

Proyecto SIESUR Sistema de Integración Energética del Cono Sur

**Etapas 1 – Estudios Especializados para la
Identificación de Oportunidades para
Intensificar los Intercambios de Energía entre
los Países del Cono Sur**



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL

Informe Final de la Actividad 1 (Producto 2):

**EVALUACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES
ELÉCTRICAS INTERNACIONALES DE LOS PAÍSES
QUE INTEGRAN SIESUR**

Contenidos:

- A) Resumen Ejecutivo**
- B) Informe Completo**

PRESENTACIÓN

Este documento presenta el Informe Final de la Actividad 1 (Producto 2), definida en el Plan de Trabajo del Contrato BID/OLADE-CIER como “Evaluación de las Interconexiones Eléctricas Internacionales de los Países que integran el SIESUR”; las evaluaciones presentadas reflejan la opinión y las conclusiones de CIER, para su elaboración, CIER fue asistido por consultores especialistas y colaboradores de cada uno de los países que integran el SIESUR.

EQUIPO DE TRABAJO:

Consultores:

ARGENTINA: Paulo Fariña

BRASIL: Joisa Dutra (Diogo Lisbona)

CHILE: Andrés Romero

PARAGUAY: Sixto Duré

Colaboradores de Uruguay:

Jorge Cabrera

Analía Moreira

Pablo Mosto

Equipo CIER:

José Miguel Acosta

Juan Carlos Belza

Virginia Féola

Alejandro Sruoga (*Colaborador*)

Túlio Alves (*Coordinador Técnico*)

Secretaría Ejecutiva de la CIER

Montevideo, Uruguay

Teléfono: (+598) 27090611

E-mail: secier@cier.org

www.cier.org

CONTENIDO

A.	RESUMEN EJECUTIVO	6
B.	INFORME FINAL	33
1.	PRESENTACIÓN DEL INFORME	33
1.1.	CONTEXTO Y EXPECTATIVAS DE LA MESA DE DIÁLOGO SOBRE EL ESTUDIO	33
1.2.	METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO	33
1.3.	ORGANIZACIÓN Y CONTENIDOS DEL INFORME	34
2.	RELEVAMIENTO DE INFORMACIONES DE CARÁTER TÉCNICO, NORMATIVO, REGULATORIO, COMERCIAL, ECONÓMICO Y FINANCIERO	35
2.1.	VISIÓN CIER SOBRE LA SITUACIÓN DE COYUNTURA. NIVEL ACTUAL DE INTERCAMBIOS EN LA REGIÓN Y SU POTENCIALIDAD	35
2.1.1.	Infraestructura instalada y disponible	36
2.1.2.	Utilización real observada de las capacidades	38
2.1.3.	Intercambios entre Argentina y Uruguay	42
2.1.4.	Intercambios entre Uruguay y Brasil	46
2.1.5.	Intercambios entre Argentina y Brasil	51
2.1.6.	Intercambios entre Paraguay y Argentina	57
2.1.7.	Intercambios entre Chile y Argentina	61
2.1.8.	Intercambios entre Paraguay y Brasil	63
2.2.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS ARGENTINAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR	67
2.2.1.	Aspectos técnicos de las interconexiones existentes	67
2.2.2.	Historial de intercambio	68
2.2.3.	Análisis del entorno normativo	70
2.3.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS BRASILEÑAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR	90
2.3.1.	Panorama actual del sistema eléctrico brasileño	90
2.3.2.	Interconexiones internacionales existentes	96
2.4.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS CHILENAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR	100
2.4.1.	Evaluación de la interconexión entre Chile y Argentina	100
2.4.2.	Regulación vigente en materia de interconexión eléctrica	102
2.4.3.	Beneficios de la interconexión Chile - Argentina	104
2.5.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS PARAGUAYAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR	109
2.5.1.	Interconexiones entre Paraguay y Argentina	109
2.5.2.	Interconexiones entre Paraguay y Brasil	111
2.6.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS URUGUAYAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR	112

2.6.1	Interconexiones internacionales existentes en Uruguay	112
2.6.2	Reglamentación aplicable a los intercambios internacionales	115
2.6.3	Intercambios internacionales históricos	118
2.6.4	Situación actual de los intercambios comerciales	121
3.	BARRERAS Y CRITICIDADES ACTUALES DE LAS INTERCONEXIONES.	124
3.1	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN ARGENTINA DE ASPECTOS CRÍTICOS	124
3.1.1	Aprovechamiento de los recursos energéticos	124
3.1.2	Seguridad de suministro y el autoabastecimiento	125
3.1.3	Barreras operativas	126
3.1.4	Distribución de los beneficios	127
3.1.5	Configuración de la red nacional	130
3.1.6	Causas que impiden una mayor integración	130
3.2	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN BRASIL DE ASPECTOS CRÍTICOS	132
3.2.1	El caso de CIEN – la necesidad de establecer un tratamiento adecuado de las interconexiones al término de las concesiones	132
3.2.2	El caso de la convertidora Melo - Candiota	133
3.2.3	Itaipú Binacional	133
3.3	IDENTIFICACION EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN CHILE DE ASPECTOS CRITICOS	139
3.3.1	Barreras técnicas	139
3.3.2	Barreras normativas	141
3.3.3	Barreras políticas	143
3.3.4	Barreras comerciales	144
3.3.5	Barreras económicas	145
3.3.6	Otras barreras identificadas	146
3.4	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN PARAGUAY DE ASPECTOS CRÍTICOS	147
3.4.1	Identificación de barreras técnicas y aspectos críticos	147
3.4.2	Identificación de barreras económicas - regulatorias	147
3.5	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN URUGUAY DE ASPECTOS CRÍTICOS	150
3.5.1	Intercambios entre Uruguay y Argentina	150
3.5.2	Intercambios entre Uruguay y Brasil	151
4.	IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES COMPLEMENTARIEDADES TÉCNICAMENTE APROVECHABLES	154
4.1.	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN ARGENTINA DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADES	154
4.2.	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN BRASIL DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADES	155
4.2.1.	Directrices para la exportación de energía en el SIN	158

4.2.2.	Consultas públicas del MME para permitir nuevas fuentes para exportación comercial de energía	160
4.2.3.	Introducción de precios horarios en el SIN	163
4.2.4.	Revisión del Anexo C del Tratado Internacional de Itaipú	164
4.2.5.	Plan Nacional de Energía (PNE) 2050	165
4.3.	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN CHILE DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE	173
4.3.1.	Acceso a otros mercados eléctricos interconectados con Argentina	173
4.3.2.	Potenciales complementariedades técnicamente aprovechables entre Chile y Argentina	174
4.4.	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN PARAGUAY DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE	174
4.5.	IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN URUGUAY DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE	175
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES MIRANDO EL INCREMENTO DE LOS INTERCAMBIOS EN EL FUTURO	176
5.1.	ARGENTINA	176
5.1.1.	La necesidad de una visión política conjunta para la integración	176
5.1.2.	Toma de decisiones basada en evidencia	177
5.1.3.	Si existe un objetivo, este debe ser acoplar los mercados nacionales	177
5.1.4.	Los acuerdos deben prever que exista capacidad de transporte disponible para los intercambios de oportunidad.	178
5.1.5.	Los acuerdos entre los OC deben permitir que las ofertas de exportación e importación sean incorporadas en los algoritmos de despacho del día después.	178
5.1.6.	El paso siguiente es que los responsables de política a través de sus OC desarrollen un ámbito de consulta y resolución de controversias permanente	178
5.1.7.	Prever en los objetivos a mediano plazo los resultados distributivos de una mayor integración.	179
5.1.8.	Incorporar la planificación de la expansión de potencia regional requiere resolver la no discriminación en el uso de las interconexiones.	180
5.1.9.	Argentina no requiere nuevas interconexiones con sus vecinos, salvo en el caso de Chile	180
5.2.	BRASIL	181
5.2.1.	Recomendaciones para las barreras políticas y normativas	182
5.2.2.	Recomendaciones para las barreras político-diplomáticas	183
5.2.3.	Recomendaciones para las barreras técnicas y comerciales	184
5.3.	CHILE	186
5.3.1.	Recomendaciones para las barreras técnicas	187
5.3.2.	Recomendaciones para las barreras normativas.	188
5.3.3.	Recomendaciones para las barreras políticas	189

5.3.4.	Recomendaciones para las barreras comerciales	190
5.3.5.	Recomendaciones para las barreras económicas	190
5.3.6.	Recomendaciones para la barrera de autonomía de suministro	191
5.3.7.	Recomendaciones para las barreras ambientales	191
5.4.	PARAGUAY	192
5.4.1.	Riesgo político	193
5.4.2.	Planificación regional	193
5.4.3.	Regulación	193
5.4.4.	Recomendaciones para nuevos proyectos	193
5.4.5.	Recomendaciones para aspectos comerciales	195
5.4.6.	Recomendaciones para aspectos ambientales	195
5.4.7.	Recomendaciones para aspectos políticos	195
5.4.8.	Recomendaciones para aspectos de apoyo financiero	195
5.5.	URUGUAY	196
5.5.1.	Recomendaciones para aspectos de confianza mutua	196
5.5.2.	Recomendaciones para aspectos técnicos y regulatorios	196
5.5.3.	Recomendaciones para aspectos comerciales	197
5.5.4.	Recomendaciones para aspectos económicos	197
5.5.5.	Recomendaciones para compartir beneficios	197
5.5.6.	Recomendaciones para aspectos políticos	197
6.	BIBLIOGRAFÍA	199

A. RESUMEN EJECUTIVO

1. PRESENTACIÓN DEL INFORME

- **CONTEXTO Y EXPECTATIVAS DE LA MESA DE DIÁLOGO SOBRE EL ESTUDIO**

Entre los objetivos de la **Mesa de Diálogo – SIESUR** (Sistema de Integración Energética del Sur), se incluyó el de “Identificar Oportunidades de Intensificar los Intercambios de Energía Eléctrica entre los países del Cono Sur”; lo cual podría lograrse promoviendo un mejor y más intenso uso de las instalaciones de interconexión existentes, así como desarrollando nuevas inversiones para ampliar la capacidad de intercambio en los puntos de interconexión.

Dado su perfil, [CIER – Comisión de Integración Energética Regional](#) posee las capacidades de brindar a la Mesa de Diálogo de SIESUR una visión y el análisis de “aquellos agentes” que deben aplicar las normas y directivas en su quehacer cotidiano, en el desarrollo propio de sus actividades, aplicación de normas y directivas que hacen a la regulación de los sistemas eléctricos y que incluyen las correspondientes a las exportaciones e importaciones de cada uno de los países.

- **METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO**

CIER propuso una metodología de análisis basada en la convocatoria a consultores referentes de cada uno de los países que, por un lado tuvieran un amplio conocimiento del funcionamiento del sector en cada uno de sus países y, por otro lado, entrevistaran a personas claves del sector eléctrico de sus respectivos países buscando recabar el entendimiento de estas personas sobre los aspectos considerados en este informe y basaran sus análisis en experiencias específicas obtenidas en escenarios de intercambios e integración.

El objetivo metodológico central fue el de “capturar” experiencias valiosas para formar opinión, y caracterizar adecuadamente las barreras que impidieron e impiden en el presente, un mayor desarrollo de la integración en la región.

En las conclusiones de los consultores se presentan recomendaciones en cuanto a cuáles deberían ser las acciones de los países para incrementar los niveles de intercambios y de integración posible; acciones de corto y mediano plazo, acciones concretas, del día a día, acciones de política energética, acciones estratégicas de mediano y largo plazo.

La opinión de este informe es responsabilidad de CIER; el trabajo de los consultores ha sido el aporte necesario que permitió a CIER formar su opinión, realizar sus análisis, esbozar y consolidar sus conceptos y formular sus recomendaciones.

- **ORGANIZACIÓN Y CONTENIDOS DEL INFORME**

El presente informe incluye los siguientes puntos:

- **INFORME EJECUTIVO**
- **PRESENTACIÓN DEL INFORME**
- **RELEVAMIENTO DE INFORMACIONES DE CARÁTER TÉCNICO, NORMATIVO, REGULATORIO, COMERCIAL, ECONÓMICO Y FINANCIERO**
 - Visión CIER sobre la situación de coyuntura. Nivel actual de intercambios en la región y su potencialidad (interconexiones existentes y sus características técnicas, capacidades y potencialidades, utilización del sistema eléctrico de cada país, historial de intercambios entre países).
 - Evolución histórica de las experiencias de cada país (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) en términos de intercambios de energía eléctrica e integración. Elaboración realizada por la CIER con asistencia del consultor respectivo de cada país. Descripciones y evaluaciones de las experiencias que sucedieron en cada país y en sus vecinos, para llegar a la situación actual de intercambio, interconexión e integración con ellos.
- **BARRERAS Y CRITICIDADES ACTUALES DE LAS INTERCONEXIONES:** Valoraciones y descripción de lo que se consideran como barreras en cada país (limitación al incremento de utilización de las interconexiones existentes y/o del avance hacia una integración de los sistemas).
- **IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES COMPLEMENTARIEDADEES TÉCNICAMENTE APROVECHABLES:** Potenciales complementariedades identificadas en cada uno de los países que, siendo técnicamente aprovechables, redundarían en un beneficio conjunto para los países respecto a una situación o escenario sin intercambios ni integración.
- **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES MIRANDO EL INCREMENTO DE LOS INTERCAMBIOS EN EL FUTURO:** Recomendaciones a nivel político, técnico, regulatorio, comercial, financiero, ambiental y de nuevos proyectos que permitan avanzar en la superación de las barreras identificadas.

2. RELEVAMIENTO DE INFORMACIONES DE CARÁCTER TÉCNICO, NORMATIVO, REGULATORIO, COMERCIAL, ECONÓMICO Y FINANCIERO

2.1 Visión CIER sobre la situación de coyuntura. nivel actual de intercambios en la Región y su potencialidad

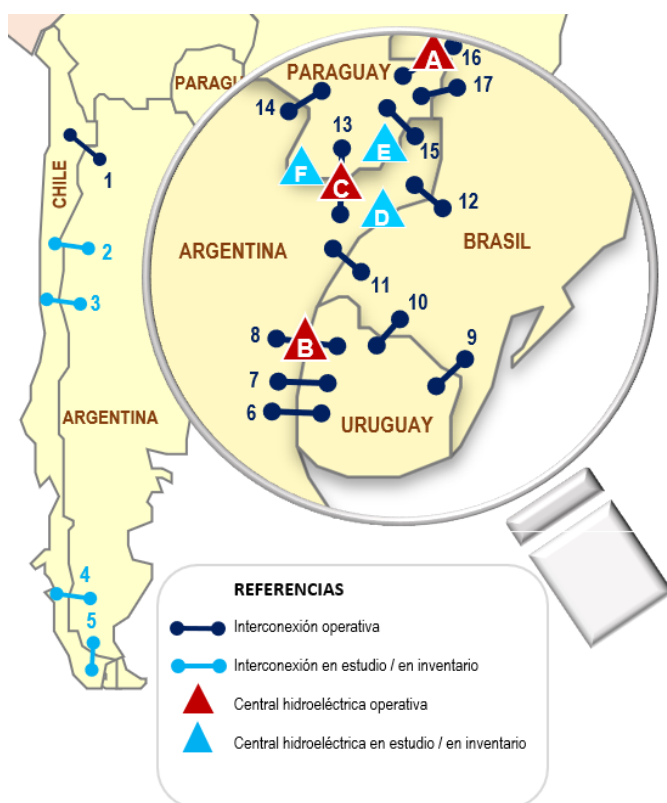


Figura 1 - Interconexiones mayores en la región del estudio SIESUR

Ref.	Países	Denominación	Río	Cap. Instalada	Observaciones	Inicio de operación
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En operación	1984
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW	En operación	1979
C	Ar - Py	Yacyretá	Paraná	3.100 MW	En operación	1994
D	Ar - Br	Garabí-Panambí	Uruguay	Garabí: 1.152 MW Panambí: 1.048 MW	En inventario	
E	Ar - Py	Corpus Christi en Pindo-í	Paraná	2.880 MW	En prefactibilidad	
F	Ar - Py	Itatí – Itá Corá	Paraná	2.000 MW	En prefactibilidad	

Tabla 1 - Centrales binacionales en la región del estudio SIESUR

Ref.	Países	Nombre de la interconexión	Tensiones	Potencia	Observaciones	Utilización de la interconexión en 2019: meses de uso 12
1	Ar-Cl	Cobos (Ar) – Andes (Cl)	345 kV	643 MW	Operativa (50 Hz). Capacidad limitada	0 %
2	Ar-Cl	Rodeo (Ar) – S.E. Nueva Pan de Azúcar (Cl)	400 kV	1.000 MW	En inventario	-
3	Ar-Cl	Río Diamante (Ar) – Los Cóndores (Cl) / Los Cóndores (Cl) - Ancoa (Cl)	500/220 kV	400/1.000 MW	En estudio con prefactibilidad positiva	-
4	Ar-Cl	Santa Cruz (Ar) – Aysén (Cl)	220 kV	200 MW	En estudio / En inventario	-
5	Ar-Cl	Santa Cruz (Ar) – Punta Arenas (Cl)	220 kV	200 MW	En estudio / En inventario	-
6	Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	2.000 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Uy: 0 %
7	Ar-Uy	Concepción del Uruguay (Ar)–Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Operativa en emergencia (50 Hz)	Uy a Ar: 100%
8	Ar-Uy	Salto Grande (Ar) – Salto Grande (Uy)	500 kV	1.890 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Uy: 33% Uy a Ar: 66%
9	Br-Uy	Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy)	525 kV	500 MW	Operativa (60/50 Hz)	Br a Uy: 0% Uy a Br: 75%
10	Br-Uy	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	Operativa (60/50 Hz)	Br a Uy: 8% Uy a Br: 66%
11	Ar-Br	Paso de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz)	0 %
12	Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2.200 MW	Operativa (50/60 Hz)	Br a Ar: 33% Ar a Br: 42%
13	Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500 kV	3.100 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Py: 0 % Py a Ar: 100%
14	Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	80/90 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Py: 0 % Py a Ar: 100%
15	Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220/132 kV	30 MW	Operativa (50 Hz)	
16	Br-Py	Salidas de Central Itaipú	500 kV	14.000 MW	Operativa (60/50 Hz)	Br a Py: 0 % Py a Br: 100%
17	Br-Py	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	230/138 kV	50 MW	Operativa (60/50 Hz)	0 %

Donde se indican dos tensiones diferentes corresponde a la tensión de la línea del lado de cada país participante de la interconexión.

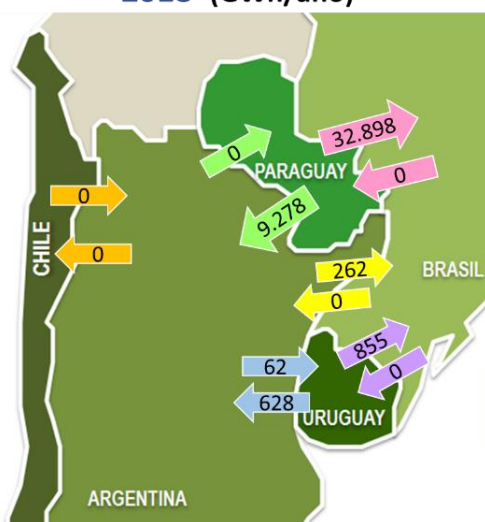
Donde se indican dos potencias, corresponde al límite de potencia de intercambio de cada país participante de la interconexión.

Fuente: elaboración propia de CIER en base a información de organismos oficiales.

Tabla 2 - Interconexiones mayores en la región del estudio SIESUR y sus principales características

Se relevaron y agregaron los datos de intercambios comerciales¹ entre países de la región en el año 2019, y se incluyeron los del año 2018 habida cuenta de que en el año 2019 sucedieron hechos singulares de la economía en algunos países, y también de la naturaleza (sequías extraordinarias registradas en el año 2019).

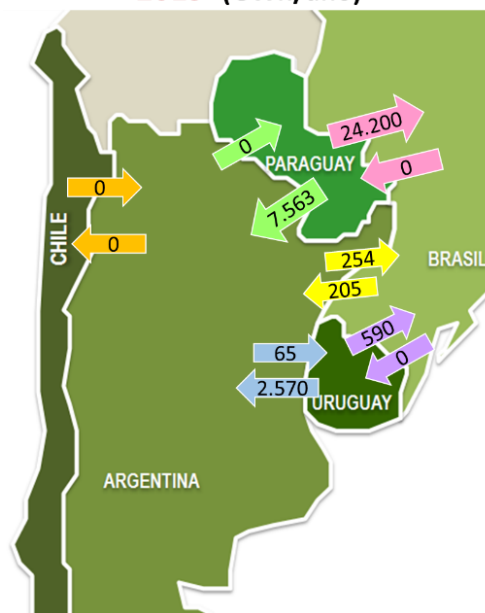
Intercambios en la Región SIESUR 2018 (GWh/año)



	AR ► UY	UY ► AR		UY ► BR	BR ► UY
Salto Grande	49	310	Rivera	112	0
Otras interconexiones	13	318	Melo	743	0
Total	62	628	Total	855	0
	AR ► BR	BR ► AR		BR ► PY	PY ► BR
Garabí 1	246	0	Itaipú	0	32.898
Garabí 2	16	0	Otras interconexiones	0	0
Total	262	0	Total	0	32.898
	AR ► PY	PY ► AR			
Yacyretá	0	9.258			
Otras interconexiones	0	20			
Total	0	9.278			

Intercambios totales en 2018: 43.983 GWh/año

Intercambios en la Región SIESUR 2019 (GWh/año)



	AR ► UY	UY ► AR		UY ► BR	BR ► UY
Salto Grande	65	163	Rivera	110	0
Otras interconexiones	0	2.407	Melo	480	0
Total	65	2.570	Total	590	0
	AR ► BR	BR ► AR		BR ► PY	PY ► BR
Garabí 1	172	42	Itaipú	0	24.200
Garabí 2	82	163	Otras interconexiones	0	0
Total	254	205	Total	0	24.200
	AR ► PY	PY ► AR			
Yacyretá	0	7.435			
Otras interconexiones	0	128			
Total	0	7.563			

Intercambios totales en 2019: 35.447 GWh/año

Fuentes de datos de intercambios: CAMMESA - ONS - ITAIPÚ – YACYRETÁ

Figura 2 - Intercambios en la región SIESUR 2018 – 2019

¹ Los intercambios entre Uruguay y Brasil son tomados de los informes mensuales del ONS – [Acompañamiento Mensal dos Intercambios internacionais](#) incluyendo intercambios por contrato, emergencial, oportunidad y testeio según definiciones dadas por el ONS en dichos documentos.

2.2 Evolución histórica de las experiencias de cada país en términos de intercambios de energía eléctrica e integración

ARGENTINA – URUGUAY	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambios se dan en el “cuadrilátero de Salto Grande” • Perfil fuertemente exportador de Uruguay • Equidad en el uso de la C.H. Salto Grande
URUGUAY – BRASIL	<ul style="list-style-type: none"> • Existe conversión de frecuencia • El flujo es casi exclusivamente de Uruguay hacia Brasil • La tensión de la interconexión de Melo del lado brasileiro condiciona a que la demanda que se pueda abastecer del lado brasileiro esté limitada por la tensión de interconexión, mientras que la interconexión de Rivera brinda suministro a la demanda local y área de influencia.
ARGENTINA – BRASIL	<ul style="list-style-type: none"> • Existe conversión de frecuencia • Baja utilización de las interconexiones. • Se utiliza en algunos meses y solo en modalidad emergencial y de oportunidad.
PARAGUAY – ARGENTINA	<ul style="list-style-type: none"> • Argentina es importador neto • En 2019, el 93% de la generación de la C.H. Yacyretá fue usado por Argentina • Las demás interconexiones atienden demandas locales
CHILE – ARGENTINA	<ul style="list-style-type: none"> • Interconexión inactiva desde noviembre/2017. • Hay limitaciones técnicas para su funcionamiento
PARAGUAY – BRASIL	<ul style="list-style-type: none"> • Existe convertidora de frecuencia • Paraguay es exportador neto • En 2019 Brasil utilizó el 80,7% de la generación de la C.H. Itaipú

Tabla 3 - Principales destaques de la situación actual

• **ARGENTINA**

Los intercambios energéticos de la Argentina pueden dividirse en tres grandes etapas:

- La primera, que va hasta 2002, con un pico en las exportaciones que alcanzaron 4.700 GWh en el 2000 y 4.200 GWh en 2001, producto de las ventas a Brasil.
- Una segunda etapa, entre 2003 y 2011, en la que -salvo el trienio entre 2004 y 2006, que Argentina resultó exportador neto- para el resto de los años el saldo comercial resultó deficitario en todos los casos, pero en niveles superiores a los 1.000 GWh, incluso para las exportaciones.
- La tercera etapa iniciada en 2012 está marcada por un bajo nivel de exportaciones e importaciones con altibajos hasta 2019, año que marcó un récord de importaciones por 2.746 GWh, sólo superado en el 2007 cuando se alcanzó el pico máximo de 3.459 GWh importados. Durante toda esta etapa, las exportaciones fueron casi nulas, con valores promedio similares a los de los años previos al 2000.

En un análisis más detallado del intercambio de los últimos años, Argentina realizó exportaciones en unos contados meses. Las más relevantes, en septiembre y octubre de 2018 a Brasil y, más cerca en el tiempo, a Brasil y Uruguay en marzo y abril de 2020. En este último caso, alcanzando casi el 2% de la generación.

• **BRASIL**

El sistema eléctrico de Brasil posee interconexiones con los sistemas de Argentina, Uruguay, Paraguay y Venezuela. Las interconexiones son utilizadas cuando hay necesidad y posibilidad de intercambio entre los países, por razones de naturaleza energética o eléctrica. Los procedimientos para utilización de las interconexiones son definidos por acuerdos internacionales o resoluciones y reglamentos.

INTERCONEXIONES CON ARGENTINA: Brasil posee dos interconexiones con Argentina, ambas a través de convertidores de frecuencia 50/60 Hz (back-to-back).

- La primera, con potencia de 50 MW, situada en la ciudad de Uruguayana
- La segunda interconexión con Argentina a través de los convertidores Garabí I y Garabí II, de 2.200 MW en total.

INTERCONEXIONES CON PARAGUAY: Brasil posee dos interconexiones con Paraguay, ambas a través de convertidores de frecuencia de 50/60 Hz:

- La primera de propiedad de ANDE, localizada entre la SE Foz de Iguazú (Paraná-Brasil) y la Central Hidroeléctrica Acaray (Paraguay). Acaray es la primera interconexión internacional de Brasil, con inicio en la década de 1970.
- La principal integración entre Brasil y Paraguay fue establecida por la Central Hidroeléctrica Binacional de Itaipú. La construcción tuvo inicio en 1974 y la entrada en operación se inició en 1984, totalizando 14 GW.

INTERCONEXIONES CON URUGUAY: Brasil y Uruguay cuentan con dos interconexiones, ambas a través de convertidora de frecuencia 50/60 Hz (back-to-back):

- La primera, con potencia de 70 MW, localizada en Rivera (Uruguay), de propiedad de UTE y ELETROBRAS, destinada al suministro energético mutuo emergencial o para aprovechamiento de oportunidades energéticas.
- La segunda convertidora, instalada en 2016, con potencia de 500 MW, está localizada en Melo (Uruguay), con integración al Brasil a partir de una línea de transmisión en 525 kV hasta la subestación de Candiota. En ese punto hay transformación para 525/230 kV, permitiendo la interconexión al Sistema Interconectado Nacional brasileño por medio de una línea de transmisión en 230 kV hasta la subestación Presidente Médici. Este sistema está siendo reforzado con diversas instalaciones que entrarán en operación con plazo hasta el 2023, estando prevista la entrada de la subestación de Candiota 2 para 2021, lo que permitirá reforzar la interconexión con la región metropolitana de Porto Alegre. La convertidora de Melo, integrada al SIN en 2016, fue el resultado de un acuerdo celebrado en 2010 entre ELETROBRAS y UTE, determinando responsabilidades mutuas. Las obras del lado brasileño fueron implantadas por ELETROBRAS en calidad de propietaria de la instalación, conforme lo establecido en la [Resolución de ANEEL N° 2.280/2010](#).

- **CHILE**

Actualmente la única interconexión internacional que posee Chile es con Argentina. Línea que une la subestación Andes con la central Salta en Argentina, inaugurada en 1999, con el objeto de inyectar electricidad en base a gas natural desde Argentina hacia Chile, a través de la central salteña Termoandes, de propiedad de AES Gener.

Desde junio de 2015 estuvo operativa para intercambiar energía entre ambos países y a partir del 12 de febrero de 2016, Chile comenzó la exportación de energía eléctrica a Argentina, bajo un mecanismo de exportación de excedentes del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) chileno. No obstante, lo que ocurrió en noviembre de 2017 es que se suspendió esta posibilidad.

Dada la nueva configuración del sistema eléctrico de Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional encargó un informe de seguridad², cuyo objeto fue analizar y evaluar la operación del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN) vinculado con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea Andes-Cobos 1x345kV.

² Informe de seguridad y análisis de la Operación del SEN y SADI vinculados, elaborado por Estudios Eléctricos para el Coordinador Eléctrico Nacional, octubre de 2018.

El estudio concluyó que “tomando en consideración todos los aspectos detallados previamente y en especial la necesidad de adecuar el Control Secundario de Frecuencia e incorporar automatismos de apertura para la línea de vinculación, se identifican condiciones factibles de operación vinculada entre el SEN y el SADI para transferencias a través del enlace ANDES → COBOS 1x345kV desde potencias de -20MW y +130MW, para el SEN importador y exportador respectivamente.”³

• **PARAGUAY**

INTERCONEXIONES ENTRE PARAGUAY Y ARGENTINA: El Sistema Eléctrico Paraguayo cuenta con 3 interconexiones con Argentina:

- **CENTRAL HIDROELÉCTRICA YACYRETÁ:** Con potencia instalada de 3.100 MW y generación media anual de 20.000 GWh. La conexión de la Central a los sistemas eléctricos paraguayo y argentino se realiza en 500 kV. La Central tuvo origen en el [Tratado firmado en 1973](#). En él se estableció que la energía producida es dividida en partes iguales entre Paraguay y Argentina.
- **INTERCONEXIÓN GUARAMBARÉ (PY) - CLORINDA (AR):** Realizada a través de una línea de transmisión de 220 kV vinculando las subestaciones de Guarambaré (PY) y de Clorinda (Ar), donde es transformada a la tensión de 132 kV para su transmisión. La capacidad instalada es de 80/90 MW.
- **INTERCONEXIÓN CARLOS A. LÓPEZ (PY) - EL DORADO (AR):** Realizada a través de una línea de transmisión de 132 kV vinculando las subestaciones de C. A. López (PY) y El Dorado (Ar). La transformación de 220/132 kV es realizada en el Paraguay. La capacidad instalada es de 30 MW.

INTERCONEXIONES ENTRE PARAGUAY Y BRASIL: El Sistema Eléctrico Paraguayo cuenta con 2 interconexiones con Brasil:

- **CENTRAL HIDROELÉCTRICA ITAIPÚ:** Con potencia instalada es de 14.000 MW y generación media anual de 90.000 GWh. 7.000 MW operan en 50 Hz, y 7.000 MW en 60 Hz. Por [Tratado firmado en 1973](#), la energía producida es dividida en partes iguales entre Paraguay y Brasil. La parte del 50% que corresponden al Paraguay, y que no es utilizada por éste, es cedida al Brasil

³ Conforme las observaciones realizadas por la CNE de Chile al informe, cabe hacer presente que, de acuerdo con sus estudios, para lograr la capacidad de transporte -20/130 MW se requiere despachar unidades fuera de orden económico en conjunto con cambios topológicos en la red de transmisión. Además, se debe incorporar en el análisis la introducción de centrales en las cercanías de las subestaciones de interconexión, lo que disminuye la capacidad técnica de la línea.

- INTERCONEXIÓN ACARAY (PY) – FOZ DE IGUAZÚ (BR): Tuvo como base el Contrato de Interconexión y Suministro de Energía Eléctrica entre la ANDE y COPEL de 1969. El intercambio, principalmente de exportación del Paraguay al Brasil, tuvo continuidad hasta el 2007, momento en el que tuvo que ser interrumpido por motivos técnicos (obsolescencia del Convertidor Estático de Frecuencia de 50 Hz en Acaray, con 50 MW de capacidad).

- **URUGUAY**

INTERCONEXIONES ENTRE URUGUAY Y ARGENTINA - CENTRAL HIDROELÉCTRICA SALTO GRANDE: En el año 1946 Argentina y Uruguay firmaron un Acuerdo para el aprovechamiento del río Uruguay, creándose de este modo la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, integrada por igual número de representantes argentinos y uruguayos. Luego de los diferentes procedimientos formales, sobre principios de 1974 se suscribieron los Acuerdos correspondientes y se autorizó el inicio de las obras de la Central Binacional de Salto Grande.

Cabe destacar que la construcción de esta represa se califica como la primera obra real de integración entre dos países latinoamericanos, y representó significativos ahorros económicos para ambos países. El proyecto incluyó la construcción de la interconexión entre Uruguay y Argentina denominada “Cuadrilátero de Salto Grande”, que se encuentra formado por cuatro subestaciones de extra alta tensión (500 kV) interconectadas entre sí. La interconexión está operativa desde los años 80 y cuenta con una capacidad de intercambio de aproximadamente 2000 MW.

Los cuatro vértices de este sistema de transmisión binacional son las Subestaciones, que se encuentran ubicadas dos en el predio de la Central Hidroeléctrica -una en cada margen del río-, una en Colonia Elía (Argentina) y una en San Javier (Uruguay). La obra también es conocida como “anillo” de Salto Grande.

INTERCONEXIONES ENTRE URUGUAY Y BRASIL:

- INTERCONEXIÓN RIVERA-LIVRAMENTO (CONVERSORA RIVERA): En el marco institucional del Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio, suscrito en septiembre de 1994 por la República Federativa del Brasil y la República Oriental del Uruguay, dirigido específicamente a la integración de sus sistemas eléctricos, se comenzaron los estudios para el desarrollo de un proyecto de interconexión entre ambos países. En enero de 1997, UTE y ELETROSUL firmaron los contratos a los cuales se acordó la construcción de la Interconexión Rivera-Livramento, su operación y el intercambio de energía eléctrica. En setiembre de 2003 estos contratos fueron cedidos por ELETROSUL a ELETROBRAS. La interconexión consiste en una estación convertidora de frecuencia 50/60 Hz, de 72 MW de potencia nominal, situada en Uruguay, conectada a la estación Rivera 150 kV en Uruguay y a Livramento de 230 kV en Brasil. Este proyecto entró en servicio en el año 2001.

- **INTERCONEXIÓN MELO-CANDIOTA (CONVERSORA MELO):** Este Proyecto se realizó en el marco del Memorando de Entendimiento firmado entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil, el 5 de julio de 2006, cuyo objeto es fortalecer la integración energética entre ambos países, mediante la construcción de una interconexión de 500 MW. Asimismo, permite diversificar el acceso a las fuentes de abastecimiento de la región y la disminución de los costos. Luego de diversas negociaciones, se acordó que los costos relativos a la implantación del conjunto de las obras necesarias para la interconexión, así como la gestión técnica y comercial del emprendimiento, serían responsabilidad de Uruguay, asegurando Brasil como contrapartida la disponibilidad de la energía interrumpible para Uruguay, en las condiciones comerciales vigentes.
- El proyecto de interconexión preveía la extensión de los sistemas de transmisión a ambos lados de la frontera en 500 kV y en una estación convertidora de frecuencia 50/60 Hz, de 500 MW de potencia nominal. Para la construcción de la interconexión en territorio brasileño se celebró un contrato entre las empresas estatales UTE de Uruguay y ELETROBRAS de Brasil, mediante el cual la empresa brasileña se comprometió a diseñar, construir, operar y mantener esas instalaciones. Por su lado UTE asumió el pago de dichas obras, obteniendo a cambio el derecho de uso exclusivo.

3. BARRERAS Y CRITICIDADES ACTUALES DE LAS INTERCONEXIONES

3.1 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN ARGENTINA DE ASPECTOS CRÍTICOS

SEGURIDAD DE SUMINISTRO Y EL AUTOABASTECIMIENTO: El paradigma de la cooperación e integración fue reemplazado por la necesidad de garantizar la seguridad de suministro, entendida esta como autoabastecimiento.

BARRERAS OPERATIVAS: Las barreras técnicas, normativas y de funcionamiento coordinado de los despachos nacionales son centrales. Se necesita un mínimo común denominador.

DISTRIBUCIÓN DE LOS BENEFICIOS (Convenio con Uruguay)

CONFIGURACIÓN DE LA RED NACIONAL: los sistemas interconectados y las futuras expansiones están pensados para acomodar la mayor oferta que se prevé obtener de fuentes de energía locales

3.2 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN BRASIL DE ASPECTOS CRÍTICOS

Aunque Brasil dispone de activos de interconexión en operación con Argentina, Uruguay y Paraguay, se nota una significativa subutilización a lo largo de los últimos años. La ociosidad de los activos sucede, en gran medida, por las limitaciones impuestas al aprovechamiento del intercambio

energético entre los países, delimitando la utilización de energía en situaciones emergenciales (críticas) o para aprovechamiento oportuno de exceso momentáneo de energía (abundancia).

El Caso de CIEN: La evolución del emprendimiento revela desafíos para la sustentabilidad y remuneración del activo de interconexión a lo largo del tiempo, con asimetría regulatoria entre los países.

El caso de la conversora Melo – Candiota: Existe limitación de la capacidad de transporte entre la SE Candiota y la Región Metropolitana de Porto Alegre, por falta de inversión para la realización de la línea de transmisión de 525 kV inicialmente prevista.

El caso de Itaipú: El [“Anexo C” del Tratado de Itaipú](#), que dispone sobre las bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad, estableció directrices para las condiciones de suministro, los costos de servicio de electricidad y los ingresos del emprendimiento.

La remuneración de la energía de Itaipú es calculada en función de los costos de prestación del servicio, contemplando los costos de financiamiento del proyecto (que se cierra en 2023), la remuneración del capital, la operación y mantenimiento, entre otros. La comercialización de la energía por cotas implica la asignación del riesgo hidrológico en los consumidores cautivos de las distribuidoras.

Está prevista la revisión de los términos del Anexo C del Tratado de Itaipú en 2023.

3.3 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN CHILE DE ASPECTOS CRÍTICOS

BARRERAS TÉCNICAS (infraestructura): Para la interconexión con Argentina se requiere un enlace más robusto que asegure suministro y calidad (ej. HVDC, conversora back to back en corriente continua).

BARRERAS NORMATIVAS: Se requerirá que los Gobiernos y Coordinadores de ambos países establezcan normas y procedimientos simétricos para garantizar la seguridad de la operación.

BARRERAS REGULATORIA: Necesidad de estabilidad regulatoria para desarrollar previamente un proyecto rentable.

BARRERAS COMERCIALES: Las empresas en Argentina tienen problemas para financiarse y Cammessa opera como el gran agente comercializador. Esto puede no incentivar al privado para materializar la línea.

BARRERAS ECONÓMICAS: Al no existir impedimento normativo para el desarrollo privado de interconexiones, cabe preguntarse si existen los incentivos para desarrollar un proyecto privado; o si el proyecto debiese incorporarse en la planificación anual de los sistemas de transmisión que hace la autoridad.

OTRAS BARRERAS IDENTIFICADAS: niveles de dependencia de otros países demasiados altos, que impliquen perder autonomía. Barreras ambientales.

3.4 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN PARAGUAY DE ASPECTOS CRÍTICOS

BARRERAS TÉCNICAS: Exceptuando los emprendimientos hidroeléctricos internacionales, las demás interconexiones son de poca capacidad, diseñadas para bajos niveles de intercambio. En el caso del Brasil, la diferencia de frecuencia requiere la instalación de convertidores, que solo sería factible de acuerdo con los volúmenes de intercambio y precios.

BARRERAS ECONÓMICAS-REGULATORIAS: Dificultad de acceder a fuentes de financiamiento para construcción y reposición de infraestructura exclusivamente destinada a interconexiones. La inversión en infraestructura para interconexiones debería tener, para el análisis de su posibilidad de financiamiento, una perspectiva razonable de aprovechamiento en flujo de energía, lo cual debería ser basado en Contratos o Convenios Binacionales o supranacionales.

Para el Paraguay, uno de los aspectos críticos está constituido por ciertas condiciones de los Tratados de Itaipú y Yacyretá, con el Brasil y la Argentina, respectivamente; A pesar de tener instalaciones de mucha capacidad, los Tratados de Itaipú y Yacyretá contemplan sólo inyección de energía a cada país involucrado, no constituyéndose en puntos de interconexión eléctrica que permitan un flujo energético y comercial bilateral o multilateral.

Ante este escenario, se deberían realizar ajustes en condiciones normativas y reglas operativas, para integrar los mercados regionales e incrementar los intercambios.

Asimismo, hasta el 2022 está previsto un importante refuerzo en el sistema transmisión en 500 kV, que incrementará la capacidad de integración e intercambio energético regional.

La revisión del Anexo C de Itaipú, prevista para el 2023, podría abrir la oportunidad de comercialización de excedentes de energía, cuestión que debería ser tratada en su oportunidad.

Aunque no está explícito, futuras operaciones de importación o exportación de energía, deberán ser objeto de licitaciones o concursos basados principalmente en precios.

3.5 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN URUGUAY DE ASPECTOS CRÍTICOS

Interconexión con Argentina: La existencia de un Acuerdo de Interconexión con Argentina que establezca los principales aspectos técnicos y comerciales para promover la integración y los intercambios entre los países resulta extremadamente conveniente.

Los mecanismos de intercambio no pueden ser rígidos y deben adaptarse a los cambios y a la evolución de los sistemas eléctricos involucrados.

La Comisión de Interconexión, creada en el marco del Acuerdo, debería jugar un papel fundamental en la búsqueda de las mejores condiciones para ambos sistemas, procurando rescatar el espíritu del Acuerdo de Interconexión y las condiciones de reciprocidad previstas en el mismo.

Sin perjuicio de que en simultáneo se puedan aplicar otras modalidades previstas en el Acuerdo de Interconexión, se entiende que la modalidad sustitución es la que mejor se adapta a las características de los excedentes del sistema eléctrico uruguayo. A efectos de optimizar los niveles de intercambios entre ambos países y aprovechar al máximo los posibles beneficios, es necesario que las autoridades correspondientes en cada país analicen la situación y realicen sus mayores esfuerzos para superar esta actual barrera.

Interconexión con Brasil: Los cambios reglamentarios en Brasil, introducidos por el [Reglamento N° 339/2018](#), redujeron la posibilidad de que las ofertas de energía realizadas por UTE fueran aceptadas por el mercado de Brasil, resultando en una reducción significativa de los volúmenes exportados desde principios de 2019.

Las modalidades y condiciones de los intercambios son establecidas en base a normativas internas por las autoridades de Brasil, sin considerar las características de los sistemas eléctricos vecinos, esto dificulta la optimización de los intercambios y por tanto de los beneficios asociados para ambos países. Si bien puede entenderse que en la búsqueda de optimizar los intercambios pueden surgir dificultades o afectaciones internas de cada sistema eléctrico, el desafío estará en diseñar mecanismos de repartos de los beneficios asociados a los intercambios que compensen dichas dificultades o afectaciones.

En la interconexión Melo-Candiota, del lado uruguayo se construyó la línea de 500 kV, pero la planificación de construcción de líneas de Brasil cambió y las obras previstas de 525 kV en Candiota (Candiota 2) no se han finalizado, por lo que la interconexión debió conectarse al sistema brasileño en 230 kV, a la espera del desarrollo de las obras.

Esta degradación de la interconexión eléctrica desarrollada como objeto del compromiso de integración manifestado entre ambos países, constituye una barrera que ha derivado en dificultades técnicas concretas. Puntualmente, la escasez de potencia de cortocircuito en las redes de la región de Candiota en determinados estados de funcionamiento ha impedido el aprovechamiento de la máxima potencia que las instalaciones de interconexión son capaces de transmitir, o directamente impedido que el intercambio ocurriera.

4. IDENTIFICACION DE POTENCIALES COMPLEMENTARIEDADES TECNICAMENTE APROVECHABLES

4.1 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN ARGENTINA DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADES

- El principal potencial de complementariedad no aprovechado, es la infraestructura existente de interconexión con Brasil en Garabí y Uruguayana. La baja utilización de esta y la disponibilidad de excedentes en los distintos mercados hacen difícil entender por qué no se ha incrementado aún más el intercambio.
- El cambio para precios horarios en Brasil puede beneficiar el entendimiento de precios entre países e incrementar las ofertas de oportunidad.
- La actual configuración del SADI (Sistema Argentino de Interconexión) no prevé los intercambios y por lo tanto se han dejado de analizar los flujos de potencia en base a un redespacho diario con y sin intercambios.
- En cuanto a la interconexión con Chile, para poder poner operativa la interconexión, se requiere importantes inversiones para aislar las fluctuaciones (vinculo en corriente continua).
- CENTRALES GARABÍ-PANAMBÍ (AR – BR) Y DE CORPUS (AR – PY): Concluir los estudios de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales con Brasil y Paraguay.

4.2 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN BRASIL DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADES

- La ociosidad de los activos ocurre, en gran medida, por las limitaciones impuestas al aprovechamiento del intercambio energético entre los países, limitando la utilización de energía a situaciones emergenciales (críticas) o para aprovechamiento oportuno de exceso momentáneo de energía (abundancia).
- DIRECTRICES PARA LA EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA:
 - El [Reglamento MME N° 339](#), del 15 de agosto de 2018, establece las directrices para importación de energía eléctrica interrumpible de Argentina, por medio de las estaciones conversoras de Garabí y Uruguayana; y de Uruguay, por medio de las estaciones conversoras de Rivera y de Melo. La autorización de importación tiene vigencia desde enero de 2019 hasta diciembre de 2022.
 - El [Reglamento MME N ° 418](#), de 19 de noviembre de 2019, estableció lineamientos para la exportación de energía eléctrica interrumpible, sin devolución, con destino a Argentina y a Uruguay, desde plantas termoeléctricas que operan en Brasil

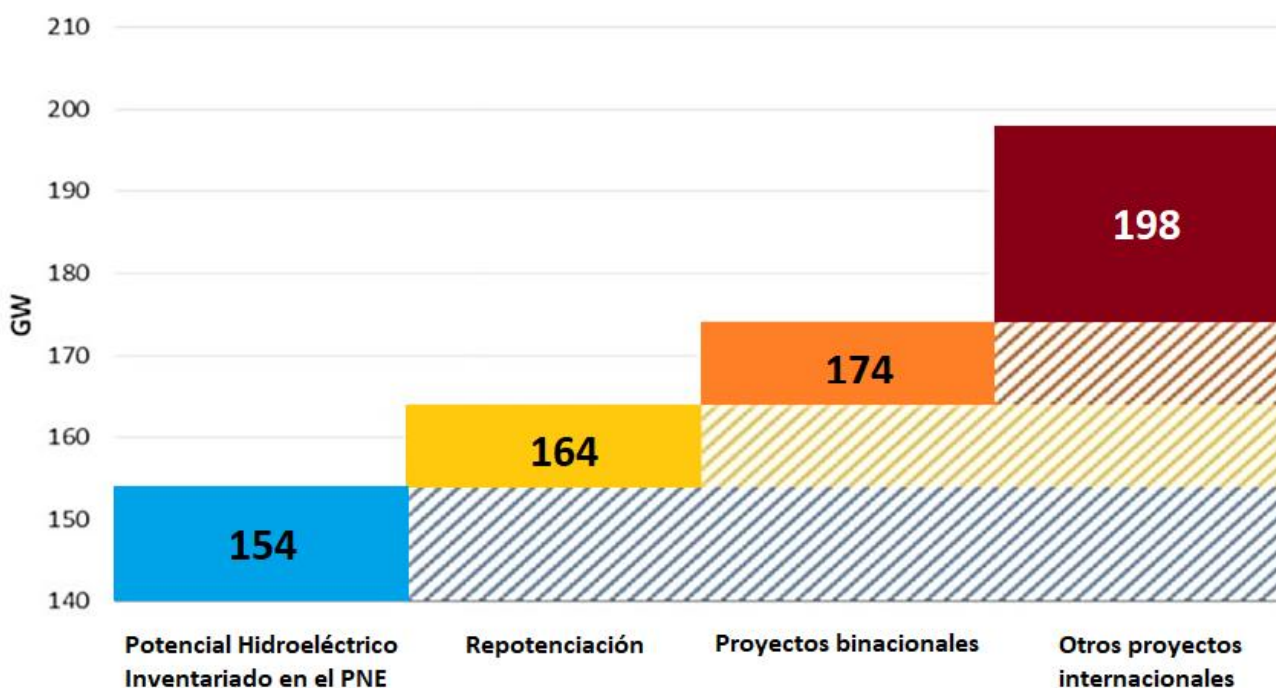
despachadas centralmente por ONS. Las centrales térmicas disponibles para el servicio pueden exportar energía siempre que no se despachen por orden de mérito o por garantía de suministro de energía. La exportación puede realizarse en cualquier momento, utilizando las conversoras Garabí I y II, Rivera y Melo. Las directrices del Reglamento son válidas hasta el 31 de diciembre de 2022.

- CONSULTAS PÚBLICAS: El Ministerio de Minas y Energía abrió dos Consultas Públicas (CP) en julio de 2020 para discutir los términos de la autorización para exportación de nuevas fuentes de energía a Argentina o Uruguay:
 - o La [Consulta Pública No. 96/2020](#) discute la exportación de energía proveniente del vertido turbinable de centrales hidroeléctricas despachadas centralizadamente por el ONS, cuya generación sea transmisible y no aprovechable (no asignable en la carga) en el SIN.
 - o La [Consulta Pública No. 97/2020](#) trata de la exportación de los excedentes de energía provenientes de fuentes renovables no hidroeléctricas, sin afectar la seguridad electroenergética del SIN y manteniendo los costos y riesgos de transacción restringidos a los involucrados en el proceso de exportación.
- INTRODUCCIÓN DE PRECIOS HORARIOS EN EL SIN (SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL):
 - o El [Reglamento MME No. 301/2019](#) estableció el cronograma de implementación del precio horario en Brasil, resultado del Modelo de Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo (DESSEM). El DESSEM fue desarrollado por el [Centro de Pesquisas de Energia Elétrica \(CEPEL\)](#) y define el costo marginal de operación (CMO) semi-horario, para intervalos de treinta minutos, considerando los aspectos eléctricos y energéticos del sistema.
 - o El ONS implementó el DESSEM el 1 de enero de 2020 para la programación diaria de la operación. A partir de 2021, el precio de liquidación de las diferencia (PLD) se calculará en base horaria en la [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica \(CCEE\)](#), con impacto en las liquidaciones mensuales del mercado de corto plazo. Cabe señalar que para la formación del PLD horario, a partir de enero de 2021, el DESSEM utilizado por CCEE no considerará las restricciones eléctricas internas del submercado (sin red).
- PLAN NACIONAL DE ENERGÍA (PNE) 2050:
 - o El [PNE 2050](#) se encuentra en consulta pública, con datos y evaluaciones preliminares sobre la integración energética regional, identificación de barreras y recomendaciones reconocidas por el MME.
 - o En relación a la expansión de la integración energética en América del Sur, el PNE indica que para avanzar en esa dirección es necesario realizar un esfuerzo de articulación e involucramiento de los gobiernos para alinear los objetivos y avanzar en las discusiones sobre los aspectos regulatorios, los modelos comerciales y los temas de gobernanza a fin de volver la integración posible en el horizonte en el plan nacional.

Desafíos	Recomendaciones		
	2020 – 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Aspectos socioambientales	Elaborar estudios socioambientales		
Expansión de la infraestructura para interconexión	Retomar estudios de inventario y potencial		
Arreglos comerciales y distintos acuerdos	Uniformizar los acuerdos y arreglos Comerciales		
Falta de bases de Información	Estructurar base de Información y modelos		
Diferencias en los modos de operación y de Comercialización entre los países.	Armonización de los diseños de mercado		
Percepción de riesgos político y regulatorio e incertidumbre de la disponibilidad de recursos	Crear marco jurídico para la solución de conflictos regionales		
	Garantizar acceso no discriminatorio a las interconexiones internacionales		

Fuente: MME, 2020

Tabla 4 - Roadmap para Integración Regional en América del Sur (PNE 2050).



Fuente: MME, 2020

Gráfico 1 - Potencial Hidroeléctrico incluyendo repotenciación y proyectos internacionales en América

Usina	Local	Potencia Instalável (MW)
La Guitarra	Peru	220
Aña Cuá	Paraguay/Argentina	270
Man 270	Peru	286
Ampliação de Yacyretá	Paraguay/Argentina	465
Tampo-Pto. Prado	Peru	620
Vizcatá	Peru	750
Cuquipampa	Peru	800
Cumba 4	Peru	825
La Balsa	Peru	915
Urub 320	Peru	942
Cachuela Esperanza	Bolivia (50 Hz)	990
Panambi	Argentina / Brasil	1.050
Sumabeni	Peru	1.074
Garabi	Argentina / Brasil	1.150
Ina 200	Peru	1.355
Paquitzapango	Peru	1.379
Rentema	Peru	1.525
Itati-Itacora	Paraguay/Argentina	1.600
Bala	Bolivia (50 Hz)	1.680
Corpus Christi (Pindo-i)	Paraguay/Argentina	2.880
Rio Grande	Bolivia (50 Hz)	2.882
Guajar�-Mirim	Bolivia (50 Hz)	3.000
Pongo de Manseriche	Peru (60 Hz)	7.550
Total		33.998

Fonte: MME, 2020

Tabla 5 - Projetos Internacionais considerados no PNE 2050.

- EL CASO CIEN: Buscar una forma de solucionar la situación de los activos de Garabí I y Garabí II, para impulsar los intercambios con Argentina.
- EL CASO DE MELO: Dada la importancia de atender las necesidades de la Región Sur de Brasil, es importante ampliar la capacidad de transporte entre la SE Candiota y la región metropolitana de Porto Alegre.
- CENTRALES HIDROELÉCTRICAS GARABÍ-PANAMBÍ (AR – BR) – Río Uruguay: Concluir los estudios para la construcción de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales de Garabí - Panambi , entre Argentina y Brasil en el Río Uruguay.

4.3 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN CHILE DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADES

- Invertir en un enlace más robusto que asegure suministro y calidad (ej. HVDC, conversora back to back en corriente continua), para mayor estabilidad al sistema, mejor regulación de frecuencia; más competencia de servicios complementarios; mayor fortaleza del sistema; y menor tiempos de interrupción

4.4 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN PARAGUAI DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE

- Invertir en la interconexión entre sistemas de Itaipú y Yacyretá.
- CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CORPUS (AR – PY): Concluir los estudios de la Central Hidroeléctrica Binacional con Argentina

4.5 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN URUGUAI DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE

- Priorizar la definición de lineamientos asociados a los excedentes spot o de oportunidad.
- Considerar la modalidad de sustitución como la que mejor se adapta a los intercambios eléctricos provenientes de fuentes renovables, siempre y cuando los costos informados por ambos países como “evitados” o “incurridos” reflejen los costos reales en cada sistema.
- Reforzar línea de Melo en Brasil para permitir transporte de energía a Brasil
- Las instalaciones del SIN uruguayo y sus futuras ampliaciones, podrían ser utilizadas para el transporte de energía desde Brasil a Argentina o viceversa.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES MIRANDO EL INCREMENTO DE LOS INTERCAMBIOS EN EL FUTURO

Los beneficios que se derivan de las interconexiones internacionales han sido ampliamente estudiados: ampliación de los mercados, optimización y/o complementariedad en el uso de los recursos naturales, las economías de escala, la explotación de recursos compartidos y el mejoramiento de los niveles de seguridad de abastecimiento, junto con beneficios ambientales locales y globales al reducir la emisión de contaminantes.

No obstante, los beneficios a nivel “económico” o “social” a nivel global, para que funcionen los procesos de integración, éstos deben producir beneficios económicos identificables para todos los participantes, que compensen los costos y/o pérdidas que los Estados (poder y control), o los participantes privados, deban eventualmente asumir en el proceso.

Por ello, para remover las barreras identificadas, se debe trabajar adecuadamente en los siguientes elementos claves del proceso de interconexión:

- a) La CIER propone al BID avanzar en armar un plan de trabajo basado en las afirmaciones contenidas en el presente Informe (Capítulos 4 y 5), que permita crear un nuevo ambiente de diálogo y de trabajo coordinado entre los cinco países, bajo la coordinación de BID, OLADE y CIER.
- b) Los lazos de confianza, tanto entre autoridades del sector eléctrico de cada país, como de los técnicos representantes. Se deben fortalecer las relaciones humanas, ya que todo desarrollo de integración se apoya en las relaciones humanas de personas de distintos países, que por tanto deben hacer propios y sostener los objetivos país que llevaron a la implantación y uso de interconexiones.
- c) Las etapas de un proceso de integración que va avanzando progresiva y paulatinamente, al ritmo que sea necesario para los países, en modelos de intercambio de electricidad que “mejoran progresivamente” los beneficios de la interconexión; y
- d) La identificación de los impactos positivos y negativos de cada una de las etapas y muy especialmente, demostrar los beneficios “políticos” del proyecto, donde resulta clave identificar cómo se traduce en mejores precios y seguridad de abastecimiento para los clientes finales, junto con los beneficios ambientales, tanto desde el punto de vista de las emisiones locales como globales. Adicionalmente, resulta clave identificar la posición de los actores claves en ambos mercados (“ganadores” y “perdedores” del proceso).

5.1 ARGENTINA

- **Necesidad de una visión política conjunta para la integración:** Se recomienda propiciar la creación de un ámbito permanente en temas de integración energética que permita:
 - Realizar estudios que sirvan de base de información para los actores del sistema y los hacedores de políticas
 - Intercambiar información de las políticas energéticas de la Región, incluyendo un monitoreo conjunto sobre la situación internacional y regional
- **Toma de decisiones basada en evidencia:** Incrementar los estudios y relevamiento de información que permitan instruir el diálogo para la toma de decisiones, con objetivos de corto y mediano plazo, relevamiento de los precios spot en los nodos de frontera y análisis de las matrices a futuro (con y sin integración).
- **Acoplar los mercados nacionales:** Profundizar los acuerdos actuales de intercambio con Brasil y Uruguay acoplando los mercados.
- **Prever capacidad de transporte para los intercambios de oportunidad.**
- **Permitir que las ofertas de exportación e importación sean incorporadas en los algoritmos de despacho.**
- **Desarrollar un ámbito de consulta y resolución de controversias permanente**
- **Prever en los objetivos a mediano plazo los resultados distributivos de una mayor integración.**
- **Incorporar la planificación de la expansión de potencia regional requiere resolver la no discriminación en el uso de las interconexiones.**
- **Expandir la interconexión con Chile**

5.2 BRASIL

- **Recomendaciones para las barreras políticas y normativas**
 - Apoyar y continuar los avances que representan los últimos lineamientos del MME para la importación ([Reglamento N° 339/2018](#)) y exportación ([Reglamento N° 418/2019](#)) de energía.
 - Definir un liderazgo y estrategia clara y persistente en la agenda de promoción de la integración.
 - Considerar las iniciativas y la mediación de entidades internacionales en la articulación entre los países para la implementación de un marco legal-regulatorio favorable a la integración.

- Establecer una estrategia clara y articulada para un mejor aprovechamiento de los activos existentes con asignación adecuada de costos y beneficios, sin sobrecargar indebidamente a los consumidores. (o contribuyentes) con una infraestructura ociosa, explorando beneficios para todas las partes, trascendiendo los intercambios restringidos a oportunidades específicas.
 - Desarrollar un marco legal y regulatorio capaz de profundizar la integración.
- **Recomendaciones para las barreras político-diplomáticas:** Avanzar en la negociación de la revisión del Anexo C del Tratado Internacional de Itaipú:
- Buscar una forma de distribuir el beneficio de los cargos financieros de amortización del préstamo, correspondientes a US\$ 2 billones anuales.
 - Garantizar beneficios a los consumidores, para lo cual resulta oportuno aprovechar la revisión del Anexo C para rediscutir la regulación por costo de servicio de la tarifa de suministro de electricidad, así como su comercialización por potencia o energía.
 - Considerar las transformaciones y condiciones derivadas de la implementación de precios horarios, la expectativa de ampliación de las fuentes renovables variables (eólica y solar) y la inserción de la generación distribuida, con la creciente complementación de las fuentes no hidroeléctricas en la generación de energía.
- **Recomendaciones para las barreras técnicas y comerciales**
- Facilitar las transacciones con los países vecinos cuando el intercambio sea beneficioso, con el establecimiento de directrices y reglas en la operación y en la contabilidad y liquidación de energía.
 - Buscar acuerdos comerciales que viabilicen la implementación de infraestructuras de conexión, que no graven las tarifas de los consumidores brasileños (como en el caso del proyecto CIEN Garabí I y II).
 - Actualizar (*retrofit*) el sistema de transmisión en corriente continua de Itaipú.
 - Continuar con el procedimiento de [consultas públicas del MME](#), tal como las realizadas para los criterios para exportación de energía de Brasil para Uruguay y Argentina (Consultas Públicas N° 96 y 97 del año 2020).

5.3 CHILE

- Recomendaciones para las barreras técnicas

- Construir una línea más robusta bajo un modelo back to back HVDC.
- Realizar un estudio del proyecto “Ancoa – Los Cóndores/ Los Cóndores - Río Diamante”.

- Recomendaciones para las barreras normativas.

- Trabajar para resolver los vacíos normativos y establecer un mecanismo para la coordinación del despacho de energía sujeto a condiciones técnicas y económicas seguras.
- Establecer normas y procedimientos simétricos para garantizar la seguridad de la operación.
- Crear una regulación que pueda ser incorporada en los respectivos instrumentos regulatorios (decretos de la administración) que abarque el segundo y el tercer nivel de integración.

- Recomendaciones para las barreras políticas y económicas

- Estudiar y proponer etapas en el proceso de integración, con modelos de intercambio de electricidad que “mejoren progresivamente” los beneficios de la interconexión.
- Identificar los impactos positivos y negativos y demostrar los beneficios “políticos” del proyecto.
- Identificar la posición de los actores claves en ambos mercados, para disponer de los antecedentes necesarios para la justificación del proyecto (especialmente para autoridades, clientes libres y clientes regulados):
- Trabajar en un acuerdo bilateral de intercambio de electricidad, que permita ser el marco de integración paulatina y progresiva.

- Recomendaciones para las barreras comerciales

- Diseñar mecanismos que puedan asegurar el cumplimiento de los acuerdos en cuanto a contratos bilaterales entre privados, con cláusulas que permitan regular situaciones de fuerza mayor, seguridad de abastecimiento y riesgo de liquidez en el pago, con un modelo de mitigación de riesgos y una remuneración ad hoc al riesgo.
- Diseñar instancias de solución de controversias que de certeza jurídica a todas las partes

- **Recomendaciones para la barrera de autonomía de suministro**

- Realizar un estudio para analizar cuál es el límite máximo de integración que evite la dependencia energética entre uno y otro país, en especial para evitar el cuestionamiento político al desarrollo del proyecto.

- **Recomendaciones para las barreras ambientales**

- Realizar estudios comparativos de exigencias ambientales en ambos países, de tal manera de cuantificar la brecha para realizar un análisis de competitividad, y beneficios ambientales en ambos países, que identifiquen no solo el comportamiento de emisiones globales y locales, sino también el desplazamiento de generación contaminante y el cumplimiento de metas de cambio climático.

5.4 PARAGUAY

- Dificil acceso a financiamiento de un solo país para realizar inversiones destinadas exclusivamente a interconexiones.
- Baja previsibilidad (volatilidad) de precios de energía, lo que crea incertidumbre que no alientan la inversión en infraestructura de interconexión.
- Necesidad de compatibilizar acceso y condiciones para utilización de redes eléctricas nacionales para intercambios que involucren más de dos países, no necesariamente limítrofes.

- **Riesgo político**

- Estudiar y lograr acuerdos de Estado sobre integración entre países e instrumentos internacionales que mitiguen los riesgos políticos que puedan constituir obstáculos para la utilización de interconexiones existentes o implementación de nuevos vínculos.
- Considerar la evolución de Acuerdos o Tratados binacionales o regionales, que amparen los Contratos de interconexión y el fiel cumplimiento de sus condiciones, incluyendo penalidades por incumplimiento.

- **Planificación regional**

- Impulsar una planificación regional que incluya las interconexiones como soporte efectivo para la seguridad de los sistemas nacionales, contemplando aspectos de seguridad jurídica y regulatoria transnacional.

- Regulación

- Simplificar la regulación de intercambios e identificación de precios promedio y previstos de mercado que permitan una adecuada evaluación y ofertas.
- Ajustar las regulaciones internas y buscar acordar una normativa regional más amplia que facilite la libertad de flujos de energía eléctrica, que incluyan reglamentaciones para intercambios entre países no limítrofes.

- Recomendaciones para nuevos proyectos

- Incluir en la planificación nacional y regional, estimar las ventajas económicas, optimización de recursos energéticos y de seguridad energética regional, y avanzar en la construcción, de nuevos emprendimientos binacionales de generación, como son: Corpus Christi / Itatí-Itacorá / Garabí
- Considerar a las centrales hidroeléctricas binacionales como puntos de interconexión que posibiliten intercambios bidireccionales más amplios que contemplen situaciones de emergencia y complementariedades energéticas.
- Incluir, especialmente en contratos de intercambio de largo plazo, aspectos que contemplen situaciones de fuerza mayor, que pueden ser de orden técnico (transmisión) o de oferta (por ejemplo, baja hidráulica)
- Realizar un estudio (técnico, económico, normativo) de la conveniencia de la construcción de una línea de 500 kV (2.000 MW), en Paraguay, que interconecte las centrales Itaipú, Corpus, Yacyretá e Itatí-Itacorá para la optimización operativa de los sistemas interconectados.

- Recomendaciones para aspectos comerciales

- Utilizar un sistema de oferta y demanda de cantidad, precios y condiciones, tanto para importación como para exportación, que permita asegurar la transparencia de las operaciones de intercambio.

- Recomendaciones para aspectos ambientales

- Mayor estudio y reglamentación sobre el manejo de las aguas de ríos compartidos o que atraviesan territorios de dos a más países, debido a su impacto en la generación hidroeléctrica y a cuestiones de navegabilidad.

- Recomendaciones para aspectos políticos

- Avanzar en la voluntad política, planificación regional para el fortalecimiento de infraestructura de interconexiones, su financiamiento y, la adecuada distribución de beneficios.

- Recomendaciones para aspectos de apoyo financiero

- Evaluar mecanismos de financiamiento de la posible ampliación o implementación de nuevas interconexiones con el apoyo de la banca multilateral (BID, CAF u otros organismos de crédito).

5.5 URUGUAY

- **Recomendaciones para aspectos de confianza mutua**
 - Fomentar lazos de confianza, tanto entre autoridades del sector eléctrico de cada país, como de los técnicos representantes. Este concepto de fortalecer las relaciones humanas, parte de que todo desarrollo de integración se apoya en las relaciones humanas de personas de distintos países, que por tanto deben hacer propios y sostener los objetivos país que llevaron a la implantación y uso de interconexiones.
- **Recomendaciones para aspectos técnicos y regulatorios**
 - Desarrollar estudios que muestren los beneficios de incrementar y sostener el factor de uso real de las interconexiones, considerando su utilización más allá del intercambio en situaciones de respaldo ante emergencias en uno de los sistemas intervinientes; y teniendo en cuenta además su bidireccionalidad.
 - Dar a conocer y difundir las diversas experiencias de interconexiones internacionales que han apoyado a mejores términos de intercambio para todos los países y empresas intervinientes.
- **Recomendaciones para aspectos comerciales**
 - Establecer procedimientos técnico-económicos de intercambio internacional, más allá del tipo de normativa interna en cada país, de forma que las estructuras regulatorias y los agentes participantes en cada sector, no sean barrera para que puedan establecerse intercambios de energía eléctrica con beneficio mutuo;
- **Recomendaciones para aspectos económicos**
 - Desarrollar proyectos de infraestructura de alto interés para las instituciones financieras, que permitan un mejor uso de recursos de generación entre los países, especialmente las fuentes renovables, para las cuales la región de CIER tiene una dotación especialmente importante respecto a otras zonas del mundo.
- **Recomendaciones para compartir beneficios**
 - Establecer en los acuerdos que los beneficios del intercambio sean compartidos de forma equitativa entre los países. Esto fortalece en el transcurso del tiempo el mejor uso de las instalaciones, pues la óptica país de integración debe quedar como concepto mayor, frente a posibles transacciones de diverso resultado para cada participante o subgrupo de los mismos en un sistema interno nacional.

- **Recomendaciones para aspectos políticos**

- Contar entre los países que son parte de una interconexión internacional, con un Acuerdo de *Interconexión Internacional*- con rango de Ley nacional en cada país- que permita:
 - establecer principios rectores con visión país (objetivos del vínculo, modalidades de intercambio, apoyo entre sistemas, reparto equitativo de beneficios asociados a los intercambios)
 - dar sostenibilidad en el tiempo a las decisiones tomadas en un período particular,
 - transformar la vocación de integración eléctrica en una política de nivel de Estado nacional, más allá de los mecanismos que luego puedan ir teniendo ajustes a la interna de cada país.
 - conformar un órgano binacional (ej. Comisión de Interconexión), que aporte propuestas para incrementar los intercambios internacionales y mejorar el aprovechamiento de las interconexiones.
- Para el caso Uruguay – Argentina, se recomienda retomar las actuaciones de la Comisión de Interconexión creada por el [Acuerdo de Interconexión \(Cap.II\)](#) , ya que es la institución que ya está habilitada para proponer modalidades de intercambio que se adapten a la evolución de las realidades de los sistemas eléctricos.
- Para el caso Uruguay – Brasil, se recomienda:
 - desarrollar un Acuerdo de Interconexión o similar,
 - crear una institución binacional, reconocida y formada por autoridades del sector y técnicos de ambos países, similar a la Comisión de Interconexión prevista en el Acuerdo entre Uruguay y Argentina.

B. INFORME FINAL

1. PRESENTACIÓN DEL INFORME

1.1. CONTEXTO Y EXPECTATIVAS DE LA MESA DE DIÁLOGO SOBRE EL ESTUDIO

Entre los objetivos de la **Mesa de Diálogo - SIESUR**, se incluyó el de “Identificar Oportunidades de Intensificar los Intercambios de Energía Eléctrica entre los países del Cono Sur”; lo cual podría lograrse promoviendo un mejor y más intenso uso de las instalaciones de interconexión existentes, así como desarrollando nuevas inversiones para ampliar la capacidad de intercambio en los puntos de interconexión.

Dado su perfil, [CIER – Comisión de Integración Energética Regional](#) posee las capacidades de brindar a la Mesa de Diálogo de SIESUR una visión y el análisis de “aquellos agentes” que deben aplicar las normas y directivas en su quehacer cotidiano, en el desarrollo propio de sus actividades, aplicación de normas y directivas que hacen a la regulación de los sistemas eléctricos y que incluyen las correspondientes a las exportaciones e importaciones de cada uno de los países.

1.2. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

CIER propuso una metodología de análisis basada en la convocatoria a consultores referentes de cada uno de los países que, por un lado, tuvieran un amplio conocimiento del funcionamiento del sector en cada uno de sus países, y por otro lado, entrevistaran a personas claves del sector eléctrico de sus respectivos países buscando recabar el entendimiento de estas personas sobre los aspectos considerados en este informe y basaran sus análisis en experiencias específicas obtenidas en escenarios de intercambios e integración.

El objetivo metodológico central fue el de “capturar” experiencias valiosas para formar opinión, y caracterizar adecuadamente las barreras que impidieron e impiden en el presente, un mayor desarrollo de la integración en la región.

En las conclusiones de los consultores se presentan recomendaciones en cuanto a cuáles deberían ser las acciones de los países para incrementar los niveles de intercambios y de integración posible; acciones de corto y mediano plazo, acciones concretas, del día a día, acciones de política energética, acciones estratégicas de mediano y largo plazo.

La opinión de este informe es responsabilidad de CIER; el trabajo de los consultores ha sido el aporte necesario que permitió a CIER formar sus opiniones, realizar sus análisis, esbozar y consolidar sus conceptos y formular sus recomendaciones.

1.3. ORGANIZACIÓN Y CONTENIDOS DEL INFORME

El presente informe incluye los siguientes puntos:

- **PRESENTACIÓN DEL INFORME**
- **RELEVAMIENTO DE INFORMACIONES DE CARÁTER TÉCNICO, NORMATIVO, REGULATORIO, COMERCIAL, ECONÓMICO Y FINANCIERO**
 - Visión CIER sobre la situación de coyuntura. Nivel actual de intercambios en la región y su potencialidad (interconexiones existentes y sus características técnicas, capacidades y potencialidades, utilización, sistema eléctrico de cada país, historial de intercambios entre países).
 - Evolución histórica de las experiencias de cada país (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) en términos de intercambios de energía eléctrica e integración. Elaboración realizada por la CIER con asistencia del consultor respectivo de cada país. Descripciones y evaluaciones de las experiencias que sucedieron en cada país y en sus vecinos, para llegar a la situación actual de intercambio, interconexión e integración con ellos.
- **BARRERAS Y CRITICIDADES ACTUALES DE LAS INTERCONEXIONES:** Valoraciones y descripciones de lo que se consideran como barreras en cada país (limitación al incremento de utilización de las interconexiones existentes y/o del avance hacia una integración de los sistemas).
- **IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES COMPLEMENTARIEDADES TÉCNICAMENTE APROVECHABLES:** Potenciales complementariedades identificadas en cada uno de los países que, siendo técnicamente aprovechables, redundarían en un beneficio conjunto para los países respecto a una situación o escenario sin intercambios ni integración.
- **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES MIRANDO EL INCREMENTO DE LOS INTERCAMBIOS EN EL FUTURO:** Recomendaciones a nivel político, técnico, regulatorio, comercial, financiero, ambiental y de nuevos proyectos que permitan avanzar en la superación de las barreras identificadas.

