados.¹⁰²

Además, la diferencia de frecuencia de transmisión de electricidad entre países es un ejemplo que requiere el uso de subestaciones convertidoras cuyos costos de implementación tienden a ser altos y, por ende, pueden pesar significativamente en la decisión de inversión que tomen los países involucrados. Además, otro aspecto de la comercialización de energía eléctrica en Brasil que se debería abordar en una eventual mayor integración regional es la inexistencia del concepto de garantía física en otros países de la región.¹⁰³

95. ANP. Anuário Estatístico 2020 - Produção de petróleo e gás natural, por concessionário - 2019. 2020

96. ELETROBRAS. Geração de Energia. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Geracao-de-Energia.aspx>

97. PEMEX. Petroleum statistics July 2020. Disponible en: <https://www.pemex.com/en/investors/publications/Paginas/petroleum-statistics.aspx>; BP. Statistical Review of World Energy. 2020

98. THE DIALOGUE. REVIVING VENEZUELA'S OIL SECTOR: The Role of Western Oil Majors. 2020; BP. Statistical Review of World Energy. 2020

99. EY. Why national oil companies need to transform. 2019

100. The Conversation. The secret to successful state-owned enterprises is how they're run. 2016

101. EPE. Plano Nacional de Energia 2050. 2020

102. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market - SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

103. EPE. Plano Nacional de Energia 2050. 2020

Iniciativas regulatorias brasileñas recientes que pueden impulsar la integración

Consulta Pública 96/2020 - incluye directrices para la exportación de energía a Argentina y Uruguay, cuando proveniente del flujo turbinable de centrales hidroeléctricas operadas centralmente por el Operador del Sistema Eléctrico Nacional - ONS, disponible para atender al Sistema Interconectado Nacional - SIN, cuya generación es transmisible y no asignable en la carga SIN.¹⁰⁴ De acuerdo con la propuesta bajo discusión, la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica (CCEE) realizará un proceso competitivo periódico entre agentes comercializadores, con la presentación de ofertas de valor y precio.¹⁰⁵

Consulta pública 97/2020 - Directivas para la exportación de energía eléctrica sin retorno a países vecinos interconectados eléctricamente con Brasil, a partir de excedentes energéticos transmisibles de fuentes renovables no hidroeléctricas, sin afectar la seguridad energética del Sistema Interconectado Nacional - SIN y manteniendo los costos y riesgos de transacción restringidos a aquellos involucrados en el proceso de exportación. En este contexto, y considerando que las fuentes renovables no controlables, como la eólica y la solar, tienen incertidumbres de producción asociadas relevantes, la exportación de electricidad es potencialmente un mitigador del riesgo de reducción o limitación de la generación a causa de un mercado interno insuficiente, pues los patrones de producción y consumo de electricidad pueden variar en diferentes geografías y economías.¹⁰⁶

Finalmente, vale la pena señalar que ya existen regulaciones vigentes en Brasil respecto a la importación de energía,¹⁰⁷ las cuales involucran a países vecinos que hacen ofertas a ONS y, si son competitivas en comparación con el costo marginal del sistema brasileño, principalmente de plantas termoeléctricas más costosas, se pueden importar.

En consecuencia, es necesario que se establezca un programa que armonice los diseños de mercado e incluso instancias de gobernanza sólidas y capaces, cuando los gobiernos tengan como objetivo promover una integración energética regional eficaz.

Finalmente, los agentes privados muchas veces se vuelven frágiles ante los proyectos de integración energética a causa de la importancia que tienen las entidades gubernamentales para su efectiva rentabilidad.

Las empresas tienen como objetivo brindarles valor a sus grupos de interés, especialmente los accionistas. Por esto, en contextos de integración energética entre países, las decisiones de inversión y cartera están sujetas a los intereses de gobiernos y no solo al cumplimiento del deber fiduciario de sus administradores. Por lo tanto, existiría una percepción de alto riesgo político por parte de dichos proyectos que, no pocas veces, no compensarían las inversiones necesarias para su realización, especialmente en vista del riesgo de intervención gubernamental antes mencionado.

