

Situación de la Integración Eléctrica en América del Sur

Nota Técnica No.2

Octubre 2024



1. Antecedentes

América Latina y El Caribe enfrentan una realidad marcada por los efectos cada vez más visibles del cambio climático, con la presencia de fenómenos climatológicos atípicos que van desde las sequías extremas hasta inundaciones con grave afectación a la infraestructura energética, que han puesto en grave riesgo el abastecimiento de la demanda.

Esto nos compromete a buscar alternativas que permitan, por una parte, crear condiciones acordes a las realidades individuales de los países para enfrentar estos efectos, y por otra, propiciar el esfuerzo conjunto de la región en la búsqueda de una mayor resiliencia de los sistemas energéticos a través del aprovechamiento de sus recursos energéticos para beneficio de todos.

Una de esas alternativas y quizás la más sostenible, se teje alrededor de la integración energética en su sentido más amplio, que involucra no solamente la construcción de infraestructura de interconexiones o aprovechamientos conjuntos entre países que comparten frontera, sino que involucra además la creación de espacios favorables para compartir experiencias y buenas prácticas, y desarrollar un trabajo conjunto para la planificación de nuestro futuro como región.

OLADE en su calidad de organismo regional de la Energía, tiene dentro de sus principales objetivos, trabajar por la integración regional de manera conjunta con sus 27 países miembros, incorporando en este esfuerzo colectivo a toda la comunidad energética de la región.

Es así como el pasado 15 de diciembre de 2022, los líderes del sector energético de la región, reunidos en la LII Reunión de Ministros de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) que tuvo lugar en ciudad de Panamá, aprobaron la Decisión Ministerial LII /D /566 que instruye a OLADE a impulsar acciones dirigidas a fortalecer la integración energética principalmente con fuentes de energía renovable en todas las actividades y operaciones del sector energético en América Latina y el Caribe

Con este antecedente y como una de las acciones que viene desarrollade OLADE para cumplir con este encargo, ha elaborado el presente documento sobre el estado actual de integración eléctrica, las diferentes iniciativas subregionales que se encuentran en proceso y sus perspectivas a futuro, documento que pretende generar un espacio de discusión sobre la importancia y la necesidad de integrarse para enfrentar los retos que impone la transición hacia economías más limpias y menos contaminantes, debiendo al mismo tiempo asegurar el abastecimiento de una demanda cada vez más creciente en condiciones que resulten favorables para

todos los actores, con precios que sean asimilables para las distintas realidades locales y que contribuyan a cerrar las brechas de acceso a la energía, acceso a la educación y al trabajo, y fundamentalmente, a reducir los altos niveles de pobreza y pobreza extrema frente a los cuales no podemos permanecer indiferentes.

2. Estudios y análisis previos

Existe un gran espectro de trabajos académicos y de consultoría desarrollados principalmente por los principales organismos de cooperación a nivel regional como OLADE, CEPAL y CIER con el soporte técnico y financiero de BID, CAF y el BANCO MUNDIAL o bien agencias nacionales como la EPE, que estudiaron el potencial impacto de la integración eléctrica regional en el transcurso de las cambiantes últimas décadas.

Los documentos referidos que reflejan las posiciones de los países en los ámbitos de discusión política regional permiten identificar tres hechos estilizados: i) Los países han manifestado de forma consistente tener la voluntad de avanzar en la integración eléctrica regional; ii) La integración energética regional tendría resultados positivos en términos de costos, seguridad energética y descarbonización; y iii) A pesar de los potenciales beneficios, esta voluntad no se ha materializado en acciones suficientes que permitan dar un salto significativo en la integración. A nivel de los países del Cono Sur, en la última década, sólo se avanzó en dos proyectos de interconexión: la convertora de frecuencia Uruguay/Brasil y la interconexión Argentina/Bolivia. En la Región Andina se anuncia la construcción de la interconexión entre Ecuador y Perú que abrirá las puertas al Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) que podría incorporar en el futuro a Bolivia y Chile.

Entre los últimos estudios realizados sobre el potencial impacto de una mayor integración regional se destaca la modelización propuesta por Tejeda (2017) sobre el rol que podría jugar la materialización de los principales proyectos de interconexiones en carpeta¹ en el marco de la transición energética y la incorporación masiva de fuentes renovables no convencionales. El estudio identifica una complementariedad horaria y estacional en los recursos renovables no convencionales de los que disponen algunas áreas contiguas de América Latina y modeliza los resultados de la incorporación del potencial de renovables con y sin nuevas interconexiones en un horizonte 2030. Los resultados del estudio identifican importantes beneficios en materia de reducción de emisiones, volúmenes de inversión y costos de los sistemas eléctricos de toda la región si se avanza con los proyectos de interconexión.

Otro de los estudios destacados que analizan el impacto de la integración, Cornalino (OLADE 2020), indica a partir de la modelización simplificada de los sistemas eléctricos de Argentina, Chile, Uruguay, Brasil y Paraguay, que se vislumbraban importantes espacios de ganancias de eficiencia a partir de una mayor utilización de las interconexiones existentes. Este estudio no incorpora nuevas interconexiones, sino que identifica que las ganancias a las que se podría

¹ Interconexiones en 500 kV entre Perú y Ecuador, Perú y Brasil, Perú y Chile, Bolivia y Brasil, y Argentina-Paraguay-Brasil; en 230 kV entre Perú y Bolivia, y Arco Norte; y la interconexión entre Colombia y Panamá y el SIEPAC 2 en 400 kV.

acceder en la medida en la que los intercambios se activen con menores diferenciales de costos entre los sistemas (menores barreras). Un aspecto relevante es que la modelización incorpora los cada vez más recurrentes efectos de la Niña y el Niño.

La “Evaluación del impacto del cambio climático en la generación eléctrica en los países del Cono Sur”, llevado adelante por el Banco Mundial y Olade (2023), que modeliza la afectación que podrían tener la generación hidroeléctrica, eólica y solar, así como la demanda, a partir de los escenarios de cambio climático previstos a 2050. El modelo, que no considera eventos extremos, sino tendencias, indica que una de las estrategias relevantes para afrontar los cambios en la disponibilidad de recursos hidroenergéticos, que será heterogénea, es avanzar en el proceso de integración energética regional mediante un mayor desarrollo de las interconexiones.

Si bien las conclusiones de los distintos estudios son coincidentes en cuanto al rol central de la integración regional de cara al futuro en materia ambiental, de seguridad energética y de costos, los países han tendido a planificar e impulsar el desarrollo de sus sistemas con criterios orientados por la soberanía y seguridad energética entendidas en el sentido de eliminar o minimizar la dependencia del suministro eléctrico de los países vecinos. Se puede señalar que la incorporación de renovables no convencionales, así como de terminales de licuefacción de GNL en algunos países ha permitido desarrollar mayores niveles de seguridad y diversificación de las matrices eléctricas, lo que podrían explicar el menor foco en proyectos de gran complejidad técnica, financiera, ambiental y regulatoria.

La evolución de las iniciativas de integración dio lugar, particularmente en el Cono Sur, a un cambio en el abordaje y en los puntos de mayor preocupación vinculados a la integración energética regional, girando hacia un enfoque más pragmático y menos ambicioso. Los estudios realizados más recientemente y las mesas técnicas de SIESUR han puesto mayor atención a encontrar mecanismos que permitan un mejor aprovechamiento de la infraestructura existente, incrementando los intercambios que se venían observando hasta el 2019.

En materia regulatoria, en particular en los informes realizados por OLADE-BID-CIER en 2020 en el marco del SIESUR, se ajustó la agenda de discusión regulatoria, dejando en un segundo plano problemas como la convergencia regulatoria o la posibilidad de celebrar contratos firmes a largo plazo, en pos de avanzar con la solución de problemas de corto plazo; asumiendo como un dato que los intercambios serían fundamentalmente interrumpibles, en base a excedentes y que se realizarán sobre la infraestructura existente. El mismo concepto se repite en la recientemente aprobada normativa del SINEA para el futuro Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER).

3. La integración energética desde la visión normativa

El proceso de integración eléctrica de América del Sur se caracteriza por una fuerte presencia de la bilateralidad y aunque se han promovido diversas iniciativas para el logro de una integración eléctrica subregional, no se han logrado avances significativos en materia de políticas y marcos regulatorios subregionales que permitan materializar estas aspiraciones en infraestructura y operatividad.

En el marco de este bilateralismo se han celebrado tratados que permiten coordinar los objetivos de las políticas nacionales con los compromisos asumidos para la interconexión, armonizar ciertas regulaciones que garanticen la operatividad de la infraestructura, establecer mecanismos para la solución de conflictos y aprobar reglamentaciones que viabilicen los intercambios.

En este escenario también converge en la subregión el *regulacionismo*, corriente integracionista que se caracteriza por el establecimiento de organismos reguladores independientes, en los que órganos colegiados de técnicos y expertos toman decisiones vinculantes para todas las partes. Para la aplicación de este modelo de integración se requiere una alta interdependencia entre las partes, e incluso cierto nivel de supranacionalidad como la que impera en la Comunidad Andina de Naciones (CAN), organismo que cuenta con importantes avances en materia de aprobación de normativa comunitaria de obligada observancia para sus miembros. Por su parte el Mercado Común del Sur (MERCOSUR), también se propuesto la aprobación de principios generales aplicables a las interconexiones que se establezcan entre sus miembros.

Del análisis de los acuerdos que sustentan las interconexiones eléctricas existentes en América del Sur, se observa que, pese a los esfuerzos realizados por los organismos multilaterales de integración, en la práctica el proceso de integración eléctrica de la subregión se ha materializado bajo una perspectiva bilateral.

Aun cuando es evidente que la bilateralidad ha funcionado para construir vínculos energéticos sólidos entre algunos países, el establecimiento de un sistema de integración regional, con institucionalidad, políticas y normativa, permitiría acceder de mejor manera a la inversión para nueva infraestructura, el desarrollo tecnológico y otras condiciones que se requieren para el logro de beneficios comunes, la diversificación de la oferta y la demanda, la seguridad del abastecimiento y el óptimo aprovechamiento de los recursos y la infraestructura existente.