2. RELEVAMIENTO DE INFORMACIONES DE CARÁTER TÉCNICO, NORMATIVO, REGULATORIO, COMERCIAL, ECONÓMICO Y FINANCIERO

2.1. VISIÓN CIER SOBRE LA SITUACIÓN DE COYUNTURA. NIVEL ACTUAL DE INTERCAMBIOS EN LA REGIÓN Y SU POTENCIALIDAD

En la región de SIESUR, los países disponen de diferentes recursos primarios para la generación de energía eléctrica, diferentes son sus grados de abundancia relativa y sus precios de oportunidad, diferentes los modos de organizar las actividades del sector eléctrico y diferentes las culturas e idiosincrasias de sus comunidades respecto del uso de los recursos y a la organización general de sus Estados y a la marcha de sus economías.

Las diferencias citadas, ampliamente conocidas por CIER, llevan a la convicción de “pensar” tanto los intercambios de energía como el acercamiento a la integración energética en la región, como la creación de un espacio nuevo por fuera de lo propio de cada país, espacio nuevo de entendimiento y negociación de normas, y procedimientos regulatorios y comerciales que hagan posible el incremento del comercio energético de exportación e importación sin renunciar a las convicciones “fronteras adentro”.

De la existencia de las diferencias entre países surgen las oportunidades de intercambios e integración en la región. Se han desarrollado aprovechamientos hidroeléctricos entre países vecinos con un recurso compartido de alto porte, se han instalado estaciones convertoras (de frecuencia) de alta potencia, se han construido líneas de transmisión en altura y se han logrado normas y procedimientos para facilitar las operaciones comerciales.

A pesar de la potencialidad que ofrecen los sistemas de cada país en cuanto a complementariedades, del análisis de los valores observados de energías intercambiadas en cada punto de vinculación entre países se observa, en general, bajas utilidades de las instalaciones. Una excepción a la anterior apreciación la constituye las energías de los aprovechamientos hidroeléctricos binacionales cedidas al país vecino (vale aclarar que en esta evaluación, en cuanto a los proyectos hidroeléctricos binacionales, se considera un intercambio de energía cuando un país no toma su parte y la cede al país vecino).

A los efectos de visualizar las apreciaciones hasta aquí desarrolladas, se presenta a continuación: 1) una visión detallada de las instalaciones de interconexión en la región y los flujos de intercambio de energía eléctrica de tránsito por ellas, 2) el detalle de la caracterización técnica de cada interconexión y aprovechamiento hidroeléctrico binacional, de los sistemas eléctricos a los cuales se vincula, y 3) los volúmenes de energía intercambiados por los países en el último año (2019) y en los últimos seis (6) años.

2.1.1. Infraestructura instalada y disponible

Se presenta a continuación el detalle de las interconexiones en la región, distinguiendo del total los aprovechamientos hidroeléctricos binacionales, tanto los operativos como los proyectados.

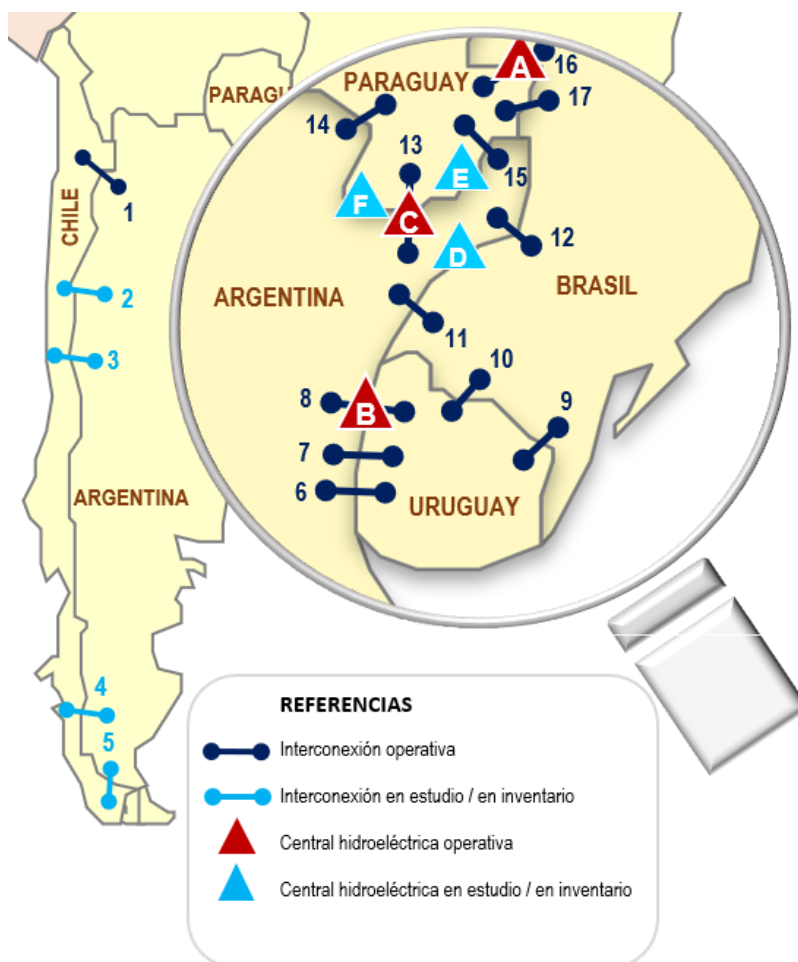


Figura 3 - Infraestructura existente: Interconexiones mayores

Ref.	Países	Denominación	Río	Cap. Instalada	Observaciones	Inicio de operación
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En operación	1984
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW	En operación	1979
C	Ar - Py	Yacyretá	Paraná	3.100 MW	En operación	1994
D	Ar - Br	Garabí-Panambí	Uruguay	Garabí: 1.152 MW Panambí: 1.048 MW	En inventario	
E	Ar - Py	Corpus Christi en Pindo-í	Paraná	2.880 MW	En prefactibilidad	
F	Ar - Py	Itatí - Itá Corá	Paraná	2.000 MW	En prefactibilidad	

Tabla 6 - Centrales hidroeléctricas binacionales

Ref.	Países	Nombre de la interconexión	Tensiones	Potencia	Observaciones	Utilización de la interconexión en 2019: meses de uso 12
1	Ar-Cl	Cobos (Ar) – Andes (Cl)	345 kV	643 MW	Operativa (50 Hz). Capacidad limitada	0 %
2	Ar-Cl	Rodeo (Ar) – S.E. Nueva Pan de Azúcar (Cl)	400 kV	1.000 MW	En inventario	-
3	Ar-Cl	Río Diamante (Ar) – Los Cóndores (Cl) / Los Cóndores (Cl) - Ancoa (Cl)	500/220 kV	400/1.000 MW	En estudio con prefactibilidad positiva	-
4	Ar-Cl	Santa Cruz (Ar) – Aysén (Cl)	220 kV	200 MW	En estudio / En inventario	-
5	Ar-Cl	Santa Cruz (Ar) – Punta Arenas (Cl)	220 kV	200 MW	En estudio / En inventario	-
6	Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	2.000 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Uy: 0 % Uy a Ar: 100%
7	Ar-Uy	Concepción del Uruguay (Ar)–Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Operativa en emergencia (50 Hz)	Ar a Uy: 33% Uy a Ar: 66%
8	Ar-Uy	Salto Grande (Ar) – Salto Grande (Uy)	500 kV	1.890 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Uy: 33% Uy a Ar: 66%
9	Br-Uy	Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy)	525 kV	500 MW	Operativa (60/50 Hz)	Br a Uy: 0% Uy a Br: 75%
10	Br-Uy	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	Operativa (60/50 Hz)	Br a Uy: 8% Uy a Br: 66%
11	Ar-Br	Paso de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz)	0 %
12	Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2.200 MW	Operativa (50/60 Hz)	Br a Ar: 33% Ar a Br: 42%
13	Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500 kV	3.100 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Py: 0 % Py a Ar: 100%
14	Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	80/90 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Py: 0 % Py a Ar: 100%
15	Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220/132 kV	30 MW	Operativa (50 Hz)	Ar a Py: 0 % Py a Ar: 100%
16	Br-Py	Salidas de Central Itaipú	500 kV	14.000 MW	Operativa (60/50 Hz)	Br a Py: 0 % Py a Br: 100%
17	Br-Py	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	230/138 kV	50 MW	Operativa (60/50 Hz)	0 %

Donde se indican dos tensiones diferentes corresponde a la tensión de la línea del lado de cada país participante de la interconexión.

Donde se indican dos potencias, corresponde al límite de potencia de intercambio de cada país participante de la interconexión.

Fuente: elaboración propia de CIER en base a información de organismos oficiales.

Tabla 7 - Interconexiones mayores y sus características

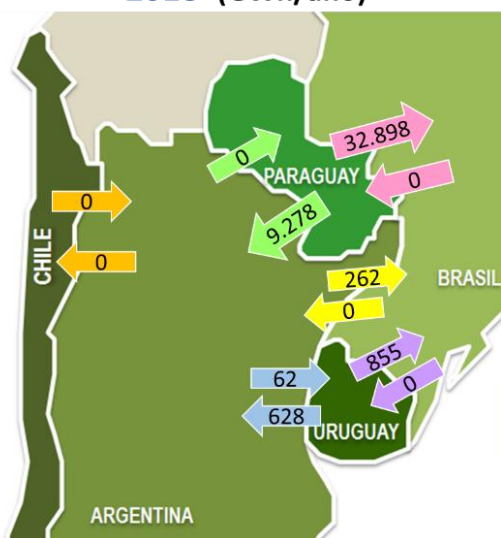
2.1.2. Utilización real observada de las capacidades

Se recabaron y agregaron los datos de intercambios comerciales entre países de la región en el año 2019, y se incluyeron los del año 2018 habida cuenta de que en el año 2019 sucedieron hechos singulares de la economía en algunos países, y también de la naturaleza (sequías extraordinarias registradas en el año 2019).

En base a un primer análisis de los números agregados, se observa algunas características a destacar: Paraguay y Uruguay aparecen como países exportadores netos de la región; en el caso de Paraguay, prevalece el hecho de que su demanda interna no requiere la parte propia de las centrales binacionales que ha desarrollado con Brasil y Argentina sobre el río Paraná. En el caso de Uruguay, su carácter de exportador neto se puede caracterizar o explicar con base al fuerte desarrollo de energías renovables, el que sumado al aprovechamiento del río Uruguay estructuró una matriz que ofrece, en ciertas circunstancias, excedentes exportables, y así queda evidenciado en la observación.

El caso del intercambio observado entre Brasil y Argentina, sobre todo en la conversora de Garabí, a continuación, se aprecia una baja utilización de las instalaciones, habida cuenta que se disponen no menos de 2.000 MW (14.000 GWh/año).

Intercambios en la Región SIESUR 2018 (GWh/año)



	AR ► UY	UY ► AR
Salto Grande	49	310
Otras interconexiones	13	318
Total	62	628

	AR ► BR	BR ► AR
Garabí 1	246	0
Garabí 2	16	0
Total	262	0

	AR ► PY	PY ► AR
Yacretá	0	9.258
Otras interconexiones	0	20
Total	0	9.278

	UY ► BR	BR ► UY
Rivera	112	0
Melo	743	0
Total	855	0

	BR ► PY	PY ► BR
Itaipú	0	32.898
Otras interconexiones	0	0
Total	0	32.898

Intercambios totales en 2018:

43.983 GWh/año

Figura 4 - Intercambios en la región SIESUR (2018)

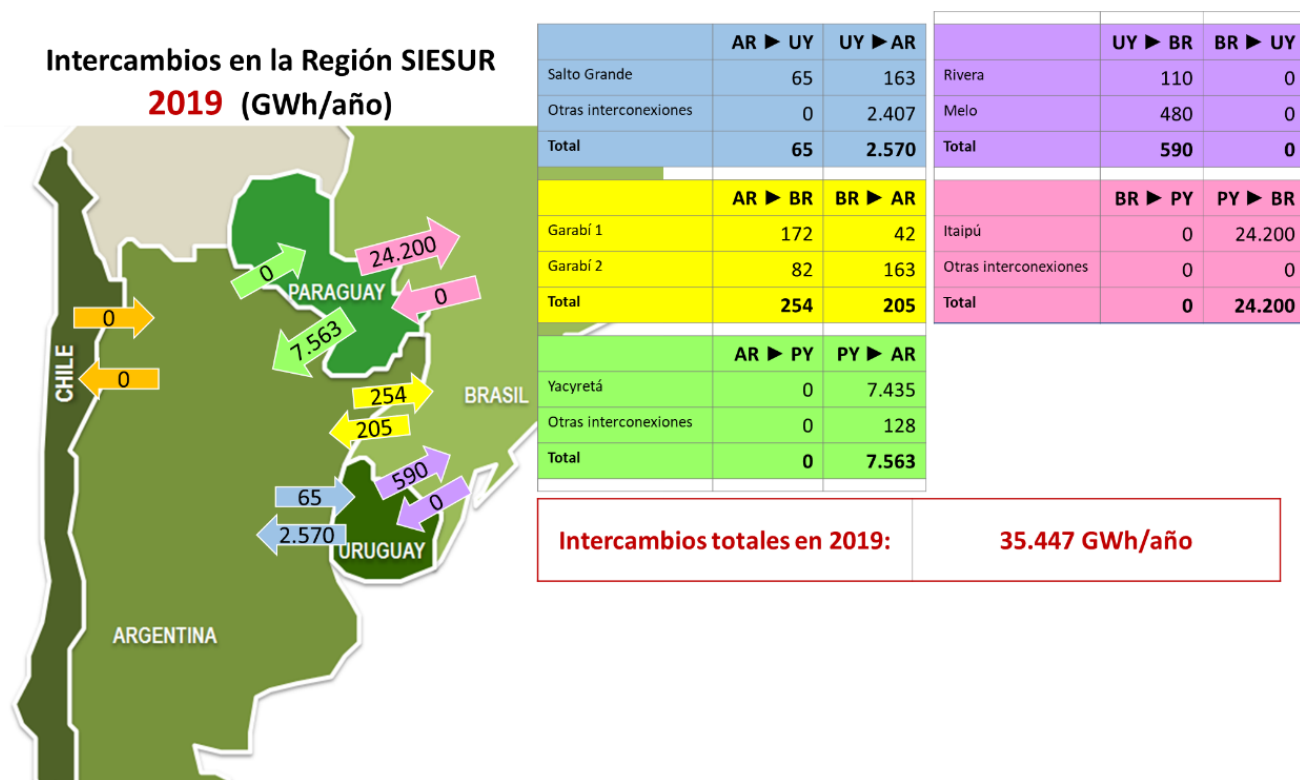


Figura 5 - Intercambios en la región SIESUR (2019)

Siguiendo con el análisis de la utilización global de las instalaciones de interconexión, se presenta a continuación la relación de los intercambios observados en los últimos años con las demandas de los países, y respecto de las capacidades de generación instalada.

En relación a las demandas de los países, las energías intercambiadas en 2019 ascendieron a 35.447 GWh/año siendo la demanda 770.607 GWh, ello lleva la ratio 4,6%.

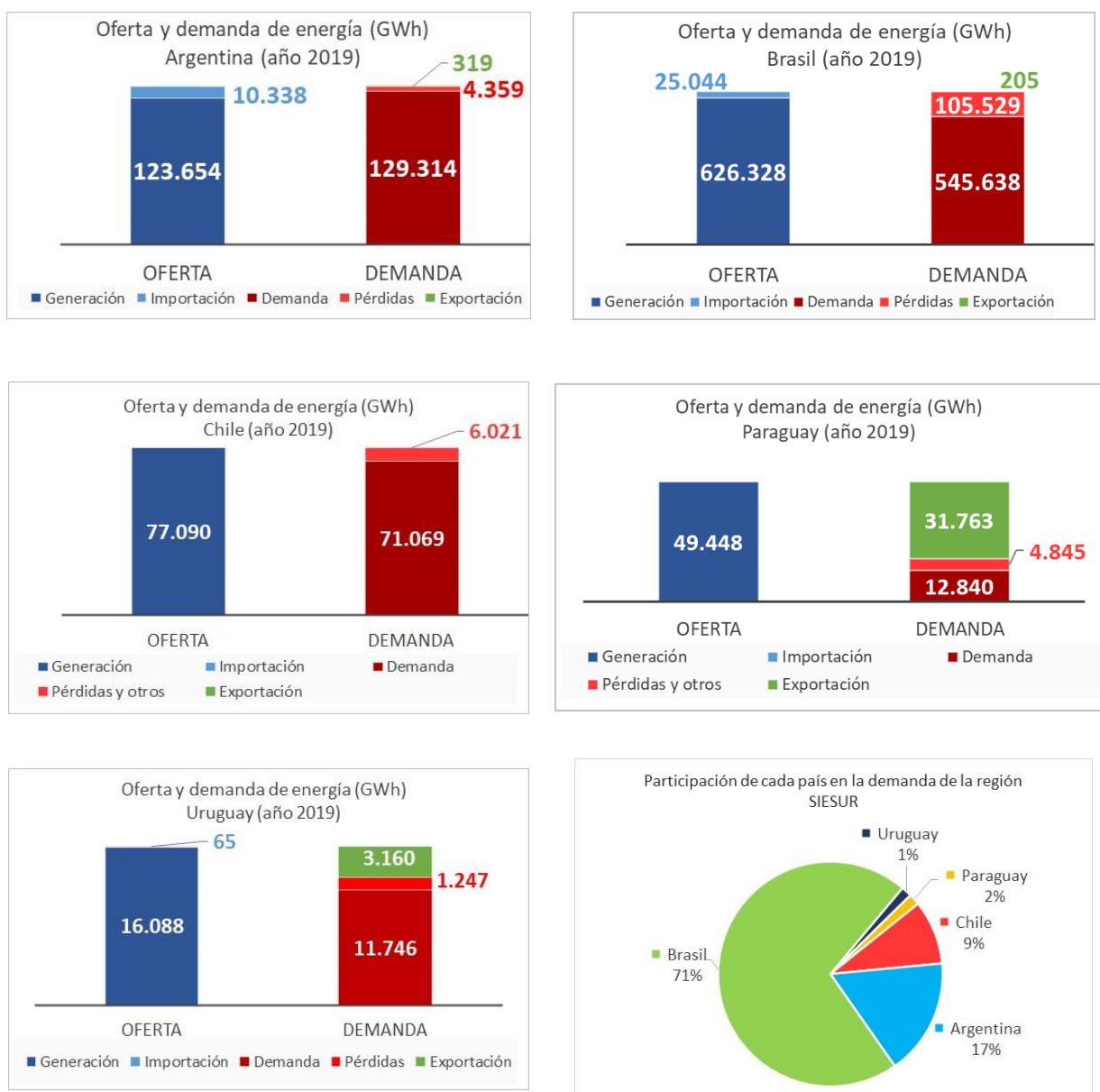


Gráfico 2 - Oferta y demanda en la Región SIESUR

Respecto de las potencias instaladas versus las demandas máximas en cada país, se observa que de los tres (3) países que mayores reservas⁴ presentan (Paraguay, Uruguay y Chile), son dos (2) los países que han resultado exportadores netos (Paraguay y Uruguay); la situación de Chile será tratada más adelante.

Se destaca que la región Sur de Brasil, directamente vinculada a la interconexión con Argentina en GARABÍ (de 2.200 MW - con una utilización muy baja), es la región que menores reservas de capacidad de generación presenta respecto de su máxima demanda.

⁴ Se entiende por reservas en este contexto la diferencia entre capacidad instalada y demanda máxima

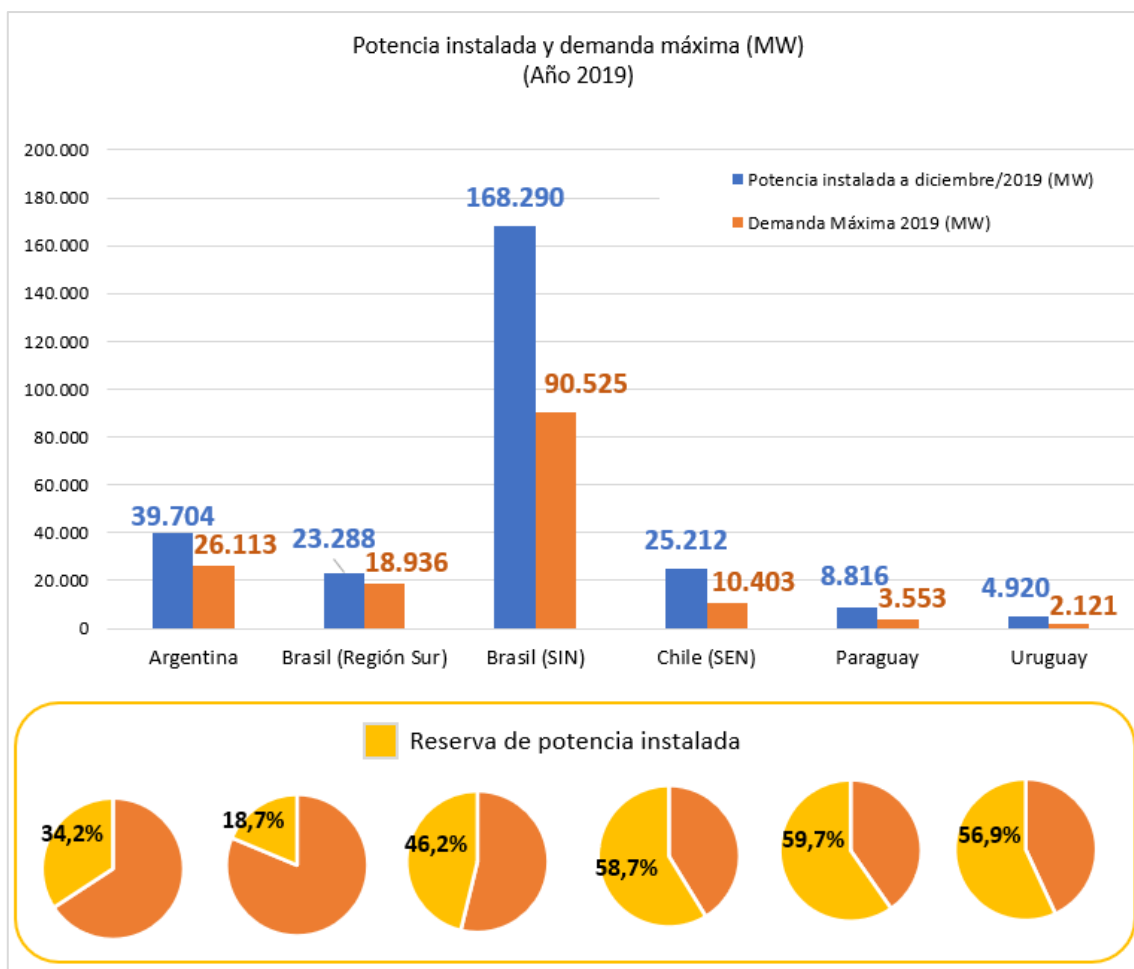


Gráfico 3 - Potencia instalada y demanda máxima en los países de la Región SIESUR (2019)

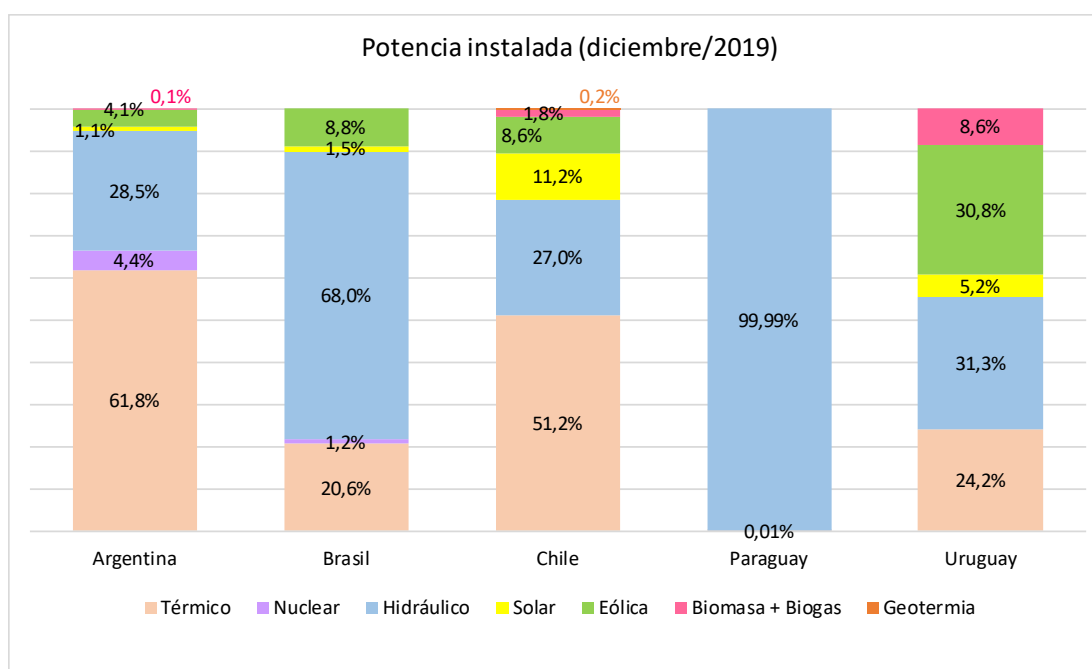


Gráfico 4 - Potencia instalada por fuente en los países de la región SIESUR

2.1.3. Intercambios entre Argentina y Uruguay

Los intercambios entre Argentina y Uruguay se observan en el denominado “cuadrilátero de Salto Grande”. Dicha denominación identifica un conjunto de instalaciones (estaciones de maniobras y de transformación, y líneas de transmisión) que se desarrollan en territorio argentino y uruguayo, y que se vinculan con los sistemas nacionales de los países en ciertos puntos.

El vínculo de Concepción del Uruguay – Paysandú sólo se utiliza en emergencia.

Los intercambios en el año 2019 muestra al Uruguay con un perfil fuertemente exportador: 2.570 GWh exportados, y 65 GWh importados.

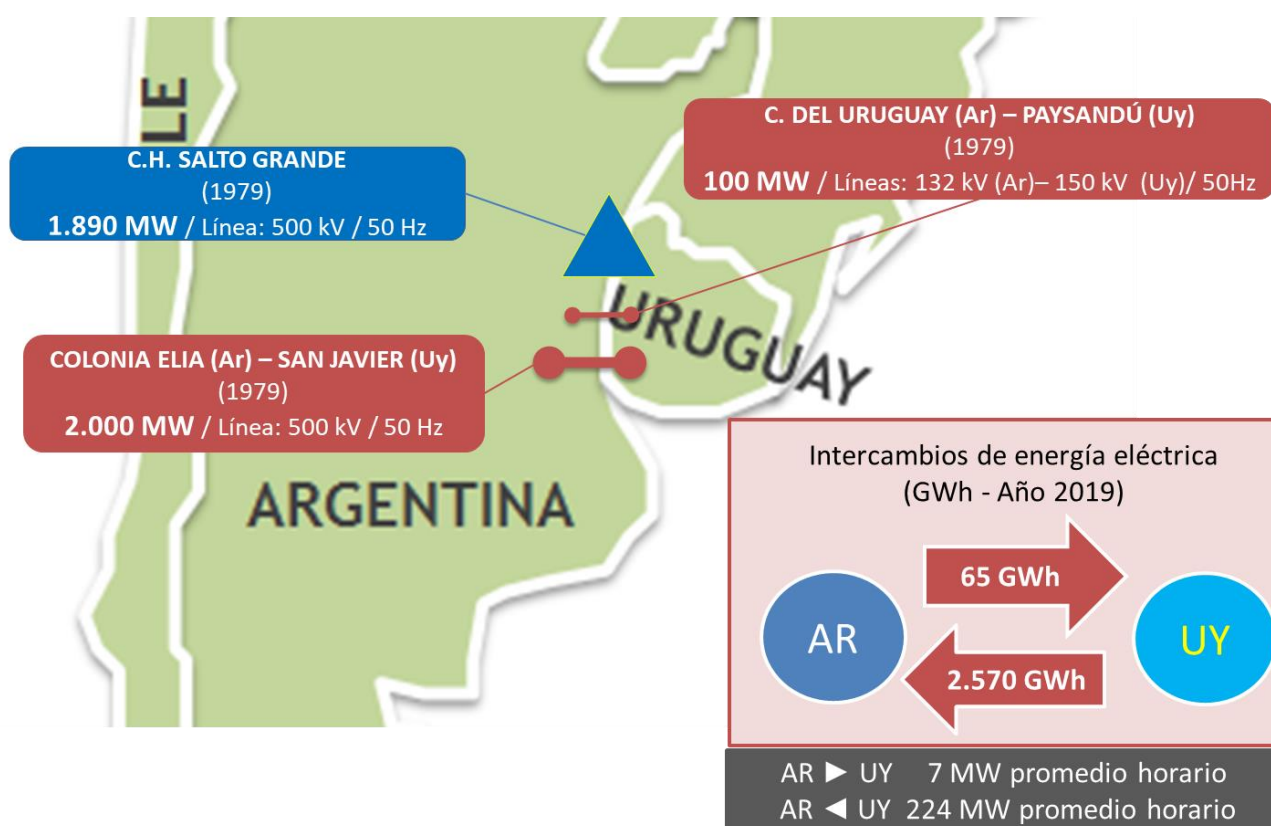


Figura 6 - Principales interconexiones Uruguay - Argentina

En el siguiente esquema unifilar se muestra la interconexión del cuadrilátero en los sistemas argentino y uruguayo. Cabe destacar que se trata de una conexión “fuerte” en ambos sistemas: en el sistema argentino se conecta con 5 líneas de 500 kV y al sistema uruguayo con 2 líneas también de 500 kV. La capacidad de evacuación del cuadrilátero es mucho mayor a la capacidad de generación de la central hidroeléctrica binacional (1.890 MW).

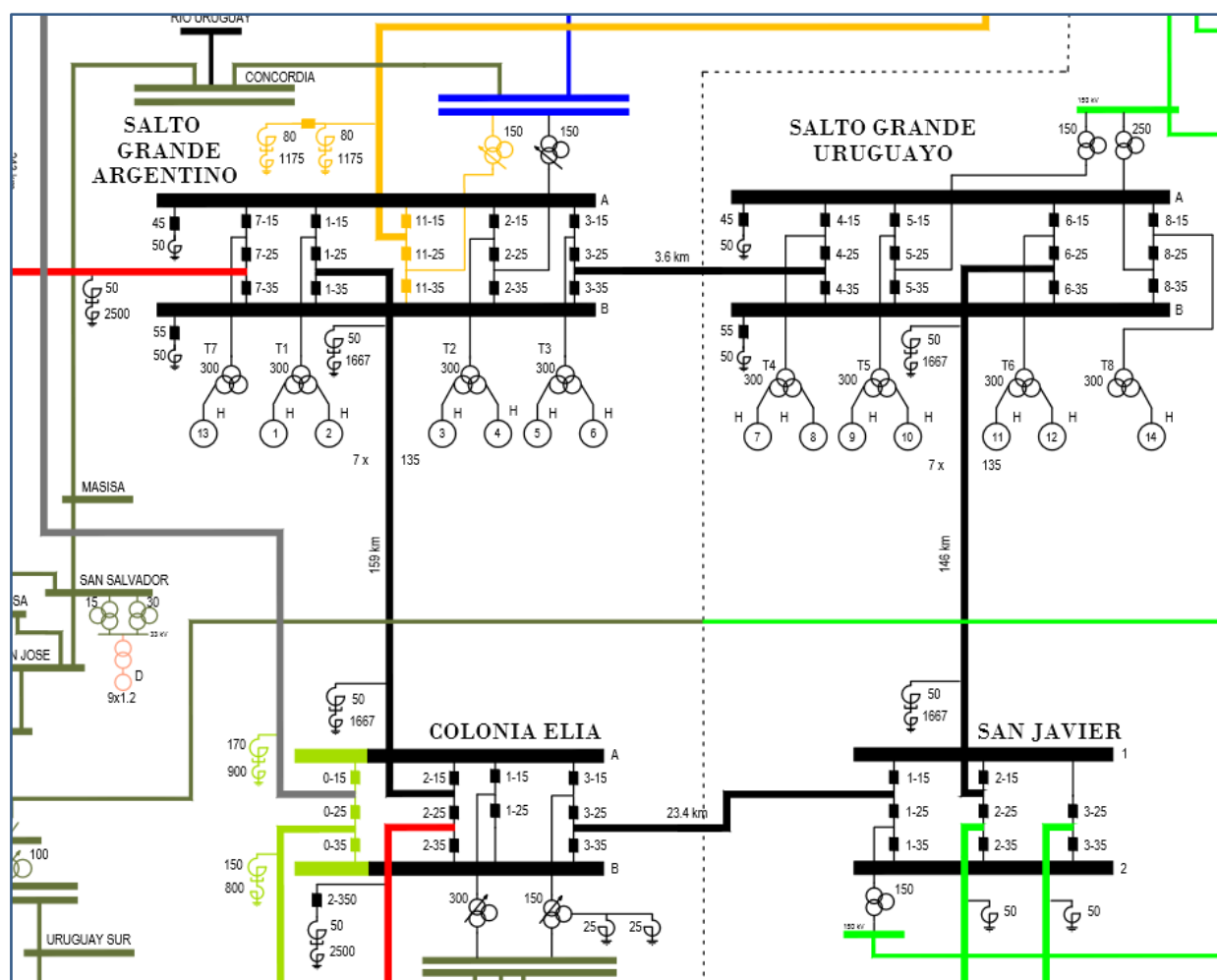


Figura 7 - Esquema unifilar del cuadrilátero de la interconexión Uruguay - Argentina

Respecto al uso de la interconexión en los últimos años (2014 al 2019), de los registros disponibles se observa: i) una equidad en la utilización de la central hidroeléctrica binacional (CH Salto Grande); y ii) y un claro y predominante flujo de energía desde Uruguay a la Argentina.

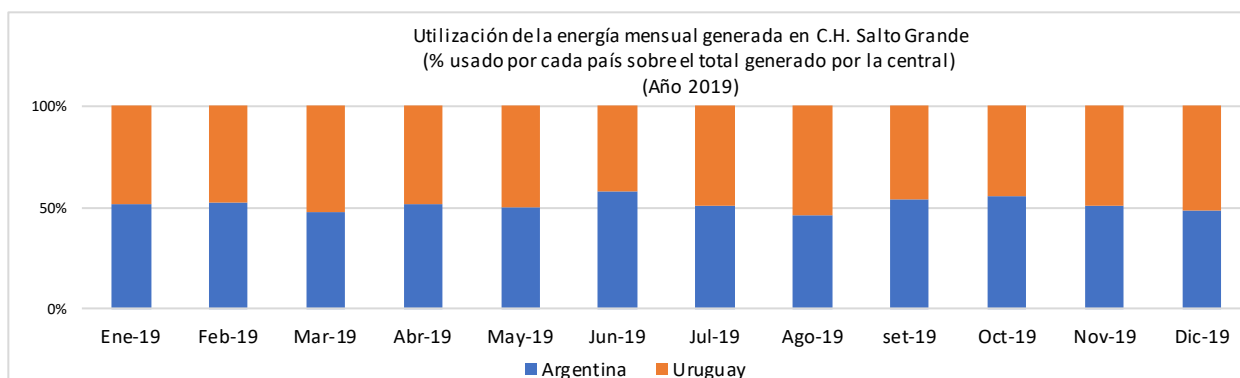
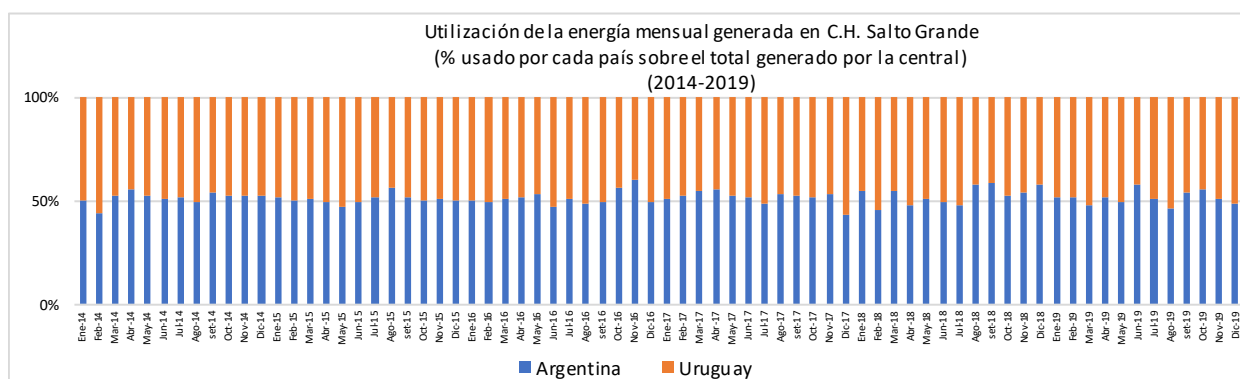
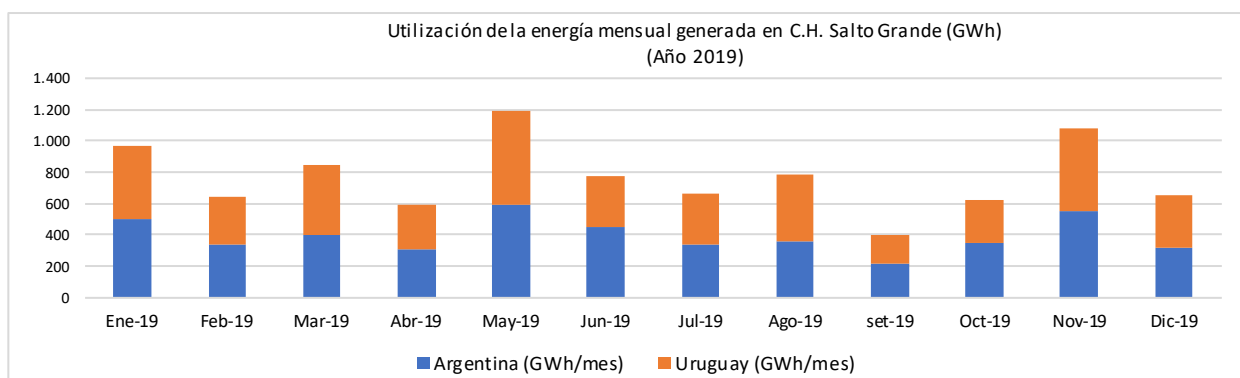
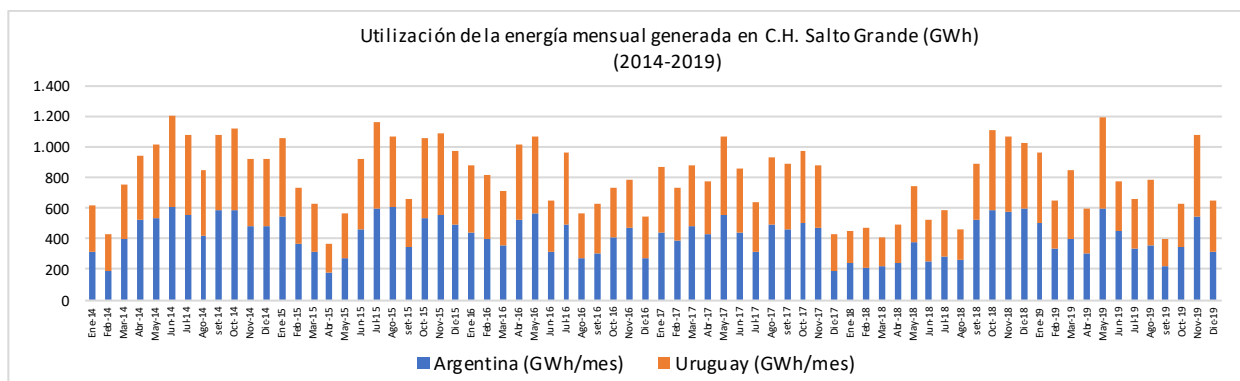


Gráfico 5 - Utilización de la energía generada en la C.H. Salto Grande

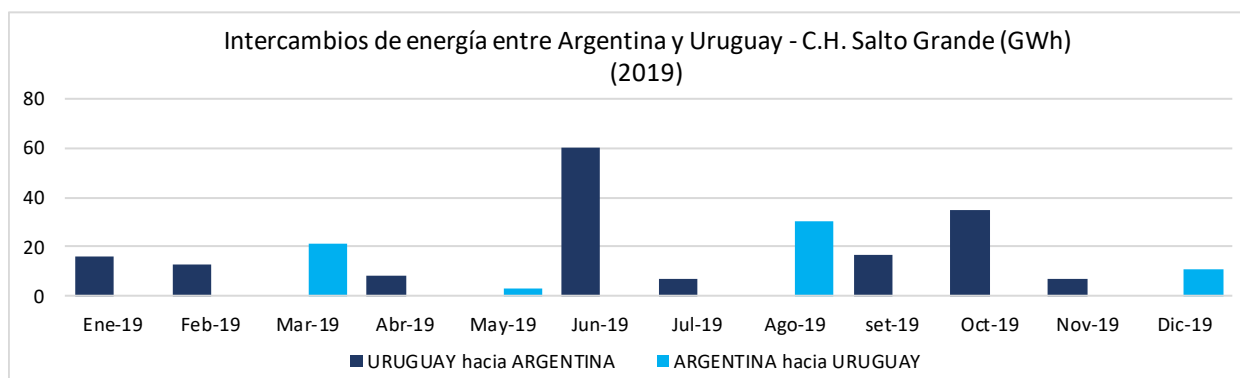
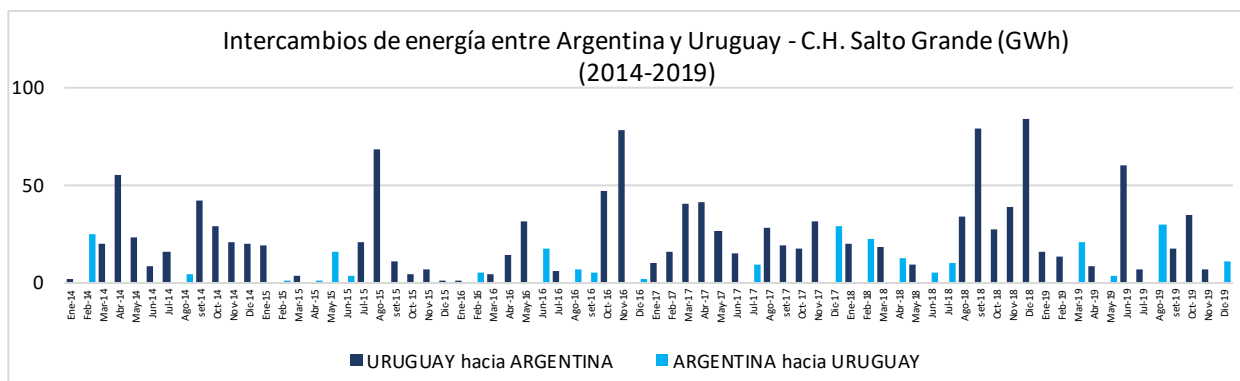


Gráfico 6 - Intercambios entre Argentina y Uruguay – C.H. Salto Grande

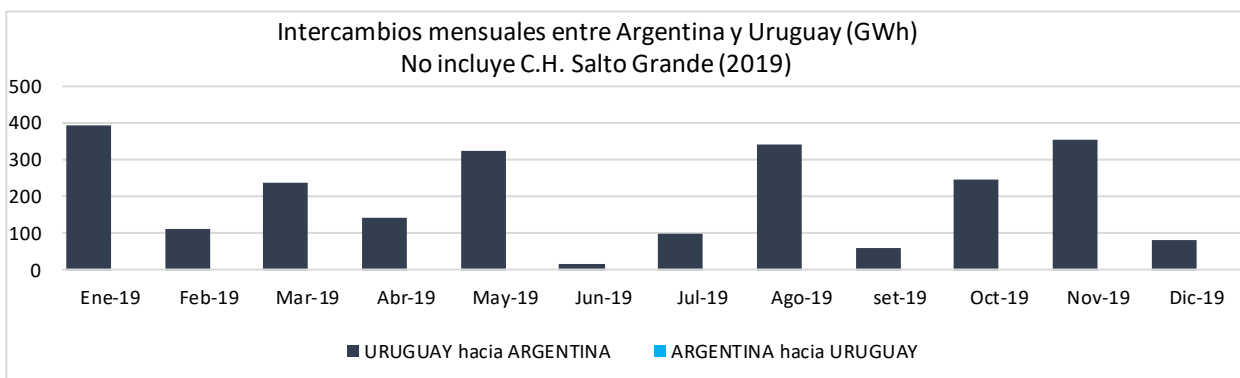
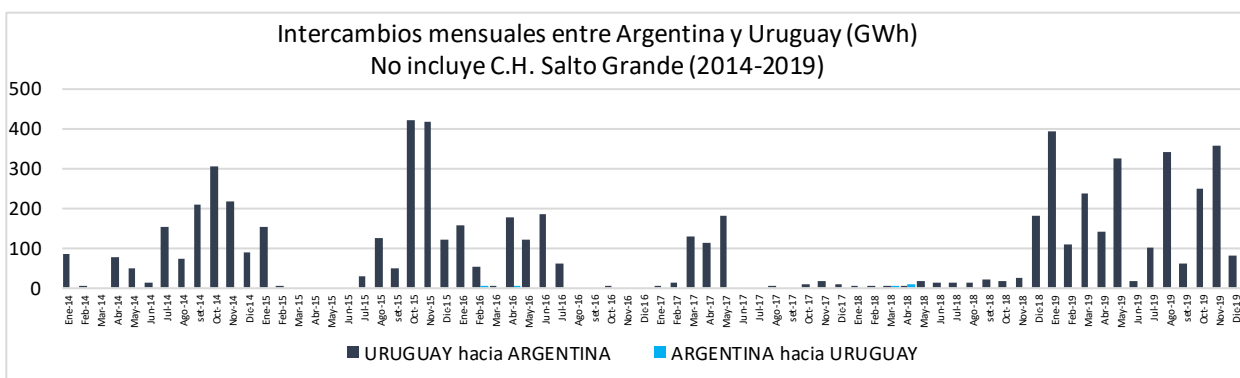


Gráfico 7 - Intercambios entre Argentina y Uruguay – Sin incluir C.H. Salto Grande

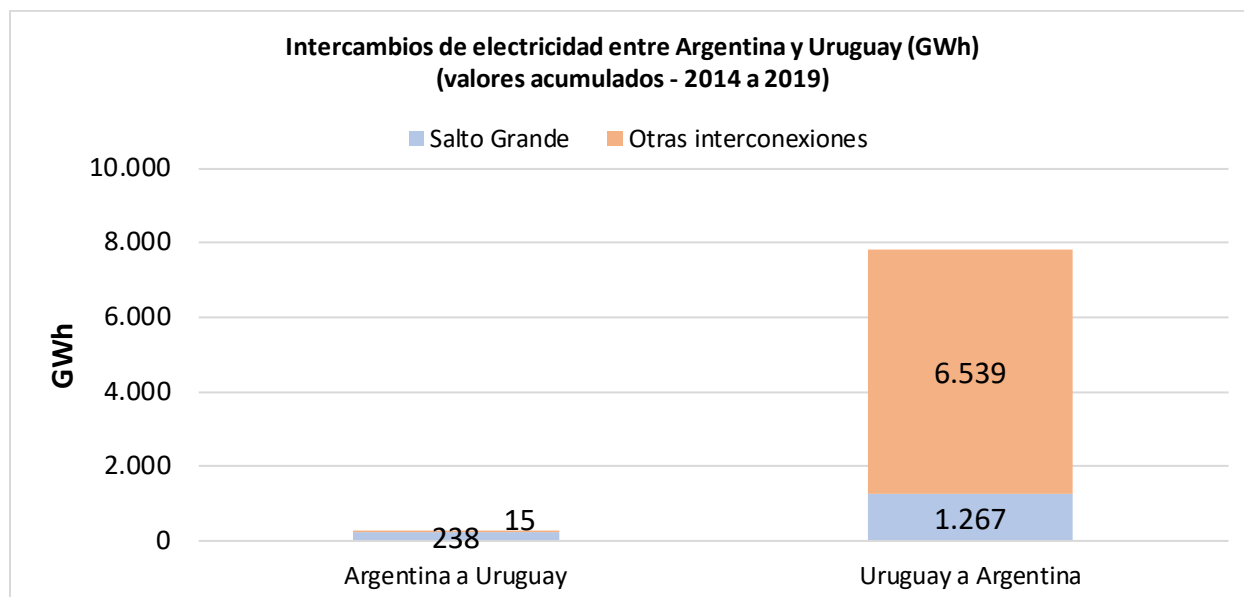


Gráfico 8 - Intercambios de electricidad entre Argentina y Uruguay (valores acumulados 2014 - 2019)

2.1.4. Intercambios entre Uruguay y Brasil

Los intercambios entre Uruguay y Brasil⁵ requieren de la conversión de frecuencia habida cuenta de las diferencias de los sistemas nacionales a ambos lados de la frontera.

El intercambio entre Uruguay y Brasil se materializa mediante dos (2) instalaciones, una de ellas de 70 MW ubicada en la frontera entre RIVERA (ROU) y SANTANA DO LIVRAMENTO (BR), y la otra de 500 MW entre MELO (ROU) y PRESIDENTE. MÉDICI (BR); la primera de las interconexiones data del año 2001, mientras que la segunda del año 2016.

Con base en los datos observados, Uruguay ha exportado en el año 2019 590 GWh a Brasil, y prácticamente, no ha importado nada.

En los últimos años, Rivera/Santana ha tenido algunos meses con intercambios entre 20 y 25 GWh mensuales (de sep-2018 a dic-2018) y otros (entre ago-2017 y nov-2017) entre 25 y 40 GWh mensuales. En los meses indicados, en los que la interconexión operó, su factor de utilización fue alto, alrededor del 50%; pero en los 60 meses comprendidos entre 2014 y 2018 sólo se observan los valores indicados (con buen factor de utilización) en 10 meses.

La interconexión Melo/Médici inició sus operaciones en el año 2015. Los primeros flujos de energía (en modo testeo) se observan en los meses de abril, mayo y junio de 2016. Su actividad comercial se inició en 2016. En los 20 meses siguientes, se observan 8 meses con valores intercambiados (desde Uruguay a Brasil) entre 100 y 200 GWh/mes; dichos valores representan factores de uso de alrededor del 50%.

⁵ Los intercambios entre Uruguay y Brasil presentados en las gráficas son tomados de los informes mensuales del ONS – [Acompanhamento Mensal dos Intercambios internacionais](#) incluyendo intercambios por contrato, emergencial, oportunidad y testeo según definiciones dadas por el ONS en dichos documentos

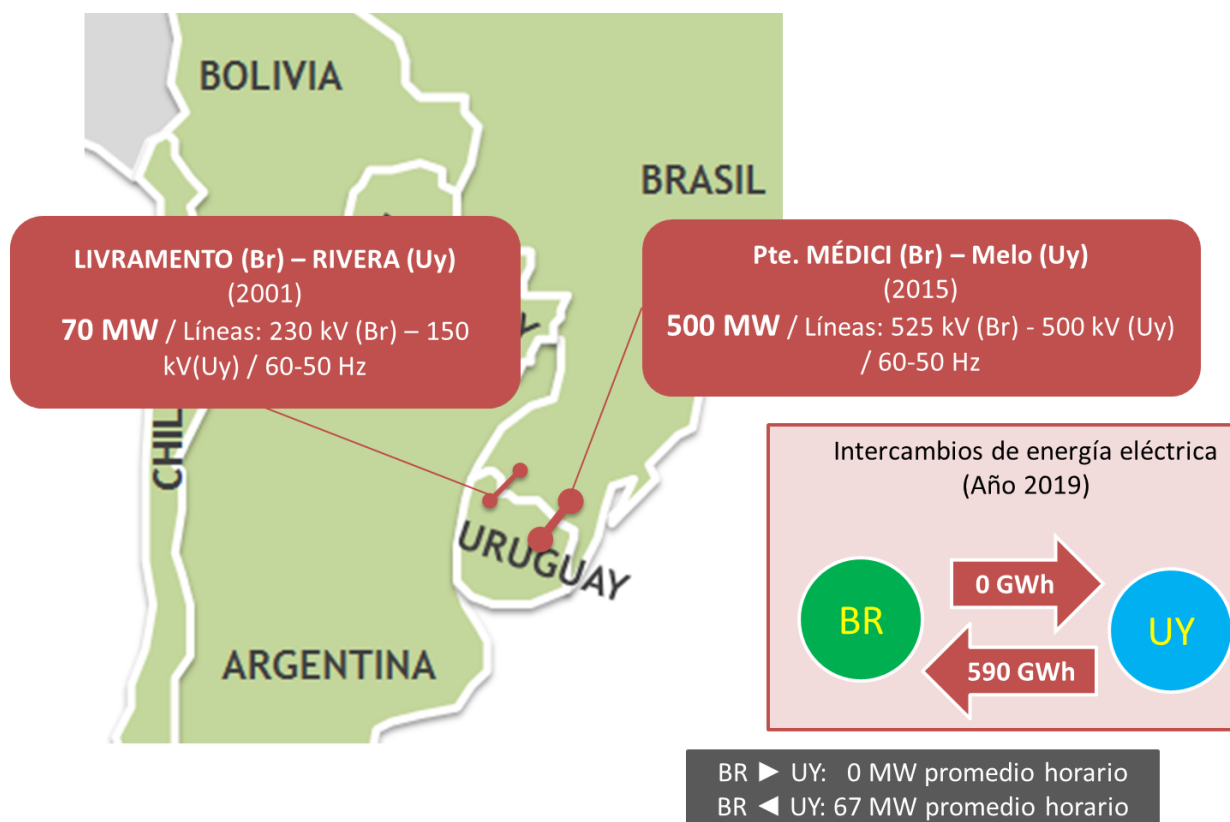


Figura 8 - Interconexiones Uruguay - Brasil

Respecto de la conexión a los sistemas nacionales, se observan dos situaciones: i) la convertora Rivera/Santana se conecta a los sistemas de 150 y 230 kV de ambos países, lo que caracteriza a la instalación como de suministro a la demanda local en su área de influencia; ii) respecto a Melo/Médici, mientras que por el lado uruguayo se conecta sólidamente al sistema nacional por medio de una línea de transmisión en 500 kV, del lado brasileiro se vincula en 230 kV; ello condiciona a que la demanda que se pueda abastecer del lado brasileiro esté limitada por la tensión de interconexión.

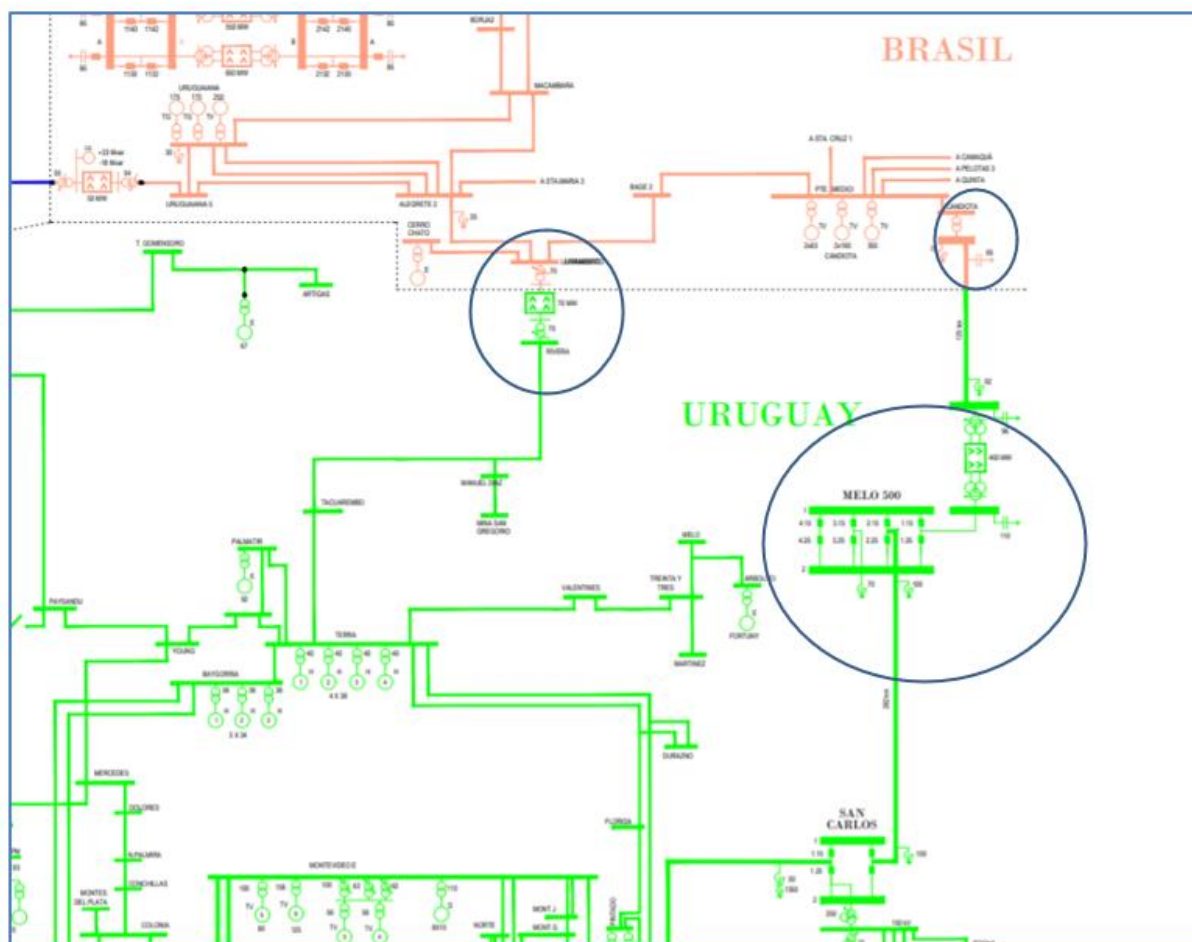


Figura 9 - Esquema unifilar de las interconexiones de Uruguay y Brasil

Detalle de la interconexión al sistema brasileño:

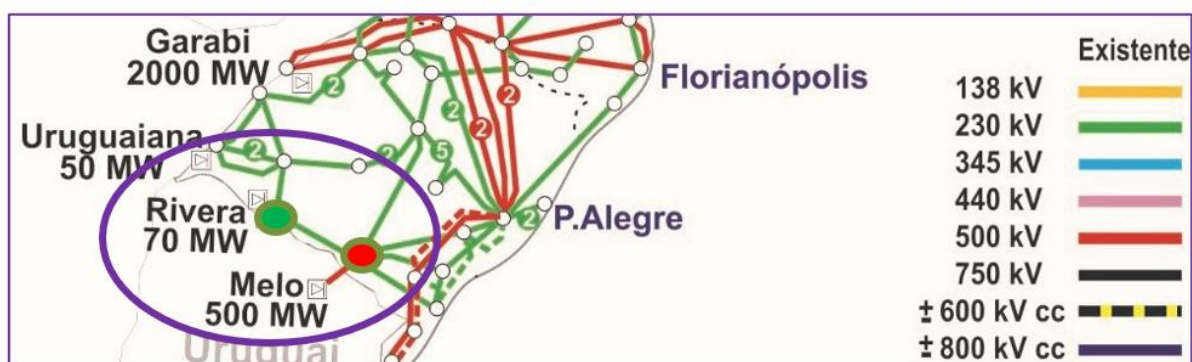


Figura 10 - Detalle de la interconexión Uruguay - Brasil

Se muestra en los siguientes gráficos el uso de las instalaciones en términos de flujos de importación y exportación, en el período 2014-2019 (60 meses), para cada una de las conversoras:

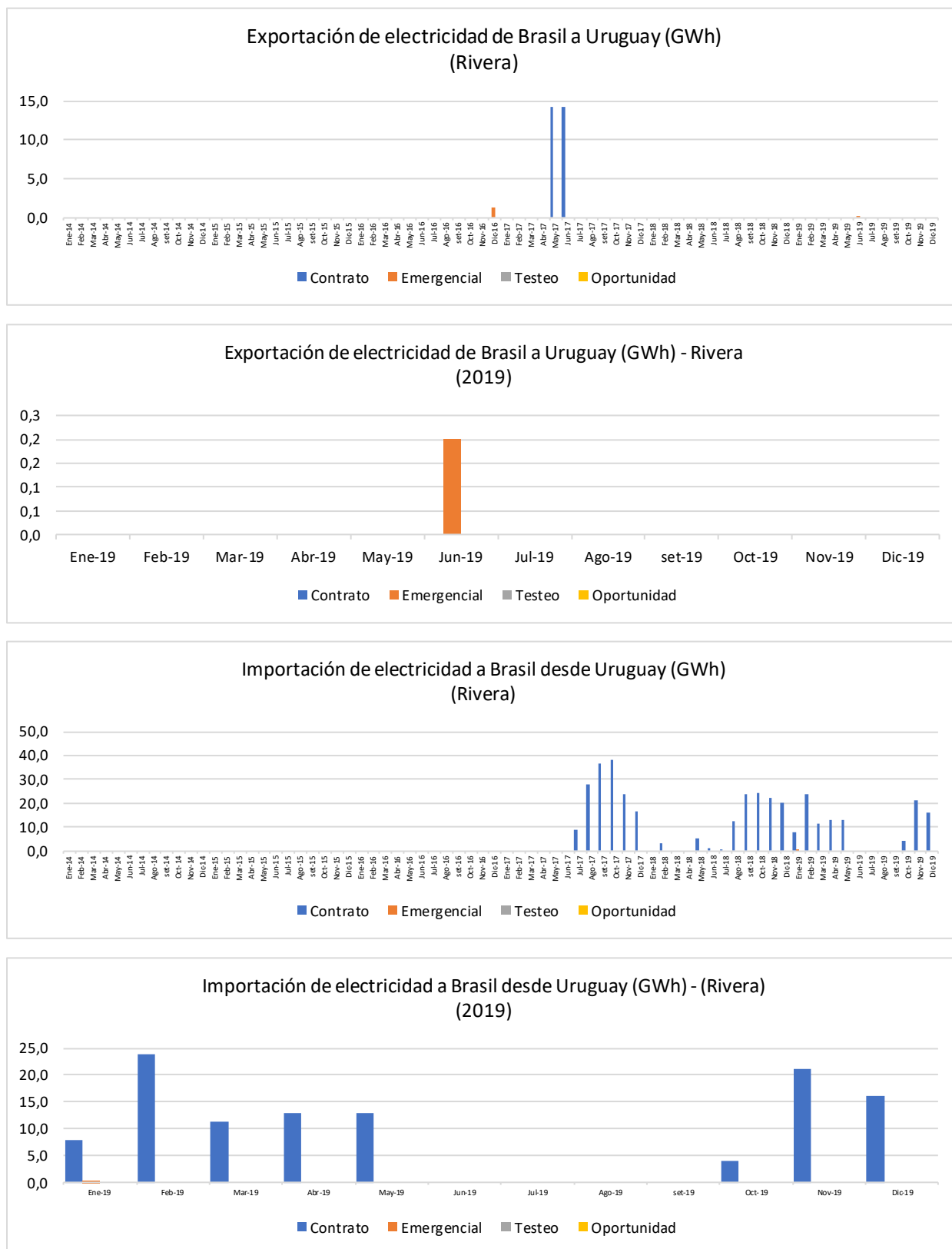


Gráfico 9 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Uruguay (interconexión Rivera)

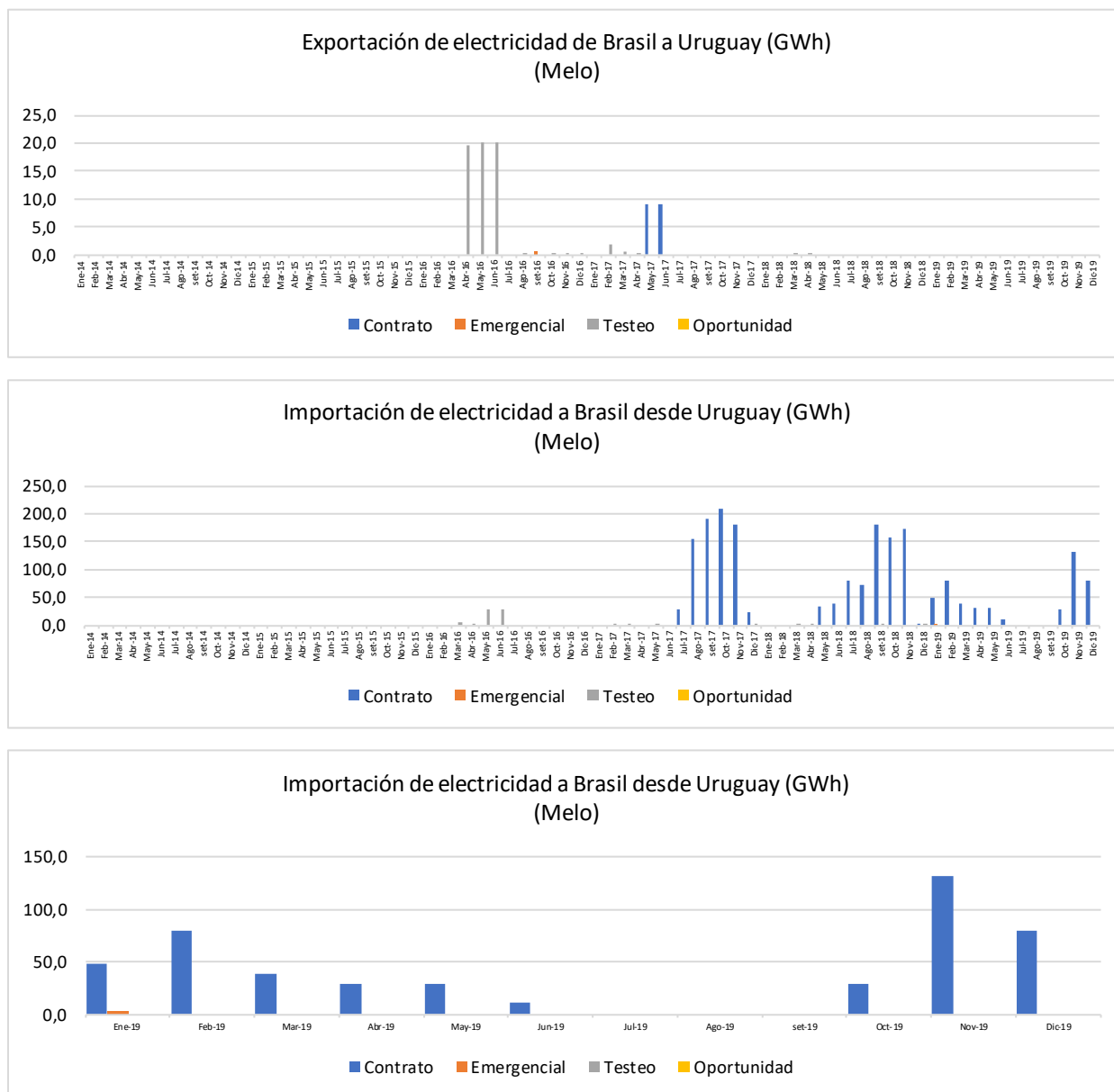


Gráfico 10 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Uruguay (interconexión Melo)

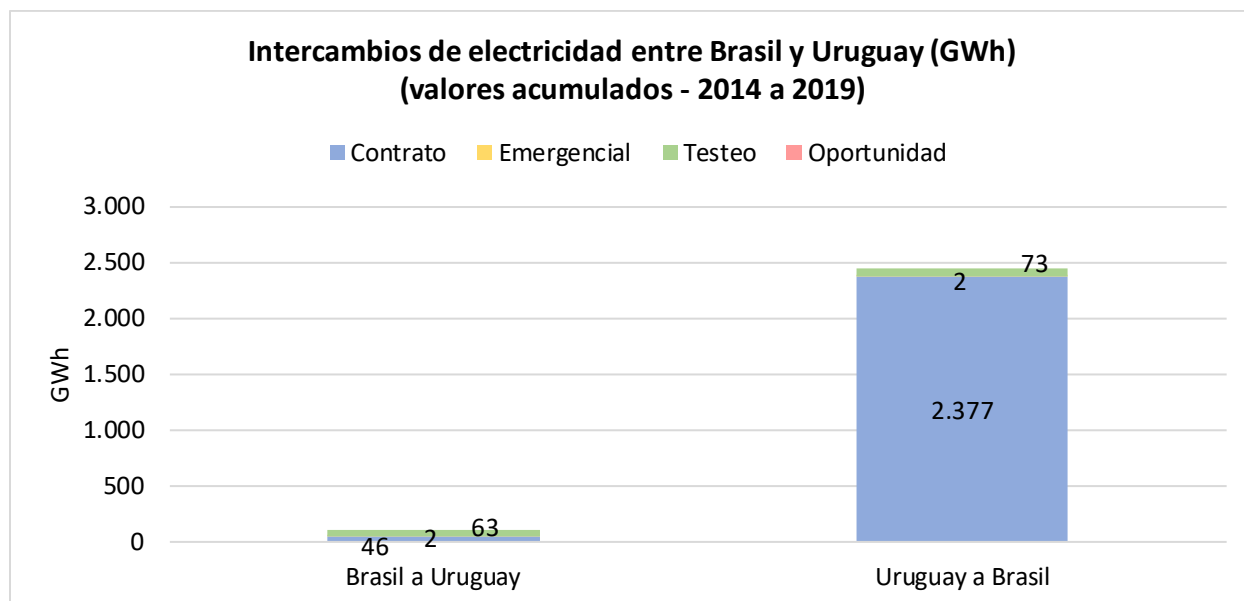


Gráfico 11 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Uruguay (valores acumulados 2014 - 2019)

2.1.5. Intercambios entre Argentina y Brasil

Los intercambios entre Argentina y Brasil se iniciaron en 1995 con la habilitación de la convertidora de frecuencias (50Hz/60Hz) de PASO DE LOS LIBRES / URUGUAYANA; con 50 MW de capacidad. Entre los años 2000 y 2002 se habilitaron 2.000 MW adicionales de convertidora, estableciendo un vínculo entre la SE RINCÓN DE SANTA MARÍA (AR) y GARABÍ (BR).

El intercambio observado por la interconexión en el pasado año 2019 resultó equilibrado y de muy baja utilización de la capacidad instalada (FU 2,6%). Analizados los últimos seis (6) años, el factor de utilización promedio resultó 1,9%.

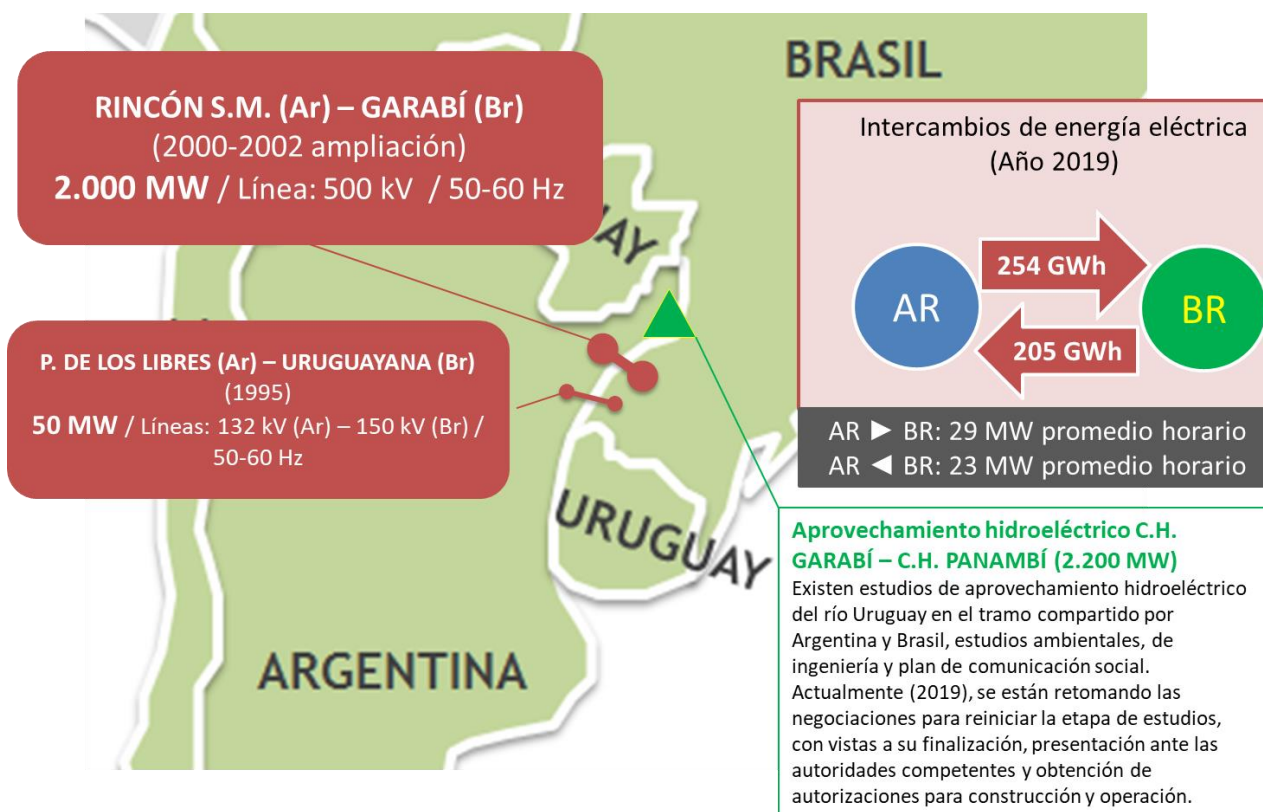


Figura 11 - Interconexiones Argentina - Brasil

Las instalaciones convertidoras de frecuencia se insertan al sistema argentino mediante dos (2) líneas de 500 kV que se conectan a la ET Rincón de Santa María. La ET Rincón de Santa María recibe las tres líneas en 500 kV de la CH Yacyretá (con capacidad para transportar la potencia instalada de la central 3.100 MW). De este mismo punto (SE Rincón) parten otra tres (3) líneas cuya finalidad es conducir la energía producida en la región a los centros de consumo. Así, dos (2) líneas de 500 kV alimentan al AMBA - Área Metropolitana de Buenos Aires- por el corredor del río Uruguay, y la tercera se conecta con el corredor que discurre por el litoral (costas de Paraná) también hacia el AMBA. Hoy en día, se llevan a cabo obras para una cuarta línea cuya finalidad es reforzar la capacidad de este último corredor.