104. Ministério de Minas e Energia (MME). Consulta Pública Nº 96 de 29/07/2020. Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas. 2020

105. Ministério de Minas e Energia (MME). Consulta Pública Nº 96 DE 29/07/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas. 2020; Nota Técnica nº 13/2019/CGDE/DMSE/SEE. 2019

106. MME. Nota Técnica Nº 6/2020/CGDE/DMSE/SEE. 2019; Consulta Pública Nº 97 DE 29/07/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes energéticos de fontes renováveis não-hidrelétricas. 2020

107. ANEEL. Resolução Normativa Nº 225, de 18 de Julho de 2006. 2006

5. Una mirada al futuro

Tendencias globales e incentivos a la integración

A partir del contexto histórico esbozado y las lecciones aprendidas, tenemos que reflexionar respecto a como una discusión sobre la integración energética regional en América Latina encaja en el contexto de macro-tendencias que rediseñan el futuro de la energía.¹⁰⁸ Lo haremos desde la perspectiva de 4 transformaciones en curso en el sector energético: (i) cambio climático, (ii) transición energética y mayor penetración de nuevas renovables, (iii) nuevas tecnologías y digitalización y (iv) la nueva orientación geopolítica.

La evidencia científica que rodea a la intensificación del cambio climático es clara.¹⁰⁹ La temperatura media de la superficie de la Tierra ha aumentado alrededor de 1 ° C desde finales del siglo XIX, un período conocido como preindustrial. Gran parte de este calentamiento se ha producido en los últimos 35 años, y desde 2014 ya se han producido los 6 años más cálidos de la historia.¹¹⁰ El nivel de los océanos ha aumentado en un promedio de 20 cm en el último siglo. Sin embargo, la tasa de aumento en las últimas dos décadas es casi el doble que la del siglo pasado y se ha acelerado año tras año.¹¹¹

Para el sector energético, el cambio climático implica una mayor exposición a riesgos físicos, como sequías más frecuentes, eventos climáticos extremos, incidencia de descargas eléctricas y cambios en los patrones de lluvia.¹¹² Como se puede ver en el marco siguiente, los activos energéticos están altamente expuestos a riesgos climáticos, en particular líneas de transmisión y subestaciones.¹¹³ Estos eventos dificultan la planificación y operación de los sistemas energéticos, además de poner en riesgo la seguridad energética. Consecuentemente, los esfuerzos para hacer el sector más resiliente podrían beneficiarse de una mayor integración, ya que ello permite la diversificación de fuentes y la complementariedad de recursos, como se ve en la primera sección.

Figura 22. Análisis de la exposición de activos del sector eléctrico a los riesgos climáticos físicos

Evento climático	Generación				Transmisión y distribución	
	Nuclear	Eólica	Fotovoltaica solar	Hidroeléctrica	Líneas de transmisión	Subestaciones
Aumento del nivel del mar e inundaciones	Medio	Medio	Bajo	Bajo	Medio	Medio
Inundaciones fluviales	Medio	Medio	Relevante	Medio	Medio	Medio
Huracanes, tornados y ciclones	Relevante	Relevante	Medio	Bajo	Alto	Medio
Tornados	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Relevante	Bajo
Sequías	Medio	Bajo	Medio	Medio	Bajo	Bajo
Calor extremo	Medio	Medio	Relevante	Bajo	Relevante	Medio
incendios forestales	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Alto	Alto

Fuente: MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020

108. WEF. Global Risks Report. 2018

109. Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC. Synthesis Report: Summary for policy makers. 2014

110. NASA. Climate Change: How Do We Know? Disponible en: <https://climate.nasa.gov/evidence/>

111. R. S. Nerem, B. D. Beckley, J. T. Fasullo, B. D. Hamlington, D. Masters and G. T. Mitchum. Climate-change-driven accelerated sea-level rise detected in the altimeter era. PNAS, 2018

112. COUNCIL ON FOREIGN RELATIONS. Climate Risk Impacts on the Energy System. 2019

113. MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020

Se puede argumentar, por ende, que la búsqueda de una mayor resiliencia climática en el sector energético tiende a favorecer la búsqueda de una mayor integración energética.

