



ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE

Situación de la Integración Eléctrica en América del Sur

Resumen Ejecutivo

Abril 2024



1. Antecedentes

Los Jefes y Jefas de Estado y Gobierno de los 12 países sudamericanos reunidos en Brasilia el 30 de mayo de 2023, adoptaron el Consenso de Brasilia como mecanismo de integración suramericana cuyo objetivo es fortalecer los lazos entre los países vecinos que componen América del Sur, promover la cooperación y proyectar la voz de Suramérica en el mundo. Los países suscriptores del acuerdo son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela.

El Consenso de Brasilia estableció un grupo de contacto liderado por los Ministros de Relaciones Exteriores de América del Sur, encargado de evaluar las experiencias de los diferentes mecanismos de cooperación regional y establecer una Hoja de Ruta para fortalecer este diálogo y la integración sudamericana. Esta Hoja de Ruta, que fue aprobada y puesta en marcha el 6 de octubre de 2023 incluye a la energía entre sus principales ejes de acción.

Por otra parte, 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 en el marco de la experiencia de los países que suscriben el Consenso de Brasilia, OLADE 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. 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 propuso 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 de Sudamérica, 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.

3. Estudios y análisis previos

Existe un gran espectro de trabajos académicos desarrollados en el marco de los principales organismos de cooperación regional como OLADE, CEPAL, BID, CAF, CIER o agencias nacionales como la EPE, que estudiaron el potencial impacto de la integración eléctrica regional en el transcurso de las cambiantes últimas décadas.

La bibliografía referida y los documentos que reflejan las posiciones de los países en los ámbitos de discusión política regional permiten identificar tres hechos estilizados. El primero, es que los países han manifestado de forma consistente tener la voluntad de avanzar en la integración eléctrica regional. El segundo, es que la integración energética regional tendría resultados positivos en términos de costos, seguridad energética y descarbonización. Y el tercero es que dicha voluntad, a pesar de los potenciales beneficios, no se materializó en acciones concretas que permitieran un incremento significativo en la integración energética regional. No avanzaron los grandes proyectos hidroenergéticos binacionales en carpeta, y sólo se avanzó en dos proyectos de interconexión en la última década, mediante la convertora de frecuencia Uruguay/Brasil y la interconexión Argentina/Bolivia.

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 que existe **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 de renovables sin nuevas interconexiones (sin posibilidad de complementariedad horaria/estacional) y con nuevas interconexiones (con posibilidad de aprovecharlas). Los resultados del estudio indican que se podrían haber alcanzado importantes beneficios en materia de reducción de emisiones, volúmenes de inversión, y costos de los sistemas eléctricos de toda la región en un horizonte 2030 avanzando con los proyectos de interconexión acompañando el máximo potencial de incorporación de renovables en cada uno de los países.

Otro de los estudios destacados que analizan el impacto de la integración, Carnalino (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

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.

interconexiones existentes. Este estudio no incorpora nuevas interconexiones, sino que identifica que las ganancias a las que se podría 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.

No obstante, 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, que podrían explicar el menor foco en proyectos de gran complejidad técnica, financiera, ambiental y regulatoria.

Esta acotada evolución de los proyectos de integración e incluso de los intercambios de energía 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 a pedido de los países de SIESUR han puesto mayor atención a encontrar mecanismos que permitan un mayor aprovechamiento de la infraestructura existente, incrementando los magros intercambios que se venían observando hasta 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.

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 los países que adoptaron el Consenso de Brasilia, 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.

Se debe considerar adicionalmente, el proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá.

5. Infraestructura de interconexiones eléctricas

5.1. Infraestructura en los países de la Región Andina

A nivel de infraestructura existen tres enlaces internacionales entre Colombia y Ecuador, uno en 138kV (funcionamiento radial²) y dos en 230kV (funcionamiento sincrónico³), en tanto que entre Ecuador y Perú existe un solo enlace internacional en 230kV que funciona de forma radial. La materialización del mercado subregional entre Colombia, Ecuador y Perú se cumplirá una vez se encuentre operativa una nueva interconexión Ecuador-Perú de 500 kV y 500 MW de capacidad, que está en proceso. 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

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.

País	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 proyecto
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

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

País	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 Córdobes (Cl) - Ancoas (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-Py	Yaguacua (Bo) - Tartagal (Ar) (Juana Azurduy)	132	120	50	120	En operación
	San Juancito (Ar) – Salvador Mazza (Ar) – Yaguacua (Bo)	500		50		En proyecto
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 Yacyretá (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

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

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 convencionales. También puede haber impactado en los flujos el surgimiento de nueva normativa introducida mediante la Portaria Normativa MME nº 49/2022 por parte de Brasil que facilita la exportación de vertimientos turbinables y de energía eléctrica proveniente de excedentes renovables no hidroeléctricos.

Es importante hacer una diferenciación entre las diferentes subregiones, puesto que a lo largo de Sudamérica nos encontramos con realidades distintas, con marcadas diferencias como se muestra a continuación.

1.1. Región Andina

El registro histórico de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) entre Ecuador y Colombia nos permite identificar tres períodos: Un primer período que parte del inicio de las transacciones el 2003 y se extiende hasta el 2015 en donde Ecuador es netamente importador; un segundo período 2016-2021 en el que Ecuador se convierte en exportador; y un tercer periodo que inicia en el 2022 y se profundiza en el 2023, en donde la situación se revierte, Ecuador experimenta condiciones de sequía que afecta a sus principales fuentes de abastecimiento que son de origen hidroeléctrico y debe acudir a las importaciones de Colombia para completar el abastecimiento. Lo que suceda en el 2024 es aún incierto, aunque la experiencia de los tres primeros meses muestra que los efectos del fenómeno “El Niño” se sentirán y con serias afectaciones en los dos países. A la fecha de cierre de este documento, Colombia enfrenta serias condiciones de sequía que ha afectado inclusive el abastecimiento de agua potable a su capital, y ha suspendido las

exportaciones hacia Ecuador, que su parte enfrenta una situación similar que le ha llevado a condiciones de racionamiento.

La interconexión entre Colombia y Ecuador muestra una utilización media del 25% de su capacidad operativa, con un nivel máximo de 46% que se presentó en el 2023 que coincide con un período de extrema sequía en las fuentes de generación hidroeléctrica del Ecuador a partir de octubre de 2023 y que se intensificó hacia finales de año.

Tabla 4 Región Andina: Factor de Uso de las interconexiones - Años 2022 y 2023

Factor de Utilización de las Interconexiones			
Interconexión	Capacidad (MW)	2022	2023
Colombia-Ecuador	500	15,8%	46,3%
Ecuador-Perú	100	4,2%	4,7%

Fuente: Elaboración Propia

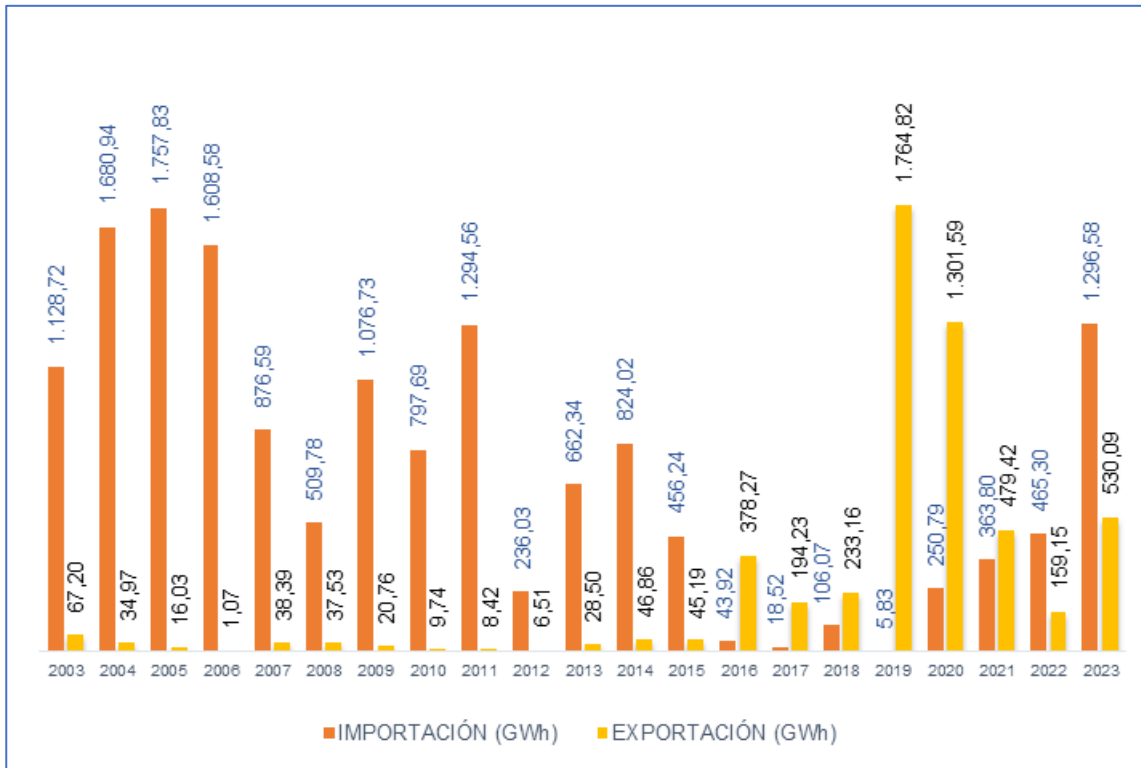


Figura 1 Histórico TIE Ecuador - Colombia (GWh), 2003 - 2023

Fuente: CENACE, Ecuador

Las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE, surgen de la normativa expedida por la CAN (Comunidad Andina) que tiene el carácter de norma supranacional y por tanto son de obligatorio cumplimiento. Consisten en

transacciones horarias entre los mercados de corto plazo de los países interconectados a través de enlaces internacionales, en este caso Colombia y Ecuador.

Las TIEs se originan en el despacho económico coordinado. Los operadores de cada país (XM en Colombia y CENACE en Ecuador) consideran la oferta y la demanda equivalente del otro país 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. El flujo a través de la interconexión va en el sentido del país de menor al de mayor precio. Los valores máximos para exportar o importar están dados por la capacidad máxima operativa de los enlaces.