Del lado brasileño, el punto de interconexión se vincula mediante dos líneas de 500 kV a la SE ITÁ, instalación esta clave en el abastecimiento de las principales demandas de los estados de RÍO GRANDE DO SUL y SANTA CATARINA.

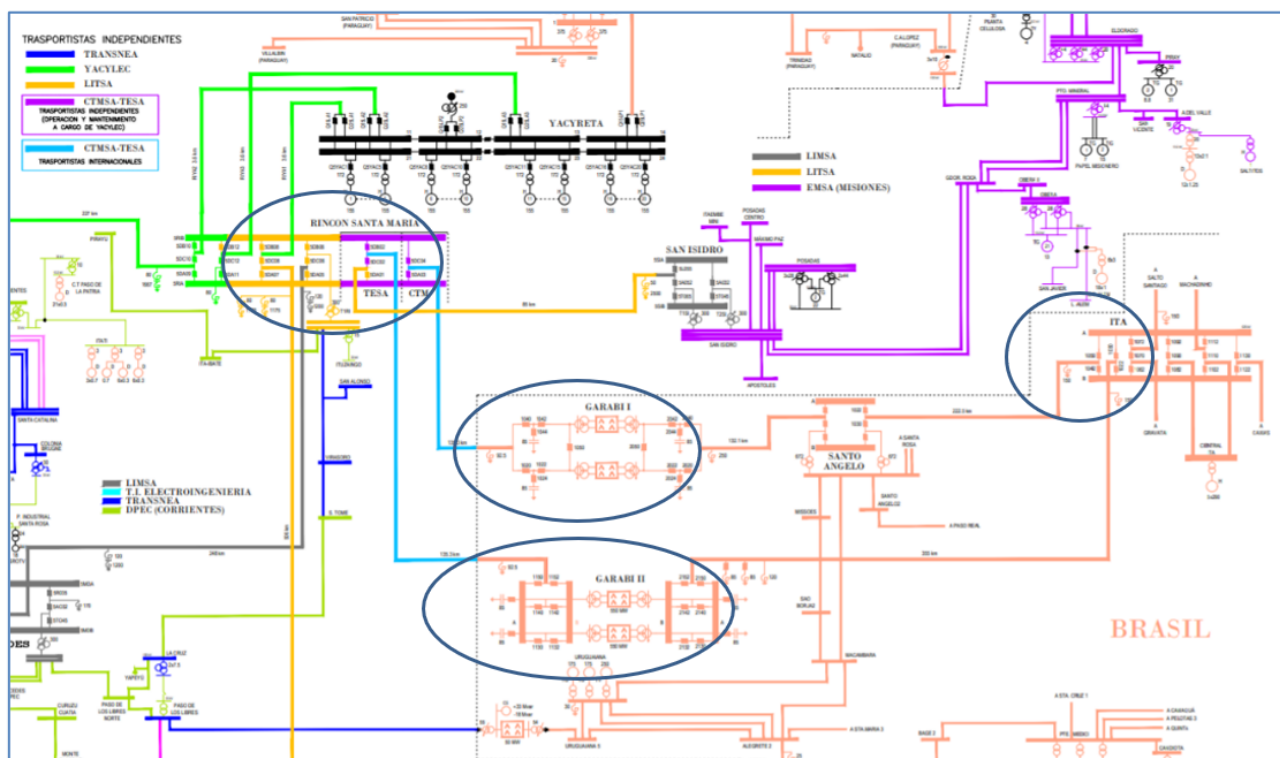


Figura 12 - Esquema unifilar de las interconexiones Argentina – Brasil

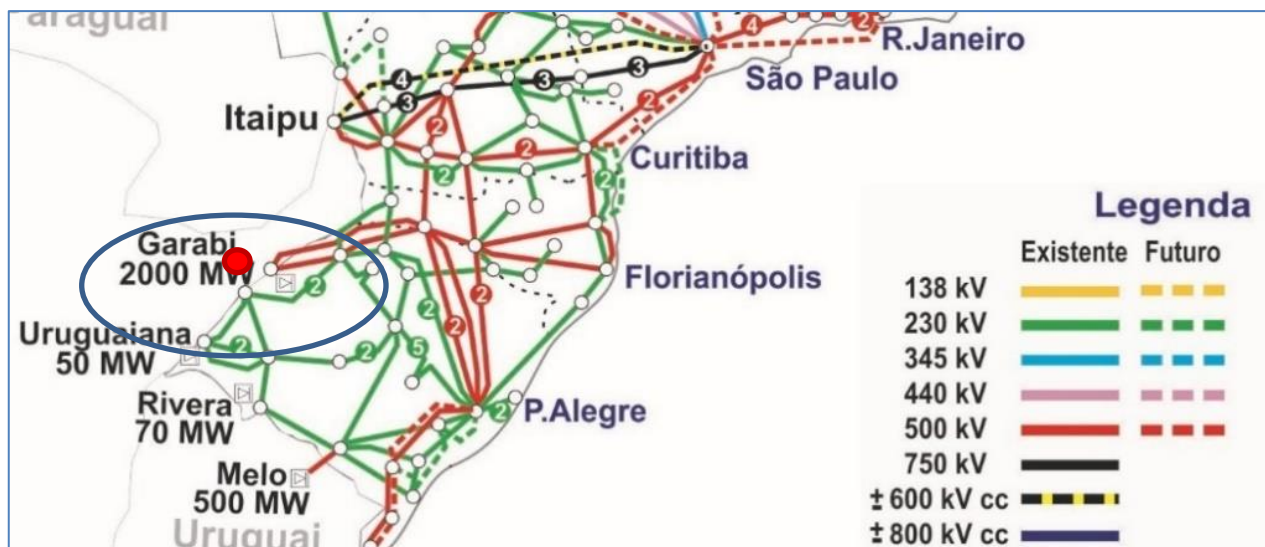


Figura 13 - Vinculación de las convertoras de Garabí al sistema brasileño

Respecto de la utilización de las instalaciones, se observa actividad sólo en modalidad “emergencial” y de oportunidad.

Analizados los 60 meses entre los años 2014 y 2018, se registran intercambios mayores a 100 GWh (en GARABÍ I) sólo en 3 meses. En GARABÍ II se observan intercambios mayores a 40 GWh sólo en 7 meses; el resto del tiempo las instalaciones permanecieron inactivas.

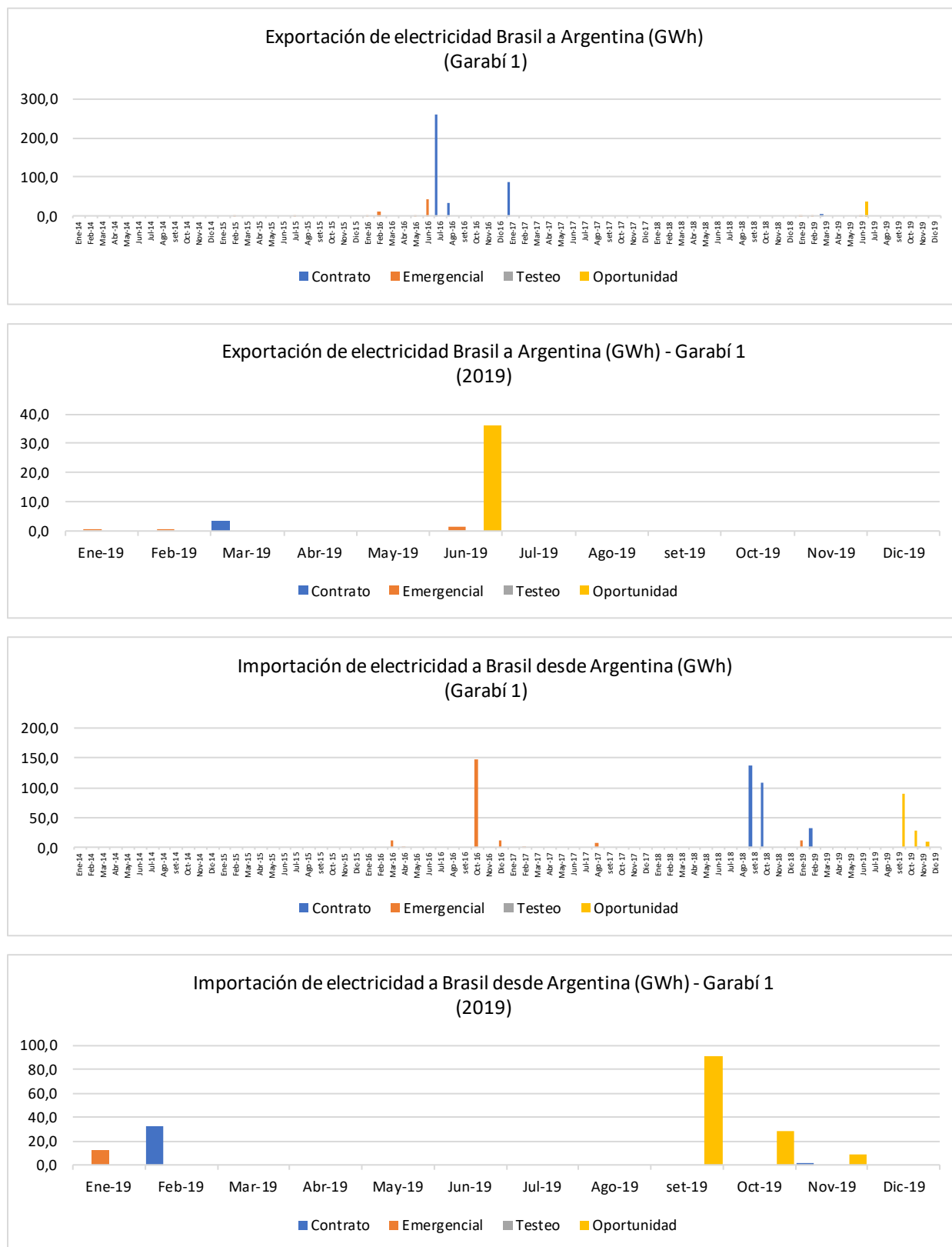


Gráfico 12 - Intercambios Argentina – Brasil (Garabí I)

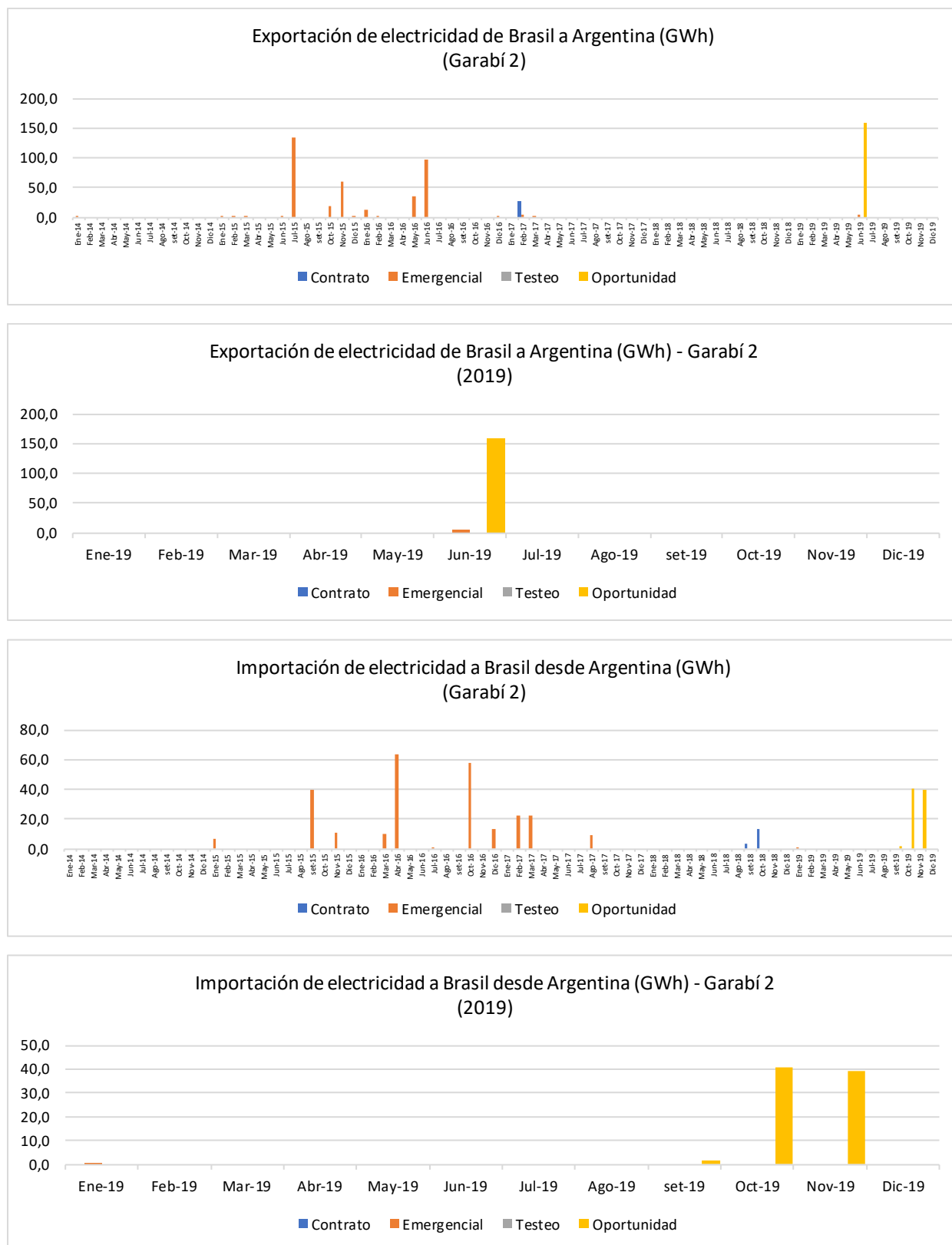


Gráfico 13 - Intercambios Argentina – Brasil (Garabí II)

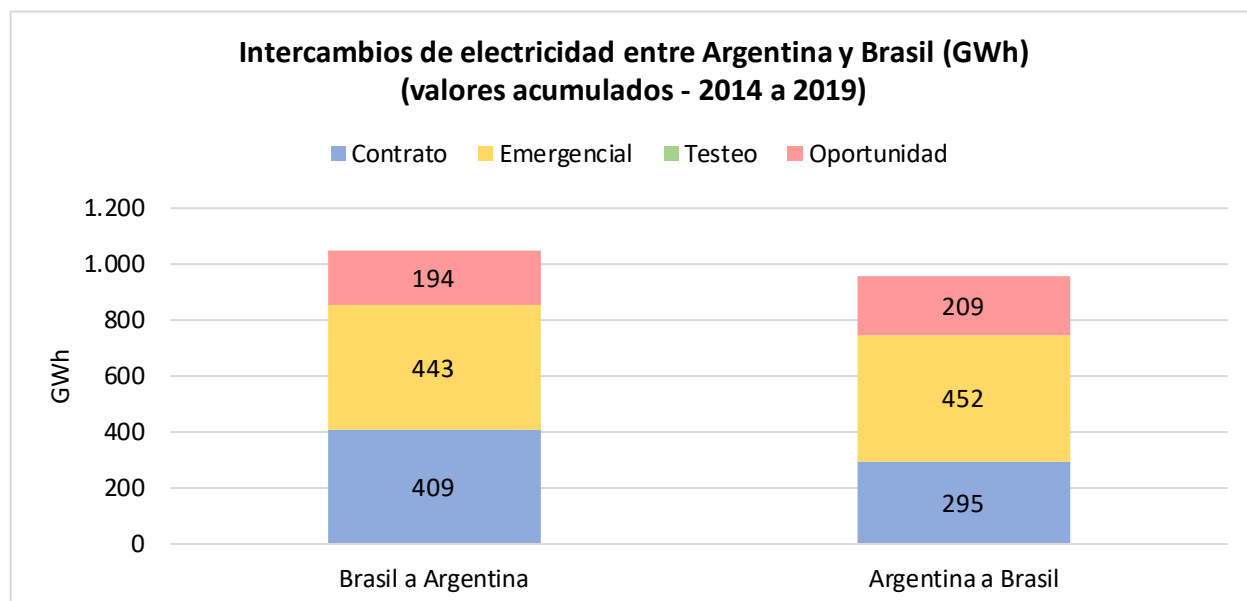


Gráfico 14 - Intercambios de electricidad entre Argentina y Brasil (valores acumulados 2014 – 2019)

2.1.6. Intercambios entre Paraguay y Argentina

Paraguay y Argentina se encuentran interconectados en dos modalidades: i) por medio de dos (2) vínculos (líneas de Alta Tensión) entre las localidades de CLORINDA (AR) y GUARAMBARÉ (PY), y entre EL DORADO (AR) y MARISCAL LÓPEZ (PY); ii) y por medio del aprovechamiento hidroeléctrico binacional CH YACYRETÁ (3.200 MW).

La CH YACYRETÁ se administra en base a los acuerdos entre ambos países plasmados en el Tratado. En tal sentido, cada país es el natural propietario del 50% de la energía eléctrica producida, y si decidiera no tomarlo para consumo propio, el país lo cede al vecino en las condiciones establecidas en el Tratado. En este sentido es que el análisis aquí desarrollado considera que las energías cedidas son, en esencia, intercambios.

En el año 2019, Argentina resultó importador neto en la relación de intercambio entre los dos países; así, los 7.563 GWh recibidos equivalen al 5,9% de la demanda total de Argentina (128.905 GWh) y, siendo que las importaciones de Paraguay son de origen hidroeléctrico, representan el 21,4% de la producción de Argentina de hidroelectricidad en el citado año 2019 (35.370 GWh).

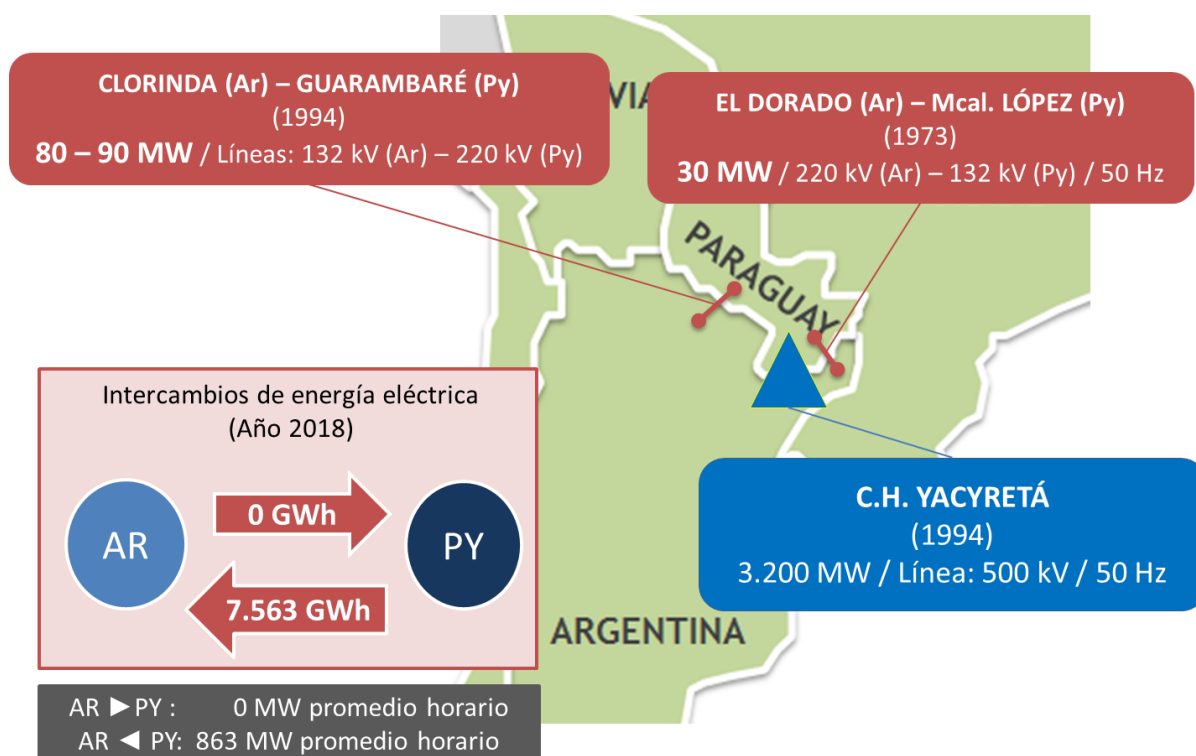


Figura 14 - Principales interconexiones Paraguay – Argentina

La CH YACYRETÁ se vincula a los sistemas nacionales de Paraguay y Argentina por medio de sendas líneas de 500 kV (3 hacia el lado argentino y 1 hacia el lado paraguayo. Existe en construcción, próxima a su habilitación, una segunda línea del lado paraguayo).

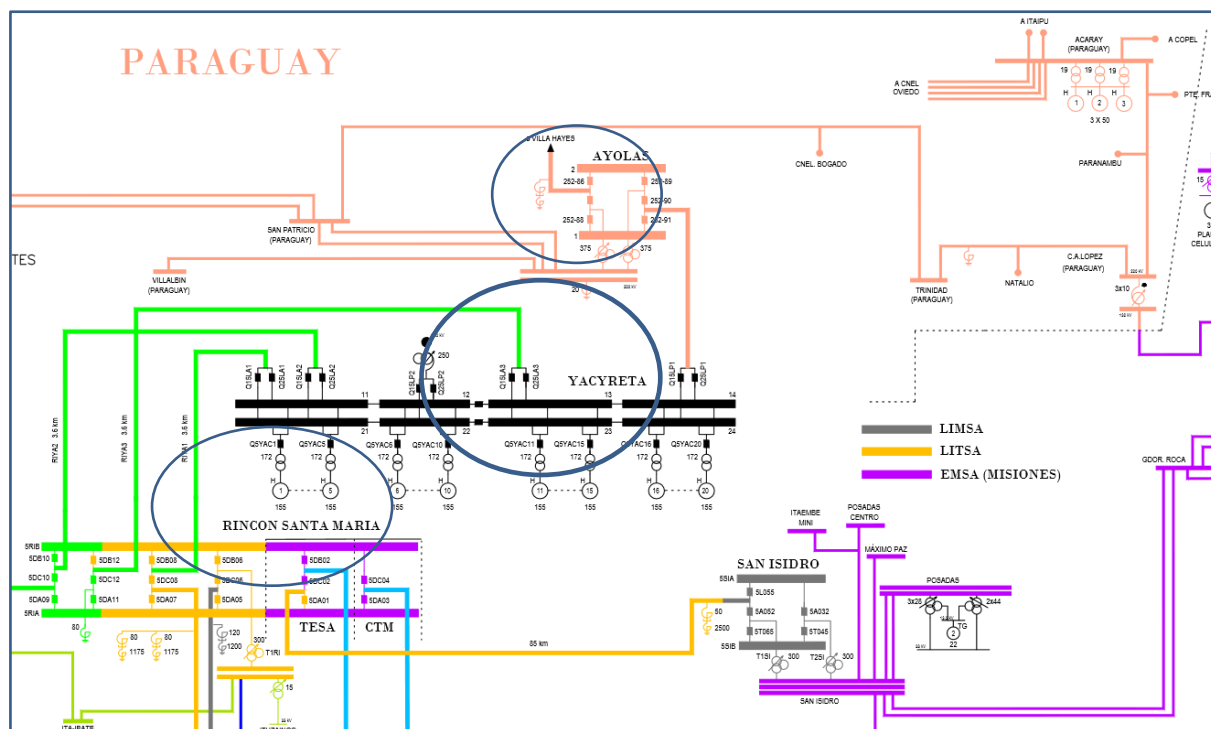


Figura 15 - Esquema unifilar de las interconexiones entre Paraguay y Argentina

Las interconexiones de CLORINDA (AR) y GUARAMBARÉ (PY), y entre EL DORADO (AR) y MARISCAL LÓPEZ (PY), se realizan en 220 kV y 132 kV y vinculan sistemas en esas tensiones, teniendo la función de atender requerimientos locales de demanda.

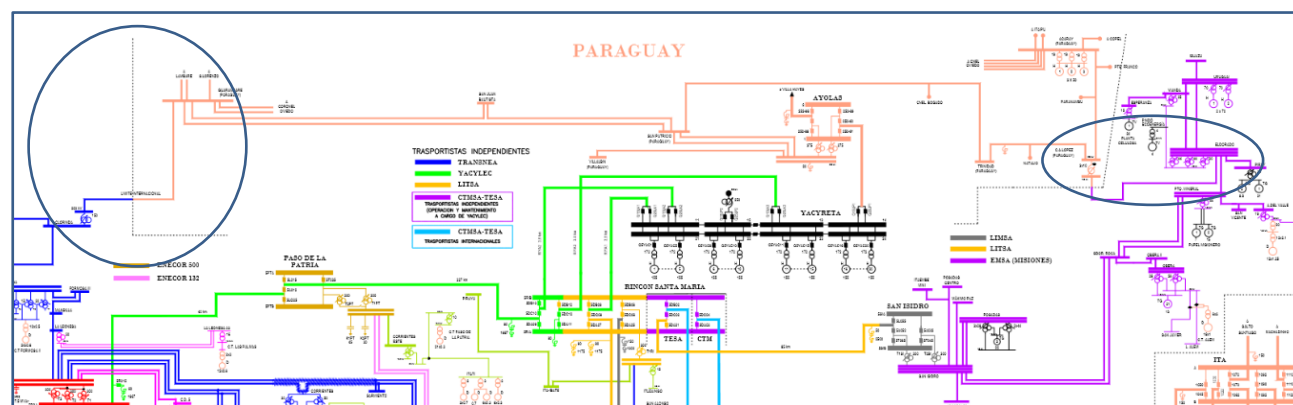


Figura 16 - Esquema unifilar de las interconexiones entre Paraguay y Argentina

En cuanto a los resultados de análisis de la utilización de las interconexiones, se observa la prevalencia de las energías cedidas por Paraguay a la Argentina.

De este modo, se observa que el 93% de la energía producida por la CH YACYRETÁ en el año 2019 fue utilizada por Argentina.

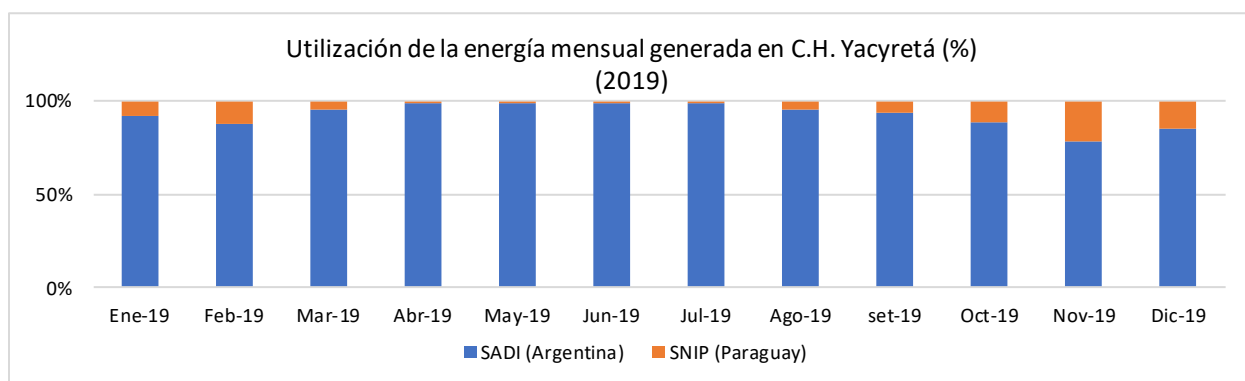
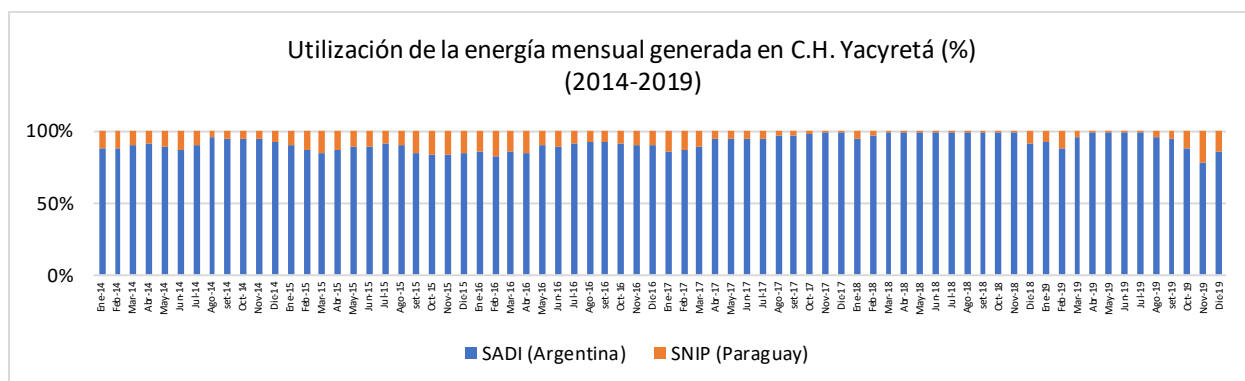
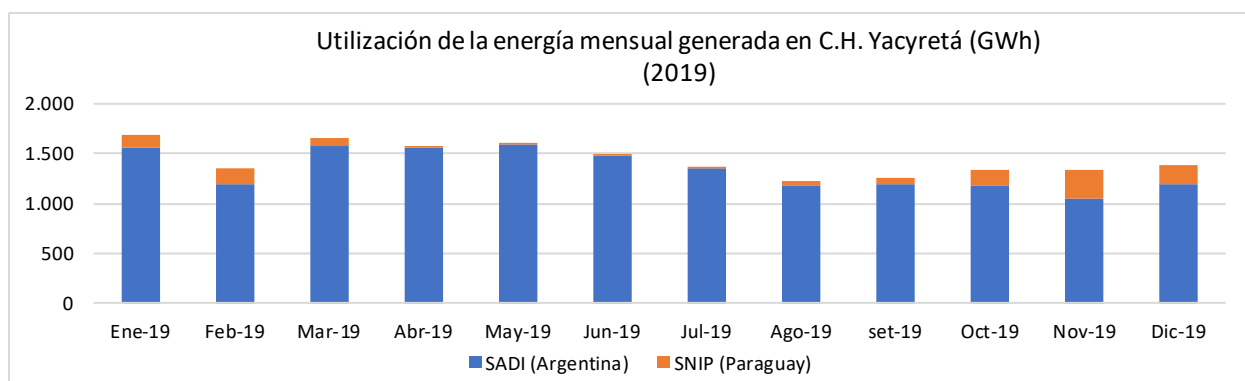
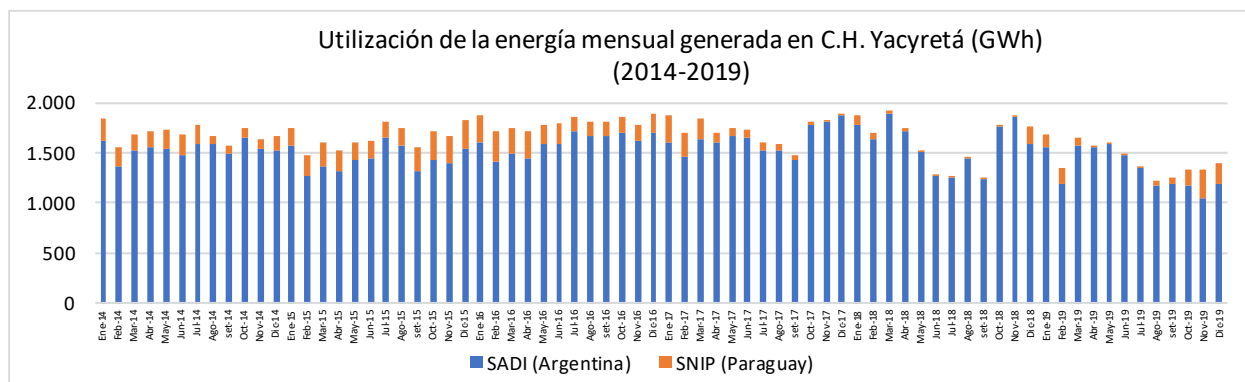


Gráfico 15 - Utilización de la energía generada (C.H. Yacyretá)

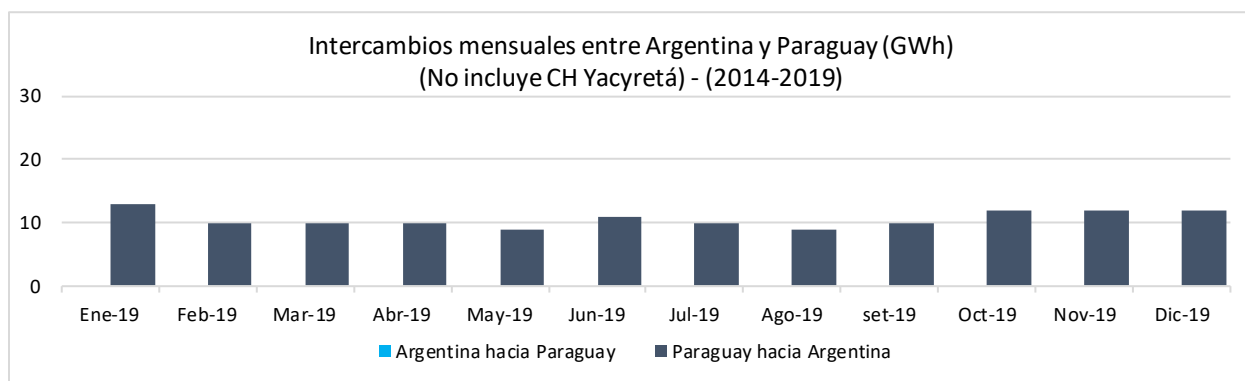
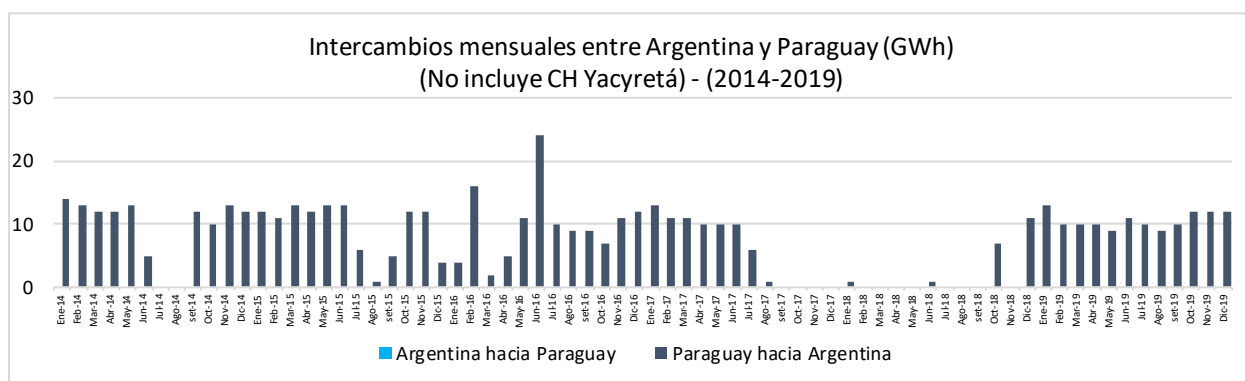
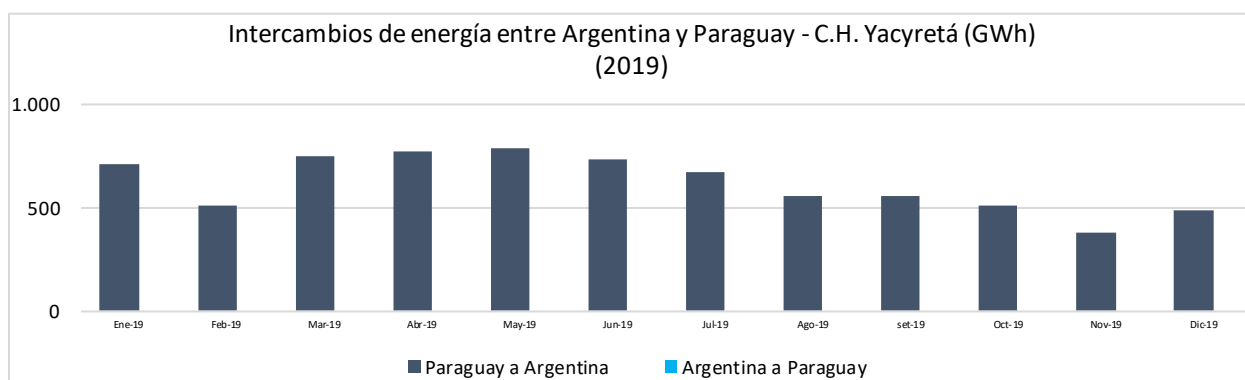
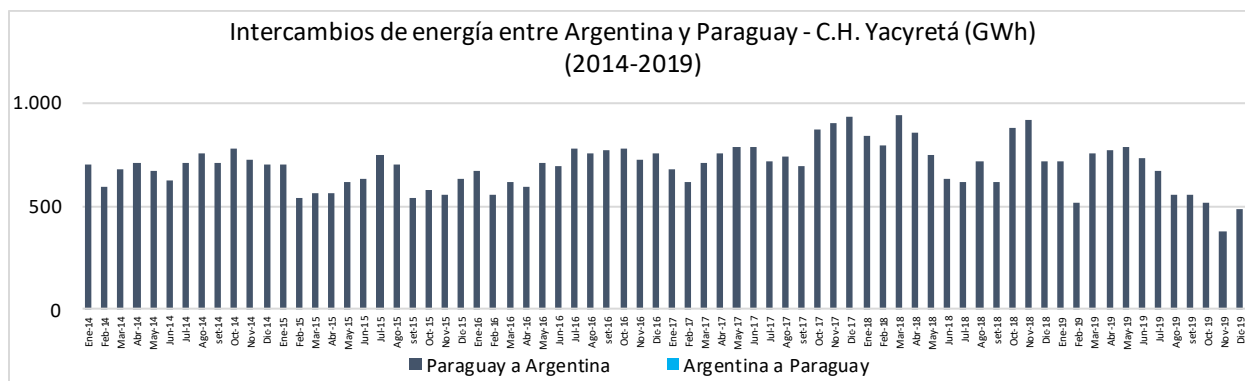


Gráfico 16 - Intercambios de electricidad entre Argentina y Paraguay (sin Yacyretá)

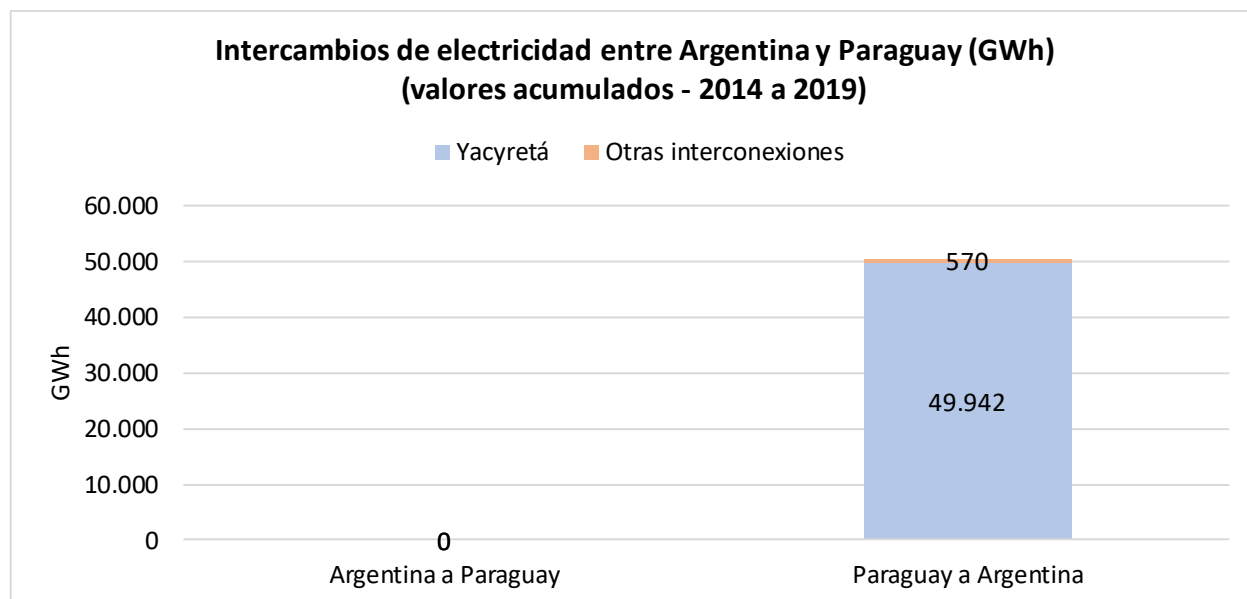
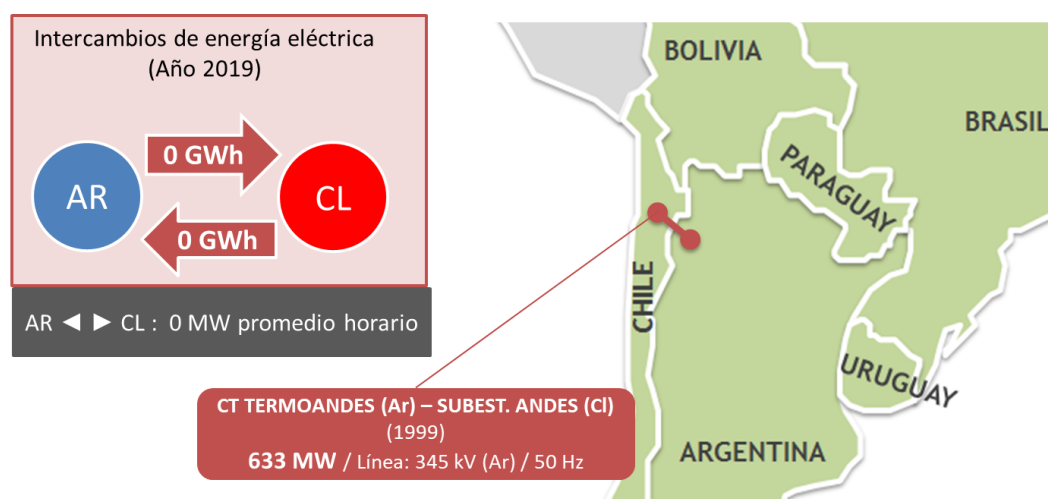


Gráfico 17 - Intercambios de electricidad Argentina - Paraguay (valores acumulados 2014 - 2019)

2.1.7. Intercambios entre Chile y Argentina

Existe un único vínculo entre los sistemas chileno y argentino, una línea de alta tensión (345 kV) entre las estaciones ANDES (CH) y COBOS (AR). Es una línea de 408 km. de longitud que atraviesa en altura la cordillera de los Andes. Desde marzo de 2017, la interconexión ha permanecido inactiva; las causas se analizan más adelante en este informe. Entre enero 2014 y marzo 2017, se observan sólo 5 meses con intercambios mayores a los 10 GWh (todos ellos menores a los 35 GWh/mes, aproximadamente); los intercambios observados fueron en sentido de Chile a Argentina.



Se realizó un estudio con el apoyo de la CAF sobre “Estudio de Beneficios Despacho Económico y Análisis Regulatorios / Alternativas Interconexión Chile – Argentina” destinado a identificar alternativas de interconexión eléctrica entre Argentina y Chile.

El estudio, ya finalizado, fue desarrollado por el Consorcio MRC (España) – Sigla (Argentina) – Systep (Chile).

Figura 17 - Interconexión Chile - Argentina

En cuanto a la vinculación de la interconexión con los sistemas nacionales, la línea denominada Andes/Cobos se conecta por el lado argentino, y por medio de un autotransformador, a la SE COBOS, estación de transformación y maniobras relevante del SADI (Sistema Argentino de Interconexión). Por el lado chileno, la línea Andes/Cobos se vincula a la ET ANDES.

Tal como se explica en este informe más adelante, existen razones técnicas que limitan y condicionan el funcionamiento de la interconexión; ello plantea un punto a considerar y un desafío para su resolución en cuanto al tratamiento de los caminos a seguir cuando se piensa en fomentar la integración. El sistema chileno, en este sentido, tiene la singularidad de ser un sistema fuertemente extendido, considerando la geografía del país, y ello significa una cuestión a estudiar y resolver satisfactoriamente desde la operación estable y segura cuando se analiza la interconexión con Argentina y las posibilidades futuras.

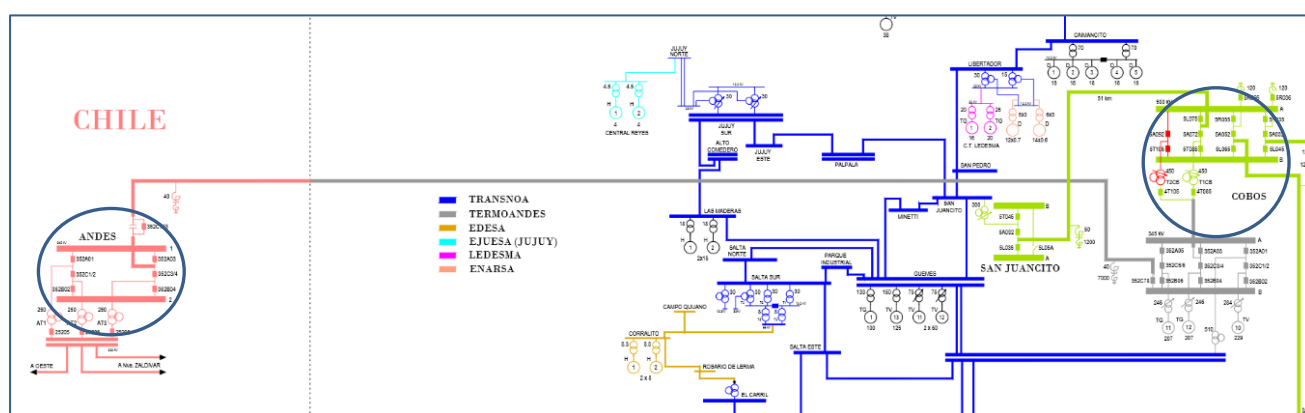
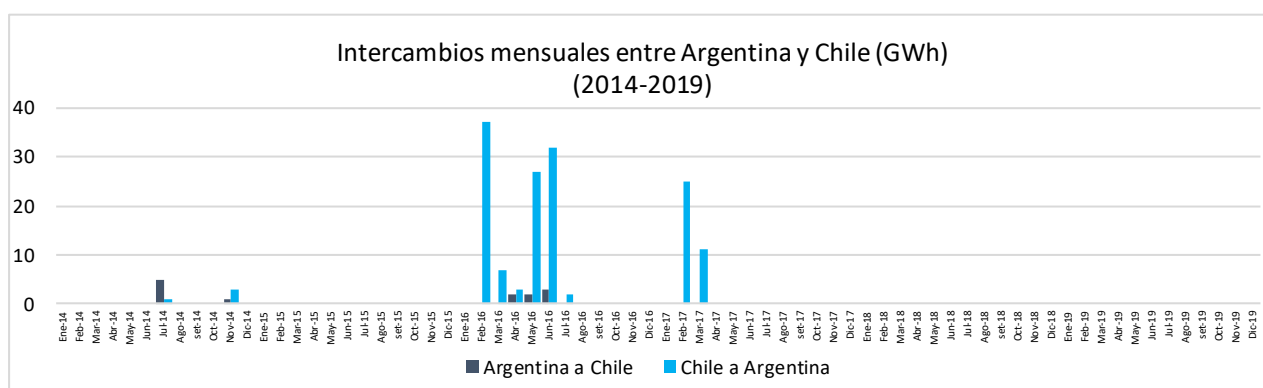


Figura 18 - Esquema unifilar de la interconexión Chile - Argentina

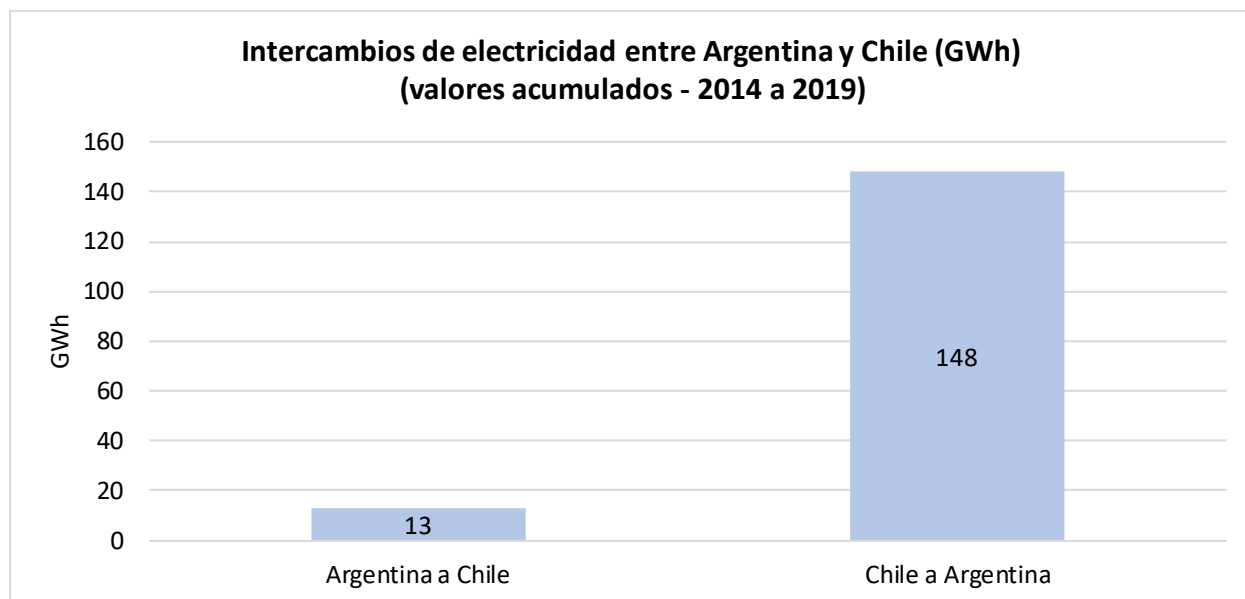
Se presentan a continuación los intercambios observados mes a mes en el período 2014-2018, y el agregado de las operaciones en los seis años comprendidos entre los años 2014 y 2019.

Si se considera la capacidad de transporte de la línea, aún restringida por cuestiones de operación (200 MW), el factor de uso de la instalación resulta extremadamente bajo, del orden del 1,5% (promedio en el período 2014-2019).



Fuente: CAMMESA

Gráfico 18 - Intercambios Chile – Argentina



Fuente: CAMMESA

Gráfico 19 - Intercambios de electricidad Argentina- Chile (valores acumulados 2014 - 2019).

2.1.8. Intercambios entre Paraguay y Brasil

En la actualidad, el intercambio de energía entre Paraguay y Brasil se materializa por la cesión de energía que Paraguay realiza en favor de Brasil respecto de la producción de la CH ITAIPÚ. Tal cesión se regula en base a los términos acordados en el respectivo Tratado.

En el año 2019 se observa una exportación de energía de Paraguay hacia Brasil del orden de los 24.200 GWh.

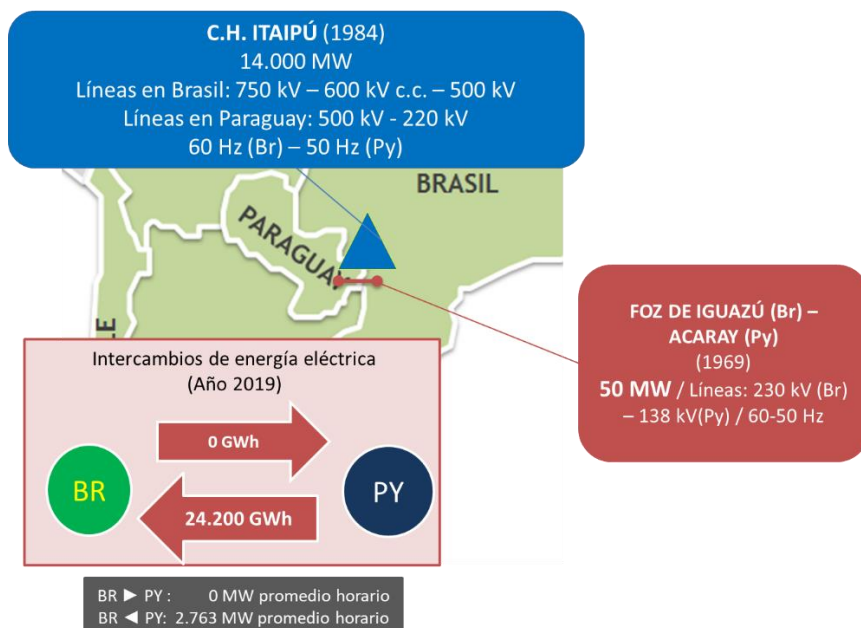


Figura 19 - Principales interconexiones Paraguay - Brasil

Respecto de la conexión de la CH ITAIPÚ a los sistemas nacionales de Paraguay y Brasil, las unidades generadoras en 60 Hz se conectan (por medio de 5 líneas de 500 kV) a la SE FURNAS, y las unidades de 50 Hz a la SE ANDE por medio de 4 líneas de 500 kV. Luego, desde la SE ANDE existe una conexión con 5 líneas de 500 kV a la SE FURNAS para facilitar el flujo de la energía cedida por Paraguay a Brasil, y desde SE ANDE parten sendas líneas de 500 kV al sistema Nacional de Paraguay. Desde la SE FURNAS, parten sistemas de transmisión en CC y CA con capacidad de evacuar las potencias eléctricas puestas a disposición por la CH ITAIPÚ.

Se ilustra a continuación, mediante esquemas simplificados, la topología de interconexión presentada:

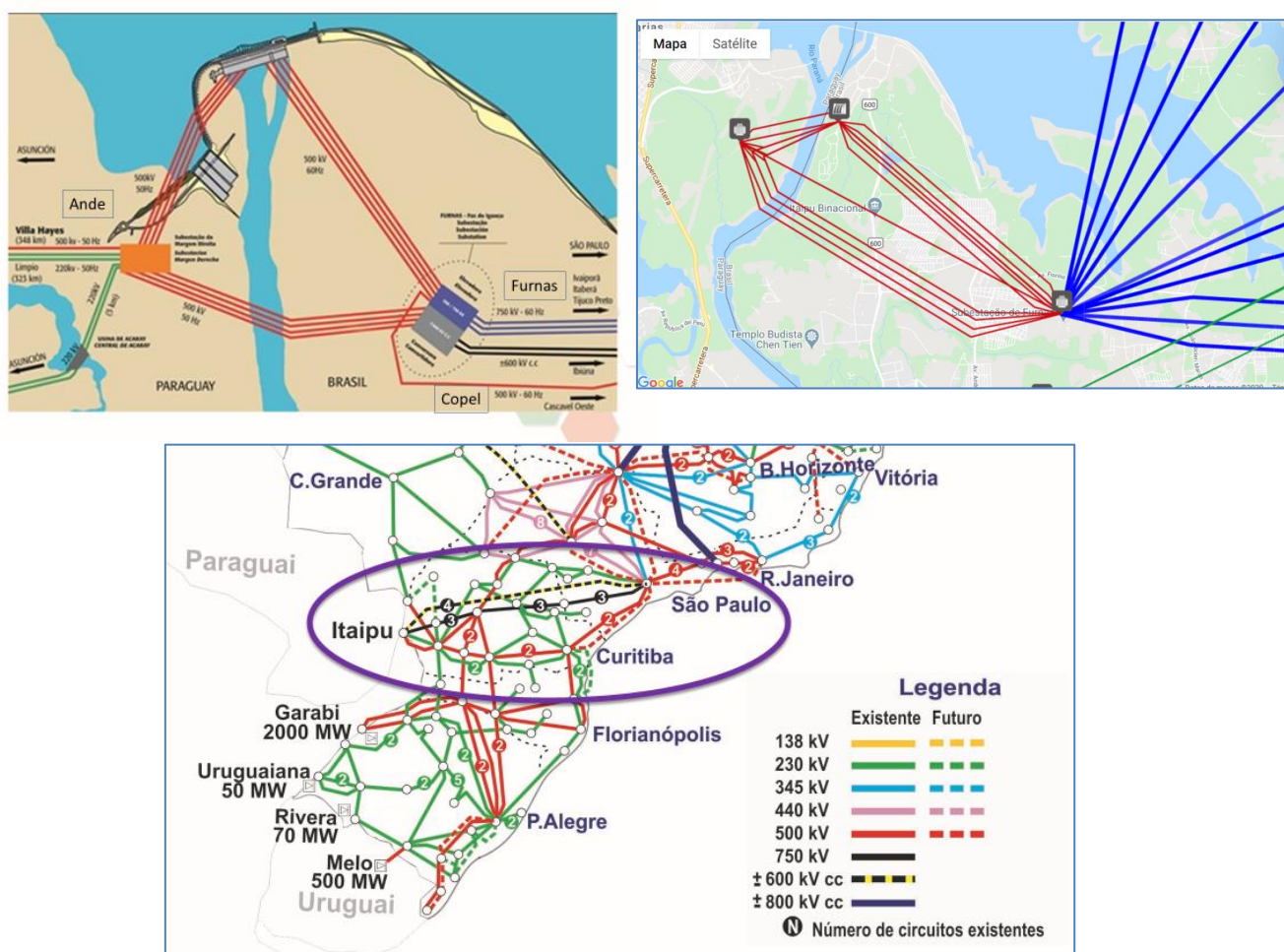


Figura 20 - Interconexión Paraguay - Brasil (Itaipú)

Respecto al análisis de utilización del vínculo de interconexión, siendo que los intercambios corresponden a la energía cedida por Paraguay a Brasil en los términos del Tratado, se observa que la energía exportada por Paraguay a Brasil se explica por la alta cesión de energía. En el año 2019, la cesión significó que Brasil utilizara el 80,7% de la energía producida por la CH ITAIPÚ.

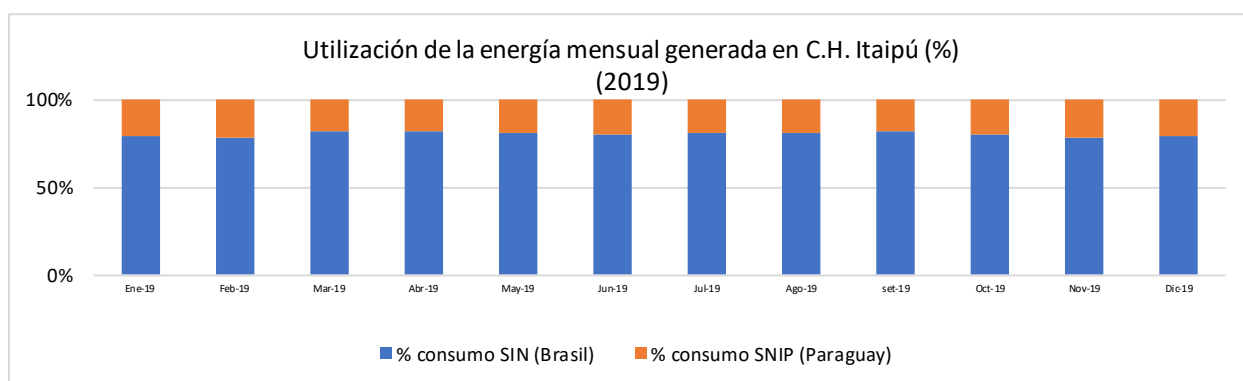
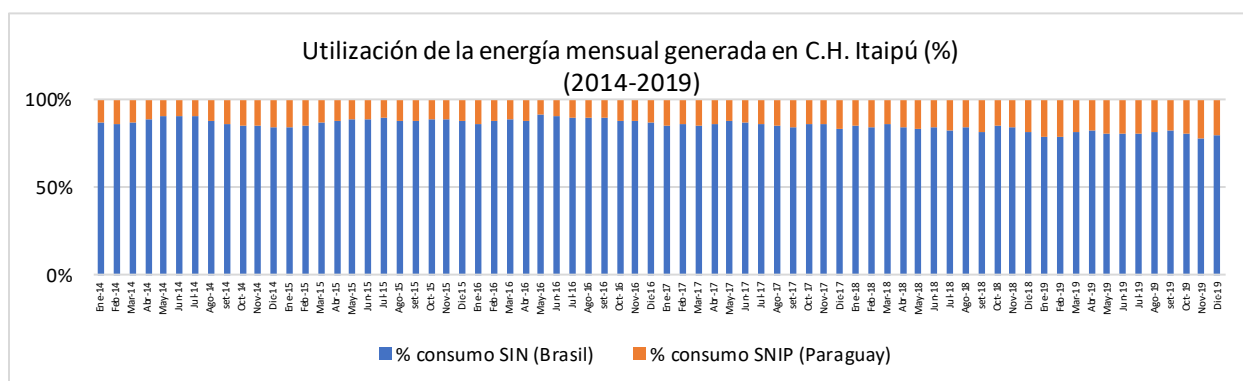
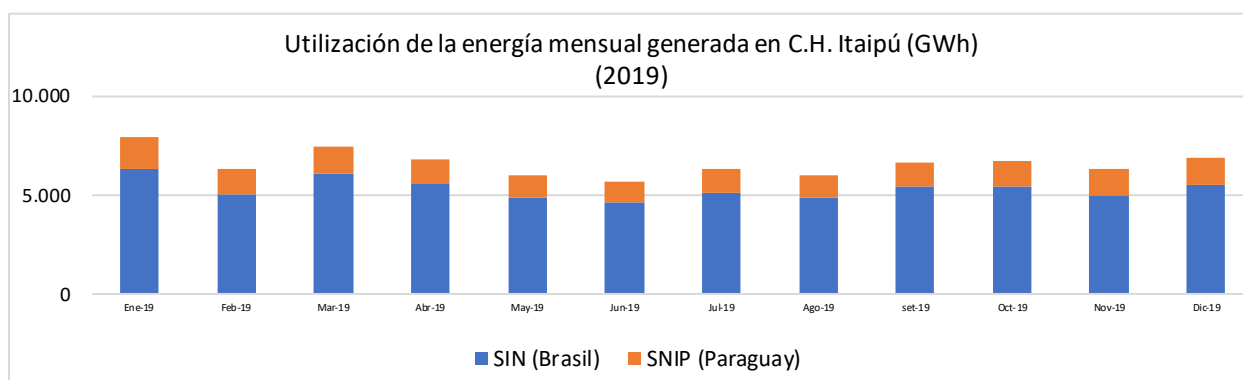
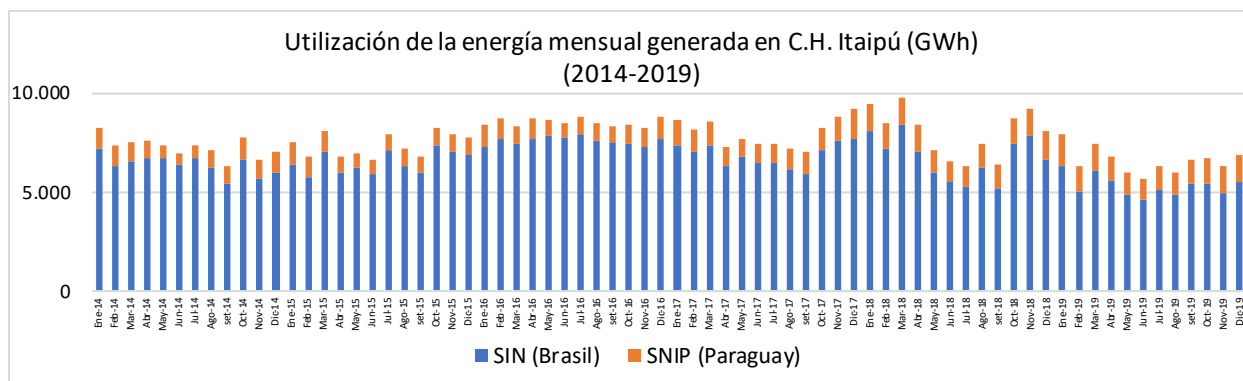


Gráfico 20 - Utilización de la energía generada en la C.H. Itaipú

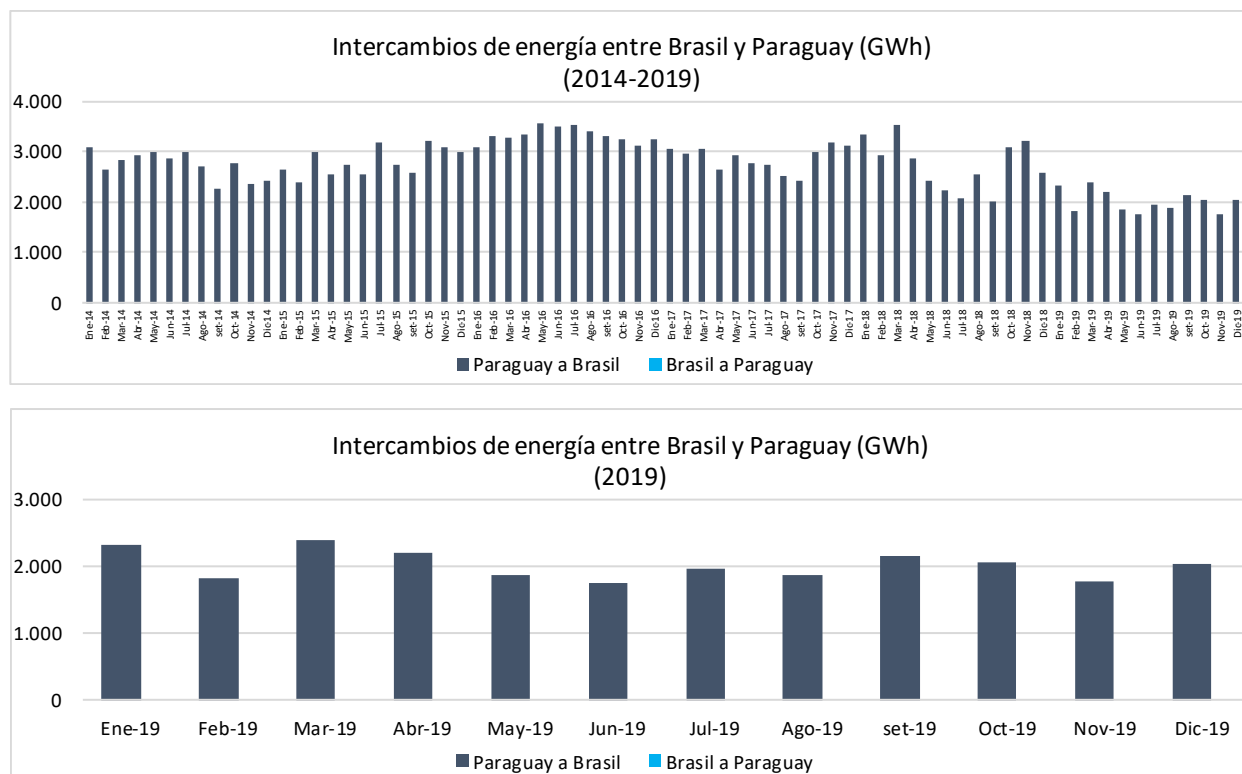


Gráfico 21 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Paraguay (2014 - 2019)

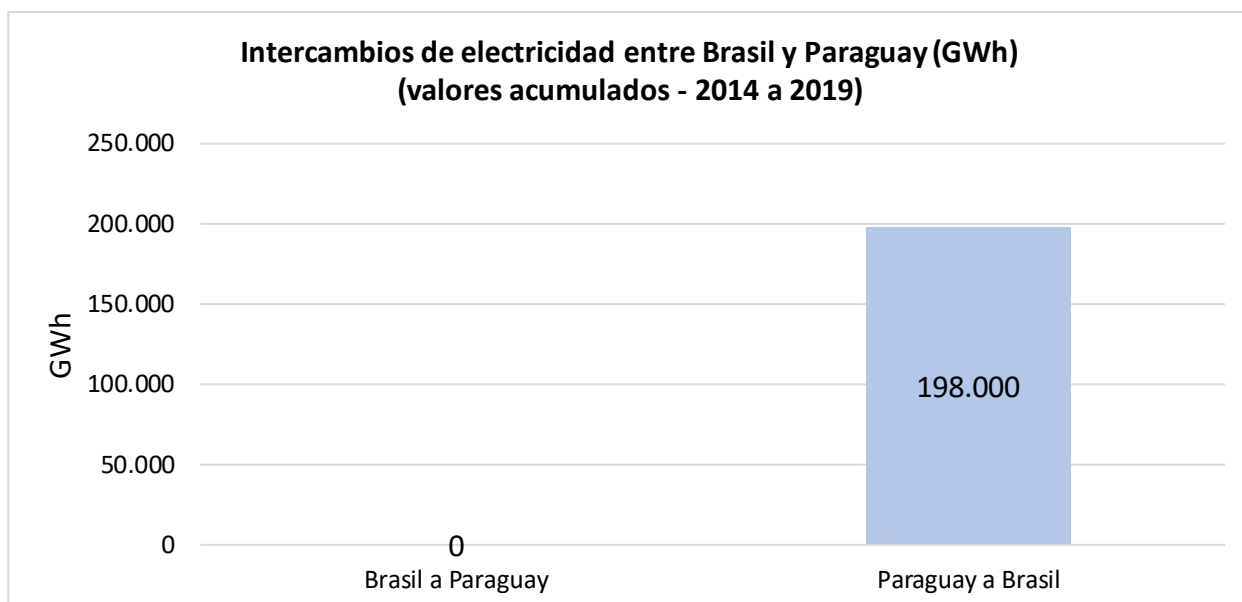


Gráfico 22 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Paraguay (valores acumulados 2014 - 2019)

2.2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS ARGENTINAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR

2.2.1 Aspectos técnicos de las interconexiones existentes

La Argentina tiene interconexiones en los nodos frontera por 4.360 MW de potencia (no se incluye la capacidad de los vínculos de las Binacionales CH Salto Grande y CH Yacretá); el detalle se presenta en la tabla siguiente:

País	SS.EE.	País	SS.EE.	Tensión	Potencia	Observaciones
AR	CT Termoandes	CH	Sub. Andes	345	200	Capacidad de 643 MW pero limitada.
AR	Colonia Elia	UY	San Javier	500	2.000	Operativa
AR	Concepción del Uruguay	UY	Paysandú	132/500	100	Op. En Emergencia.
AR	Santo Grande	UY	Salto Grande	500	1.890	Operativa
AR	Salidas de Central Yacretá	PY	Salidas de Central de Yacretá	500	3.200	Operativa
AR	Clorinda	PY	Guarambaré	132/220	80/90	Operativa
AR	El Dorado	PY	Mcal. A. López	220/132	30	Operativa
AR	Paso de los Libres	BR	Uruguayana	132/230	50	Operativa
AR	Rincón Santa María	BR	Garabí	500	2.200	Operativa

Tabla 8 - Interconexiones operativas

A la vez, están en estudio cuatro proyectos, con distinto grado de avance, que involucran 975 km de líneas y una potencia de entre 1.800 y 2.400 MW.

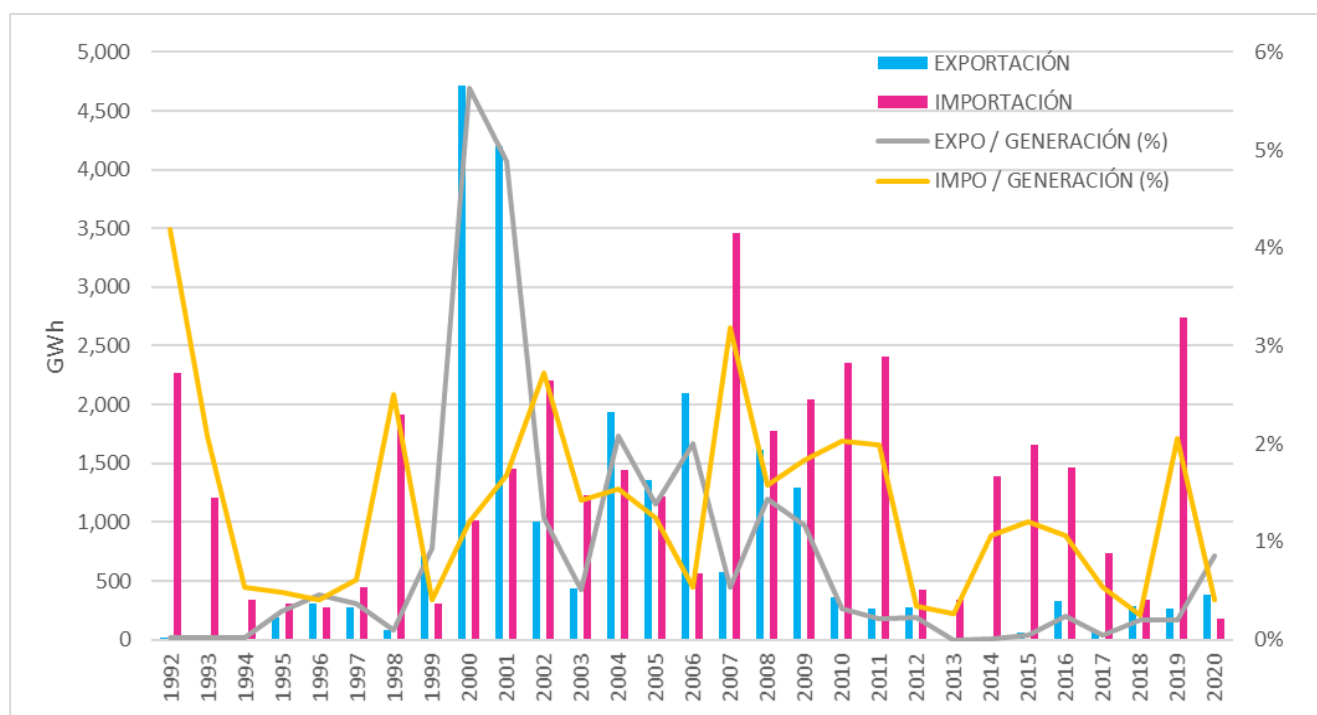
País	SS.EE.	País	SS.EE.	Tensión	Potencia	Observaciones
AR	Rodeo	CH	Nuevo Pan de Azúcar	400	1.000	En inventario / 250 km.
AR	Río Diamante	CH	Ancoa	500	400/1.000	En estudio. Con prefactibilidad positiva/350 km.
AR	Santa Cruz	CH	Aysén	220	200	En inventario / 175 km.
AR	Santa Cruz	CH	Punta Arenas	220	200	En inventario / 200 km.