Además, el cambio climático pone en primer plano la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y, para ello, la sustitución de las fuentes de energía fósiles por renovables. Los datos muestran que esta transición ya es una realidad, ya que, en 2019, 2/3 de la capacidad instalada agregada a los sistemas eléctricos globales se basó en energía solar y eólica.¹¹⁴

Centro y Sudamérica ya obtienen el 32% de su suministro de energía primaria y el 66% de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, como la solar, la eólica y la biomasa. La Agencia Internacional de Energía prevé que, en 2040, este porcentaje puede llegar al 38% y 72% en un escenario de referencia, y al 49% y 88% en un escenario alineado con el Acuerdo de París.¹¹⁵ Dicho crecimiento estaría relacionado, además de la transición global hacia una economía baja en carbono, con el vasto potencial de América Latina para el desarrollo de fuentes renovables, como se ilustra en el siguiente mapa:

Figura 23. Gran potencial de energías renovables en América Latina



Fuente: BID. Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean. 2014

114. BLOOMBERGNEF. Solar and Wind Reach 67% of New Power Capacity Added Globally in 2019, while Fossil Fuels Slide to 25%. 2020

115. IEA. World Energy Outlook. 2019

En este sentido, la transición energética y la consecuente mayor penetración de las renovables intermitentes, cuyo perfil de generación varía a lo largo del día y del año, traen el desafío de brindar flexibilidad y seguridad energética a los sistemas energéticos globales. La flexibilidad se refiere a la capacidad que tienen los sistemas para garantizar la continuidad de los servicios, incluso frente a variaciones grandes y rápidas en la oferta y la demanda, y se ha vuelto más desafiante a medida que aumenta el porcentaje de nuevas energías renovables.¹¹⁶

En tal escenario, la integración energética regional, con sus potenciales beneficios de complementariedad y diversificación de recursos, puede ayudar a brindar mayor flexibilidad a los sistemas. Brasil y Uruguay, por ejemplo, tienen matrices eléctricas predominantemente hidráulicas y complementarias a la de Argentina, la cual es principalmente térmica.¹¹⁷ Además, habrá espacio para la colaboración en la investigación y el desarrollo de las fuentes energéticas y minerales del futuro, como el hidrógeno, los combustibles sintéticos bajos en carbono y la prospección de metales necesarios para promover una cadena baja en carbono.

La digitalización del sector energético y el mayor uso de tecnologías como la generación distribuida y el almacenamiento de energía, a su vez, pueden promover más proximidad entre generación y consumo, reduciendo la necesidad de líneas de transmisión largas, y brindando seguridad y flexibilidad, lo cual puede disminuir incentivos a la integración energética regional. Solo en Brasil, la generación distribuida podrá atraer inversiones de hasta R\$ 70 mil millones hasta 2030, según proyecciones de EPE. La capacidad instalada de generación distribuida podría alcanzar entre 16,8 GW y 24,5 GW en 10 años; lo último en un escenario sin grandes cambios en las reglas actuales de remuneración de la energía generada.¹¹⁸ Ante el creciente atractivo de los sistemas distribuidos y las nuevas posibilidades que ofrecen a los ciudadanos y entidades subnacionales en este contexto más local, los proyectos intercontinentales tienden a perder su atractivo.

Finalmente, la geopolítica global y continental ha tenido cambios importantes en los últimos años. Cabe destacar que las tendencias nacionalistas se han ido fortaleciendo en el siglo XXI, pues el orden internacional pasa por una crisis de valores, y las tensiones comerciales y las instituciones supranacionales están perdiendo su protagonismo.¹¹⁹ **Tal ambiente de priorización de intereses nacionales no favorece a que se promueva la integración energética regional, lo cual se ve agravado en América Latina a causa de las crisis de confianza y reputación antes mencionadas.**

Además, factores cíclicos como la crisis actual derivada del nuevo coronavirus traen barreras adicionales a la integración. Ejecutivos y expertos entrevistados por el Foro Económico Mundial destacan que el mayor riesgo para la economía global hoy es la recesión prolongada. En este contexto, una mayor restricción al movimiento de personas y mercancías entre países se considera más probable y preocupante para la economía mundial.¹²⁰

Por último, desde un punto de vista consolidado, se observa que, dadas las macrotendencias que rediseñan el futuro del sector energético, hay un alto nivel de incertidumbre sobre el rol que puede tener la integración regional. Con respecto específicamente a América Latina, el futuro del tema tiende a depender, en gran medida, del interés brasileño.