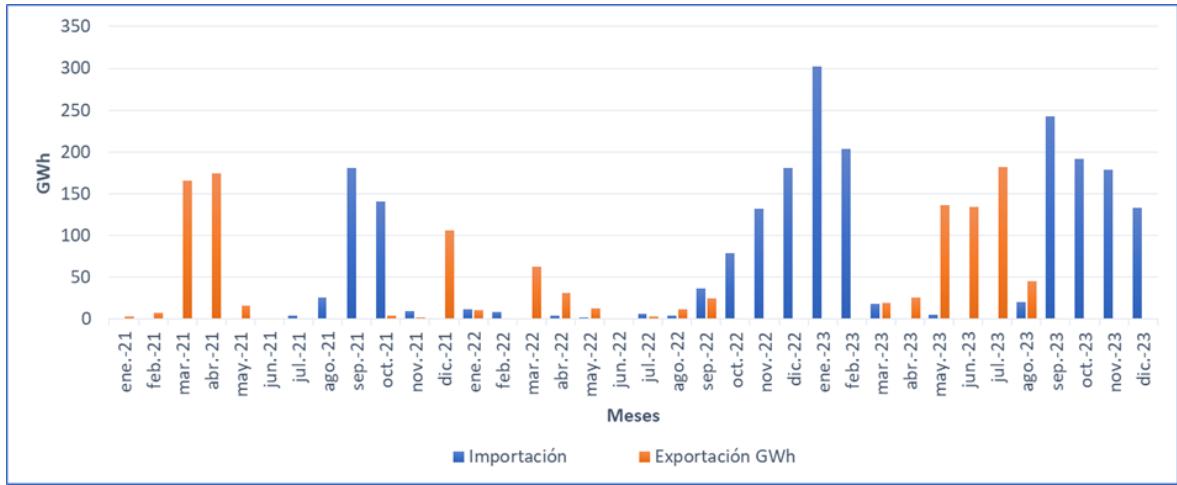


Figura 2 TIE Ecuador - Colombia (GWh), 2021 - 2023

Fuente: CENACE, Ecuador

Los incrementos en las exportaciones desde Colombia hacia Ecuador que se presentan en los meses de septiembre a abril en los últimos años (2022 y 2023), coinciden con fuertes condiciones de sequía y ausencia de lluvias en las zonas en donde se ubican las principales centrales de generación hidroeléctrica del Ecuador, que en condiciones normales llegan a abastecer más del 90% de la demanda.

Esta condición se evidencia en el gráfico de caudales medios afluentes a los embalses.

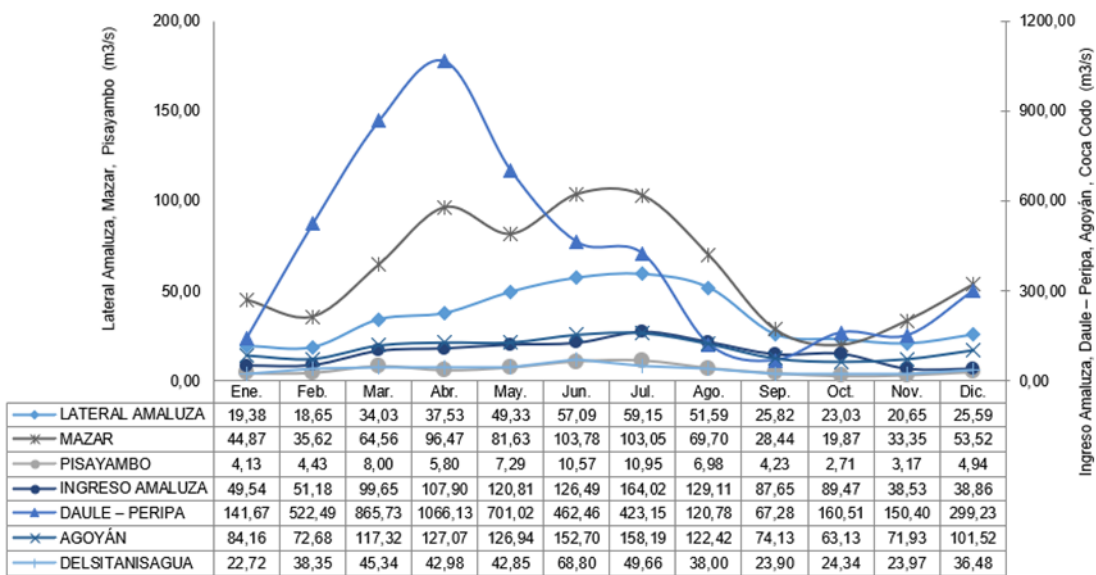


Figura 3 Caudales medios afluentes a los embalses del S.N.I. (m3/s)

Fuente: CENACE, Ecuador

En contrapartida, los aportes hídricos mensuales en Colombia, presentan un comportamiento inverso en los meses de sequía del Ecuador, siendo los meses de octubre y noviembre los de mayor disponibilidad hidroenergética, lo que resulta en una complementariedad estacional entre los dos países, como se puede apreciar en la Figura 4.

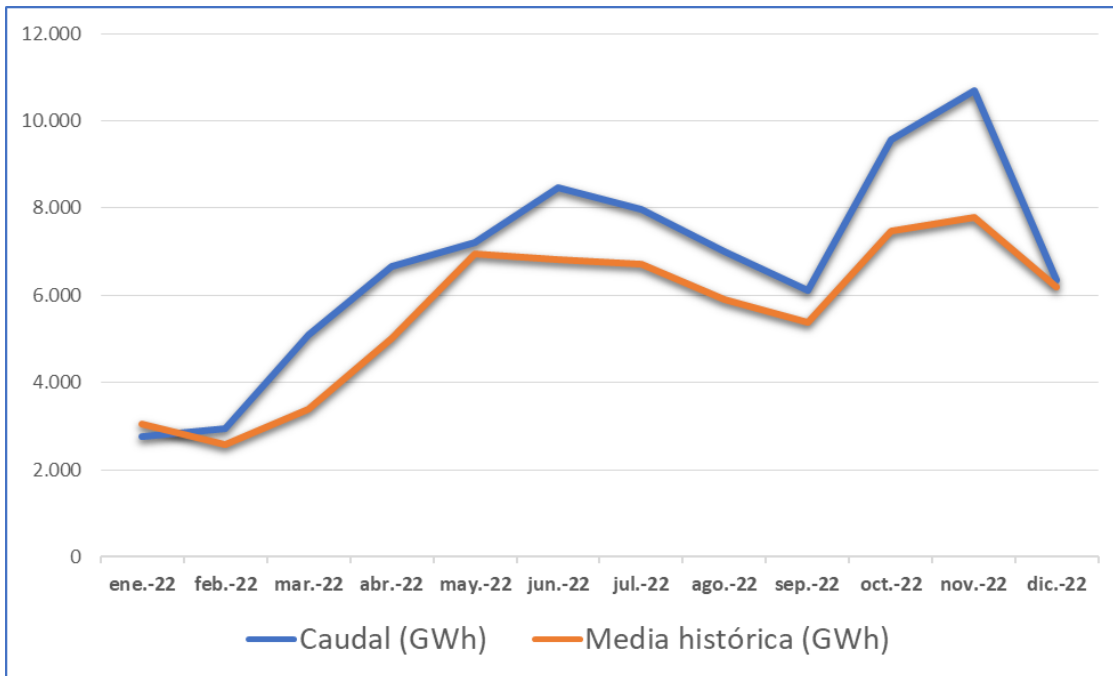


Figura 4 Aportes hídricos mensuales durante el 2022 en Colombia (GWh)

Fuente: XM, Colombia

La complementariedad hidrológica entre Ecuador y Colombia, y la alta dependencia de la matriz de generación eléctrica ecuatoriana de la hidroenergía (cerca al 80%), explica la correspondencia que se puede observar en la figura 5, entre la generación hidroeléctrica en Ecuador y las importaciones desde Colombia, que se dan principalmente en el último semestre de cada año, cuando la generación hidro disminuye en Ecuador.

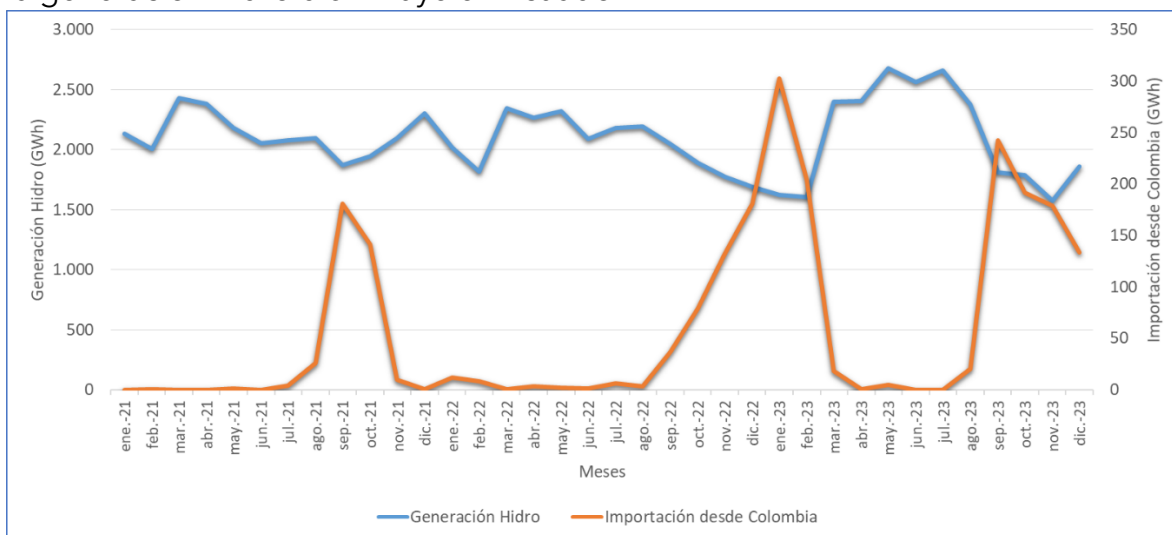


Figura 5 Generación hidroeléctrica mensual vs. Importaciones de electricidad del Ecuador (GWh)

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Ecuador

En condiciones de restricción en alguno de los países, las importaciones obedecen fundamentalmente a la necesidad de contar con energía para el abastecimiento de su demanda interna, dejando de lado la señal de precios, sin embargo, los precios de importación crecen conforme se incrementa la demanda de esta transacción en el país importador como se puede observar en la Figura 6.