Tabla 9 - Interconexiones proyectadas

2.2.2 Historial de intercambio

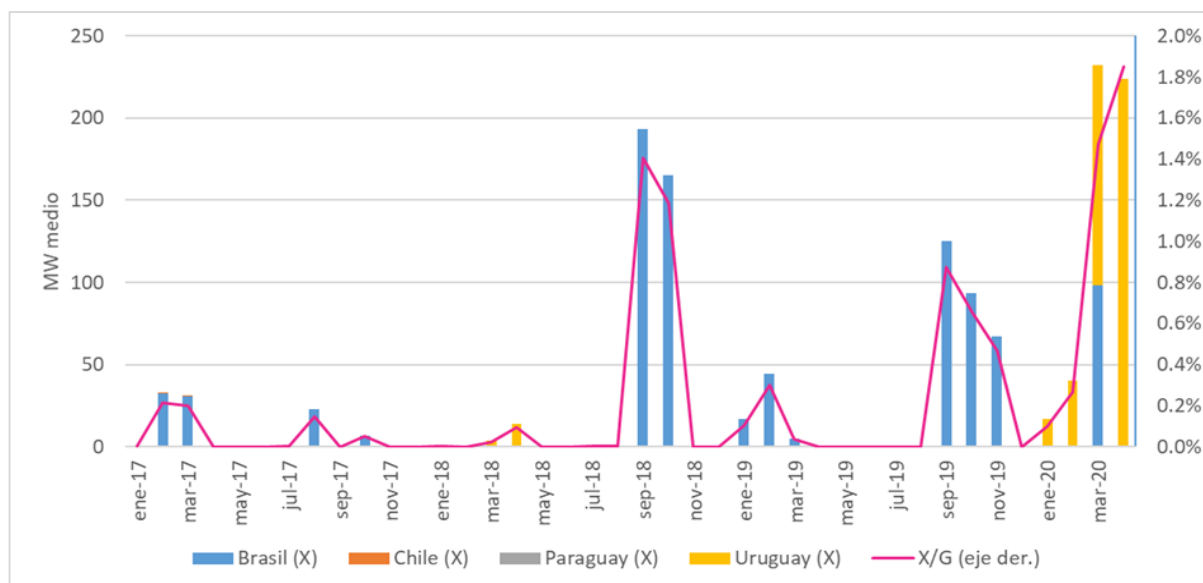
Los intercambios energéticos de la Argentina desde la creación del mercado mayorista pueden dividirse en tres grandes etapas. La primera, que va hasta 2002, con un pico en las importaciones entre 1992 y 1993 y en las exportaciones que alcanzaron 4.700 GWh en el 2000 y 4.200 GWh en 2001, producto de las ventas a Brasil. Una segunda etapa, entre 2003 y 2011, en la que -salvo el trienio entre 2004 y 2006, que Argentina resultó exportador neto- el saldo comercial resultó deficitario en todos los casos, pero con niveles de intercambio superiores a los 1.000 GWh, incluso para las exportaciones. La tercera etapa iniciada en 2012 está marcada por un bajo nivel de exportaciones e importaciones con altibajos hasta 2019, año que marcó un récord de importaciones por 2.746 GWh, sólo superado en el 2007 cuando se alcanzó el pico máximo de 3.459 GWh importados. Durante toda esta etapa, las exportaciones fueron casi nulas, con valores promedio similares a los de los años previos al 2000.

En un análisis más detallado del intercambio de los últimos años, Argentina realizó exportaciones en unos contados meses. Las más relevantes, en septiembre y octubre de 2018 a Brasil y, más cerca en el tiempo, a Brasil y Uruguay en marzo y abril de 2020. En este último caso, alcanzando casi el 2% de la generación.



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

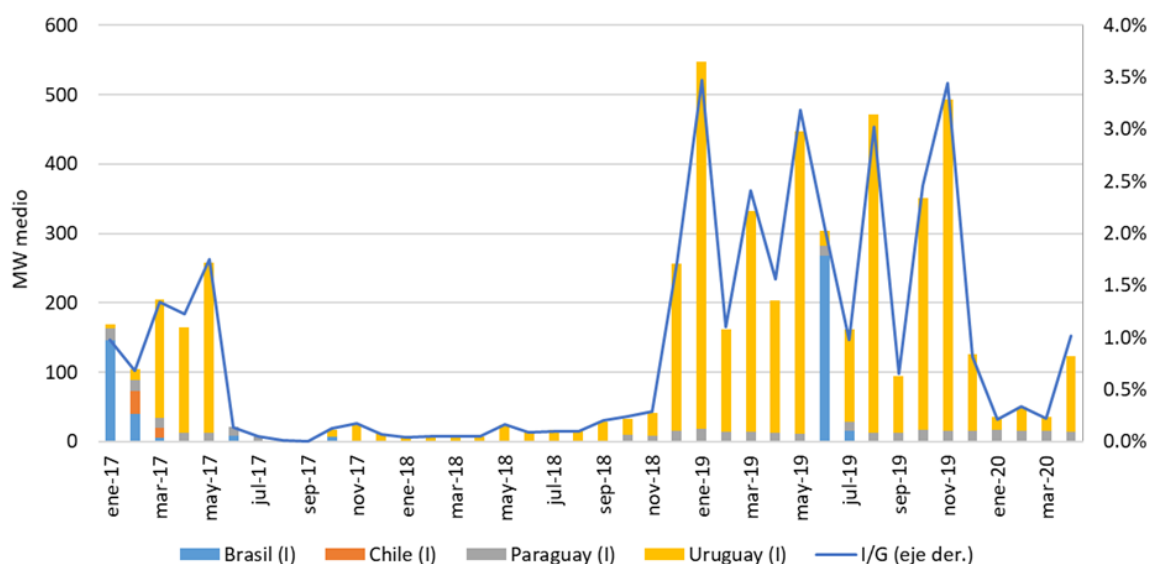
Gráfico 23 - Argentina - Evolución histórica del intercambio comercial.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

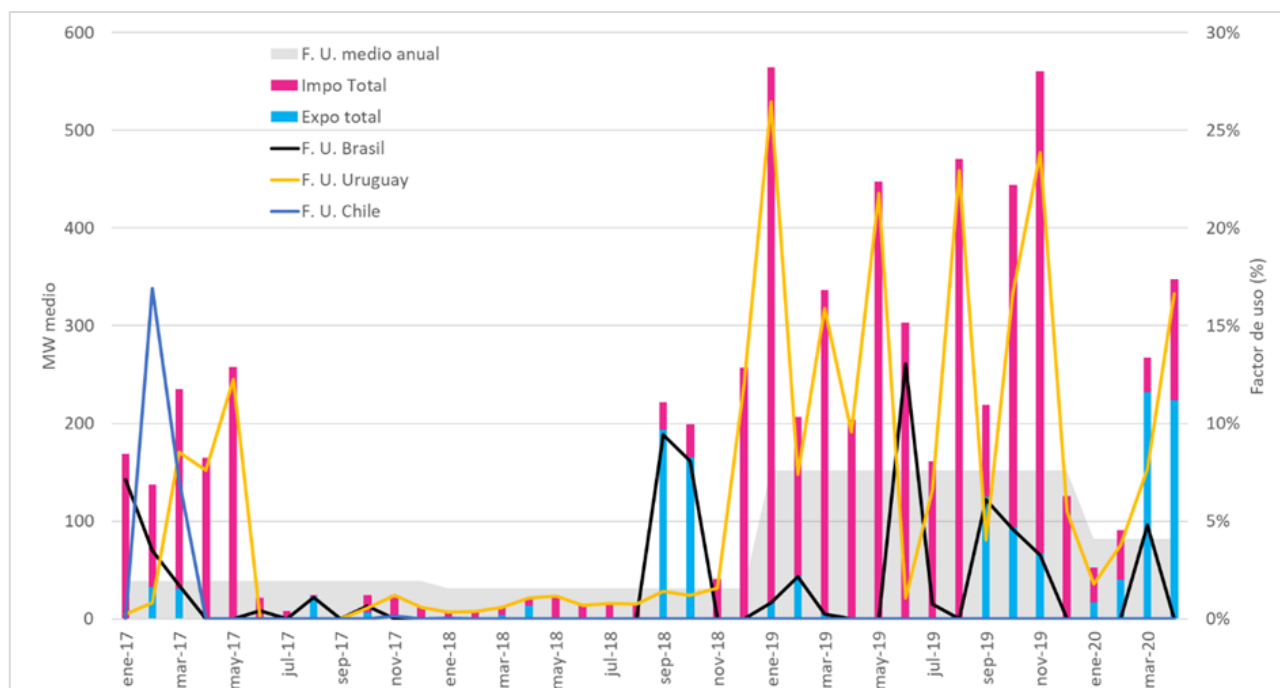
Gráfico 24 - Argentina - Evolución mensual de exportaciones por destino en MW medios y porcentaje sobre generación (eje derecho).

En términos de importaciones, el mayor registro es de enero 2019, cuando Argentina estuvo cerca de alcanzar el máximo histórico de consumo, registrando 26.113 MW de potencia. En esa oportunidad, el abastecimiento proveniente de Uruguay alcanzó el 3.5% de la generación. Recientemente se han tenido otros niveles altos, aunque de menor cuantía, en los meses de mayo, agosto y noviembre de 2019, también abastecidos casi en su totalidad desde Uruguay, que representaron en promedio el 3% de la generación cada uno.



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Gráfico 25 - Argentina - Evolución mensual de las importaciones por origen en MW promedio y porcentaje sobre generación (eje derecho).



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

Gráfico 26 - Argentina - Intercambio de energía y factor de uso de las interconexiones en MW promedio y porcentaje de uso de la interconexión (eje derecho).

Analizando el intercambio comercial y el factor de uso de las interconexiones por país, vemos que nuevamente Uruguay es el país que presenta los registros más elevados para todo el período en estudio. Alcanza un máximo del 26% de la capacidad de la interconexión durante enero de 2019, replicando lo visto en el gráfico anterior de exportaciones, con extremos en mayo, agosto y noviembre, de 22%, 23% y 24% respectivamente.

El factor de uso de la capacidad de interconexión con Brasil en ningún mes supera el 10%, y en el caso de Chile solo en el inicio de 2017 se hace uso de la interconexión. Tomando toda la capacidad de intercambio en su conjunto, la misma promedia por debajo de 2% en 2017 y 2018, y se eleva a 7,6% en 2019. En el inicio de 2020 el promedio es 4%.

2.2.3 Análisis del entorno normativo

I.-ACUERDOS BINACIONALES CON PAÍSES LIMÍTROFES

Entre los años 1973 y 1974 Argentina firmó los tratados o acuerdos de interconexión con Paraguay y Uruguay para desarrollar los aprovechamientos hidroeléctricos de Salto Grande y Yacyretá. La característica distintiva de estos acuerdos es considerar a las entonces futuras represas como entidades binacionales, y por lo tanto no sujetos estrictamente al marco normativo propio de la actividad. Quiere decir que estos proyectos, como los otros similares a futuro, tienen un marco normativo propio que la regulación nacional, independientemente de la que sea, debe después reconocer. Como veremos esta interacción no siempre fue armónica.

a) Salto Grande

El acuerdo de interconexión eléctrica de Argentina con Uruguay se firmó el 12 de febrero de 1974, iniciando la construcción del aprovechamiento de Salto Grande. En 1979 se habilitó el primer grupo generador y en 1982 se completó la central hidroeléctrica. Una vez concluida, en el año 1983, se firma el convenio de ejecución previsto en el acuerdo, por el cual se establecieron las bases de funcionamiento.

El acuerdo de 1974 establece solamente los objetivos y ciertos criterios, que luego fueron determinados en el convenio de ejecución. El principal objetivo declarado fue la interconexión de los sistemas eléctricos de transporte de ambos países, ante la expectativa de ciertos intercambios futuros. Más allá de que lo primero era permitir el intercambio mutuo de energía, se preveía que Argentina pudiera absorber los excedentes energéticos de Uruguay y a su vez, exportar el servicio de potencia firme como complemento al respaldo térmico de Uruguay, en los periodos de escasez de agua del embalse del Río Negro. En ese entonces también se preveía usar el sistema de transporte de Uruguay para llegar a la Ciudad de Concordia. Es decir, había objetivos específicos bien determinados en base al estudio previo de los sistemas nacionales. El Acuerdo también establecía adoptar como criterio de los intercambios un esquema de precios justos y razonables.

El convenio de ejecución de 1983 fue bastante más ambicioso. Existía como objetivo final realizar la operación interconectada de ambos sistemas eléctricos, con carácter permanente y estable. Para operativizar este objetivo se preveía además de la interconexión física, hacer un uso más racional de los recursos. Es decir, decidir la ubicación de la generación en base a la futura disponibilidad de recursos tanto renovables como no renovables, previendo ya un mayor abastecimiento proveniente de la Argentina.

Como tal, el convenio, además de establecer las instituciones que regularían la relación bilateral, tiene capítulos dedicados a la operación conjunto de los sistemas de transporte, las modalidades de transacciones habilitadas y sus formas de pago. En total, hay previsto más de 15 formas de intercambio de energía, potencia y servicios auxiliares.

Hubo dos criterios generales establecidos en el acuerdo. El primero es que cada parte es plenamente soberana de decidir en qué condiciones un intercambio resulta económicamente conveniente. Sin embargo, no podrá rehusar arbitrariamente el intercambio sin antes analizar las razones del caso.⁶ Los intercambios se realizarán respetando una distribución equitativa de los beneficios producidos por los mismos.⁷ Como veremos más adelante este criterio fue establecido taxativamente para la mayoría de los intercambios previstos.

⁶ Artículo 30 del Convenio

⁷ Artículo 31 del Convenio

b) Yacyretá

El tratado de Yacyretá se firmó en diciembre de 1973. A diferencia del acuerdo de interconexión con Uruguay, el tratado y los correspondientes anexos establecieron desde un inicio todas las condiciones por las cuales se regiría el futuro proyecto. En particular, y a diferencia del caso de Salto Grande, la energía generada por Yacyretá es un bien indiviso propiedad de las dos Altas Partes.

El tratado establece que la energía será dividida en partes iguales entre los dos países, teniendo cada parte el derecho preferente de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para consumo propio. En el mismo artículo las partes se obligan a adquirir la energía del total de la potencia instalada, quedando configurado de esa manera la imposibilidad de disponer libremente de la energía por un tercero. (Artículo 13 del Tratado).

Esta configuración dio lugar a un método de compensación distinto por la energía intercambiada. El Estado Argentino le pagaría al Estado de Paraguay una regalía por la energía cedida, en dólares estadounidenses, que en su valor original correspondía al 5% del monto de la inversión prevista, equivalente a 2,998 US\$/MWh. El acuerdo también previó que sea la nueva entidad quien compense a las Altas Partes por el territorio inundado.

El precio de la energía, a diferencia del caso de Salto Grande, sería establecido en función del recupero de costos de la central y el valor de las cuotas de los préstamos -no una amortización anual-, como se establece en el Anexo C. Quiere decir que la tarifa, en todo momento, debía ser igual a las erogaciones financieras, incluyendo las cuotas de los préstamos más los costos incurridos por operación & mantenimiento. Además, se preveía una rentabilidad del 12% sobre los US\$ 100 millones originales de capital.

El anexo C debió ser revisado a los 40 años, que se cumplieron en 2014. Como se verá más adelante, esta negociación se realizó en 2017 y si bien el congreso de Paraguay la ratificó, la Argentina todavía no ha hecho. En el medio, existe una amplia historia de desencuentros.

c) Otros Aprovechamientos

Argentina tiene firmado un tratado con Brasil para la construcción de Garambí – Panambí. El diseño original suponía un aprovechamiento hidroeléctrico de 4.710 MW y una generación anual de 18.600 GWh anual. Para cuando el proyecto ejecutivo estuvo terminado, Argentina avanzó con la reforma de mercado de 1992 perdiendo interés en realizar la inversión por cuenta propia, proponiendo que un privado continúe con las obras. En ese entonces y ante la falta de avances Brasil decidió eliminar el proyecto de su programa decenal de obras (Hasson, “Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas de la Integración Eléctrica de Argentina con sus Países Vecinos.”).

Igualmente resulta ilustrativo analizar el tratado en cuestión. A diferencia de los dos anteriores, aun si el proyecto sigue siendo una represa binacional, las responsabilidades compartidas son muy limitadas. Por ejemplo, las obras que se hagan en cada margen serán propiedad exclusiva de cada país y no constituirán una entidad legal binacional como en Salto Grande o Yacyretá. En ese sentido, la operación & mantenimiento no será compartida. A su vez la expropiación y compensación por territorio inundado también será responsabilidad de cada país. Sin embargo, las inversiones y muy particularmente la energía generada por el conjunto sí se distribuiría en partes iguales independientemente de la central que lo genere. Como la energía no es compartida, no hubo necesidad de establecer, ni siquiera en principio, un criterio remunerativo, pues cada país es responsable de sus inversiones, costos de expropiación, operación y definir como recupera la inversión realizada, sin tener que establecer un criterio de precio.

En el 2004 y con un rol revalorizado del Estado en ambos países para realizar proyectos de inversión, se relanzaron los análisis para considerar la viabilidad del proyecto. En 2008 los presidentes en una declaración conjunta ratificaron la decisión de construir el emprendimiento. Este fue reformulado por consideraciones ambientales, reduciéndose a dos centrales con una potencia conjunta de 2.200 MW y 11.445 GWh anual de generación, y acotando el área del embalse de 373.800 has. a 96.967 has. El costo de inversión previsto era 2.364 US\$/kW dando un costo estimado por MWh de US\$ 55. Más allá de estos estudios y la licitación del proyecto ejecutivo, no hubo otros avances.

Por último, el otro proyecto binacional en inventario es el aprovechamiento Corpus Christi entre Argentina y Paraguay. Cualquier avance a este proyecto siempre estuvo supeditado a resolver las diferencias por Yacyretá. Si bien el principio de acuerdo de 2017 es auspicioso, la falta de ratificación por Argentina y las voces de rechazo en Paraguay son crecientes. Como tal, la comisión responsable ha avanzado en la elaboración de la factibilidad, pero nada más. Existe una dificultad adicional que requiere el visto bueno de la provincia de Misiones, tanto en la negociación de futuras regalías como en la obtención de los permisos para avanzar.

II.-REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO

a) Creación del Mercado Mayorista y la Normativa para los Intercambios

En el año 1992 se sanciona la Ley 24.065 estableciendo el nuevo marco regulatorio de la actividad eléctrica. La Ley reemplaza en gran medida las normas previas establecidas en la Ley 15.336 de 1960, pero no la deroga en su totalidad, específicamente en cuanto al funcionamiento de los aprovechamientos hidroeléctricos. La nueva ley establece el mercado eléctrico mayorista (MEM) y la actividad de generación como de interés general, pero no servicio público, como sí lo siguen siendo el transporte y la distribución de electricidad. Crea el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) para la regulación del transporte interjurisdiccional y eventualmente internacional, así como el servicio de distribución del área metropolitana de Buenos Aires y la ciudad de la Plata, capital de la provincia de Buenos Aires. La comercialización internacional de energía eléctrica está prevista en

el artículo 34 de la Ley, estableciendo que será requisito previo contar con una autorización de la Secretaría de Energía.

La normativa necesaria para realizar operaciones de comercio exterior de energía eléctrica no se estableció sino hasta 1997. En ese entonces se emitió el marco normativo relativo tanto a las transacciones de los agentes del MEM como a los proyectos de interconexión internacional ([Resolución 21/1997](#)). Se estableció el procedimiento para solicitar una concesión de Transporte de Energía eléctrica de Interconexión Internacional (TEII) y los criterios a seguir por el ENRE. La resolución en su artículo 1 define al MEM como el conjunto de transacciones de energía eléctrica en bloque que se ejecutan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y allí establece que si las transacciones no se realizan a través de este sistema, es decir, en el nodo frontera, no serán de aplicación las normas regulatorias del MEM.

El año siguiente los países del Mercosur suscribieron un memorándum de entendimiento relativo a los intercambios e integración eléctrica que procuro trasladar al ámbito de la región los principios y objetivos que habían sido incluidos en la legislación nacional, no solo de la Argentina.⁸

Si bien el memorándum no avanza en cuestiones de implementación, establecía los criterios que debían prevalecer para la creación de un único mercado eléctrico regional: trato igualitario en la contratación del abastecimiento, independientemente de la localización de la generación; libertad para contratar, y que la regulación no imposibilite o restrinja el cumplimiento físico de los contratos o la posibilidad de ofrecer garantía de suministro. Acceso abierto a la capacidad remanente de transporte. Último, pero no menos importante, los precios debían reflejar costos económicos eficientes libres de subsidios.

La resolución de 1997 incluyó un nuevo anexo 30 a los Procedimientos de Cammesa por el cual se establece las condiciones en las que podrán realizarse operaciones de comercio exterior. Con el fin de garantizar la transparencia de las operaciones, se establecen condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país, a saber:

- Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos.
- Acceso abierto a la capacidad remanente de Transporte.
- Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países.

Se establecen dos figuras para denominar a los organismos participantes del intercambio. Dentro del mercado doméstico, el Organismo Encargado del Despacho (OED) será el responsable de coordinar

⁸ El Memorándum fue aprobado por la Resolución 10/98 del Consejo del Mercado Común.

las transacciones y para los otros países se denomina Organismo Coordinador (OC) a quien asuma igual responsabilidad.

En la norma se detallan dos tipos de operaciones permitidas, tanto de exportación como de importación:

- Intercambios firmes que se acuerdan entre partes, con una obligación de cumplimiento físico de una potencia a entregar en el nodo frontera con garantía de suministro. Esta modalidad de intercambio se concreta mediante un contrato de importación o exportación del Mercado a Término, del tipo Contrato de Potencia Firme.
- Intercambios de Oportunidad, mediante transacciones en el Mercado Spot.

b) Contratos de Exportación

Estos contratos deben realizarse bajo la modalidad de Contratos de Potencia Firme, en que se intercambia un producto firme (capacidad puesta a disposición) en un nodo frontera y deberá concretarse en un plazo máximo de 12 meses (quedando implícita la renovación de los contratos, o no a largo plazo). Se pactan libremente entre las partes, pero para su autorización como contratos del Mercado a Término deben ajustarse a la regulación vigente en el MEM, y contar con una operación de importación o exportación autorizada por la Secretaría de Energía por una capacidad mayor o igual que la potencia comprometida en el contrato.

Un contrato de exportación no otorga prioridad de despacho de la potencia del vendedor, sino una demanda adicional que se agrega al MEM, a ser cubierta por el despacho. Es decir, el ordenamiento de las máquinas despachadas en el mercado local sigue realizándose por mínimo costo, independientemente del contrato firmado.

El OED debe considerar como energía mensual representativa la correspondiente a multiplicar la potencia contratada para dicho mes por el número de horas del mes, salvo que en el contrato se indique:

- una curva de carga horaria comprometida para el mes, en cuyo caso la energía mensual representativa es la energía de dicha curva de carga, y las partes no podrán modificar dichos valores en la operación real más allá de una tolerancia de 5% en la energía mensual;
- un límite a la energía máxima mensual que se podrá requerir abastecer, en cuyo caso la energía mensual representativa es la energía máxima definida, y las partes no podrán requerir en la operación real una energía mensual que supere el valor informado en más de una tolerancia definida del 5%.

El OED debe definir la energía mensual máxima requerible por un contrato de importación o exportación como su energía mensual representativa. A su vez, el OED debe considerar como potencia máxima mensual representativa a la potencia contratada máxima para cada mes. Para el MEM, se considera que la transacción es en el nodo frontera identificado, y se debe informar los precios

representativos del contrato en ese punto. En caso de no ser requerida la energía comprometida en el contrato, ésta puede venderse en el mercado spot.

En caso de que el OED prevea inconvenientes en el cubrimiento de la demanda del MEM, el OED debe informar el déficit previsto a cada agente y a cada Comercializador del MEM que cuente con contratos de exportación, y solicitar que analicen la posibilidad de reducir su exportación. En este caso, las partes dentro del contrato podrán llegar a un acuerdo, y el agente o Comercializador del MEM ofertar al OED una reducción en su curva de carga horaria en el nodo frontera asociada al contrato, en respuesta al requerimiento de reducir el déficit en el MEM. El OED debe tomar las reducciones ofertadas salvo que el total sea mayor que la energía requerida para eliminar el déficit, en cuyo caso debe limitar la reducción total ofertada al mínimo necesario para evitar el déficit, y repartirla proporcionalmente a la reducción ofertada por cada contrato.

c) Contratos de Importación

Estos contratos se consideran como parte de la oferta del MEM y, durante su vigencia, la potencia contratada es tomada al valor máximo que se puede requerir, de acuerdo con el contrato. Es por esto por lo que no participa en el abastecimiento de la demanda spot o en la cobertura de otros contratos. De esta forma, diariamente la curva de carga horaria comprometida en el nodo frontera se considera como el valor a entregar horariamente por el contrato, y es programada en el despacho como importación con el objeto de cubrir demanda del correspondiente comprador, no aceptándose en la programación y despacho la condición de sobre contrato para importaciones. Sin embargo, si durante la operación en tiempo real el importador tuviera un excedente sobre el contrato, puede revender esa energía al Mercado Spot.

Ciertas restricciones pueden afectar el despacho del MEM. Por caso, si la demanda en algún momento resultara menor a la potencia prevista a entregar en el contrato de importación, el OED deberá limitar la importación hasta la demanda prevista. De manera análoga, en caso de presentarse excedentes hidráulicos en el MEM que podrían ser generados reemplazando parte o toda la energía importada por contratos, el OED debe informar a los agentes y comercializadores que cuenten con contratos de importación los excedentes hidráulicos existentes y los precios Spot previstos, y solicitar que analicen la posibilidad de reducir su importación.

d) Transacciones Spot

En el mercado spot sólo se compran y se venden excedentes de ocasión, entendidas como operaciones de oportunidad. Para que pueda darse una operación spot deben cumplirse dos condiciones. Por un lado, debe haber previamente un protocolo de intercambio entre el OED y el OC, y también debe darse la compatibilidad en los plazos tanto para la presentación de la oferta como para su aceptación. En ese sentido, la autorización previa es dada por la SE en la aprobación de la programación estacional.

Los Comercializadores pueden realizar operaciones Spot de importación ofertando energía excedente de otro país en el Mercado Spot, con un precio en la frontera. La aceptación de una importación Spot se basa en criterios económicos de despacho. El OED será el encargado de determinar si corresponde o no la aceptación de la oferta de importación Spot, al momento de realizar el predespacho, determinando la capacidad remanente en cada nodo frontera, siempre que no se sature el vínculo de la red de transporte del MEM.

Una semana antes de la fecha en que los Generadores térmicos del MEM realizan su declaración de Costo Variable de Producción, el Comercializador debe informar al OED el precio requerido para sus ofertas de importación Spot durante el período, denominado oferta estacional de precio de importación. Este precio deberá incluir el peaje del Transporte de Interconexión Internacional.

Estos precios por banda horaria, en función de la potencia ofertada se incorporan a la programación estacional. Luego por cada despacho diario se oferta la potencia. No se puede hacer oferta si previamente no se declaró el precio en la programación estacional.

La energía Spot importada en un nodo frontera es remunerada al precio ofertado. Al finalizar cada mes, el OED debe totalizar las diferencias que surgen por las importaciones Spot entre su remuneración al precio ofertado y su valorización al precio de nodo de la energía en el nodo frontera. El monto resultante será acumulado en el Fondo de Calidad de Servicio. Es decir, las compras spot de energía importada no se remuneran al precio spot sino al precio ofertado en la programación semestral. Si bien no forman parte, en consecuencia, de la formación del precio spot, al desplazar generación más onerosa disminuyen el precio local. Las rentas de congestión entre el precio en el nodo frontera y el nodo mercado (spot) son acumuladas a favor del OED y constituyen un fondo de calidad del servicio.

e) Coordinación de la Exportación y la Importación

Como mencionábamos anteriormente, cada país debe definir su OC en cada interconexión -en nuestro caso, el OED- quien tendrá a su cargo la coordinación de las ofertas de importación spot y los acuerdos de exportación spot a ser incluidos en el despacho, así como la coordinación de los intercambios físicos en la interconexión internacional.

Para autorizar estos contratos, el OED debe verificar que se cumplan dos condiciones:

- que se cumplen las restricciones a la máxima generación contratada de tratarse de un contrato de exportación de un Generador o Comercializador del MEM, o a la máxima demanda contratada de tratarse de un contrato de importación de un Distribuidor o un Gran Usuario o un Comercializador;
- que cuente con una operación de importación o exportación autorizada por la Secretaría de Energía.

Cumplidas estas condiciones, el OED debe incluir en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral un listado de todos los contratos de importación y exportación vigentes, indicando potencias contratadas con sus precios en el nodo frontera para conocimiento de los agentes y Comercializadores.

Para la incorporación de las ofertas de exportación e importación de oportunidad en el despacho diario el OED aplicará un algoritmo de predespacho el día antes con y sin intercambios de oportunidad. Este procedimiento permite definir la capacidad de importación y exportación spot a ser habilitado por el OED, quien lo comunicará a los agentes, quienes a su vez ratificarán o rectificaran los intercambios de oportunidad previstos realizar.

La condición para aceptar las ofertas de importación en el predespacho con intercambio es que no se afecten los contratos de intercambio comercial, no modifiquen el despacho de energía hidráulica en más de un 2% y que no se observe una condición de vertimiento.

Una vez obtenida la oferta local y de resultar excedentes exportables, los agentes pueden ofertar exportación spot que debía ser aprobada por el OC del país importador para ser incluida en el predespacho diario. Las condiciones para estas exportaciones son las usuales, que no produzca saturación en un vínculo ni déficit de abastecimiento. El OED se reserva restringir las transacciones spot cuando se realice la coordinación en tiempo real.

En caso de presentarse un imprevisto que comprometa el abastecimiento en el MEM, el OED debe coordinar con el Organismo Coordinador (OC) de cada nodo frontera en el que se esté realizando exportaciones Spot la suspensión de dicho intercambio. Análogamente, ante una emergencia en otro país, el correspondiente Organismo Coordinador (OC) podrá coordinar con el OED la interrupción de las operaciones Spot de importación al MEM en los correspondientes nodos frontera. En todos los casos en que se modifique la importación y/o exportación Spot prevista, el OED debe realizar el redespacho para la nueva condición de oferta y demanda.

Las operaciones de importación y exportación se consideran como una obligación de entregar o tomar en el nodo frontera la curva de carga horaria acordada en el despacho diario, dentro de una banda de tolerancia horaria dada por el Porcentaje de Tolerancia para Intercambios Internacionales.

Cada hora, el OED debe realizar el seguimiento de cada nodo frontera, determinando la diferencia entre su valor físico programado y el real. La diferencia que surja se reparte entre todas las operaciones de importación y exportación que intervinieron esa hora en ese nodo, sumando la diferencia proporcional que le corresponde a cada operación de importación y restando la diferencia proporcional que le corresponde a cada operación de exportación.

III.- CONCESIONES DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

La aceptación de operaciones Spot de importación y exportación queda condicionada por las restricciones de Transporte del SADI, ya que dichas operaciones no pueden provocar la saturación de las líneas de transmisión locales.

Junto con la solicitud de autorización de un contrato de exportación o importación, el solicitante debe presentar al OED despachos típicos y flujos resultantes en la red del SADI existente para la fecha prevista de entrada en vigencia del contrato que demuestren que, para condiciones de media no existen restricciones de transporte que impidan la entrega o la inyección -para exportación o importación, respectivamente- de la potencia máxima comprometida en el nodo frontera.

En el caso de operaciones Spot, estarán limitadas por la capacidad de transporte remanente luego del despacho MEM incluyendo contratos de exportación e importación. Es decir, no podrán producir saturación de ningún vínculo de transporte. En ese sentido los contratos tienen prioridad sobre las transacciones spot y existe reserva de transporte para los contratos (first come first serve) pero no para la energía.

Un contrato de importación o exportación del MEM requiere disponer de una oferta que respalde el correspondiente compromiso firme. Para ello, el contrato debe contar no sólo con máquinas con la potencia instalada y oferta de energía para garantizar la capacidad de generación necesaria, sino también con un transporte en la frontera que asegure la vinculación entre las redes de los dos países con la necesaria capacidad de interconexión. La asignación de Transporte para Contratos Firmes representa una reserva de capacidad para contratos, permitiendo así contar con la capacidad necesaria para el cubrimiento de la demanda asociada a dicho contrato, pero no una reserva de uso para energía correspondiente a la producción de un Generador o un Comercializador de generación.

En el caso que se requiera de la construcción de Transporte para Contratos Firmes para interconexiones internacionales, ésta deberá surgir de los requerimientos de los contratos de importación y exportación. La ampliación de transporte encaminada a disponer de Transporte para Contratos Firmes para interconexiones internacionales se denominará Ampliación Firme por Peaje.

Sólo puede requerir asignación de Transporte para Contratos Firmes para importación / exportación aquel que puede realizar contratos de importación / exportación o un Generador / agente consumidor cuyo nodo de acceso al MEM se ubique en la Ampliación Firme por Peaje. Toda ampliación de Transporte de Interconexión Internacional debe ser realizada bajo la modalidad de Ampliación Firme por Peaje, de acuerdo con los procedimientos que se describen a continuación.

Una vez adjudicada la Ampliación Firme por Peaje, el OED la debe incorporar al Registro de Transporte para Contratos Firmes y asignar a cada uno de los Iniciadores la potencia requerida en la solicitud de ampliación para sus contratos, como capacidad de Transporte para Contratos Firmes de importación y/o de exportación según corresponda.

Cada Iniciador, en los términos que se define más adelante, asume el compromiso de pagar al Transportista de Interconexión Internacional una proporción del canon mensual que corresponda.

Esta proporción, denominado Factor del Iniciador, se calcula dividiendo su requerimiento de capacidad solicitado, o sea su asignación inicial, por el requerimiento total de los Iniciadores.

Es importante destacar que no está permitido renunciar, durante el período de amortización de una interconexión internacional, al Transporte asignado a un agente o comercializador, pero sí puede transferirlo a un tercero. Una vez finalizado este período e iniciado el Período de Explotación, se podrá renunciar siempre que la capacidad a la que renuncia no esté total o parcialmente requerida por los contratos de exportación/importación autorizados y que haya transcurrido un período mínimo de asignación de 5 años. En estos casos, el OED deberá actualizar el Registro de Transporte cada vez que se autorice una renuncia.

a) Solicitudes de Expansión del Transporte de Interconexión

En conjunto con la normativa sobre transacciones internacionales se establecieron las reglamentaciones específicas del TEII. Este es caracterizado como Servicio Público, facultando a la Secretaría de Energía a otorgar concesiones de TEII.⁹ En esta norma se diferencian dos tipos de concesiones: de construcción y explotación o de explotación únicamente. Establece que las concesiones deberán contar con un plazo definido, requerirán la constitución de una sociedad anónima cuyo objetivo exclusivo sea el de la concesión, obliga a la concesionaria a prestar un servicio de calidad a evaluar por el ENRE, solicita se especifique el régimen remuneratorio para poder concretar contratos firmes de abastecimiento y una determinación de Valor Presente Neto del negocio, a fin de establecer -en caso de corresponder- compensaciones por el fin, caducidad o revocación de la concesión.

El régimen tarifario de los sistemas de TEII deberá permitir:

- La reglamentación del uso de la capacidad firme de transporte que garantice a la demandante que quiera contratar potencia firme para su abastecimiento, acceder a los excedentes firmes de capacidad de dicho transporte.
- La reglamentación del uso de oportunidad del sistema que garantice el acceso abierto a la capacidad libre que resulte horariamente para concretar transacciones spot internacionales libremente acordada entre las partes.
- La optimización de despachos entre mercados.
- La concreción de ampliaciones y expansiones.

Respecto de su ubicación, se establece en la norma que se deberá respetar el principio general de selección del punto técnicamente más próximo de vinculación a la red existente.

⁹ Decreto 974 de 1997

Existen dos mecanismos para obtener una concesión: por un lado, a través de un concurso público a través de un acuerdo entre partes, o bien a través de una iniciación por un interesado en convertirse en transportista de interconexión internacional. En el primer caso, los solicitantes deberán tener preacordados los contratos de exportación/importación, para los que necesiten establecer una vinculación eléctrica con el Mercado Mayorista del país limítrofe. Para poder construir la Instalación de Interconexión Internacional, deberá solicitar el otorgamiento de una Concesión de Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional. El transportista será seleccionado a través de un Concurso Público de precios supervisado por el ENRE. La obligación de pago entre los solicitantes y el concesionario se consolidará mediante la firma de un Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (contrato COM).

Para concretar la construcción de una Instalación de Transporte de Interconexión Internacional, los solicitantes deberán presentar ante el ENRE una solicitud que deberá contener la descripción técnica de las instalaciones y los aparatos que constituirán la instalación, así como toda otra información que requiera el regulador. En caso de tratarse de un acuerdo entre partes, los solicitantes podrán disponer de la Instalación de Transporte de Interconexión Internacional en los términos y condiciones que se detallan en el Anexo 30 de los Procedimientos de Cammesa para los iniciadores.¹⁰ Para estos casos, el ENRE deberá establecer el monto a reconocer como costos de operación y mantenimiento asociados al uso por terceros no iniciadores de las Instalaciones en cuestión. Por último, un interesado en convertirse en Concesionario de Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional puede iniciar la tramitación de una Concesión mediante el procedimiento del Acuerdo entre Partes, con salvedad al requisito de deber contar con una autorización explícita para exportar/importar como lo requiere el Art. 34 de la Ley 24.065.

IV.- CRITERIOS ECONÓMICO-FINANCIEROS PREVALECIENTES EN LOS INTERCAMBIOS

a) En los Aprovechamientos Binacionales

En el apartado anterior mencionábamos el carácter único de los marcos normativos de Salto Grande y Yacyretá. Esta característica dio lugar también a criterios específicos para establecer la remuneración de las centrales y los intercambios entre los países. El caso de Salto Grande considera una variedad de tipos de intercambio, previsto a precios justos y razonables, que, si bien no la asemeja a una central nacional, por lo menos buscó cierta equidad. En el caso de Yacyretá, por características propias, veremos que esto no fue así.

¹⁰ Artículo 23.- A partir de la firma del CONTRATO COM, los SOLICITANTES adquieren el carácter de INICIADORES de la INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, de acuerdo con los términos establecidos en el Anexo 30 – Los procedimientos.

En ambos casos el criterio establecido para definir el precio de venta de la energía de ambas centrales fue la recuperación de costos, entendiéndose no solo por ello los costos de operación & mantenimiento, sino también la amortización de la central en Salto Grande, o de los préstamos en Yacyretá y una remuneración al capital invertido, inicialmente del 8% anual en dólares en Salto Grande, y de 12% en Yacyretá. Este criterio rara vez fue cumplido, por lo que las deudas incurridas para realizar las centrales nunca se cancelaron en tiempo y firma, dando lugar a sucesivas renegociaciones, no siempre en términos amistosos.

Salto Grande

En el caso del Acuerdo de Interconexión con Uruguay -que incluye todo intercambio y no solamente el de Salto Grande- es ilustrativo de la complejidad y múltiples opciones disponibles para definir las condiciones económicas del intercambio. El Convenio prevé una modalidad de transacción para intercambios de energía mutuamente convenidos, llamado energía de sustitución, que tiene precios distintos cuando el intercambio es consecuencia de una necesidad de la parte vendedora, sin que la compradora la convoque, un tercer precio distinto a los dos anteriores para la energía cuando la venta es parte de un intercambio de potencia en firme, y por ultimo otros dos precios cuando la venta es de fuente hidroeléctrica, y si resulta de situaciones de vertimiento.

En el primer caso, la solución, que resulta innovadora a la luz del criterio que prevaleció durante la etapa de mercado, es que los beneficios del intercambio se deben repartir en partes iguales entre los dos países. En efecto, el precio del intercambio debe hacerse al promedio de los precios marginales vigentes en cada país valorizados a un mismo costo de combustible, en ese entonces, el fuel oil. Si bien la formula tiene ciertos ajustes dependiendo de los márgenes de reserva rotante en cada mercado, el criterio adoptado permite evitar el incremento del costo de generación para atender el mercado local, que de otra manera sucedería.

Para los intercambios de energía cuando hay contratada potencia firme, o por necesidad técnica de la parte vendedora, el precio de venta de la energía es el costo marginal, en el primer caso del combustible utilizado por la máquina del contrato de potencia, y en el segundo en el nodo frontera. Es decir, en estos dos casos el criterio es de precio marginal y el beneficio, si lo hay, es de la parte compradora, sin que se compartan los excedentes. En el caso de potencia firme se preveía un pago mayor por una fórmula preestablecida, el valor de la potencia.

Todos los casos anteriores presuponen el intercambio de energía de fuente térmica. Cuando el intercambio proviene de fuente hidroeléctrica, el precio será fijado a valor incremental nulo cuando es producto de situaciones de vertimiento, entendido en ese sentido que el precio es el recupero de costos antes mencionado, o bien en función de una valorización del agua en los demás casos, en base a una fórmula aprobada conjuntamente que luego deberá ser refacturada en función de las condiciones reales de operación.

La realidad es que lo establecido por el convenio rara vez se aplicó. Si bien los tres criterios de precio base de la energía para el recupero de costos y el financiamiento de la central, precios para los intercambios, y criterio general de repartir los beneficios mutuos cuando no haya un criterio preestablecido debía gobernar el funcionamiento de la central, esto rara vez ocurrió, principalmente el precio de la energía base.

Esto dio lugar, al igual que en el caso de Yacyretá como se verá enseguida, a que los precios fueron insuficientes para amortizar las deudas incurridas para la construcción de la central, además de que los mecanismos de fijación de precios no fueron conducentes. Eso dio lugar a la práctica de definir las tarifas a través de notas reversales, donde además se negoció en distintas oportunidades el “saneamiento financiero” de los emprendimientos binacionales. En el caso de Salto Grande la nota reversal de 1987 fijó una tarifa retroactiva para toda la energía vendida a diciembre de 1986 de 20,7955 US\$/MWh, y una tarifa inicial de 20,2 US\$/MWh para 1987, creciente en el tiempo hasta el año 1997, a ser dividida entre un pago por potencia y otro por energía. Este precio debía ser suficiente para cancelar préstamos por US\$ 646 millones y hacer frente al funcionamiento de la central.

La práctica de establecer precios retroactivos corresponde a la necesidad de compensar saldos contables del impago de los precios previamente establecidos, o la insuficiencia en su valor para poder hacer frente a las obligaciones. Vale remarcar que la tarifa aplicada resultó insuficiente para cumplir con el objetivo del Convenio de haber amortizado todas las deudas en 1997. En 1994 por una nueva nota reversal se decidió compensar todos los reclamos recíprocos y trasladar los financiamientos pendientes de pago a los tesoros nacionales. Desde entonces cada parte recibiría la energía física sin el establecimiento de un precio previo.¹¹

Yacyretá

La historia comercial de Yacyretá se asemeja a la de Salto Grande, si bien en este caso y a más de 40 años del tratado original los reclamos cruzados todavía no se encuentran resueltos. En 2017 se firmó la nota reversal 2/17 que resultaba de la negociación de la deuda, pero todavía no fue ratificada por Argentina.

La central se comenzó a construir con un retraso de 10 años de la fecha original, e inauguró su primera turbina en 1994 y la última en 1998. Sin embargo, la desfinanciación del proyecto en distintas etapas a causa de mayores costos y disidencias sobre el territorio inundado significó que la construcción se realizara a una cota reducida de 72 msnm en relación a la cota de diseño de 83 msnm, afectando el funcionamiento de las turbinas. Las obras fueron retomadas en 2005 y recién en 2011 se concluyó la represa tal cual fue su diseño. Es decir, a 27 años del inicio de la construcción.

¹¹ Este saneamiento correspondía al objetivo de privatización de la central (o de su energía si era solo la parte argentina), que luego no fue realizada.

La Argentina y Paraguay nunca alcanzaron un acuerdo sobre el costo del financiamiento de las obras, los pagos por territorio inundado, o la tarifa de la energía necesaria para el repago de los conceptos anteriores en base al Anexo C. El principal intento fue en 1992 a través de la nota reversal de enero que nunca fue ratificada por Paraguay. En esta se estableció un precio de la energía de 30 US\$/MWh en valores reales hasta 2048, año considerado la finalización de la vida útil de la central. Un pago a cuenta por cesión de energía y territorio inundado a Paraguay, de 1,75 US\$/MWh y el diferimiento del pago final 25 años desde el inicio de la generación, a partir del cual se amortizaría en 8 años. Como contrapartida, Argentina dejaría de devengar intereses sobre la deuda del Tesoro nacional desde esa fecha. La tarifa fijada nunca fue suficiente para cancelar las obligaciones de Yacyretá.

Mientras tanto Paraguay ha venido insistiendo que la imposibilidad de disponer libremente de su parte de la energía es una restricción de su soberanía. Punto que ha tenido cierta recepción en sus negociaciones con Itaipú, aun cuando falta una definición final.¹²

En 2017 a 43 años del tratado original se concluyó la revisión del tratado y se procedió a realizar el saneamiento económico financiero de la entidad. La Argentina obtuvo el compromiso de definir la potencia contratada por periodos de 8 años, dándole previsibilidad a la energía cedida por parte de Paraguay. Se acordó la ampliación del brazo Aña-Cua, ya licitado, y se estableció el saldo neto de la deuda y una nueva tarifa que sea compatible con la amortización de la deuda, de poco menos de US\$ 5.000m. Paraguay obtuvo un incremento del precio de la energía cedida del 20% y la obligación del pago anual de la compensación por territorio inundado, que corresponde en un 80% al Paraguay. Más que nada, obtuvo que la tarifa a cobrar no puede diferir de los costos reales, volviendo al esquema de compensación en especie previsto originalmente en el tratado y que la fijación de una tarifa fija, como fue la de 1992, creaba una asimetría.

b) En los Intercambios Privados

Brasil

La posibilidad de exportar energía a Brasil se originó a raíz de un periodo de sequía pronunciado y el atraso en el ingreso de nuevos proyectos. Entre las soluciones buscadas por el país vecino, una fue llamar a una licitación internacional a través de subsidiarias de Electrobras, siendo la primera posibilidad de importación de energía eléctrica.¹³ Los contratos de exportación tuvieron las características de los contratos a término en firme previsto en la normativa local.

¹² En 2009 como parte de negociaciones previas a la renegociación del Tratado de Itaipú, los países acordaron que podrían comercializar energía de Itaipú con terceros países desde 2023, pero todavía no se establecieron las condiciones. Al respecto ver Lambertini, "Fortalecimiento de La Integración Energética Subregional y Mejora Del Acceso a Los Mercados de Energía."

¹³ Hasson, "Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas de La Integración Eléctrica de Argentina Con Sus Países Vecinos."

Las empresas CEMSA S.A. y Central Térmica Costanera firmaron dos contratos en el año 2.000 por el plazo de 20 años, con una comercializadora de Brasil, quien a su vez firmo los contratos con dos grandes usuarios de ese país. Los contratos previeron poner a disposición una potencia en firme de 1.000 MW a un precio de 5.100 US\$/MW y un precio de la energía asociado al mercado spot local, que inicialmente se ubicó en 14,34 US\$/MWh.

En vista de la normativa local, al igual que los contratos locales estos debían tener una potencia de respaldo asociado, pero que no necesariamente se esperaba fueran convocadas por el contrato de exportación. En este sentido, las máquinas de respaldo utilizadas tenían un costo marginal muy superior al previsto en el contrato de exportación, de ahí que la expectativa, desde un inicio, fue exportar a partir del costo marginal del sistema, con la máquina que en cada momento estuviese marginando. Es decir, presuponía que el sistema local mantendría un excedente de reserva térmica.

En el 2002 se firmó un segundo contrato en firme, en las líneas del anterior, de una potencia firme de 1.000 MW, entre CEMSA de Argentina y la comercializadora CIEN de Brasil. La potencia de respaldo del contrato también constituía máquinas térmicas de bajo rendimiento y alta antigüedad.

Como prevé la normativa, todos los contratos tuvieron que ser autorizados por la Secretaría de Energía, en función de lo previsto por la Ley correspondiente.¹⁴

Entre los años 2000 y 2001 el uso de las interconexiones fue intensivo, en línea con la previsión que llevo a la licitación. Sin embargo, en 2002 la disponibilidad de energía en Brasil aumento significativamente impactando a la baja en los precios, disminuyendo la competitividad de los contratos firmados por CIEN y por extensión, de los grandes usuarios. El cambio de escenario modificó la ecuación económica para futuras interconexiones, entre ellas una solicitada por Central Puerto por 1200 MW adicionales que fue aprobada en 2001 por las autoridades.¹⁵

La reversión de la sequía y el excedente energético en Brasil generaba muy bajos precios en comparación a los excedentes térmicos de Argentina, incluidos los contratos de importación antes mencionados. En ese sentido, hubo quejas e intentos de revertir los contratos, especialmente en el mercado spot -si bien no horario- y reducción de precios a los que había adquirido la potencia y la energía la Compañía de Energía Eléctrica de Paraná, quien no tenía autorización para trasladar el costo a los usuarios del servicio público.¹⁶

Durante el periodo de 2002 a 2006 se evidencia una reversión de la situación de los sistemas energéticos de Brasil y Argentina. Mientras el primero comienza a tener excedentes, en Argentina comienza a escasear el gas natural. Recordemos que, bajo la normativa vigente, las exportaciones de energía térmica son conceptualizadas como exportaciones de gas y como tal sujetas a las restricciones de la ley correspondiente.

¹⁴ Resoluciones de la Secretaría de Energía 607/1998 y 613/1998 para los primeros contratos, y la resolución SEyM 263/2000

¹⁵ Resolución SEM 365/2001

¹⁶ Hasson, "Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas de La Integración Eléctrica de Argentina Con Sus Países Vecinos."

La existencia de contratos vigentes *del lado incorrecto del intercambio* en esos años, del mercado con mayor costo marginal al de menor, en un contexto de escasez de gas y con solicitudes crecientes de importación desde Brasil por Argentina ponen en cuestión por los reguladores de Brasil la vigencia de estos contratos, que fueron dados de bajo mucho antes de completar su periodo de vigencia, de 20 años, y con solo dos años de intercambio *del lado correcto*.

La infraestructura de interconexión se utilizó para importar energía desde Brasil, comenzando en 2004 por una potencia de 1000 MW, interrumpible y para los meses de invierno, que en un inicio fueron formalizados por una licitación¹⁷ y en vista de la falta de gas y un año seco en la Argentina.

Las necesidades de importación por Argentina fueron crecientes, por lo que el Gobierno de Argentina decidió asumir el rol de importador a través de un cambio en el marco normativo y que solo requirió de una instrucción por resolución considerando la previsión legal que le permite realizar instrucciones directas a Cammesa, el OED, no como administrador del MEM, asumiendo este la contraparte directa de los eventuales contratos de importación.¹⁸

La posibilidad de rescindir los contratos originales de exportación se dio a partir de una negociación país que se formalizó a fines de 2005 en un acuerdo de entendimiento entre los ministerios relevantes. Este acuerdo procuro resolver los reclamos cruzados, no solo de reducir las obligaciones contractuales de los contratos de exportación de energía eléctrica, sino la falta de provisión de gas natural para abastecer a la central térmica AES Uruguayana, ubicada en Brasil. Esto dio lugar a un llamado periodo transitorio donde los gobiernos buscaron resolver estos conflictos con negociación. La resolución antes mencionada asumió en parte el pago de potencia de los contratos de exportación -situación no prevista en el anexo 30 de los procedimientos- facilitando la rescisión de estos.

Desde entonces Argentina importó en los primeros años posteriores a la firma del convenio, comprando los excedentes térmicos, y toda vez que pudo bajo la modalidad de intercambio con devolución física para disminuir el costo de importación.

Chile

El caso de las exportaciones de energía eléctrica al sistema norte de Chile es único por las características previstas de la transacción. En ese entonces la explotación minera en el norte de Chile se alimentaba mayoritariamente a carbón, que tenía un costo mayor en comparación con el relativamente económico gas argentino. Como tal, se iniciaron distintos proyectos para abastecer de energía al norte de Chile. AES privilegió la generación eléctrica en isla desde la Argentina, con una línea dedicada, mientras que Endesa privilegió la obtención de gas natural vía gasoductos y generación en Chile.

¹⁷ Resolución 434/04

¹⁸ Resolución 161/2006

Es decir, ambas transacciones se diseñaron sobre la base del arbitraje del costo de transporte diferencial entre una opción y otra desde Argentina, y el diferencial de costo de construcción en ambos países.¹⁹

La obtención de la concesión de transporte tuvo retrasos pues la normativa vigente prohíbe que un generador sea propietario de un servicio público de transporte. Si bien se realizaron cambios societarios para habilitar la concesión, la decisión final terminó recayendo en el criterio de que la modalidad adoptada por AES no constituía una oferta para el MEM, y por lo tanto no necesariamente se aplicaban las demás condiciones para los agentes locales, de acuerdo a la normativa vigente. La interconexión Cobos - Andes fue el primer proyecto con una línea dedicada de generación en isla en un país para abastecer la demanda eléctrica en otro país. Si bien la línea tiene una potencial nominal de 620 MW, por problemas de estabilidad siempre estuvo limitada a un máximo de transmisión de 200 MW.

Uruguay

En consonancia con los acuerdos comerciales de exportación de energía a Brasil a partir de la creación del mercado mayorista, la experiencia obtenida se traduce en la celebración de contratos con Uruguay con la misma filosofía. Una diferencia importante es que no existía una concesión de TEII al ser el anillo anterior a los cambios introducidos en el MEM en 1997. A partir de 2001 se fueron firmando distintos contratos de exportación por plazos de hasta 3 años, entre actores privados del mercado argentino y UTE como monopolio estatal en Uruguay. Estos contratos se siguieron celebrando hasta 2011. Los primeros tres involucraban una potencia firme de 365 MW y la energía asociada, entre enero de 2001 y enero de 2004. Entre 2003 y 2005 se firmaron otros tres contratos por una potencia firme de 338 MW, y luego se renovó uno con una potencia de 150 MW hasta noviembre de 2009. El último contrato por una potencia de 36 MW se firmó entre agosto de 2010 y noviembre de 2011.²⁰

La reducción progresiva de los contratos de exportación hasta su eliminación estuvo motivada por la llamada “desadaptación” del mercado mayorista. Básicamente la falta de combustibles y en menor medida potencia disponible requirió mayores importaciones que, entre otros conceptos, no eran trasladados al precio spot. Sin embargo, los contratos de exportación, como ya vimos, eran cubiertos con compras en el spot por los vendedores. En ese sentido en 2004 se modificó la normativa para que el precio de compra fuera el costo marginal operado cuando fuera cubierto por compras spot, el no reconocimiento de ciertos ingresos a las máquinas de respaldo cuando fueran despachadas para cumplir sus contratos, y la prohibición de cambiar las máquinas de respaldo.²¹

Vale remarcar que en los últimos contratos de exportación, estos solo fueron autorizados como parte de una negociación previa entre el Estado Nacional a través de la Secretaría de Energía y el generador, para ampliar la potencia de la Central Térmica Güemes, pero que las condiciones de exportación que

¹⁹ Hasson, “Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas de La Integración Eléctrica de Argentina Con Sus Países Vecinos.”

²⁰ Hasson.

²¹ Resolución 949 de 2004

aún se presumen en firme, siempre estuvieron condicionadas al abastecimiento del mercado interno, la disponibilidad de gas excedente para cumplir con el contrato de exportación, y en las últimas prorrogas, a la negativa a comprar energía en el spot para cubrir el contrato.

c) En la Etapa Reciente

El relajamiento reciente de las restricciones de oferta llevó a la Argentina a reanudar negociaciones con los países vecinos para restablecer e incrementar los intercambios de energía eléctrica. Con Uruguay y Brasil donde no hay restricciones técnicas, se avanzó con acuerdos de comercialización que pudieron ser puestos en práctica relativamente rápido.

Con Brasil se firman sendos memorándums de entendimiento en 2016 y el último en 2019. En esto se previó distintas modalidades de exportación de energía, de oportunidad a partir de excedentes térmicos, con devolución ante emergencias y con devolución por situación de vertido hidroeléctrico o renovable. El último acuerdo de comercialización firmado al amparo del memorándum tiene vigencia hasta diciembre de 2022. Cammesa actúa como exportador agregando eventuales pares de precios y potencias ofertadas semanalmente, a partir del costo medio de generación térmica no utilizada en el abastecimiento local. Un elemento adicional contemplado en el memorándum es que Argentina acepta el ingreso de gas en tránsito para alimentar la central térmica de Aes Uruguayana. Esta fue una condición para retomar los acuerdos de intercambio.

En el caso de Uruguay, existieron distintas ofertas realizadas por UTE o comercializadores con excedentes eólicos. Ciertas ofertas de oportunidad interrumpible se hicieron a precios, como ser, de 75 US\$/MWh. En el análisis de la propuesta, Argentina aceptó la oferta en la medida que el precio sea el menor de los siguientes dos: el precio pagado por la generación eólica nacional no contratada, o bien el 50% del costo de la energía sustituida. Este segundo criterio responde al vigente en el Convenio de Ejecución con Uruguay, asumiendo un costo nulo de los vertidos eólicos. El primer criterio no tiene una fundamentación en normas anteriores, más allá de ser el precio ofertado a igual tecnología por la generación no contratada. Volviendo a Brasil, además de la posibilidad de exportar existe una autorización dada por las autoridades regulatorias de Brasil a BTG Pactual, para realizar exportaciones en firme a la Argentina. Como tal, esta autorización tiene prioridad sobre la capacidad de transporte en transacciones de importación.

El caso de Chile es diferente. Si bien desde 2015 existe un memorándum de entendimiento y la posibilidad de importar desde la interconexión Cobos - Andes, el organismo coordinador de Chile desaconseja realizar intercambios hasta completar estudios que permitan reforzar la interconexión.

V.- REMUNERACIÓN AL TRANSPORTISTA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

La normativa vigente preveía que el Transportista de Interconexión Internacional sea remunerado durante el período de amortización con un Canon Anual resultante de la licitación, una vez efectuados los descuentos o premios que surjan del régimen de calidad acordado. Todos los iniciadores de una Ampliación Firme por Peaje están obligados a pagar al Transportista de Interconexión Internacional un cargo mensual por la capacidad inicial solicitada, se use esta o no. El cargo mensual estará dado a partir de multiplicar el factor del iniciador por el canon, dividido doce, sumando o restando los ajustes que surjan de premios o penalidades del régimen de calidad establecido.

La relación por el pago del canon de la Ampliación Firme por Peaje es exclusivamente entre el Transportista de Interconexión Internacional y los Iniciadores. Las deudas que surjan en estos pagos son responsabilidad exclusiva de cada Iniciador, no afectando al resto de los agentes y Comercializadores MEM.

Finalizado el período de amortización e iniciado el denominado Período de Explotación, la remuneración del Transportista de Interconexión Internacional es un nuevo valor de canon anual resultante de las condiciones establecidas en su Concesión y en la licitación de la ampliación. Mensualmente resultará una remuneración para el transportista igual a la doceava parte del canon anual afectada de los descuentos o premios que surjan del régimen de calidad acordado en la licitación.

Precio Regulado del Peaje

El precio regulado del peaje por el uso de oportunidad por terceros -de parte o de toda la capacidad de Transporte para Contratos Firmes asignada a un agente o Comercializador de una Ampliación Firme por Peaje para intercambios Spot de energía- es el que resulta de dividir el canon anual vigente por la energía correspondiente a un porcentaje de utilización de la energía anual correspondiente a la capacidad máxima de interconexión.

El OED es el responsable de calcular e informar en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral los precios regulados de los peajes y porcentajes de utilización resultante para cada Ampliación Firme por Peaje. En el caso en que la ampliación se hubiera dado a través de un acuerdo entre partes, el valor de peaje será igual al costo de operación y mantenimiento de las instalaciones de interconexión, según determinación del ENRE. Las previsiones normativas estuvieron vigentes mientras duraron los contratos antes mencionados. Ante las restricciones y la falta de uso se dejó de remunerar el TEII, dando lugar a diversos reclamos.

2.3. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS BRASILEÑAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN EN LA REGIÓN SIESUR

2.3.1 Panorama actual del sistema eléctrico brasileño

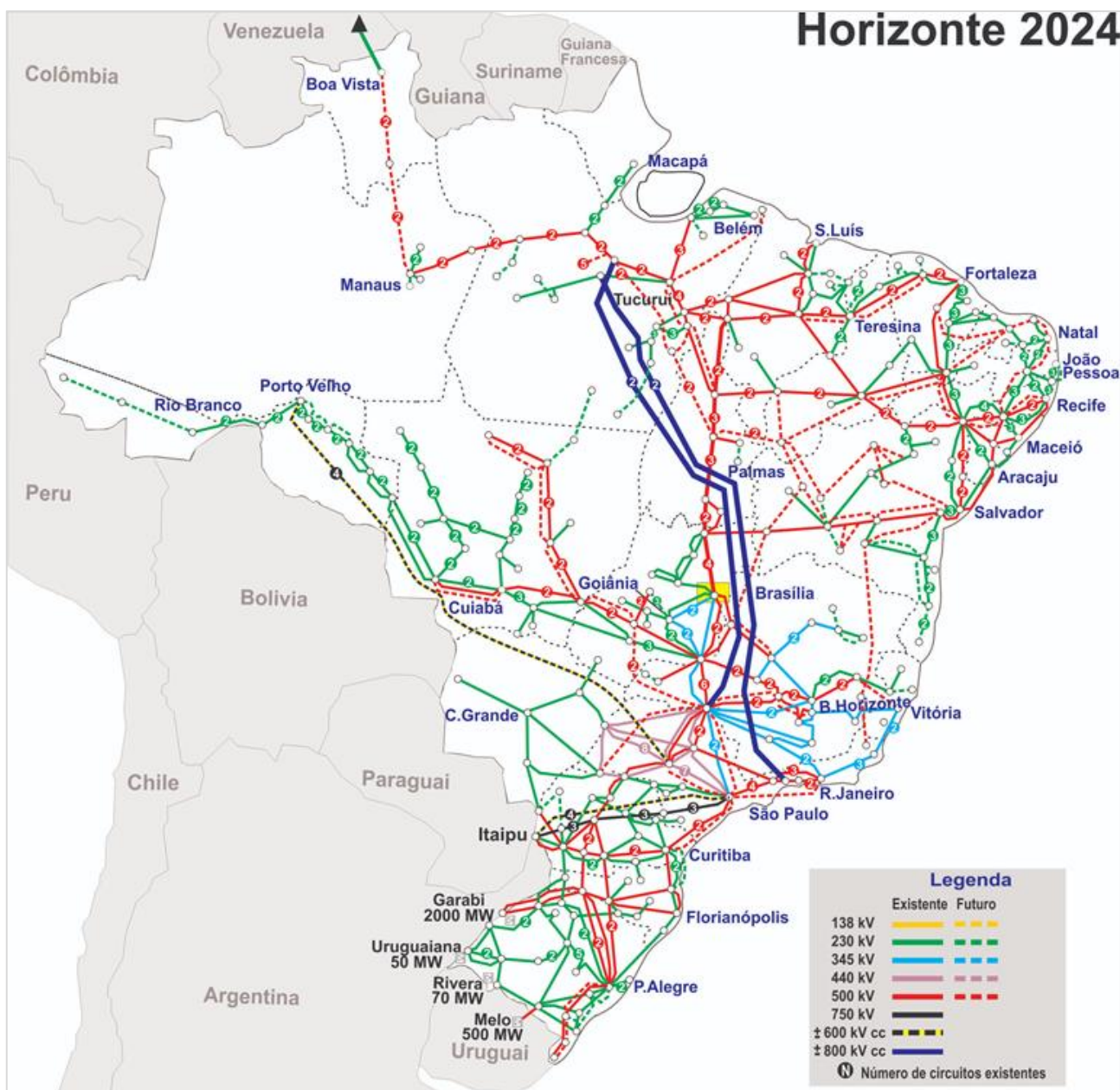
El Sistema Interconectado Nacional (SIN) brasileño es responsable de atender casi todo el consumo eléctrico de Brasil (Figura 21), mientras que los sistemas aislados, concentrados en la región norte del país, representan solo el 0,6% del consumo anual. Las líneas de transmisión alcanzan los 143 mil kilómetros de longitud (Gráfico 27), 38% de los cuales en tensión de 230 kV y 32% en 500 kV. En marzo de 2020, el parque generador del SIN registró 172 GW de capacidad instalada (Gráfico 28), destacándose las fuentes hidroeléctricas (115 GW), eólica (16 GW), gas natural (15 GW) y biomasa (13 GW). La garantía física otorgada a las plantas totaliza 85 GW promedio (Gráfico 29), mientras que la punta máxima registrada en el sistema alcanzó los 92 GW en enero de 2018.

Recientemente, hubo una mayor variación en la generación hidroeléctrica a lo largo del año, con una participación relativa que va desde el 80% de la generación en el período húmedo hasta alrededor del 60% en el período seco. El aporte de la fuente eólica está aumentando, con mayor generación en el período seco, coincidiendo con la disponibilidad de biomasa de bagazo de caña de azúcar (Gráfico 30). La diferencia entre la demanda máxima instantánea en verano y en invierno se ha incrementado en el SIN (Gráfico 31), señalando la necesidad de tener capacidad específica para atender la punta en el sistema para el 2024 (EPE, 2019). La caída de la demanda debido al Covid-19, estimada en alrededor del 15% para el SIN, puede posponer la necesidad de potencia para la punta.

La tendencia estructural es que la capacidad de regulación de los embalses disminuya ante las barreras a la implantación de nuevos embalses y el aumento de la carga (Gráfico 32), lo que apunta a de la generación hidroeléctrica creciente y recurrente. Por otro lado, la curva de carga neta del SIN de la generación inflexible (pasada) de las centrales hidroeléctricas del complejo Madeira y de Belo Monte desplaza el pico de la curva residual al período seco (Gráfico 33). Este período se caracteriza por una mayor disponibilidad eólica y de biomasa, además de concentrar la mayor generación termoeléctrica complementaria (Gráfico 30).

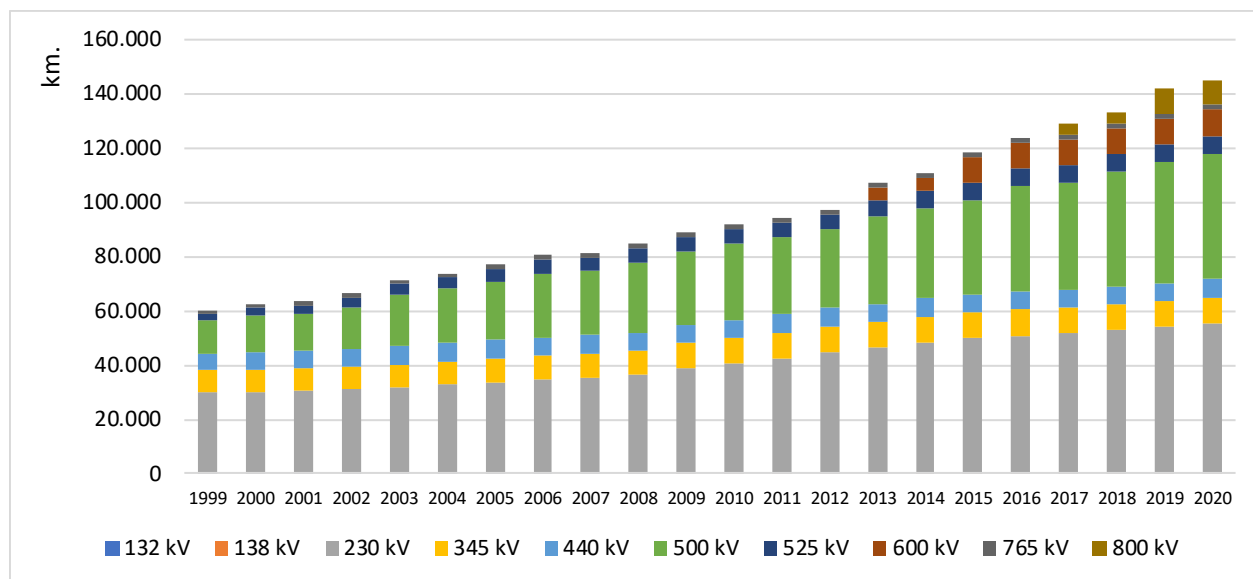
El ONS proyecta una disminución en las inflexibilidades para la atención de la demanda en 2024, de 73% a 29% (Figura 22), lo que aumenta la perspectiva de despacho en base al costo. Por otro lado, la variabilidad no se limita a la estacionalidad mensual característica de un sistema hidrotérmico, incorporando la variabilidad horaria con la participación cada vez mayor de la energía eólica y solar.

Brasil aún tiene un consumo per cápita reducido (2.615 kWh / hab), compatible con un país de ingresos medios, lo que apunta a una tendencia de expansión de la demanda en el mediano y largo plazo. La EPE (2019) proyecta una expansión de carga de 3.7% anual hasta el 2029. Considerados en conjunto, estos factores señalan beneficios para la integración regional capaz de inducir una expansión sustentable del sistema eléctrico en el país, tema que será discutido en las siguientes secciones.



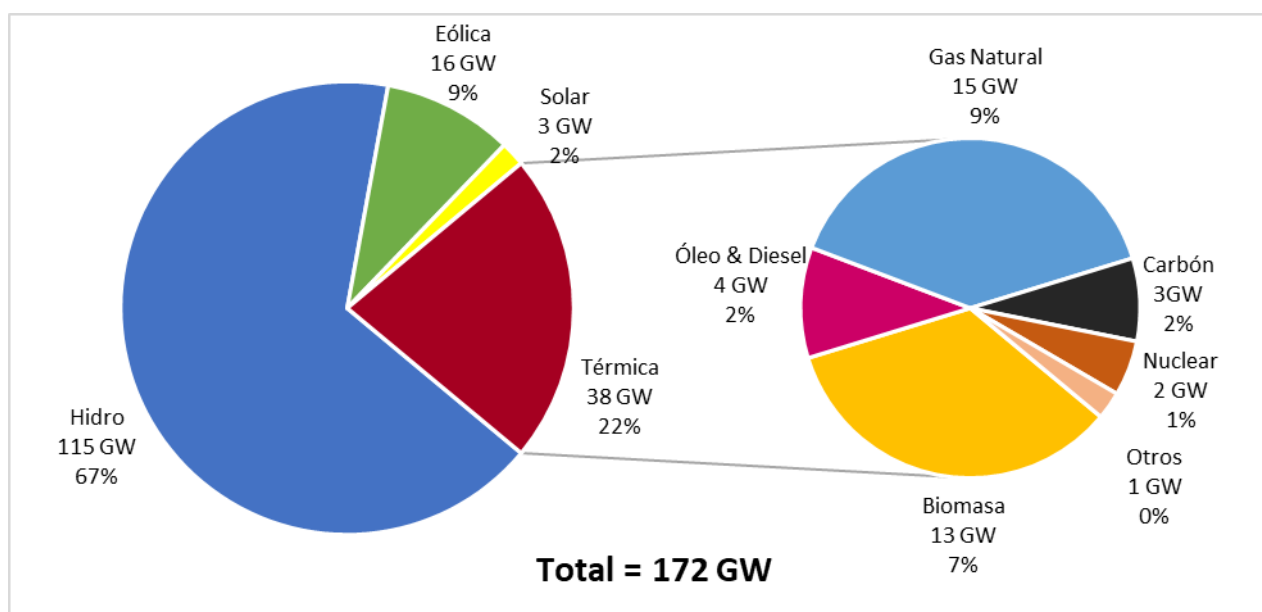
Fuente: ONS

Figura 21 - Brasil - Sistema Interconectado Nacional Brasileño (Horizonte 2024).



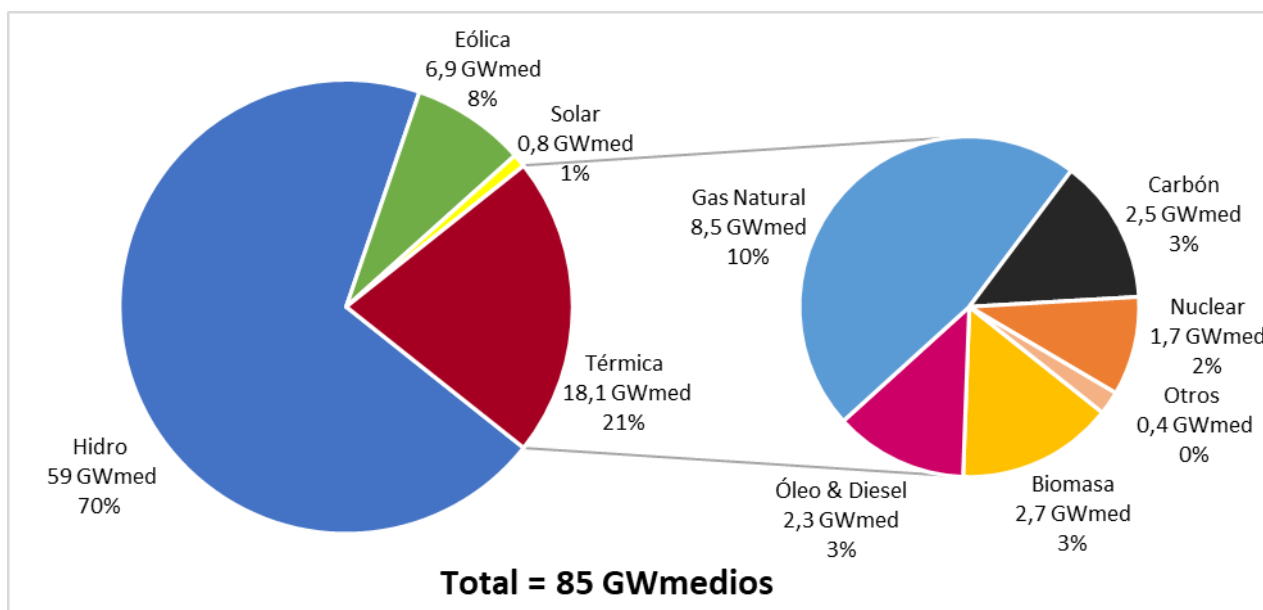
Fuente: Elaboración propia con datos del ONS

Gráfico 27 - Brasil – Extensión de las líneas de transmisión del SIN, por nivel de tensión.