116. IEA. System integration of renewables: Decarbonising while meeting growing demand. Disponible em: <https://www.iea.org/topics/system-integration-of-renewables>

117. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

118. EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. 2020

119. WEF. Global Risks Outlook: A Preliminary Mapping and Its Implications. 2020

120. WEF. Global Risks Outlook: A Preliminary Mapping and Its Implications. 2020

Figura 24. Macrotendencias e incentivos a la integración energética regional

Macrotendencia	Impacto en el sector energético	Incentivo potencial para la integración regional
Cambios climáticos	Búsqueda de resiliencia a los riesgos físicos	 La integración podría proporcionar seguridad energética y diversificación de fuentes
Transición energética	Mayor participación de fuentes renovables intermitentes	 La integración podría brindar flexibilidad al sistema a través de la complementariedad
Digitalización y generación distribuida	Mayor seguridad y descentralización	 Valoración de los proyectos locales, con menos incentivo para construir grandes proyectos intercontinentales.
Geopolítica turbulenta	Crecimiento de tendencias nacionalistas	 Un ambiente de desconfianza y priorización de los intereses nacionales, sin incentivar la integración regional

Fuente: Análisis Catavento

Vocación brasileña de liderazgo

Brasil representa actualmente el 43% del suministro de energía primaria en Centro y Sudamérica (285 Mtep) y el 45% de la generación eléctrica del continente (593 TWh).¹²¹ Dada su relevancia, cualquier proceso de integración regional eficaz debe contar con el compromiso brasileño.¹²² El país tiene frontera con 10 de los 12 países sudamericanos, tiene buenas relaciones comerciales y diplomáticas con la mayoría de los vecinos, sólidas instituciones en el sector energético y experiencia en la construcción, planificación y operación de sistemas energéticos de larga distancia.¹²³ Además, Brasil es considerado un socio confiable para nuevos proyectos de integración con otros países.

Como ventajas para que Brasil tenga un papel protagónico en este proceso podemos enumerar las oportunidades económicas de alcanzar nuevos mercados para la prestación de servicios, construcción, producción industrial e investigación y desarrollo con otros países.¹²⁴

Por otro lado, ¿cuál sería el interés efectivo de Brasil en promover la integración energética? El país, a través de la disponibilidad de fuentes de energía distribuidas de manera desigual en el territorio, ya se beneficia de la diversificación de fuentes y la complementariedad dentro de los límites nacionales. Además, las barreras físicas que separan a Brasil de sus vecinos, como la Selva Amazónica y la Cordillera de los Andes, y la gran distancia entre las fronteras y los principales centros de consumo energético del Sureste son barreras adicionales que podrían generar un aumento significativo de costos a los proyectos de integración.¹²⁵

En este escenario, a pesar de ser un elemento clave para la integración energética efectiva en América Latina, Brasil no parece tener los incentivos adecuados para ejercer ese liderazgo.