4. Las iniciativas de integración eléctrica regional

Dentro de la región existen varias iniciativas de integración cuyo mayor referente es el SIEPAC en Centroamérica, que ha logrado consolidar un mercado subregional con infraestructura, normativa e institucionalidad.

En el contexto de América del Sur, existen tres iniciativas de integración que están en pleno proceso de construcción y desarrollo:

- SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) que reúne a Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú;
- SIESUR (Sistema de Integración Energética de los países del Cono Sur) que involucra a Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay con la posible incorporación de Bolivia; y,
- Arco Norte que busca la interconexión de Brasil con los países de la costa norte de Sudamérica (Guyana y Surinam) al que se incorporaría Guayana Francesa.

A nivel de SINEA existen avances dignos de destacar. Mediante Resolución 2402 suscrita por el Secretario General de la CAN (mayo 2024), se adoptaron los Reglamentos Operativo, Comercial y del Coordinador Regional, instrumentos normativos del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER). Adicionalmente se anunció la construcción de la nueva interconexión eléctrica a 500 kV entre Ecuador y Perú. Una vez que esta línea esté en funcionamiento, Colombia, Ecuador y Perú estarán interconectados dando paso a intercambios de excedentes que se activarán en base a un esquema de comparación de precios en los nodos de frontera.

Por su parte SIESUR aprobó la Hoja de Ruta 2023-2032 que incluye acciones de corto, mediano y largo plazo, organizadas en 3 ejes estratégicos: (i) Fortalecimiento institucional y regulatorio regional; (ii) Fortalecimiento y desarrollo del sistema interconectado regional; y (iii) Mitigación del Riesgo Cambiario. SIESUR ha incorporado dentro de su agenda, la realización de mesas diálogo y talleres con la participación de los diferentes actores del sector eléctrico a nivel de autoridades y gestores de la política pública y también a los operadores. Esto ha facilitado un diálogo fluido que ha permitido identificar nudos críticos de fácil solución. El resultado ha sido positivo evidenciado por un incremento en la intensidad de los intercambios.

Un proyecto esperado por muchos años es la interconexión entre Colombia y Panamá, que permitirá la interconexión de la Región Andina con Centroamérica, proyecto complejo por aspectos de carácter ambiental y de relacionamiento con comunidades nativas. En el 2024 se conocieron avances importantes que no han logrado concretarse hasta el momento.

5. Infraestructura de interconexiones eléctricas

Años atrás, en los diferentes espacios y foros en donde se discutía sobre integración regional, se popularizó el principio de las 3R como fundamento de la integración: “reglas, redes y recursos”. Este principio no ha perdido vigencia y más bien se ha fortalecido habiendo incorporado una cuarta R que quizás es la más importante de todas: el “respaldo” al más alto nivel político y de decisión.

La integración sin infraestructura (redes) quedaría tan solo en el espacio de los diálogos y las buenas intenciones. Las redes constituyen uno de los ejes sobre los cuales se construye la integración y por eso es importante realizar un barrido sobre la infraestructura de interconexión en América del Sur.



Figura 1 Mapa de Interconexiones eléctricas - América del Sur

5.1. Infraestructura en los países de la Región Andina

Colombia y Ecuador tienen 3 enlaces internacionales en operación, el más antiguo en 138kV (funcionamiento radial²) y dos enlaces en 230kV (funcionamiento sincrónico³), en tanto que entre Ecuador y Perú existe un solo enlace en 230kV que funciona de forma radial. La materialización del mercado subregional entre Colombia, Ecuador y Perú se dará una vez se encuentre operativa la nueva interconexión Ecuador-Perú de 500 kV y 500 MW de capacidad, que está en proceso de contratación. Las interconexiones entre Colombia y Venezuela se encuentran fuera de operación, al igual que la interconexión entre Brasil y Venezuela.

Tabla 1 Países Andinos - Interconexiones principales

Países	Ubicación	Tensión kV	Potencia MW	Frecuencia Hz	Longitud Km	Estado
Co-Ve	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	230	150	60	128	No operativa
	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230	140	60	48,5	No operativa
	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	115	36	60		No operativa
Co-Pa	Cerromatoso (Co) – S.E. Panamá II (Pa)	300	400	60	500	En estudio
Co-Ec	Jamondino (Co) – Pimampiro(Ec)	230	250	60	139	En operación
	Jamondino (Co) – Pimampiro(Ec)	230	250	60	132	En operación
	Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)	138	35	60	17	En operación
	Jamondino (Co) – El Inga (Ec)	500	1500	60	515	En estudio
Ec-Pe	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	230	100	60	104	En operación
	S.E. Chorrillos (Ec) – Frontera/Piura Nueva/-S.E. La Niña (Pe)	500	500	60	574	En proceso de contratación
Br-Ve	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	230/400	200	60	676	No operativa
Bo-Pe	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	230/220	150	50/60	278	En inventario
Pe-Cl	Tacna/Los Héroes (Pe)–Arica/Parinacota (Cl)	220	200	60/50	55	En estudio
	Tacna/Montalvo (Pe)–Arica/Crucero(Cl)	500	1.000	60/50	600	En estudio
Bo-Cl	Laguna Colorada (Bo) – Chuquicamata (Cl)	220	150	50	194	En estudio

Fuente: Elaboración Propia con información de CIER y de los países involucrados

² Línea de Interconexión radial: se conecta al sistema eléctrico de uno u otro país de acuerdo con la necesidad de importación o exportación.

³ Línea de Interconexión sincrónica: enlaza a los sistemas eléctricos de dos países que pueden operar interconectados.

Existen algunos proyectos que se encuentran a nivel de estudios como es el caso de las líneas de interconexión entre Chile y Perú, y otros que fueron mencionados en alguno de los estudios que se han desarrollado como es el caso de la línea Jamondino-El Inga que permitiría la interconexión en 500 kV entre Colombia y Ecuador, sobre la cual no existe avance.

5.2. Infraestructura en los países del Cono Sur

Los países del Cono Sur cuentan con una importante infraestructura de interconexión que permite que todos los países con frontera común se encuentran interconectados entre sí. Bolivia estudia interconexiones con Brasil y Paraguay y una segunda interconexión con Argentina.

Tabla 2 Países del Cono Sur - Interconexiones principales

Países	Ubicación	Tensión kV	Potencia MW	Frecuencia Hz	Longitud Km	Estado
Ar-Cl	Cobos (Ar) - Andes (Cl)	345	643/200	50	408	En operación
	Río Diamante (Ar) - Los Cóndores (Cl) - Ancoa (Cl)	500/220	435/735	50	350	En estudio
	Rodeo (Ar)–S.E. Nueva Pan de Azúcar (Cl)	400	1000	50	250	En inventario
	Santa Cruz (Ar) - Aysén (Cl)	220	200	50	175	En inventario
	Santa Cruz (Ar) - Punta Arenas (Cl)	220	200	50	200	En inventario
Bo-Ar	Yaguacua (Bo)-Tartagal (Ar) (Juana Azurduy)	132	120	50	120	En operación
	San Juancito (Ar) – Salvador Mazza (Ar) – Yaguacua (Bo)	500		50		En estudio
Bo-Py	Interconexión Bolivia – Paraguay	220		50	400	En estudio
Bo-Br	Interconexión Bolivia – Brasil	500		50/60	284	En estudio
Ar-Py	Salidas de Central Yacretá (C. Hidroeléctrica Binacional)	500	3200	50	0	En operación
	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	220/132	80	50	44	En operación
	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220/132	34	50	35	En operación
	Aña Cuá	500	270	50		En construcción
	Formosa (Ar) – Villa Hayes (Py)	500		50		En estudio
Br-Py	Salidas de Central Itaipú (C. Hidroeléctrica Binacional)	750/220	14000	50/60	0,1	En operación
	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	220/138	50	50/60		No operativa
Ar-Br	Rincón Santa María. (Ar) - Garabí (Br)	500	2200	50/60	135	En operación
	Paso de los Libres (Ar) – Uruguiana (Br)	132/230	50	50/60	40	En operación
Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500	2000	50	24	En operación

	Salto Grande (Ar) - Salto Grande (Uy)	500	1890	50	0,1	En operación
	Concep. del Uruguay (Ar) – Paysandú (Uy)	132/150	100	50	70	En operación
Br-Uy	Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy)	500	500	60/50	400	En operación
	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150	70	60/50	11	En operación

Fuente: Elaboración Propia con información de CIER y países involucrados

Una característica de integración de los países del Cono Sur constituye las centrales hidroeléctricas de carácter binacional Itaipú, Yacyretá y Salto Grande cuyos acuerdos y/o tratados establecen las reglas para el despacho y asignación de la energía entre las partes involucradas.

Tabla 3 Países del Cono Sur - Centrales binacionales

Países	Denominación	Río	Capacidad instalada (MW)	Estado
Br-Py	C.H. Itaipú Binacional	Paraná	14.000	En operación
Ar-Uy	Salto grande	Uruguay	1.890	En operación
Ar-Br	Garabí-Panambí	Uruguay	2.200	En inventario
Ar-Py	Yacyretá	Paraná	3.200	En operación
	Aña Cuá	Paraná	270	En construcción
	Corpus Christi (Pindó-I)	Paraná	2.800	En inventario
	Itatí – Itá Corá	Paraná	1.600	En inventario
Bo-Br	Hidro binacional	Madera/Mamoré		En estudio

Fuente: Elaboración Propia con información de CIER y de los países involucrados

6. Intercambios de electricidad entre los países de la región.

Los intercambios en la región muestran fluctuaciones que tienen diferentes orígenes, en unos casos marcados por una hidrología cambiante, con comportamientos que se apartan de los comportamientos históricos; y por otra, las olas de calor que se han presentado en algunos países y que han incidido en un crecimiento de la demanda que está por sobre la media histórica. Otro factor para tomar en cuenta es la mayor incorporación de energías renovables no convencionales que sustituyen a la producción con hidrocarburos. En el caso del Cono Sur puede haber impactado en los flujos el surgimiento de nueva normativa introducida mediante la Portaria Normativa MME n° 49/2022 por parte de Brasil que facilita la exportación de vertimientos turbinables y de energía eléctrica proveniente de excedentes renovables no hidroeléctricos.