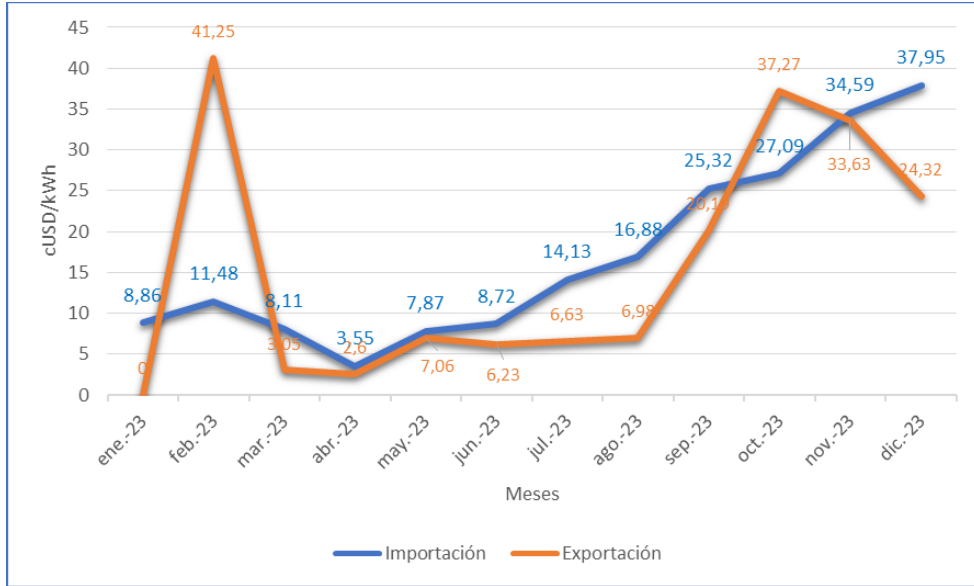


Figura 6 Precios de importación y exportación de electricidad del Ecuador, año 2023 (cUSD/kWh)

Fuente: CENACE, Ecuador

Por su parte, 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 muy 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 en el 2027.

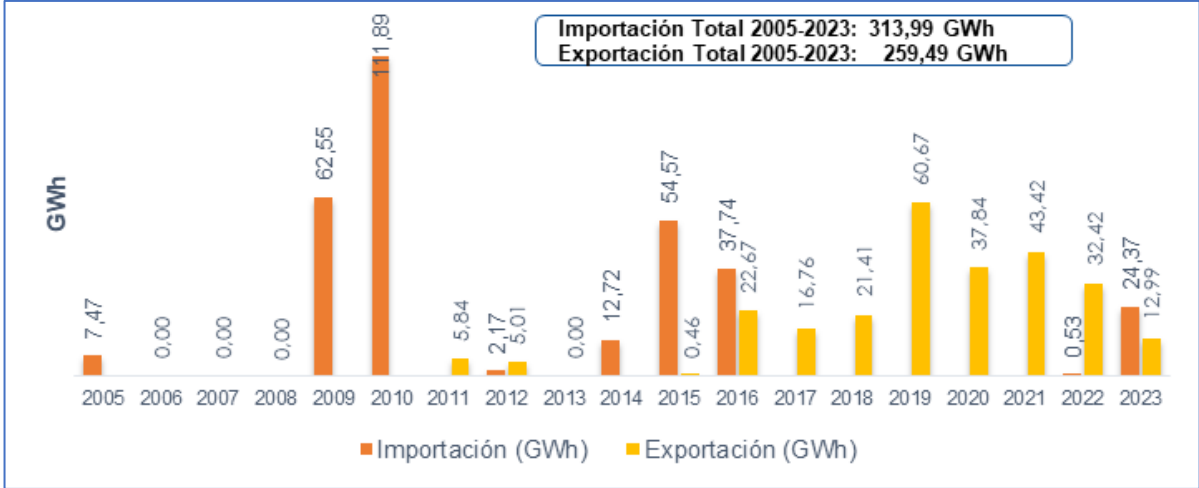


Figura 7 Histórico TIE Ecuador - Perú (GWh), 2005 - 2023

Fuente: CENACE

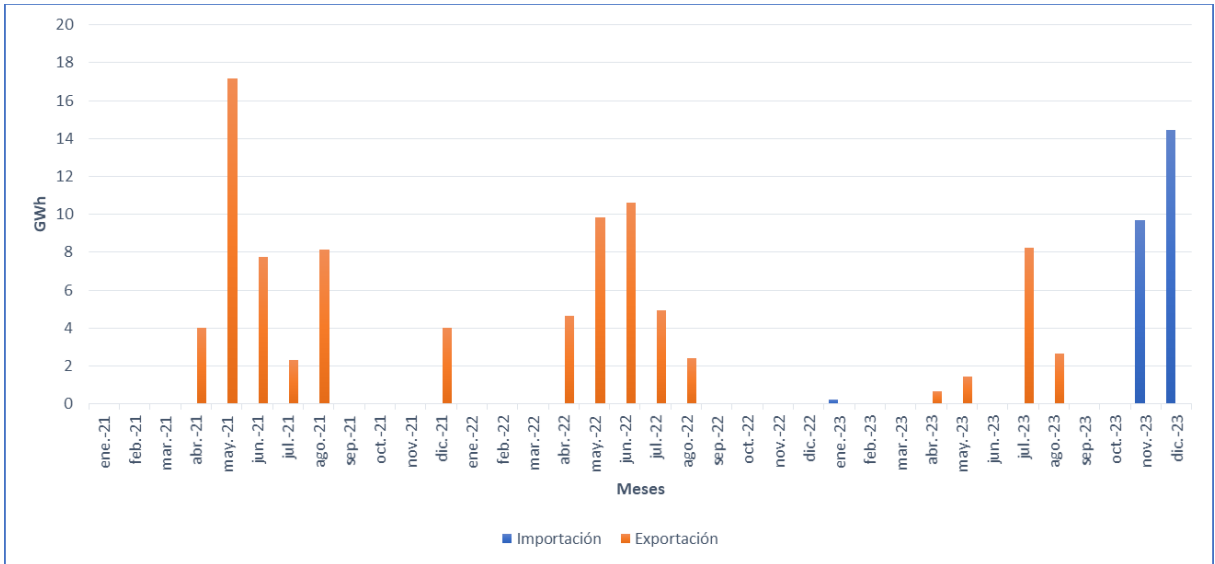


Figura 8 TIE mensuales Ecuador - Perú (GWh), 2021 - 2023

Fuente: CENACE

Los intercambios entre Colombia y Venezuela no muestran actividad en los últimos 5 años.

1.2. 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

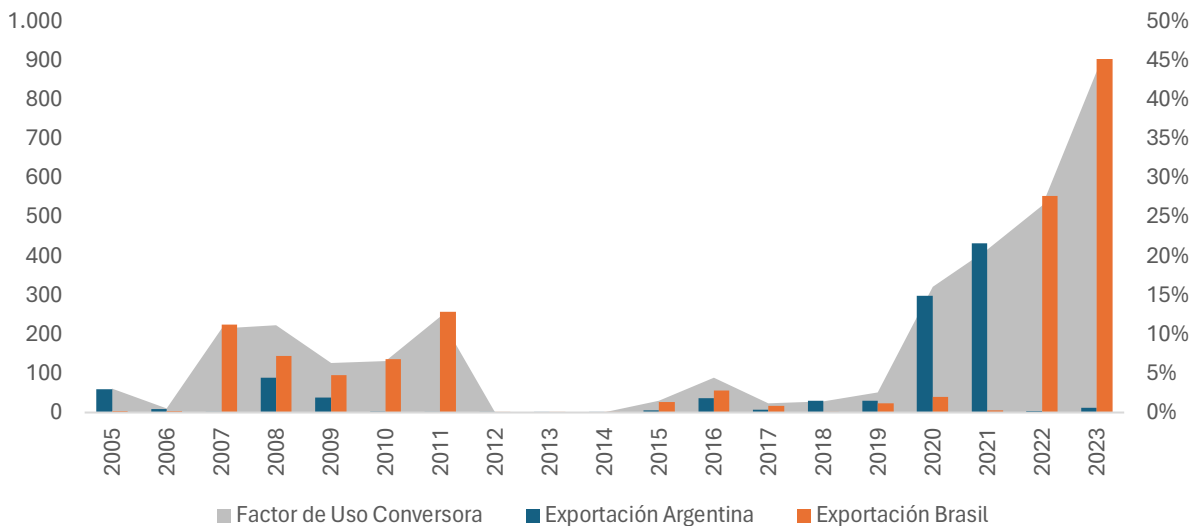
binacionales Itaipú, Yacyretá y Salto Grande. Con la sola excepción de Paraguay que se consolida como un exportador neto de energía eléctrica, los intercambios entre los demás países del Cono Sur han permitido que todos actúen en su momento como exportadores o importadores, ya sea para atender su demanda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

1.2.1. 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 convertora 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 convertora del 45%.