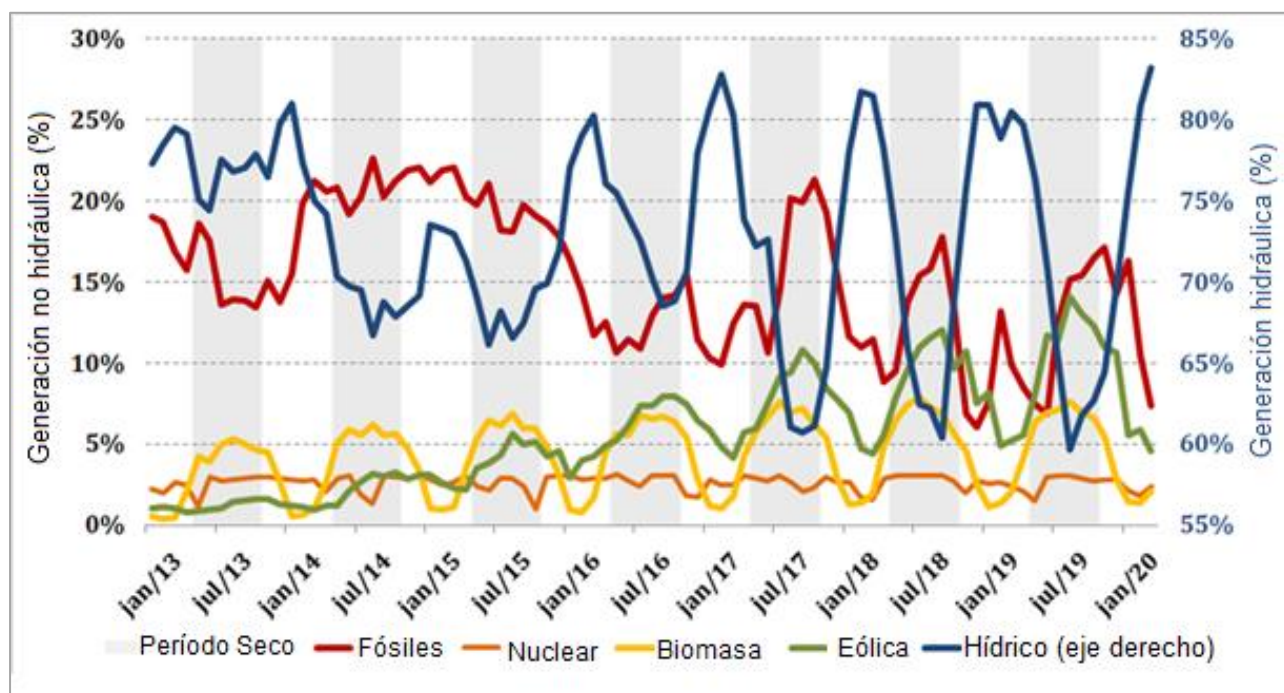
Fuente: Elaboración propia con datos de la CCEE.

Gráfico 28 - Matriz Eléctrica del SIN Brasileño (marzo/2020).



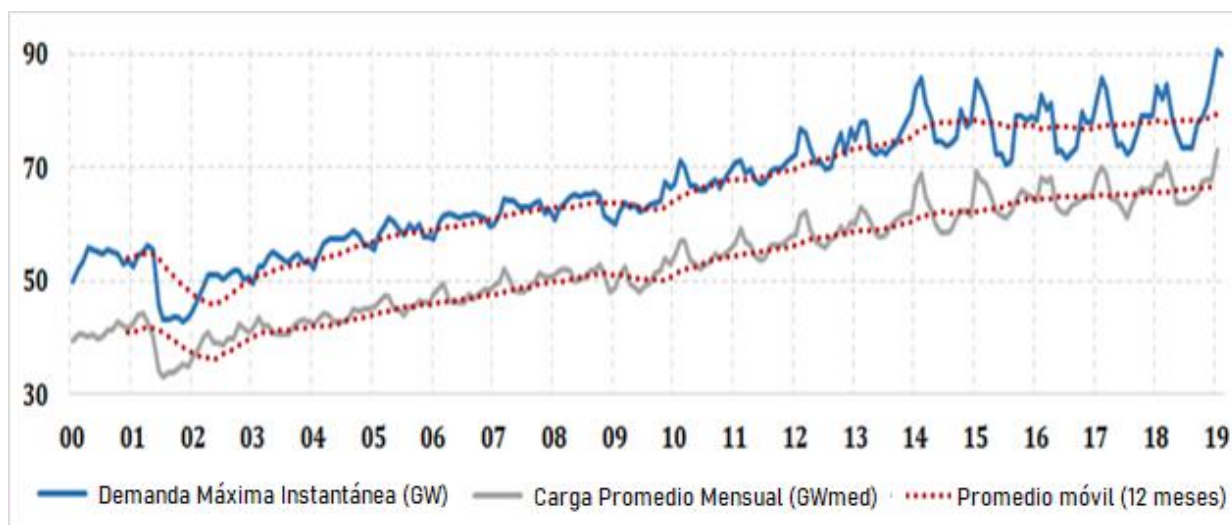
Fuente: Elaboración propia con datos de la CCEE

Gráfico 29 - Brasil - Garantía Física del Parque Generador Brasileño (marzo/2020).



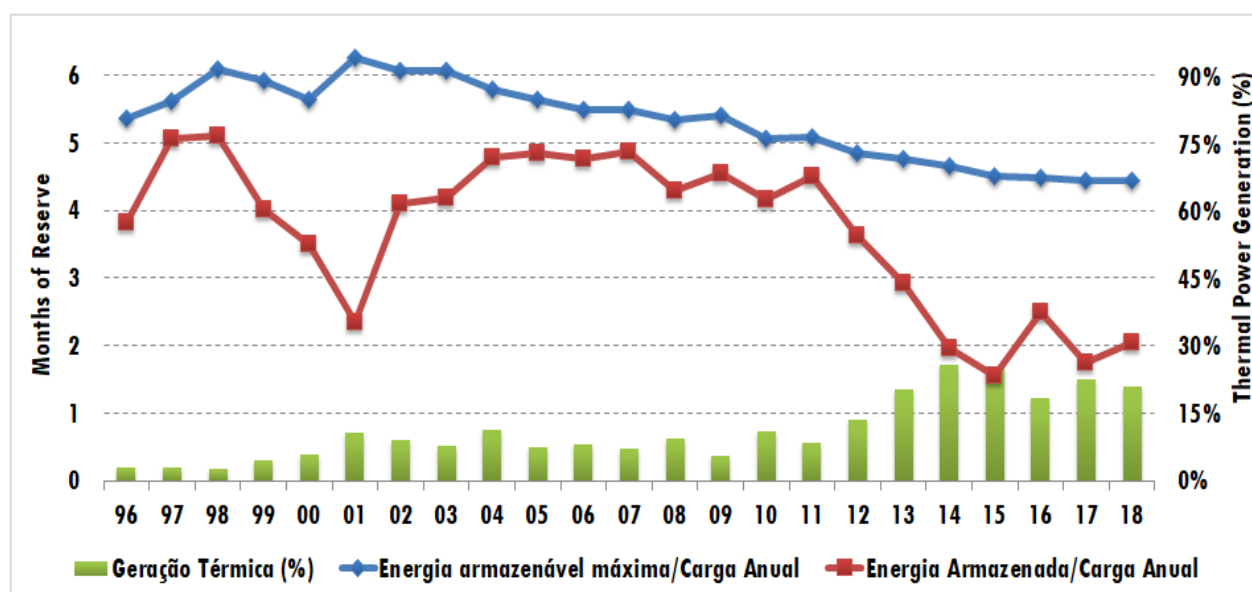
Fuente: Elaboración propia con datos de la CCEE

Gráfico 30 - Brasil – Participación de las Fuentes en la Generación Mensual.



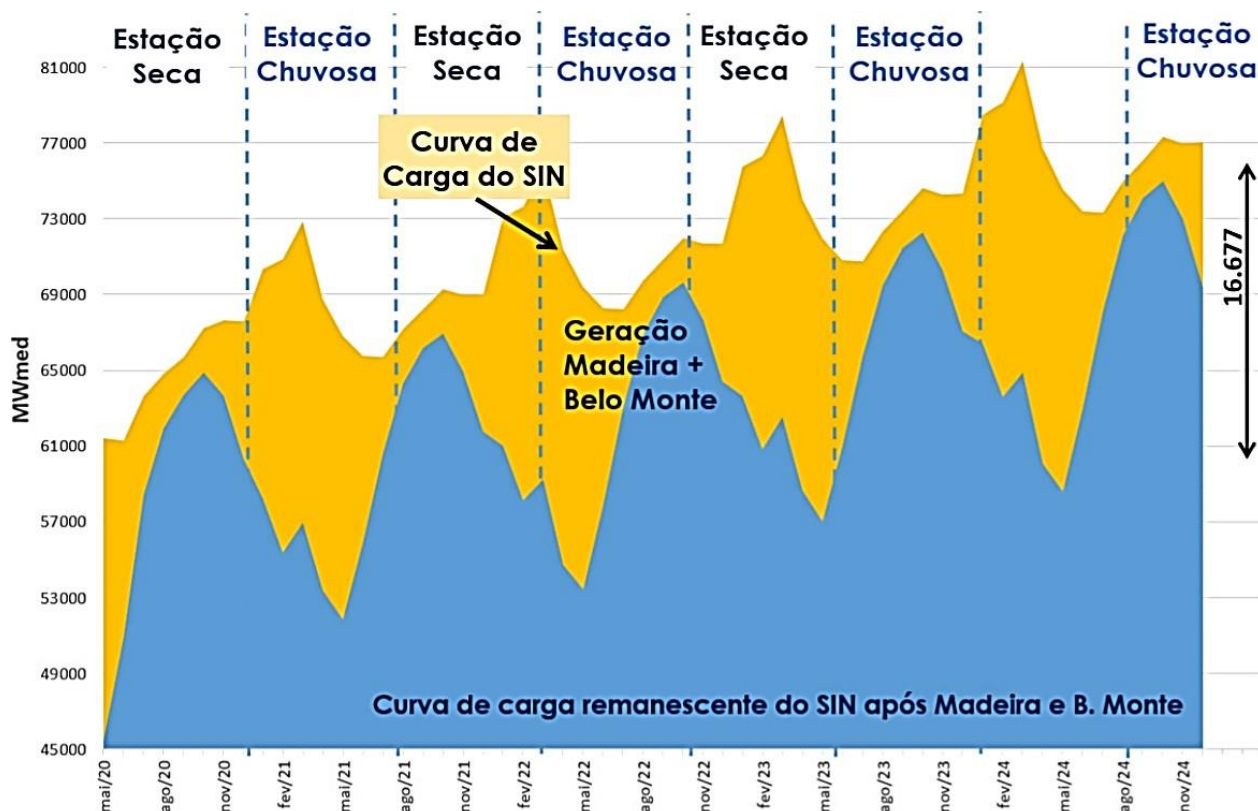
Fuente: Elaboración propia con datos de la CCEE

Gráfico 31 - Brasil – Evolución de la Demanda Máxima y de la Carga Mensual del SIN.



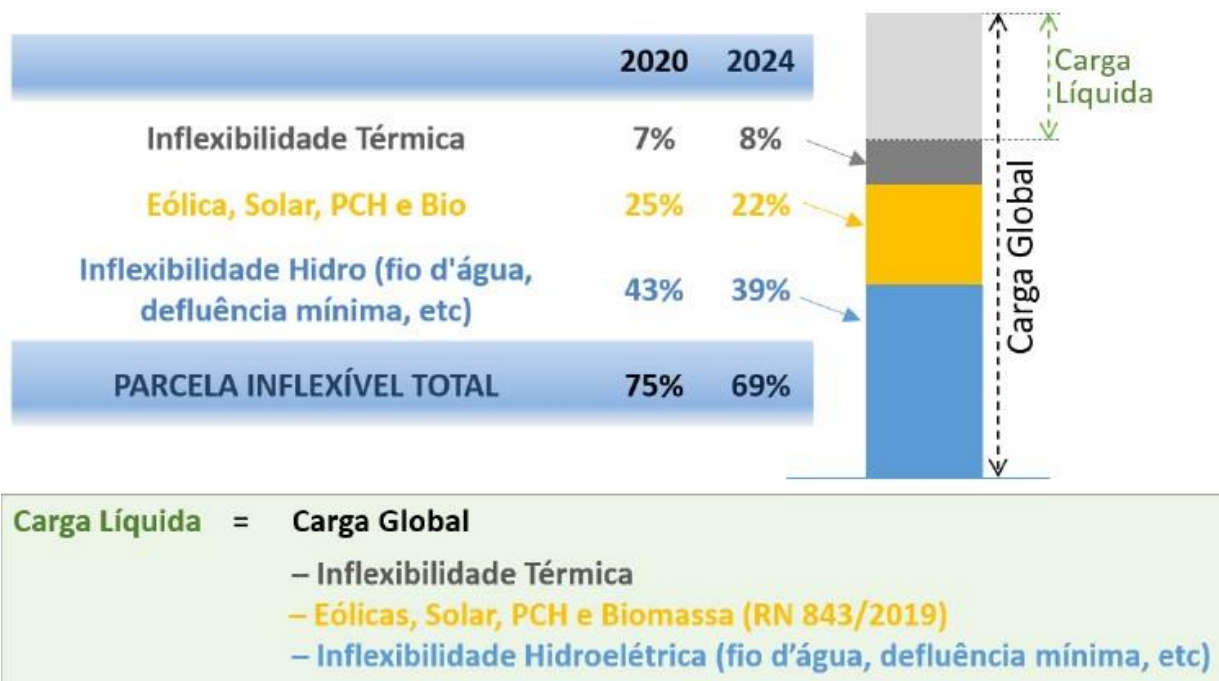
Fuente: Elaboración propia con datos del ONS

Gráfico 32 -Brasil – Pérdida de Regulación de los Reservorios del SIN.



Fuente: ONS, 2020

Gráfico 33 - Curva de Carga del SIN neta de la generación del Complejo Madeira y Belo Monte



Fuente: ONS, 2020

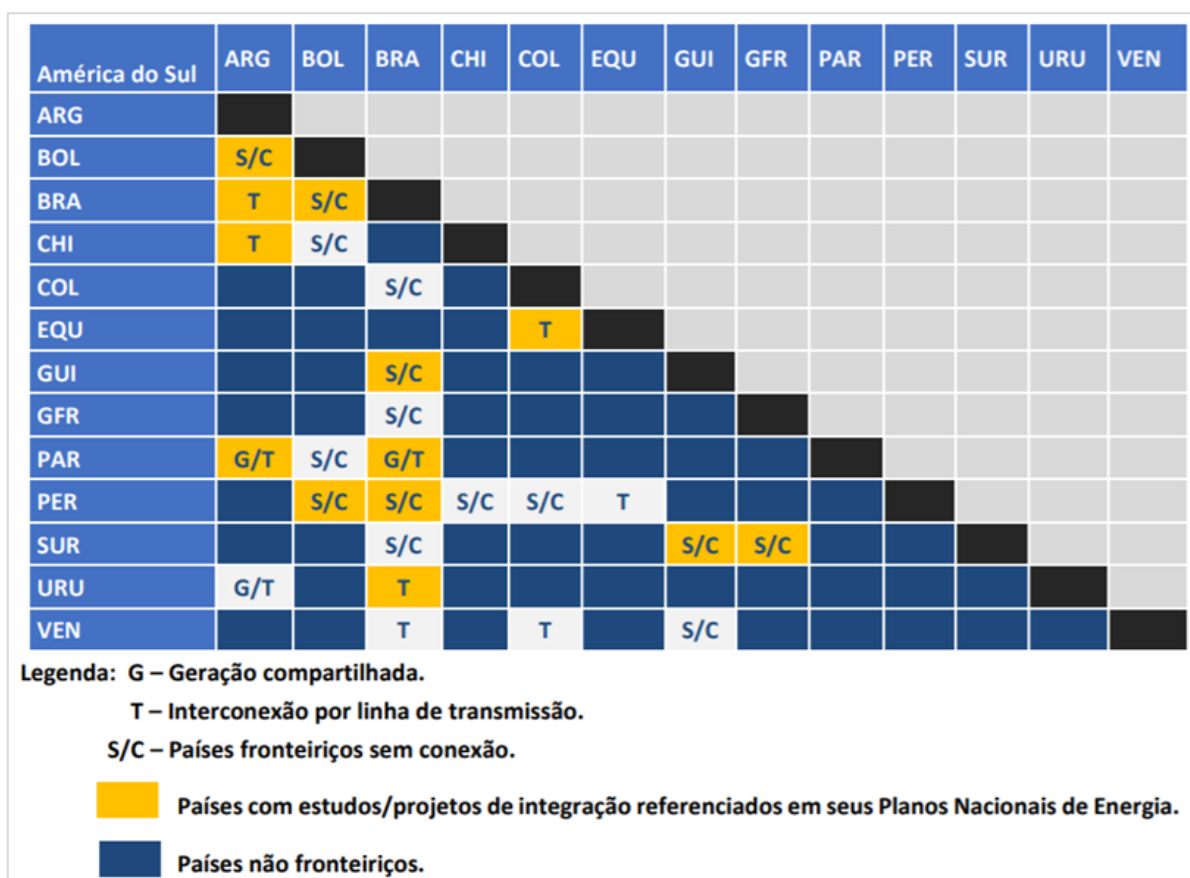
Figura 22 – Composición de la Carga Global Anual Proyectada para 2024

2.3.2 Interconexiones internacionales existentes

El sistema eléctrico de Brasil tiene interconexiones con los sistemas de Argentina, Uruguay, Paraguay y Venezuela. Las interconexiones se utilizan cuando existe la necesidad y posibilidad de intercambio entre países, por razones de naturaleza energética o eléctrica. Los procedimientos para el uso de interconexiones están definidos por acuerdos o reglamentos internacionales.

País	Interconexión	Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Año	Estado
Paraguay	Acaray	138	50	1970s	Desconectada
	UHE Itaipú	500	14.000	1980s	En operación
Uruguay	Rivera	230	70	2001	En operación
	Melo	500	500	2015	En operación
Argentina	Uruguayana	132	50	1994	En operación
	Garabí I	500	1.100	2000	En operación
	Garabí II	500	1.100	2002	En operación
Venezuela	Boa Vista – El Guri	230	Aprox. 200	2001	En operación

Tabla 10 – Interconexiones de Brasil con países vecinos



Fuente: EPE, 2018

Figura 23 - Panorama de Integración en América Latina.

I.-BRASIL & ARGENTINA

Brasil tiene dos interconexiones con Argentina, ambas usando convertidoras de frecuencia de 50/60 Hz (back-to-back). La primera, propiedad de Eletrosul, tiene una capacidad de 50 MW, está ubicada en la ciudad de Uruguayana y está conectada al sistema argentino por una línea de transmisión de 132 kV, entre la subestación Uruguayana (Brasil) y la subestación Paso de Los Libres (Argentina). Inaugurada en 1994, la convertidora fue construida a partir de un acuerdo con la empresa argentina Aguas y Energía. Esta convertidora se utiliza para situaciones de emergencia de Brasil y Argentina.

En 2014, las instalaciones de transmisión que componen la convertidora de Uruguayana fueron equiparadas, para fines técnicos y comerciales, con concesiones de servicio público de transmisión para las interconexiones internacionales (Reglamento MME N° 624/2014).

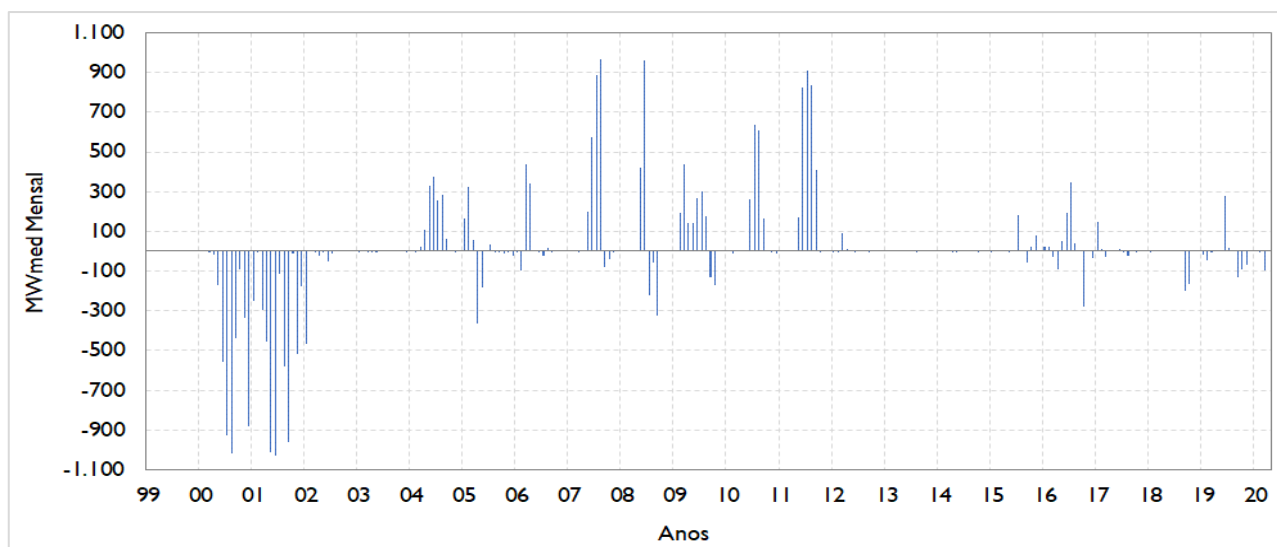
La segunda interconexión con Argentina se realiza a través de las convertidoras Garabí I y Garabí II, propiedad de CIEN (concesión de ENEL), cada una con dos convertidoras con una potencia de 550 MW cada una, totalizando 2.200 MW. Las convertidoras están conectadas en el lado argentino a través de una línea de transmisión de 500 kV con 150 km entre Garabí y Rincón y, en el lado brasileño, por líneas de 500 kV entre Garabí y las subestaciones Santo Ângelo (147 km) e Itá (228 km).²²

Con el inicio de operaciones en 2000 (Garabí I) y 2002 (Garabí II), esta interconexión tenía como principal objetivo la importación de energía eléctrica por Brasil, siendo modelada en el sistema brasileño como una (oferta análoga a una) central termoeléctrica instalada en la frontera de Brasil con Argentina. Sin embargo, esta interconexión se utilizó más para servir a Argentina, para enfrentar situaciones energéticas críticas. También atiende a Uruguay, a través del sistema de transmisión de Argentina, en períodos críticos excepcionales.

En 2011, las instalaciones de transmisión que componen las convertidoras Garabí I y 2 fueron equiparadas, a los efectos técnicos y comerciales, a concesiones de servicio público de transmisión destinadas a interconexiones internacionales (Portaria MME 210 y 211/2011).

El Gráfico 34 muestra el uso histórico de la interconexión con Argentina, en MW promedio, revelando la ociosidad de la infraestructura.

²² El punto de medición de la interconexión Garabí II fue inicialmente localizado en la SE Itá, siendo transferido para la SE Santo Angelo cuando el seccionamiento de la LT 500 kV Garabí/Itá en la SE Santo Angelo.



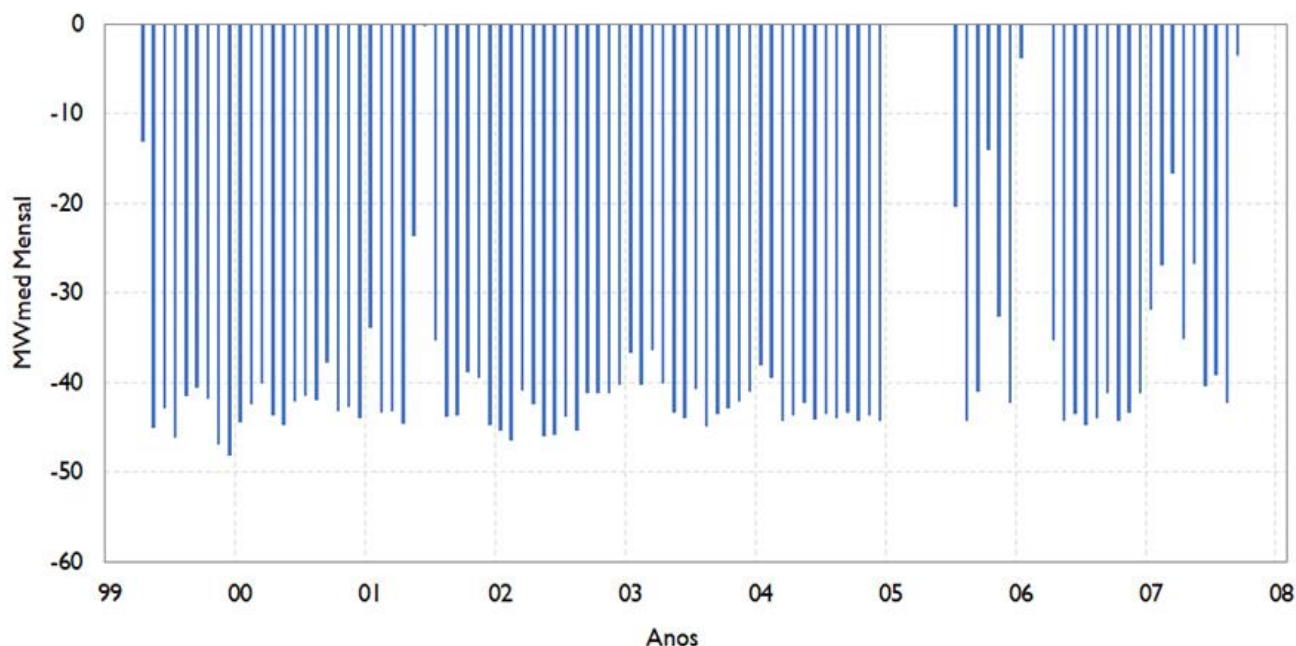
Fuente: Elaboración propia con datos del ONS

Gráfico 34 - Brasil – Utilización Mensual de la Interconexión con Argentina (MW promedios).

II.- BRASIL & PARAGUAY

El intercambio entre Brasil y Paraguay se realizó inicialmente a través de la convertidora de frecuencia Acaray, 50/60 Hz, propiedad de ANDE, ubicada entre SE Foz do Iguaçu (Paraná - Brasil) y la Central Hidroeléctrica Acaray (Paraguay). Con el inicio de operaciones en la década de 1970, Acaray es la primera interconexión internacional de Brasil. Comenzó a operar con contratos comerciales a partir de 1999, con contrato entre COPEL y ANDE; sin embargo, desde 2007, la convertidora Acaray está desconectada. El Gráfico 35 muestra el uso de la interconexión, en MW promedio mensuales, entre 1999 y 2007.

La principal integración entre Brasil y Paraguay fue establecida por la Central Hidroeléctrica Binacional de Itaipú. La construcción comenzó en 1974 y entró en operación en 1984, totalizando 14 GW a partir de 20 unidades generadoras. El flujo de energía de Itaipú al Sistema Interconectado Nacional (SIN) brasileño se realiza desde la subestación Foz do Iguaçu, en Paraná, consistente en un sistema de corriente alterna en nivel de tensión de 765 kV y un sistema de corriente continua de (600 kV). Los dipolos de corriente continua son los encargados del flujo del excedente de energía producido en el sector de 50 Hz de la central.



Fuente: Elaboración propia con datos del ONS

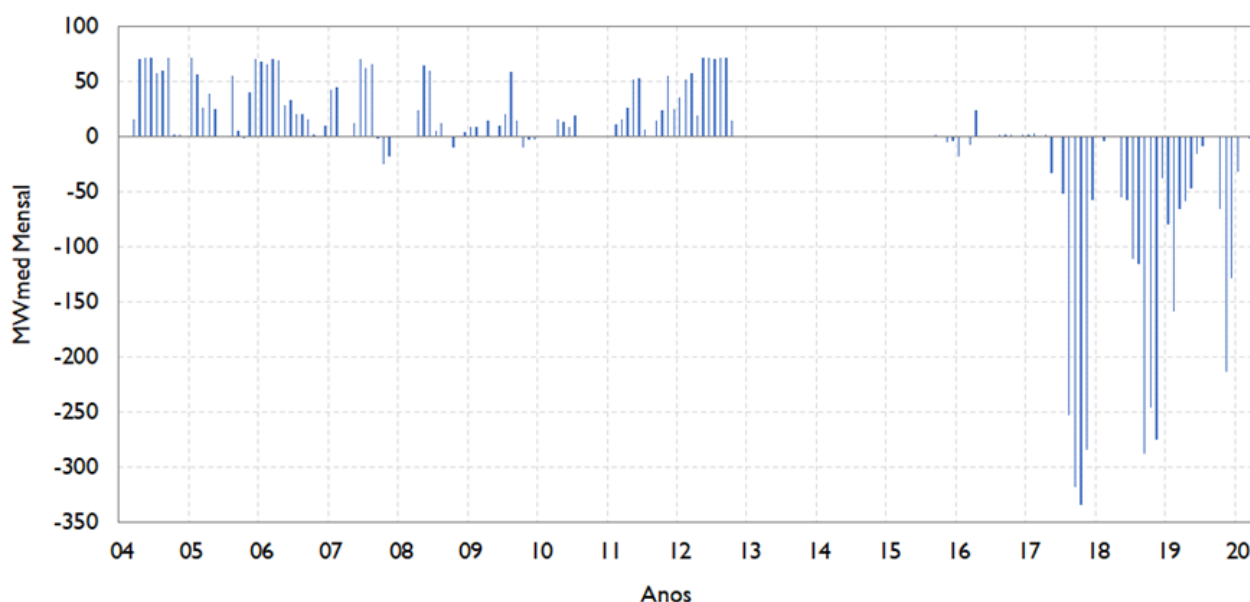
Gráfico 35 - Brasil – Utilización Mensual de la Interconexión con Paraguay de Acaray (MW promedio).

III.- BRASIL & URUGUAY

Brasil y Uruguay tienen dos interconexiones, ambas realizadas a través de una convertidora de frecuencia de 50/60 Hz (back-to-back). La primera, con una capacidad de 70 MW, está ubicada en Rivera (Uruguay), propiedad de la empresa Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), y conecta con Brasil a través de una línea de transmisión de 230/150 kV a la subestación de Santana do Livramento. Enfocada al suministro energético mutuo de emergencia o para aprovechamiento de oportunidades energéticas, la convertidora comenzó a operar en 2001 a través de un acuerdo entre Eletrosul y UTE (Uruguay).

La segunda convertidora, instalada en 2015, con una capacidad de 500 MW, está ubicada en Melo (Uruguay), con integración a Brasil a través de una línea de transmisión de 525 kV hasta la subestación Candiota. En este punto, se produce una transformación de 525/230 kV, permitiendo la interconexión al Sistema Interconectado Nacional a través de una línea de transmisión de 230kV a la subestación Presidente Médici. Este sistema debe ser reforzado mediante la implementación de dos líneas de transmisión de 525 kV entre la Región de Candiota y la Región Metropolitana de Porto Alegre para el 2023.

La implementación del convertidor Melo, integrado al SIN en 2016, es el resultado de un convenio suscrito en 2010 entre ELETROBRAS y UTE, que determina responsabilidades mutuas. Las obras del lado brasileño fueron implantadas por ELETROBRAS en calidad de propietaria de la instalación, conforme lo establecido en la Resolución de ANEEL N° 2.280/2010.



Fuente: Elaboración propia con datos del ONS

Gráfico 36 - Brasil – Utilización Mensual de la Interconexión con Uruguay (MW promedio).

2.4. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS CHILENAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR

2.4.1 Evaluación de la interconexión entre Chile y Argentina

Actualmente la única interconexión internacional que posee Chile es con Argentina. Se trata de la línea que une la subestación Andes, en la región de Antofagasta, con la central Salta de AES Gener en Argentina, la que fue inaugurada en 1999, con el objeto de inyectar electricidad en base a gas natural desde Argentina hacia Chile, a través de la central salteña Termoandes, de propiedad de AES Gener. Desde junio de 2015 estuvo operativa para intercambiar energía entre ambos países y a partir del 12 de febrero de 2016, Chile comenzó la exportación de energía eléctrica a Argentina, bajo un mecanismo de exportación de excedentes del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) chileno, sin poder afectar los costos marginales del sistema. No obstante, a partir de la integración de los sistemas del

norte grande e interconectado central de Chile, formándose el Sistema Eléctrico Nacional, que va desde Arica en el norte a Chiloé en el sur, en noviembre de 2017.²³

Dada la nueva configuración del sistema eléctrico de Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional encargó un informe de seguridad, cuyo objeto fue analizar y evaluar la operación del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN) vinculado con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea Andes-Cobos 345kV. El principal objetivo fue hacer un análisis comparativo de la operación del SEN sin y con la vinculación al SADI mediante la línea Andes-Cobos 345kV, determinando ventajas y desventajas de la operación conjunta. En este marco, se analizó en qué forma podrían afectarse los resultados de los estudios previos en términos de márgenes de seguridad de estabilidad transitoria, estabilidad oscilatoria, control de tensión, inercia mínima y reservas para control de frecuencia, entre otros.

El estudio²⁴ concluye que *“tomando en consideración todos los aspectos detallados previamente y en especial la necesidad de adecuar el Control Secundario de Frecuencia e incorporar automatismos de apertura para la línea de vinculación, se identifican condiciones factibles de operación vinculada entre el SEN y el SADI para transferencias a través del enlace ANDES → SALTA 1x345kV de -20MW y +130MW, para el SEN importador y exportador respectivamente. Este rango ya considera un margen de seguridad de ± 70 MW por las máximas variaciones instantáneas de demanda previstas en el SEN.”*²⁵ A mayor abundamiento, en el señalado informe se establece que una adecuada interconexión SEN – SADI *“requeriría de un enlace más robusto que permita intercambios de energía con suficiencia y seguridad, acordes con las características de estos sistemas, para lo cual sería necesario el reforzamiento de la línea, considerando, por ejemplo, la implementación de tecnología HVDC.”*

De esta manera, nuestro entendimiento es que el CEN tendría la perspectiva técnica que, conforme la mayoría de las interconexiones existentes en Europa, ésta debiese desarrollarse en corriente continua (DC), ya que de esa manera se aseguraría la operación confiable y segura de los sistemas eléctricos. Actualmente se encuentra con estudios de prefactibilidad positiva una línea en HVAC.

De la misma manera, según consta en las actas de la Mesa Binacional de Energía Chile – Argentina, Mesa de Electricidad, Santiago, 25 de abril de 2019, los coordinadores de ambos países no recomiendan el intercambio de energía a través de la línea Andes –Cobos.

²³ En el corto período de tiempo de las exportaciones de electricidad desde el SING al SADI, se lograron exportaciones por un total de USD 10 millones. Chile exportó 102 GWh de energía eléctrica durante 2016 y durante 2017, exportó 36,25 GWh de energía eléctrica.

²⁴ Conforme las observaciones realizadas por la CNE de Chile al informe, cabe hacer presente que de acuerdo con sus estudios, para lograr la capacidad de transporte -20/130 MW se requiere despachar unidades fuera de orden económico en conjunto con cambios topológicos en la red de transmisión. Además, se debe incorporar en el análisis la introducción de centrales en las cercanías de las subestaciones de interconexión, lo que disminuye la capacidad técnica de la línea.”

²⁵ “Informe de seguridad y análisis de la Operación del SEN y SADI vinculados, elaborado por Estudios Eléctricos para el Coordinador Eléctrico Nacional, octubre de 2018.”

2.4.2 Regulación vigente en materia de interconexión eléctrica

El artículo 78 de la Ley General de Servicios Eléctricos, define los Sistemas de Interconexión Internacional como *“las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación e importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional”*. Dentro de estos sistemas se distinguen instalaciones de interconexión internacional de servicio público y de interés privado. Son instalaciones de interconexión internacional de servicio público aquellas que facilitan la conformación o desarrollo de un mercado eléctrico internacional y complementan el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico en el territorio nacional. Son instalaciones de interconexión de interés privado aquellas que no reúnan las características señaladas anteriormente.

En el caso de las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, el pago de la remuneración será de cargo de los clientes finales, no obstante, cuando estas instalaciones sean usadas para la exportación de energía, el o los suministradores responsables de dicha exportación, deberán pagar a los propietarios de dichas instalaciones el monto correspondiente a la proporción de uso de éstas para efectos de la exportación. Dicho monto deberá ser descontado del cargo para clientes finales.²⁶

Por otra parte, conforme a lo dispuesto en el artículo 82° de la Ley General de Servicios Eléctricos, la exportación o importación de energía y demás servicios eléctricos, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía. De la misma manera, el inciso final del artículo citado dispone que un reglamento deberá establecer los requisitos, plazos y procedimientos a los que se deberán sujetar las solicitudes de exportación o importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos.

El reglamento se encuentra contenido en el D.S. 142/2016, del Ministerio de Energía, que “Fija los requisitos y el procedimiento aplicable a las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos”.

Dentro de las normas principales que regulan el intercambio, podemos señalar lo siguiente:

- La exportación y la importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía, la que deberá ser otorgada por decreto supremo expedido bajo la

²⁶ Artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1. Fuente: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>

fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, según corresponda.

- El Coordinador eléctrico nacional será responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los Sistemas de Interconexión Internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional. Para ello, deberá sujetarse a las disposiciones establecidas en los correspondientes Permisos de Intercambio.
- Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá solicitar Permisos de Intercambio, para cuyos efectos deberá presentar una Solicitud al Ministerio acompañando los antecedentes señalados en el artículo 9° del reglamento.
- En atención a los antecedentes presentados y a los informes emitidos por la Superintendencia, la Comisión y el Coordinador, según corresponda, el Ministerio otorgará el Permiso de Intercambio o rechazará la Solicitud.
- Cada Permiso de Intercambio deberá definir, al menos:
 - a. Los aspectos regulatorios aplicables a la energía eléctrica y demás servicios eléctricos destinados al Intercambio Internacional;
 - b. Las condiciones generales de la operación de Intercambio Internacional;
 - c. El plazo de duración de la operación de Intercambio internacional;
 - d. Las condiciones específicas en que se autoriza la exportación o importación, tales como el modo de proceder a la exportación o importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos, las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el Intercambio Internacional en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional, el régimen de acceso al Sistema de Interconexión Internacional, y las causales de caducidad por eventuales incumplimientos de las condiciones de autorización o por un cambio relevante en las circunstancias bajo las que se otorga el Permiso de Intercambio;
 - e. Las condiciones que deben cumplirse previo a la operación de exportación o importación, tales como las autorizaciones que debe otorgar el Coordinador, y
 - f. El tratamiento de las importaciones o exportaciones de energía y demás servicios eléctricos en las valorizaciones de las transferencias económicas entre empresas sujetas a coordinación del Coordinador, si corresponde.

Sin perjuicio de lo anterior, si corresponde, el Permiso de Intercambio deberá contener las condiciones bajo las cuales el Coordinador coordinará la operación del Sistema de Interconexión

- Las condiciones de operación establecidas en el Permiso de Intercambio deberán asegurar la operación más económica del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio eléctrico.
- Las condiciones específicas contenidas en el Permiso de Intercambio podrán establecer límites máximos para las transferencias de energía y demás servicios eléctricos a través de los Sistemas de Interconexión Internacional, cuando sea necesario para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio eléctrico.

Finalmente, en cuanto a la regulación bilateral Chile – Argentina del intercambio eléctrico, éste se regula mediante Protocolos Adicionales al Acuerdo de Complementación Económica (ACE) n°16, entre las Repúblicas de Chile y Argentina. El último vigente, fue suscrito por ambos gobiernos en abril de 2018, y según éste se impulsarán las operaciones de comercialización, exportación, importación y transporte de energía eléctrica y gas natural entre ambos países. Estas operaciones podrán realizarse en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno y que no se afecte la seguridad de la operación, ni la calidad y confiabilidad de los servicios de transporte y distribución de gas natural y de electricidad de cada país.

Este protocolo viene a profundizar y complementar el suscrito por las carteras de Energía de ambos países en diciembre de 2017, mediante el cual convinieron condiciones para las operaciones de intercambio de gas natural y energía eléctrica destinadas a cubrir requerimientos temporales o de emergencia, sujetos a la compensación o devolución del recurso energético respectivo.

Asimismo, ambos países acordaron la creación de una mesa de trabajo binacional integrada por representantes de los Ministerios de Energía y organismos relacionados de cada país. Esta mesa tendrá por objetivo evaluar las necesidades y requerimientos de ambas partes en el marco del presente Protocolo, así como evaluar e impulsar las acciones de integración que permitan lograr un abastecimiento seguro y eficiente de sus mercados internos.

2.4.3 Beneficios de la interconexión Chile - Argentina

Respecto a los beneficios de la interconexión (y también para efectos del análisis de barreras), de acuerdo a nuestro entendimiento de las diversas entrevistas realizadas para este informe, resulta necesario diferenciar “tipos de intercambio”, ya que las ventajas de éstos difieren respecto del nivel de integración que se presenta. Para estos efectos, proponemos la siguiente clasificación:

- Primer Nivel de Integración: Intercambio de excedentes y apoyo para seguridad de suministro, donde no hay afectación de precios entre los mercados. Este caso se desarrolló con éxito entre

los años 2016 a 2018 a través de la línea Andes – Cobos²⁷, conforme lo presentado en la sección anterior.

- Segundo Nivel de Integración: Mercado con contratos bilaterales entre agentes generadores y consumidores de ambos países, aún sin afectación de precios.
- Tercer Nivel de Integración: Coordinación horaria entre los operadores de cada uno de los países, considerando al país que importa como una “nueva demanda” y el país exportador es un “generador virtual”. En este caso se produce impacto en los costos marginales de ambos sistemas.
- Cuarto Nivel de Integración: Mercados integrados, con despacho común o coordinado, contratos entre los distintos agentes y se cuenta con una institucionalidad superior que respalda la configuración del mercado.²⁸

En términos teóricos, en nuestro entendimiento de las entrevistas realizadas, surge que es indudable que la interconexión entre países siempre contribuye a aumentar los niveles de seguridad de suministro y reducir los costos marginales, aprovechando los beneficios de la complementariedad de las matrices. Asimismo, en un contexto de alta penetración de energías renovables variables solar y eólica, permite reducir la posibilidad de vertimientos de energía y reducir los costos de reserva en ambos sistemas.

Cabe señalar que la mayoría de los expertos visualiza la ventaja en un escenario de alta penetración de energías renovables variables en Chile, donde se podría aprovechar verdaderamente la complementariedad de las matrices, evitar vertimientos, reducir costos de servicios complementarios, entre otros aspectos:

- *“Las ventajas son obvias, en materia de seguridad de suministro, ayuda a la descarbonización de la matriz, mejor uso de recursos, complementariedad de recursos.”*
- *“La principal ventaja está con niveles de inserción profunda de renovables, sobre 50% de nuestra matriz. Beneficios de flexibilidad, eficiencia, exportación de recursos locales... además económicos por el tamaño del mercado eléctrico chileno. Este puede ser el principal driver y que surja como empuje del mercado. En abstracto no veo desventajas, salvo los niveles de dependencia que se pueden generar de un lado a otros, por lo que requerirá ciertos límites que no impliquen perder autonomía. Argentina tiene enlace grande con Brasil, en desuso prácticamente, y esto no expuso a ninguna de las partes.”*

²⁷ Conforme las observaciones realizadas por la CNE de Chile, cabe hacer presente que las capacidades consideradas para el estudio están sobre las restricciones actuales para su utilización, y que además hay un ingreso de centrales en ambos países en las zonas cercanas a la infraestructura, lo que podría implicar conclusiones distintas a las presentadas en el estudio.

²⁸ Tanto en el tercer como cuarto nivel de integración, además de electricidad, se podría vender potencia y servicios complementarios.

- *“Para Chile, el desarrollo de las renovables hace que sea muy interesante la posibilidad de tener intercambios y especialmente exportar a países vecinos. Sobre todo, solar en el norte grande. El potencial de crecimiento en el norte es enorme, y si hubiera un intercambio libre y en competencia con el mercado argentino sería muy atractivo para el desarrollo del mercado.”*

“Las integraciones regionales son positivas. Chile tiene un mercado potencialmente gigante de las ERNC, hay que evacuar esa energía, y la integración hace crecer la demanda. La curva pato con ello se tiene a alizar. La operación en tiempo real y con la diferencia horaria que tenemos con Argentina, serviría para alivianar la operación en tiempo real.”

- *“La integración siempre será positiva. En particular, podría aprovecharse mejor las condiciones hidrológicas de ambos países, la disponibilidad de GN, los recursos eólicos y de radiación solar. Lo anterior permitiría mejorar la calidad del servicio y/o tener menores pérdidas en el sistema eléctrico. Existe la posibilidad de respaldo entre ambos países en caso de presentarse contingencias. Asimismo, aprovechar los diferenciales de costo entre ambos países, contando con más opciones para satisfacer la demanda eléctrica a mínimo costo.”*
- *“Promovería mejorar la eficiencia en el uso y coordinación de gasoductos y reservas de gas de ambos países. Especialmente relevante considerando la estrecha relación existente entre ambos insumos energéticos.”*
- *“Argentina podría exportar gas y además electricidad producida con gas. En una hipótesis se debería poner una central de generación en la zona de Neuquén, para enviar electricidad hacia el sistema eléctrico.”*

A su vez, se visualiza en términos generales que la mejor oportunidad, por la posibilidad real de concreción, se relaciona con el segundo y tercer nivel de integración. En este sentido, cabe señalar que todos los actores coinciden que la posibilidad de llegar a un cuarto nivel de integración, con mercados integrados e institucionalidad que la ampare, es algo imposible de lograr en un horizonte de al menos una década, dada la realidad geopolítica de la región. No obstante, los otros niveles de integración son perfectamente posibles de desarrollarse, existen incentivos para su desarrollo y no existe barrera normativa para su desarrollo:

- *“No es factible de pensar una estructura supranacional para el cono sur, tipo modelo SIEPAC.”*
- *“La mejor posibilidad lo representa el caso en que se permita contratos entre agentes, ya que permitiría concretar económicamente la complementariedad. Por ejemplo, esto funciona bien con Perú, por la complementariedad que pueden tener zonas, por ejemplo, déficit de suministro en el sur de Perú y abundancia en el norte de Chile. Esto optimiza las matrices. Con Argentina, la mayor complementariedad está en el SIC, entre el gas de vaca muerta, y la hidrología de Chile. Esto es más complementario que lo que pasa en el norte.”*

- *“En el caso de Europa, antes del mercado común, se discutía un market splitting: cada país entrega una oferta al mercado, la cual compete con la curva de oferta de ambos países a nivel horario. Este modelo se genera una oportunidad de negocio acotada o mínima. La oportunidad real para los agentes de cada país, cuando los agentes argentinos y chilenos pueden ofrecer contratos para ambos mercados. Por eso es importante definir los objetivos que se pretenden con la interconexión.”*

No obstante, la principal desventaja se relaciona con la forma de invertir en el sistema de transmisión:

- *“El problema surge cuando hay que valorizar las ventajas y rentabilizar las inversiones, que son de largo plazo. La experiencia de la interconexión de Brasil y Argentina hace que parezca riesgoso un proyecto privado de interconexión.”*

En este sentido, el uso de líneas existentes para el primer nivel de integración resulta evidente para los actores:

- *“Esto es lo que tuvimos vigente con la línea de Gener. Esto nace de una inversión hundida, no como negocio propio. Esto siempre podría funcionar con Argentina.”*

Por otra parte, como ya lo señalamos se realizó en 2018 el “Estudio de beneficios despacho económico y análisis regulatorios / Alternativas Interconexión Chile- Argentina”. Para estos efectos, haremos referencia a dos casos analizados:

a) La interconexión existente de Andes-Cobos²⁹:

“Es la línea que más ahorros genera, también beneficiándose de ser la primera en “conectarse” al estar ya construida. Su perfil de capacidad de intercambio es muy peculiar, ya que en su traza del lado argentino se conectan una serie de plantas fotovoltaicas que presumiblemente ocuparán gran parte de la misma. Esto perjudica cualquier posible exportación de energía en exceso fotovoltaica chilena o argentina.

A nivel de rentabilidad, la misma es similar a los ahorros operativos debido al hecho de que la línea ya está construida, por lo que usarla para intercambios resultaría de alto interés para ambos países, ya sea para ahorrar costos operativos por un lado como para vender excedentes por el otro (sin generalizar cuales, dado la alta estacionalidad de los flujos de intercambio).”

²⁹ Conforme las observaciones realizadas por la CNE de Chile, cabe hacer presente que las capacidades consideradas para el estudio están sobre las restricciones actuales para su utilización, y que además hay un ingreso de centrales en ambos países en las zonas cercanas a la infraestructura, lo que podría implicar conclusiones distintas a las presentadas en el estudio.

b) Línea Ancoa – Río Diamante en 500 kV³⁰:

El estudio refleja que sólo este caso parece tener una rentabilidad aceptable en términos económicos (de las líneas “nuevas”). Las conclusiones del estudio son las siguientes:

- Se generan unos ahorros conjuntos de casi 6 TWh (a lo largo de todo el periodo) en generación térmica, compensados por generación hidráulica o renovable solar o eólica
- La interconexión ayuda a los sistemas a evacuar posibles excesos de generación ERNC, en ambos países, aunque con valores muy bajos (0.6% de exceso máximo frente a un máximo del 1% en el escenario base sin interconexión)
- Al inicio del periodo el flujo es netamente exportador de Chile a Argentina, mientras que en los años intermedios el balance es cercano a cero con saldo exportador para Argentina.
- Existe una marcada estacionalidad de los flujos, debido al fuerte cambio en los costos variables de producción de Argentina entre el verano y el invierno. La influencia de los diferentes precios entre estaciones del gas argentino es una de las principales causantes de estos resultados, lo que implica que no sólo los excedentes de renovables son transables. En un aspecto más técnico, un exceso de capacidad térmica (económica) del SADI con suficiente capacidad de interconexión puede ayudar a disminuir los costos asociados a servicios complementarios y gestión del sistema.
- En cuanto al uso de la interconexión, la carga en la línea es bastante alta (aprox. 70%)
- El impacto en los costos marginales es notable, llegando en varios años a casi una convergencia en los mismos entre ambos países.
- En cuanto a la comparación de costos operativos, la interconexión genera ahorros entre 270 y 160 millones de dólares conectándose desde el año 2025.

La rentabilidad de la línea calculada en los flujos de fondo estaría presentando una interesante rentabilidad (TIR) del 11.4%.

³⁰ Respecto de este proyecto, debe considerarse que, si bien el estudio citado tiene resultados interesantes, tanto en rentabilidad como la utilización y su estacionalidad, los resultados son de prefactibilidad por cuanto falta un análisis complementario de estudios eléctricos que permitan determinar la eventual existencia de otro tipo de restricciones.

2.5. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS PARAGUAYAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR

2.5.1 Interconexiones entre Paraguay y Argentina

I.- CENTRAL HIDROELÉCTRICA YACYRETÁ

Con potencia instalada de 3.200 MW y generación media anual de 20.000 GWh. La conexión de la Central a los sistemas eléctricos paraguayo y argentino se realiza en 500 kV.

La Central tuvo origen en el Tratado firmado en 1973. En él se estableció que la energía producida es dividida en partes iguales entre Paraguay y Argentina. La parte del 50% que corresponden al Paraguay, y que no es utilizada por éste, es cedida a la Argentina. En 2019, el Paraguay ha consumido 1.203 GWh, la energía cedida a la Argentina fue de 7.437 GWh, este valor se vio reducido por las condiciones hidrológicas del río Paraná en ese año, siendo que los valores esperados serían superiores a 8.000 GWh, en condiciones hidrológicas normales.

Del lado paraguayo la transmisión se realiza mediante una Línea de Transmisión en 500 kV, que llega a la Subestación Villa Hayes, en la región metropolitana próxima a la capital, Asunción.

Actualmente, la inyección de energía de Yacyretá al Paraguay se encuentra limitada por la modalidad de operación radial en territorio paraguayo, al no operar en sincronismo con las otras centrales hidroeléctricas (Acaray e Itaipú). Esa limitación estará superada en el cuarto trimestre del 2020, en el que estarán operativos los sistemas de control necesarios para permitir la sincronización, permitiendo dotar de mayor flexibilidad operativa.

Adicionalmente, el 28 de septiembre de 2017, fue firmado el acuerdo por Notas Reversales “Para el ordenamiento Económico y Financiero de la Entidad Binacional Yacyretá entre la República del Paraguay y la República Argentina”, aprobado por Ley del Congreso paraguayo el 1 de agosto de 2018. Cabe señalar que aún no tenemos información de que haya sido tratado en el Congreso argentino. Esta falta de definición representa incertidumbres con relación a precios y otros aspectos económicos y financieros, a efectos de planificación.

II.-INTERCONEXIÓN GUARAMBARÉ (PY) - CLORINDA (AR)

Realizada a través de una línea de transmisión de 220 kV que cruza el río Paraguay, vinculando las subestaciones de Guarambaré, en la zona metropolitana de Asunción y, de Clorinda, en la ciudad con ese nombre, en la Provincia de Formosa (Ar), donde es transformada a la tensión de 132 kV para su transmisión. La capacidad instalada es de 80/90 MW.

Tiene como base el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica entre ANDE y la Secretaría de Energía de la Argentina suscrito en 1.987.

Puede considerarse como un intercambio no firme o de oportunidad. A pesar de que la interconexión continua operativa, el suministro continuo se interrumpió a partir de finales de 2010. Posteriormente fue utilizada en algunas oportunidades, generalmente en situaciones de emergencia. Hasta el final de su operación continua, el intercambio promedio, en casi su totalidad de exportación, estuvo en el orden de 200.000 MWh/año.

Cabe señalar que una de las grandes limitaciones de la interconexión es su propia debilidad técnica, que hace que debe operar alimentando zonas en forma radial, sin poder utilizarse en forma interconectada entre los dos sistemas nacionales.

La interrupción del uso continuo de la interconexión puede deberse, por un lado, al fortalecimiento del sistema de transmisión argentino en la zona, y por el otro lado, a una dificultad en el acuerdo de un precio propicio para retomar los intercambios.

III.- INTERCONEXIÓN CARLOS A. LÓPEZ (PY) - EL DORADO (AR)³¹

Realizada a través de una línea de transmisión de 132 kV que cruza el río Paraná, vinculando las subestaciones de C. A. López en la región Este del Paraguay y El Dorado, Provincia de Misiones (Ar). La transformación de 220/132 kV es realizada en el Paraguay. La capacidad instalada es de 30 MW, correspondiente a la capacidad de transformación en el lado paraguayo, sin embargo, este límite podría ser ampliado en caso de acuerdos entre las partes.

Tiene también como base el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica entre ANDE y la Secretaría de Energía de la Argentina suscrito en 1.987.

Puede considerarse como un intercambio no firme o de oportunidad. La interconexión está operando. El intercambio promedio, en casi su totalidad de exportaciones es del orden de 125.000 MWh/año y potencia promedio de 25 MW.

Del mismo modo que el caso 2) anterior, la gran limitación de la interconexión o eventual ampliación es su propia debilidad técnica, que hace que deba operar alimentando zonas en forma radial, sin poder utilizarse en forma interconectada de los dos sistemas nacionales.

³¹ La interconexión con la Argentina a que se refiere el punto III., basada en el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica entre ANDE y la Secretaría de Energía de la Argentina suscrito en 1987, tiene antecedentes anteriores a los Tratados de Itaipú y Yacyretá.

El instrumento reglamentario original prevé varios tipos de intercambio, con condiciones y precios diferenciados. Una de las modalidades a destacar es la de Emergencia y la de Energía de Paso, que permite la transferencia de energía de un punto de un país a otro punto del mismo país, utilizando la red eléctrica del otro país. De esa forma, en su momento, EBISA S.A. ha transferido energía argentina de Yacyretá, a través de la red eléctrica paraguaya, para entrega a la Argentina en la interconexión Guarambaré-Clorinda. Los precios de paso fueron establecidos teniendo en cuenta el porcentaje de utilización de la capacidad de la red, las pérdidas atribuibles a ese transporte y costos de operación y mantenimiento proporcionales.

También estuvo operativa una interconexión entre la subestación Encarnación (Paraguay) y el sistema de 33 kV de EMSA (empresa de energía de la Provincia de Misiones) en la ciudad de Posadas, con capacidad de transmisión de 10 MW. Su utilización fue muy esporádica, debido a la debilidad de la interconexión, lo cual llevaba a la necesidad de la distribuidora argentina de separar parte de su demanda para operar en forma radial con la ANDE. Sin embargo, existe una línea de transmisión de cruce del río Paraná, diseñada para operar en 220 kV. Dentro del plan de obras de la ANDE está prevista a construcción de una línea de 220 kV que vincule la red del Sur del Paraguay con dicha línea de transmisión de cruce del río. Su efectiva ejecución dependerá de la previsión de requerimientos de los sistemas eléctricos de ambos países y de las condiciones técnicas y comerciales para su operación.

2.5.2 Interconexiones entre Paraguay y Brasil

I.- CENTRAL HIDROELÉCTRICA ITAIPÚ

Con potencia instalada es de 14.000 MW y generación media anual de 90.000 GWh. 7.000 MW operan en 50 Hz, y 7.000 MW en 60 Hz. El suministro en 50 Hz se realiza a través de la Subestación Margen Derecha, donde se realizan seccionamientos que permiten el suministro al Paraguay, simultáneamente con conexión al Brasil, donde se transmite a los centros de consumo a través de un Sistema de Corriente Continua. La producción en 60 Hz es directamente entregada al Brasil en la Subestación de Furnas en 500 kV, donde se la eleva a 765 kV para su transmisión a los centros de consumo de ese país.

Por Tratado firmado en 1973, la energía producida es dividida en partes iguales entre Paraguay y Brasil. La parte del 50% que corresponden al Paraguay, y que no es utilizada por éste, es cedida al Brasil. A modo de referencia, en el 2019 el Paraguay consumió 15.266 GWh y, la energía cedida al Brasil fue de aproximadamente 24.456 GWh, valor bajo debido a dificultades hidrológicas en el río Paraná, siendo que el valor esperado de cesión de energía debería haber estado por sobre 30.000 GWh en condiciones normales.

La transmisión a los centros de consumo en Paraguay es realizada mediante una línea de 500 kV, que llega a la Subestación Villa Hayes, en la región metropolitana próxima a la capital, Asunción y, varias

líneas de 220 kV. Está prevista en el corto plazo la ampliación de transmisión en 500 kV desde Itaipú, conectándola directamente con la línea de transmisión de 500 kV provenientes de la Central Yacyretá. Además, tal como mencionado anteriormente, en el último trimestre del 2020 se realizará la sincronización entre la Central Itaipú con la Central Yacyretá en la Subestación Villa Hayes, lo que proveerá mayor flexibilidad operativa al sistema eléctrico nacional.

Cabe resaltar que para el 2023 se realizará la revisión de aspectos relativos al Tratado de Itaipú, especialmente el Anexo C, que trata de las bases financieras y de prestación de servicios.

II.-INTERCONEXIÓN ACARAY (PY) – FOZ DE YGUAZÚ (BR)³²

Tuvo como base el Contrato de Interconexión y Suministro de Energía Eléctrica entre la ANDE y COPEL de 1969. El intercambio, principalmente de exportación del Paraguay al Brasil, tuvo continuidad hasta el 2007, momento en el que tuvo que ser interrumpido por motivos técnicos (obsolescencia del Convertidor Estático de Frecuencia de 50 Hz en Acaray, con 50 MW de capacidad). La línea de interconexión y cruce del río Paraná está diseñada para operar en 138 kV. Posteriormente, fue firmada una adición al referido Contrato, con vigencia hasta el 2014; previéndose incluso un aumento de los valores de intercambio, pero no pudo aplicarse por dificultades en la reposición del Convertidor de Frecuencia referidas al financiamiento del equipo. El intercambio promedio, en casi su totalidad de exportación, fue del orden de 320.000 MWh/año.

También existió una interconexión entre ANDE y la Compañía de Energía de Mato Grosso del Sur (ENERSUL) a través de un Contrato de Suministro de Energía Eléctrica suscrito en 1.980, de poca capacidad (3 MW). Posteriormente fue interrumpida por obsolescencia del convertidor rotativo de frecuencia. Hubo tratativas posteriores para su reactivación y ampliación, pero no se pudo concretar debido a dificultades de financiamiento de un nuevo equipo de conversión y modificaciones en la regulación del Brasil, siendo que ENERSUL se volvió exclusivamente distribuidora, y un eventual acuerdo debería realizarse con un agente comercializador del Brasil.

2.6. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS EXPERIENCIAS URUGUAYAS DE INTERCAMBIOS E INTEGRACION EN LA REGIÓN SIESUR

2.6.1 Interconexiones internacionales existentes en Uruguay

El sistema eléctrico uruguayo se encuentra fuertemente interconectado con los sistemas eléctricos argentino y brasileño. Es importante destacar las diferencias de tamaño del sistema eléctrico uruguayo con sus países vecinos. Para tener una referencia, la energía eléctrica anual demandada en

³² Antes de la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas binacionales, el Sistema Eléctrico Paraguayo, ya se encontraba interconectado con Argentina y Brasil, exportando energía eléctrica excedente de la Central Hidroeléctrica Acaray de la ANDE.

Uruguay en los últimos años, representó un volumen menor al 10% con respecto a la energía eléctrica anual demandada en el sistema argentino, y menor a un 2% con respecto a la energía eléctrica anual demandada en el sistema brasileño.

I.-INTERCONEXIONES CON ARGENTINA

En el año 1946 Argentina y Uruguay firmaron un Acuerdo para el aprovechamiento del río Uruguay, creándose de este modo la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, integrada por igual número de representantes argentinos y uruguayos.

Luego de los diferentes procedimientos formales, sobre principios de 1974 se suscribieron los Acuerdos correspondientes y se autorizó el inicio de las obras de la Central Binacional de Salto Grande. Esta Central se sitúa al norte de la desembocadura del arroyo Ayuí Grande, quedando a 18 kilómetros de la ciudad de Concordia y a 13 kilómetros de la ciudad de Salto. En los primeros meses de 1979 se inició la formación del lago y la primera turbina comenzó a producir energía eléctrica.

Realizadas el resto de las obras, finalmente en 1983 se puso en funcionamiento el último hidrogenerador y quedó así inaugurada oficialmente la represa pudiendo funcionar al 100% de su capacidad.

Cabe destacar que la construcción de esta represa se califica como la primera obra real de integración entre dos países latinoamericanos, y representó significativos ahorros económicos para ambos países.

Conjuntamente con la represa, el proyecto incluyó la construcción de la interconexión entre Uruguay y Argentina denominada “Cuadrilátero de Salto Grande”, que se encuentra formado por cuatro Subestaciones de extra alta tensión (500 kV) interconectadas entre sí. La interconexión está operativa desde los años 80 y cuenta con una capacidad de intercambio de aproximadamente 2000 MW.

Los cuatro vértices de este sistema de transmisión binacional son las Subestaciones, que se encuentran ubicadas dos en el predio de la Central Hidroeléctrica -una en cada margen del río-, una en Colonia Elía (Argentina) y una en San Javier (Uruguay). La obra también es conocida como “anillo” de Salto Grande.

Las salidas del anillo hacia las redes de Argentina y Uruguay, ya sea en 500, 150 o 132 kV, constituyen las fronteras físicas entre Salto Grande y las redes nacionales de Argentina y Uruguay. Allí se realiza el registro de energía para la facturación mediante el Sistema de Medición Comercial (SMEC).

II.-INTERCONEXIONES CON BRASIL

A diferencia de los sistemas de Uruguay y Argentina antes mencionados, que en ambos casos operan a frecuencia de 50 Hz, el sistema eléctrico interconectado de Brasil funciona a 60 Hz, por lo que las interconexiones físicas deben prever además la correspondiente instalación de conversión de frecuencia.

a) Interconexión Rivera-Livramento (Conversora Rivera)

En el marco institucional del Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio, suscrito en septiembre de 1994 por la república Federativa del Brasil y la República Oriental del Uruguay, dirigido específicamente a la integración de sus sistemas eléctricos, se comenzaron los estudios para el desarrollo de un proyecto de interconexión entre ambos países.

En enero de 1997, UTE y ELETROSUL firmaron los contratos (Ingeniería y Construcción, Económico-Financiero, Uso e Intercambio) en base a los cuales se acordó la construcción de la Interconexión Rivera-Livramento, su operación y el intercambio de energía eléctrica. En setiembre de 2003 estos contratos fueron cedidos por ELETROSUL a ELETROBRAS.

La interconexión consiste en una estación convertidora de frecuencia 50/60 Hz, de 72 MW de potencia nominal, situada en Uruguay, conectada a la estación Rivera 150 kV en Uruguay y a Livramento de 230 kV en Brasil, con una línea en 230 kV de 15 km.

Este proyecto entró en servicio en el año 2001.

b) Interconexión Melo-Candiota (Conversora Melo)

Este Proyecto se realizó en el marco del Memorando de Entendimiento firmado entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil, el 5 de julio de 2006, cuyo objeto es fortalecer la integración energética entre ambos países, mediante la construcción de una interconexión de 500 MW. Asimismo, permite diversificar el acceso a las fuentes de abastecimiento de la región y la disminución de los costos.

Luego de diversas negociaciones, se acordó que los costos relativos a la implantación del conjunto de las obras necesarias para la interconexión, así como la gestión técnica y comercial del emprendimiento, serían responsabilidad de Uruguay, asegurando Brasil como contrapartida la disponibilidad de la energía interrumpible para Uruguay, en las condiciones comerciales vigentes.

El proyecto de interconexión preveía la extensión de los sistemas de transmisión a ambos lados de la frontera en 500 kV y en una estación convertidora de frecuencia 50/60 Hz, de 500 MW de potencia nominal.

Para la construcción de la interconexión en territorio brasileño se celebró un contrato entre las empresas estatales UTE de Uruguay y ELETROBRAS de Brasil, mediante el cual la empresa brasileña se comprometió a diseñar, construir, operar y mantener esas instalaciones. Por su lado UTE asumió el pago de dichas obras, obteniendo a cambio el derecho de uso exclusivo.

Este proyecto entró en servicio comercial en junio de 2016.

Si bien Uruguay finalizó las obras definidas en el proyecto, tanto las obras en Uruguay como las obras previstas en Brasil, dado el retraso de la expansión del sistema de extra alta tensión en Brasil, se han afrontado algunas dificultades en la utilización de la interconexión que se desarrollan más adelante.

III.-RESUMEN

Se expone a continuación una ilustración que resume las principales características de las interconexiones internacionales actualmente operativas en Uruguay.



Figura 24 -Uruguay - Principales características de las interconexiones internacionales operativas

2.6.2 Reglamentación aplicable a los intercambios internacionales

I.-URUGUAY Y ARGENTINA

Desde el punto de vista reglamentario, Uruguay y Argentina cuentan con un Acuerdo de Interconexión energética, que en Uruguay se aprobó por el Decreto Ley No. 14.221, de fecha 12 de febrero de 1974. El referido acuerdo tiene fuerza en Ley en ambos países.

En el Acuerdo de Interconexión se plantearon como principales objetivos:

- Intercambio mutuo de energía de apoyo y sustitución entre los sistemas interconectados.
- Asistencia entre los sistemas en caso de emergencia.
- Absorción por el sistema argentino de los excedentes energéticos del sistema Río Negro-Montevideo.
- Suministro de potencia desde el sistema argentino hacia la República Oriental del Uruguay destinado a integrar la base térmica uruguaya en los períodos de escasez de agua en el embalse del Río Negro.
- Transporte, por parte de la República Oriental del Uruguay, entre las ciudades de Paysandú y Salto, de energía suministrada por el sistema argentino y destinada a la ciudad de Concordia (República Argentina).

A su vez, en el Acuerdo se crea una Comisión de Interconexión, que tiene por cometido, entre otros, dar cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo de Interconexión, proponer modificaciones al mismo o nuevas modalidades de intercambio, y coordinar sus actividades con la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande.

Posteriormente, con fecha 27 de diciembre de 1983, el Decreto Ley No. 15.509 aprobó el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión, cuyos propósitos son:

- a) Intensificar la cooperación, entre ambos países, en el campo energético.
- b) Propender la integración física de ambos países, mediante la interconexión amplia de sus sistemas eléctricos.
- c) Posibilitar con carácter permanente y estable la operación interconectada de ambos sistemas eléctricos, tendiendo a un enfoque de conjunto.
- d) Propender al uso más racional de los recursos, a través de la colaboración recíproca y la interconexión física.

El 2 de junio de 1993, se aprobó el Convenio Complementario de Interconexión Energética a fin de reflejar los cambios operados en los mercados eléctricos de ambos países.

Entre las innovaciones se destacan:

- a) Permitir y propiciar el libre intercambio entre las empresas de los dos países, tanto en las operaciones "spot" como a través de contratos a término.
- b) Asegurar a las empresas de cada país el libre tránsito de la energía que desde uno de los sistemas eléctricos interconectados esté destinada a consumidores del otro, sin discriminación respecto de las reglas vigentes para las empresas locales.
- c) Desarrollar sistemas de precios basados en criterios similares de racionalidad económica.
- d) Establecer, en el ámbito de cada mercado nacional, reglamentaciones para operaciones de importación y exportación de la energía eléctrica que resguarden los principios de transparencia, equidad y reciprocidad.

Asimismo, las empresas generadoras, distribuidoras o grandes usuarios de ambos países podrán pactar libremente contratos de suministro de energía y potencia entre sí, en la medida en que se encuadren en las normativas vigentes en cada país y cuenten con las autorizaciones pertinentes de sus respectivos gobiernos. A través de la Comisión de Interconexión, se han propuesto, en diferentes oportunidades, nuevas modalidades de intercambio y diferentes servicios recíprocos.

Por otra parte, el Poder Ejecutivo ha autorizado en Uruguay, la exportación a Argentina de la energía eléctrica generada por agentes privados eólicos que se encontraban comercializando su energía en el mercado spot uruguayo

II.-URUGUAY Y BRASIL

Para la realización del intercambio de energía eléctrica entre Uruguay y Brasil no existe un acuerdo de interconexión que abarque la totalidad de los aspectos involucrados. Las modalidades de intercambios y sus características se han establecido en cada oportunidad, a medida que surgen las necesidades de intercambio de ambos países y las reglas no han permanecido fijas, sino que han cambiado según la situación y perspectivas de un sistema eléctrico con necesidades u oportunidades puntuales.

Sin perjuicio de lo anterior, y como ya fuera referido, existe el Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio, suscrito en septiembre de 1994 por la república Federativa del Brasil y la República Oriental del Uruguay, dirigido específicamente a la integración de sus sistemas eléctricos. En el marco de este Protocolo, se estudió la viabilidad y se llevó a cabo la interconexión de Rivera-Livramento. En este sentido, también se destaca el Memorándum de Entendimiento, firmado entre ambos países el 5 de julio de 2006, en el marco del cual se desarrolló la interconexión de Melo.

Respecto a los intercambios, hasta 2014 se suscribieron Memorándums de Entendimiento entre ambos países, donde se establecían y acordaban, para períodos de uno a dos años, las modalidades de intercambio que se utilizarían y sus principales características.

En los últimos años, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha emitido unilateralmente reglamentación (Portarías) dónde define las condiciones en las que Brasil importará o eventualmente exportará energía con sus países vecinos.

Por Portarías N°82 y N°556, del 25/03/2015 y 28/12/2015 respectivamente, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil reconoció la necesidad de importación de energía eléctrica desde Uruguay, en forma excepcional y temporaria, designando a ELETROBRAS como comercializador en Brasil para efectuar dichos intercambios. Posteriormente, por Portaria N°372, del 19/09/2017, se habilitó la posibilidad de autorizar a otros comercializadores. Desde ese entonces, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha emitido Portarías autorizando a varios comercializadores.

En este marco, y considerando que por Decreto de Poder Ejecutivo uruguayo N° 217/015, se designa a UTE como Exportador Spot para actuar en representación del mercado eléctrico uruguayo y realizar exportaciones spot a otros sistemas eléctricos, UTE suscribió Acuerdos de Provisión con comercializadores en Brasil, donde se establecieron las condiciones y mecanismos que permiten el suministro a Brasil de energía eléctrica generada en Uruguay.

En la actualidad, las exportaciones de Uruguay a Brasil se realizan en el marco de la Portaria N°339/2018, emitida por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil el 15-08-2018, con vigencia desde el 01-01-2019 y hasta el 31/12/2022. Esta portaría establece las condiciones en las que Brasil aceptará ofertas de importación de sus países vecinos. Entre otros se establece que las ofertas de Uruguay o Argentina no serán consideradas en la programación de la operación de ONS y no formarán PLD

(Precio de liquidación de diferencias). Estas ofertas serán despachadas siempre que sustituyan parcelas flexibles de usinas termoeléctricas de los subsistemas Sudeste/Centro-Oeste y Sur, despachadas por orden de mérito.

Por otra parte, por Portaria N°418, del 19/11/2019, del Ministerio de Minas y Energía de Brasil, se establecieron las condiciones en las que Brasil podrá exportar energía interrumpible a Uruguay y Argentina. Actualmente, las autoridades de Brasil están en proceso de emitir la reglamentación que instrumente la referida exportación y gestionando las autorizaciones de los respectivos comercializadores.

2.6.3 Intercambios internacionales históricos

I.-URUGUAY Y ARGENTINA

Se exponen a continuación los intercambios de Exportación e Importación realizados desde los años 90 entre Uruguay y Argentina. Para los últimos años, en el caso de las exportaciones a Argentina, los volúmenes expuestos incluyen no solo intercambios realizados por UTE, sino también los realizados por agentes privados autorizados a exportar por el Poder Ejecutivo.