Las realidades a nivel de subregión son diversas y muy distintas, cada una con sus propias características y matices. Se hace necesario, por tanto, individualizar cada subregión para el análisis.

6.1. Región Andina

A nivel de la Región Andina, los únicos países que tienen enlaces de interconexión operativos son Colombia, Ecuador y Perú. Los dos primeros mantienen intercambios de manera casi permanentes, mientras que los intercambios entre Ecuador y Perú son esporádicos.

Los intercambios entre Colombia y Venezuela no muestran actividad en los últimos años.

Las líneas y torres de interconexión del lado colombiano de la antigua interconexión Cuestecita (La Guajira-CO) - Cuatricentenario (Zulia-VE) entraron en un plan de reconstrucción por los proyectos de renovables que se ejecutan en el departamento de La Guajira.

6.1.1. Intercambios Colombia - Ecuador

Los intercambios entre Ecuador y Colombia se rigen por las reglas de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE y consisten en transacciones horarias de corto plazo que se activan ante la señal de precios. Las TIE se rigen por normativa específica expedida por la CAN (Comunidad Andina), de carácter supranacional y por tanto de obligatorio cumplimiento para los países miembros.

Los intercambios se producen en base al despacho económico coordinado, en donde los operadores de cada país (XM en Colombia y CENACE en Ecuador) consideran la oferta y la demanda equivalente del otro en los nodos de frontera.

Las decisiones de importación o exportación se toman con base en la disponibilidad de excedentes exportables y en la comparación de precios marginales en los nodos de frontera. Los valores máximos para exportar o importar están dados por la capacidad máxima operativa del enlace que es algo inferior a los 500 MW de capacidad nominal.

El registro histórico permite identificar tres períodos muy marcados: Un primero que parte del inicio de las transacciones en el 2003 y se extiende hasta el 2015 en el cual Ecuador es netamente importador; un segundo período 2016-2021 en donde Ecuador pone en operación una importante capacidad hidroeléctrica y se convierte en exportador; y finalmente un tercer periodo, que inicia en el 2022 y se profundiza en 2023 y 2024 en que la situación se revierte, Ecuador experimenta condiciones muy severas de sequía que afecta la producción de sus principales centrales hidroeléctricas, debiendo acudir entre otras alternativas a una mayor importación de energía de Colombia.

En el 2023 Ecuador importó 1297 GWh equivalente al 4,3% de su demanda, mientras que la exportación alcanzó los 530 GWh que representa el 0,7% de la demanda de Colombia.

Colombia también viene enfrentando serias condiciones de sequía con un descenso en los niveles de sus embalses que, según alertas del operador del sistema, podría afectar la operación del sistema eléctrico hacia finales de 2024 y por tanto ha debido restringir las exportaciones de energía hacia Ecuador que, por su parte y ante la ausencia de suficiente capacidad instalada de respaldo, ha llegado a condiciones de racionamiento.

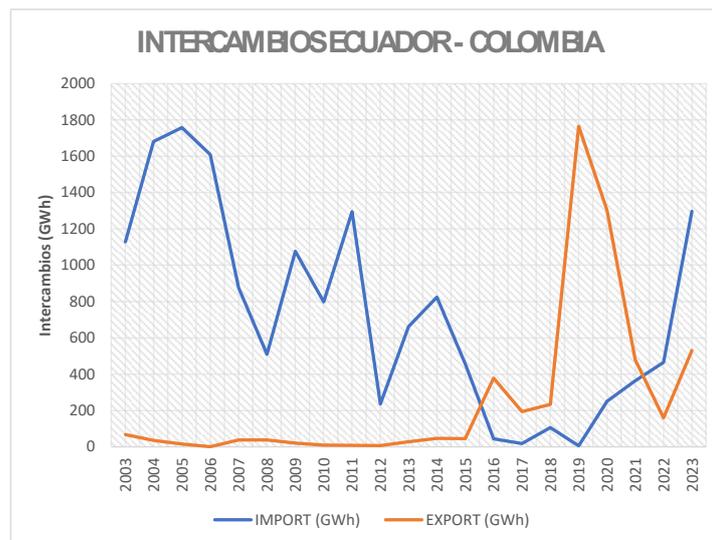


Figura 2 Histórico TIE Ecuador - Colombia (GWh)
Fuente: Elaboración Propia con datos de CENACE, Ecuador

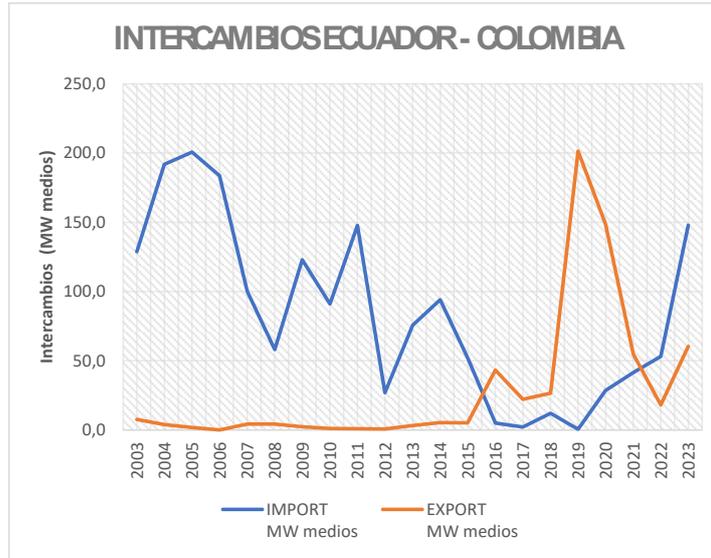


Figura 3 Histórico TIE Ecuador - Colombia (MW medios anuales)
Fuente: Elaboración Propia con datos de CENACE, Ecuador

Hasta el 2023, la interconexión entre Colombia y Ecuador muestra una utilización media del 25% de su capacidad operativa, con un máximo de 46% alcanzado en el 2023, que coincide con el período de extrema sequía antes referido.

Tabla 4 Región Andina: Factor de Uso de las interconexiones

Interconexión	Capacidad	2022	2023
Colombia - Ecuador	500	15,8%	46,3%
Ecuador - Perú	100	4,2%	4,7%

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE, Ecuador

La estadística con detalle mensual de los intercambios muestra un comportamiento marcadamente estacional, con mayor intensidad entre septiembre y marzo.



Figura 4 TIE Ecuador - Colombia 2021 - 2023 mensual (GWh)
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE, Ecuador

El incremento de la exportación de Colombia a Ecuador coincide con el período de sequía, ausencia de lluvias y reducción de caudales afluentes de

las principales centrales de generación hidroeléctrica del Ecuador, que en condiciones normales pueden llegar a abastecer más del 90% de la demanda.

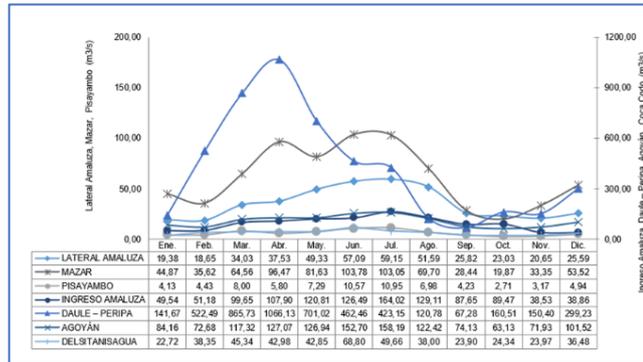


Figura 5 Caudales medios afluentes a los embalses del S.N.I. (m³/s)
Fuente: CENACE, Ecuador

Por el lado de Colombia, los mayores aportes hídricos se presentan en octubre y noviembre, lo que marca un comportamiento de complementariedad estacional muy beneficiosa para los dos países.

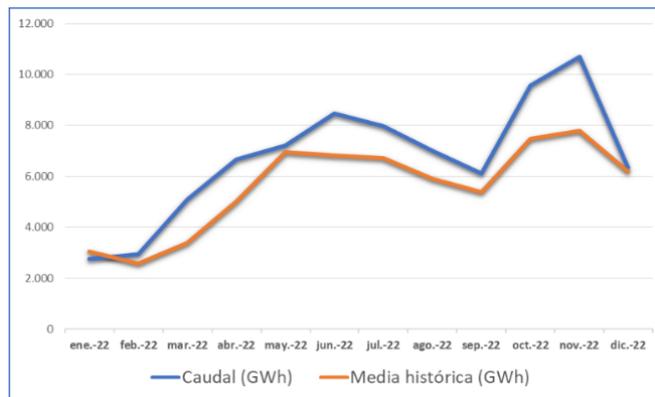


Figura 6 Colombia, aportes hídricos mensuales 2022 (GWh)
Fuente: XM, Colombia

Esta complementariedad hidrológica y la alta dependencia de las condiciones hidrológicas en Ecuador explican la correspondencia que se puede observar entre la producción hidroeléctrica de Ecuador y las importaciones que se intensifican entre septiembre y marzo.

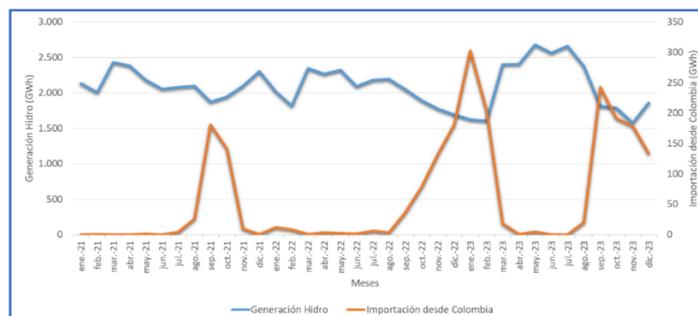


Figura 7 Ecuador: Generación hidroeléctrica vs. Importaciones (GWh)
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía, Ecuador

Los precios de importación y exportación son variables y dependen principalmente del origen de la energía exportable (hidro, renovables no convencionales o combustibles fósiles).