121. IEA. World Energy Outlook. 2019

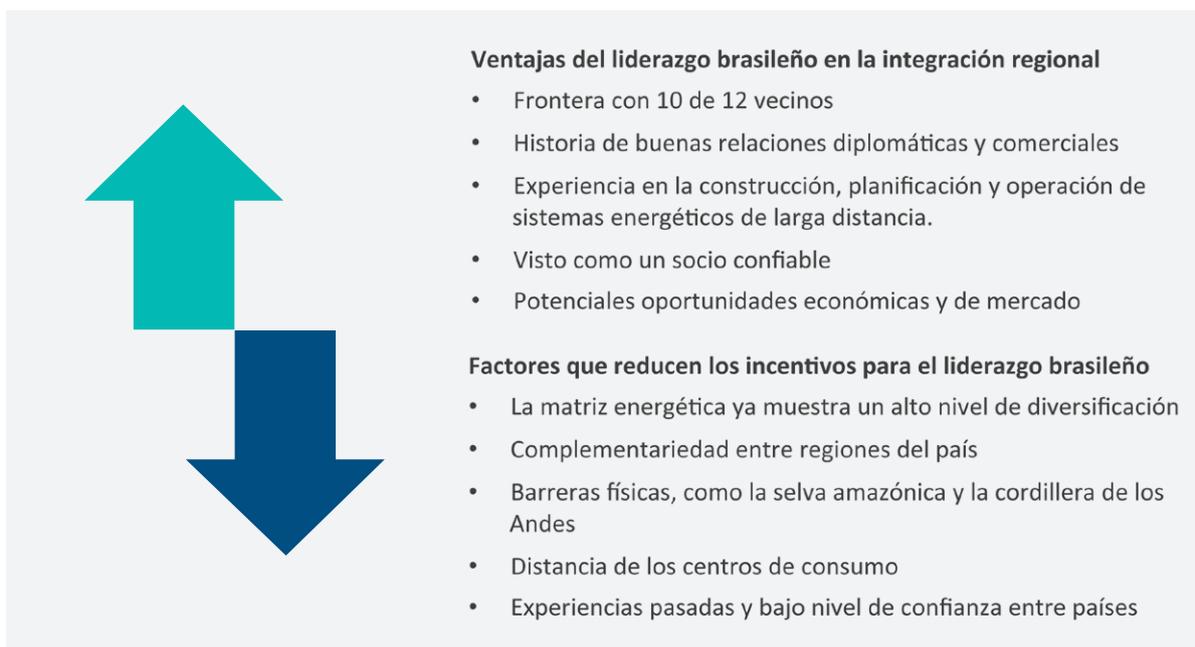
122. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

123. KAS, GESEL. Biato et al. Constraints and Perspectives of the Energy Integration in South America. 2017

124. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

125. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

Figura 25. Ventajas x barreras al liderazgo brasileño en una eventual mayor integración energética regional



Fuente: Análisis de Catavento

6. Conclusión

La integración energética debe significar complementariedad y no dependencia. La historia le da lecciones al continente latinoamericano para evitar que cometa los mismos errores que en el pasado. En la búsqueda por la reconstrucción de la confianza perdida y en medio de un sector energético en transición, es necesario reflexionar sobre los incentivos reales que tienen los países para promover la integración. En comparación con el escenario de los años 80 y 90, o incluso de los desafíos enfrentados en la década del 2000, hoy se abre un mundo nuevo, y es necesario estar atentos para mirar a la integración regional desde la perspectiva del futuro de la energía. Gran parte de la lógica de la integración energética en América Latina, con grandes proyectos de infraestructura, hidroeléctricas y gasoductos, parece estar en el pasado.

En este contexto, y luego de lo expuesto a lo largo del presente estudio, es evidente que las oportunidades de mayor integración son marginales en el sector eléctrico, limitadas a regiones fronterizas, pero existentes ante las potenciales ganancias en flexibilidad y seguridad energética. En el sector del gas natural, en cambio, ciertamente son más tímidas, principalmente en vista de la transición hacia una economía baja en carbono, la competencia con reservas nacionales, y el GNL comercializado a nivel mundial.

Una condición necesaria, aunque no suficiente, sería comenzar por restablecer los lazos de confianza entre países, los cuales se vieron gravemente afectados por episodios intervencionistas. Y, aún por verificar, el estímulo a la eficiencia que trae la integración en un contexto energético hacia un futuro descentralizado, descarbonizado y digital.