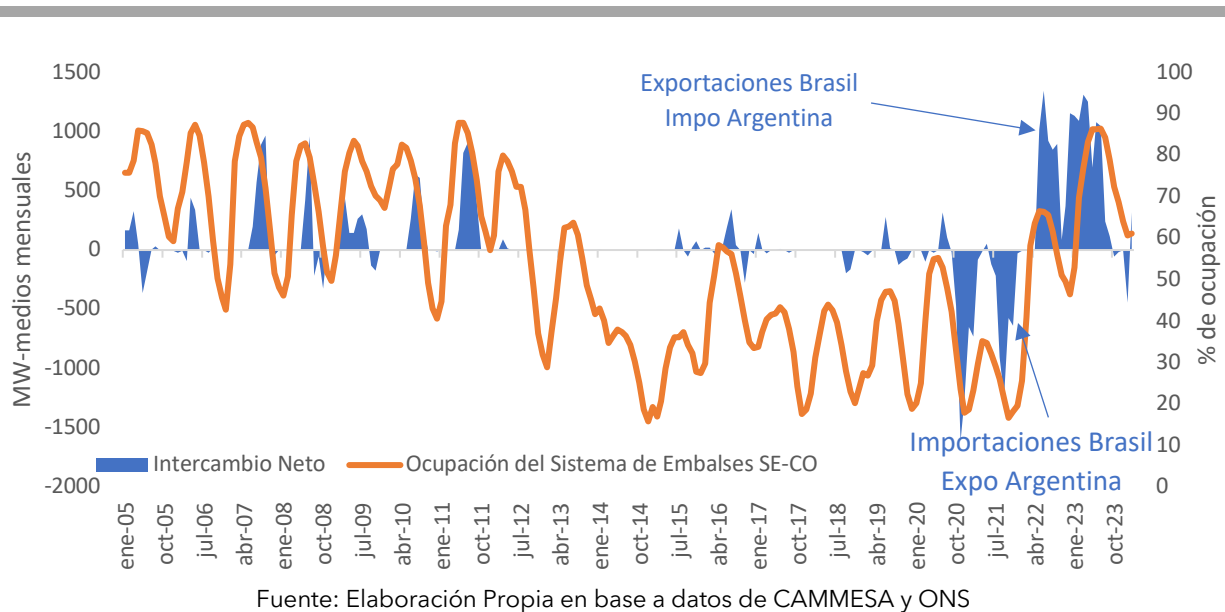
Intercambios de energía eléctrica Argentina-Brasil. 2005-2023. En MW-medios anuales y en % de la capacidad de la convertora de Garabí.



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.

Intercambios netos de energía eléctrica Argentina-Brasil (MW-medios mensuales) y Energía Almacenada Subsistema SE-CO (%). 2005-2023.



Fuente: Elaboración propia en base a 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 declino 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.

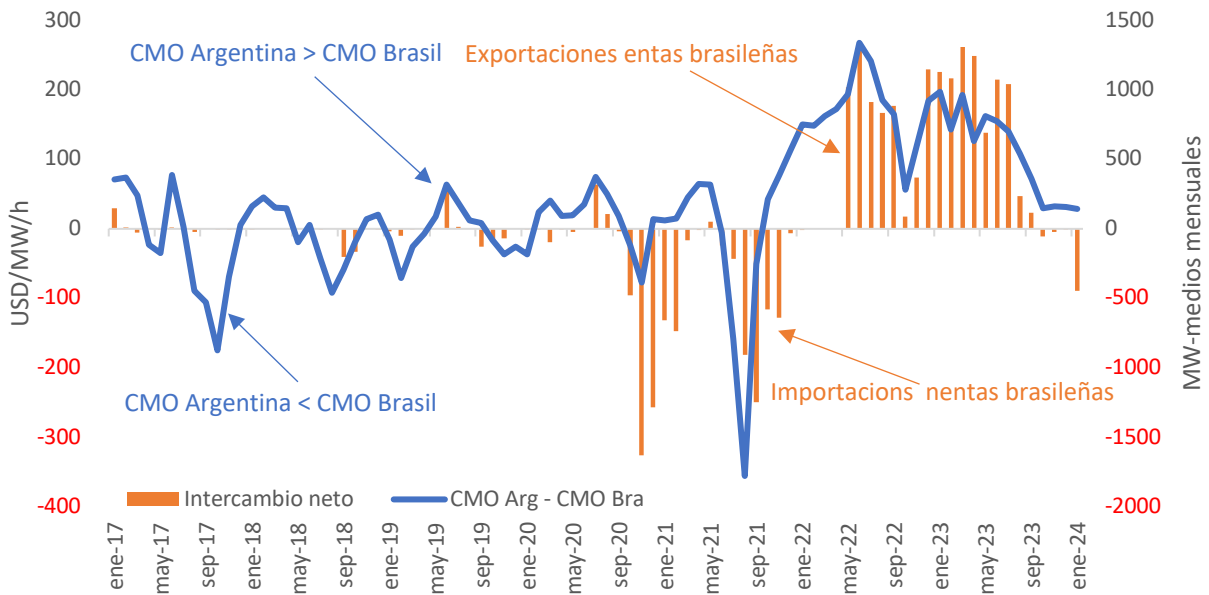
En 2022 y 2023 la situación hidrológica de Brasil comenzó a mejorar sensiblemente, en un contexto en el que se conjugaron una serie de fenómenos que afectaron al

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 se puede realizar observando la diferencia entre los Costos Marginales Operados en cada uno de los sistemas, y los intercambios netos de energía.

Intercambios netos de energía eléctrica Argentina-Brasil (MW-medios mensuales) y diferencial de CMO (USD). 2017-2023.



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

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y ONS

Entre 2017 y 2019 en consonancia con la baja disponibilidad de recursos primarios en ambos países (baja hidráulica 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, emergencial, interrumpible; 3) Con devolución interrumpible para aprovechamiento de energía de vertimiento hidroeléctrica 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.

Esquemas de mayor firmeza en la disponibilidad de potencia y energía por parte de la contraparte podrían mejorar la capacidad de planeamiento, la gestión de embalses, la logística y compra de combustibles, entre otros aspectos vinculados a la operación de ambos sistemas en el corto plazo (horizonte de 3, 6 y 12 meses).

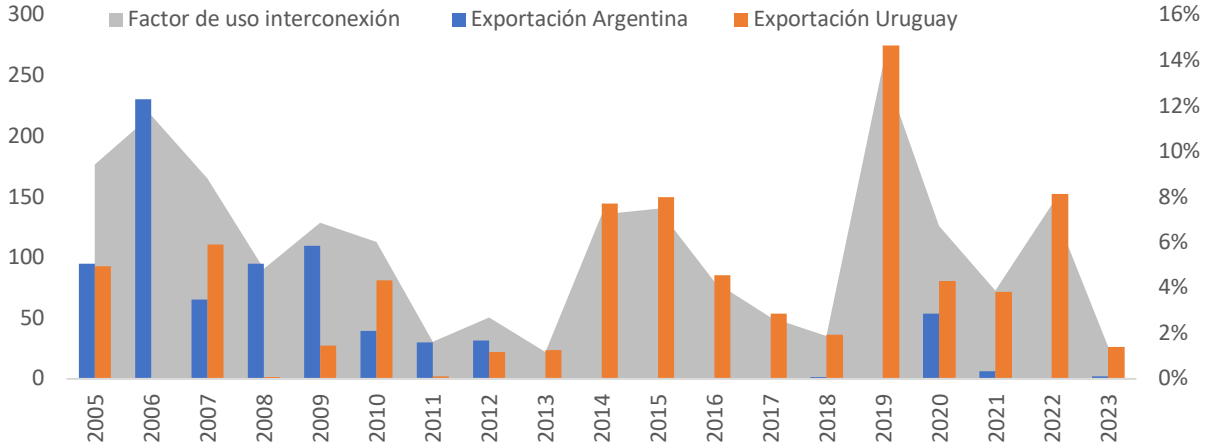
En horizontes más largos, que involucran decisiones sobre inversiones en nueva potencia la dependencia del sistema brasileño de las condiciones hidrológicas suponen límites a una integración estructurada sobre contratos de largo plazo, sobre todo en el sentido de exportaciones brasileñas hacia Argentina. El incremento tendencial de la producción de gas natural en Argentina sí permitiría ofrecer productos firmes a plazo a costos competitivos en Brasil. Aunque la propia variabilidad hidrológica brasileña opera como un límite a priori a tomar compromisos de abastecimiento energético firme a largo plazo que puedan suponer sobrecostos en años ricos. La capacidad de la interconexión también representa cierto límite, particularmente por el reducido impacto que puede tener la oferta argentina en proporción a la demanda de energía y potencia del sistema brasileño.

1.2.2. 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.

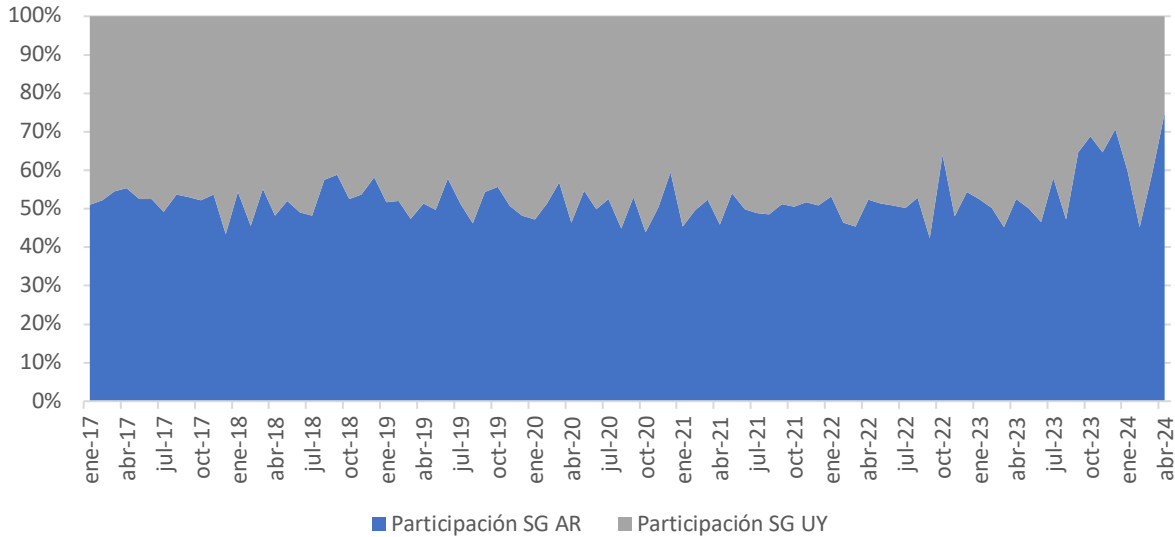
Intercambios de energía eléctrica Argentina-Uruguay. 2005-2023. En MW-medios anuales y en % de uso de la interconexión.



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.

