

Estudio de Investigación “Integración Energética Argentina – Brasil”

SEGUNDO INFORME

Equipo Argentino

**INSTITUTO ECONOMÍA ENERGÉTICA –FB
CEARE-UBA**

Parte I

**Infraestructura de integración eléctrica en el Cono Sur:
Situación actual y perspectivas.**

INDICE

I. INFRAESTRUCTURA DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA	3
I.1. Introducción.....	3
I.2. Líneas de Interconexión.....	8
I.3. Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos.....	34
I.4. Contratos de Intercambio.....	38
I.4.1. Los contratos privados de exportación a Brasil.....	41
I.4.2. Los contratos privados de exportación a Uruguay	45
I.4.2. Los contratos privados de exportación a Chile.....	46
I.5. Prospectiva de integración eléctrica	47
I.5.1. Expansión del Transporte Interno.....	48
I.5.2. Ampliación de flujos de Intercambio	50
I.5.3. Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos	56
I.6. Conclusiones.....	58
ANEXO	60

INDICE FIGURAS

Figura I.1 Comercio Internacional de Electricidad	5
Figura I.2 Evolución de los Flujos de Intercambio por País (GWh)	6
Figura I.3- Exportaciones – Importaciones (2000/2003).....	7
Figura I.4 Línea Paso de los Libres (Argentina) – Uruguayana (Brasil).....	13
Figura I.5 Línea Rincón Santa María (Argentina) – Garabí (Brasil).....	16
Figura I.6 Línea Rincón (AR) – Garabí (BR).....	16
Figura I.7 Argentina – Brasil.....	17
Figura I.8 Brasil – Argentina.....	17
Figura I.9 Línea de Interconexión El Dorado (AR)-Carlos López (PY).....	19
Figura I.10 Línea Clorinda (AR)– Guarambaré (PY).....	20
Figura I.11 Paraguay – Argentina	23
Figura I.12 Paraguay – Argentina	24
Figura I.13 Evolución energía generada en Salto Grande	26
Figura I.14 Exportación a Uruguay . Contratos Privados	27
Figura I.15 Intercambios en Convenio con Uruguay	28
Figura I.16 Uruguay – Argentina	29
Figura I.17 Flujos de Importación (MWh) período 2001 –mayo 2004	29
Figura I.18 Chile – Argentina.....	31
Figura I.19 Argentina – Chile.....	32
Figura I.20 Esquema de los Contratos de Exportación a Brasil.....	41
Figura I.21 Comparación de Impactos y Beneficios	52

INDICE CUADROS

Cuadro I.....	9
Cuadro II.....	35
Cuadro III.....	36
Cuadro IV.....	39

I. INFRAESTRUCTURA DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

Este punto corresponde a la Tarea 3 de los TDR en lo atinente al análisis de la integración eléctrica entre Argentina y sus países vecinos.

En la primera parte se identifican los intercambios internacionales y los flujos totales (punto 1.1). Se presentan las líneas de interconexión existentes y se analizan por país limítrofe, las principales características físicas de esas interconexiones, la evolución de los flujos en cada una de ellas y algunos aspectos de los convenios que enmarcan a las líneas preexistentes a la reforma sectorial (punto 1.2). Los Aprovechamientos Hidráulicos Compartidos (AHC) existentes y en proyecto se analizan en esta parte (punto 1.3), y adicionalmente se presentan los aspectos generales de los Acuerdos de intercambio internacional entre privados, por país limítrofe (punto 1.4).

En la segunda parte (Punto 1.5), se presentan las perspectivas futuras de proyectos de integración eléctrica. Finalmente se presentan algunas conclusiones que se extraen de los análisis realizados.

En ANEXO se encuentran algunos Instrumentos Internacionales de Integración Energética firmados entre Argentina y Brasil y Chile.

I.1. Introducción

El proceso de electrificación ha sido en sus comienzos (principio de siglo) focal y orientado a las grandes concentraciones humanas y económicas. Luego, se ha ido desarrollando la red eléctrica configurando el sistema interconectado nacional. Dicha expansión estuvo asociada principalmente al aprovechamiento de los grandes recursos hidroeléctricos (distantes de los centros de consumo), y en algunos casos a los objetivos de desarrollo de la industria nacional.