Figura 8 Ecuador: Precios de importación y exportación 2023 (US\$/kWh)
Fuente: CENACE, Ecuador

6.1.2. Intercambios Ecuador - Perú

Los intercambios entre Ecuador y Perú han sido esporádicos y obedecen a situaciones de emergencia que se han presentado indistintamente en los dos países. La presencia de una interconexión débil y la imposibilidad de una operación síncrona de los dos sistemas constituyen un limitante. Esta situación podría revertirse con la operación una nueva interconexión a nivel de 500 kV programada para el 2027.

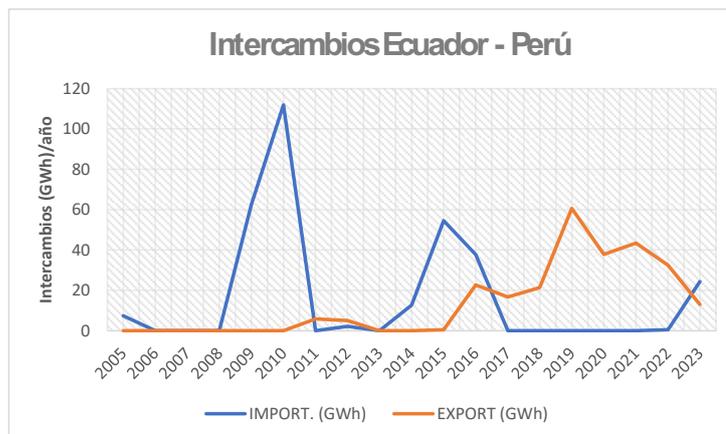


Figura 9 Histórico TIE Ecuador - Perú (GWh), 2005 - 2023
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE

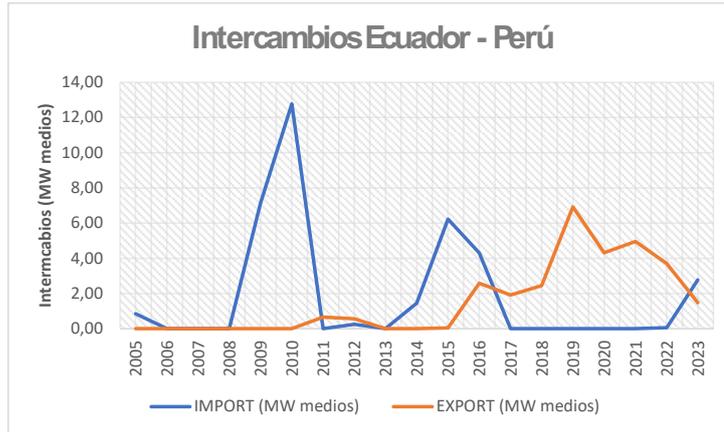


Figura 10 Histórico TIE Ecuador - Perú (MW medios anuales), 2005 - 2023
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE

La información estadística a nivel de detalle mensual no muestra una tendencia clara, pero se evidencia que las mayores exportaciones desde Ecuador hacia Perú se han dado entre abril y agosto, que coinciden con el período de lluvias en la región interandina de Ecuador.

Figura x TIE mensuales Ecuador - Perú (GWh), 2021 - 2023



Figura 11 TIE mensuales Ecuador - Perú 2021 - 2023 (GWh)
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE, Ecuador

6.2. Países del Cono Sur

A nivel de los países del Cono Sur, los intercambios son permanentes, utilizando la importante infraestructura de interconexiones existente, al margen de las transacciones que surgen de los acuerdos vinculados con centrales de generación binacionales Itaipú, Yacyretá y Salto Grande.

Con la sola excepción de Paraguay que se consolida como un exportador neto de energía eléctrica, los intercambios entre los demás países del Cono Sur han permitido que todos actúen en su momento como exportadores o importadores, ya sea para atender su demanda interna o bien para aprovechar condiciones de precio más favorables.

Por el lado de uso de la infraestructura, el factor de utilización de las interconexiones muestra un incremento en el 2023 con relación al año anterior, con excepción de la interconexión entre Argentina y Uruguay.

6.2.1. Intercambios Argentina-Brasil

La historia de los intercambios de energía eléctrica entre Argentina y Brasil desde 2007 se puede separar en tres períodos:

1. 2007-2011: Intercambios del orden de 200 MW-medios anuales, que representan un factor de uso del 9% de la capacidad de la conversora de Garabí.
2. 2012-2019: Intercambios muy bajos, cercanos a cero.
3. 2020-2023: intercambios crecientes, alcanzando los 900 MW-medios anuales en 2023 y un factor de uso de la conversora del 45%.



Figura 12 Intercambios Argentina-Brasil. 2005-2023 (MW-medios anuales y % capacidad conversora de Garabí).

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

A continuación, se muestra la serie de intercambios netos mensuales y el % de ocupación de los embalses del subsistema Sudeste-Centro Oeste de Brasil, que permite apreciar mejor algunos aspectos de los intercambios del período bajo análisis.



Figura 13 Intercambios netos Argentina-Brasil 2005-2023 (MW-medios mensuales) y Energía Almacenada Subsistema SE-CO (%)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA y ONS

Durante el período 2007-2011 Argentina recurrió a importaciones de energía eléctrica de Brasil durante los meses de invierno. El rápido crecimiento de la demanda registrado durante dicho período en el SADI, y el pronunciado declive en la producción de gas natural convirtieron a Argentina en un país importador de gas natural, GNL y sus sustitutos como el gasoil y el fueloil durante el invierno.

En esa etapa el Subsistema Sudeste-Centro Oeste registró niveles de hidraulicidad elevados, situación que se refleja en el % de energía almacenada en su sistema de embalses, y que permitió a Brasil exportar energía eléctrica a Argentina en los momentos que lo requirió, asegurando el abastecimiento y reduciendo costos operativos argentinos.

Desde 2012 se observa una fuerte caída de la energía almacenada en el Subsistema SE-CO, situación que se extiende hasta 2022. En toda esta etapa las exportaciones de energía de Brasil hacia Argentina son bajas o nulas, más allá de alguna situación particular en la que se realizaron intercambios de emergencia con devolución para cubrir picos de demanda o déficits puntuales de recursos primarios en el sistema argentino.

En 2020 y 2021 Brasil enfrentó una sequía histórica que llevó la energía embalsada a niveles mínimos. Argentina durante esa etapa contaba con capacidad térmica instalada suficiente para cubrir su demanda, había recuperado niveles de producción de gas natural, y pudo exportar volúmenes relevantes de energía a Brasil durante los períodos estivales.

En 2022 y 2023 la situación hidrológica de Brasil comenzó a mejorar sensiblemente, en un contexto en el que se conjugaron una serie de fenómenos que afectaron al mercado eléctrico Argentino: 1) Desde mediados de 2021 y hasta mediados de 2022 se registró una bajante histórica del Río Paraná que afectó la generación de Yaciretá; 2) a excepción de los meses de invierno de 2022 los aportes en Salto Grande se mantuvieron muy bajos entre 2020 e inicios de 2023; 3) los aportes a las centrales del Comahue se mantuvieron muy bajos entre

2021 y mediados de 2023; 4) los precios de los combustibles líquidos y GNL subieron significativamente en 2022 como resultado del inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania; y 5) durante los meses de febrero y marzo de 2023 se registraron olas de calor muy intensas y duraderas en Argentina que llevaron la capacidad del sistema al límite. En este contexto Argentina pudo tomar energía de Brasil de forma muy sostenida durante todo el período que va de mayo de 2022 a octubre de 2023.

Cabe señalar que los volúmenes de importación media por parte de Argentina para este período estuvieron próximos a los máximos técnicos, ya que si bien la convertora permite intercambios por 2200 MW el corredor Yaciretá-AMBA no acepta en términos medios volúmenes superiores a los 1.500 MW. Tomando esto en consideración, las importaciones argentinas en 2023 alcanzaron un uso del 60% de la infraestructura de interconexión directa con Brasil.

Una forma complementaria de analizar la evolución de los intercambios es a través de la relación entre el diferencial de Costos Marginales Operados (CMO) de los sistemas y los intercambios netos de energía.

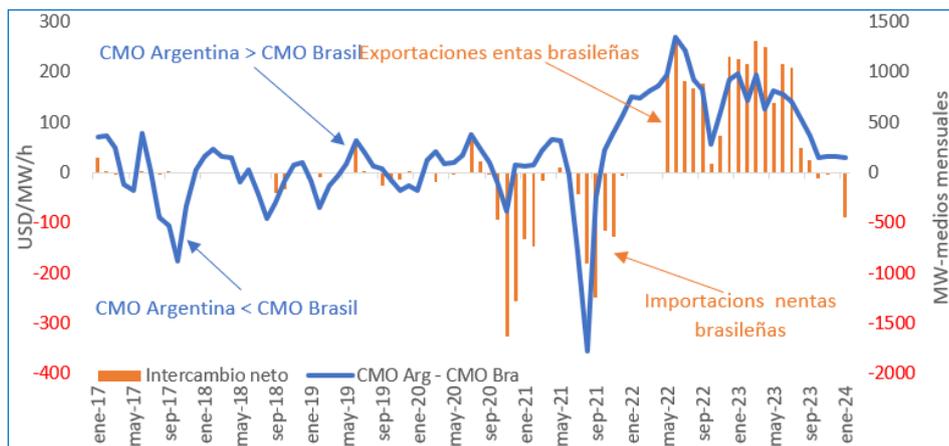


Figura 14 Intercambios netos Argentina-Brasil 2017-2023 (MW-medios mensuales) y diferencial de CMO (USD)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA y ONS

Entre 2017 y 2019 en consonancia con la baja disponibilidad de recursos primarios en ambos países (baja hidraulicidad en Brasil y escasez de hidrocarburos en Argentina) los diferenciales de precios son estacionales, y generan intercambios puntuales consistentes con dichos diferenciales.