7. Referencias bibliográficas

ANEEL. Resolução Normativa N° 225, de 18 de Julho de 2006. 2006

ANP. Anuário Estatístico 2020 - Produção de petróleo e gás natural, por concessionário – 2019. 2020

ANP. Painel Dinâmico de Movimentação de Gás Natural em Gasodutos de Transporte. Disponível em: http://www.anp.gov.br/transporte-gas-natural/5953-painel-dinamico-de-movimentacao-de-gas-natural-em-gasodutos-de-transporte?utm_source=newsletters+epbr&utm_campaign=6a1121a416-transicao_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-6a1121a416-129388925

BANCO MUNDIAL. Data – GDP Current US\$. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=ZJ>

BANCO MUNDIAL. Data – Population Total. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?Locations=ZJ>

BANCO MUNDIAL. Regional Integration Overview. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/topic/regional-integration/overview#1>

BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

BLOOMBERGNEF. Solar and Wind Reach 67% of New Power Capacity Added Globally in 2019, while Fossil Fuels Slide to 25%. 2020

BP. Statistical Review of World Energy. 2020

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Histórico Precio Medio de Mercado SEN. Disponível em: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>

COUNCIL ON FOREIGN RELATIONS. Climate Risk Impacts on the Energy System. 2019

DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponível em: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.html>

DTU Management Engineering. A Nordic Green Flexible Energy System: Barriers and Opportunities. 2018

ELETROBRAS. Geração de Energia. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Geracao-de-Energia.aspx>

ENTE OPERADOR REGIONAL. Flujos de potencia en tiempo real del SER. Disponível em: <https://www.enteoperador.org/flujos-regionales-en-tiempo-real/>

EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2020

EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. 2020

EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019 KAS. Integração energética regional – desafios geopolíticos e climáticos. 2015 EPE. Plano Nacional de Energia 2050. 2020

ESMAP. Latin America and the Caribbean Region Energy Sector – Retrospective Review and Challenges. 2009

EY. Why national oil companies need to transform. 2019

- FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016 FOLHA DE SÃO PAULO. Morales invade Petrobras e nacionaliza gás. 2006
- IEA, NORDEN – NORDIC ENERGY RESEARCH. Nordic Energy Technology Perspectives 2016. 2016
- IEA. Data and statistics. Electricity generation by source: Sweden, Norway. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=SWEDEN&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=Electricity%20generation%20by%20source>
- IEA. Integrating power systems across borders. 2019
- IEA. System integration of renewables: Decarbonising while meeting growing demand. Disponible en: <https://www.iea.org/topics/system-integration-of-renewables>
- IEA. World Energy Outlook. 2019
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. Synthesis Report: Summary for policy makers. 2014
- ITAIPU BINACIONAL. Nossa história. Disponible en: <https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria> ITAIPU BINACIONAL. Papel da ITAIPU Binacional na Integração Elétrica Regional. 2017
- KAS, GESEL – CEIA, E. E RIBEIRO, W. Legal and institutional energy integration models: Comparison between European Union and Mercosur. 2017
- KAS, GESEL. Biato et al. Constraints and Perspectives of the Energy Integration in South America. 2017
- KAS, GESEL. Santos, T. e Santos, L. Energy integration in MERCOSUR: Itaipu Binacional emblematic case. 2017
- KAS. Programa Regional Segurança Energética e Mudanças Climáticas na América Latina. Disponible en: <https://www.kas.de/pt/web/energie-klima-lateinamerika>
- MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Consulta Pública Nº 96 DE 29/07/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas. 2020; Nota Técnica nº 13/2019/CGDE/DMSE/SEE. 2019
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Nota Técnica Nº 6/2020/CGDE/DMSE/SEE. 2019
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Consulta Pública Nº 97 DE 29/07/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes energéticos de fontes renováveis não-hidrelétricas. 2020
- NASA. Climate Change: How Do We Know? Disponible en: <https://climate.nasa.gov/evidence/> NORD POOL. History. Disponible en: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>
- NORDIC COUNCIL OF MINISTERS. Nordic Energy Cooperation - Strong today stronger tomorrow. 2017 O GLOBO. Confirma a cronologia da nacionalização na Bolívia. 2007
- OCDE. Analysis of long-term electricity markets in a regional Market integration context – Contribution from Jose Luis Lima R. 2014
- OCDE. Latin American Economic Outlook 2019: Development in Transition. 2019
- OCDE. The distributional aspects of environmental quality and environmental policies: Opportunities for individuals and households. 2018
- OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016
- PEMEX. Petroleum statistics July 2020. Disponible en: <https://www.pemex.com/en/investors/publications/Paginas/petroleum-statistics.aspx>
- NEREM ET AL. Climate-change-driven accelerated sea-level rise detected in the altimeter era. PNAS, 2018