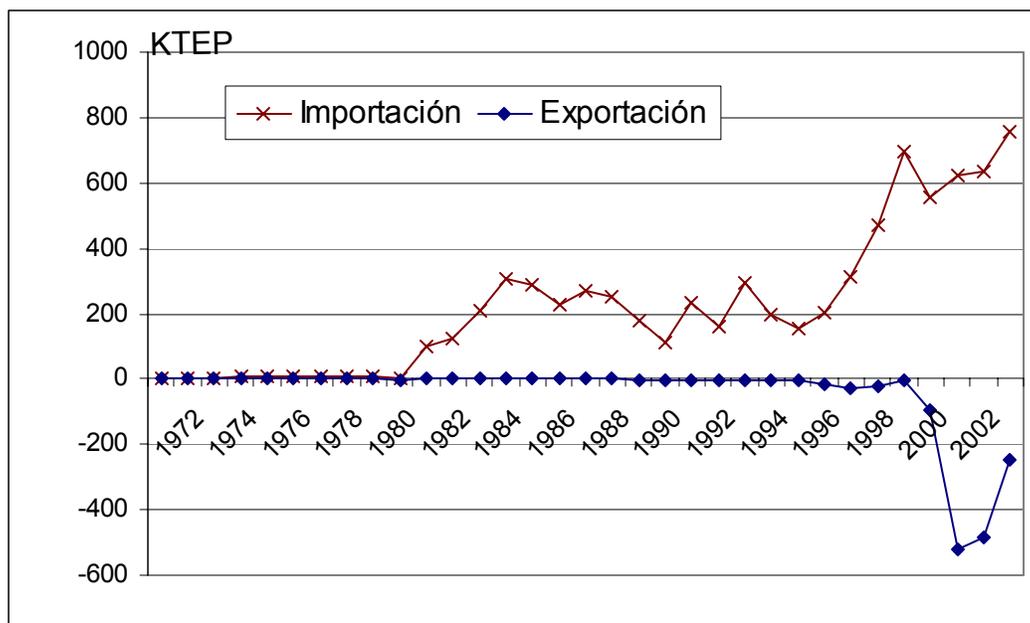
Argentina ha logrado arribar a un elevado índice de población electrificada. En general en este proceso de expansión, las interconexiones nacionales han unido importantes centros de carga en donde los pueblos fronterizos fueron quedando marginados. Muchos de ellos han atendido la demanda eléctrica con generación aislada, otros han establecido pequeñas interconexiones con países fronterizos.

Estas pequeñas interconexiones han ido evolucionando en forma diferente. Algunas han continuado, según el objetivo inicial que las generó, mientras que otras han perdido importancia real, porque ha desaparecido su razón de ser, p.ej.: emprendimiento industrial o la explotación de un recurso. También la interconexión de poblados aislados al sistema nacional ha determinado que dichos vínculos sólo se mantengan por posibles emergencias. A diferencia de las anteriores, ha habido casos en los que las líneas han sido fortalecidas. Al pasar de su carácter de aisladas al de vinculadas a los sistemas provinciales o al nacional, permitiéndose, mediante acuerdos o contratos, la complementación, ayuda de emergencia o sustitución de inversiones en generación.

Los mayores vínculos se han concretado mediante la construcción de dos Aprovechamientos Hidráulicos Compartidos (AHC). Ellos son, Salto Grande (1979) con Uruguay, y Yacyretá (1995) con el Paraguay. Los flujos de su energía generada han sido netamente de importación para Argentina. Posteriormente la firma de contratos de exportación asociados a la disponibilidad de gas, modificó en parte el panorama de intercambio internacional.

A fin de identificar la entrada de estas grandes obras, así como la importancia creciente de los intercambios externos de Argentina de energía eléctrica, se presenta el gráfico siguiente elaborado en base a la serie histórica de las últimas tres décadas del Balance Energético Nacional. Para facilitar la lectura se confeccionó un gráfico de doble eje para la ordenada (importaciones en el tramo positivo y exportaciones en la porción negativa

Figura I.1 Comercio Internacional de Electricidad



Fuente: Secretaría de Energía, Balances Energéticos

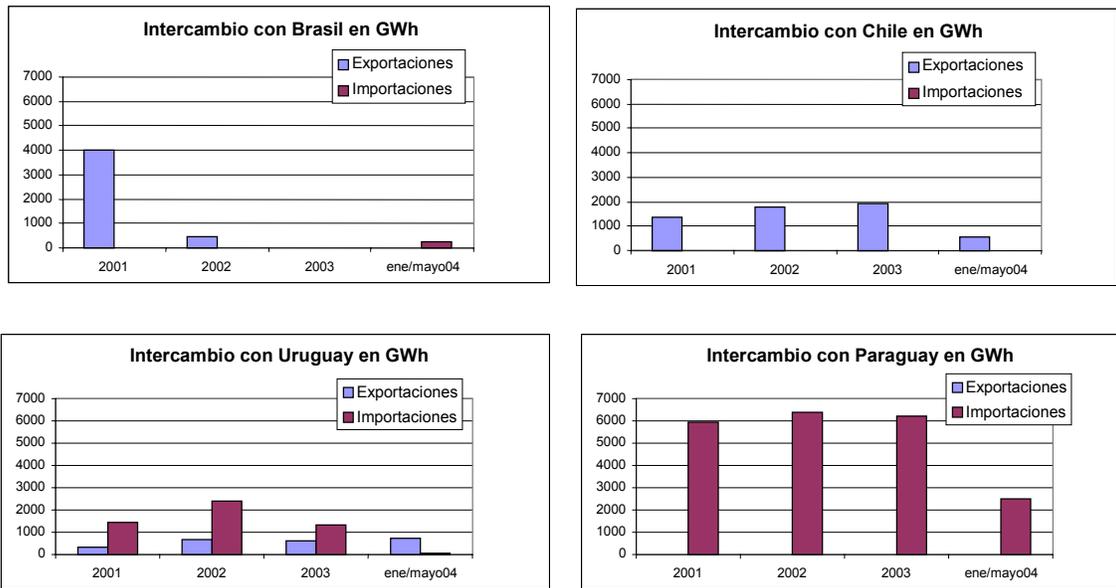
Puede identificarse con nitidez la entrada en servicio de Salto Grande a fines de los setenta, y de Yacyreta a fines de la década pasada, 1995/1997. El costo de ambos emprendimientos binacionales ha sido pagado con energía por parte de los país socios, esto ha permitido recibir una porción relevante de la demanda nacional. En el caso de Salto Grande esta situación se extendió hasta 1995.