Desde 2020 los intercambios de energía correlación muy bien con los diferenciales de Costos Marginales entre los sistemas de Argentina y Brasil. Durante 2020 y 2021 en los períodos estivales, en los que Argentina margina con gas y Brasil registraba escasez hidroenergética, el diferencial de costos marginales fue significativo (Brasil más caro que Argentina) y las exportaciones de Argentina hacia Brasil crecieron significativamente. En 2022, con la mejora de la situación hidrológica de Brasil y el encarecimiento del sistema argentino, el

diferencial de costos se revierte y Brasil exporta volúmenes importantes de energía hacia Argentina. Cuando se reduce el diferencial de Costos Marginales los intercambios vuelven a niveles bajos.

Los memorándums firmados en 2011 y 2014 definieron el intercambio como un esquema de asistencia del sistema brasileño hacia el argentino, que podía ser sin devolución (“comercial”) o con devolución interrumpible. En el memorándum de entendimiento firmado en 2016 y ratificado en 2019 y 2022 se planten esquemas de intercambio concebidos en ambos sentidos, y se definieron 3 formas de intercambio: 1) Sin devolución interrumpible, a partir de generación térmica no requerida por el país de origen o vertido hidroeléctrico turbinable no utilizable (“comercial”); 2) Con devolución, en condiciones de emergencia, interrumpible; 3) Con devolución interrumpible para aprovechamiento de energía de vertimiento hidroeléctrico o renovable.

Hasta 2015 el esquema preponderante es el de intercambios compensados. Desde 2020, cuando se registra el incremento de los intercambios energéticos, el esquema preponderante es “comercial”. Operativamente, cada uno de los países oferta semanalmente al otro país bloques de energía con sus respectivos volúmenes y precios. Las ofertas son interrumpibles, y los volúmenes requeridos se van confirmando con la programación diaria. Argentina exporta exclusivamente generación térmica, y Brasil ha exportado mayormente generación térmica. Desde octubre de 2022 ante la disponibilidad de excedentes hidroeléctricos turbinables (vertido) se habilitó la posibilidad de su exportación bajo el formato “comercial” (hasta ese momento los intercambios sobre energía de vertimiento se realizaban bajo modalidad de “intercambio compensado”).

El desempeño de los intercambios bajo este formato ha mostrado ser adecuado para activar los flujos de energía hasta niveles próximos a los máximos técnicos cuando se registran diferencias significativas en los CMO de cada uno de los países, siempre y cuando haya disponibilidad de recursos primarios.

En etapas con baja disponibilidad de recursos primarios de ambos lados de la frontera (2007-2019) los diferenciales de precios (que en ocasiones fueron reflejo de tensiones puntuales en alguno de los sistemas) habilitaron intercambios puntuales. Esto refleja que ante situaciones de necesidad o emergencia, los países se han asistido aún sin disponer de excedentes relevantes.

6.2.2. Intercambios Uruguay-Argentina y Uruguay-Brasil

El intercambio entre Argentina y Uruguay, países que cuentan con sistemas muy integrados eléctricamente, atravesó dos etapas:

1. Entre 2005 y 2013 los intercambios van en uno y otro sentido, con tendencia decreciente, pasando de una utilización del 10% de la infraestructura entre 2005 y 2007, a un 6% entre 2008 y 2010, a un 2% entre 2011 y 2013.

2. Entre 2014 y 2023 Uruguay se convierte en exportador neto todo el período, y se registra un incremento en el uso medio de la infraestructura de interconexión.

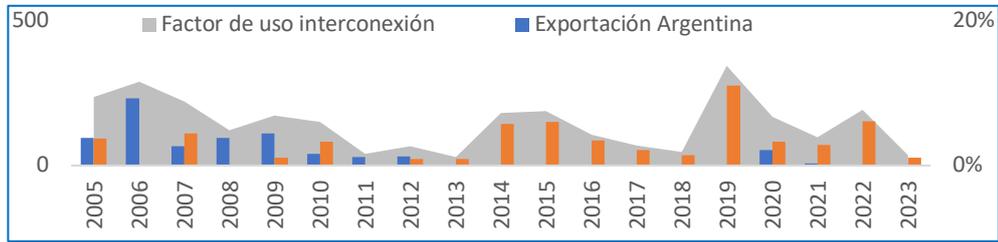


Figura 15 Intercambios Argentina-Uruguay 2005-2023 (MW-medios anuales y % de uso de la interconexión)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

Los intercambios de excedentes de Salto Grande han sido acotados en los últimos años, con una distribución promedio 50/50 entre Argentina y Uruguay.

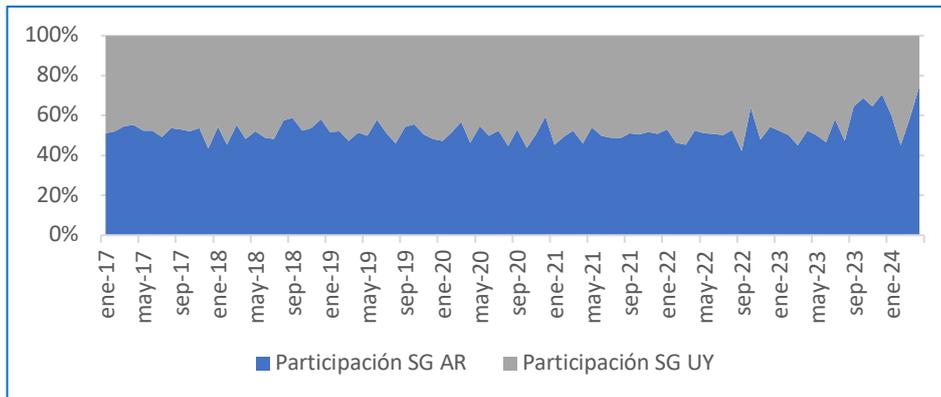


Figura 16 Distribución de la generación de Salto Grande entre Argentina y Uruguay (%).

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA y ADME

El mayor desvío en la distribución de la generación de Salto Grande se observa sobre fines de 2023 y principios de 2024, con un aumento en la participación argentina.

Para el caso de los intercambios entre Brasil y Uruguay se identifican dos etapas. La primera hasta 2016, cuando sólo existía una interconexión por 70 MW, que operaba fundamentalmente en el sentido de exportaciones desde Brasil hacia Uruguay, y que hasta 2012 tuvo un uso medio del 33% con intercambios por volúmenes muy acotados (menos de 25 MW medios). Y una segunda etapa desde 2017, cuando se habilita la operación de la convertora por 500 MW, momento a partir del cual crecen los volúmenes de energía intercambiada y Uruguay se torna un exportador neto la mayor parte del tiempo (a excepción de 2023, año con crisis hídrica en Uruguay).

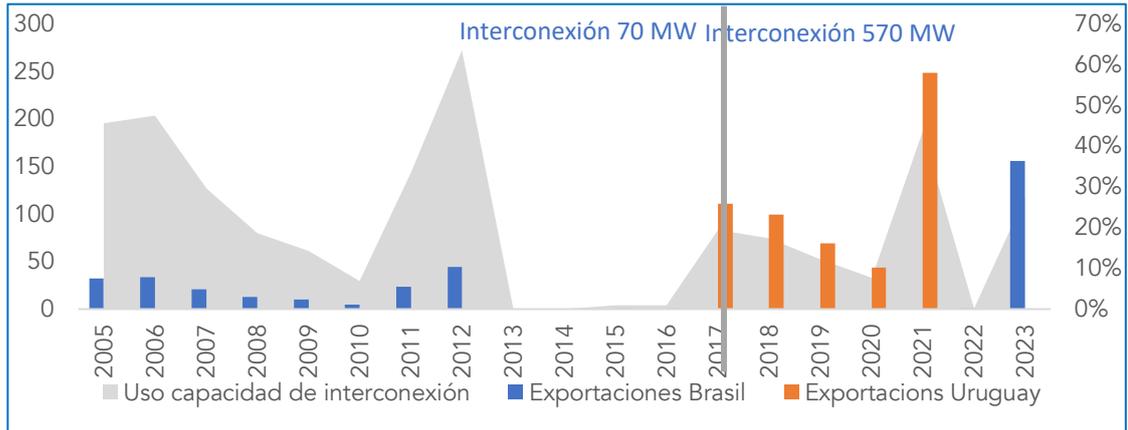


Figura 17 Intercambios de energía eléctrica Brasil-Uruguay 2005-2023 (MW-medios anuales y % de uso de la interconexión)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de ONS

Se puede observar en la siguiente figura que en la primera etapa (2005-2013) los intercambios responden a las condiciones hidrológicas del sistema uruguayo. En los años de mayor disponibilidad hidroeléctrica Uruguay es exportador, y en los de menor disponibilidad es importador. Las exportaciones argentinas se van reduciendo desde 2010 en concordancia con la menor disponibilidad de gas y de potencia de reserva en su sistema, forzando un mayor despacho térmico en Uruguay (diésel).

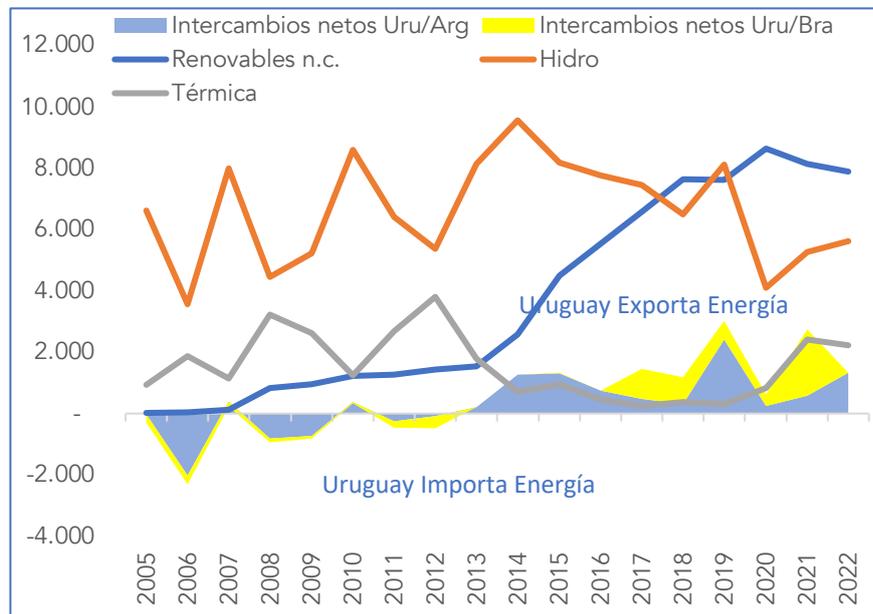


Figura 18 Intercambios netos Uruguay/Argentina/Brasil y generación Uruguay por fuente (GWh) 2005-2022

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA, ADME y ONS

A partir del 2014, en consonancia con el progresivo incremento en su generación renovable principalmente de origen eólico, Uruguay es un exportador neto. Las fluctuaciones en la disponibilidad hidroeléctrica repercuten en el volumen de

excedentes que a partir del 2016, como resultado de la habilitación de la convertidora de Melo de 500 MW de capacidad, pueden ser exportados al mercado argentino o bien al brasileño.