Año	Exportación a Argentina (GWh)	Importación desde Argentina (GWh)
1990	763	51
1991	791	0
1992	2.551	12
1993	1.440	22
1994	334	15
1995	242	188
1996	280	309
1997	384	271
1998	1.794	78
1999	200	708
2000	767	1.328
2001	1.167	117
2002	1.909	559
2003	954	434
2004	10	1.934
2005	816	835
2006	7	2.024
2007	971	574
2008	16	834
2009	251	963
2010	711	344
2011	19	265
2012	194	279
2013	206	0
2014	1.267	0
2015	1.314	2
2016	660	3
2017	474	0
2018	317	13
2019	2.408	0
Total	23.217	12.162

Fuente: Sistema de Gestión de la Explotación de UTE

Tabla 11 - Intercambios entre Uruguay y Argentina (1990-2019).

Si bien los intercambios con Argentina han sido permanentes, se distinguen algunos períodos o hechos que resultan de interés destacar:

- Hasta 1999 se realizó exclusivamente intercambio de energía de oportunidad (spot) entre ambos sistemas, utilizando las modalidades previstas en el Acuerdo de Interconexión, pero sin que existiera un compromiso firme de suministro. No obstante, durante este período, el comercio permitió grandes beneficios económicos para ambos sistemas, así como una mejora de la confiabilidad de los mismos.
- A partir del año 2000, y luego de la introducción en Argentina de fuertes cambios reglamentarios que dificultaron los intercambios, UTE realizó contratos de potencia firme, con opción a la compra de la energía asociada a esa potencia. Estos contratos permitieron importar grandes volúmenes de energía.
- Hacia marzo de 2004, debido a la crisis de abastecimiento de gas natural en Argentina, la disponibilidad de potencia asociada a Contratos se redujo significativamente, pero los intercambios continuaron. Durante las grandes sequías que atravesó el sistema uruguayo en 2004 y hasta principios de 2005, estos contratos significaron un fundamental aporte a la demanda de Uruguay, destacándose el cumplimiento de los compromisos remanentes pese a las severas circunstancias que el sistema argentino también estaba afrontando.

Desde abril de 2004 se habilitaron distintas formas de comercio que permitieron a Uruguay recibir energía eléctrica desde la red argentina:

- Importación en modalidad emergencia, de energía térmica argentina, mediante el pago adelantado de costos variables.
- Compra de energía desde Brasil en tránsito por el sistema de transmisión argentino.
- Empleo por Uruguay de parte de la energía asociada a la potencia que Argentina había licitado previamente en Brasil.

Asimismo, desde finales de 2005 la Comisión de Interconexión acordó la incorporación de una nueva modalidad de intercambio contingente. El objeto de esta modalidad fue aprovechar la capacidad ociosa de los países sin necesidad de estar en situaciones de emergencia.

- Desde 2013 en adelante, período en que Uruguay ha sido netamente exportador, se han utilizado las modalidades de intercambios de energía eléctrica previstas en el Convenio de Interconexión. Se destaca la utilización de la modalidad sustitución, donde el precio de exportación se forma por la semi suma de los costos incrementales en el país exportador y los costos evitados en el país importador. De esta forma, los beneficios asociados al intercambio son repartidos de forma equitativa entre los países intervinientes.

En los últimos años, Argentina ha aplicado un tope al precio de oferta realizado por Uruguay, en virtud de normativas internas de Argentina. Este punto se desarrollará más adelante.

- Por otro lado, Uruguay también realizó exportaciones en modalidad Contingente, es decir, mediante la utilización de unidades térmicas excedentarias para el abastecimiento de la demanda nacional.

II.-URUGUAY Y BRASIL

Se exponen a continuación los intercambios de Exportación e Importación realizados desde los años 90 entre Uruguay y Brasil.

Año	Exportación a Brasil (GWh)	Importación desde Brasil (GWh)
1990	7	0
1991	8	0
1992	9	0
1993	10	0
1994	10	0
1995	12	0
1996	17	0
1997	18	0
1998	25	0
1999	9	0
2000	0	0
2001	73	6
2002	0	0
2003	0	0
2004	0	413
2005	10	750
2006	10	809
2007	34	215
2008	14	129
2009	15	505
2010	0	42
2011	0	206
2012	0	463
2013	0	0
2014	0	0
2015	7	0
2016	22	21
2017	988	3
2018	878	1
2019	604	0
Total	2.780	3.563

Fuente: Sistema de Gestión de la Explotación de UTE

Tabla 12 - Intercambios entre Uruguay y Brasil (1990-2019).

De la Tabla expuesta, se distinguen los siguientes períodos:

- Previo a la construcción de las convertidoras, es decir desde 1990 a 2001, los volúmenes exportados desde Uruguay a Brasil responden a abastecimientos realizados por Uruguay a suministros brasileños ubicados en la frontera, a donde no llegaba la Distribución brasileña. De manera análoga, también existen consumos muy menores en 60 Hz en zonas fronterizas de Uruguay (Cerillada) abastecidos por las redes brasileñas. Estos últimos, por ser de menor cuantía, no están reflejados en la tabla anterior.
- En 2001, año de inauguración de la Convertidora de Rivera, UTE exportó energía a Brasil durante la crisis de abastecimiento que debió enfrentar ese país; si bien se trató de una cantidad de energía eléctrica reducida (73 GWh anuales), la misma tuvo un impacto significativo ya que evitó realizar cortes de energía eléctrica en dicho país.
- A partir del año 2004 y hasta el año 2012, esta interconexión fue empleada intensamente para la importación desde Brasil de excedentes de energía eléctrica de origen térmico y/o hidráulico, y en algunas oportunidades, Uruguay exportó excedentes de vertimiento a Brasil.
- Desde 2017 en adelante, se observa un período de significativas exportaciones. Como fuera informado, estos intercambios responden al reconocimiento por parte de Brasil de la necesidad de importación desde Uruguay, y que el sistema eléctrico uruguayo comenzó a contar con excedentes de energía fruto de la transformación de la matriz eléctrica.

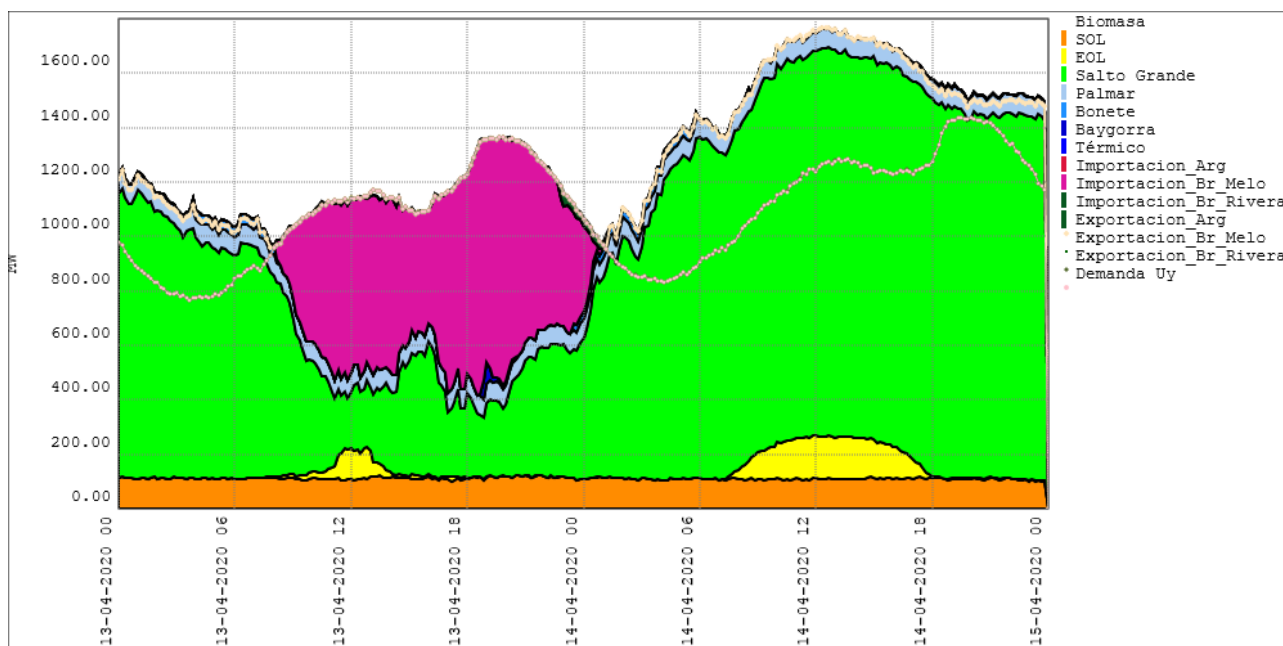
2.6.4 Situación actual de los intercambios comerciales

I.-URUGUAY Y ARGENTINA

En la actualidad, Uruguay y Argentina están realizando intercambios de importación y exportación.

Dadas las características del sistema eléctrico uruguayo, con gran cantidad de energía proveniente de unidades generadoras que utilizan como fuente primaria recursos renovables no gestionables, existen períodos del día con excedentes de generación. Durante estos períodos, Uruguay exporta dicha energía eléctrica a Argentina. Como contrapartida, y considerando las recientes sequías que atraviesa el sistema uruguayo, existen períodos en los que importar energía desde Argentina resulta económicamente más rentable que generar dicha energía con las unidades térmicas operativas en Uruguay. Estas exportaciones o importaciones suceden incluso dentro de un mismo día.

Se expone a continuación un gráfico obtenido de la página de la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay donde se observa la composición de la generación de la energía eléctrica en Uruguay, las importaciones realizadas desde Argentina (área violeta), y la exportación realizada a Argentina para los días 13/04/2020 al 15/04/2020.



Fuente: ADME

Gráfico 37 - Uruguay - Composición de la generación de energía eléctrica e intercambios con Argentina (13/04/2020 al 15/04/2020).

Independientemente de las condiciones comerciales, que en un mismo día se den intercambios en ambos sentidos entre Uruguay y Argentina, marca un hito en la historia del SIN y un nuevo logro hacia la franca integración eléctrica entre ambos países.

Respecto a las exportaciones de energía eléctrica, se está utilizando una variante de la modalidad de sustitución. UTE realiza ofertas diarias a CAMMESA informando la potencia media horaria que se estima estará disponible para exportación para el día siguiente, y el precio que aplica a dicha potencia. El precio de oferta de UTE se calcula como la semisuma de los costos marginales previstos e informados por Argentina y los previstos en Uruguay para el día de la oferta. Estas ofertas son interrumpibles tanto para Uruguay como para Argentina. Desde principios de 2017 CAMMESA comenzó a aplicar un tope al precio ofertado por UTE para intercambios de exportación en esta modalidad, tema que se desarrolla más adelante en el presente informe.

Por otro lado, Uruguay recibe desde Argentina ofertas para importación de energía eléctrica proveniente de unidades térmicas excedentarias del sistema argentino. Las ofertas son por bloques con distintos niveles de potencias medias disponibles y precios. No aplican topes a los precios ofrecidos por Argentina.

II.-URUGUAY Y BRASIL

Para instrumentar los intercambios con Brasil, UTE suscribió Acuerdos de Provisión con comercializadores en Brasil, donde se establecieron las condiciones y mecanismos que permiten el suministro a Brasil de energía eléctrica generada en Uruguay. En el marco de estos Acuerdos, se comenzó a exportar energía a Brasil. A saber:

- Con ELETROBRAS como comercializador de UTE, las exportaciones comenzaron en mayo de 2017.
- Sobre marzo de 2019 también se comienzan a realizar exportaciones con ENEL GREEN POWER CACHOEIRA DOURADA S.A. (ENEL) como comercializador de UTE en Brasil.

En la actualidad UTE realiza ofertas semanales de energía a Brasil. En cumplimiento de lo exigido por Brasil, UTE asigna firmeza a los volúmenes de energía ofrecidos en cada “patamar” de carga (tramos horarios en Brasil), sin embargo, las ofertas son completamente interrumpibles por Brasil. En caso de incumplimientos de UTE en la firmeza asignada a las ofertas, aplican penalizaciones.

En el período reciente, en especial las últimas semanas previas a la redacción de este reporte, el sistema energético uruguayo experimentó una importante reducción de aportes hídricos a sus centrales, con el consiguiente requerimiento parcial de despacho económico de una porción de su respaldo térmico y la búsqueda de posibles alternativas competitivas de importación. En relación a esto último, se ha presentado en Brasil la existencia de excedentes de vertimiento en centrales hidroeléctricas sobre todo del norte de su territorio, los cuales en ciertas situaciones es posible generarlos y transmitirlos hasta la interconexión con Uruguay. En estas condiciones el operador del sistema- ONS- ofreció enviar esa energía a Uruguay, en la medida que existiera interés en el sistema uruguayo. Coordinadas a nivel operativo esas posibilidades, la energía así intercambiada se aplicó a la cancelación de energía que envió Uruguay a Brasil durante el período de prueba de puesta en operación de la conversora de Melo, y ha servido además para destacar la relevancia de avanzar en la formalización de una posible nueva modalidad dinámica entre ambos sistemas, asociada a intercambios de energía “con devolución”, donde una de las partes coordina tomar un monto de energía que luego devuelve en similares condiciones, considerando la conveniencia de las partes.

3. BARRERAS Y CRITICIDADES ACTUALES DE LAS INTERCONEXIONES.

3.1 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN ARGENTINA DE ASPECTOS CRÍTICOS

3.1.1 Aprovechamiento de los recursos energéticos

La experiencia argentina de intercambios de energía eléctrica es ilustrativa de los intereses expresados en cada periodo de aumento real, o intencional, del intercambio. La etapa de desarrollo de los grandes proyectos binacionales estuvo marcada por la necesidad de incrementar la oferta energética local a partir del aprovechamiento de los ríos limítrofes. Desde entonces, el interés de Argentina estuvo puesto en ampliar la capacidad exportadora de su principal recurso energético, el gas natural. Estos dos objetivos estratégicos, primero garantizar la disponibilidad de fuentes de abastecimiento local, y posteriormente de venta de los excedentes energéticos, se complementan con el respaldo ante distintas coyunturas de los sistemas energéticos de la región. En particular con Brasil, en donde las etapas de relativa falta de energía de uno u otro país no han sido coincidentes y por lo tanto la interconexión ha sido utilizada como reaseguro para el abastecimiento interno.

La experiencia de las represas binacionales es instructiva en cuanto en esa época el objetivo principal era aumentar la oferta interna. La represa de Yacyretá y la eventual de Corpus Christi estuvieron previstas asumiendo que el excedente de Paraguay sea destinado al mercado de la Argentina, dado el tamaño relativo de la demanda de Paraguay. En el caso de Uruguay, aun si se esperaba que éste rápidamente utilice el 50% de la capacidad instalada, no obstante, la previsión del acuerdo es que Argentina se beneficiaría de los excedentes de generación, y en todo caso podría aportar a cambio un respaldo al sistema del país vecino. Es decir, en ambos casos la previsión política era que Argentina requeriría mayores importaciones de energía eléctrica.

Esto cambió con la disponibilidad del gas y la mejora de la productividad lograda con el desarrollo de los ciclos combinados. El aprovechamiento de los recursos nacionales, incluido los ríos compartidos siguió siendo el criterio principal considerado en la ampliación del mercado eléctrico regional, pero ahora incluyendo la posibilidad de intercambios de combustibles fósiles, realidad en la que la Argentina se destacó, al menos por un tiempo, en comparación a sus países vecinos.

La máxima expresión de integración con base al aprovechamiento compartido de los recursos naturales de la región se logra con el acuerdo del Mercosur de 1998. Si en perspectiva las declaraciones de interés y posibilidades de un mercado eléctrico ampliado probaron ser ingenuas, especialmente por las dificultades que quedaron evidenciados en el caso de Europa, específicos a la realidad del sector eléctrico, no es menos cierto que el retroceso del intercambio estuvo basado en la progresiva pérdida de excedentes y la consecuente pérdida de confiabilidad de la Argentina como proveedor hacia los países vecinos.

La visión de un mercado eléctrico ampliado bajo el auspicio del Mercosur tuvo corta duración, y desde entonces no hubo intentos políticos serios de impulsar una mayor integración. En ese sentido, aun los tímidos avances dados en los últimos años están condicionados por la situación de contar con acuerdos que prevean el intercambio de emergencia o de excedentes de oportunidad derivados del gas natural no convencional, que presentan una nueva oportunidad. Pero cabe remarcar que, en sendos acuerdos, excluyendo Uruguay, la prioridad es el intercambio de gas en todas sus formas. Igualmente, los intentos de avanzar en una mayor integración con la firma de distintos protocolos de intercambio e inclusive la firma de contratos sigue evidenciando las dificultades presentes ante la desconfianza, que se expresa en la corta duración de estos.

La visión de mercado introducida en la región con las reformas de los 90s mantenía como criterio rector el aprovechamiento de los recursos energéticos de la región. Como tal, la convicción predominante de ese entonces es que la integración resultaba natural y que, si existían barreras, estas se limitaban a cuestiones técnicas y de regulación, que en el marco de reformas comunes debían ser relativamente fáciles de resolver. Ciertamente el marco normativo en Argentina en 1997 dio un impulso importante a esa integración, con inversiones y nuevos contratos con todos nuestros vecinos. Estas barreras probaron ser más difíciles de superar de lo que se esperaba, pero no fue por estas que el intercambio menguó en la región.

3.1.2 Seguridad de suministro y el autoabastecimiento

El paradigma de la cooperación e integración fue reemplazado por la necesidad de garantizar la seguridad de suministro, entendida esta como autoabastecimiento y ya no como el desarrollo de acuerdos recíprocos entre Estados para aprovechar los recursos de cada país. La vía del autoabastecimiento se reafirmó por otra innovación tecnológica, como fue la mejora de la competitividad de las energías renovables, que los países con riesgo de suministro adoptaron tempranamente. Los renovables y el reemplazo de las fuentes fósiles ofrecen, en apariencia, la posibilidad de independizarse de las restricciones de la dotación de recursos fósiles. El éxito en la curva de aprendizaje obtenido con estas tecnologías se espera se reproduzca en el desarrollo de las baterías, que resolvería la intermitencia y quizás, también el alto riesgo de vertimiento renovable.

Cabe mencionar que en este nuevo paradigma las consideraciones de mínimo costo se encuentran en un lugar secundario, pues en varios casos los países de la región pagaron el costo de las curvas de aprendizaje al ser los primeros en adoptar esta tecnología en la región, en simultáneo o con solo pocos años detrás de los países pioneros. Lo fue con las energías eólicas y renovables en las primeras licitaciones de la región, o con la solar térmica en el caso de Chile y por qué no, con los desarrollos no convencionales de gas en Argentina.

Si el objetivo de integración de las matrices energéticas a través de una mejor asignación de los recursos de generación perdió impulso, los potenciales beneficios para volver a impulsar la integración o bien son por una decisión política, como lo fue el caso de Europa, o porque los beneficios de suavizar las curvas de demanda en un mercado ampliado superan los costos. La falta de estudios en los últimos

años dificulta mostrar los logros esperados de una mayor integración, algo que volveremos a mencionar más adelante. Pero ciertamente los ahorros posibles por el lado de la demanda son menores, y sujetos a los problemas de distribución de estos, que la certeza que daba un mejor aprovechamiento de la oferta.

No todo está dicho desde el lado de la oferta. Existe una genuina oportunidad para una mayor integración con los cambios en el comportamiento de los sistemas eléctricos que trae una mayor integración renovable. Ausentes las baterías, la ampliación del mercado es una alternativa genuina para administrar no solo situaciones de escasez de un país, sino los excedentes sujetos a vertimiento (o recorte) por falta de demanda en un mercado determinado. En segundo lugar, la obtención de autoabastecimiento se logró a un alto costo, dando lugar a cierta fatiga en los valores de las tarifas energéticas. Es posible que, en los próximos años, partiendo de situaciones de relativa abundancia de energía en la región, el objetivo de reducir el costo de las tarifas pueda dar un nuevo impulso a la integración, posibilitado por la mayor competencia que la integración y el arbitraje de los diferenciales de precios marginales entre los sistemas.

3.1.3 Barreras operativas

Si esto es así, las barreras técnicas, normativas y de funcionamiento coordinado de los despachos nacionales vuelven a ser centrales. La experiencia europea muestra que menos es más. La opción de un sistema con despacho unificado debe ser descartado de plano, pero también la búsqueda de cambios normativos que traten de hacer homogéneas las múltiples modalidades de negociación propias de cada país.

Ciertamente se necesita un mínimo común denominador. En Europa fue la coordinación de realizar posturas de exportación e importación en las zonas de subastas de forma recíproca, de forma que los predespachos para el día después queden configurados de forma simultánea. Solo cuando se obtuvo éxito en este esquema se avanzó en un esquema de algoritmo extraterritorial. Es difícil saber qué hubiese pasado si antes no se hubiesen creado el regulador paneuropeo y el coordinador de las redes nacionales. Pero ausente esa posibilidad -al menos en el corto plazo- los organismos coordinadores están capacitados para avanzar en esta dirección.

Las barreras técnicas aparecen como relevantes en el caso de la interconexión con Chile. El país vecino ha planteado en reiteradas oportunidades que la interconexión Cobos Los Andes no tiene las medidas de protección necesarias, automatismos de desvinculación, y que si bien, el organismo coordinador no ve conveniente una interconexión a través de sistemas medianos de hasta 200 MW -valor al cual actualmente se encuentra limitada la capacidad de la interconexión- la solución sería o bien reforzar la línea con desvinculaciones automáticas de ambos sistemas o establecer una estación transformadora back-to-back en corriente continua. Más allá de los cambios requeridos, se considera importante su disponibilidad en condiciones de emergencia para la eventual recuperación del servicio en la zona norte. Si bien existen estudios preliminares que analizan otras interconexiones con el país andino, es el entendimiento de los operadores privados locales que desde el lado de Chile existe

interés de estas opciones si su funcionamiento es en isla para el SEN, sin interconexión al SADI. Esta propuesta se fundamenta en las dificultades ambientales del lado cordillerano para ampliar su sistema de transporte en extra alta tensión.

3.1.4 Distribución de los beneficios

La siguiente cuestión es cómo se distribuyen los beneficios de un mayor intercambio. En el modelo de acoplamiento los precios de los dos mercados tienen a igualarse, si el flujo es significativo, subiendo en el mercado exportador y bajando en el importador. Esto es así porque el algoritmo de orden de mérito local no discrimina entre ofertas para el mercado local y para exportación. Si el flujo es marginal, en el peor de los casos no modifica los precios de ambos mercados y el diferencial lo retiene el comercializador y eventualmente el transportista. Este esquema es favorecido en Europa para que exista suficientes incentivos y un caso económico para expandir las interconexiones.

En los procedimientos de Argentina, donde el precio de exportación se define en el nodo frontera, la normativa está diseñada para que las ofertas de exportación no modifiquen el precio local. En el caso de exportaciones de oportunidad, en el cual el precio debía ser fijado en la programación estacional, si la oferta era aceptada, el oferente cobraba este precio propuesto pero no el precio marginal (antes de la exportación) prevaleciente al momento de la transacción. El MEM retenía la diferencia -de existir- y la acumulaba en un fondo para mejoras de calidad. Mismo impacto sucede si la exportación se hace por contrato. Independientemente del precio pactado en este, si el exportador no está despachando, está obligado a (re)vender al precio marginal (comprado en el spot al costo marginal que excede el precio marginal local) y cuando está generando, no percibe el diferencial con el precio marginal en relación a su contrato de exportación, por lo tanto, no afecta el precio de mercado local (como tampoco lo hacen cualquier otro contrato).

Nótese que el caso antes descrito es compatible con el modelo de acoplamiento. La intervención del OED llega hasta el precio pagado al exportador, en el sentido de liquidar las transacciones realizadas en el MEM, pero no interviene en el precio o condiciones de la reventa de la energía exportada en el mercado importador. Le corresponde al oferente del sector privado negociar esas condiciones contractuales.

Sin embargo, existe en la Argentina la tradición de considerar los precios a pagar por energía importada en función de la tecnología y situación del sistema, en el sentido si hay situación de vertimiento. Esto se analizó en el caso del convenio de ejecución original con Uruguay y en las transacciones recientes donde interviene Cammesa como comercializador.

Existe cierta confusión sobre las ventajas de la fórmula de las semisumas de los precios marginales originales, como si esta fuera una solución superior en términos de distribución de los beneficios. Lo cierto es que no hace más que repartir los beneficios del arbitraje en partes iguales entre los dos comercializadores, asumiendo ningún costo de transmisión.

En el caso de importación resulta más complejo. En la normativa el OED no tiene facultades para discriminar las ofertas de importación si estas son al menos igual o mejores que el costo marginal que surge del predespacho. Obviamente el oferente puede realizar una oferta más barata, pero ésta no depende de costos variables auditados como sí en el caso de los oferentes locales. Este esquema funcionó mientras las importaciones fueron realizadas por privados. Pero como sucedió ya en 2004 y en las actuales negociaciones, es Cammesa en nombre del Estado quien actúa como importador.

Como tal, este tiene un interés genuino en negociar el precio de importación como el costo de oportunidad del mercado exportador y retener los beneficios del arbitraje. Comportamiento que realizaría un agente privado por igual. Esto ha dado lugar a convenios ad-hoc en cada caso. Luego de la primera licitación en 2004, fue Cammesa quien negocio directamente, en la mayoría de las veces con Petrobras, el precio a pagar de importación. En el último acuerdo ENEL asumió el rol de comercializador de Brasil, pero solo para las exportaciones desde la Argentina considerando que Cammesa no está habilitado a serlo, y se procuró encuadrar el contrato interrumpible, como se explicó, en la normativa del país exportador. El que más discusión tuvo fue la compra de los excedentes eólicos de Uruguay.

En este último caso la opinión del regulador argentino es que el precio de venta debía ser el costo marginal del sistema de Uruguay, que en muchos meses es igual a cero. La primera postura de los exportadores fue ofrecer un precio que consideraban ventajoso para la Argentina y ciertamente por debajo de su costo marginal. Esta última equivale a actuar ellos como comercializadores en la Argentina, rol que está suspendido, al igual que los contratos. Como solución intermedia se le reconoce el mismo precio que a los generadores renovables sin contrato en la Argentina siempre que no supere el 50% del costo marginal operado en Argentina. Es decir, asumiendo un costo marginal nulo para los excedentes eólicos del Uruguay. Esta es una solución intermedia, en donde Argentina le reconoce un precio distinto y por debajo del que los oferentes consideran debería haber accedido, sea por el precio ofertado o la fórmula del convenio de interconexión con el país vecino. El argumento esgrimido por el regulador argentino fue que no podía reconocerle un precio mayor al reconocido a la misma tecnología local, por más que en ocasiones pueda estar desplazando generación más costosa.

En todo caso, sigue siendo una barrera importante la utilización de protocolos ad-hoc, de corto plazo, con convenios inclusive para intercambios de oportunidad de corta duración. Esta opción no es en sí necesariamente peor que la anterior, pero la experiencia indica que pierden fuerza o bien quedan en cartas de intención sin aplicación definitiva.

Entre las razones por las que los acuerdos ad-hoc son difíciles de mantener en el tiempo, se encuentra la recurrente falta de divisas en la Argentina, que limita por razones de política económica la decisión de importar, independientemente de si tiene un costo menor. También la decisión de política económica de favorecer la generación con gas natural local aun si es más cara; y por último, pero no menos importante, que cuando la distribución de los beneficios del arbitraje no queda previamente establecida, parte de esa renta se procura obtener a través de impuestos, o precios de transporte desproporcionados. Dos ejemplos. En el caso de las exportaciones al Brasil, el precio regulado por la

conversora de Garabí del lado de Brasil es del doble del costo regulado para cualquier otro transporte, afectando la competitividad de las ofertas de exportación. En ocasión de una negociación entre Paraguay y Uruguay para exportar energía utilizando Argentina como país en tránsito, el costo de transporte ofrecido sumó un valor en concepto de costo de oportunidad de la energía no comprada, haciendo inviable la transacción. Como se dijo al principio, la utilización de impuestos es una opción válida para modificar los beneficios del intercambio, pero aplicado desmedidamente inhibe las transacciones.

Esta opción utilizada en los últimos años contrasta con el fracaso de los contratos de largo plazo. Las experiencias tanto públicas, de los aprovechamientos binacionales, como privados, de construcción de líneas de transmisión y de algunas centrales dedicadas de generación, muestran la dificultad de sostener esos contratos en entornos cambiantes de precio, de normativas y de disponibilidad de fuentes de energía. Sin embargo, las inversiones están ahí. En el caso de los aprovechamientos binacionales la renegociación constante de las tarifas para la recuperación de la inversión pueden explicar el poco incentivo a completar los otros aprovechamientos en inventario. Cabe remarcar que este modelo de contrato es el utilizado por Argentina, no solo para proyectos locales como Condor-Cliff la Barrancosa, sino también con los PPA térmicos o renovables, que tienen una vigencia de uso desde 2008 y se extienden por periodos de entre 10 a 20 años. Puede decirse que la experiencia reciente con contratos privados resulta mucho más ventajosa que la experiencia del pasado.

Si los contratos con privados, en dólares, en el mercado local fueron un instrumento idóneo para expandir la fuente de generación local, ¿por qué fracasaron cuando fueron usados internacionalmente?. La razón no es su plazo o inclusive si el precio resulta económico o no.

Entendemos que resulta muy difícil congeniar la utilización de un contrato *de exportación* con un flujo de energía *en el sentido contrario*. Existe un rechazo a estos contratos cuando se percibe que quedaron desfasados de la situación original. Más aun porque el modelo normativo adoptado en los 90s presupone que los contratos de exportación son cubiertos con la generación del sistema y no necesariamente de la máquina de respaldo. Este puede haber sido una razón para rescindir los contratos. Aunque también es cierto que con el ejemplo de Termoandes, diseñado para trabajar en isla fuera del SADI, este criterio no se cumple. Al final de cuentas, la invalidez de los contratos de exportación se explica por la progresiva escasez de potencia y energía en el mercado de exportación y por lo tanto la imposibilidad para cumplir el mandato de abastecer el mercado interno y sostener las exportaciones. No fueron los contratos, la normativa, o falta de interés en exportar, fue simplemente que no había energía excedente para hacerlo.

Igualmente, el predominio de flujos *en el sentido erróneo* es una característica distintiva de las interconexiones radiales, especialmente si existe una predominancia de los contratos. Esta contradicción a pesar de no ser la razón última de la rescisión contractual no fue menor para descartar toda la experiencia completa. Las propias tribulaciones hacen aconsejable que los tipos de transacción se mantengan a la mínima complejidad, al menos en un inicio.

3.1.5 Configuración de la red nacional

Una razón adicional de lo anterior es que los sistemas interconectados y las futuras expansiones están pensados, por lo menos en el caso argentino, para acomodar la mayor oferta que se prevé obtener de fuentes de energía locales. Esta restricción no es menor, pues no se vislumbra cómo una mayor oferta de importación podría acomodarse a la luz de cómo hoy se concibe la expansión de generación & transporte de la matriz eléctrica.

Por último, está la dificultad para que los OED coordinen la estabilidad y seguridad de suministro de sus respectivas redes nacionales en los puntos de interconexión. En el caso con Chile está es una barrera importante, ante la negativa de los OED a asumir los riesgos actuales sin modificaciones que incluyan mecanismos de desvinculación automática, o incluso un enlace más robusto ya que en las condiciones actuales y por las limitaciones de potencia, este no supera los 200 MW. En el resto. En el resto de los países, aun con ciertas reticencias, y ciertamente con predisposición a recortar el vínculo de interconexión antes que tener congestión en las líneas internas, no hay barreras técnicas que impidan un mayor intercambio.

3.1.6 Causas que impiden una mayor integración

El análisis de las barreras antes descriptas muestra que, a pesar de las múltiples dificultades, en los últimos años se dieron algunos pasos iniciales en dirección a una mayor integración. Desde la perspectiva de la Argentina, la precondition fue haber relajado la escasez de combustibles y potencia del sistema eléctrico. Sin embargo, el mayor interés en propiciar intercambios resultó en una mayor importación de energía, ciertamente en condiciones ventajosas de precio.

Esto ha dado lugar a cuestionar por qué en los años de escasez, particularmente a partir de 2011, se dejó de importar desde Brasil como alternativa al uso de combustibles líquidos. Una primera respuesta de los actores del sector fue la escasez de divisas y las dificultades para coordinar las importaciones solo cuando hubiesen desplazado generación con combustibles importados. En la visión de los reguladores la importación de combustibles líquidos o del GNL les dio cierta flexibilidad para programar el despacho, especialmente los primeros, que no hubiese sido posible con las importaciones de energía eléctrica. Es decir, para el regulador local no eran opciones sustitutas.

Desde una visión más política, los desencuentros iniciales, luego de la restricción de exportaciones de gas, y las dificultades luego de la Gran Crisis Financiera de 2008 impidieron renovar los acuerdos firmados anteriormente adaptando las importaciones a las necesidades del despacho local. Entre las razones estuvo también la dificultad del Estado de Argentina a través del OED a comprometerse con importaciones en firme.

A falta de una decisión política para una mayor integración, que tenga un mandato de avanzar independientemente de las dificultades y barreras que se encuentren en su implementación, las exigencias para un mayor intercambio requieren que los beneficios sean claros e inmediatos.

Un mayor intercambio no debe aumentar el precio de la energía a los usuarios, en lo posible fomentar las exportaciones y evitar cualquier costo inicial, así sea utilizando la infraestructura existente o los sistemas de gestión actuales. En la perspectiva de la Argentina, los acuerdos o contratos de oportunidad son la opción elegida que evitan los resultados no racionales (flujos de energía en el sentido erróneo desde el país caro al país barato), entre otras razones porque siguen suspendidos internamente.

Aun si se dan los supuestos anteriores, existen dudas para convertir los actuales acuerdos de corto plazo en permanentes. El argumento esgrimido es que, si se acepta la exportación como parte continua de la demanda de energía, la expectativa es que se *incremente* el costo de generación a largo plazo. El argumento sería el siguiente. En las actuales condiciones comprometer una oferta térmica para la exportación reduce el margen de reserva del sistema que tiene un costo de reposición más caro que la maquina destinada a la exportación. En este sentido, las posturas de exportación no deberían considerar los costos marginales de corto plazo, sino los de largo plazo, y si o solo si este precio es competitivo convertirse en una oferta de exportación permanente.

Esta línea de razonamiento excluye la necesidad de realizar estudios integradores donde se analicen beneficios conjuntos en base a los costos de integración de largo plazo. Los existentes están obsoletos por su antigüedad o son incompletos. Igualmente, el argumento es válido en el siguiente sentido. Los mayores excedentes de exportación de cada país en el futuro se presumen provendrán de las fuentes renovables. Como tal, los costos marginales que permitan prever un mayor intercambio son a costo cero, si la situación que buscan evitar es el cercenamiento (curtailment) de la energía excedente. Pero los eventuales precios de intercambio serían insuficientes para incentivar nuevas inversiones. Como tal, la integración regional es insuficiente para promover nuevas inversiones.

Si, como es la práctica, las oportunidades de intercambio son analizados con criterios distintos en base a la tecnología involucrada, la situación en la que se produce el excedente, y el precio vigente en el mercado de exportación, la sintonía fina para aumentar los intercambios y promover un mayor comercio a largo plazo debilitan los incentivos a la integración. En la terminología del acoplamiento de los mercados utilizado en Europa, se disminuyen los beneficios del arbitraje.

Las barreras identificadas son a pesar de contar con un marco normativo que, bajo distintas circunstancias, cuando prevaleció el libre mercado o desde que existe una mayor intervención estatal en las decisiones del sector, permitió realizar todo tipo de intercambio, y salvo con Chile, no existen restricciones de infraestructura significativas.

3.2 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN BRASIL DE ASPECTOS CRÍTICOS

El país tiene activos de interconexión en operación con Argentina, Uruguay y Paraguay; sin embargo, hay una significativa subutilización de las infraestructuras existentes a lo largo de los años, lo que restringe el comercio efectivo entre países. La ociosidad de estas infraestructuras resulta, en gran medida, de las limitaciones impuestas para el aprovechamiento del intercambio energético, que se limitan a situaciones de suministro emergencial (críticas) o de oportunidad de exceso momentáneo de energía (abundancia).

3.2.1 El caso de CIEN – la necesidad de establecer un tratamiento adecuado de las interconexiones al término de las concesiones

Las conversoras de frecuencia Garabí I y II comenzaron a operar en 2000 y 2002, respectivamente. El proyecto es emblemático, ya que inicialmente se estructuró sobre un régimen comercial, en torno a contratos de comercialización de importación, principalmente, o eventualmente de exportación de energía. La comercialización se llevó a cabo por un período corto, enfrentando dificultades con las crisis políticas y económicas de los países. Los contratos no se ejercieron en su totalidad al comienzo del proyecto, ya que la energía en Brasil se volvió más competitiva después de la caída permanente de la demanda en el período posterior al racionamiento de 2001 - dado que los contratos no contemplaban cláusulas de take-or-pay. Entre 2005 y 2006, Argentina no tuvo suficiente gas natural para sustentar la energía a ser importada por el Brasil, comprometiendo los contratos vigentes. Si bien es un activo de interconexión, el proyecto se estructuró como un generador virtual, con garantía física atribuida por el sistema regulatorio brasileño. Dada la imposibilidad de comercialización de energía, el activo tuvo su garantía física revisada en la década de 2000. La primera fase está marcada por crisis intercurrentes, falta de armonización regulatoria y exacerbación de riesgos.

En 2011, el activo concebido en régimen comercial se transformó en un activo de interconexión, integrado al sistema de transmisión brasileño (Portaria MME Nº 210 y 211/2011), equiparadas a concesiones de servicio público. De esta forma, pasaron a recibir los ingresos anuales permitidos (RAP), regulados por la ANEEL (R\$ 352 millones en 2020), para remunerar el capital y cubrir los costos de operación y mantenimiento. CIEN (Companhia de Interconexão Energética) es propietaria del activo, pero obtiene remuneración únicamente de la parte relativa al territorio brasileño. Argentina no remunera el activo en su territorio, aunque está en discusión la determinación de una tasa regulatoria.

La evolución del emprendimiento revela desafíos para la sustentabilidad y remuneración del activo de interconexión a lo largo del tiempo, con asimetría regulatoria entre los países. No solo el pasado estuvo marcado por incertidumbres, sino que el futuro inmediato reserva dudas y aprensiones para los propietarios del activo. Las concesiones de los activos de interconexión en Brasil vencen el 20 de

junio de 2020 (Garabí I) y el 31 de julio de 2022 (Garabí II). La autoridad concedente, representada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), señaló su intención de licitar el activo, que mantiene inversiones en activos retornables aún por amortizar.

Además de las discusiones sobre el valor de retorno -el valor de mercado en uso de los activos alcanza R\$ 833 millones en 2020-, existen controversias sobre el tratamiento regulatorio de las estaciones conversoras. La obsolescencia del activo después de veinte años de vida útil requiere la modernización de numerosos componentes; sin embargo, el mercado oligopólico de fabricantes señala la sustitución total del activo, lo que apunta a la necesidad de inversiones adicionales para extender la vida del proyecto. Este aspecto será fundamental para la solución a ser abordada al término de la concesión por parte de la autoridad concedente, ya que existen activos retornables a indemnizar y futuras inversiones a considerar. El tratamiento del término de las concesiones en Brasil será objeto de intenso debate en los próximos años, dado el panorama significativo de vencimiento de concesiones y las incertidumbres sobre las posibilidades de renovación y las intenciones (de carácter fiscal) de licitación.

Para el caso de CIEN se sugirió la posibilidad de licitación separada de los activos (Garabí I y Garabí II), sin embargo, las líneas solo pueden operar de manera conjunta debido a la existencia de un enlace solicitado por el propio ONS. Con el fin de la concesión, el reglamento del MME N° 245/2020 designó a Enel Cien S.A. como responsable de los servicios de transmisión de Garabí I, con miras a asegurar la continuidad del servicio hasta la licitación.

3.2.2 El caso de la conversora Melo - Candiota

Existe limitación de la capacidad de transporte entre la SE Candiota y la Región Metropolitana de Porto Alegre, por falta de inversión para la realización de la línea de transmisión de 525 kV inicialmente prevista.

3.2.3 Itaipú Binacional

Tratado Internacional de Itaipú

La Central Hidroeléctrica de Itaipú, entidad de derecho público internacional, es el resultado del Tratado Internacional firmado en 1973 entre Paraguay y Brasil. Este tratado abarca el aprovechamiento hidroeléctrico, en común, de los recursos hídricos del río Paraná, desde e incluyendo el Salto Grande de Sete Quedas (o Salto de Guaíra) hasta la desembocadura del río Iguazú. La planta cuenta con 14 GW instalados, que comenzó a operar en 1984.

En el Acta de Iguazú, firmada entre Brasil y Paraguay en junio de 1966, los países proclamaron su voluntad de estudiar las posibilidades económicas de aprovechamiento hidráulico binacional que resultaría en la construcción de Itaipú, acordando:

“estabelecer, desde já, que a energia elétrica eventualmente produzida pelos desníveis do rio Paraná, desde e inclusive o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto do Guaira até a foz do rio Iguaçu, será dividida em partes iguais entre os dois países, sendo reconhecido a cada um deles o direito de preferência para a aquisição desta mesma energia a justo preço, que será oportunamente fixado por especialistas dos dois países, de qualquer quantidade que não venha a ser utilizada para o suprimento das necessidades do consumo do outro país”

Queda establecido en los artículos XIII y XIV del Tratado de Itaipú:

“Artigo XIII – A energia produzida pelo aproveitamento hidrelétrico a que se refere o Artigo I será dividida em partes iguais entre os dois países, sendo reconhecido a cada um deles o direito de aquisição, na forma estabelecida no Artigo XIV, da energia que não seja utilizada pelo outro país para seu próprio consumo.

Parágrafo Único - As Altas Partes Contratantes se comprometem a adquirir, conjunta ou separadamente na forma que acordarem, o total de potência instalada.

Artigo XIV – A aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPÚ será realizada pela ELETROBRÁS e pela ANDE, que também poderão fazê-la por intermédio das empresas ou entidades brasileiras ou paraguaias que indicarem.”

Cada uno de los países posee el 50% de la central y de la energía generada, con derecho a comprar energía no utilizada por el otro país, una cantidad denominada “energía cedida”. Actualmente, el 90% de la producción de Itaipú se dirige a Brasil y el 10% restante lo consume Paraguay. La energía de Itaipú representa alrededor del 15% de la energía consumida en Brasil y el 75% del consumo paraguay. En 2019, la potencia provista por Itaipú correspondió a 12.135 MW promedio. El Tratado también establece que el costo del servicio eléctrico debe distribuirse proporcionalmente a las potencias contratadas.

El Tratado de Itaipú, firmado en abril de 1973, contiene tres anexos. El Anexo A establece el Estatuto de Itaipú; el Anexo B describe las instalaciones para la generación de energía eléctrica, así como otras relacionadas con obras auxiliares; y el Anexo C trata sobre las bases financieras y de prestación de servicios eléctricos. Si bien el Tratado no prevé un plazo definitivo de vigencia, el Anexo C contiene una disposición que prevé la revisión de las bases financieras y la prestación de los servicios en un plazo de 50 años, plazo que finaliza en 2023. También están las Notas Reversales, que representan garantías sobre el acuerdo y deben ser sometidas al parlamento de ambos países y al Mercosur.

El Anexo C del Tratado de Itaipú, que establece las bases financieras y de prestación de los servicios eléctricos, estableció lineamientos para las condiciones de suministro, los costos del servicio eléctrico y los ingresos del proyecto:

“II - Condições de Suprimento

II.1 – A divisão em partes iguais da energia estabelecida no Artigo XIII do Tratado, será efetuada por via de divisão da potência instalada na central elétrica.

II.2 – Cada entidade, no exercício do seu direito à utilização da potência instalada, contratará com a ITAIPÚ, por períodos de vinte anos, frações da potência instalada na central elétrica, em função de um cronograma de utilização que abrangerá este período e indicará, para cada ano, a potência a ser utilizada.

II.3 – Cada uma das entidades entregará à ITAIPÚ o cronograma acima referido, dois anos antes da data prevista para a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da central elétrica e dois anos antes do término do primeiro e dos subsequentes contratos de vinte anos.

II.4 – Cada entidade, tem o direito de utilizar a energia que puder ser produzida pela potência por ela contratada até o limite que será fixado, para cada período de operação, pela ITAIPÚ. Fica entendido que cada entidade poderá utilizar dita potência por ela contratada, durante o tempo que lhe convier, dentro de cada período de operação, desde que a energia por ela utilizada, em todo esse período, não exceda o limite acima mencionado.

II.5 – Quando uma entidade decide não utilizar parte da potência contratada ou parte da energia a esta correspondente, dentro do limite fixado, poderá autorizar a ITAIPÚ a ceder às outras entidades a parte que assim se tornar disponível, tanto de potência como de energia, no período referido em II.4, nas condições estabelecidas em IV.3.

II.6 – A energia produzida pela ITAIPÚ será entregue às entidades no sistema de barramentos da central elétrica, nas condições estabelecidas nos contratos de compra e venda.

III - Custo do Serviço de Eletricidade

O custo do serviço de eletricidade será composto das seguintes parcelas anuais:

III.1 – O montante necessário para o pagamento, às partes que constituem a ITAIPÚ, de rendimentos de doze por cento ao ano sobre sua participação no capital integralizado, de acordo com o Parágrafo 1º do artigo III do Tratado e com o Artigo VI do Estatuto (Anexo A).

III.2 – O montante necessário para o pagamento dos encargos financeiros dos empréstimos recebidos.

III.3 – O montante necessário para o pagamento da amortização dos empréstimos recebidos.

III.4 – O montante necessário para o pagamento dos "royalties" às Altas Partes Contratantes, calculado no equivalente de seiscentos e cinquenta dólares dos Estados Unidos da América por gigawatt-hora, gerado e medido na central elétrica. Esse montante não poderá ser inferior, anualmente, a dezoito milhões de dólares dos Estados Unidos da América, à razão da metade para cada Alta Parte Contratante. O pagamento dos "royalties" se realizará mensalmente, na moeda disponível pela ITAIPÚ.

III.5 – O montante necessário para o pagamento à ELETROBRÁS e à ANDE, em partes iguais, a título de ressarcimento de encargos de administração e supervisão relacionados com a ITAIPÚ, calculados no equivalente de cinquenta dólares dos Estados Unidos da América por gigawatt-hora gerado e medido na central elétrica.

III.6 – O montante necessário para cobrir as despesas de exploração.

III.7 – O montante do saldo, positivo ou negativo, da conta de exploração do exercício anterior.

III.8 – O montante necessário à remuneração a uma das Altas Partes Contratantes, equivalente a trezentos dólares dos Estados Unidos da América, por gigawatt-hora cedido à outra Alta Parte Contratante. Esta remuneração se realizará mensalmente na moeda

disponível pela ITAIPÚ.

IV - Receita

IV.1 – A receita anual, decorrente dos contratos de prestação dos serviços de eletricidade, deverá ser igual, em cada ano, ao custo do serviço estabelecido neste Anexo.

IV.2 – Este custo será distribuído proporcionalmente às potências contratadas pelas entidades supridas.

IV.3 – Quando se verificar a hipótese prevista em II.5 anterior, o faturamento às entidades contratantes será feito em função da potência efetivamente utilizada.

IV.4 – Quando não se verificar a hipótese prevista em II.5, e tendo-se em vista o disposto no Artigo XIII do Tratado e em IV.2 acima, a responsabilidade da entidade que contratou a compra será a da totalidade da potência contratada.”

En los términos del Tratado Internacional de Itaipú, la cantidad de energía producida por la central binacional se divide en partes iguales entre Brasil y Paraguay, reconociendo el derecho a comprar energía que no sea consumida por uno de los países.

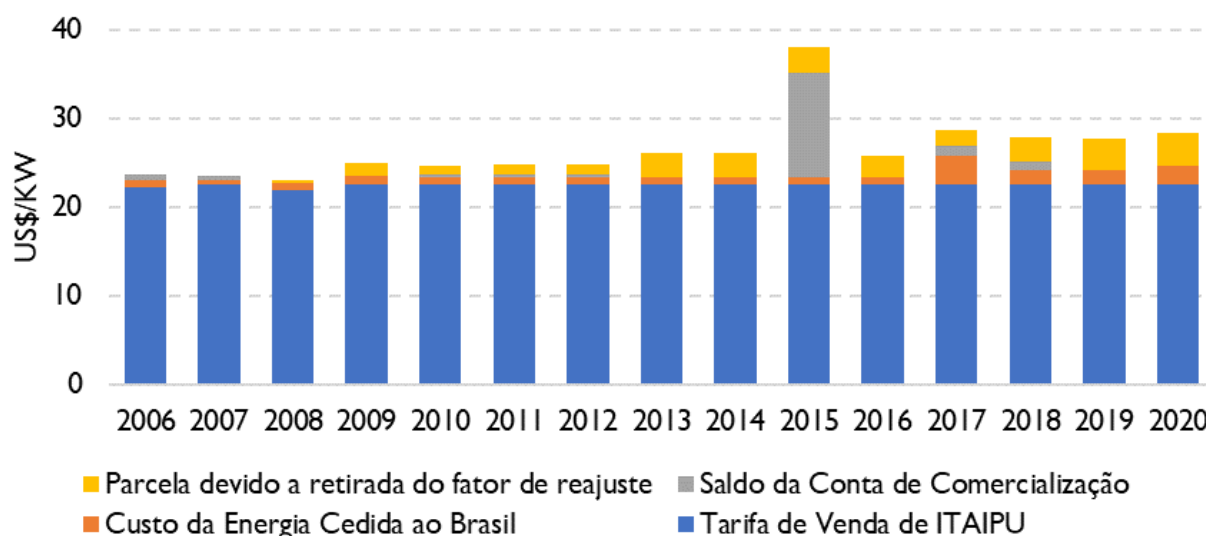
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE ITAIPÚ

La cantidad de energía que pertenece a Brasil se destina a las concesionarias de distribución de las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste, en las cuotas que les asignó la Autoridad Concedente, en los términos de la normativa de la ANEEL. En 2020, treinta distribuidoras tenían cuotas partes de la energía de Itaipú -siendo ENEL SP y CEMIG las que tienen mayores participaciones, 14% y 10%, respectivamente.¹⁰

La remuneración de la energía de Itaipú se determina con base en los costos de prestación del servicio, que incluyen costos de financiamiento del proyecto (que finaliza en 2023), remuneración de capital, operación y mantenimiento, entre otros. La venta de energía por cuotas implica la asignación de riesgo hidrológico a los consumidores cautivos de las distribuidoras.¹¹

Los costos referidos no están regulados por la ANEEL, la cual es responsable únicamente del cálculo anual de la Tarifa de Transferencia a ser practicada por Eletrobrás en la comercialización de energía eléctrica proveniente de Itaipú, la cual brinda la información necesaria. De hecho, por su carácter binacional, la central de Itaipú no está sujeta a regulación por parte de la ANEEL. La tarifa de transferencia está compuesta por: (i) costo unitario del servicio eléctrico de Itaipú; (ii) costo de la energía suministrada por Paraguay a Brasil; (iii) cuota del diferencial resultante del retiro del factor anual de reajuste de los contratos de financiamiento celebrados con Itaipú; (iv) saldo de la Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipú, asegurando el reembolso a Eletrobrás de los costos incurridos por la misma.

Los dos primeros rubros se calculan con base en las disposiciones del ANEXO C del Tratado suscrito entre Brasil y Paraguay. El primero incluye el monto necesario para el pago de rentas sobre el capital y el segundo, el monto necesario para remunerar la transferencia de energía que realiza la Administración Nacional de Energía (ANDE).



Fuente: Elaboración propia con datos de ANEEL

Gráfico 38 - Evolución de la Tarifa de Transferencia de Itaipú (2006-2020).

El monto de la Tarifa de Transferencia se calcula en US\$/kW y se divulga al final de cada año para que entre en vigor a partir del primero de enero del año siguiente. En relación a la evolución de la Tarifa de Transferencia, se aprecia una variación uniforme, a excepción del año 2015 cuando el saldo de la cuenta de comercialización tuvo un fuerte impacto. Con relación a 2006, el valor de la Tarifa vigente para 2020 varió aproximadamente en un 19,6%, de US\$ 23,75 a US\$ 28,40.

El costo de adquisición de energía de Itaipú se define en el Módulo 3.2 de los Procedimientos de Regulación Tarifaria (PRORET), y depende de la Tarifa de Transferencia, la potencia contratada y el tipo de cambio.

A pesar de la baja variación en la Tarifa de Transferencia durante el período analizado, la tarifa promedio de transferencia de los contratos de compra de energía de las distribuidoras con cuotas de Itaipú se ha visto significativamente afectada por la variación del tipo de cambio.

De las treinta distribuidoras brasileñas que tienen cuota partes de la energía de Itaipú, seis han tenido sus procesos de reajuste de 2020 aprobados por ANEEL: CPFL Paulista, Light, ENEL RJ, EMT, EMS y Uhenpal. En relación a 2019, la tarifa de adquisición de energía de Itaipú varió en un promedio de 27,12%, mientras que la tarifa promedio total varió solo alrededor de 8,20%. Además, la devaluación del tipo de cambio que experimentó Brasil en el año 2020 afecta considerablemente la responsabilidad financiera de los usuarios de electricidad de las distribuidoras con cuota parte de Itaipú.

Distribuidoras de energía eléctrica	Tarifa 2019 (R\$/MWh) – Itaipú	Tarifa 2020 (R\$/MWh) - Itaipú	Variación Itaipú 2019/2020	Tarifa 2019 (R\$/MWh) Media	Tarifa 2020 (R\$/MWh) Media	Variación Media Total 2019/2020
CPFL – PAULISTA	241,9	309,4	27,90%	201,48	216,79	7,60%
LIGHT-LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	236,65	281,87	19,11%	210,08	220,9	5,15%
ENEL RJ – AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	236,6	281,87	19,13%	198,62	206,46	3,95%
EMT – ENERGISA MATO GROSSO – DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	241,86	309,25	27,86%	217,08	232,31	7,02%
EMS-ENERGISA MATO GROSSO DO SUL- DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	241,88	309,27	27,86%	200,03	217,63	8,80%
UHENPAL – USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.	248,91	350,64	40,87%	159,82	186,49	16,69%

Fuente: Elaboración propia con datos de ANEEL

Tabla 13 – Revisión de las tarifas de Itaipú para las distribuidoras de Brasil en 2020.

El costo del servicio eléctrico de Itaipú tiene en su formación un 62% de amortización y cargos financieros relacionados a los contratos de financiamiento de la central contraídos con ELETROBRAS, con vencimiento en 2023. Los gastos de exploración, referidos al costo para generación de energía, son objeto de fiscalización de la ANEEL. La cuota resultante de los costos de regalías y administración y supervisión de la energía vinculada (energía generada según la garantía física de la central) y no vinculada (excedente de energía a la garantía física de la planta), así como las rentas de capital, derivan de valores expresamente determinados en el Tratado.

En 2019, el pago de la deuda totalizó US\$ 2,071 billones (US \$ 1,634 billones en amortización de lo principal y US \$ 437 millones en cargos financieros) y el pago de cargos del Anexo “C” (Regalías, Remuneración por asignación de energía, Rentas de Capital y Resarcimiento de Cargos de Administración y Supervisión) alcanzó los US\$ 907 millones. De acuerdo con el cronograma de pago de la deuda por la construcción de la central, el saldo de la deuda se amortizará hasta el 2023.

La revisión de los términos del Anexo C del Tratado de Itaipú está prevista para 2023, cincuenta años después de la firma del Tratado.

3.3 IDENTIFICACION EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN CHILE DE ASPECTOS CRITICOS

3.3.1 Barreras técnicas

Para efectos de este informe, entenderemos por barreras técnicas aquellos aspectos de “infraestructura” que dificultan o impiden el intercambio de electricidad entre Chile y Argentina. Asimismo, si existen incentivos para desarrollar un proyecto de interconexión privado o si éste debiese desarrollarse a partir de la planificación anual de la transmisión que realiza la autoridad.

Como ya lo señalamos, el estudio realizado por el Coordinador para evaluar la operación del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN) vinculado con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea Andes-Cobos 345kV, arrojó como resultado que los Coordinadores chileno y argentino no recomiendan el intercambio de energía a través de esta línea.

En el informe se señala que una adecuada interconexión SEN – SADI *“requeriría de un enlace más robusto que permita intercambios de energía con suficiencia y seguridad, acordes con las características de estos sistemas, para lo cual sería necesario el reforzamiento de la línea, considerando por ejemplo, la implementación de tecnología HVDC.”*

Desde esta perspectiva, de nuestro entendimiento de las entrevistas realizadas surge lo siguiente:

- *“Hoy por la longitud del sistema, no puedes conectarte en corriente alterna, es clave la seguridad y calidad de suministro, por lo que un enlace de esta naturaleza traspasa las fallas desde el otro lado. Por ello toda interconexión tiene que tener una convertidora back to back en corriente continua. Esto es para tener el control de flujos. Esa es la realidad de las interconexiones de Europa.”*
- *“Cuando hay un sistema muy largo como el de Chile, se produce una diferencia angular. El sistema chileno es uno de los más largos del mundo. La diferencia angular se puede disparar en caso de incorporar una interconexión sin la tecnología adecuada.”*
- *“La única desventaja es la posibilidad de black out, donde el más grande arrastra al más chico. El sistema va a ser más robusto.... Pero esto es como una pandemia, como mercado más pequeño, los estornudos del sistema argentino, pueden generar grandes problemas en el sistema eléctrico chileno. Se puede manejar, pero el riesgo aumenta. Para el sistema argentino un problema del sistema chileno, no le generaría un problema mayor.”*
- *“Idealmente la interconexión con Argentina debiese tener más de un punto: uno que apoye la zona central de carga; uno en el norte que aproveche la línea construida; una en la zona centro sur. Con eso todos los “productos” eléctricos de Chile y Argentina se complementarían de mejor manera. Siempre tienen que hacerse con líneas de doble circuito, si no se limitarían mucho las transferencias y no pueden ser de menor tensión de 220 o 500.”*

- *“El otro problema es que los Coordinadores están haciendo exigencias más allá de la norma técnica. La posibilidad de intervenir al diseño de un proyecto privado por atributos de seguridad, desnaturalizan el proyecto y se hace inviable. Se transforma el proyecto como si fuera de interés público, distinto al diseño original”*

No obstante, varios de los expertos consultados no coinciden completamente con este análisis, señalando que se podría utilizar la actual interconexión:

- *“El actual sistema de interconexión, te permite hacer transferencia pequeña, menos de 300 MW o 200 MW, podría realizarse. Técnicamente es factible, el sistema soporta estas transferencias. Pero el Coordinador tiene una decisión operativa de cuidarse extremadamente. El exceso de seguridad hace que se imposibilite el uso de la línea. Por ello, para el Coordinador, desde el punto de vista operativo, tener 100 MW o 200 MW de transferencia no tiene mucho sentido. Es probable que para el Coordinador chileno no le sea cómodo, pero puede ser una oportunidad de aprender... lo que está en duda es la oportunidad de negocio. Pero si fuesen 200 MW, con un diferencial de 20 dólares entre ambos mercados, podría representar un mercado de USD 3.000.000.- mes. Estos diferenciales aumentan en el caso que exista vertimiento.”*
- *“Del enlace actual hay un tema de voluntad con seguridad. Los estudios son un instrumento y se pueden ajustar los parámetros, para encontrar el objetivo. En este sentido, en el nuevo Coordinador no hay voluntad y por eso los estudios no permiten contar con un ejercicio que lo viabilice. En otras palabras, si hubiese voluntad lo que se debe preguntar a los estudios es dime cómo se puede hacer. Ahora bien, en si mismo el enlace es débil para unir dos sistemas grandes, que tienen corredores robustos, por tanto la interconexión de verdad debe ser de otra escala. Lo que tenemos hoy es un “alambre de timbre” Pero igual se podrían mandar 100 MW o 150 MW. En ese sentido es poca energía y por eso para el Coordinador preocuparse de este tema no tiene mucho sentido. Es manejable, pero aparece innecesario. Un enlace en serio debe ser en 500KV o más o en corriente continua, con redundancia alta, doble circuito o más. Es decir, tendría un rango de inversión en torno a los 1.000 millones de dólares.”*
- *“Respecto al enlace del norte, siempre se puede utilizar. En condiciones de black out o estrechez. Si a Chile se le genera un black out desde pan de azúcar hacia el norte, el apoyo desde argentina con 200 MW sería ideal. En este sentido, e Plan de recuperación de servicio debería estar activo, con acuerdo entre los países.”*

Por otra parte, un punto no menor desde el punto de vista técnico es encontrar el punto de enlace más adecuado para lograr un intercambio adecuado y la necesidad de fortalecer las redes internas de los países, de manera de permitir el flujo de electricidad:

“Una de las barreras técnicas es encontrar el punto: encontrar dos subestaciones robustas que permitan soportar un intercambio; junto con la posibilidad de cruzar la cordillera de Los Andes y la sostenibilidad del trazado. Por ello se eligió asociado al proyecto Los Cóndores.”

“Es importante que a nivel local se adopten las medidas para soportar la interconexión: hay que preparar el resto del sistema, la red interna para que pueda recibir la energía.”

Como ya se señaló en este informe, el Estudio de Beneficios Despacho Económico y Análisis Regulatorios / Alternativas Interconexión Chile- Argentina”, elaborado por el consorcio MRC-SIGLA-SYSTEP, a petición del Ministerio de Energía y la CNE de Chile, ha establecido que la línea de interconexión Ancoa – Río diamante, que interconecta la Región del Maule (Chile) con la región de Cuyo (Argentina, provincia de Mendoza, presenta prefactibilidad positiva, por lo que se podría seguir desarrollándose los estudios pertinentes para una interconexión de Chile con Argentina que cumpla los requisitos técnicos.

3.3.2 Barreras normativas

Para estos efectos, entenderemos como barreras normativas el hecho que el marco regulatorio de Chile facilita o no la interconexión eléctrica con Argentina, como asimismo si permite el desarrollo de oportunidades de negocio tanto para los clientes como para el mercado eléctrico.

De acuerdo a nuestro entendimiento de las conversaciones con los entrevistados, el marco normativo de Chile no presenta barreras para el desarrollo de un modelo de negocios de integración con Argentina.

No obstante, si bien la ley dispone que mediante decreto supremo se definan los aspectos aplicables a los intercambios caso a caso, se hace necesario un mayor desarrollo normativo a nivel reglamentario, para resolver algunos aspectos y contar con una regulación más estable que la contenida en el permiso. Por ejemplo, en cuanto al régimen de acceso abierto en los sistemas de interconexión de interés privado, falta quien defina la capacidad técnica disponible; mecanismo para la coordinación del despacho de energía, el cual debe hacerse sujeto a condiciones económicas y seguras, ya que se requiere una coordinación horaria, siendo el país que importa considerado como una nueva demanda, y el país exportador debiese ser considerado un generador virtual.

De la misma manera, se requerirá que los Gobiernos y Coordinadores de ambos países establezcan normas y procedimientos simétricos para garantizar la seguridad de la operación; establecer límites operacionales; coordinar la planificación de la operación y del despacho económico; y desarrollar los procedimientos técnicos de coordinación a nivel de operadores de los sistemas.

En este sentido, se requieren ajustes relevantes en las regulaciones de ambos países, no a nivel legal, para poder desarrollar hasta el tercer nivel de integración.

De esta manera, de acuerdo a nuestro entendimiento de la mayoría de las entrevistas realizadas, se hace ver la necesidad de un diseño regulatorio simétrico y ad hoc para el modelo de negocio, que de estabilidad a la inversión que se proyecta:

- *“Para el caso de Chile, aun cuando la ley dispone que mediante decreto supremo se definan los aspectos aplicables a los intercambios caso a caso, se hace necesario un mayor desarrollo normativo a nivel reglamentario, para resolver algunos aspectos. Por ejemplo, en cuanto al régimen de acceso abierto en los sistemas de interconexión de interés privado, falta quien defina la capacidad técnica disponible; además, se debe negociar el peaje con el propietario para que la interconexión sea factible.”*
- *“En cuanto al acceso abierto para los sistemas de interconexión de interés público, los decretos otorgados para importación/exportación de energía si bien pueden establecer una capacidad máxima de intercambio, no deberían establecer un orden de prelación para efectos del despacho de energía, el cual debe hacerse sujetos a condiciones económicas y seguras, de acuerdo a lo señalado en el artículo 82° de la LGSE.”*
- *“No es necesario una propuesta de armonización a nivel de ley, pero sí desarrollar reglamentos, normas y procedimientos en conjunto para abordar ciertos aspectos, como por ejemplo: asegurar que los operadores de los sistemas interconectados desarrollen los estudios para lograr acuerdos para garantizar la seguridad de la operación; establecer límites operacionales; coordinar la planificación de la operación y del despacho económico; y desarrollar los procedimientos técnicos de coordinación a nivel de operadores de los sistemas.”*
- *“En la regulación chilena no existe limitación, todo tiene que regularse en el decreto específico. En Argentina, existe la figura del tránsito. En ambos países se requiere permisos de exportación e importación. Pero se requiere voluntad política para que exista una regulación simétrica y que los coordinadores actúen de manera coordinada.”*
- *“Para el proyecto privado de Enel, la principal barrera es lograr una regulación que permita el modelo de negocios, el cual está asociado al tercer nivel de integración, ya que se requiere una coordinación entre los Coordinadores horaria, siendo el país que importa es una nueva demanda, y el país exportador es un generador virtual. Para ello se requiere regulaciones simétricas”³³*
- *“Construir una regulación, que tomando en consideración las diferencias de ambos mercados, sea clara, estable y con reglas del juego adecuadas para los distintos agentes del mercado. Tiene que haber una cancha sólida y creíble. Si no existe, y se adquieren compromisos que después no se cumple, no existirán negocios.”*

³³ El proyecto más avanzado de interconexión lo ha desarrollado de manera privada la compañía Enel, denominado Proyecto Los Cóndores – Río Diamante Sur, que une la Región del Maule y la Provincia de Mendoza. Este proyecto aprovecha una línea de transmisión construida para evacuar la energía del proyecto de generación hidroeléctrica de Enel Los Cóndores, por lo que su inversión y trazado ya se encuentra en parte desarrollado. El modelo de negocio de Enel está en el “tercer nivel de integración” que hemos reseñado.

3.3.3 Barreras políticas

Para estos efectos, entenderemos como barreras políticas el riesgo de intervención del Gobierno a las decisiones contractuales y de inversión que han tomado los privados.

Según nuestro entendimiento de la casi totalidad de las entrevistas, uno de los factores claves que hace dudar desde Chile la posibilidad de desarrollar privadamente un proyecto rentable de esta envergadura, es la estabilidad regulatoria y el intervencionismo del Gobierno en Argentina:

- *“El mercado argentino depende de muchas decisiones del gobierno y de intervención del mercado, no hay propiamente un mercado en libre competencia. Por eso es difícil pensar en integración de los mercados.”*
- *“El riesgo regulatorio es muy alto. Frente a las crisis internas, las normas y acuerdos caen, por lo que los proyectos son muy complejos de desarrollar privadamente. Es muy riesgosa.”*
- *“Uno de los problemas es la estabilidad regulatoria en Argentina. Por ello, la solución podría ser un contrato bilateral entre privados, con cláusulas que permitan regular situaciones como las de fuerza mayor o la seguridad de abastecimiento en cada país.”*
- *“Para Chile la experiencia del corte de gas argentino hace que lo primero que se tiene que solucionar es un problema político de argentina. Pero en Chile no se cree: a la primera, no obstante haber contratos, no van a respetarlos. Las garantías financieras debiesen ser tales que inhiban el problema de confianza con Argentina.”*
- *“El problema político es el principal y único que existe para incrementar la capacidad de interconexión. La percepción de alto riesgo de los chilenos hacia argentina, desde la crisis del gas, hará que los mecanismos de pago serán muy estrictos con garantías duras.”*
- *“La regulación actual funcionó bien para el intercambio de electricidad y abrió un espacio de evaluación u oportunidad para terceros, que comenzaron a ver la posibilidad. Operó bastante sano y limpio desde el lado chileno. Pero desde el lado argentino, cuando apareció excedente de precio de carbón, Argentina no los tomaba, entendiendo que ello era por variables más política. La evaluación de Argentina no es económica, es más política. Sólo la utilizaron más convencidos cuando tuvieron emergencias o situaciones límites, nunca lo evaluaron como una semilla de algo más profundo.”*
- *“Las decisiones de argentina son políticas, no son económicas. Dentro de Cammesa, la estructura está distorsionada, con un gerente técnico, el resto es de orientación política. El directorio de Cammesa está cuoteado políticamente. Argentina no tiene mercado, Cammesa es el comprador.”*
- *“El punto más negativo y bloquea el desarrollo de los mercados, es el intervencionismo político del gobierno argentino”*
- *“Cammesa tiene como accionistas a todos los actores del mercado eléctrico, y la Secretaría de Energía. Las decisiones se toman políticamente. La presidencia de Cammesa la tiene el*

Gobierno. Tiene muy buenos equipos técnicos; pero las decisiones se toman políticamente. Por ello el problema no es Cammesa, son las instrucciones que le dan, es la conducción política del país, que no cree en el mercado.”

- *“Políticamente, depende de quién esté sentado en el sillón de casa rosada. El gobierno anterior hubiese incentivado la exportación, porque beneficia a los consumidores finales. Pero un gobierno como hoy, proteccionista, con sindicatos que van a defender sus puestos de trabajo, y empresarios afines que buscarán protegerse, será difícil que el mundo político empuje la integración.”*
- *“En Argentina la pregunta es cuánto quiero de apertura; y en eso tanto el gobierno actual como algunos empresarios, prefieren tener más controlado el mercado.”*

En algún caso se consideró este aspecto como un elemento que no inhibe el desarrollo de negocios:

- *“El riesgo país, político y regulatorio, es un tema que siempre se toma en cuenta en el modelo de negocios. Se le pone como variable en el negocio. Por tanto, para un inversionista internacional, no hay una definición ex ante de la imposibilidad de hacer el negocio. Habrá que buscar un modelo de mitigación de riesgos y una remuneración ad hoc al riesgo.”*

3.3.4 Barreras comerciales

Para estos efectos, entenderemos como barreras comerciales el riesgo de contraparte, esto es la certeza de cumplimiento de los acuerdos que se desarrollen.

Al respecto, según nuestro entendimiento de las entrevistas realizadas existe un riesgo de contraparte importante, ya que las empresas en Argentina tienen problemas para financiarse y Cammesa opera como el gran agente comercializador, sujeto a decisiones políticas.

- *“En esos niveles, puede que el mercado no vea tan atractivo el proyecto: tengo la duda que el mercado argentino sea atractivo para el mercado chileno, ya que todo lo compra Cammesa. Entonces no existe mucho incentivo privado de materializar la línea.”*
- *“La posibilidad contractual de mitigar los riesgos en una línea de interés privado, es posible de desarrollar. Se puede formar un comité binacional de coordinadores, para monitorear el funcionamiento de la interconexión. Por ejemplo, se puede rotar presidencias bajo un esquema mensual o trimestral. Este comité conjunto requiere de poder para impartir instrucciones.”*
- *“Ha existido un aprendizaje en la integración energética debido a la compra y venta de gas aprovechando los volúmenes remanentes y la infraestructura de ambos países.”*
- *“El problema de instrumentos financieros y garantías, es que Argentina no respeta estos instrumentos. Tendría que buscarse un mecanismo de terceros con capacidad de liquidación.”*
- *“Cammesa es quién comercializa la exportación, por tanto no es relevante para los comercializadores argentinos la exportación de electricidad”.*

3.3.5 Barreras económicas

Para estos efectos, entenderemos por barreras económicas la existencia o inexistencia de incentivos privados o públicos para el desarrollo de un proyecto de interconexión.

En el caso de Chile, como ya lo señalamos la Ley General de Servicios Eléctricos, define los Sistemas de Interconexión Internacional como *“las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación e importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional”*. Dentro de estos sistemas se distinguen instalaciones de interconexión internacional de servicio público y de interés privado. Son instalaciones de interconexión internacional de servicio público aquellas que facilitan la conformación o desarrollo de un mercado eléctrico internacional y complementan el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico en el territorio nacional. Son instalaciones de interconexión de interés privado aquellas que no reúnan las características señaladas anteriormente.

En el caso de las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, el pago de la remuneración será de cargo de los clientes finales, no obstante, cuando estas instalaciones sean usadas para la exportación de energía, el o los suministradores responsables de dicha exportación, deberán pagar a los propietarios de dichas instalaciones el monto correspondiente a la proporción de uso de éstas para efectos de la exportación. Dicho monto deberá ser descontado del cargo para clientes finales.³⁴

Por ello, al no existir impedimento normativo para el desarrollo privado de interconexiones, cabe preguntarse si existen los incentivos para desarrollar un proyecto privado; o si el proyecto debiese incorporarse en la planificación anual de los sistemas de transmisión que hace la autoridad.