THE CONVERSATION. The secret to successful state-owned enterprises is how they're run. 2016

THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

THE DIALOGUE. Reviving Venezuela's Oil Sector: The Role of Western Oil Majors. 2020

US DEPARTMENT OF THE INTERIOR. Three Gorges Dam: The World's Largest Hydroelectric Plant. Disponible en: https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/three-gorges-dam-worlds-largest-hydroelectric-plant?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects

VALOR ECONÔMICO. Argentina quer duto bilionário para levar gás até Porto Alegre. 2020

VALOR ECONÔMICO. Política é desafio para integração energética na América do Sul, diz Oddone. 2020

VALOR ECONÔMICO. Tarifa para excedente reabre negociação em torno de Itaipu. 2020 WEF. Global Risks Outlook: A Preliminary Mapping and Its Implications. 2020

WEF. Global Risks Report. 2018

WORLD TRADE ORGANIZATION - WTO. Regional Integration and Trade Facilitation. Disponible en: https://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr11_forum_e/wtr11_7jun11_e.htm

Sobre CEBRI



El Centro Brasileño de Relaciones Internacionales (CEBRI) es un *think tank* independiente que contribuye a la construcción de la agenda internacional de Brasil. Durante más de veinte años, la institución se ha dedicado a promover un debate plural y propositivo sobre el escenario internacional y la política exterior brasileña.

CEBRI prioriza los trabajos temáticos que tengan mayor potencial para apalancar la inserción internacional de Brasil en la economía global, proponiendo soluciones pragmáticas en la formulación de políticas públicas.

Es una institución sin fines de lucro, con sede en Río de Janeiro y reconocida internacionalmente. Hoy por hoy, reúne a alrededor de 100 miembros, que representan múltiples intereses y segmentos económicos, y moviliza una red de profesionales y organizaciones en todo el mundo. Además, cuenta con un Patronato activo formado por figuras destacadas de la sociedad brasileña.

PENSAR
DIALOGAR
DISSEMINAR
INFLUENCIAR

#2 Think tank de América del Sur y Central

University of Pennsylvania's Think Tanks and Civil Societies Program 2019 Global Go To Think Tank Index Report

Junta y Consejos

Presidente
José Pio Borges

Presidente de Honor
Fernando Henrique Cardoso

Vicepresidentes
Jorge Marques de Toledo Camargo
José Alfredo Graça Lima
Tomas Zinner

Vicepresidentes Eméritos
Daniel Klabin
José Botafogo Gonçalves
Luiz Augusto de Castro Neves
Rafael Benke

Consejeros Eméritos
Celso Lafer
Luiz Felipe de Seixas Corrêa
Luiz Fernando Furlan
Marcos Azambuja
Pedro Malan
Roberto Teixeira da Costa
Rubens Ricupero

Directora Ejecutiva
Julia Dias Leite

Consejo de Curadores

André Clark
Anna Jaguaribe
Armando Mariante
Armínio Fraga
Carlos Mariani Bittencourt
Claudio Frischtak
Demétrio Magnoli
Edmar Bacha
Gelson Fonseca Jr.
Henrique Rzezinski
Ilona Szabó
Joaquim Falcão
José Aldo Rebelo
José Luiz Alquéres
Luiz Ildefonso Simões Lopes
Marcelo de Paiva Abreu
Marcos Galvão
Maria do Carmo (Kati) Nabuco de Almeida Braga
Paulo Hartung
Renato Galvão Flôres Jr.
Roberto Abdenur
Roberto Jaguaribe
Ronaldo Veirano
Sergio Amaral
Vitor Hallack
Winston Fritsch