Si se analiza la evolución de los intercambios recientes con frecuencia mensual se puede apreciar de mejor manera la correlación que existe entre la hidraulicidad del sistema uruguayo y las exportaciones con destino a Argentina y Brasil. De igual manera, la reversión de los flujos de intercambio en los períodos de reducción de la generación hidroeléctrica en Uruguay.

Si se quiere mirar el comportamiento de los intercambios en función de los Costos Marginales Operados, se observa una correlación, aunque no lineal, entre los costos diferenciales y los flujos de energía. Cuando el CMO es más alto en Argentina, Uruguay exporta y cuando es más alto en Uruguay, sucede lo contrario.

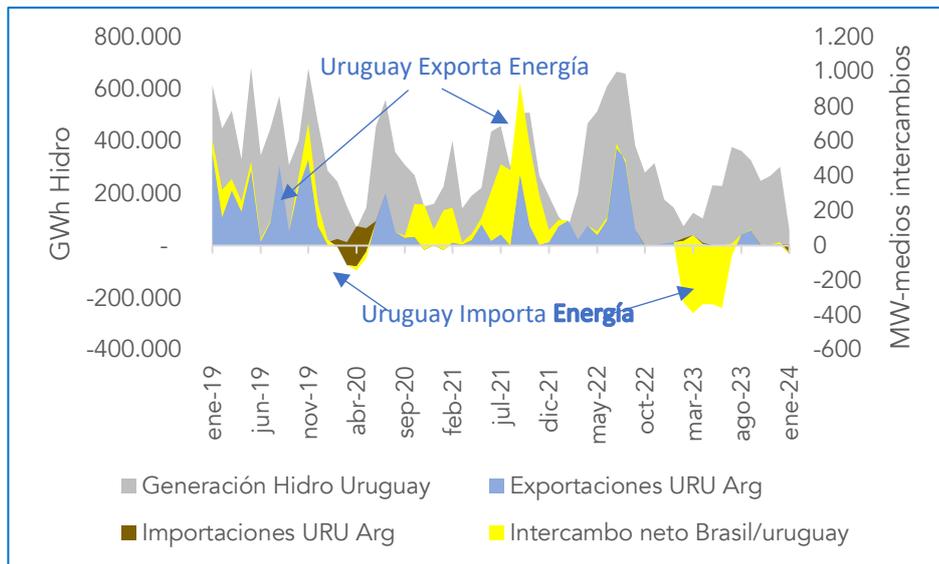


Figura 19 Intercambios Uruguay/Argentina/Brasil 2019-2024 (MW-medios mensuales) y generación hidroeléctrica de Uruguay (GWh)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA, ADME y ONS

Para los intercambios entre Uruguay y Brasil se observa una correlación entre el diferencial de costos marginales y los flujos de energía. Cuando los costos son más elevados en Brasil, Uruguay exporta y cuando la ecuación de costos se revierte, Uruguay se convierte en importador. Este comportamiento no necesariamente constituye una regla, por la incidencia de las condiciones hidrológicas de los dos países. Durante período seco 2020/2021 Brasil importó energía para preservar sus embalses, aunque los diferenciales de costos marginales eran negativos.

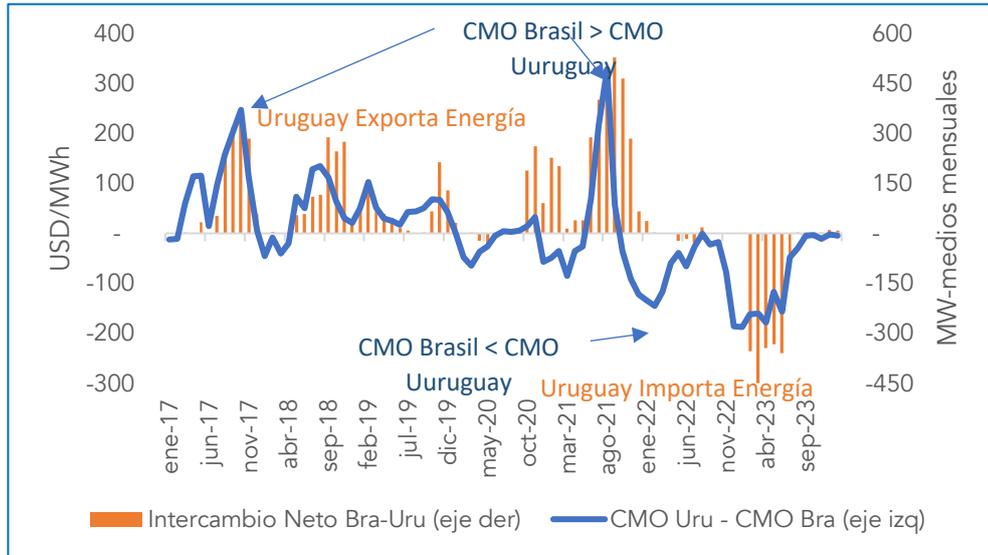


Figura 20 Intercambios netos Uruguay-Brasil 2017-2023 (MW-medios mensuales) y diferencial de CMO (USD/MWh)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de ONS y ADME

En 2023, año en el que Uruguay soportó severas condiciones de sequía, la situación hidrológica obligó a UTE a poner en funcionamiento a toda su planta termoeléctrica y recurrir a importaciones netas brasileñas para garantizar el abastecimiento. En determinados días del 2023, las importaciones llegaron a cubrir el 30% de la demanda.

Los beneficios de la importación de Brasil, no solo se dieron por el lado energético, sino también en los precios. La exportación por parte de Brasil de excedentes turbinables, permitió que Uruguay pueda obtener a través de las importaciones, precios inferiores a los que representaba poner en operación sus ciclos combinados. Por ejemplo, se dio el caso en que la energía proveniente de Brasil se pagaba a 60 USD/MWh, mientras que la operación del ciclo combinado Punta del Tigre alcanzaba los 193,5 USD/MWh.

Al mismo tiempo en determinadas horas del día, Uruguay también exportó energía térmica a Argentina, que soportó una ola de calor con elevados picos de demanda en los meses de febrero y marzo de 2023.

6.2.3. Intercambios Argentina-Paraguay

La principal interconexión entre Argentina y Paraguay es la central binacional Yaciretá. El tratado establece que la energía generada por la central corresponde en partes iguales a cada uno de los países, y en caso de que uno de ellos (Paraguay), no tome su 50%, la diferencia quedará a disposición de la contraparte, que deberá pagar el costo establecido a la EBY. Hasta 2021, cuando se habilita la interconexión de Yaciretá con Asunción, la capacidad de tomar energía por parte de Paraguay era limitada a 400 MW. Desde ese momento el sistema paraguayo

se encuentra en condiciones de absorber una proporción más significativa de la energía generada por Yaciretá.

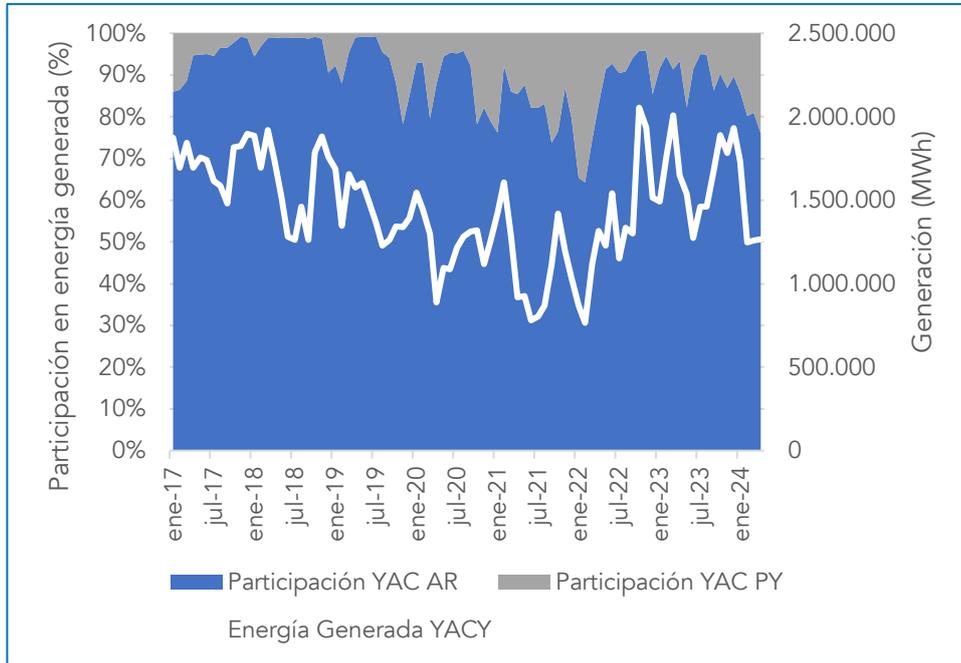


Figura 21 Participación en la energía generada por Yaciretá y generación total 2017-2024 (% y MWh)
Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

Argentina consume la mayor parte de la generación de la central, con una participación del 90% para el período 2017-2024. Paraguay incrementa su participación desde mediados de 2019, fenómeno que en parte se explica por la menor generación total de la central.