Respecto a este punto, podemos destacar que no existe total coincidencia entre los actores sobre la materia, habiendo algunos que consideran que no debiese considerarse en los planes de expansión públicos, dejando la decisión en manos privadas; y por otra algunos argumentan que debiese introducirse el análisis en la planificación:

- *“La planificación del regulador debiese comenzar a dibujar los escenarios de interconexión. Ni la PELP (planificación energética de largo plazo) ni la planificación de la CNE coloca la interconexión como escenario de análisis, lo que también debería realizar Argentina.”*
- *“¿Debería entrar en la planificación?: debe pensarse centralizadamente un proyecto de esta naturaleza. Es un tema que hoy debe comenzar a analizarse por parte del Coordinador y la CNE, en términos de las alternativas que tenemos para la operación segura y económica.”*
- *“El punto de inflexión se daría cuando aumenta el nivel de consumo, y cambia el costo de los procesos y de los sistemas. La red hay que fortalecerla. En este punto, los refuerzos de los sistemas de transmisión interno deberían competir con una infraestructura de interconexión.”*

³⁴ Artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1. Fuente: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>

- *“Hay que poner en valor qué significa esto: cómo se traspasa la eficiencia a las tarifas: las bondades deben llegar a los clientes finales. Con promesas de largo plazo no flota a los clientes finales, quiénes tendrían que pagarlo y podrían oponerse a su desarrollo.”*
- *“En el caso de línea pública, los clientes finales podrían oponerse por el costo, por ello habría que sustentarla de manera muy poderosa.”*
- *“El problema es quién la paga. No es viable que la paguen los clientes finales.”*
- *“En el caso de los clientes libres, el Estado o el proyecto debe asegurar que se le va a traducir en reducción de precios o mayor seguridad en el sistema. En este sentido, puede haber mercado desde argentina y chile para ello. Perfectamente se puede tener un complemento para los dos países. Habría una tarifa más plana.”*
- *“Los clientes podrían reclamar por el costo de la línea. Además, dada la sensibilidad de los clientes finales de estos precios, podría haber detractores. La demostración de los beneficios tiene que ser mucho más tangible para los clientes finales. Es altamente probable que los clientes finales se opongan. Por ello debe estudiarse adecuadamente el tema del pago de las líneas de interconexión. Por ejemplo, a nivel horario se debería determinar hacia dónde van los flujos.... y cada país debe pagar.... Porque en esa hora arbitraste.... Hubo efecto social porque se hizo cuando era más conveniente para el país receptor.”*
- *“El sector privado tiene todos los incentivos para hacer este proyecto. Se justifican privadamente por los intercambios comerciales. Esto tiene que ser básicamente iniciativa privada.”*
- *“Existen los incentivos para desarrollar el negocio de manera privada. Pero se requiere un trabajo regulatorio que permita el negocio que se ha diseñado”*
- *“Desde la planificación pública, hay muchas alternativas que se deben evaluar. Por eso es mejor dejárselo a los privados. Los beneficios de seguridad y complementariedad de las interconexiones son totalmente marginales.”*
- *“En caso de que se integren ambos mercados, quién tiene más ventaja competitiva es algo discutible: los mercados son de contratos y por tanto quienes tienen mejores proyectos, tendrán la ventaja. En este sentido, ambos países tienen incentivos para su desarrollo”*

3.3.6 Otras barreras identificadas

En primer lugar, según nuestro entendimiento de las entrevistas realizadas, se ve la necesidad de determinar límites máximos de integración, que eviten la dependencia energética de los países:

- *“En abstracto no veo desventajas, salvo los niveles de dependencia que se pueden generar de un lado a otros, por lo que requerirá ciertos límites que no impliquen perder autonomía. Argentina tiene enlace grande con Brasil, en desuso prácticamente, y esto no expuso a ninguna de las partes”*

Por otra parte, otra barrera emergente pudiesen ser consideraciones de tipo ambiental:

- *“Un elemento no considerado es el elemento ambiental. Si las consideraciones de ambos países no son iguales, se produce un desequilibrio en las condiciones de competencia.”*
- *“Los efectos de la contaminación local hay que equilibrarlos. Los grupos ambientales se podrían oponer, en términos que se genera contaminación en Chile, para darle energía a otro país.”*

3.4 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN PARAGUAY DE ASPECTOS CRÍTICOS

3.4.1 Identificación de barreras técnicas y aspectos críticos

Exceptuando los emprendimientos hidroeléctricos internacionales, las demás interconexiones tienen como principal barrera técnica para su utilización o reactivación, la debilidad intrínseca de las mismas, son de poca capacidad, pues fueron en general diseñadas para bajos niveles de intercambio y, para abastecer en forma radial a zonas aisladas o con redes eléctricas débiles de los países vecinos. En la medida en que dichas redes fueron fortaleciéndose, disminuyó el interés por los intercambios, prefiriéndose en general el autoabastecimiento de los países. Esta debilidad física impide que las interconexiones puedan vincular en forma efectiva las redes eléctricas principales, restringiendo su utilización por motivos operativos. En el caso del Brasil, la diferencia de frecuencia requiere la instalación de convertidores, que solo sería factible de acuerdo con los volúmenes de intercambio y precios.

3.4.2 Identificación de barreras económicas - regulatorias

Un aspecto crítico es la dificultad de acceder a fuentes de financiamiento para construcción y reposición de infraestructura exclusivamente destinada a interconexiones.

La inversión en infraestructura para interconexiones debería tener, para el análisis de su posibilidad de financiamiento, una perspectiva razonable de aprovechamiento en flujo de energía, lo cual debería ser basado en Contratos o Convenios Binacionales o supranacionales, donde se acuerden las reglas técnicas y condiciones que garanticen una utilización mínima de las interconexiones y flujos económicos razonables. La diferencia de frecuencia (60 Hz del Brasil y 50 Hz de los otros países), exige la instalación de equipos de conversión de frecuencia, los que, agregan necesidades de inversión importantes.

Para el Paraguay, uno de los aspectos críticos está constituido por ciertas condiciones de los Tratados de Itaipú y Yacyretá, con el Brasil y la Argentina, respectivamente; a pesar de tener instalaciones de mucha capacidad, estas Centrales Binacionales tienen la particularidad de que contemplan sólo inyección de energía a cada país involucrado, no constituyéndose en puntos de interconexión eléctrica que permitan un flujo energético y comercial bilateral o multilateral.

Se informa además que la ANDE está procediendo a la adquisición de dos reactores de 500 kV para su instalación en los extremos de cada una de las líneas de transmisión en 500 kV que llegan a la subestación Villa Hayes, una proveniente de Itaipú, y la otra de Yacyretá, a efectos de mejorar la flexibilidad operativa del sistema. Al respecto, consultada el área técnica de la ANDE, la misma ha manifestado lo siguiente: *“Teniendo en cuenta que en horarios de carga leve (o mínima) y con la presencia de ambas líneas de 500 kV en operación (Margen Derecha – Villa Hayes y Ayolas – Villa Hayes), las condiciones sistémicas actuales conllevarían a operar el SIN con tensiones en barras de 500 kV en la Subestación Villa Hayes fuera de los criterios establecidos (próximas a valores de 1.10 pu) si no se maniobran (desconectan) varios Bancos de Capacitores en el área Metropolitana, y con los compensadores estáticos de Limpio y Guarambaré operando cerca de su capacidad nominal de absorción, lo que no es deseable en términos de operación (restricción de flexibilidad operativa y concomitante multiplicidad de maniobras), principalmente previendo eventuales contingencias de uno de los compensadores presentes en el Sistema Metropolitano, rechazos de carga importantes en el área aludida por acción intempestiva, o recomposición del sistema en condiciones de carga baja o leve. En este contexto cabe mencionar que, si bien se obtienen importantes mejorías en cuanto a la regulación de tensión en 500kV para casos de carga mínima, la falta de estos reactores de líneas “No es restrictiva” para las condiciones de interconexión de las Centrales Hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá. Asimismo, los análisis realizados indican que “No es impedimento” la ausencia temporal (hasta entrar en operación) del reactor previsto para el extremo Villa Hayes de la LT Ayolas-Villa Hayes, dentro de un dado rango de ΔV y Δ Ángulo para sincronizar. En este sentido, se menciona que actualmente se está realizando la evaluación de las ofertas recibidas en el marco de la licitación para adquisición de estos reactores, y tomando en cuenta los tiempos que involucran este proyecto, se estima que la operación efectiva de estos equipos se daría en el primer semestre del año 2022. Cabe señalar que son reactores de línea, con reactor de neutro acoplado. Esta configuración de reactores de fase y neutro es importante para ayudar a la confiabilidad de la transmisión de potencia a través del recierre monofásico, con la debida reducción, mitigación y supresión del arco secundario (para evitar su reencendido), lo cual es viabilizado por el reactor de neutro para que el recierre sea exitoso.”*

Ante este escenario, se deberían realizar ajustes en condiciones normativas y reglas operativas, para integrar los mercados regionales e incrementar los intercambios.

Asimismo, hasta el 2022 está previsto un importante refuerzo en el sistema transmisión en 500 kV, que incrementará la capacidad de integración e intercambio energético regional.

La revisión del Anexo C de Itaipú, prevista para el 2023, podría abrir la oportunidad de comercialización de excedentes de energía, cuestión que debería ser tratada en su oportunidad.

Por Ley N° 966 del año 1964 fue creada la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), es una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio. Las relaciones oficiales de ANDE con el Poder Ejecutivo serán

mantenidas por conducto del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, pudiendo mantener correspondencia directa con los Poderes del Estado o las dependencias administrativas del Gobierno.

A la ANDE le corresponde:

- a) Elaborar planes y programas de desarrollo eléctrico. Al efecto ANDE propondrá al Poder Ejecutivo, para su aprobación, un plan Nacional de Electrificación, que será actualizado por lo menos cada cinco años (actualmente el Plan se actualiza cada dos años);
- b) Proyectar, construir y adquirir obras de generación, transmisión y distribución eléctrica, y otras instalaciones y bienes necesarios para el normal funcionamiento de los servicios eléctricos;
- c) Explotar los sistemas de abastecimiento eléctrico de su propiedad o los de terceros que tome a su cargo, suministrar energía a los consumidores y proporcionar servicio de alumbrado público, de acuerdo con tarifas aprobadas conforme a las disposiciones de la presente Ley;
- d) Comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos;
- e) Reglamentar todo lo pertinente a la energía eléctrica que genere, transforme, transmita, distribuya y/o suministre;

Además, la referida Ley establece que la ANDE fomentará la iniciativa privada tendiente a satisfacer las necesidades de abastecimiento eléctrico, cuando así convenga al interés nacional, pudiendo participar en ella, técnica, administrativa y/o financieramente.

Puede observarse que las atribuciones de la ANDE son amplias, incluyendo la de importar y exportar energía con empresas públicas o privadas. Pudiendo, incluso, establecer agencias en el exterior.

Sin embargo, la capacidad de incluir al sector privado ha sido relativamente baja, siendo prácticamente el único método utilizado el de “leasing financiero”.

Adicionalmente, en el año 2013 se promulgó la Ley N°5102 “De Promoción de la Inversión en Infraestructura Pública y Ampliación y Mejoramiento de Los Bienes y Servicios a cargo del Estado”, que establece las condiciones para la participación público-privada. En el sector eléctrico paraguayo, esta modalidad aún no fue aplicada, aunque se encuentra en estudio.

También está vigente la LEY N° 3009/2006 "DE LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE INDEPENDIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PTIEE)". Se intentó su aplicación en varios proyectos, principalmente de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Sin embargo, en ese tipo de emprendimiento específico, para emprendimientos hidroeléctricos superiores a 2 MW, el inversionista privado debe necesariamente asociarse con la ANDE, surgiendo ahí cuestiones confusas para la definición de la participación de la ANDE, en el emprendimiento mismo y en los costos de infraestructura para conexión a la red. Está previsto que esta Ley sea revisada para facilitar su aplicación.

Uno de los factores que dificultan la inversión en generación (pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas solares o eólicas) es una percepción (tal vez un poco sesgada) de que la oferta de energía de las hidroeléctricas binacionales es muy abundante y es muy difícil competir con sus costos.

Aunque no está explícito, futuras operaciones de importación o exportación de energía, deberán ser objeto de licitaciones o concursos basados principalmente en precios.

3.5 IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN URUGUAY DE ASPECTOS CRÍTICOS

3.5.1 Intercambios entre Uruguay y Argentina

En términos generales, y como ha sido comprobado en el relacionamiento bilateral con Argentina, la existencia de un Acuerdo de Interconexión que establezca los principales aspectos técnicos y comerciales para promover la integración y los intercambios entre los países resulta extremadamente conveniente. Sin embargo, los mecanismos de intercambio no pueden ser rígidos y deben adaptarse a los cambios y a la evolución de los sistemas eléctricos involucrados.

En ese sentido, como fuera mencionado anteriormente, el Acuerdo de Interconexión previó la formación de la Comisión de Interconexión. Esta Comisión es la institucionalidad pensada en el Acuerdo para velar por el cumplimiento del mismo y, en base a la evolución de los sistemas eléctricos, habilitar un diálogo técnico continuo entre ambos sistemas para proponer posibles ajustes o actualizaciones y de esta forma mantener vivo el espíritu primigenio del Acuerdo.

En este marco, desde que fue constituida y hasta el año 2008, la Comisión de Interconexión trató distintos temas planteados por Argentina y Uruguay. Se trataron tanto aspectos técnicos que fueron surgiendo (por ejemplo: vinculados al control de frecuencia), como nuevas modalidades de intercambio entre los países (por ejemplo: modalidad de intercambio contingente).

El accionar y las resoluciones de la Comisión ha estado históricamente alineado con los principios rectores del Acuerdo de Interconexión, que son la colaboración recíproca, el apoyo mutuo en situaciones de emergencia y en general el reparto equitativo de beneficios.

Desde el año 2008 y hasta la actualidad, la Comisión de Interconexión no ha funcionado como estaba previsto, afectando la integración y el vínculo de confianza construido históricamente entre ambos países en el ámbito de su aplicación.

Por otro lado, desde principios de 2017 CAMMESA comenzó a aplicar un tope al precio ofertado por UTE para intercambios de exportación en la modalidad actual (variante de la sustitución). Este tope surgió como consecuencia de la Resolución 19E/2017 del 27-01-2017 del Ministerio de Energía y Minería de Argentina, posteriormente modificada por la Resolución 01/2019 del 28-02-2019, de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, donde se establecieron precios a abonar a los generadores argentinos que declaren disponibilidad y/o inyecten energía al mercado y que no estén comprometidos en Contratos de Suministro. El valor del tope actualmente aplicado por CAMMESA es de 28 USD/MWh.

En un principio, Uruguay continuó enviando ofertas de excedentes, especificando que las mismas correspondían a la variante de la modalidad sustitución pura, sin tope, entendiendo que el tope

generaba una situación de asimetría que degradaba la generación de valor para ambos sistemas eléctricos, apartándose de la filosofía de la modalidad sustitución y de los principios rectores del Acuerdo de Interconexión y de la historia de colaboración recíproca e interconexión lograda entre ambos sistemas. Como consecuencia de ello no se concretaron exportaciones.

En este marco, se realizó una evaluación del perjuicio que tuvo la interrupción de estos intercambios. La evaluación correspondió a las primeras 44 semanas del año 2017. La energía ofertada alcanzó los 1,923 GWh, lo que hubiera implicado un beneficio para cada uno de los dos países de 65 millones de USD.

Luego de varios meses sin exportaciones, y a efectos de no continuar con la pérdida de valor de los intercambios, Uruguay decidió retomar los mismos. En aquellas situaciones en las que la semisuma de los costos marginales previstos en Argentina y en Uruguay superan los 28 USD/MWh, las exportaciones se llevan a cabo sólo si Uruguay está dispuesto a resignar ingresos y por tanto ceder dicho beneficio al mercado argentino. En este sentido, se vuelve a remarcar que hay un apartamiento de la filosofía de la modalidad sustitución, donde los beneficios asociados a estos intercambios se reparten en forma igualitaria entre ambos sistemas.

Sin perjuicio de que en simultáneo se puedan aplicar otras modalidades previstas en el Acuerdo de Interconexión, se entiende que la modalidad sustitución es la que mejor se adapta a las características de los excedentes del sistema eléctrico uruguayo. A efectos de optimizar los niveles de intercambios entre ambos países y aprovechar al máximo los posibles beneficios, se entiende necesario que las autoridades correspondientes en cada país analicen la situación y realicen sus mayores esfuerzos para superar esta actual barrera.

Se considera que la Comisión de Interconexión debería jugar un papel fundamental en la búsqueda de las mejores condiciones para ambos sistemas, procurando rescatar el espíritu del Acuerdo de Interconexión y las condiciones de reciprocidad previstas en el mismo.

Es preciso señalar, además, que las condiciones de reciprocidad son también establecidas en la Ley del Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico Uruguayo (Ley N° 16.832) y en el Reglamento del Mercado Mayorista uruguayo (Decreto 360/002) como condición para la autorización de contratos de importación/exportación. Esto muestra que la condición de reciprocidad es parte fundamental en la concepción de la integración de Uruguay con sus países vecinos

3.5.2 Intercambios entre Uruguay y Brasil

Como se indicó anteriormente, hasta 2014, las modalidades y condiciones en que se realizaban los intercambios entre Uruguay y Brasil eran acordadas por los respectivos Ministerios y reflejadas en un Memorándum de Entendimiento. Desde 2015 hasta el presente, las modalidades y condiciones en que Brasil acepta ofertas de importación o eventualmente realizaría exportación a sus países vecinos, han sido establecidas unilateralmente por las autoridades de Brasil.

Desde 2015 a la fecha, los intercambios comerciales que se han realizado con Brasil fueron siempre en sentido Uruguay-Brasil. En Uruguay, las gestiones comerciales las realiza UTE, mientras que en Brasil hay varios comercializadores autorizados. Los comercializadores actualmente operativos en Brasil para estos intercambios son ELETROBRAS y ENEL.

En lo que respecta a las ofertas de Uruguay a Brasil, hasta el 31-12-2018, las mismas fueron consideradas en la programación semanal del ONS como un recurso con firmeza similar a un recurso de generación térmico disponible en el nodo de frontera, siendo despachada la oferta de acuerdo a las reglas del despacho económico. Si bien la exigencia de firmeza a las ofertas de UTE no se alineaba con las características de los excedentes de Uruguay, se logró intercambiar grandes volúmenes de energía.

Desde el 01/01/2019 y hasta la actualidad, como consecuencia de la Portaria N°339/2018, las ofertas de UTE son despachadas siempre que sustituyan parcelas flexibles de usinas termoeléctricas de los subsistemas Sudeste/Centro-Oeste y Sur, despachadas por orden de mérito. Asimismo, desde la referida fecha, las posibles pérdidas de tipo de cambio que se generen en la operación, debido al tiempo que insume en Brasil el pago de las facturas de exportación por parte de la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica de Brasil), no son cubiertas por el mercado brasileño.

Frente a estos cambios reglamentarios, UTE, en conjunto con los comercializadores, realizaron sus mayores esfuerzos para adaptar los Acuerdos suscritos a las nuevas reglas impuestas e instrumentar las ofertas a Brasil. Asimismo, con el objetivo de continuar con los intercambios, el mercado eléctrico uruguayo debió asumir el riesgo de pérdidas por tipo de cambio.

Los cambios reglamentarios en Brasil, introducidos por la [Portaría N° 339/2018](#), redujeron la posibilidad de que las ofertas de energía realizadas por UTE fueran aceptadas por el mercado de Brasil, resultando en una reducción significativa de los volúmenes exportados desde principios de 2019.

Por otra parte, se observó que distintos generadores térmicos en Brasil, una vez conocida las ofertas de UTE, podían declarar sin limitaciones inflexibilidades de sus unidades generadoras, desplazando las ofertas de UTE. Frente a este escenario, a iniciativa de UTE, y con el apoyo de los comercializadores en Brasil, se mantuvo reuniones con ONS y ANEEL, a efectos de analizar la situación planteada.

Como resultado de estas gestiones, y de otros reclamos realizados internamente en Brasil por otros agentes, ANEEL emitió el Despacho N°3.572, del 17-12-2019, dónde solicitó a ONS ajustes en los Procedimientos de Redes para contemplar algunas de las inquietudes planteadas. Posteriormente, ANEEL realizó una consulta pública para el análisis y revisión de los criterios para declarar indisponibilidad o inflexibilidad de las unidades térmicas. A la fecha no se conocen los resultados de estas acciones.

En este sentido, se entiende que fijar unilateralmente condiciones de exportación o importación, sin considerar las características de los sistemas eléctricos vecinos, dificulta la optimización de los intercambios y por tanto de los beneficios asociados para ambos países. Si bien puede entenderse que en la búsqueda de optimizar los intercambios pueden surgir dificultades o afectaciones internas

de cada sistema eléctrico, el desafío estará en diseñar mecanismos de repartos de los beneficios asociados a los intercambios que compensen dichas dificultades o afectaciones.

INTERCONEXIÓN MELO - CANDIOTA

Resulta relevante plantear inconvenientes específicos asociados a estas instalaciones de interconexión, que si bien hasta el momento se vienen resolviendo para los intercambios Uruguay Brasil, impactan en la integración.

El proyecto de interconexión realizado en el marco del Memorando de Entendimiento del año 2006 preveía la extensión de los sistemas de transmisión en extra alta tensión a ambos lados de la frontera (500 kV en Uruguay, 525 kV en Brasil).

Del lado uruguayo se construyó una nueva línea de 500 kV a la que se conecta la nueva Conversora de Melo. Las obras de la interconexión en territorio brasileño, acordadas en el contrato entre UTE y ELETROBRAS, se realizaron con el objetivo inicial de integrar la interconexión al futuro sistema de 525 kV que se construiría en Brasil en la región de Candiota.

Sin embargo, la planificación de construcción de líneas de Brasil cambió y las obras de 525 kV en Candiota (Candiota 2) anteriormente referidas aún no se han finalizado. Como consecuencia de lo anterior la interconexión debió conectarse al sistema brasileño en 230 kV, a la espera del desarrollo de las obras. A tales efectos se construyó una estación de 525/230 kV con 672 MVA de capacidad de transformación, también de uso exclusivo de UTE (Candiota 1).

Esta degradación de la interconexión eléctrica desarrollada como objeto del compromiso de integración manifestado entre ambos países, constituye una barrera que ha derivado en dificultades técnicas concretas. Puntualmente, la escasez de potencia de cortocircuito en las redes de la región de Candiota en determinados estados de funcionamiento ha impedido el aprovechamiento de la máxima potencia que las instalaciones de interconexión son capaces de transmitir, o directamente impedido que el intercambio ocurriera.

Por otro lado, dado el retraso de la expansión del sistema de extra alta tensión del lado brasileño, una nueva central termoeléctrica de carbón debió conectarse a las instalaciones concebidas como de uso exclusivo de la interconexión internacional. Si bien las negociaciones permitieron acordar los criterios de conexión respetando la prioridad y uso exclusivo de UTE sobre las instalaciones de interconexión, esto también ha impactado en la integración eléctrica entre ambos países.

4. IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES COMPLEMENTARIEDADEES TÉCNICAMENTE APROVECHABLES

4.1. IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN ARGENTINA DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADEES

El principal potencial de complementariedad no aprovechado, según surge de las opiniones de los actores de la industria, es la infraestructura existen de interconexión. En la visión de los actores privados la baja utilización de esta y la disponibilidad de excedentes en los distintos mercados hacen difícil entender por qué no se ha incrementado aún más el intercambio. Fue justamente esta situación lo que permitió recomenzar a negociar con los países vecinos las condiciones sobre las cuales se han firmado los actuales contratos o protocolos, y que los resultados se observan en las estadísticas. Sin embargo, fueron más las importaciones realizadas que las exportaciones, aun cuando se esperaba que los excedentes de gas traducidos en electricidad pudieran competir en al menos en el mercado de Brasil.

Esta falta de competitividad en las ofertas al mercado vecino no tiene una explicación clara. Al no participar directamente en la exportación, las razones pueden ser o bien falta de interés del coordinador brasilero, baja competitividad de las ofertas, o desinterés local. Pero, así como las importaciones desde Uruguay fueron significativas, al menos durante 2019 y en menor medida los primeros meses de 2020, la exportación a Brasil debería mostrar un mejor desempeño.

En Brasil dada la complejidad de los sistemas de precio del país vecino es difícil medir las oportunidades de arbitraje. Se presume que el paso a un costo horario en reemplazo de PLD haría más fácil para Brasil medir los potenciales beneficios del arbitraje de precio y compatibilizar las modalidades de participación en el país vecino con ofertas de oportunidad.

Si se incorpora la visión del sector transporte, la principal explicación de este no interés, se advierte, es que la actual configuración del SADI no prevé los intercambios y por lo tanto se han dejado de analizar los flujos de potencia en base a un redespacho diario con y sin intercambios. La red está configurada para abastecer la demanda desde la generación local y a primera vista las alternativas de intercambio darían lugar a congestión en los nodos frontera, aunque si éste es el escenario, requiere mayor investigación.

En el análisis de los casos particulares, se reconoce que Uruguay y Paraguay son exportadores netos, a costo incremental nulo o muy bajo. En el caso de Paraguay por los acuerdos existentes ya existe un tratamiento de ese intercambio y la negociación llevada en 2017 cerró la discusión con el aumento del precio por cesión de energía o regalía al Estado de Paraguay.

Con Uruguay existe el antecedente de las semisumas y los acuerdos para exportar excedentes eólicos, a un precio menor al primero, que han tenido una dinámica favorable desde su implementación, con una potencia media importada en 2019 de 270 MW-medios y si bien en el inicio de 2020 el valor es menor, de tan solo 46 MW medios, se mantuvieron las importaciones ininterrumpidamente.

La interconexión con Chile si bien está operativa en los papeles, no está en utilización y solamente responde a intercambios de emergencia. El último fue en marzo de 2017 y desde entonces no hubo nuevas transacciones. Para poder poner operativa la interconexión con Chile, como se dijo, se requiere importantes inversiones para aislar las fluctuaciones (vinculo en corriente continua) que en las condiciones actuales hacen económicamente inviable el intercambio.

CENTRALES GARABÍ-PANAMBÍ (AR – BR) Y DE CORPUS (AR – PY): Concluir los estudios de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales con Brasil y Paraguay.

4.2. IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN BRASIL DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE

EL CASO CIEN: Buscar una forma de solucionar la situación de los activos de Garabí I y Garabí II, para impulsar los intercambios con Argentina.

EL CASO DE MELO: Dada la importancia de atender las necesidades de la Región Sur de Brasil, es importante ampliar la capacidad de transporte entre la SE Candiota y la región metropolitana de Porto Alegre.

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS GARABÍ-PANAMBÍ (AR – BR) – Río Uruguay: Concluir los estudios para la construcción de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales de Garabí - Panambí, entre Argentina y Brasil en el Río Uruguay

El marco legal y regulatorio aplicable al sistema eléctrico en Brasil establece que la exportación e importación de energía en el SIN pueden ser posibles a través de las siguientes modalidades (ONS, 2020):

- **Importación por contratos:** importación de electricidad, de carácter interrumpible, comercializada entre el sistema brasileño y los países interconectados. Este tipo de importación se puede realizar en los siguientes casos:
 - Para sustituir el despacho flexible de centrales termoeléctricas de los subsistemas Sureste / Centro-Oeste y Sur, las cuales se despachan por orden de mérito de costo, en orden decreciente de sus costos variables unitarios (CVU).

- Para sustituir la indisponibilidad de las centrales térmicas que se despachan y participan en la formación del costo marginal de operación (CMO).
- Para constituir un recurso adicional del SIN, sin sustitución de generación termoeléctrica, bajo la deliberación del Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE).
- **Exportación por contrato:** energía eléctrica de exportación, de carácter interrumpible, comercializada entre el sistema brasileño y los países interconectados a través de agentes comercializadores autorizados y mediante contrato formal entre las partes. Para estos contratos, la energía debe provenir de centrales termoeléctricas, siempre que no sean necesarias para el servicio momentáneo del SIN. La energía debe provenir de centrales térmicas en una de las siguientes condiciones:
 - o Centrales termoeléctricas disponibles no despachadas para atender al sistema brasileño
 - o Centrales termoeléctricas despachadas fuera del orden de mérito de costo y no consideradas en la optimización electroenergética, siempre que no sean despachadas por garantía de suministro de costos bajo la determinación del Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), cuando se haya disponibilidad de generación hidráulica;
 - o Centrales termoeléctricas despachadas por orden de mérito de costo dejaron de generar por constrained-off, por imposibilidad de asignación de la carga.
- **Importación / Exportación de oportunidad:** cuando las condiciones hidrológicas favorables en el sistema electroenergético de un país permiten excedentes de energía eléctrica, de origen hidráulico, que pueden ser exportados a un país interconectado, con ventajas para ambos. Bajo este régimen, el país exportador puede destinar energía que no sería utilizable en su sistema, beneficiando al país importador, que debe devolverla en condiciones hidrológicas favorables. Para ofrecer esta modalidad de energía por Brasil, debe haber inminencia o ocurrencia de un vertimiento turbinable en el SIN. La energía importada debe ser compensada con una devolución en igual monto, sin contrapartida y transacción financiera.
- **Importación / exportación de emergencia:** transacción no comercial de energía eléctrica (trueque de energía) por condiciones operativas de emergencia - eléctrica (transmisión) o energética (generación). La energía importada o exportada debe ser compensada con una devolución por el mismo monto, sin transacción financiera.
- **Importación / Exportación para testeo:** se produce por la necesidad de realizar pruebas, caracterizada como suministro y / o recepción de energía a compensar (con devolución) entre los países interconectados.

Desde 2019, se permiten las importaciones interrumpibles de energía de Argentina y de Uruguay sobre bases comerciales, reemplazando el despacho flexible de las centrales termoeléctricas brasileñas más caras. A partir de mayo de 2020, se permite exportar energía interrumpible a Argentina y Uruguay, siempre que provenga de plantas termoeléctricas disponibles y no utilizadas por el sistema brasileño, sin retorno, configurando una oferta comercial.

La autorización para un comercializador interesado en importar y/o exportar energía eléctrica en Brasil, a través del SIN, es otorgada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), según lo dispuesto por la Ley N° 9.427/1996 (art. 26, inciso III) y el Decreto N° 7.246/2010 (art. 21, § 2). El Reglamento del MME N° 596/2011 regula el procedimiento para solicitar la autorización para importar o exportar energía eléctrica.

Actualmente, se encuentran vigentes dos directrices distintas del MME para la importación (Reglamento No 339/2018) y la exportación (Reglamento No 418/2019) de energía, ambas válidas hasta el 31 de diciembre de 2022.

El [Reglamento MME N° 339, del 15 de agosto de 2018](#), establece los lineamientos para la importación de energía eléctrica interrumpible desde Argentina, a través de las estaciones conversoras Garabí I y II; y desde Uruguay, a través de las estaciones conversoras de Rivera y de Melo. La autorización de importación es válida desde enero de 2019 hasta diciembre de 2022.

El Reglamento define que la importación debe realizarse a través de ofertas al ONS y ser negociada (liquidada) en el Mercado de Corto Plazo (MCP), con la entrega de energía en el centro de gravedad del SIN. La declaración de los montos y precios de importación debe ser realizada antes de la programación de la operación y de la formación del precio de liquidación de las diferencias (PLD). El ONS no debe considerar la oferta en los procesos de planificación y programación mensual de la operación y en la formación del PLD. La importación de energía debe ocurrir en modalidad interrumpible y está limitada a las restricciones eléctricas existentes.

Los montos de importación ofrecidos son utilizados por el ONS solo si la importación permite reducir el costo de operación del SIN. La importación debe reemplazar el despacho de cuotas flexibles de centrales termoeléctricas de los subsistemas Sudeste / Centro-Oeste y Sur, las cuales se despachan por orden de mérito de costo, en orden decreciente de sus costos unitarios variables (CVU). Las ofertas de importación también pueden ser utilizadas parcialmente por el ONS para reducir el costo de importación, sujeto a las condiciones de reemplazo de la generación termoeléctrica.

La cantidad de generación termoeléctrica en Brasil con un CVU menor al PLD máximo vigente que dejan de producirse debido a la importación reciben (se compensan mediante un cargo por servicios del sistema (ESS) por *constrained-off*). Si la importación es menor a la cantidad definida por el ONS, los agentes comercializadores deben asumir el costo de la diferencia, cuyo pago se utiliza para reducir los costos de cargo de servicio del sistema (EES). La diferencia debe calcularse y valorarse de la siguiente manera:

- (i) diferencia entre el PLD promedio semanal vigente en el submercado de la central termoeléctrica reemplazada y el CVU de la térmica, si el CVU está por debajo del límite máximo del PLD;
- (ii) 5% del límite máximo del PLD, en caso de que la CVU de la central térmica reemplazada sea superior al límite máximo del PLD.

Los costos relativos a la importación de energía que son superiores al PLD pueden ser recuperados mediante el cargo por servicio del sistema (ESS). En caso de que los costos con la importación sean inferiores al PLD y la sustitución de la generación térmica genere un saldo financiero positivo, la diferencia debe volcada en beneficio de la cuenta del ESS.

Los agentes comerciales autorizados para importar energía no enfrentan repercusiones financieras derivadas de un posible incumplimiento en el mercado de corto plazo (MCP) en el ámbito de la CCEE.

Excepcionalmente, el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) podrá decidir considerar la importación como un recurso adicional al SIN, sin sustituir la generación de termoeléctricas, debiendo presentar la justificación de tal medida.

El Reglamento MME No. 339/2018 tuvo dos importantes consecuencias adicionales: (i) al vincular la importación con el reemplazo de cuota flexible del activo termoeléctrico existente, alejó la interpretación actual de que la importación constituye un desplazamiento hidroeléctrico, de conformidad con la Resolución ANEEL No. 764 / 2017, con la respectiva compensación al bloque hidráulico; y (ii) impidió la incorporación de las ofertas de importación en la programación mensual de la operación y en el cálculo del costo marginal de operación. La ANEEL (2019b) señala que:

*“ao especificar que o volume importado deve substituir montante de energia termelétrica flexível, previamente identificado na ordem de mérito econômica do SIN, a diretriz do MME almeja não causar qualquer impacto sobre a conformação ordinária da ordem de mérito e da formação do preço no mercado de curto prazo”.*³⁵

4.2.1. Directrices para la exportación de energía en el SIN

El Reglamento MME N° 418, de 19 de noviembre de 2019, estableció lineamientos para la exportación de energía eléctrica interrumpible, sin devolución, con destino a Argentina y a Uruguay, desde plantas termoeléctricas que operan en Brasil despachadas centralmente por ONS. Las centrales térmicas disponibles para el servicio pueden exportar energía siempre que no se despachen por orden de mérito o por garantía de suministro de energía. La exportación puede realizarse en cualquier

³⁵ La planificación energética de mediano plazo del ONS (2020-2024) no incorpora beneficios de interconexión con otros países, en sus análisis: “A oferta proveniente de países vizinhos refere-se, principalmente, às compras do Paraguai associadas à Itaipú, em 50 Hz. (...) Existem outras de menor porte, como a interligação em Uruguayana (Brasil/Argentina) e a de Santana do Livramento - Rivera (Brasil / Uruguai) que não são consideradas nos estudos energéticos de médio prazo por estarem caracterizadas como intercâmbios de otimização, admitindo, portanto, fluxos em ambos os sentidos ou, ainda, de acordo com situações contratuais previamente acordadas, em caráter emergencial, sem comprometimento das condições de atendimento ao mercado brasileiro e da formação de preços do mercado de diferenças da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Por razões similares, também não são consideradas nos estudos do PEN as eventuais exportações do SIN para a Argentina.” (ONS, 2020d).

momento, utilizando los convertidores Garabí I y II, Rivera y Melo. Las directrices del Reglamento son válidas hasta el 31 de diciembre de 2022.

La exportación no puede afectar la seguridad del SIN ni aumentar los costos del sector, restringiendo la energía a la modalidad interrumpible y a las limitaciones existentes en el sistema. El Reglamento también admite la exportación de energía termoeléctrica que no puedan generar por *constrained-off*; es decir, por la reducción de generación comandada por el operador relativa a la generación programada como resultado de limitaciones de la red de transmisión o requerimientos de reserva operacional. Se pueden programar para exportar las siguientes centrales térmicas:

- i. Centrales termoeléctricas no despachadas para atender el sistema brasileño, siempre que estén disponibles para atender al SIN;
- ii. Centrales termoeléctricas despachadas fuera del orden de mérito de costo y no consideradas en la optimización electroenergética mediante modelos computacionales, siempre que no estén autorizadas por el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) por garantía de suministro energético, cuando exista disponibilidad de generación hidráulica;
- iii. Centrales termoeléctricas despachadas por orden de mérito de costo que dejaron de generar por razón de *constrained-off*, por imposibilidad de asignación en la carga.

La exportación debe realizarse a través de comercializadores debidamente autorizados, en los términos del Reglamento MME No. 596/2011. La comercialización está exenta del respaldo contractual de la central despachada para exportación. Los agentes no tienen compensación del SIN por posibles interrupciones en la exportación. Los comercializadores deben presentar directamente a los importadores, de Argentina o Uruguay, ofertas de cantidad, precio y la respectiva duración de la exportación de energía, considerando (i) la entrega en la frontera brasileña o en la convertidora en la que se produce la exportación y (ii) la contabilización en el centro de gravedad del SIN.

El 25 de julio de 2020 se realizó la primera exportación de energía sin devolución a Argentina en forma comercial, avalada por el Reglamento No. 418/2020. A la fecha, cuatro plantas han exportado energía: Jorge Lacerda (Engie), Norte Fluminense (EDF), Araucária (Copel) y Cuiabá (Âmbar). El MME ya autorizó a doce comercializadores exportar energía bajo los nuevos términos.

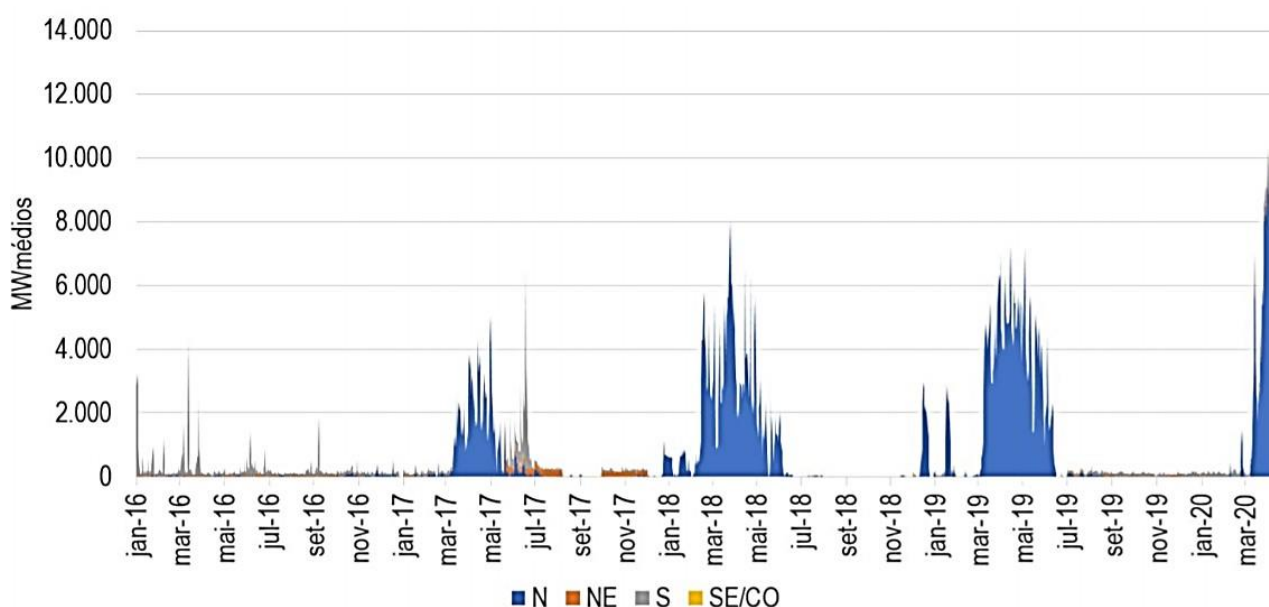
La nueva modalidad de exportación es innovadora al permitir la oferta sobre bases comerciales, con libertad de precio y cantidad; sin embargo, la restricción a la naturaleza interrumpible de la energía reduce las posibilidades de comercialización. El Operador podría, al menos, considerar parte de la energía ofrecida como no interrumpible en el intervalo de una semana operativa, otorgando mayor valor a la energía comercializada. El MME puso en consulta pública la extensión de la autorización para exportar energía sobre bases comerciales para las demás fuentes de generación: generación hidroeléctrica turbinable y otras fuentes renovables no hidroeléctricas.

4.2.2. Consultas públicas del MME para permitir nuevas fuentes para exportación comercial de energía

El Ministerio de Minas y Energía abrió dos Consultas Públicas (CP) en julio de 2020 para discutir los términos de la autorización para exportación de nuevas fuentes de energía a Argentina o Uruguay. El CP No. 96/2020 discute la exportación de energía proveniente del vertido turbinable de centrales hidroeléctricas despachadas centralizadamente por el ONS, cuya generación sea transmisible y no aprovechable (no asignable en la carga) en el SIN. Este tipo de exportación ya fue realizado por Brasil, desde centrales hidroeléctricas en la región Norte; sin embargo, como intercambio de (energía eléctrica de) oportunidad, con posterior devolución asociada (swap), o sea, intercambio de energía entre los dos países en carácter no comercial.

El Gráfico 39 apunta a la tendencia creciente de la energía vertida turbinable en la región Norte. La propuesta presentada busca establecer un mecanismo comercial de oferta de precios para la exportación destinada a Argentina y a Uruguay de este tipo de energía, implementando un proceso competitivo entre los comercializadores de Brasil interesados en participar.

La propuesta es extender la libertad comercial avalada por la Ordenanza N° 418/2020 para la energía proveniente de una fuente de generación hidroeléctrica turbinable, que actualmente solo puede ser exportada sin una transacción financiera, para su posterior devolución. Además, la propuesta prevé la posibilidad de exportación en cualquier época del año, siempre que exista una caracterización de vertido turbinable. Cabe señalar que las exportaciones deben estar en modalidad interrumpible.



Fuente: MME, 2020

Gráfico 39 - Histórico de energía vertida turbinable.

El borrador del Reglamento en Consulta Pública prevé un proceso competitivo operado periódicamente por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) entre los comercializadores interesados en exportar, con el objetivo de maximizar el precio a pagar por la comercialización de esa energía. Todos los comercializadores en mora en la CCEE pueden participar, incluso los que no estén autorizados para exportar, en cuyo caso deberán suscribir contratos bilaterales con agentes comercializadores autorizados para exportar. El precio ofertado no puede ser inferior al piso del PLD, definido anualmente por ANEEL.³⁶

La Consulta Pública No. 97/2020 trata de los excedentes de energía provenientes de fuentes renovables no hidroeléctricas. El MME abrió la consulta con el fin de

“coletar contribuições para viabilizar a exportação de energia elétrica sem devolução destinada a países vizinhos interconectados eletricamente com o Brasil, proveniente de excedentes energéticos transmissíveis de fontes renováveis não-hidrelétricas, sem afetar a segurança eletroenergética do SIN e mantendo custos e riscos da transação restritos aos envolvidos no processo de exportação”.

El MME relata dificultades para operacionalizar la exportación de estas fuentes por sus características físicas y operacionales, imposibilitando proponer lineamientos para la exportación.

El MME identifica las siguientes premisas para los lineamientos de la exportación de energía eléctrica:

- i. la exportación de energía eléctrica no deberá afectar la seguridad electroenergética del SIN;
- ii. la exportación de energía eléctrica no deberá aumentar los costos para los agentes del sector eléctrico brasileño no involucrados directamente con el proceso de exportación;
- iii. la exportación de electricidad debe basarse en excedentes energéticos o en recursos cuando no son necesarios energéticamente para Brasil;
- iv. las cantidades de electricidad para exportación se considerarán interrumpibles;
- v. se prescinde de la necesidad de lastre contractual para la exportación de energía eléctrica;
- vi. las directrices deben ser operativos por la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE) y por el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS).

El MME enfatiza que el enfoque basado en excedentes energéticos limita los costos y riesgos de la exportación a los agentes directamente involucrados. También observa que la incorporación de carga extranjera en los modelos de optimización energética y formación de precios en Brasil conduciría a un aumento de los costos de operación y precios con influencia en todos los agentes del sector en Brasil. En defensa de la modalidad interrumpible, la nota técnica destaca que esta modalidad mitiga la eventual no optimización energética que ocurriría en el SIN ante eventos impredecibles en los sistemas de cada país, como perturbaciones o la terminación del excedente energético.

El MME sostiene que las fuentes renovables no hidroeléctricas -como Pequeñas Hidroeléctricas (PCH), biomasa, cogeneración, eólica y fotovoltaica- tienen limitaciones que impiden el despacho centralizado de forma sistemática. Estas plantas están sujetas a la programación diaria del ONS, reportando reprogramaciones en tiempo real (clasificadas como centrales tipo II-B, en referencia a la modalidad de operación). También existen centrales que, si bien no impactan individualmente de

³⁶ En 2020, el PLD mínimo fue establecido en R\$ 39,68/MWh y el máximo en R\$ 559,75/MWh.

manera significativa en la operación, totalizan inyecciones de potencia significativa en una determinada subestación del SIN cuando se agregan en un mismo punto de conexión. Estas centrales, clasificadas como tipo II-C, también están sujetas a la programación diaria del ONS, informando reprogramaciones en tiempo real.

Las fuentes renovables de centrales clasificadas en los tipos II-B y II-C generalmente reciben subsidios relacionados con descuentos en las tarifas en el uso de los sistemas de transmisión y de distribución (TUST y TUSD, respectivamente), que según el MME (2020c) podría “distorsionar las condiciones competitivas del proceso de exportación de energía eléctrica, e incluso, incrementar el valor de estos subsidios a los consumidores de electricidad”.

Con el objetivo de viabilizar el aprovechamiento de los excedentes de energía de estas fuentes renovables y asegurar un “trato equitativo” entre las potenciales fuentes de exportación, dadas las limitaciones en la programación y operación en tiempo real y la existencia de subsidios, el MME puso en consulta pública tres alternativas. para el establecimiento de lineamientos para la exportación de electricidad provenientes de estos excedentes no hidroeléctricos:

- I. Negociación bilateral directa entre los agentes generadores y las partes importadoras, siguiendo el ejemplo de los lineamientos para la exportación de energía térmica (Reglamento No. 418/2019);
- II. Los excedentes de energía no hidroeléctrica tratados centralizadamente, asociado a un mecanismo competitivo para maximizar la valoración de la comercialización de esta energía eléctrica para exportación, con reparto del beneficio financiero entre los potenciales participantes;
- III. Excedentes de energía no hidroeléctrica tratados por grupos de centrales, asociado a un mecanismo competitivo para maximizar la valoración de la comercialización de esta energía eléctrica para exportación, con reparto del beneficio financiero entre los participantes, y priorización de la exportación por grupos de centrales que realicen una mayor oferta de exportación. .

El MME (2020c) observa que si bien la alternativa (I) adecuada desde el punto de vista de la lógica del mercado y de la restricción de costos y riesgos entre los directamente involucrados en el proceso exportador, la mayor imprevisibilidad y las especificidades operacionales de las fuentes renovables podrían hacer la propuesta poco efectiva, dada la dificultad de calcular en tiempo real e individualmente el excedente energético.

La alternativa (II) busca facilitar el cálculo de los excedentes energéticos de fuentes mediante la centralización, estableciendo el derecho de comercialización sujeto a competencia y el reparto del beneficio financiero entre las centrales participantes. Este mecanismo implica la adhesión de los

propietarios de estas centrales, respetando los contratos existentes, lo que restringiría la participación potencial de las centrales para exportación y dificultaría la operatividad por parte del ONS.

Además del mecanismo competitivo, la alternativa (III) también prevé que los excedentes sean tratados por conjunto de centrales o por punto de conexión, facilitando la operatividad por parte del ONS. Sin embargo, todas las centrales del conjunto deben expresar interés en participar en las exportaciones y realizar ofertas de precios, destinado al retorno de una parte del beneficio de la exportación a la reducción de los subsidios. El ONS también consideró compleja la operatividad de la alternativa, ya que puede haber otras fuentes de generación en el mismo grupo, lo que dificulta la identificación del origen de los excedentes.

A pesar de la dificultad de la operativa y la presentación de alternativas ya estudiadas por el MME para permitir la exportación de excedentes de fuentes renovables no hidroeléctricas, el MME enfatiza en la necesidad de implementar un modelo que viabilice la exportación en vista de la perspectiva de excedentes energéticos de estas fuentes en el sistema en los próximos años.

4.2.3. Introducción de precios horarios en el SIN

El Reglamento MME No. 301/2019 estableció el cronograma de implementación del precio horario en Brasil, resultado del Modelo de Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo (DESSEM). El DESSEM fue desarrollado por el *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL)* y define el costo marginal de operación (CMO) semi-horario, para intervalos de treinta minutos, considerando los aspectos eléctricos y energéticos del sistema.

El DESSEM complementa la cadena de modelos para la optimización del despacho hidrotérmico en Brasil, agregando mayor granularidad espacio-temporal para el horizonte semanal. El NEWAVE es responsable del mediano plazo, con un horizonte de cinco años con etapas mensuales; y el DECOMP para el corto plazo, con un horizonte de hasta seis meses con etapas semanales. El DESSEM es capaz de representar las centrales termoeléctricas con un alto grado de resolución espacial, llegando a la unidad generadora de cada central; sin embargo, la representación hídrica todavía está sujeta a simplificaciones.

El ONS implementó el DESSEM el 1 de enero de 2020 para la programación diaria de la operación. A partir de 2021, el precio de liquidación de las diferencias (PLD) se calculará en base horaria en la Cámara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), con impacto en las liquidaciones mensuales del mercado de corto plazo. Cabe señalar que para la formación del PLD horario, a partir de enero de 2021, el DESSEM utilizado por CCEE no considerará las restricciones eléctricas internas del submercado (sin red).

El DESSEM incorpora restricciones de despacho termoeléctrico relacionadas a *unit commitment*, como el tiempo mínimo para accionar y parar la central y variaciones de subida y bajada de la generación. Con una mayor granularidad surgió la necesidad de definir con mayor precisión las reglas y límites a la declaración de inflexibilidades (*must run*).

La ANEEL discutió en Audiencia Pública (nº 83/2017), el tratamiento de las inflexibilidades termoeléctricas no previstas en la formación del rendimiento económico. El análisis abordó los casos en que las declaraciones voluntarias de inflexibilidad, realizadas por los agentes de generación termoeléctrica, se incrementan luego de la constitución formal del despacho óptimo y la formación del costo marginal de operación, en una ventana de tiempo intermedia a la programación mensual de la operación.

4.2.4. Revisión del Anexo C del Tratado Internacional de Itaipú

Está en trámite en el Congreso Nacional de Brasil el Proyecto de Ley (PL) No. 9.463 / 2018 sobre la privatización de ELETROBRAS. Entre otras medidas, el PL propone la creación de una sociedad de capital mixto con el propósito de mantener la compra de los servicios de electricidad de Itaipú Binacional por parte de un órgano o entidad de la administración pública federal, a fin de dar cumplimiento a las disposiciones del Tratado Internacional. La aprobación del PL y la creación de una nueva entidad estatal brasileña como representante en la empresa binacional, papel que actualmente desempeña ELETROBRAS, puede acelerar las negociaciones para la revisión del Anexo C.

En febrero de 2019, el MME instituyó, mediante el Reglamento No. 124/2019, un Grupo de Trabajo con el objetivo de coordinar el desarrollo de estudios, para subsidiar el proceso de revisión del Anexo C del Tratado de Itaipú.

En una Auditoría realizada sobre la energía de Itaipú (Proceso No. TC 022.634 / 2017-7), el *Tribunal de Contas da União (TCU)* refuerza la recomendación al gobierno brasileño de delinear un plan de acción concreto para la revisión del Anexo C del Tratado.

Paralelamente a las negociaciones del Anexo C, el gobierno debe indicar la ejecución de las obras de *retrofit* necesarias a realizar en las subestaciones convertoras de Ibiúna y Foz do Iguaçu, que forman parte del sistema de transmisión de Itaipú en 50 Hz.

Después de instalar el sistema en 50 Hz, en la década del 80', Brasil realizó una larga pausa sin implementar nuevos proyectos en HVDC (*High Voltage Direct Current*). La tecnología de transmisión en corriente continua de alta tensión fue utilizada nuevamente en el sistema de transmisión de las centrales del Complejo del Rio Madeira (Usinas Santo Antônio y Jirau), en una subasta por la concesión de la línea realizada en 2008; y más recientemente en el sistema de transmisión de Belo Monte, con subastas para la concesión y realización en 2013 (1º bipolo) y 2015 (2º bipolo).

Corresponde a ANEEL: la especificación técnica de las instalaciones contempladas en las licitaciones de los emprendimientos de transmisión, siguiendo los lineamientos del MME, y la determinación del precio techo - ingreso anual permitido (RAP) techo para la remuneración del proyecto. Además de estas responsabilidades, el regulador es responsable de analizar y aprobar la conformidad de los proyectos básicos con los requisitos del Aviso Público y con los Procedimientos de Red. La ANEEL también es responsable de los precios y especificaciones técnicas que sustentan la autorización de refuerzos en la Red Básica, que también incluye el cálculo del RAP necesaria para los refuerzos a ser autorizados.

En el sistema de transmisión de Itaipú, serán necesarias inversiones en instalaciones y obras de actualización (*retrofit*) de las convertidoras, con valores estimados por el fabricante (ABB)⁴ y la concesionaria (FURNAS) en R\$ 2 mil millones. Este monto puede ser excesivamente elevado para que solo sea autorizado por la ANEEL, sin licitación previa. La inversión en la infraestructura para la transmisión de la energía de Itaipú generada a 50 Hz es vital para el aprovechamiento de la energía de Paraguay por parte de Brasil, constituyendo un elemento adicional importante en el contexto de la revisión del Anexo C del Tratado Internacional.

La revisión del Anexo C y la finalización de los préstamos financieros en 2023 abren nuevas posibilidades para la comercialización de energía de Itaipú. Dicho Anexo establece la tarifa por costo del servicio, lo que resulta en una reducción significativa luego del vencimiento de los préstamos financieros en 2023, actualmente la principal porción del costo tarifario (alrededor de US \$ 2.000 millones). De acuerdo con los análisis que se realizaron en la elaboración de este documento, fue posible identificar importantes dilemas a enfrentar en la revisión del Anexo C de Itaipú, a saber: comercialización en términos de cuotas o energía; mantenimiento de la tarifa calculada por el régimen de costos del servicio o por el mecanismo de precios de mercado; determinación del precio de la energía y de la moneda de referencia (actualmente dólar) considerada en la valoración de la energía; destino de la energía producida y posibilidad de negociación en el mercado libre; entre otros.

4.2.5. Plan Nacional de Energía (PNE) 2050

El informe del Plan Nacional de Energía 2050 (PNE 2050) se encuentra en consulta pública en el Ministerio de Minas y Energía, con un texto preliminar para su posterior aprobación y publicación. Esta sección concentra los datos y evaluaciones preliminares del informe en consulta pública sobre integración energética regional, con identificación de barreras y recomendaciones reconocidas por el MME. El texto del recuadro 1 a continuación se tomó íntegramente del informe PNE 2050 (MME, 2020).

Quadro I – Integração Energética Sul-americana

A Região da América Latina e Caribe possui fontes de energia com grandes complementaridades, que podem suprir as necessidades energéticas locais, bem como contribuir com as demandas de outras regiões.

De modo geral, pode-se afirmar que a região possui experiência e relativo sucesso em sua integração energética, aqui entendida como concretização de projetos de integração que criam condições de ganhos mútuos. Não se deve ignorar que tenha havido também exemplos negativos, algum grau de desconfiança entre os países vizinhos e forte preocupação com a independência e segurança energética. No entanto, em que pese seu tamanho, a diversidade geográfica dos centros de carga e de geração, e a abundância de fontes de energia distribuídas pela região, ainda há grandes oportunidades para uma integração energética regional mais efetiva.

O PNE 2050 identifica os seguintes desafios à integração energética regional:

Questões socioambientais

Grandes projetos de integração eletroenergética entre os países que fazem fronteira com as regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil são fortemente influenciados por questões socioambientais que a implantação de usinas binacionais e de novos corredores de transmissão produziram na região da floresta amazônica. Atravessar essa região de alta sensibilidade socioambiental incorpora desafios intrínsecos de dificuldades de acesso, de elevados custos econômicos e de relevantes impactos ambientais e sociais. No caso da região Sul, já existem grandes troncos de transmissão instalados interconectando Uruguai, Brasil, Argentina e Paraguai, o que torna a integração do tipo intercâmbio energético prontamente possível. Empreendimentos binacionais de hidrogeração na região Sul brasileira tiveram mapeados possíveis impactos ambientais e medidas mitigadoras propostas compuseram a Avaliação Ambiental Integrada do estudo de Inventário Hidrelétrico da bacia do rio Uruguai no trecho compartilhado entre Argentina e Brasil. Para o setor de gás natural a integração na fronteira norte também leva em consideração o fator Amazônia como questão ambiental principal, na região sul a integração com os países vizinhos já se encontra em execução.

Expansão da infraestrutura para interligação

No caso de empreendimentos elétricos, alguns projetos mapeados são de elevado potencial de produção, o que implicaria a construção de uma série de reforços de grande porte no sistema de transmissão brasileiro para o aproveitamento dos excedentes energéticos. No caso do gás natural, a descoberta de novos recursos energéticos na região (Pré-Sal brasileiro e Camisea no Peru), podem incentivar a expansão da malha de gasodutos de transporte, e caso as importações se mostrem competitivas, também na direção de países vizinhos.

Arranjos comerciais e acordos distintos

Atualmente, o País possui diferentes tipos de arranjos e acordos com os países com os quais tem interligação, desde importações por ofertas semanais de energia elétrica até arranjos binacionais de longo prazo (Itaipú, Gasbol). Há necessidade de uma solução abrangente para incorporar o intercâmbio de energia que já ocorre hoje e possibilitar um aumento desse intercâmbio, se ele se mostrar benéfico, com objetivo de otimizar o fluxo ou aumentar a eficiência da infraestrutura. Além disso, há acordos vigentes que vencerão no horizonte até 2030, requerendo negociação para possível renovação.

Falta de bases de informação

Para a realização desses estudos de integração regional é necessária a estruturação de base única de dados com características uniformes dos países envolvidos, como por exemplo, dados de geração e transmissão, planos e potencial de expansão, preços, além de acesso à informação sobre políticas setoriais e regulação do setor em cada País.

Diferenças nos modos de operação e de comercialização entre os países

A diferença de frequências entre os países requer a utilização de subestações conversoras cujos custos de implantação tendem a ser elevados e, dessa forma, podem pesar significativamente sobre a decisão de investimento dos países envolvidos. Por outro lado, a conexão via conversoras pode

trazer benefícios para a operação dos sistemas elétricos envolvidos, uma vez que isola eletricamente as redes e evita a propagação de perturbações entre os países, e até mesmo para a comercialização de energia dado que esse tipo de tecnologia permite o controle exato sobre os intercâmbios desejados. Por fim, dois aspectos específicos da comercialização de energia elétrica no Brasil precisam ser endereçados: a garantia física que não é um conceito usado em outros países da região, podendo se constituir em uma barreira para a integração e o deslocamento de geração hidrelétrica cujo desafio é evitar a judicialização derivada da integração no caso de deslocamento de geração hídrica ou de outras demandas de geradores domésticos.

O PNE 2050 elenca as seguintes recomendações para aprofundar a integração energética regional:

Elaborar estudos socioambientais

Necessário avaliar os impactos das questões socioambientais sobre a viabilidade de grandes projetos de integração entre os países da região, em particular na região Amazônica. É preciso ir além da mitigação dos impactos sociais e ambientais para um modelo que busque transformar projetos de integração em catalisadores de desenvolvimento regional, além de endereçar questões das comunidades locais potencialmente afetadas pelas obras.

Retomar estudos de inventário e potencial

Os países sul americanos ainda possuem um conjunto considerável de projetos de geração que podem contribuir para uma maior integração energética regional e se apresentam como opções de expansão dos parques geradores dos países envolvidos.

Uniformizar os acordos e arranjos comerciais

Há necessidade de adequação das regras de comercialização para potencializar as trocas comerciais, identificando barreiras regulatórias que possam criar barreiras relevantes à integração entre países. Tal uniformização poderá estar inserida em um contexto de convergência institucional mais amplo e mais harmônico entre países. Em particular, é fundamental ter uma solução abrangente para incorporar o intercâmbio de energia que já ocorre hoje e possibilitar um aumento desse intercâmbio, se ele se mostrar benéfico, levando-se em conta os atuais acordos comerciais e possíveis renovações, como no caso da energia de Itaipú ou do gás natural da Bolívia.

Estruturar a base de informação e de modelos

Para a realização de estudos de integração regional é necessária a estruturação de uma base de dados com características uniformes dos países envolvidos. A obtenção desses dados permite ampliar o portfólio de projetos considerado nos estudos da expansão de energia de longo prazo. No caso do setor elétrico, recomenda-se também a modelagem de forma integrada do setor elétrico dos países para prover estimativas de custos e benefícios econômicos, ambientais, sociais e operacionais. Especialmente, no caso dos benefícios decorrentes de sinergias entre os sistemas (complementariedade e efeito portfólio), a quantificação dos benefícios requer simulações de cenários integrados de longo prazo. No caso do setor de gás natural, a realização de estudos integrados de avaliação dos potenciais de demanda pode contribuir para a viabilização dos projetos de gasodutos nacionais e internacionais, principalmente em áreas ainda não atendidas pela infraestrutura existente de gás natural.

Direcionar esforços para harmonização dos desenhos de mercado

É necessário aprofundar elementos que oportunizam a remoção de barreiras para a harmonização dos desenhos de mercado, em particular as questões específicas do modelo de comercialização brasileiro. Adicionalmente, como o mercado de eletricidade é composto por vários serviços e prazos distintos, com desafios particulares de integração, é necessário que a integração desses diversos mercados seja feita em etapas, com crescente granularidade, de modo a garantir a qualidade do serviço e de acordo com o grau de complexidade das diferenças regionais. Consequentemente, é necessário estabelecer um cronograma de harmonização dos desenhos de mercado. Por fim, é igualmente importante avaliar as políticas ambientais que têm efeito sobre o mercado de eletricidade no contexto da integração, como precificação de carbono, incentivos a renováveis e padrões para emissões de poluentes locais.

Articular com autoridades competentes a criação de arcabouço jurídico para a solução de conflitos regionais

É necessário o envolvimento diplomático dos países para alinhar objetivos nacionais, por exemplo por meio de diálogos bilaterais, multilaterais ou mecanismos de cooperação que possam conferir a adequada segurança jurídica para resolução de conflitos. Isso serve para alinhar esforços de desenvolvimento e cooperação técnica, expandir redes de contato para além dos governos, envolvendo também agentes do setor privado e outros organismos importantes no setor, além de estimular interesse na análise de opções de política pública.

Garantir acesso não discriminatório às interligações internacionais

Não está claro como e se o acesso ocorre no caso da infraestrutura de interligação internacional. É importante que a alocação de capacidade de interligação seja baseada em acesso de terceiros que não seja discriminatório por motivos de exercício de poder de mercado.

Articular com outros ministérios atuação com vistas à integração energética com países da América do Sul

As autoridades do setor energético brasileiro devem coordenar suas atividades com autoridades ligadas a outros ministérios com vistas à integração energética, buscando maior envolvimento diplomático dos países para alinhar objetivos nacionais, por exemplo por meio de diálogos bilaterais, multilaterais ou mecanismos de cooperação que possam conferir a adequada segurança jurídica para resolução de conflitos. Isso serve para alinhar esforços de desenvolvimento e cooperação técnica, expandir redes de contato para além dos governos, envolvendo também agentes do setor privado e outros organismos importantes no setor, além de estimular interesse na análise de opções de política pública.

Desafios	Recomendaciones		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Questões socioambientais	Elaborar estudos socioambientais		
Expansão da infraestrutura para interligação	Retomar estudos de inventário e potencial		
Arranjos comerciais e acordos distintos	Uniformizar os acordos e arranjos comerciais		
Falta de bases de informação	Estruturar base de informação e modelos		
Diferenças nos modos de operação e de comercialização entre os países	Harmonização dos desenhos de mercado		
Percepção de riscos político e regulatório e incerteza da disponibilidade de recursos	Criar arcabouço jurídico para solução de conflitos regionais		
	Garantir acesso não discriminatório às interligações internacionais		

Fonte: MME, 2020

Tabla 14 - Roadmap para Integración Regional en América del Sur (PNE 2050).

Expansão da integração energética na América do Sul por meio de UHEs

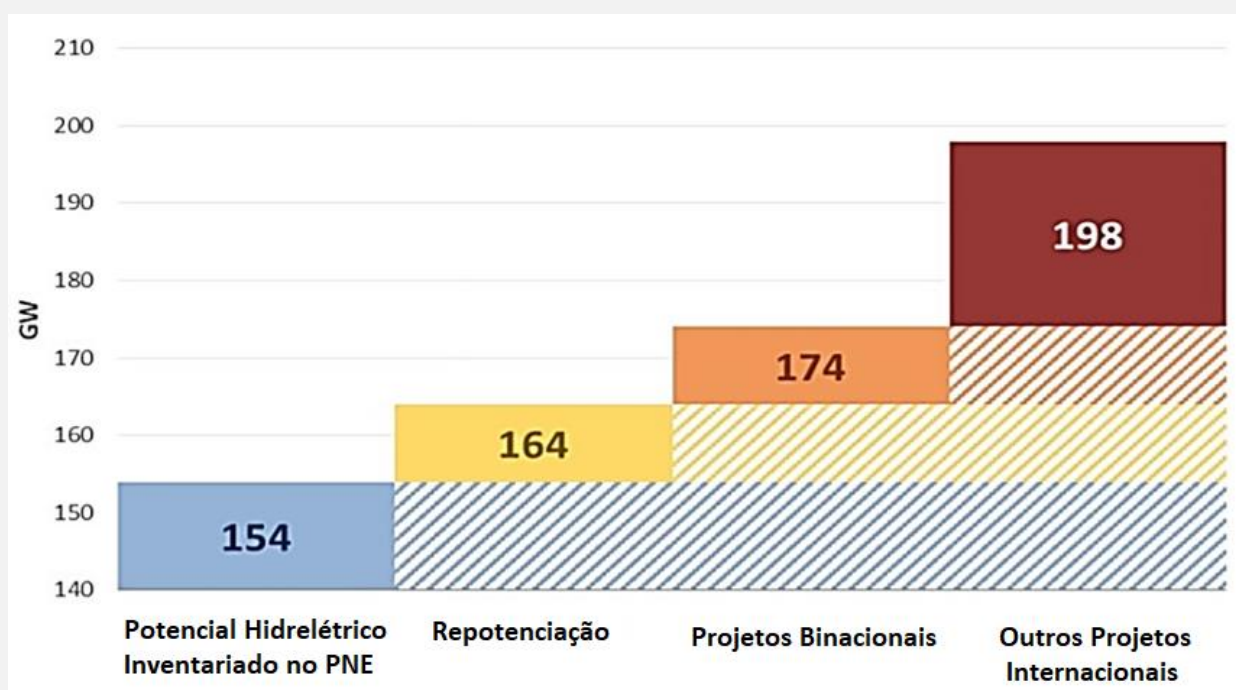
Os países fronteiriços do Brasil, sobretudo Bolívia, Peru, Paraguai e Argentina, possuem um significativo potencial hidrelétrico estimado que dependem de acordos internacionais para a consolidação de um projeto de integração energética regional. A integração energética na América do Sul por meio de UHEs pode se dar por dois caminhos: aproveitamentos binacionais, a exemplo da hidrelétrica de Itaipú, construídos de forma comum ou mesmo livremente financiados, porém com comercialização para os usuários finais bem definidas; ou por exportação-importação, via conexão entre os sistemas elétricos, com consequente necessidade de coordenação operativa mútua, harmonização regulatória, normas técnicas comuns, compromissos contratuais a cumprir e mecanismos de solução de controvérsias.

Para evoluir nessa direção, é necessário realizar um esforço de articulação e envolvimento dos governos para alinhamento dos objetivos e avançar nas discussões sobre os aspectos regulatórios, os modelos comerciais e as questões de governança a fim de tornar a integração possível no horizonte no plano nacional.

Sob o ponto de vista técnico-econômico e socioambiental, a viabilidade da implementação dos projetos hidrelétricos em estudo, especialmente localizados na fronteira com as regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil, deve considerar os elevados investimentos para a construção de infraestrutura de transmissão até os principais centros de carga do Brasil.

Além do potencial Hidrelétrico Brasileiro de 154 GW e o potencial considerado por meio de repotenciação (10 GW), a cesta de projetos de UHEs pode ser ampliada consideravelmente por meio de Integração Energética com outros países da América do Sul: 10 GW em projetos binacionais e 24 GW em outros projetos internacionais na América do Sul, o que elevaria o potencial total para 198 GW considerado no PNE 2050.

Para avaliar a viabilidade da integração energética com países da América Latina, o seguinte portfólio de usinas internacionais foi adicionado (Tabela), levando-se em conta a disponibilidade de informações para a realização dos exercícios quantitativos. Ressalta-se que não necessariamente esse grupo de usinas tem o mesmo nível de detalhamento dos estudos de inventário brasileiro, portanto o potencial real pode variar bastante. Além disso, não foram avaliadas interferências em áreas protegidas para as usinas internacionais.



Fonte: MME, 2020

Gráfico 40 - Potencial Hidroelétrico incluyendo repotenciación y proyectos internacionales en América

Usina	Local	Potencia Instalável (MW)
La Guitarra	Peru	220
Aña Cuá	Paraguai/Argentina	270
Man 270	Peru	286
Ampliação de Yacyretá	Paraguai/Argentina	465
Tampo-Pto. Prado	Peru	620
Vizcatá	Peru	750
Cuquipampa	Peru	800
Cumba 4	Peru	825
La Balsa	Peru	915
Urub 320	Peru	942
Cachuela Esperanza	Bolívia (50 Hz)	990
Panambi	Argentina / Brasil	1.050
Sumabeni	Peru	1.074
Garabi	Argentina / Brasil	1.150
Ina 200	Peru	1.355
Paquitzapango	Peru	1.379
Rentema	Peru	1.525
Itati-Itacora	Paraguai/Argentina	1.600
Bala	Bolívia (50 Hz)	1.680
Corpus Christi (Pindo-i)	Paraguai/Argentina	2.880
Rio Grande	Bolívia (50 Hz)	2.882
Guajará-Mirim	Bolívia (50 Hz)	3.000
Pongo de Manseriche	Peru (60 Hz)	7.550
Total		33.998

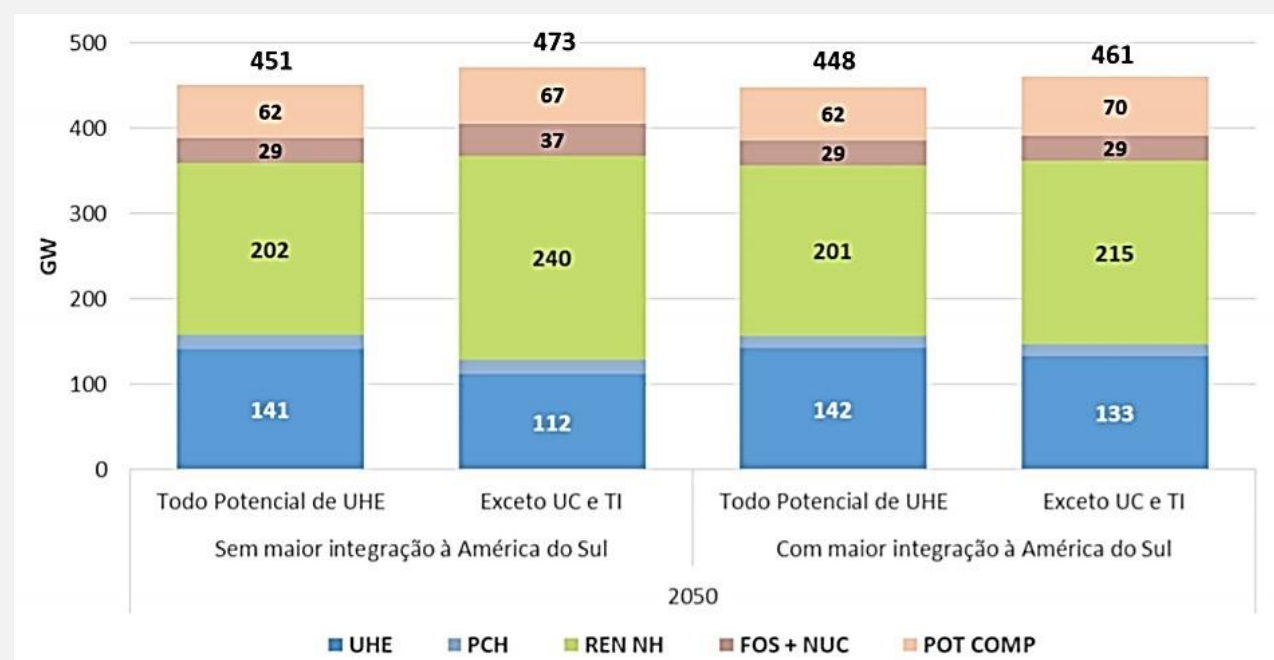
Fonte: MME, 2020

Tabla 15 - Projetos Internacionais considerados no PNE 2050.

Por conta da dificuldade de dispor de valores efetivos dos projetos nos países vizinhos, considerou-se como parâmetro as usinas na região Norte do Brasil, em virtude da maior similaridade das condições de construção, área de desenvolvimento e de tamanho. Para avaliar sua competitividade, foram escolhidas as de custos baixos, mas adicionado o custo de transmissão até a fronteira com o Brasil. Assim, à capacidade atual de intercâmbio entre Brasil e os países fronteiriços de 7.980 MW foi oferecida a possibilidade de expansão do sistema de transmissão em até 96.000 MW adicionais.

Os resultados mostram que mais de 75% do portfólio de usinas internacionais apresentado (equivalente a 26 GW) é incorporada à expansão. Em comparação com a solução sem integração com países da América do Sul, há uma diferença na configuração final, a depender se as UHEs com interferência em áreas protegidas estão à disposição para expansão. Caso estejam disponíveis, a expansão hidrelétrica aumenta marginalmente (142 GW contra 141 GW), podendo haver substituição de projetos nacionais por internacionais a depender de sua competitividade relativa.

Se, por outro lado, houver limitação da expansão de UHE em áreas com interferência em unidades de conservação (UC) ou terras indígenas (TI), as usinas hidrelétricas da América do Sul podem substituir parte desse potencial não disponível. Em relação ao caso sem integração, a potência instalada de UHE em 2050 cresce 21 GW para 133 GW. Interessante notar que esse aumento da participação de UHE ocorre em substituição a uma menor participação das fontes renováveis não-hídricas (inclui UTEs a biomassa) e das fontes termelétricas não renováveis (exclui UTEs a biomassa), resultando em uma matriz elétrica com 12 GW a menos de capacidade instalada em 2050.



Fonte: MME, 2020

Gráfico 41 - Diferencial de Expansión de la Matriz Brasileña en 2050 con mayor integración energética.