Consejo Consultivo
Internacional

Albert Fishlow
Alfredo Valladão
André Corrêa do Lago
Andrew Hurrell
Antonio Patriota
Felix Peña
Flávio Damico
Jackson Schneider
Julia Sweig
Kenneth Maxwell
Leslie Bethell
Marcos Caramuru
Marcos Jank
Monica de Bolle
Sebastião Salgado

Miembros Senior

Adriano Proença
Ana Célia Castro
Ana Paula Tostes
André Soares
Benoni Belli
Carlos Milani
Clarissa Lins
Daniela Lerda
Denise Nogueira Gregory
Diego Bonomo
Evangelina Seiler
Fabrizio Sardelli Panzini
Fernanda Guardado
Fernanda Magnotta
Hussein Kalout
Izabella Teixeira
Larissa Wachholz
Leandro Rothmuller
Lia Valls Pereira
Mário Ripper
Matias Spektor
Miguel Correa do Lago
Monica Herz
Patrícia Campos Mello
Paulo Sergio Melo de Carvalho
Pedro da Motta Veiga
Philip Yang
Ricardo Sennes
Rogerio Studart
Sandra Rios
Tatiana Rosito
Vera Thorstensen
Victor do Prado

Asociados

Abiquim	Dannemann, Siemsen, Bigler & Ipanema Moreira	Light
Aegea	Dynamo	Mattos Filho Advogados
Aeróleo Táxi Aéreo	EDP	Museu do Amanhã
BAMIN	Eletronbras	Michelin
Banco Bocom BBM	Embaixada da China no Brasil	Neoenergia
BASF	ENEVA	Oktri Empreendimentos
BMA Advogados	ENGIE Brasil	Paper Excellence
BDMG	Equinor	Petrobras
BNDES	ExxonMobil	Pinheiro Neto Advogados
BRF	FCC S.A.	Prumo Logística
Brookfield Brasil	Grupo Lorentzen	Repsol Sinopec
Bunker One	Grupo Ultra	Sanofi
Captalys Investimentos	Huawei	Santander
CCCC/Concremat	IBÁ	Shell
Comerc Energia	IBRAM	Siemens Energy
Consulado Geral dos Países Baixos no Rio de Janeiro	Icatu Seguros	Souza Cruz
Consulado Geral da Irlanda em São Paulo	InvestHK	SPIC Brasil
Consulado Geral do México no Rio de Janeiro	Ipanema Investimentos	State Grid
Consulado Geral da Noruega no Rio de Janeiro	Itaú Unibanco	Tecnoil
CTG Brasil	JETRO	Total E&P do Brasil
	Klabin	Vale
	Lazard	Veirano Advogados
		Vinci Partners

Equipo CEBRI

Directora Ejecutiva
Julia Dias Leite

Directora de Relaciones
Institucionales y Comunicación
Carla Duarte

Directora de Proyecto
Luciana Gama Muniz

PROYECTOS

Gerente de Proyectos
Lara Azevedo

Consultoras
Cintia Hoskinson
Marianna Albuquerque

Pasantes
Gustavo Berlie
Larissa Vejarano

RELACIÓN INSTITUCIONAL Y EVENTOS

Gerente de Eventos y
Relaciones Institucionales
Barbara Brant

Consultores
Caio Vidal
Nana Villa Verde

Pasante
Lucas Bilheiro

COMUNICACIÓN

Consultora
Gabriella Cavalcanti

Pasante
Henrique Kress

ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO

Coordinadora
Administrativa y Financiera
Fernanda Sancier

Asistente
Kelly C. Lima



Centro Brasileño de Relaciones Internacionales

Rua Marquês de São Vicente, 336 Gávea
Rio de Janeiro – RJ - Brasil
22451-044

Tel: +55 (21) 2206-4400

cebri@cebri.org.br

www.cebri.org



Konrad-Adenauer-Stiftung e.V. (KAS)

Klingelhöferstraße 23
10785 Berlin
Germany

Tel.: +49 30 26996-0

Fax: +49 30 26996-3217

zentrale@kas.de

www.kas.de