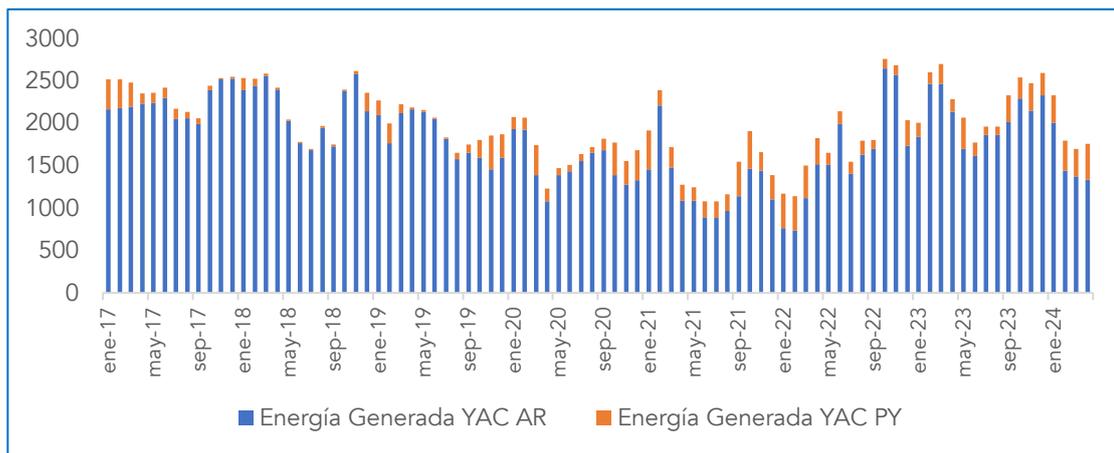


Figura 22 Energía de Yaciretá destinada a Paraguay y Argentina 2017-2024 (MW-medios mensuales)
Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

Cuando se observa la evolución de la energía media mensual de Yaciretá requerida por Paraguay, se observa un incremento desde mediados de 2019. Sin embargo, son muy puntuales los períodos en los que la demanda se sitúa por sobre los 400 MW-medios. El consistente crecimiento económico que viene

experimentando la economía paraguaya supone un requerimiento incremental de excedentes de Yaciretá en los próximos años.

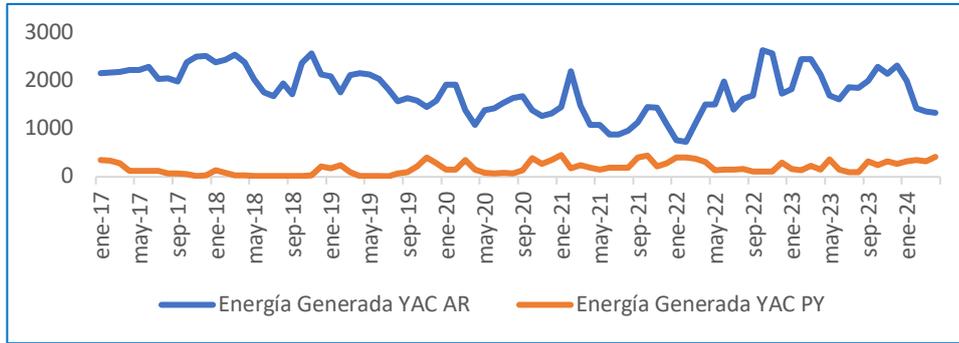


Figura 23 Energía de Yaciretá demandada por Argentina y Paraguay 2017-2024 (MW-medios mensuales)
Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

Adicionalmente, existen dos interconexiones activas por 110 MW que desde 2011 en adelante redujeron sensiblemente su uso, como resultado del desarrollo del sistema de transporte argentino en el Noreste del país y su impacto sobre los costos de abastecimiento y seguridad operativa en la región.

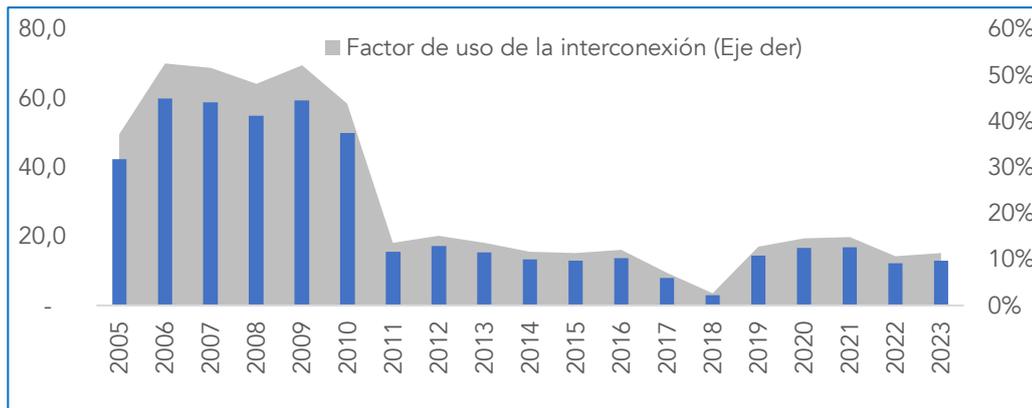


Figura 24 Intercambios Paraguay-Argentina sin Yaciretá 2005-2023 (MW-medios anuales y en % de uso de la interconexión).

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

6.2.4. Intercambios Brasil-Paraguay

Los intercambios entre Brasil y Paraguay ocurren a través de la cesión de energía generada por Itaipú por parte de Paraguay en favor de Brasil, en el marco del tratado de origen.

Participación en la energía generada por Itaipú 2013-2023 (%)



Figura 25 Participación en la energía generada por Itaipú 2013-2023 (%)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Itaipú.

En sintonía con lo señalado para el caso de Yaciretá, se observa una participación creciente de Paraguay en el total de la energía generada por la central Itaipú, que como se confirma en el próximo gráfico, responde a un incremento tendencial en el consumo de energía de Paraguay.

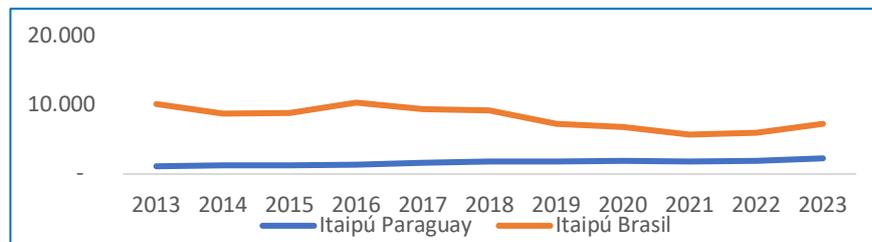
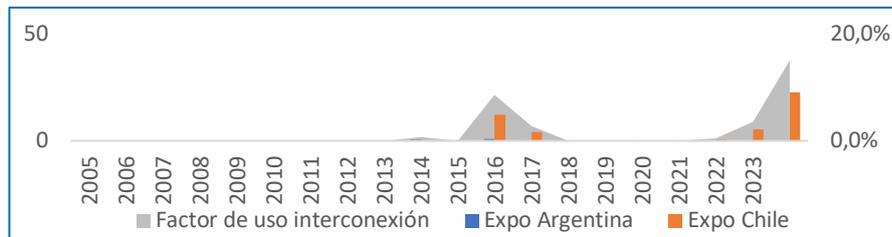


Figura 26 Participación en la energía generada por Itaipú 2013-2023 (%)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Itaipú.

6.2.5. Intercambios Chile -Argentina

Intercambios de energía eléctrica Chile-Argentina. 2005-2023. En MW-medios anuales y en % de uso de la interconexión.



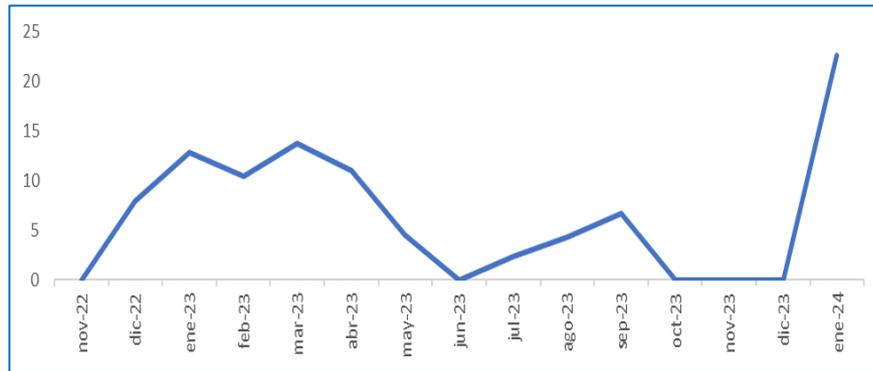
Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA

Los intercambios entre Argentina y Chile se reactivan a partir de septiembre de 2022 en que se firma el Acuerdo de Intercambio Internacional de Energía Eléctrica entre AES Andes S.A. y CAMMESA a través de la línea de

interconexión Andes-Cobos con un límite de transferencia de hasta 200 MW desde Argentina hacia Chile y de hasta 80 MW en sentido contrario. En la actualidad la línea se desconecta del SEN (Chile) y conecta en forma radial a un parque solar fotovoltaico ubicado cuyo despacho no es requerido para el abastecimiento de la demanda de Chile, con el SADI (Argentina).

Los volúmenes de energía exportados por Chile son poco significativos y al tener origen en excedentes fotovoltaico son más elevados en verano, y muy bajos en invierno.

Exportaciones de energía desde Chile hacia Argentina. 2022-2024. En MW-medios mensuales.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

Las restricciones al intercambio, con la línea limitada para trabajar de forma sincrónica por problemas de estabilidad en los sistemas, y con limitaciones para aumentar la exportación desde Chile en forma aislada del SIN por la incorporación de generación solar del lado argentino que saturan la línea durante el día, sólo permiten una integración más profunda en base a la infraestructura existente en el margen.