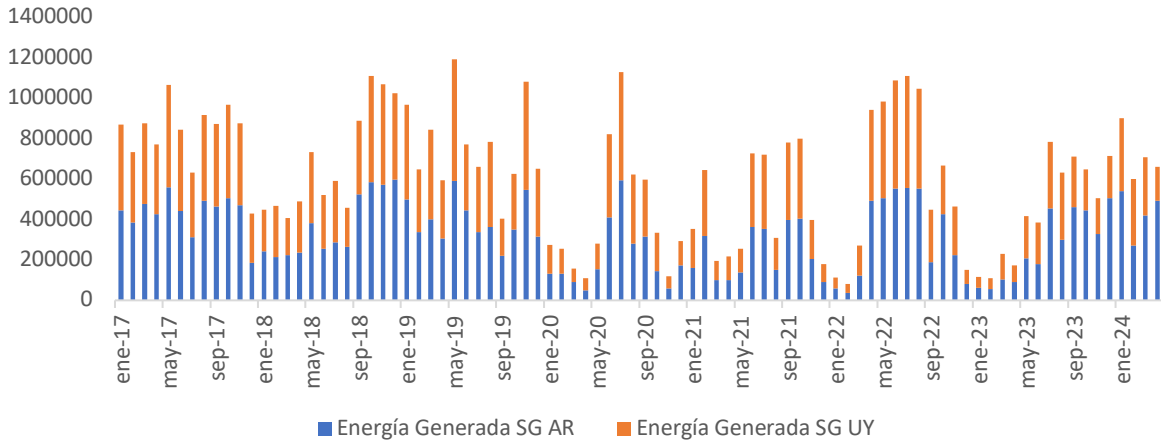
Distribución de la generación de Salto Grande entre Argentina y Uruguay (%). 2017-2023.



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.

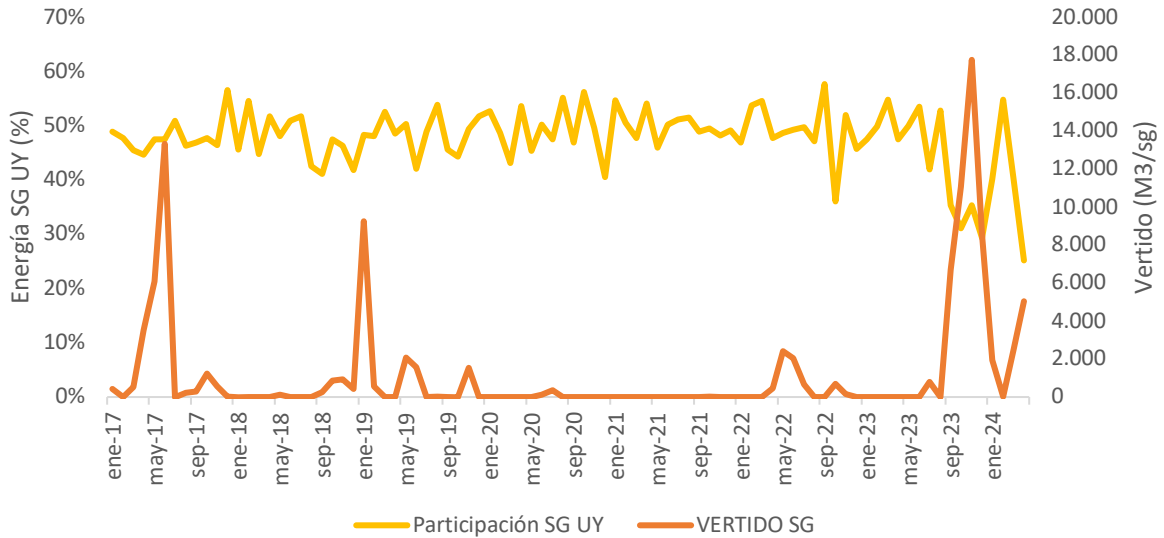
Generación de Salto Grande por país (MW-medios mensuales). 2017-2023.



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

Se puede observar que durante la etapa señalada, en la que aumenta la participación argentina, se verifica un incremento del vertido de Salto Grande, que no se explica por caudales no turbinables, sino por una decisión de Uruguay de vertido frente a la presencia de excedentes en su sistema no requeridos por Brasil (en otras situaciones que se registra vertimiento, coincide con uso equitativo de la energía, y refleja excedentes no turbinables).

Vertido de Salto Grande y participación e Uruguay (M3/seg y %). 2017-2023.



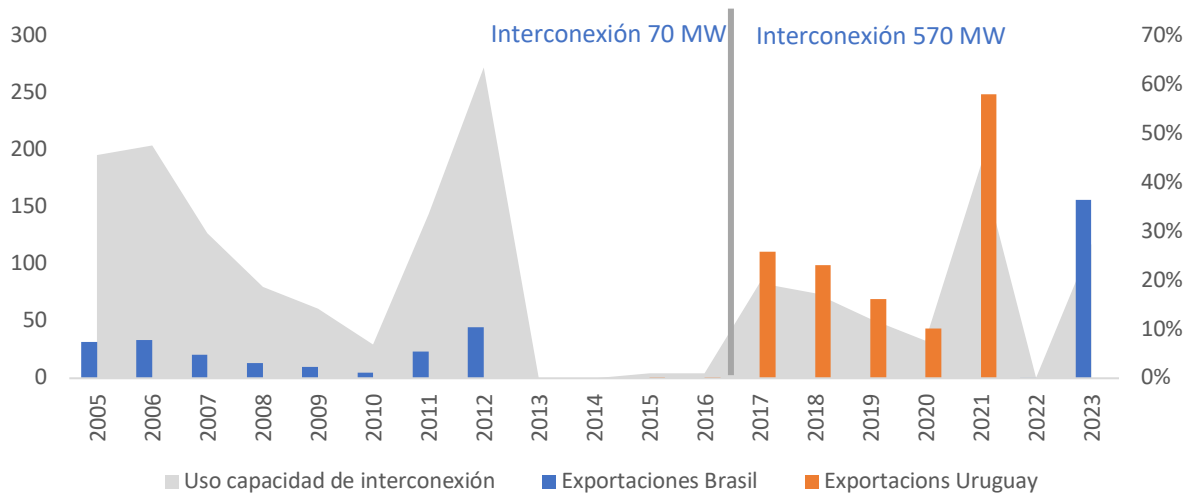
Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA y ADME

El precio tope establecido por Argentina a las exportaciones de excedentes eólicos uruguayos (debajo de los 30 USD/MWh, consistente con el pago de la generación eólica spot en Argentina), y las cláusulas de Take or Pay para le generación eólica

uruguay, resultan en un subóptimo en el que Uruguay pudiendo recuperar parte del costo del eólico excedentario incrementando generación en Salto Grande y vendiéndola a Argentina, prefiere el vertido para no validar el precio definido por la contraparte.

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).

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

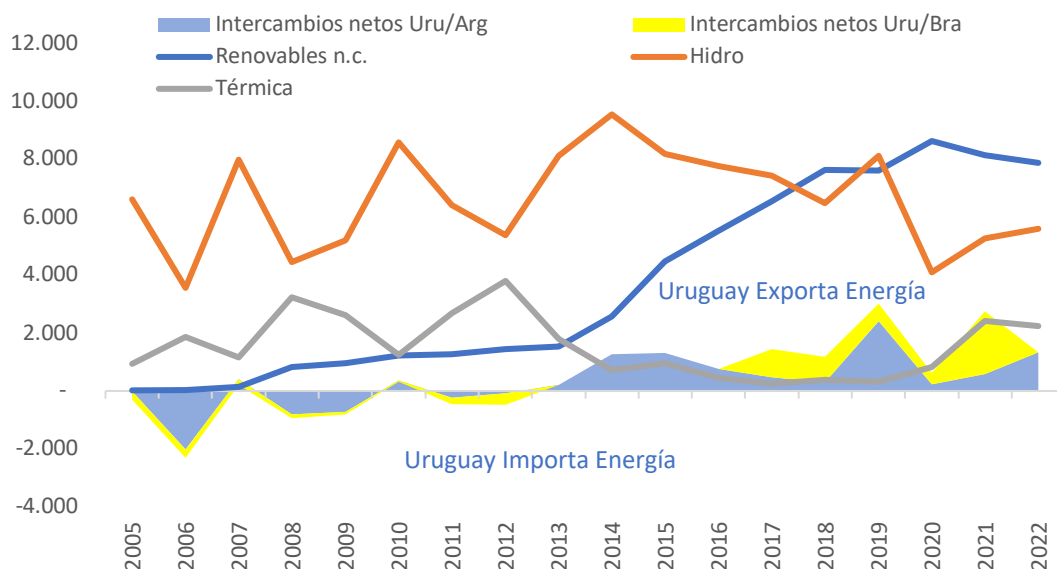


Fuente: Elaboración Propia en base a datos de ONS

A continuación se puede observar que en la primera etapa (2005-2013) los intercambios responden a la hidráulicidad del sistema uruguayo. En los años de mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica Uruguay es exportador, y en los de menor generación hidroeléctrica es importador. Las exportaciones argentinas van menguando 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 (diesel).

Desde 2014, en consonancia con el progresivo incremento en su generación renovable (Eólica), Uruguay es exportador neto todos los años. Las fluctuaciones en la hidraulicidad repercuten en el volumen de excedentes exportables, que desde 2016 Uruguay puede decidir si los vuelca al mercado argentino o brasileño, como resultado de la habilitación de la convertora de Melo de 500 MW de capacidad.

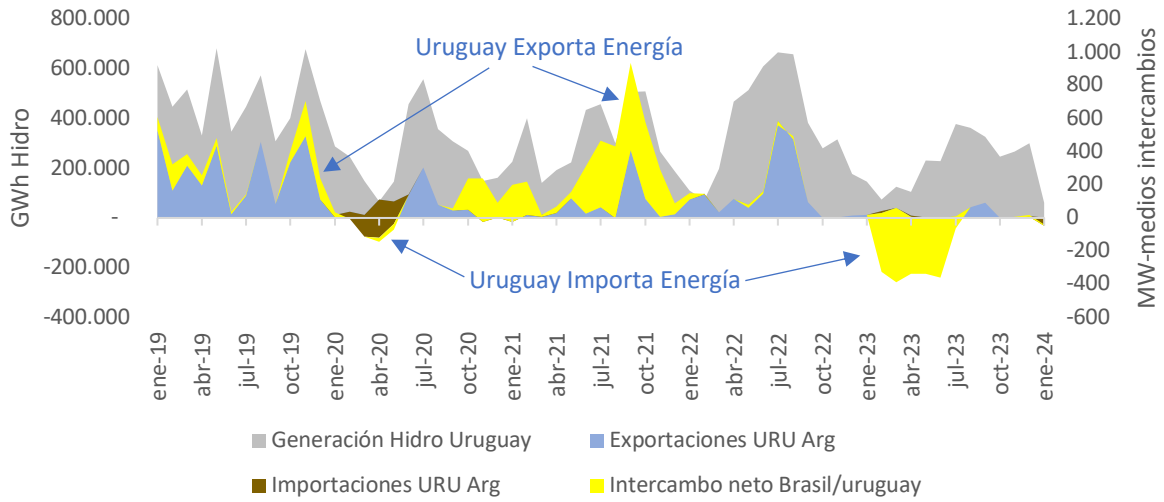
Intercambios netos de energía eléctrica Uruguay/Argentina/Brasil y generación en Uruguay por fuente (GWh). 2005-2022.