A análise sugere que se os custos das usinas hidrelétricas da América Latina estiverem nos patamares considerados, em torno de R\$ 5.000/kW ou menos, elas podem ser uma estratégia alternativa à expansão de UHEs brasileiras, especialmente quando há restrição à sua expansão naqueles projetos com interferência em áreas protegidas. Por outro lado, a implantação de novos corredores de transmissão na região Amazônica traz desafios intrínsecos relacionados a dificuldades de acesso, elevados custos econômicos e impactos socioambientais que precisam ser cuidadosamente analisados.

Fonte: Reprodução de PNE 2050 – Em Consulta Pública MME (2020).

4.3. IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN CHILE DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE

4.3.1. Acceso a otros mercados eléctricos interconectados con Argentina

Se consultó acerca de la visión sobre la importancia para el mercado eléctrico chileno, poder acceder a otros mercados eléctricos interconectados con Argentina, a través del tránsito de energía hacia terceros países, como Brasil.

En general, no se visualiza este aspecto como las razones que deberían gatillar una mayor integración, por lo tanto, no es una oportunidad de negocio que se evalúa como “real”, sin perjuicio del atractivo del tamaño del mercado brasileño. Asimismo, las barreras políticas identificadas hacen difícil ver el negocio de venta de energía a Brasil:

- *“Brasil debiese ser el gran objetivo. Aparte del tamaño, en especial porque Brasil es muy hidro, y los ciclos de sequía debiesen ser más seguidos. Además, en el sur, es muy térmico, por lo que hay evidencia empírica que el sistema brasileño requiere apoyo para abastecer periodos de estrechez.”*
- *“Por el lado nuestro el desarrollo solar del norte, no hay escala a nivel local. En este sentido, podría haber mucho desarrollo de proyectos asociados a contratos con clientes finales en Brasil.”*
- *“Chile tiene la capacidad de ofrecer contratos a mineras u otros operadores grandes de Bolivia, Brasil y Argentina.”*
- *“Brasil es tan grande, que lo que podamos mandar son como “gotitas en el vaso”. Podemos exportar 2000 MW, para ellos es poco, se puede, pero hay que dejar que lo estructuren los privados.”*
- *En relación con el tránsito sigue asociado a los riesgos del mercado argentino, con posibles arbitrariedades. Por razones internas de argentina, se podrían dar situaciones donde esa energía sea consumida por Argentina con problemas de pago.*
- *“Depende demasiado de lo que pase en Argentina; además la rivalidad entre brasileños y argentinos es enorme.”*
- *“En el caso de Brasil, puede ser interesante para la complementariedad con Chile. El sistema del sudeste tiene una hidrología fuerte en verano. Hay oportunidades interesantes con Brasil, pero el problema del tránsito lo hace muy riesgoso. El negocio queda sujeto a tres regulaciones, impuestos, etc”*
- *“El riesgo de pago es enorme. Cammesa es caja recaudadora y pagadora, por lo que ese modelo complica totalmente.”*
- *“En teoría, se podrían hacer swaps, pero se ve lejano, pero recién será una vez que se resuelvan los problemas con Argentina.”*

4.3.2. Potenciales complementariedades técnicamente aprovechables entre Chile y Argentina

Se consultó acerca de las potenciales complementariedades aprovechables entre ambos países, por ejemplo, optimización de los despachos, uso eficiente de las reservas, regulación de frecuencia, reducción de energía no suministrada, aprovechamiento de diferencias horarias, estacionales, hidrotérmicas, complemento de la matriz renovable no convencional, utilización de red de transmisión eléctrica de un país como paso para las transacciones energéticas entre terceros países.

De nuestro entendimiento de las entrevistas realizadas surge que las complementariedades son enormes y es posible de aprovecharlas, pero no serán la razón que justifique el desarrollo privado o público de una línea de interconexión:

- *“La interconexión da estabilidad al sistema en sí misma. Mientras más opciones mejor.”*
- *“La complementariedad es evidente, tenemos varios puntos: mejor regulación de frecuencia; más competencia de servicios complementarios; mayor fortaleza del sistema; los tiempos de interrupción serían menores.”*
- *“Para que sea realmente una oportunidad, es que sean vinculantes. Por ejemplo, yo voy a tomar una reserva para mañana y si no cumple es un problema gravísimo de seguridad para el sistema eléctrico chileno.”*
- *“La inversión puede ser muy circunstancial, no justifica hacer una interconexión.”*
- *“Se necesita penalidad fuerte y garantías reales de cumplimiento. En la medida que el otro tenga algo que perder. En Europa funciona por la UE.”*
- *“Las interconexiones siempre ayudan. Por ejemplo, hoy los marginales están sobre 150 USD/MWh después de las 18 horas. Esto no ocurriría”*

4.4. IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN PARAGUAY DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE

Con la interconexión de Itaipú y Yacyretá, prevista para el último trimestre del 2020 y, ya con los sistemas de control y desacople instalados, tanto para proteger la red nacional como para minimizar los impactos de eventos en otros sistemas, se estarían vinculando los sistemas brasileño, argentino y paraguayo.

El Paraguay dispone de aproximadamente 55.000 GWh de energía y 8.800 MW de capacidad instalada, en su mayoría proveniente de las Centrales Binacionales. El consumo de energía previsto del Paraguay para el 2020 es del orden de 19.000 GWh, y demanda de potencia máxima prevista de aproximadamente 3.800 MW. De esa forma, los excedentes de disponibilidad de energía serían del orden de 36.000 GWh. Esta cantidad de excedentes disminuirá paulatinamente en la medida del mayor consumo interno de energía eléctrica del Paraguay, con crecimiento anual estimado en 5%.

El consumo de energía y demanda de potencia es altamente dependiente de la temperatura, alcanzando sus máximos valores en verano.

El Factor de Carga del sistema es del 60% anual, debido al bajo uso de electricidad por parte de las industrias instaladas y, a la poca inserción de industrias electrointensivas; es decir, la mayor parte del consumo es residencial. Así se caracteriza una interesante oferta de energía excedente en horario fuera de la punta del sistema.

El horario oficial del Paraguay varía en una hora entre invierno y verano. El horario (Py) de punta del sistema es 18 a 22 en verano y de 17 a 21 en invierno.

Teniendo en vista las características de la demanda del sistema eléctrico paraguayo, un interés de complementariedad es la posibilidad de importar energía en horario de punta del sistema.

La característica fuertemente estacional de la demanda produce capacidad adicional de exportación principalmente en periodos de otoño e invierno, cuando la demanda disminuye.

- CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CORPUS (AR – PY): Concluir los estudios de la Central Hidroeléctrica binacional con Argentina

4.5. IDENTIFICACIÓN EN BASE A EXPERIENCIAS ADQUIRIDAS POR LOS PROTAGONISTAS EN URUGUAY DE OPORTUNIDADES DE INTERCAMBIOS E INTEGRACIÓN Y COMPLEMENTARIEDADE

Hacia fines de 2016, en el marco de las interacciones con Argentina respecto a propuestas de actualización y mejora de los principios de intercambio, representantes de las partes apuntaron a una propuesta con lineamientos que resultaran convenientes para ambos sistemas eléctricos. Algunos aspectos relevantes de dicha elaboración fueron:

Con el objetivo de potenciar los intercambios en el corto plazo, priorizar la definición de lineamientos asociados a los excedentes spot o de oportunidad. Los intercambios en el marco de Contratos requerirían adaptabilidad a la normativa interna de cada país y las autorizaciones correspondientes.

- Reafirmar que la modalidad de sustitución prevista en el Acuerdo de Interconexión es la modalidad que mejor se adapta a los intercambios eléctricos provenientes de fuentes renovables, siempre y cuando los costos informados por ambos países como “evitados” o “incurridos” reflejen los costos reales en cada sistema.
- Si bien se identificó que para la exportación de recursos térmicos se podría usar la modalidad sustitución, también se definieron lineamientos para la formación de precios de exportación de estos recursos en la modalidad Contingente antes referida.
- Definir la conveniencia de establecer valores máximos y mínimos para precios ofertados por energía de vertimiento, considerando diferenciar el tipo de fuente de la energía que se oferta.

- Respecto a la exportación de generación hidráulica con embalse, considerar que el precio podría ser libre y por bandas, de acuerdo a los bloques involucrados en la oferta.

Más allá de que en el proceso de elaboración de estos lineamientos se buscó mantener condiciones de reciprocidad y optimización de recursos para ambos sistemas eléctricos, los nuevos criterios identificados no llegaron a aplicarse.

- Reforzar línea de Melo en Brasil para permitir transporte de energía a Brasil

INTERCAMBIOS CON PARTICIPACIÓN DE URUGUAY - BRASIL - ARGENTINA

Como antecedente de este tipo de intercambios, en junio de 2005 existió exportación de Uruguay a Brasil a través de Argentina, por la interconexión de Garabí, ante una contingencia en la transmisión de Itaipú. La energía ingresó a Argentina por el Cuadrilátero de Salto Grande y luego a Brasil por la convertidora de frecuencia de Garabí (Interconexión entre el sistema de Brasil y el de Argentina).

Asimismo, durante 2012 UTE compró energía eléctrica proveniente desde Brasil, ingresando a Argentina por la interconexión de Garabí y luego a Uruguay a través del Cuadrilátero de Salto Grande. Sin embargo, este intercambio no representó un uso del sistema argentino como tránsito ya que actuó un comercializador en Argentina, quien compró la energía a Brasil y luego revendió a Uruguay.

Por otro lado, las instalaciones del SIN uruguayo y sus futuras ampliaciones, podrían ser utilizadas para el transporte de energía desde Brasil a Argentina o viceversa

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES MIRANDO EL INCREMENTO DE LOS INTERCAMBIOS EN EL FUTURO

5.1. ARGENTINA

5.1.1. La necesidad de una visión política conjunta para la integración

La experiencia internacional y la propia dinámica de los intercambios regionales muestra que hay ciclos que se alternan entre una mayor y menor integración, sin que se desarrolle una visión de conjunto sobre los beneficios esperados de un mayor proceso de integración energética. Una premisa es dotar de mayor institucionalidad a este proceso en el marco del MERCOSUR. El principal antecedente es la financiación por hasta US\$ 410m de ciertos proyectos de interconexión por parte del Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur.³⁷ Si el impulso inicial estuvo dado en aumentar el abastecimiento de energía que la dotación de recursos propios no podía garantizar, la búsqueda del autoabastecimiento en las últimas dos décadas ha disminuido la necesidad inicial de una mayor integración. De esta trayectoria no se debe desprender que no existan múltiples beneficios,

³⁷ Ver <https://focem.mercosur.int/es/proyectos/area/energia/>

sino que son necesarios nuevos estudios desde las perspectivas actuales que enriquezcan la información de los hacedores de política como de los actores del sistema. En este sentido, el paso inicial es establecer un ámbito permanente de intercambio de información sobre las políticas energéticas de la región, incluyendo un mecanismo de monitoreo conjunto sobre la situación internacional y regional.

5.1.2. Toma de decisiones basada en evidencia

Uno de los primeros objetivos debe ser incrementar los estudios y relevos de información necesarios para la toma de decisiones. Los estudios posibles, a pesar de las limitaciones reseñadas, deben considerar tanto los objetivos de corto plazo como de mediano plazo. La necesidad de mayor información que permita un dialogo instruido no se puede menospreciar. En las actuales condiciones, los beneficios son más presupuestos que comprobados, de ahí que la actitud adoptada por los agentes sea de prueba y error limitados a acuerdos contractuales de corto plazo que puedan ser revisados. El riesgo de este camino es que errores circunstanciales que no son puestos en perspectiva pueden atrasar los esfuerzos de integración. Un primer objetivo es poder relevar los precios spot en los nodos frontera de cada interconexión existente, o potencial. Los diferenciales de precio, como se mostró en la experiencia europea, son el principal indicador de beneficios potenciales, a partir de arbitrar los precios. Estos estudios deben ser complementados con análisis de las matrices a futuro con y sin integración, en donde se analicen en función de las estrategias expresadas por cada país la dotación de recursos, de perfiles de demanda, de objetivos de penetración renovable o descarbonización, que en el análisis de experiencias exitosas fueron el principal incentivo a una mayor integración.

5.1.3. Si existe un objetivo, este debe ser acoplar los mercados nacionales

Dicho lo anterior, los acuerdos actuales de intercambio, por lo menos los firmados con Brasil y Uruguay, son un principio de acuerdo muy importante que deben ser profundizados. Las dos principales lecciones que ofrece la experiencia europea es que el camino de menor resistencia es acoplar los mercados del día después haciendo permanente las ofertas de oportunidad, y manteniendo disponible un porcentaje no menor de la capacidad de transporte.

Respecto al primer punto, dos consideraciones son relevantes. En primer lugar, se debe entender los diferenciales de precio horario de manera de predecir cómo se comportaría el nivel de intercambio si se permite competir sin discriminación en los mercados del día después. Las barreras relativas a congestión, contratos de transporte, u otras particularidades de funcionamiento son importantes pero secundarias, si se permite lo anterior, y no deberían ser una preocupación inicial, al menos hasta que el intercambio de oportunidad sea fluido.

En el caso argentino la normativa prevé que este tipo de intercambio no interfiera con la fijación del precio local. En el caso de las importaciones, la tentación para analizar las oportunidades de arbitraje y definir el reparto de los beneficios en función de la tecnología y el precio del mercado exportador

son importantes. Pero si del análisis anterior surge que el mayor intercambio eliminaría los diferenciales de precio, los acuerdos complejos como los actuales no reportan beneficio alguno.

5.1.4. Los acuerdos deben prever que exista capacidad de transporte disponible para los intercambios de oportunidad.

La disponibilidad de capacidad de transporte es igual de relevante. En la normativa todavía se privilegia la capacidad contratada en comparación al libre acceso, que suele ser la capacidad física remanente. La introducción de una cláusula de Use it or leave it debería alcanzar para mantener disponible una parte importante de la capacidad y evitar que los flujos se realicen en la dirección errónea.

5.1.5. Los acuerdos entre los OC deben permitir que las ofertas de exportación e importación sean incorporadas en los algoritmos de despacho del día después.

La necesidad de que los OC armonicen sus reglas debe evitarse. El único requisito es que las ofertas de exportación e importación pueden ser incorporadas al algoritmo de despacho del día después. Esta regla más los prerequisites antes mencionados deberían ser suficientes para incorporar el intercambio de oportunidad de forma permanente a las normativas nacionales, sin perjuicio de ajustes menores adicionales, que garanticen la no discriminación.

Este arreglo institucional solamente permite usufructuar una parte menor de los beneficios potenciales. En particular, resulta insuficiente para prever la asignación de la expansión de la capacidad de generación en su conjunto, y tampoco atiende al argumento esgrimido sobre el costo de oportunidad de reemplazar la reserva del sistema que se reduce como consecuencia de una mayor demanda.

5.1.6. El paso siguiente es que los responsables de política a través de sus OC desarrollen un ámbito de consulta y resolución de controversias permanente

A las dificultades para integrar las conductas de los agentes en un mercado interconectado, se suma la reticencia de los OED. La principal razón es la existencia de flujos no previstos entre dos o más áreas, especialmente en redes malladas, y que puedan dar lugar a cortes de suministro de un país a otro, especialmente ante la interrupción de la interconexión. Si bien en su oportunidad ciertos eventos de apagones fueron atribuidos a las interconexiones, estudios posteriores descartaron que los vínculos hayan tenido influencia en estos episodios, atribuidos a fallas en el equipamiento de comunicación e incumplimiento de los mínimos protocolos entre operadores. En igual sentido existe una preferencia de los OED de restringir la evacuación de potencia de la interconexión si eso evita la congestión en la red nacional. Una solución voluntaria para un tratamiento igualitario sobre la congestión es difícil de alcanzar. El ejemplo de Europa muestra que una vez más primo un criterio político, al establecer un criterio inverso, que obliga a cada OED a hacer disponible para su zona de subasta al menos un 70% de la capacidad de la interconexión. Igualmente el promedio de disponibilidad sigue estando muy por

debajo del valor esperado, por lo que muy probablemente se incumpla la meta establecida para 2021. Por último, los OED tienen control sobre su propia curva de demanda y las instrucciones que realiza sobre el parque de generación local, siendo el flujo de interconexión en el mejor de los casos fijo, y en el peor sujeto a la decisión en parte del otro OED, por lo que hay resistencias a la necesidad de configurar conjuntamente los flujos de las redes.

5.1.7. Prever en los objetivos a mediano plazo los resultados distributivos de una mayor integración.

Una dificultad adicional es que resulta esperable que los resultados inmediatos de una mayor integración -basados en arbitrar las diferencias de precio entre mercados- produzcan un reparto desigual de los beneficios. Los efectos distributivos del libre comercio son bien conocidos. Una apertura comercial se dice es un beneficio en términos de Pareto si los agentes -en este caso un factor de producción o los consumidores- que resultan beneficiados de la integración pueden compensar al agente que resulta perjudicado. Es decir, si nadie se encuentra peor después de una apertura. Los potenciales efectos distributivos de corto plazo deben ser tratados. Dos respuestas han dado la literatura económica. En teoría se puede lograr un equilibrio de Pareto si a través de aranceles sobre el comercio exterior los beneficiados del intercambio compensen a los perjudicados por la apertura. En este sentido, los impuestos no deshacen todos los beneficios del mayor comercio y obtienen una mejor situación para todos. Una alternativa es considerar obras que compensen el beneficio a través del FOCEM. La segunda línea de pensamiento establecido por Krugman en lo que fue llamado las nuevas teorías del comercio, es que si existen economías de escala el equilibrio de Pareto surge sin necesidad de impuestos (o medidas) compensatorias.

La posibilidad de beneficiarse de las economías de escala en la utilización de las fuentes primarias de energía está en los fundamentos de los intentos de integración de los mercados energéticos. Esto da lugar en el caso específico de la energía eléctrica a patrones de intercambio muy especializados, que también deberán ser considerados en los estudios de expansión regional. Entre dos mercados que su fuente de generación marginal son los combustibles fósiles, los intercambios tendrán dirección en función de los precios relativos de los dos combustibles y la eficiencia de la máquina marginal, dominando las diferentes curvas de demanda horaria, por lo que es esperable los beneficios sean compartidos.

Si, por el contrario, en un mercado domina una tecnología con economías de escala y costo incremental nulo o bajo, como es la hidroeléctrica o una alta penetración de las renovables, la dirección del intercambio estará dominada desde esta tecnología hacia el mercado con precio marginal establecido por el uso de combustible. En particular, se ha demostrado que cuando en un mercado el precio se fija a costo marginal mientras que en el otro se fija a precio medio, los generadores de este último siempre encuentran ventajoso exportar al mercado de precio marginal.³⁸

Esta explicación está en la raíz de las dificultades para integrar el mercado de Francia al de la comunidad europea. Su apertura significa en primer lugar un incremento del costo local a los consumidores, pero además la predominancia de la generación nuclear significa una ventaja comparativa con el resto, de ahí que en el último tiempo se le haya exigido restringirse subastando la capacidad de generación de su parque nuclear en el mercado. En el caso de Argentina, es esperable que frente a sus vecinos suceda una mayor importación en promedio, compensado por exportaciones en momentos de stress de los sistemas vecinos. Este es el patrón que está surgiendo con Uruguay.

Pero no debe descartarse que el ingreso renovable en Argentina redunde en un intercambio más equilibrado. En las condiciones actuales de un cambio estructural de las matrices energéticas, con una mayor penetración renovable, donde la energía de vertimiento a priori parece significativa, los beneficios de un mercado ampliado en donde se compensen regionalmente la intermitencia regional y se eviten restricciones de despacho a costo incremental nulo son potenciales ventajas importantes, más allá de los beneficios de curvas de demanda heterogéneas.

5.1.8. Incorporar la planificación de la expansión de potencia regional requiere resolver la no discriminación en el uso de las interconexiones.

La problemática de garantizar las reservas del sistema, a través de contratos o con mercados de capacidad, excede la posibilidad de consensuar un criterio conjunto, al menos en el corto plazo. Pero nuevamente deben ser considerados en los estudios a futuro. En particular, la no discriminación entre el uso de la interconexión y la red nacional es vital para que los compromisos de potencia sean creíbles. Para eso se requiere que los OED no prioricen los despachos locales cuando hay congestión, sino que se realicen las adaptaciones a las redes para garantizar la seguridad de suministro conjunto. Estas consideraciones responden a una búsqueda de equidad. Igualmente, el análisis de la configuración de la red con y sin integración es necesario para establecer el real potencial del intercambio.

Nuevamente la experiencia internacional muestra que mientras las interconexiones sean radiales, de un mercado a otro, las preocupaciones anteriores serán significativas y la seguridad de suministro local estará priorizado sobre el potencial ahorro de un margen de reserva conjunta, que no se puede aprovechar si hay congestión. El mallado de las interconexiones, o el robustecimiento como preocupa a Chile son una solución a largo plazo. También es cierto que requerirá un despacho más coordinado.

5.1.9. Argentina no requiere nuevas interconexiones con sus vecinos, salvo en el caso de Chile

El uso de las interconexiones muestra que existe capacidad excedente. En ese sentido, no es una prioridad definir cómo se podría realizar las expansiones, salvo por los vínculos con Chile. Las soluciones para mejorar el vínculo existente o eventualmente desarrollar nuevos requieren cuantiosas

inversiones que en el actual contexto no serían viables realizar desde el sector privado. La cuestión en general, quién debe realizar la ampliación de las interconexiones y que régimen remunerativo debe tener resulta una dificultad importante.

A modo de conclusión, el paso inicial requiere de decisión política. En primer lugar, para que los contratiempos no descarrilen los avances logrados, pero más importante para que las limitaciones de política económica sean armonizadas con los beneficios y también los costos de corto plazo que una mayor integración conllevan.

5.2. BRASIL

En las últimas décadas, junto con los países vecinos, Brasil ha podido implementar proyectos de transmisión y generación que han lanzado las simientes para el comercio regional, contribuyendo al desarrollo sostenible de la energía en la región. El país tiene activos de interconexión en operación con Argentina, Uruguay y Paraguay; sin embargo, hay una subutilización significativa de la infraestructura existente en los últimos años, lo que restringe el efectivo comercio entre países. La ociosidad de estas infraestructuras resulta, en gran medida, de las limitaciones impuestas para el aprovechamiento del intercambio energético, que restringen las situaciones de suministro emergencial (crítica) o de oportunidad de exceso momentáneo de energía (abundancia).

Si bien falta un marco legal y regulatorio capaz de propiciar un comercio que vaya más allá del intercambio de oportunidad, existen desarrollos recientes en el tema. Las nuevas modalidades de importación y exportación de energía sobre bases comerciales, sin devolución, apuntan a una dirección prometedora de ampliar las posibilidades de intercambio electroenergético. El Ministerio de Minas y Energía publicó recientemente reglamentos que permiten la importación para reducir los costos de generación térmica en el país y la exportación de térmicas disponibles sin uso; sin embargo, la exportación de generación hidroeléctrica permanece sujeta a la energía sin perspectiva de uso (vertimiento turbinable) y sin bases comerciales, es decir, restringida al trueque de energía.

Actualmente, el MME somete a consulta pública la propuesta para ampliar la posibilidad de exportar en forma comercial las demás fuentes. El Ministerio ya presentó los términos específicos del reglamento que autoriza la exportación del vertido hidroeléctrico turbinable; sin embargo, identifica limitaciones para operativizar la exportación de fuentes renovables no hidroeléctricas. Al mismo tiempo, la EPE se presenta para el Plan Nacional de Energía 2050, con perspectivas sobre la integración sudamericana.

Hay dos vectores de desarrollo: un mejor aprovechamiento de las infraestructuras existentes y futuras expansiones que permitirán profundizar el comercio regional de energía. Estos dos canales no son independientes; al contrario, se comunican. En este sentido, es fundamental acompañar los desarrollos principalmente en relación al tratamiento que se dará a las interconexiones Garabí I y II, y a la revisión del Anexo C del Tratado de Itaipú para evaluar mejor las perspectivas de implementación de nuevos proyectos.

El mayor aprovechamiento de la infraestructura existente depende de la percepción estratégica en el país de los beneficios de la integración, además de las circunstancias emergenciales u oportunidades puntuales de excedentes. La modalidad interrumpible para las transacciones comerciales de energía impide el desarrollo del potencial de intercambios, ya que limita el valor de la energía para los países importadores. La operación y la planificación podrían asegurar gradualmente la energía comercializada en modalidad firme de cierta cantidad y por un período operativo determinado (semanal, por ejemplo).

Finalmente, en el contexto de la reforma del sector eléctrico, que se tramita en el Congreso Nacional a través del Proyecto de Ley del Senado 232/2016, se introducen precios horarios en la operación (desde enero de 2020) y en la contabilización y cálculo de diferencias comerciales. (programado para enero de 2021). Dicha mejora regulatoria tiene el gran potencial de contribuir a la modernización del sector eléctrico brasileño. Este movimiento es favorable a las fuentes renovables variables en expansión en los sistemas eléctricos, como la eólica y la solar, que demandan una mayor granularidad espacio-temporal en la asignación de precios de la energía. El intercambio con otros sistemas y mercados agrega flexibilidad y reduce los costos sistémicos para los países. Y considerando la vocación renovable de la región, contribuye a una producción sustentable. Pero la exploración del potencial de integración regional que vaya más allá del intercambio de oportunidad, también depende de una dimensión estratégica que considere aspectos geopolíticos. Esta visión queda en evidencia en los diálogos con actores que ocuparon un lugar destacado en el escenario del comercio energético regional desde la perspectiva del sector eléctrico en Brasil - y que fueron un apoyo esencial para nuestros análisis. En este sentido, los desafíos siguen siendo considerables. El presente estudio tiene como objetivo contribuir a esta discusión.

En resumen, las principales recomendaciones son las siguientes:

5.2.1. Recomendaciones para las barreras políticas y normativas

- A partir de los diálogos con importantes actores del sector, se desprende que se reconocen que existen claros beneficios en establecer y buscar una profundización de la integración energética con los países de la región. Por otro lado, también se reconoce la complejidad geopolítica de implementar tal estrategia.
- A pesar de la falta de una estrategia clara para profundizar el intercambio con los países vecinos, las últimas directrices del MME para la importación (Ordenanza No. 339/2018) y exportación (Ordenanza No. 418/2019) de energía, vigentes hasta el 31 de diciembre de 2022, representan un avance hacia el uso de las interconexiones existentes. Los reglamentos establecen intercambios en base comercial (sin devolución de energía) con Argentina y Uruguay, superando la modalidad limitada de intercambio de energía.

- El escenario político es desafiante para la mayor integración internacional, abarcando intercambios de energía. La agenda de promoción de la integración requiere un liderazgo y una estrategia claros y persistentes. El reconocimiento de beneficios mutuos debe motivar la superación de resistencias internas que tienden a favorecer asignaciones autosuficientes ineficientes.
- Ante un horizonte adverso para una mayor integración regional y las ganancias del aprovechamiento de la infraestructura existente y su potencial expansión, la articulación entre países para la implementación de un marco jurídico-regulatorio favorable a la integración puede beneficiarse de la iniciativa y mediación de entidades internacionales.
- La experiencia de CIEN apunta a la necesidad de una estrategia clara y articulada para el mejor aprovechamiento de los activos existentes, con una adecuada asignación de costos y beneficios. La integración energética debe ser un vector de desarrollo y competitividad, sin sobrecargar indebidamente a los consumidores (o contribuyentes) con una infraestructura ociosa. La expansión de nuevos intercambios debe ser capaz de superar los errores del pasado y buscar arquitecturas virtuosas, explorando beneficios para todas las partes, trascendiendo los intercambios restringidos a oportunidades puntuales.

5.2.2. Recomendaciones para las barreras político-diplomáticas

- La revisión del Anexo C del Tratado Internacional de Itaipú, que debe tener lugar para el 2023 (50 años después de la firma del Tratado), coincide con el fin de la amortización de los préstamos financieros para la construcción de la Central, que actualmente corresponden a aproximadamente US\$ 2 mil millones anuales (equivalente al 62% del costo del servicio eléctrico de Itaipú). La revisión abrirá una oportunidad para volver a discutir la regulación del costo del servicio de la tarifa de suministro eléctrico, así como su comercialización por potencia o energía. Los diálogos y análisis realizados en la elaboración de este trabajo apuntan a problemas de eficiencia inherentes al mecanismo de remuneración basado en costos: las partes pueden no tener incentivos para reducir costos, tema que merece ser abordado en la revisión del Anexo C.
- A su vez, a partir de nuestro entendimiento de las entrevistas surgió la necesidad de que la revisión del ANEXO C garantice beneficios a los consumidores considerando la finalización de los préstamos financieros y que el actual régimen de regulación de costos deja dudas sobre la racionalidad y eficiencia en la gestión de costos. y la propuesta de mecanismos para gestionar mejor el riesgo cambiario actualmente asignado al consumidor de electricidad.
- La revisión del ANEXO C se produce en un momento de transformación del sector eléctrico, con reformas en gestación para mejorar el diseño del mercado y ampliar la libre comercialización de energía. La implementación de precios horarios, la expectativa de expansión de fuentes

renovables variables (eólica y solar) y de inserción de recursos distribuidos (generación distribuida), con una creciente complementación de fuentes no hidráulicas en la generación de energía, profundizan las transformaciones y condiciones de contexto para la negociación de la energía de Itaipú.

- A partir de los diálogos con importantes actores del sector, se desprende que existen claros beneficios en establecer y buscar una profundización de la integración energética con los países de la región. Por otro lado, también se reconoce la complejidad geopolítica de implementar tal estrategia.
- No fue posible identificar el posicionamiento estratégico del país frente a las (importantes) negociaciones del Anexo C del Tratado y ni siquiera una visión estratégica para el destino y asignación de la energía de Itaipú en el mercado.
- A pesar de la creación del Grupo de Trabajo interno del Ministerio de Minas y Energía (Reglamento No. 124/2019), para apoyar el proceso de revisión del Anexo C, el tema requiere un tratamiento integrado con al menos la participación de miembros del Ministerio de Relaciones Exteriores (MRE) y del Ministerio de Economía (ME). Esta es una oportunidad que trasciende los temas de competencia del MME.
- Las entrevistas realizadas para el presente estudio también recogieron la lectura de que los cambios dependen de la ratificación del Congreso de ambos países, lo que puede hacer más compleja la implementación de soluciones alternativas.
- La negociación tendrá impacto en la evolución de las matrices eléctricas de ambos países, en un contexto de incertidumbre sobre los efectos permanentes del Covid-19 en la reducción de la demanda. Un menor volumen de energía representaría un mayor espacio para la expansión de la capacidad instalada en Brasil, lo que puede ser oportuno dada la retracción provocada por Covid-19 en la trayectoria de planificación de la expansión del sistema brasileño.

5.2.3. Recomendaciones para las barreras técnicas y comerciales

- La comercialización de energía eléctrica basada en el aprovechamiento de las infraestructuras de interconexión existentes, sin embargo, permanece restringida al intercambio de oportunidad (excedente de energía o necesidad emergencial). Las ofertas de importación o exportación de países vecinos no se incorporan a la optimización de la operación; es decir, no impactan en el costo marginal de operación y, por tanto, en el PLD. La importación sustituye el despacho térmico flexible más costoso y la exportación térmica disponible y no utilizada.
- Es fundamental establecer pautas y reglas en la operación (Procedimientos de Red del ONS) y en la contabilidad y liquidación de energía (Reglas y Procedimientos de Comercialización de la CCEE)

coherentes que no inhiban las transacciones con países vecinos cuando el intercambio resulte beneficioso, desarrollando un marco legal y regulatorio capaz de profundizar la integración.

- La mayor participación de fuentes renovables variables, como la eólica y la solar, requiere una mayor flexibilidad de los sistemas eléctricos. La vocación renovable de la región se beneficiaría de un mayor intercambio eléctrico-energético entre los países, a través de la infraestructura existente y nuevas conexiones.
- Es notoria la ociosidad de la infraestructura de interconexión existente de Brasil con los países vecinos (especialmente Argentina y Uruguay), con un historial de dificultades y obstáculos contractuales, como lo demuestra la experiencia de CIEN (Garabí I y II). Los acuerdos comerciales que hicieron factible la implementación de estas infraestructuras no pudieron permitir su pleno uso. La solución encontrada resultó en la equiparación del activo con la concesión de un servicio público de transmisión e integración en la red básica, con la recepción de ingresos anuales permitidos (RAP) para remunerar el activo y cubrir los costos de operación y mantenimiento. La incorporación a la red básica grava las tarifas de los consumidores brasileños en el contexto de una participación creciente del peso de este segmento en la composición final de la tarifa, en comparación con otros países. El activo de CIEN registra una subutilización histórica y ahora enfrenta incertidumbres con respecto a la renovación o licitación de la concesión (con vencimiento en 2020 y 2022), en parte ya designada (Garabí I) para la actual concesionaria (ENEL) hasta la decisión formal del MME. El activo aún no está amortizado y su operación en el futuro requerirá inversiones importantes para la operación de las convertidoras.
- El sistema de transmisión de energía de Itaipú generado a 50 Hz también debe sufrir (requiere) inversiones para la actualización (*retrofit*) de las convertidoras, estimados en R\$ 2 mil millones. FURNAS (ELETROBRAS) es la concesionaria actual, pero permanece la duda en cuanto a la autorización de la ANEEL para la inversión o nueva licitación; o incluso la posibilidad de incorporación al costo de comercialización de la energía de la central. La actualización es crucial para el aprovechamiento por Brasil de la energía proporcionada por Paraguay.
- Continuar con el procedimiento de [consultas públicas del MME](#), tal como se llevó a cabo para los criterios de exportación de energía de Brasil a Uruguay y Argentina (Consultas Públicas No. 96 y 97 del año 2020).

5.3. CHILE

Los beneficios que se derivan de las interconexiones internacionales han sido ampliamente estudiados: ampliación de los mercados, optimización y/o complementariedad en el uso de los recursos naturales, las economías de escala, la explotación de recursos compartidos y el mejoramiento de los niveles de seguridad de abastecimiento, junto con beneficios ambientales locales y globales al reducir la emisión de contaminantes.

No obstante, los beneficios a nivel “económico” o social” a nivel global, para que funcionen los procesos de integración, éstos deben producir beneficios económicos identificables para todos los participantes, que compensen los costos y/o pérdidas que los Estados (poder y control), o los participantes privados, deban eventualmente asumir en el proceso.

Como lo señala la Olade³⁹, *“En la práctica los procesos de integración no son ni armónicos ni regulares y requieren un alto nivel de voluntad política de las partes por su alto nivel de complejidad. La velocidad que le imprimen los Gobiernos no es homogénea porque las prioridades asignadas no son las mismas entre los países. La integración significa además de compartir recursos de distinto tipo, el libre acceso a los mercados nacionales.”*

Por ello, para remover las barreras identificadas, se deben identificar adecuadamente dos elementos claves del proceso de interconexión: a) las etapas de un proceso de integración que va avanzando progresiva y paulatinamente, al ritmo que sea necesario para los países, en modelos de intercambio de electricidad que “mejoran progresivamente” los beneficios de la interconexión; y b) la identificación de los impactos positivos y negativos de cada una de las etapas y muy especialmente, demostrar los beneficios “políticos” del proyecto, donde resulta clave identificar cómo se traduce en mejores precios y seguridad de abastecimiento para los clientes finales, junto con los beneficios ambientales, tanto desde el punto de vista de las emisiones locales como globales. Adicionalmente, resulta clave identificar la posición de los actores claves en ambos mercados (“ganadores” y “perdedores” del proceso).

De esta manera, el avance en materia de integración entre Chile y Argentina debe tener una mirada gradual y progresiva de implementación, sin perjuicio de lo cual, el marco normativo de las etapas debiese adoptarse desde ya mediante un marco general de normas (más allá de los permisos individuales de exportación), que le permita a cualquier empresa evaluar negocios e inversiones.

De esta manera, del análisis de los documentos revisados y las entrevistas efectuadas, podemos concluir lo siguiente, junto con las recomendaciones que se realizan:

³⁹ Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar, Olade, 2013.

5.3.1. Recomendaciones para las barreras técnicas

Entenderemos por barreras técnicas aquellos aspectos de “infraestructura” que dificultan o impiden el intercambio de electricidad entre Chile y Argentina.

Como ya lo señalamos, el estudio realizado por el Coordinador para evaluar la operación del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN) vinculado con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea Andes-Cobos 345kV, arrojó como resultado que los Coordinadores chileno y argentino no recomiendan el intercambio de energía a través de esta línea. En el informe se señala que una adecuada interconexión SEN – SADI *“requeriría de un enlace más robusto que permita intercambios de energía con suficiencia y seguridad, acordes con las características de estos sistemas, para lo cual sería necesario el reforzamiento de la línea, considerando, por ejemplo, la implementación de tecnología HVDC.”*

Desde esta perspectiva, la barrera técnica es relevante: hay que hacer una línea, la que probablemente tendrá que desarrollarse bajo un modelo back-to-back HVDC, lo que podría ser complejo desde el punto de vista del desarrollo privado de la línea. A su vez, las autoridades más involucradas en el proceso de planificación del sistema de transmisión creen que tiene que ser un desarrollo privado.

Recomendación

- *Organismos internacionales como el BID y CIER, podrían dar asistencia técnica al CEN y Cammesa, con el objeto de “objetivar” las exigencias que los coordinadores podrían establecer a desarrollos privados de líneas de interconexión, con el objeto de no encarecer innecesariamente el proyecto.*
- *Se podría contemplar una segunda fase del estudio “Estudio de beneficios despacho económico y análisis regulatorios / Alternativas Interconexión Chile- Argentina”, elaborado por el consorcio MRC-SIGLA-SYSTEP, a petición del Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de la Energía de Chile, con el financiamiento de la Corporación Andina de Fomento, CAF, febrero de 2019. En especial, se podría realizar un estudio al proyecto “Ancoa – Río Diamante”, tendido de 350km de longitud, que interconecta la región del Maule (Chile) con la región de Cuyo (Argentina, provincia de Mendoza), en 500 KV. El estudio debiese contemplar el análisis metodológico que contempla la CNE para incorporar un sistema de interconexión internacional en la planificación anual.*

5.3.2. Recomendaciones para las barreras normativas.

En cuanto a las barreras normativas, esto es si el marco regulatorio de Chile y Argentina facilitan o no la interconexión eléctrica, podemos señalar que a nuestro juicio y de manera general, los marcos normativos de Chile y Argentina presentan oportunidades para el desarrollo de un modelo de negocios de integración con Argentina.

No obstante, en el caso de Chile, si bien la ley dispone que mediante decreto supremo se definan los aspectos aplicables a los intercambios caso a caso, se hace necesario un mayor desarrollo normativo a nivel reglamentario, para resolver algunos aspectos y contar con una regulación más estable que la contenida en decreto que da el permiso de intercambio. Por ejemplo, en cuanto al régimen de acceso abierto en los sistemas de interconexión de interés privado, falta quien defina la capacidad técnica disponible; mecanismo para la coordinación del despacho de energía, el cual debe hacerse sujetos a condiciones económicas y seguras, ya que se requiere una coordinación horaria, siendo el país que importa considerado como una nueva demanda, y el país exportador debiese ser considerado un generador virtual.

A su vez, en el caso de Argentina, se requieran ajustes a la resolución que autorice la exportación de la Secretaría de Energía, que reconozca el modelo de negocios que se plantee.

De la misma manera, se requerirá que los Gobiernos y Coordinadores de ambos países establezcan normas y procedimientos simétricos para garantizar la seguridad de la operación; establecer límites operacionales; coordinar la planificación de la operación y del despacho económico; y desarrollar los procedimientos técnicos de coordinación a nivel de operadores de los sistemas.

En este sentido, se requieren ajustes en las regulaciones de ambos países, no a nivel legal, para poder desarrollar hasta el tercer nivel de integración. Para el análisis privado de las inversiones, se requiere contar con una regulación “conocida” que permita identificar las fortalezas y riesgos del modelo de negocios, por lo que estimamos necesario abordar estas materias prontamente.

Recomendación:

- *Organizaciones internacionales como el BID y CIER, podrían asistir técnicamente al Gobierno de Chile y Argentina, con el objeto de trabajar en las siguientes materias:*
 - **Proyecto de complemento del reglamento vigente de Chile, en el cual se llenen los vacíos normativos identificados.**
 - *Dado que el mecanismo de intercambio de excedentes ya se ha materializado con una regulación específica entre ambos países, se podría trabajar de manera conjunta entre los Gobiernos de Chile y Argentina, asistidos por los organismos internacionales, una regulación que pueda ser incorporada en los respectivos instrumentos regulatorios (decretos de la administración) que abarque el segundo y el tercer nivel de integración, de tal manera que los privados puedan evaluar el negocio conforme una regulación específica.*

5.3.3. Recomendaciones para las barreras políticas

En cuanto a las barreras políticas, esto es el riesgo de intervención del Gobierno a las decisiones contractuales y de inversión que han tomado los privados, que amenaza la estabilidad regulatoria del proyecto de inversión, de nuestro entendimiento de las entrevistas realizadas surge que esta sería la barrera más relevante para el mercado chileno, al momento de analizar una inversión de esta naturaleza.

En especial y dado el rol de CAMMESA como el casi exclusivo comercializador de electricidad (tanto comprador como vendedor), la visión que se plantea es que las decisiones de Argentina son políticas, no económicas, ya que dentro de Cammesa la estructura está distorsionada, contando con una gobernanza con mucha injerencia política.

Por su parte en Chile, para el desarrollo de una línea de interconexión de interés público, probablemente la autoridad evitará tomar esta decisión, si no tiene la convicción y elementos de respaldo que permitan acreditar los beneficios que recibirán los clientes finales con el proyecto, ya que parte de la línea sería pagada por los clientes finales.

Recomendación:

- *Instituciones internacionales como el BID y CIER, podrían dar asistencia técnica a ambos gobiernos, proponiendo: a) las etapas de un proceso de integración que va avanzando progresiva y paulatinamente, en modelos de intercambio de electricidad que “mejoran progresivamente” los beneficios de la interconexión; y b) la identificación de los impactos positivos y negativos de cada una de las etapas y muy especialmente, demostrar los beneficios “políticos” del proyecto, donde resulta clave identificar cómo se traduce en mejores precios y seguridad de abastecimiento para los clientes finales, junto con los beneficios ambientales, tanto desde el punto de vista de las emisiones locales como globales. Adicionalmente, resulta clave identificar la posición de los actores claves en ambos mercados (“ganadores” y “perdedores” del proceso). La identificación de los beneficios políticos y de los beneficiados y afectados, resulta clave para impulsar la integración, no basta con el análisis clásico de VAN, TIR o de eficiencia agregada de funcionamiento de los mercados eléctricos.*
- *La segunda etapa podría consistir en dar asistencia técnica a ambos gobiernos, para trabajar un acuerdo bilateral de intercambio de electricidad, que permita ser el marco de integración paulatina y progresiva. Para ello se deberían recoger mejores experiencias de integración en la región. En este sentido, el acuerdo debería partir por las normas ya implementadas de exportación de excedentes; y plantear nuevos niveles de integración (segundo y tercer nivel), con un acuerdo marco que permita definir normas de inferior jerarquía. En este sentido, una experiencia que*

podría ser referencia para los países es el acuerdo entre Ecuador y Colombia⁴⁰ y más de largo plazo la configuración de un “tercer mercado” según el modelo de SIEPAC.

5.3.4. Recomendaciones para las barreras comerciales

Para estos efectos, entenderemos como barreras comerciales el riesgo de contraparte, esto es la certeza de cumplimiento de los acuerdos que se desarrollen. Al respecto, existiría un riesgo de contraparte importante, ya que las empresas en Argentina tienen problemas para financiarse y CAMMESA opera como el gran agente comercializador, sujeto a decisiones políticas.

No obstante, creemos que pueden existir soluciones mediante contratos bilaterales entre privados, con cláusulas que permitan regular situaciones como las de fuerza mayor, la seguridad de abastecimiento en cada país o el riesgo de liquidez en el pago. En este sentido, aparece como clave para el proyecto un modelo de mitigación de riesgos y una remuneración ad hoc al riesgo.

Recomendación

- *Instituciones internacionales como el BID y CIER, podrían diseñar mecanismos que puedan atenuar el riesgo de contraparte identificado, junto con el diseño de una instancia de solución de controversias que de certeza jurídica a todas las partes.*

5.3.5. Recomendaciones para las barreras económicas

Para estos efectos, entenderemos por barreras económicas la existencia o inexistencia de incentivos privados o públicos para el desarrollo de un proyecto de interconexión.

En el caso de Chile, los Sistemas de Interconexión Internacional pueden ser de servicio público y de interés privado. En el caso de las primeras, el pago de la remuneración será de cargo de los clientes finales, no obstante, cuando estas instalaciones sean usadas para la exportación de energía, el o los suministradores responsables de dicha exportación, deberán pagar a los propietarios de dichas instalaciones el monto correspondiente a la proporción de uso de éstas para efectos de la exportación. Dicho monto deberá ser descontado del cargo para clientes finales.

Por ello, al no existir impedimento normativo para el desarrollo privado de interconexiones, cabe preguntarse si existen los incentivos para desarrollar un proyecto privado; o si el proyecto debiese incorporarse en la planificación anual de los sistemas de transmisión que hace la autoridad.

Respecto a este punto, creemos que uno de los aspectos claves para la decisión pública es identificar los beneficios que todos los actores de la cadena recibirán con el proyecto: titular del sistema de

⁴⁰ Los acuerdos comerciales que han permitido los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador se denominan Transacciones Internacionales de Energía o TIE, que se fundamenta simplemente en aprovechar las diferencias en los costos marginales de corto plazo de los sistemas, resultando exportador aquel país que presente en el punto de interconexión el menor costo de la energía. El precio de la oferta de energía en el punto de interconexión, además del costo marginal del sistema de generación incluyen las pérdidas, los cargos por transmisión y los cargos por potencia.

interconexión, clientes libres y regulados, generadores comercializadores; de la misma manera, identificar quiénes podrían ser afectados, para determinar su posible oposición al proyecto. De esta manera, en caso de que el proyecto quiera postularse como obra de interés público, existan los antecedentes necesarios para su justificación, en especial para las autoridades y los clientes libres y regulados del sistema.

Recomendación:

- *Instituciones internacionales como el BID y CIER, podrían dar asistencia técnica a ambos gobiernos, desarrollando un estudio que identifique los impactos positivos y negativos de cada una de las etapas de integración, y muy especialmente, demostrar los beneficios “políticos” del proyecto, donde resulta clave identificar cómo se traduce en mejores precios y seguridad de abastecimiento para los clientes finales, junto con los beneficios ambientales, tanto desde el punto de vista de las emisiones locales como globales. Adicionalmente, resulta clave identificar la posición de los actores claves en ambos mercados (“ganadores” y “perdedores” del proceso). La identificación de los beneficios políticos y de los beneficiados y afectados, resulta clave para impulsar la integración, no basta con el análisis clásico de VAN, TIR o de eficiencia agregada de funcionamiento de los mercados eléctricos.*

5.3.6. Recomendaciones para la barrera de autonomía de suministro

Límite máximo de integración, que eviten la dependencia energética de los países, en especial para evitar el cuestionamiento político al desarrollo del proyecto.

Recomendación:

- *Se debería despejar este punto mediante un estudio independiente, que de la certeza a ambos países el “punto” máximo de interconexión que no los expone a una dependencia del otro.*

5.3.7. Recomendaciones para las barreras ambientales

Consideraciones ambientales: Una barrera emergente pudiesen ser consideraciones de tipo ambiental, en el sentido de que las exigencias en ambos países deben ser relativamente coincidentes, de lo contrario existiría un desequilibrio en las condiciones de competencia.

Recomendación:

- *Realizar un estudio comparativo de exigencias ambientales en ambos países, de tal manera de cuantificar la brecha para realizar un análisis de competitividad.*

De la misma manera, eventuales impactos de contaminación local y global deben ser determinados, ya que los grupos ambientales se podrían oponer, en términos que se genera contaminación en Chile o Argentina, para darle energía a otro país.

Recomendación:

- *Realizar un estudio de beneficios ambientales en ambos países, que identifique no solo el comportamiento de emisiones globales y locales, sino que también el desplazamiento de generación contaminante y el cumplimiento de metas de cambio climático.*

5.4. PARAGUAY

- Las visiones políticas sobre integración son diferentes entre países, e incluso varían a veces de acuerdo con el gobierno de turno.
- Existen dificultades políticas, técnicas y económicas en los países para destinar recursos propios para mejorar las interconexiones, y crear interdependencias exigidas para una efectiva integración. Se han registrado experiencias poco propicias.
- Existe una visión muy nacionalista priorizando siempre garantizar la seguridad del autoabastecimiento de electricidad. Por ello, las interconexiones son marginales.
- En el caso del Paraguay se observa poca flexibilidad en las modalidades comerciales y técnicas de los emprendimientos hidroeléctricos binacionales. Los flujos existentes son exclusivamente unidireccionales. Con el fortalecimiento de infraestructura de transmisión habría mucha más flexibilidad para interconexión entre los países de la región.
- Dificil acceso a financiamiento de un solo país para realizar inversiones destinadas exclusivamente a interconexiones, sin recurrir a garantías financieras nacionales o contratos de suministro o intercambio que proporcionen esas garantías.
- Existe una baja previsibilidad (volatilidad) de precios de energía, lo que crea incertidumbre que no alienta la inversión en infraestructura de interconexión.
- Necesidad de compatibilizar acceso y condiciones para utilización de redes eléctricas nacionales para intercambios que involucren más de dos países, no necesariamente limítrofes.
- La red eléctrica de muy alta tensión del Paraguay se está fortaleciendo, aumentando las posibilidades de intercambio de energía.
- En el caso de Paraguay, como exportador neto y, siendo la ANDE un monopolio estatal, podría requerirse de realizar subastas internacionales para nuevos intercambios de energía, aunque esto no está explícitamente reglamentado.

5.4.1. Riesgo político

- Se sugiere estudiar y lograr acuerdos e instrumentos internacionales que mitiguen los riesgos políticos que puedan constituir obstáculos para la utilización de interconexiones existentes o implementación de nuevos vínculos.
- Se sugiere la evolución de Acuerdos o Tratados binacionales o regionales, que amparen los Contratos de interconexión y el fiel cumplimiento de sus condiciones, incluyendo penalidades por incumplimiento.

5.4.2. Planificación regional

- Se debería impulsar una planificación regional que incluya las interconexiones como soporte efectivo para la seguridad de los sistemas nacionales, contemplando aspectos de seguridad jurídica y regulatoria transnacional. Esto también podría facilitar la obtención de financiamiento, inclusive de organismos multilaterales de crédito.

5.4.3. Regulación

- Debería simplificarse la regulación de intercambios e identificación de precios promedio y previstos de mercado que permitan una adecuada evaluación y ofertas.
- Hay necesidad de ajustar las regulaciones internas y buscar acordar una normativa regional más amplia que facilite la libertad de flujos de energía eléctrica, que incluyan reglamentaciones para intercambios entre países no limítrofes.

5.4.4. Recomendaciones para nuevos proyectos

- Propiciar construcción de nuevos emprendimientos binacionales de generación. En especial, es de gran relevancia la central hidroeléctrica de Corpus Christi, así como la construcción de la Central Itatí-Itacorá, la cual, además de producir valores importantes de energía, posibilitará un importante aumento en la capacidad instalada en la Central Yacyretá.

- Es importante incluir en la planificación nacional y regional, la inserción de nuevos grandes emprendimientos, tales como Corpus, Itatí-Itacora y Garabí, para considerarlos al estimar en conjunto las ventajas económicas, optimización de recursos energéticos y aspectos de seguridad energética a nivel regional.
- Seguir explorando la conveniencia de la construcción de una línea de 500 kV, de aproximadamente 320 km y capacidad de 2000 MW, en Paraguay, que interconectaría las centrales de Itaipú, futura Corpus, Yacyretá e Itatí-Itacorá, lo que permitiría una optimización operativa a los sistemas interconectados. Para ello, deberían realizarse estudios técnicos, económicos y del tipo normativo, de forma a lograr el mejor aprovechamiento de esas ventajas. Dependiendo de las mismas, la forma de financiamiento podrá ser convenientemente ecuacionada.
- Se debería avanzar en la definición de las centrales hidroeléctricas binacionales como puntos de interconexión, para posibilitar intercambios bidireccionales más amplios que contemplen situaciones de emergencia, complementariedades energéticas, así como otros aspectos que incrementen las capacidades de integración regional.
- Con relación a la ampliación e implementación de nuevas interconexiones, se sugiere analizar las ventajas y viabilidad de los siguientes proyectos:
 - Interconexión en 220 kV entre la ciudad de Encarnación (Py) y Posadas (Ar)
 - Ampliación de la interconexión Carlos Antonio Lopez (Py) – El Dorado (Ar), 220/132 kV (limitada a 25 MW por el transformador)
 - Nueva interconexión en Presidente Franco (Py) – Iguazú (Ar), en 132 kV, según el interés manifestado en ocasión de reunión ANDE-IEASA
- Adicionalmente, la Subestación Villa Hayes, ubicada cerca de Asunción, en el Chaco paraguayo, constituye un fuerte nodo eléctrico al que actualmente se vinculan dos líneas de transmisión en 500 kV, y futuramente una tercera. Una eventual conexión en 500 kV con la Subestación de Formosa (Ar), que se encuentra no lejana, podría aportar beneficios debido al aumento de la capacidad de intercambio de energía entre Paraguay, Argentina u otros países. Es una posibilidad que debería ser estudiada en los estamentos correspondientes para evaluar la factibilidad regulatoria, técnica, económica y comercial. Algunas estimaciones muy preliminares sobre la disposición geográfica, distancias y costos se muestran a continuación:

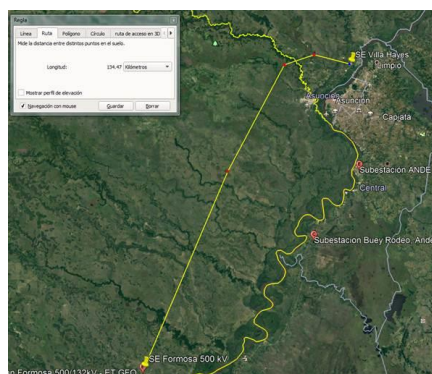


Figura 25 - Línea de Transmisión Villa Hayes-Formosa

Proyecto	Descripción	Costo Estimado (US\$)
Línea de Transmisión de 500 kV Villa Hayes-Formosa	Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA (135 km).	70,478,100
	Ampliación de Villa Hayes. Construcción de una posición de salida de línea de 500 kV.	8,424,700
	Ampliación de Formosa. Construcción de una posición de salida de línea de 500 kV.	8,424,700
TOTAL (US\$)		87,327,500

5.4.5. Recomendaciones para aspectos comerciales

- Aplicar un sistema de oferta y demanda de cantidad, precios y condiciones, tanto para importación como para exportación, que permita asegurar la transparencia de las operaciones de intercambio.
- Se debería incluir, especialmente en contratos de intercambio de largo plazo, aspectos que contemplen situaciones de fuerza mayor, que pueden ser de orden técnico (transmisión) o de oferta (por ejemplo, baja hidraulicidad).

5.4.6. Recomendaciones para aspectos ambientales

- El manejo de las aguas de ríos compartidos o que atraviesan territorios de dos a más países, debería ser objeto de mayor estudio y reglamentación, debido a su impacto en la generación hidroeléctrica y a cuestiones de navegabilidad.

5.4.7. Recomendaciones para aspectos políticos

- Se debería avanzar en la voluntad política, planificación regional para el fortalecimiento de infraestructura de interconexiones, su financiamiento y, la adecuada distribución de beneficios.

5.4.8. Recomendaciones para aspectos de apoyo financiero

- Sería conveniente explorar los mecanismos de financiamiento de la posible ampliación o implementación de nuevas interconexiones con el apoyo de la banca multilateral (BID, CAF u otros

organismos de crédito podrían mostrarse interesadas en apoyarlas y financiarlas si fuere conveniente), en la proporción que a cada país le toque realizar la infraestructura necesaria para interconectarse, pero atendiendo a acuerdos específicos previos sobre aspectos técnicos y comerciales, que se enmarquen dentro de instrumentos apropiados, como por ejemplo el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica, firmado el 30/03/1987 entre la ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD ANDE (Paraguay) y la SECRETARÍA DE ENERGÍA (Argentina)”, que está vigente.

5.5. URUGUAY

El desarrollo de interconexiones físicas entre los sistemas eléctricos de los países y más aún, el fomento de un uso dinámico y creciente de intercambios a través de las mismas es una meta que propende al mejor uso de los recursos disponibles en una región especialmente rica y diversa como la de los países abarcados por la CIER, aportando beneficios muy importantes a todas las partes intervinientes.

Una primera conclusión que se desprende del presente análisis es que las interconexiones internacionales:

5.5.1. Recomendaciones para aspectos de confianza mutua

No resulta menor el incorporar y mantener como objetivo el *fomentar lazos de confianza*, tanto entre autoridades del sector eléctrico de cada país, como de los técnicos representantes. Este concepto de fortalecer las relaciones humanas, parte de que todo desarrollo de integración se apoya en las relaciones humanas de personas de distintos países, que por tanto deben hacer propios y sostener los objetivos país que llevaron a la implantación y uso de interconexiones. Desde esta perspectiva, se identifica que CIER se encuentra excelentemente posicionada para seguir aportando a esa función, tal como lo ha hecho sin pausa desde su creación en 1964.

5.5.2. Recomendaciones para aspectos técnicos y regulatorios

- En términos generales, ha sido algo más accesible desarrollar **instalaciones de interconexión internacional que incrementar y sostener el factor de uso real de las mismas**. Atendiendo a ello, resulta importante **conocer y difundir las diversas experiencias que han apoyado a mejores términos de intercambio para todos los países y empresas intervinientes**.
- Las interconexiones internacionales no deben ser concebidas como canal de intercambio sólo para situaciones de respaldo ante emergencias en uno de los sistemas intervinientes;

- Las interconexiones internacionales tienen la gran virtud de ser bidireccionales. Es decir, aportan valor a las dos partes en toda situación de intercambio, independientemente de cuál sea el país que transitoriamente tenga un rol comprador o vendedor;

5.5.3. Recomendaciones para aspectos comerciales

- Permiten establecer procedimientos técnico-económicos de intercambio internacional, más allá del tipo de normativa interna en cada país. Es decir, las estructuras regulatorias y los agentes participantes en cada sector, no son barrera a que puedan establecerse intercambios de energía eléctrica con beneficio mutuo;

5.5.4. Recomendaciones para aspectos económicos

- Presentan la posibilidad de desarrollo de proyectos de infraestructura de alto interés para las instituciones financieras, al permitir un mejor uso de recursos de generación entre los países, especialmente las fuentes renovables, para las cuales la región de CIER tiene una dotación especialmente importante respecto a otras zonas del mundo.

5.5.5. Recomendaciones para compartir beneficios

- En un sentido similar es de destacar que, ante el desarrollo de vínculos bidireccionales, principios de jerarquía como el ya mencionado de compartir los beneficios de intercambio de forma equitativa entre los países, fortalece en el transcurso del tiempo el mejor uso de las instalaciones, pues la óptica país de integración debe quedar como concepto mayor, frente a posibles transacciones de diverso resultado para cada participante o subgrupo de los mismos en un sistema interno nacional.

5.5.6. Recomendaciones para aspectos políticos

- Tomando en consideración fortalezas como las antes citadas y la experiencia desarrollada en Uruguay durante varias décadas de implementación real de infraestructuras e intercambios internacionales con Argentina y con Brasil, pueden resumirse algunas prácticas de interés que se identifican como valiosas para una mayor dinamización de este segmento.

- En primer término, se destacan las ventajas de contar en cada caso entre los países que son parte de una interconexión internacional, con un *Acuerdo de Interconexión Internacional* tratando que el mismo obtenga rango de Ley nacional en cada país-, similar al existente entre Uruguay y Argentina. Dicho Acuerdo permite establecer principios rectores con visión país, sobre por ejemplo los objetivos de ese vínculo en condiciones normales de los sistemas eléctricos vecinos, las modalidades de intercambio iniciales y básicas a implementar, destacando principios adicionales como el apoyo entre sistemas en casos de necesidad y destacando como concepto guía que *los beneficios asociados a los intercambios sean compartidos de forma equitativa entre los países*. Este último concepto ayuda a dar sostenibilidad adicional en el tiempo, a las decisiones tomadas en un período particular, transformando la vocación de integración eléctrica en una política de nivel de Estado nacional, más allá de los mecanismos que luego puedan ir teniendo ajustes a la interna de cada país.
- Se destaca la identificación de ventajas que aporta para la real integración internacional el que exista un nivel de definición con visión país, más allá que luego, según las situaciones puntuales y variables de intercambios, pueda haber subgrupos de agentes que, en aplicación de las normas internas de cada sistema eléctrico, pudieran resultar más o menos beneficiados por la transferencia de potencia y energía entre los países.
- Asimismo, en el marco del Acuerdo de Interconexión Internacional se encuadra la instrumentación de un órgano binacional específico a la materia, como es una Comisión de Interconexión que, en el marco de los principios establecidos en el Acuerdo, pero en un contexto de decisiones más dinámicas, aporta propuestas de actualización y mejora por ejemplo en las modalidades de intercambio, en pro de incrementar los intercambios internacionales y avanzar en el consecuente aprovechamiento de las interconexiones.
- En particular desde el análisis del caso uruguayo, en lo que respecta a los intercambios entre Uruguay y Argentina, técnicamente se entiende conveniente se retomen las actuaciones de la Comisión de Interconexión creada por el [Acuerdo de Interconexión](#), ya que es la institución que ya está habilitada para proponer modalidades de intercambio que se adapten a la evolución de las realidades de los sistemas eléctricos.
- Respecto a Uruguay y Brasil, se entiende conveniente promover el desarrollo de un Acuerdo de Interconexión o similar, así como la creación de una institución binacional, reconocida y formada por autoridades del sector y técnicos de ambos países, que cumpla una función similar a la Comisión de Interconexión prevista en el Acuerdo entre Uruguay y Argentina. Una institución de estas características permitiría avanzar en el establecimiento de modalidades de intercambios que benefician a ambos países, su demanda y sus agentes, siempre teniendo en cuenta la evolución de las normativas locales de cada parte.

6. BIBLIOGRAFÍA

Argentina

- ACER. “ACER Market Monitoring Report 2018 - Electricity Wholesale Markets Volume,” 2019.
- Antweiler, Werner. “Cross-Border Trade in Electricity.” *Journal of International Economics* 101 (2016): 42–51. <https://doi.org/10.1016/j.jinteco.2016.03.007>.
- Böckers, Veit, Justus Haucap, and Ulrich Heimeshoff. “Benefits of an Integrated European Electricity Market.” *DICE Discussion Paper*, 2013.
- Copenhagen Economics. “Market Opening in Network Industries Part I: Final Report,” no. September (2005): 80–277.
- DOE. “Impact of the FERC’s Proposal for Standard Market Design,” 2003.
- FERC. Order Terminating Proceeding (RM01-12-000), FERC § (2005). [https://doi.org/10.1016/S0140-6736\(01\)25974-1](https://doi.org/10.1016/S0140-6736(01)25974-1).
- Remedying Undue Discrimination Through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design, 67 Federal Register § (2002).
- “White Paper on Wholesale Power Market Platform.” *FERC*. Vol. April 28, 2003. [https://doi.org/10.1016/S0140-6736\(01\)25974-1](https://doi.org/10.1016/S0140-6736(01)25974-1).
- Ferre, Alberto Levy, Jesus Alberto Tejeda, and Lorena Di Chiara. “Integración Eléctrica Regional: Oportunidades y Retos Que Enfrentan Los Países de América Latina.” *BID. Monografías Del BID*. Washington D.C., 2019.
- Gianfreda, Angelica, Lucia Parisio, and Matteo Pelagatti. “Revisiting Long-Run Relations in Power Markets with High RES Penetration.” *Energy Policy* 94 (2016): 432–45. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.006>.
- Glachant, Jean Michel, and Sophia Ruester. “The EU Internal Electricity Market: Done Forever?” *Utilities Policy* 30 (2014): 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.05.003>.
- Hasson, Alfredo. “Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas de La Integración Eléctrica de Argentina Con Sus Países Vecinos.” In *Integración Eléctrica En América Latina: Antecedentes, Realidades y Caminos Por Recorrer*, 2013.
- Lambertini, Griselda. “Fortalecimiento de La Integración Energética Subregional y Mejora Del Acceso a Los Mercados de Energía.” *CEARE*, 2016.
- Newbery, David, Goran Strbac, and Ivan Viehoff. “The Benefits of Integrating European Electricity Markets.” *Energy Policy* 94 (2016): 253–63. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.047>.
- Pollitt, Michael G. “The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment.” *Review of Industrial Organization* 55, no. 1 (2019): 63–87. <https://doi.org/10.1007/s11151-019-09682-w>.
- “Proyecto CIER 02 - Energía Sin Fronteras - Interconexión Mercados Mayoristas.” *CAF*, 1999. <http://www.caf.com/attach/19/default/CAFCreditOpinionJul11-SP.pdf>.
- Ruchansky, B. “Integración Eléctrica En América Latina: Antecedentes, Realidades y Caminos Por Recorrer.” In *CEPAL*, 53:1689–99, 2013. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.

- Sullivan, Mary Anne, Joseph C. Bell, and John R. Lilyestrom. "Standard Market Design: What Went Wrong? What Next?" *Electricity Journal* 16, no. 6 (2003): 11–17. [https://doi.org/10.1016/S1040-6190\(03\)00083-6](https://doi.org/10.1016/S1040-6190(03)00083-6).

Brasil

- ANEEL (2019a). Nota Técnica nº 228/2019–SGT/ANEEL.
- ANEEL (2019b). Nota Técnica nº 124/2019–SRG/ANEEL.
- ANEEL (2019c). PROCESSO: 48500.004659/2014-34.
- Voto. ANEEL (2020a). Nota Técnica nº 19/2020– GT/ANEEL.
- ANEEL (2020b). Nota Técnica nº 12/2020–AID/ANEEL.
- EPE (2018). Panorama e Perspectivas sobre Integração Energética Regional. Documento de Apoio ao PNE 2050.
- EPE (2019). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. MME (2019a). Nota Técnica nº 11/2019/CGDE/DMSE/SEE. MME (2019b). Nota Técnica nº 16/2019/CGDE/DMSE/SEE.
- MME (2020). Plano Nacional de Energia 2050. Versão preliminar em Consulta Pública para coleta de contribuições para o aprimoramento do Relatório do PNE 2050, Consulta Pública MME nº 95/2020.
- ONS (2020). Acompanhamento Mensal dos Intercâmbios Internacionais. Março/2020.
- ONS (2020). Manual de Procedimentos da Operação - Importação e Exportação de Energia. Módulo 10 - Submódulo 10.21.
- ONS (2020c). Plano da Operação Energética 2020/2024 PEN 2020. Sumário Executivo.
- ONS (2020d). Plano da Operação Energética 2020/2024 PEN 2020. Volume II - Relatório Complementar.
- TCU (2019). Relatório de Auditoria - TC 022.634/2017-7.

FIGURAS

Figura 1 - Interconexiones mayores en la región del estudio SIESUR	8
Figura 2 - Intercambios en la región SIESUR 2018 – 2019	10
Figura 3 - Infraestructura existente: Interconexiones mayores	36
Figura 4 - Intercambios en la región SIESUR (2018)	38
Figura 5 - Intercambios en la región SIESUR (2019)	39
Figura 6 - Principales interconexiones Uruguay - Argentina	42
Figura 7 - Esquema unifilar del cuadrilátero de la interconexión Uruguay - Argentina	43
Figura 8 - Interconexiones Uruguay - Brasil	47
Figura 9 - Esquema unifilar de las interconexiones de Uruguay y Brasil	48
Figura 10 - Detalle de la interconexión Uruguay - Brasil	48
Figura 11 - Interconexiones Argentina - Brasil	52
Figura 12 - Esquema unifilar de las interconexiones Argentina – Brasil	53
Figura 13 - Vinculación de las convertoras de Garabí al sistema brasileño	53
Figura 14 - Principales interconexiones Paraguay – Argentina	57
Figura 15 - Esquema unifilar de las interconexiones entre Paraguay y Argentina	58
Figura 16 - Esquema unifilar de las interconexiones entre Paraguay y Argentina	58
Figura 17 - Interconexión Chile - Argentina	61
Figura 18 - Esquema unifilar de la interconexión Chile - Argentina	62
Figura 19 - Principales interconexiones Paraguay - Brasil	63
Figura 20 - Interconexión Paraguay - Brasil (Itaipú)	64
Figura 21 - Brasil - Sistema Interconectado Nacional Brasileño (Horizonte 2024).	91
Figura 22 – Composición de la Carga Global Anual Proyectada para 2024	95
Figura 23 - Panorama de Integración en América Latina.	96
Figura 24 -Uruguay - Principales características de las interconexiones internacionales operativas	115
Figura 25 - Línea de Transmisión Villa Hayes-Formosa	195

GRÁFICOS

Gráfico 1 - Potencial Hidroeléctrico incluyendo repotenciación y proyectos internacionales en América	22
Gráfico 2 - Oferta y demanda en la Región SIESUR	40
Gráfico 3 - Potencia instalada y demanda máxima en los países de la Región SIESUR (2019)	41
Gráfico 4 - Potencia instalada por fuente en los países de la región SIESUR	41
Gráfico 5 - Utilización de la energía generada en la C.H. Salto Grande	44
Gráfico 6 - Intercambios entre Argentina y Uruguay – C.H. Salto Grande	45
Gráfico 7 - Intercambios entre Argentina y Uruguay – Sin incluir C.H. Salto Grande	45
Gráfico 8 - Intercambios de electricidad entre Argentina y Uruguay (valores acumulados 2014 - 2019)	46

Gráfico 9 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Uruguay (interconexión Rivera)	49
Gráfico 10 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Uruguay (interconexión Melo)	50
Gráfico 11 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Uruguay (valores acumulados 2014 - 2019)	51
Gráfico 12 - Intercambios Argentina – Brasil (Garabí I)	54
Gráfico 13 - Intercambios Argentina – Brasil (Garabí II)	55
Gráfico 14 - Intercambios de electricidad entre Argentina y Brasil (valores acumulados 2014 – 2019)	56
Gráfico 15 - Utilización de la energía generada (C.H. Yacyretá)	59
Gráfico 16 - Intercambios de electricidad entre Argentina y Paraguay (sin Yacyretá)	60
Gráfico 17 - Intercambios de electricidad Argentina - Paraguay (valores acumulados 2014 - 2019)	61
Gráfico 18 - Intercambios Chile – Argentina	62
Gráfico 19 - Intercambios de electricidad Argentina- Chile (valores acumulados 2014 - 2019).	63
Gráfico 20 - Utilización de la energía generada en la C.H. Itaipú	65
Gráfico 21 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Paraguay (2014 - 2019)	66
Gráfico 22 - Intercambios de electricidad entre Brasil y Paraguay (valores acumulados 2014 - 2019)	66
Gráfico 23 - Argentina - Evolución histórica del intercambio comercial.	68
Gráfico 24 - Argentina - Evolución mensual de exportaciones por destino en MW medios y porcentaje sobre generación (eje derecho).	69
Gráfico 25 - Argentina - Evolución mensual de las importaciones por origen en MW promedio y porcentaje sobre generación (eje derecho).	69
Gráfico 26 - Argentina - Intercambio de energía y factor de uso de las interconexiones en MW promedio y porcentaje de uso de la interconexión (eje derecho).	70
Gráfico 27 - Brasil – Extensión de las líneas de transmisión del SIN, por nivel de tensión.	92
Gráfico 28 - Matriz Eléctrica del SIN Brasileño (marzo/2020).	92
Gráfico 29 - Brasil - Garantía Física del Parque Generador Brasileño (marzo/2020).	93
Gráfico 30 - Brasil – Participación de las Fuentes en la Generación Mensual.	93
Gráfico 31 - Brasil – Evolución de la Demanda Máxima y de la Carga Mensual del SIN.	94
Gráfico 32 -Brasil – Pérdida de Regulación de los Reservorios del SIN.	94
Gráfico 33 - Curva de Carga del SIN neta de la generación del Complejo Madeira y Belo Monte	95
Gráfico 34 - Brasil – Utilización Mensual de la Interconexión con Argentina (MW promedios).	98
Gráfico 35 - Brasil – Utilización Mensual de la Interconexión con Paraguay de Acaray (MW promedio).	99
Gráfico 36 - Brasil – Utilización Mensual de la Interconexión con Uruguay (MW promedio).	100
Gráfico 37 - Uruguay - Composición de la generación de energía eléctrica e intercambios con Argentina (13/04/2020 al 15/04/2020).	122
Gráfico 38 - Evolución de la Tarifa de Transferencia de Itaipú (2006-2020).	137
Gráfico 39 - Histórico de energía vertida turbinable.	160
Gráfico 40 - Potencial Hidroeléctrico incluyendo repotenciación y proyectos internacionales en América	170
Gráfico 41 - Diferencial de Expansión de la Matriz Brasileña en 2050 con mayor integración energética.	172

TABLAS

Tabla 1 - Centrales binacionales en la región del estudio SIESUR	8
Tabla 2 - Interconexiones mayores en la región del estudio SIESUR y sus principales características	9
Tabla 3 - Principales destaques de la situación actual	11
Tabla 4 - Roadmap para Integración Regional en América del Sur (PNE 2050).	22
Tabla 5 - Projetos Internacionais considerados no PNE 2050.	23
Tabla 6 - Centrales hidroeléctricas binacionales	36
Tabla 7 - Interconexiones mayores y sus características	37
Tabla 8 - Interconexiones operativas	67
Tabla 9 - Interconexiones proyectadas	67
Tabla 10 – Interconexiones de Brasil con países vecinos	96
Tabla 11 - Intercambios entre Uruguay y Argentina (1990-2019).	118
Tabla 12 - Intercambios entre Uruguay y Brasil (1990-2019).	120
Tabla 13 – Revisión de las tarifas de Itaipú para las distribuidoras de Brasil en 2020.	138
Tabla 14 - Roadmap para Integración Regional en América del Sur (PNE 2050).	169
Tabla 15 - Projetos Internacionais considerados no PNE 2050.	171