Las exportaciones de excedentes fotovoltaicos podrían crecer hasta un máximo de 150 MW (hoy los máximos horarios son de 80 MW), aunque no existen incentivos para que se instale generación solar nueva en Chile para exportar hacia Argentina. La opción de exportar durante la noche energía térmica desde Argentina para reemplazar generación diesel en Chile fue explorada, pero implica la realización de maniobras no justificadas para el volumen y beneficios previstos del intercambio.

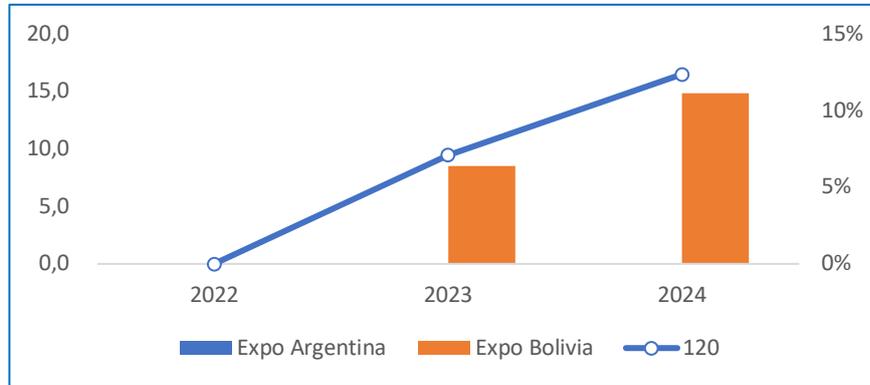
En las últimas instancias de discusión entre los países para evaluar alternativas para profundizar la integración, se concluyó que resultaría necesario a esos fines el desarrollo de nueva infraestructura de interconexión.

6.2.6. Intercambios Argentina-Bolivia

Los intercambios entre Argentina y Bolivia son recientes. Comenzaron una vez que se puso en operación la interconexión de 132 KV que enlaza Tartagal y

Yacuiba. El volumen de energía exportada por Bolivia es acotado por el momento.

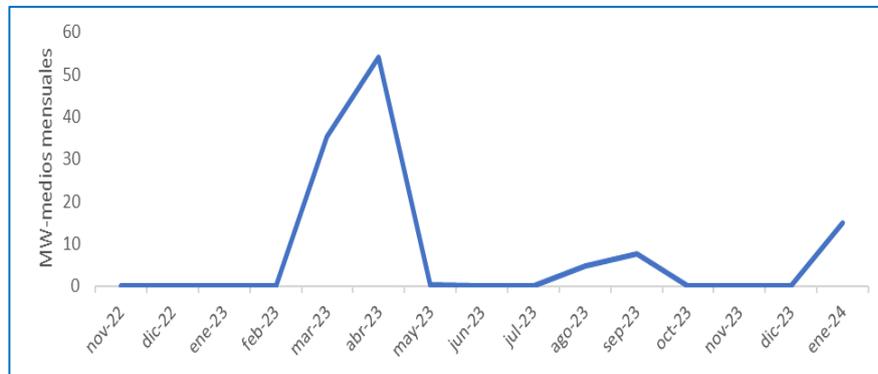
Intercambios de energía eléctrica Bolivia-Argentina. 2022-2024. En MW-medios anuales y en % de uso de la interconexión⁴.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

Los valores mensuales permiten observar que las exportaciones son eventuales, y no registran una tendencia creciente.

Intercambios de energía eléctrica Bolivia-Argentina. 2022-2024. En MW-medios mensuales.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

⁴ Para 2024 se consideran los MW-medios para el mes de enero.

6.3. Resumen de Intercambios:





7. Resultados relevantes

La recopilación de información y posterior análisis que se ha realizado para la elaboración de este documento permiten extraer alguna información relevante que se resume a continuación:

- Los intercambios en América del Sur se dan en el plano bilateral. No existe un mercado regional o subregional de electricidad. La primera experiencia en este sentido se producirá al momento en que se ponga en funcionamiento el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) entre Colombia, Ecuador y Perú.
- En el 2023, los intercambios internacionales de electricidad entre países de América del Sur alcanzaron los 39.755 GWh, con un 28% de incremento frente a 31.045 GWh que se intercambiaron en el 2022.
- El 95,3% de esa energía se intercambió a nivel de países del Cono Sur, y tan solo el 4,7% entre países de la Región Andina.
- A nivel general de América del Sur, en el 2023 los intercambios de electricidad representaron apenas el 3,7% de la demanda, pero si analizamos la situación a nivel individual por país, nos encontramos con casos como Uruguay que abasteció el 11,1% de su demanda con importaciones principalmente desde Brasil y en menor medida desde Argentina; o bien el caso de Argentina, que abasteció el 10% de su demanda con importaciones desde Brasil, Uruguay y Paraguay y en menor medida desde Bolivia y Chile; y también Ecuador, que cubrió el 4,4% de su demanda interna con importación principalmente desde Colombia.
- En el 2023 se incrementó el factor de utilización de los enlaces internacionales con relación al 2022. En el Cono Sur, el promedio de utilización alcanzó 35,5% frente a 28,4% del 2022. La estación convertora Garabí de la interconexión entre Argentina y Brasil alcanzó un factor de uso de 45% y en general las importaciones argentinas alcanzaron un uso del 60% de la infraestructura de interconexión directa con Brasil. En la Región Andina, este promedio llegó a 39,4% superior al 13,9% en el 2022. El enlace con mayor utilización fue Colombia-Ecuador, con un 46,3%.
- Se proyecta un incremento importante de los intercambios a nivel de los países andinos con la operación a partir del 2027, de la nueva interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú de 500 kV.
- En cuanto a infraestructura en América del Sur existen 1.679 kilómetros de líneas en interconexiones internacionales.

- A nivel de inventario, estudios y proyectos por ejecutar se han identificado 4.775 Kms de líneas de interconexión internacional entre países de América del Sur.
- De estos, 975 Kms (20%) corresponden a proyectos de líneas de interconexión entre Argentina y Chile. Se espera que en el corto plazo se puedan tener noticias sobre la ejecución de alguno de estos proyectos de interconexión.

8. Conclusiones:

La evolución reciente de los intercambios entre los países de la región permite identificar algunos hechos que merecen ser destacados:

- *Se incrementó la utilización de las interconexiones* de la mano de la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos y de la mayor disponibilidad de recursos primarios: recuperación de embalses en Brasil, incorporación de generación eólica en Uruguay y recuperación de la disponibilidad de gas natural para la generación térmica en Argentina.
- *Los flujos de energía* en la región, en dónde la participación de la generación hidroeléctrica es muy significativa, responden los últimos años en gran medida a la *complementariedad estacional* que presenta la oferta hidroenergética (Ecuador/Colombia), y a la *ocurrencia de años secos* en alguna de las cuencas relevantes de los países (Argentina/Brasil/Uruguay, Ecuador/Colombia).
- La ocurrencia de *períodos de escasez hidrológica conjunta*, como el registrado recientemente en Colombia y Ecuador, o como el observado en 2020/21 en la cuenca del Paraná, o en buena parte del período 2020/23 en la cuenca del Río Uruguay, pone de manifiesto los problemas asociados a los fenómenos climáticos extremos a los que están expuestos los países de la región con sus efectos en: incremento de los costos de generación, mayores emisiones, e inclusive racionamiento.
- Los países con mayores niveles de integración física, aun cuando su utilización en períodos normales haya sido baja, han podido amortiguar mejor o evitar los efectos más críticos. Estos casos *sugieren la necesidad de profundizar el análisis del impacto de la climatología extrema sobre los sistemas eléctricos, y la eventual cobertura que podrían brindar proyectos de integración regional vía nueva infraestructura.*
- El incremento en la *disponibilidad de gas natural de la cuenca neuquina*, que se seguirá profundizando en los próximos años con las ampliaciones en la infraestructura de transporte y las inversiones en *upstream* que se están llevando adelante, sugieren que Argentina podría cumplir un rol como

respaldo térmico regional para la generación intermitente, así como oficial de garantía de suministro ante eventos hidrológicos extremos en los países limítrofes. Este horizonte requeriría del desarrollo de nueva infraestructura de interconexión con países como Brasil y Chile, en los que existen también gasoductos o proyectos de gasoductos que podrían cumplir el mismo rol. Resta desarrollar estudios que permitan tener mayor claridad respecto de la alternativa más conveniente en cada caso.

- La tendencia a la electrificación de consumos históricamente vinculados los combustibles fósiles y los compromisos asumidos en materia de descarbonización y mitigación del cambio climático, ponen de relieve que en el corto plazo la agenda de la integración ha estado más enfocada a problemas de solución más inmediata como el mejor aprovechamiento de la infraestructura existente
- Sin embargo, los grandes proyectos hidroenergéticos binacionales como Corpus Christi para Paraguay y Argentina, o Garabí/Panambí para Argentina y Brasil, o el aprovechamiento del Río Madeira para Brasil y Bolivia, o Inambarí para Perú/Brasil, así como el proyecto geotérmico binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro para Colombia/Ecuador, se mantienen como alternativas muy competitivas y convenientes en el camino de la descarbonización, la reducción de costos y la seguridad energética regional.



Este documento fue preparado bajo la dirección de:

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Andrés Rebolledo Smitmans

Secretario Ejecutivo

Fitzgerald Cantero Piali

Director de Estudios, Proyectos e Información

Este documento fue realizado por:

Medardo Cadena

Fabio García

Esteban Kiper

Primera Edición - noviembre 2024

Copyright © OLADE 2024

Se permite la reproducción total o parcial del contenido de este documento a condición de que se mencione la fuente.

Contacto

OLADE

Avenida Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador

Edificio OLADE- Sector San Carlos

Quito - Ecuador

Teléfono: (593-2) 2598-122/2531-674

dep@olade.org

olade 50

AÑOS
1973 - 2023

ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

LATIN AMERICAN
ENERGY
ORGANIZATION

ORGANIZAÇÃO
LATINO-AMERICANA
DE ENERGIA

ORGANISATION
LATINO-AMERICAINE
D'ENERGIE