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

Observando la evolución de los intercambios recientes con frecuencia mensual se puede apreciar mejor la correlación entre la hidraulicidad del sistema uruguayo y las exportaciones con destino a Argentina y Brasil. Y la reversión de los flujos de intercambio en los períodos de reducción de la generación hidroeléctrica en Uruguay.

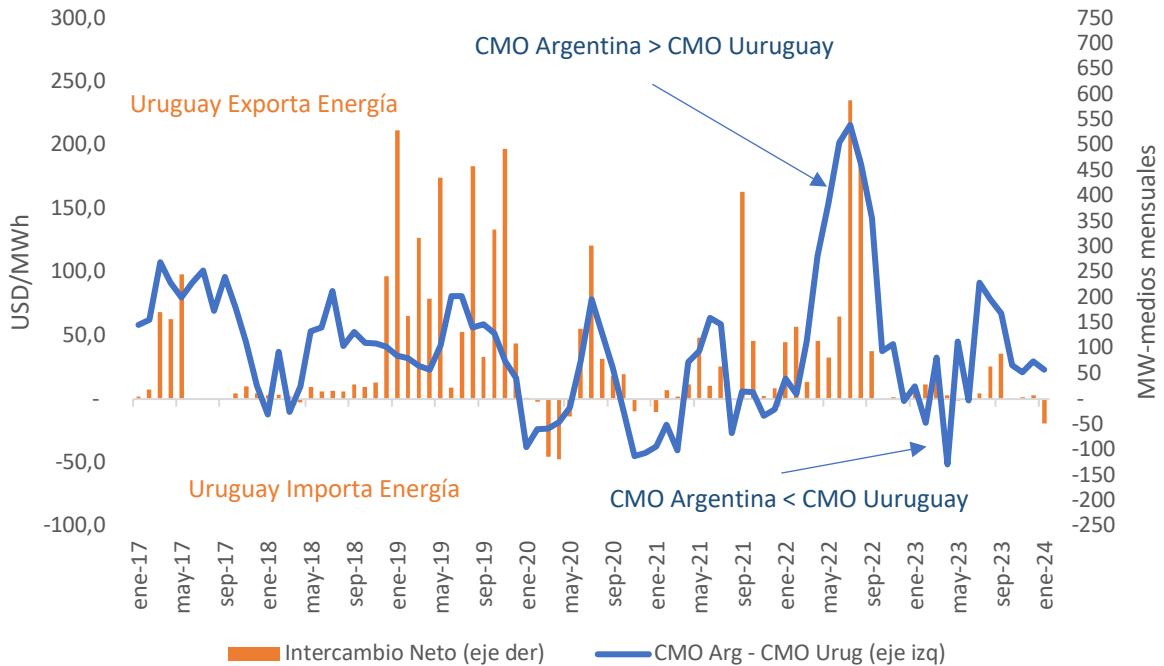
Intercambios de energía eléctrica Uruguay/Argentina/Brasil (MW-medios mensuales) y generación hidroeléctrica Uruguay (GWh mensuales). 2019-2024.



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

Analizando el comportamiento del intercambio de energía uruguayo con Argentina, en función de los Costos Marginales Operados, se observa que se registra correlación, aunque no lineal, entre diferenciales de CMO y flujos de energía. Cuando el CMO es más alto en Argentina, Uruguay exporta energía, y cuando el CMO es más alto en Uruguay, Uruguay registra importaciones de energía argentina.

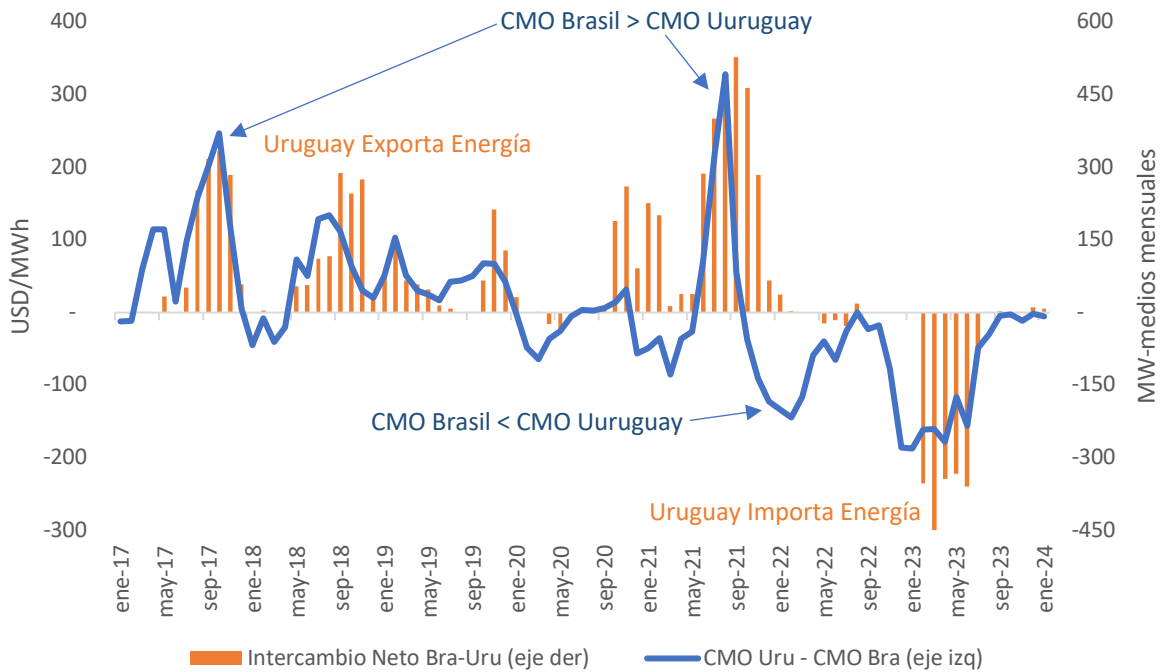
Intercambios netos de energía eléctrica Argentina-Uruguay (MW-medios mensuales) y diferencial de CMO (USD/MWh). 2017-2023.



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

Para los intercambios entre Uruguay y Brasil se observa correlación entre el diferencial de costos marginales y los flujos de energía. Cuando los costos son más elevados en Brasil, Uruguay es exportador, y cuando la ecuación de costos se revierte Uruguay tiende a importar energía. La relación no se verifica de forma consistente durante todo el período, pero cuando se complementa con las tendencias hidrológicas de ambos países las tendencias terminan de cobrar consistencia (Brasil en 2020/21 durante período de seca importa energía para preservar embalses aunque los diferenciales de costos marginales sea negativos).

Intercambios netos de energía eléctrica Uruguay-Brasil (MW-medios mensuales) y diferencial de CMO (USD/MWh). 2017-2023.



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

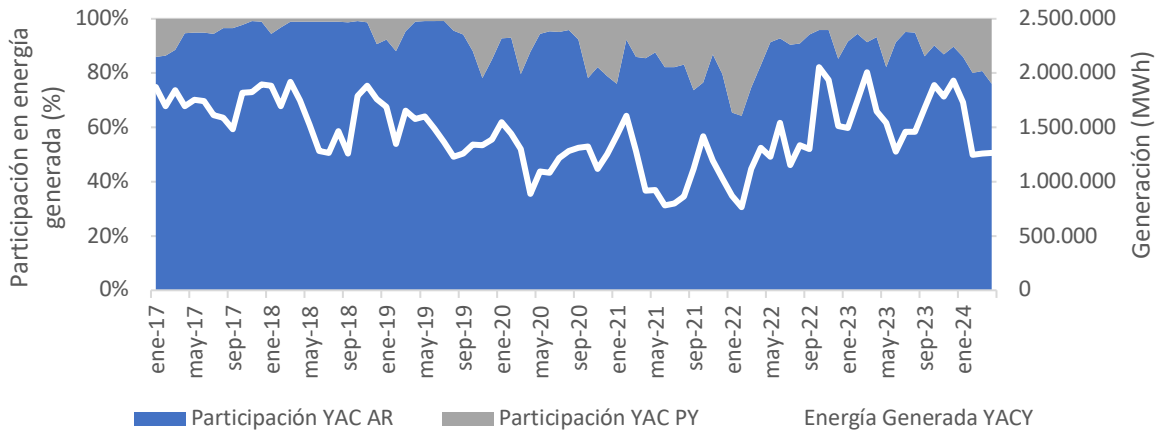
turbinables, permitió que Uruguay pueda obtener a través de las importaciones, precios inferiores a los que representaba poner en operación sus ciclos combinados. Por ejemplo, se dio el caso en que la energía proveniente de Brasil se pagaba a 60 USD/MWh, mientras que la operación del ciclo combinado 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.

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.

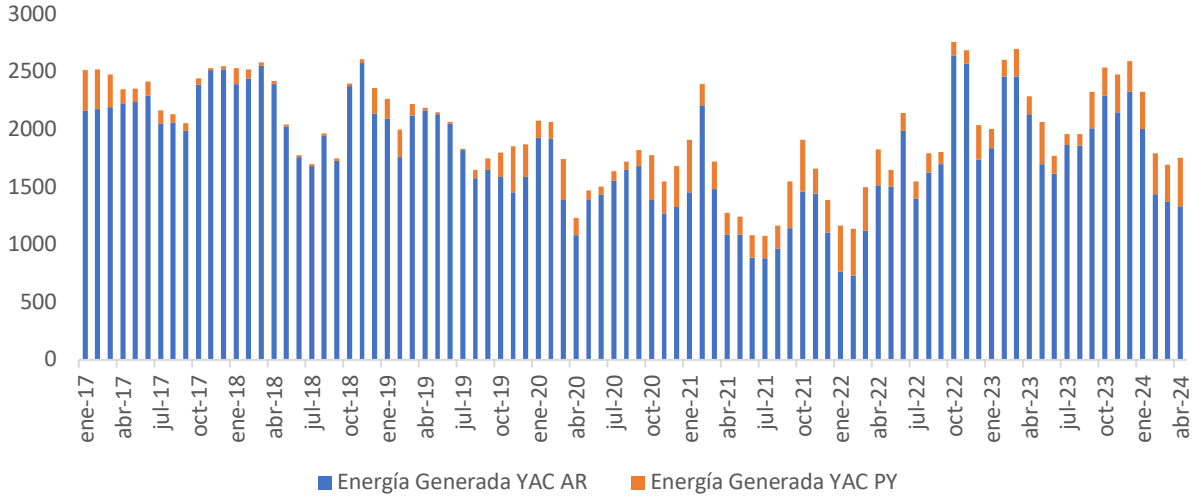
Participación en la energía generada por Yaciretá y generación total (% y MWh). 2017-2024.



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.

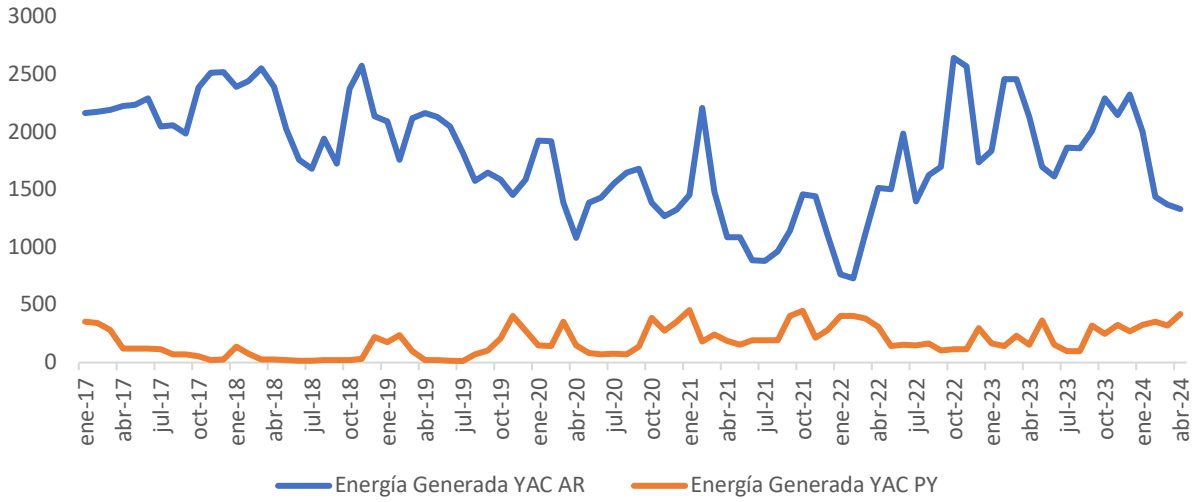
Energía de Yaciretá destinada a Paraguay y Argentina (MW-medios mensuales). 2017-2024.



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. Esta situación, en la medida en la que se vaya verificando, tornará más relevante avanzar en esquemas de programación de la la demanda de la central más previsible, en línea con los planteos realizados por Argentina.

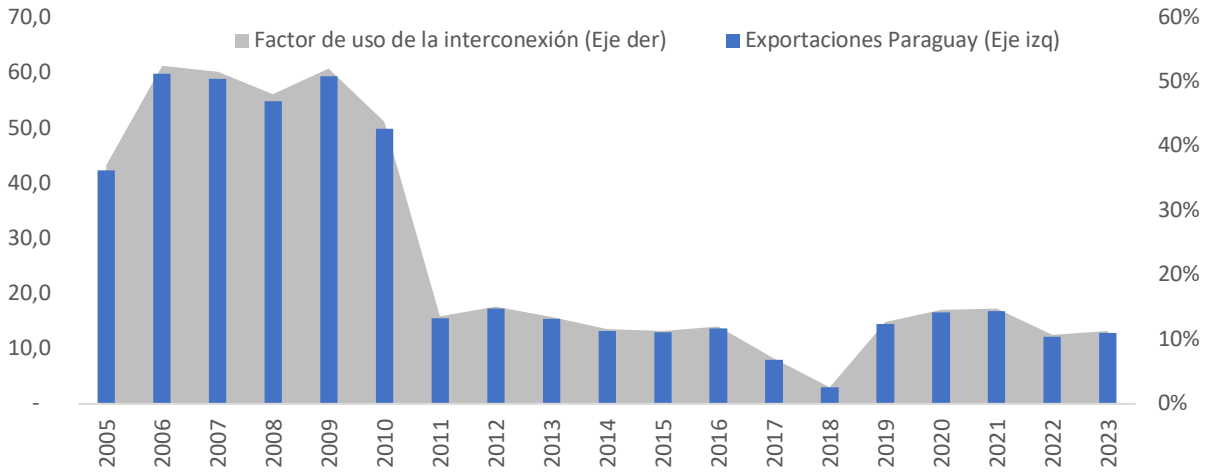
Energía de Yaciretá demandada por Argentina y Paraguay. 2017-2024 (MW-medios mensuales).



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

Adicionalmente, existen dos interconexiones activas por 110 MW, que desde 2011 en adelante, 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, redujeron sensiblemente su uso.

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

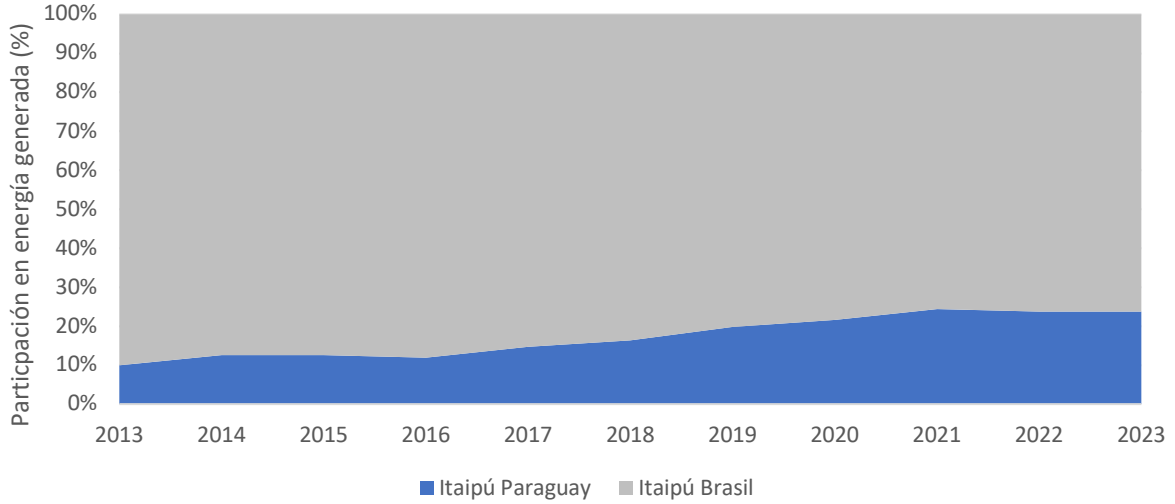


Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

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.

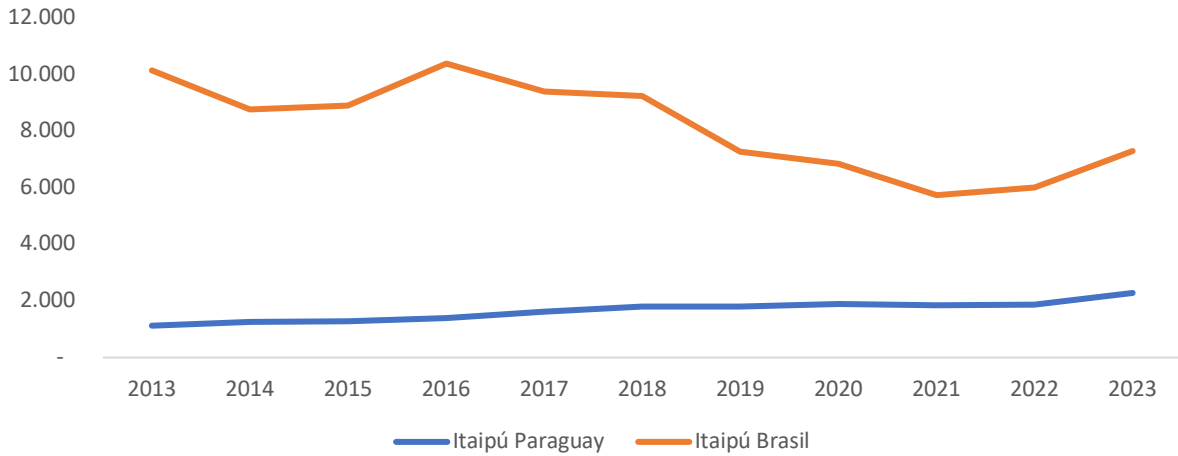
Participación en la energía generada por Itaipú por país (%). 2013-2023.



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.

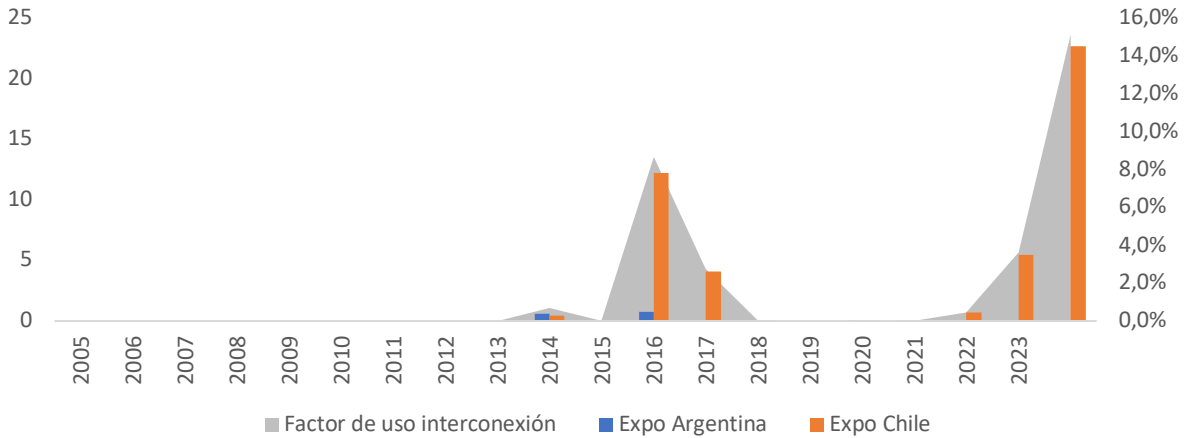
Participación en la energía generada por Itaipú por país (%). 2013-2023.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Itaipú.

Intercambios Argentina-Chile

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

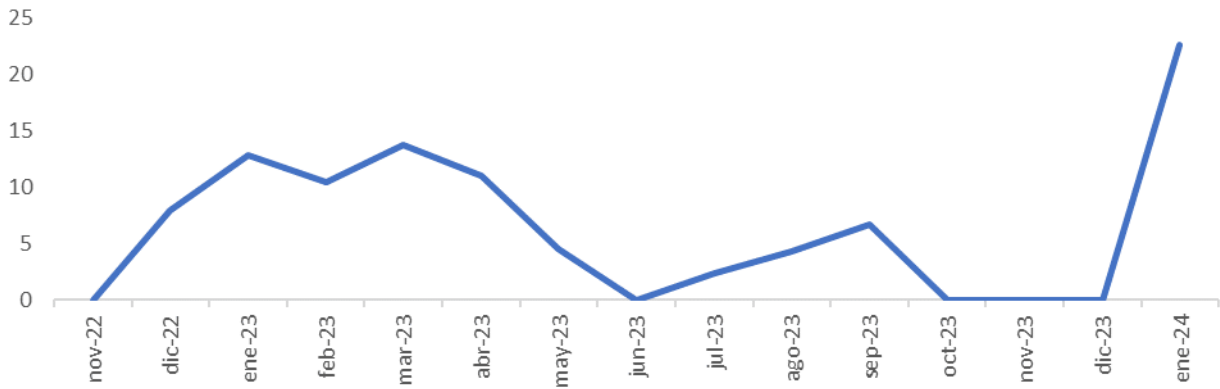


Fuente: Elaboración propia en base a CMMESA

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 CMMESA 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.

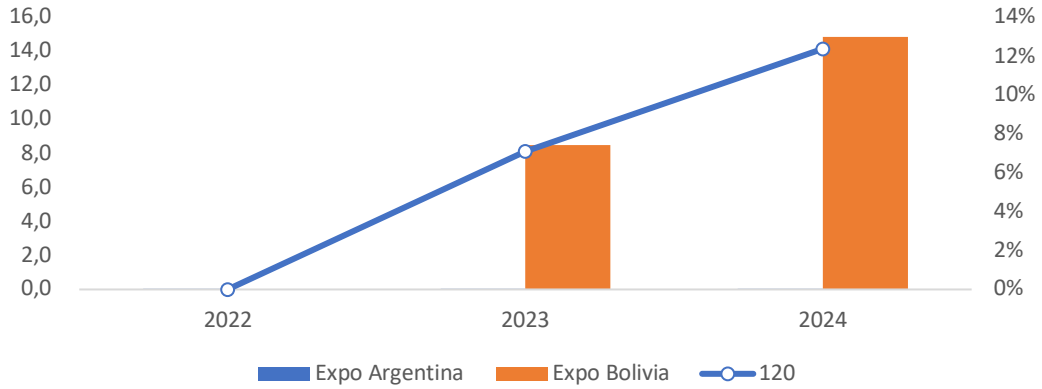
En las últimas instancias de discusión entre los países para evaluar alternativas para profundizar la integración, se concluyó que resultaría necesario a esos fines el desarrollo de nueva infraestructura de interconexión.

1.2.3. 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.

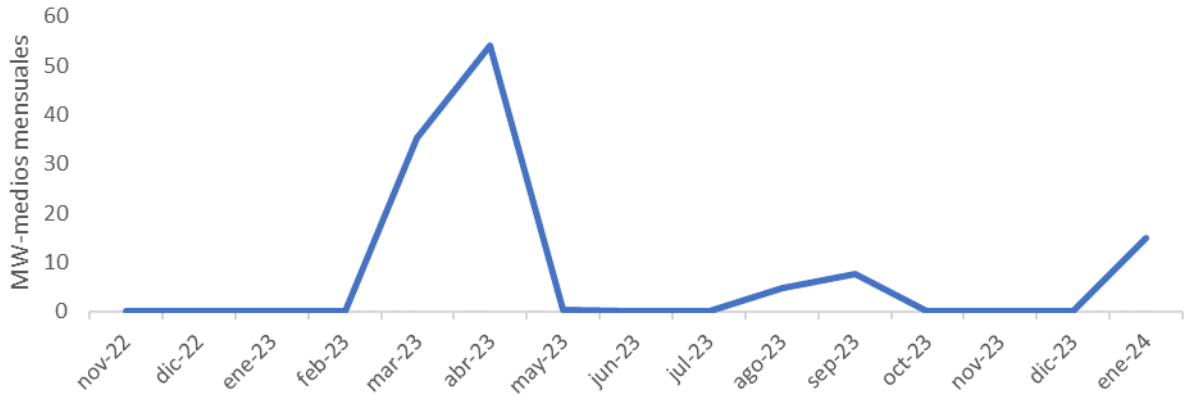
⁴ Para 2024 se consideran los MW-medios para el mes de enero.



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

Conclusiones I: intercambios físicos

La evolución reciente de los intercambios entre los países de la región permite identificar algunos hechos estilizados:

- 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 donde 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 actualmente 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: incremento de los costos de generación, mayores emisiones, racionamiento. Los países con mayores niveles de integración física, aún 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, los compromisos asumidos en materia de descarbonización, el vector de desarrollo verde**, ponen de relieve que si bien en el corto plazo el desplazamiento de la agenda a problemas de solución más inmediata orientados al aprovechamiento de la infraestructura existente ha sido

lógico y conducente, **los grandes proyectos hidroenergéticos binacionales** como Corpus Christi para Paraguay y Argentina, o Garabí/Panammbí para Argentina y Brasil, o el aprovechamiento del Río Madeira para Brasil y Bolivia, o Inambarí para Perú/Brasil, **pueden seguir siendo alternativas muy competitivas y conducentes en el camino de la descarbonización, la reducción de costos y la seguridad energética regional.**

2. Conclusiones II: regulación y coordinación

Si bien en el Cono Sur no se ha avanzado hacia esquemas de regulación supranacionales que regulen los intercambios en función de la maximización de los beneficios de las interconexiones, el volumen de intercambio creció en los últimos años de forma significativa. **La introducción de cambios marginales en la regulación por parte de los países, que acompañan los desafíos, realidades y contingencias que impone la operación de los sistemas, ha mostrado ser un camino viable para un mayor aprovechamiento de la infraestructura.**

Se presenta la posibilidad de seguir avanzando en este sentido, mediante el **análisis de mecanismos de distribución más equitativa o simétrica regulatoriamente de los beneficios del intercambio** que eviten situaciones de ineficiencia en el uso de los recursos primarios, o pérdida de interés por parte de los países en profundizar esfuerzos para maximizar intercambios.

Por otra parte, para todos los casos **sería deseable encontrar instancias de programación coordinada, o bien la incorporación de alguna firmeza en las ofertas de energía estacionales, para mejorar la gestión de corto y mediano plazo de los sistemas eléctricos.**

Tampoco ha sido posible avanzar en instancias concretas de planeamiento conjunto de mediano y largo plazo, si bien muchos países en sus planes de largo plazo incorporan la integración regional como un objetivo. En general los países, si planifican la expansión de sus sistemas eléctricos, lo hacen teniendo como **eje central la seguridad energética concebida como un sinónimo de autarquía o autosuficiencia**, que implica poder garantizar el suministro energético de largo plazo mediante recursos propios, dependiendo cada vez menos de las importaciones.

Bajo una visión más amplia, considerando los resultados de los estudios desarrollados en los últimos años por OLADE, CIER y BID, una **planificación conjunta o coordinada entre los países, permitiría aprovechar los recursos energéticos de mejor manera, optimizando las inversiones, reduciendo costos, incrementando la seguridad energética y sin afectar la soberanía de los países.** Esta planificación conjunta también permitiría en ciertos casos, llegar con la energía

a poblaciones del otro lado de la frontera, en condiciones económicamente más convenientes y ambientalmente más sostenibles.

La planificación integrada es un objetivo ambicioso y muy difícil de vislumbrar. Sin embargo, plantearlo como objetivo de largo plazo, y definir una hoja de ruta permitiría mejorar las instancias de coordinación efectiva en el mediano y corto plazo. Por ejemplo, uno de los problemas primarios a abordar son las asimetrías en la información disponible y la heterogeneidad en las variables relevadas. **Construir bases de datos uniformes** sería un gran avance en pos de mejorar la calidad del análisis. Un segundo elemento, en el mismo nivel, sería **construir bases de consulta sobre regulación y política energética de todos los países en una única plataforma con criterios de búsqueda unificados**. Un tercer elemento en este primer piso podría apuntar a disponer en la misma plataforma de **información sobre historial climatológico y pronósticos**. En un segundo piso de complejidad, se podría apuntar a introducir instancias de diálogo a nivel conceptual sobre planeamiento, diseño de mercados, caminos a recorrer de cara a la transición energética. En un tercer piso, **el uso de distintos modelos y diversas herramientas de planificación en cada país** son elementos que dificultan la planificación coordinada o conjunta. Avanzar en el **desarrollo de herramientas de modelado y planeamiento unificadas**, que integren modelos climatológicos con su impacto en toda la región, y que se actualicen con información periódica sobre nuevos proyectos de generación, transporte, o nuevas demandas, sería un gran avance. Independientemente de la factibilidad de alcanzar instancias de planeamiento integrado, mercados armonizados regulatoriamente, o mercados unificados, el camino a transitar constituiría en sí mismo un avance en las capacidades de análisis, planeamiento, programación e integración regional.