Los intercambios más importantes han seguido diferentes ritmos según el país vecino para los últimos cuatro años. El gráfico siguiente ilustra sobre esa evolución y da una idea de la magnitud relativa de los mismos.

Se observa que la posición relativa más importante corresponde a las importaciones del Paraguay cuyo principal aporte lo genera el AHC Yacyretá (50% de la generación total)¹.

¹ La SEE considera como importación al 50% de la generación de la central.

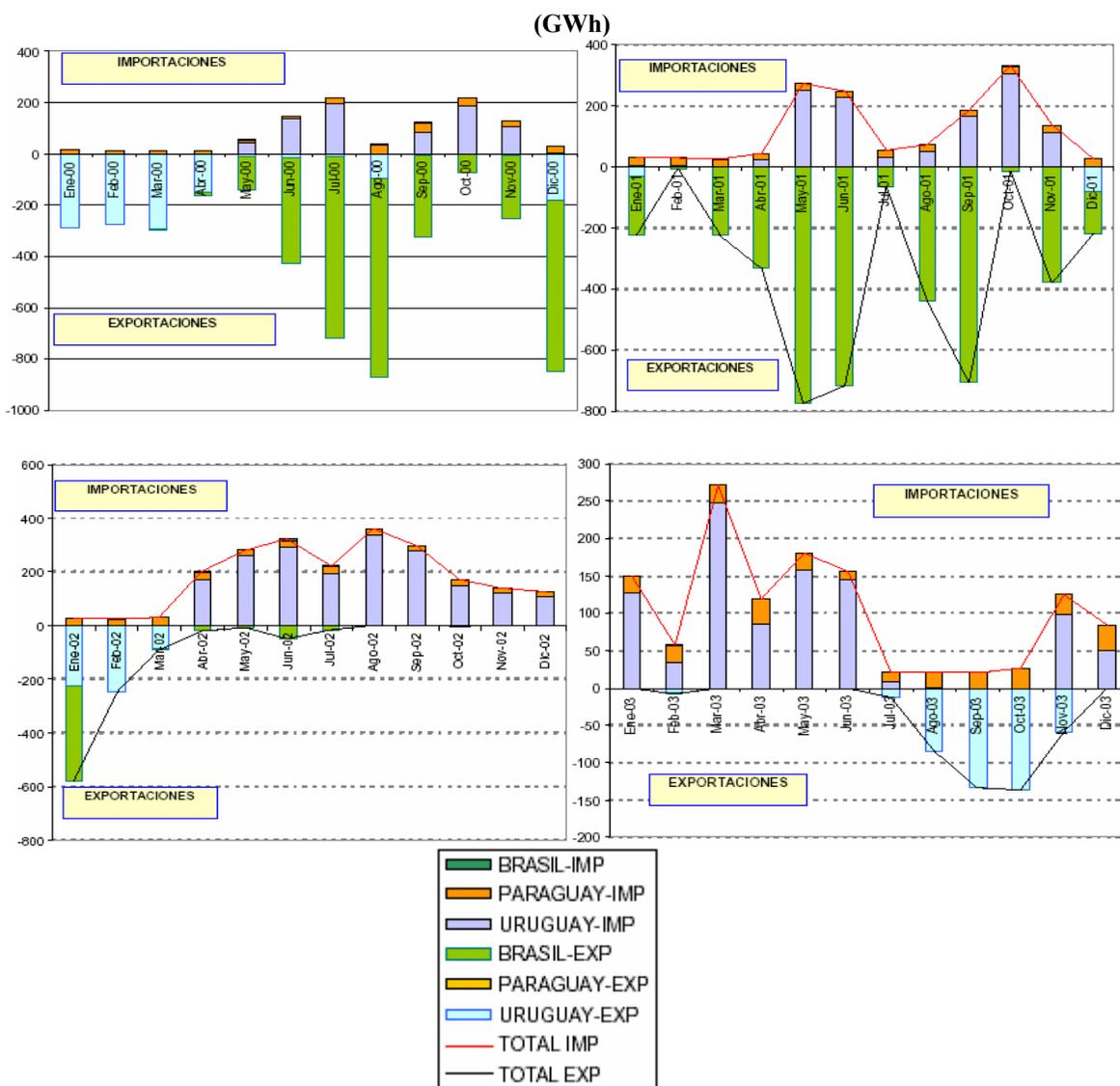
Figura I.2 Evolución de los Flujos de Intercambio por País (GWh)



Fuente: Secretaría de Energía

Los gráficos siguientes, elaborados por CAMMESA, muestran sobre el origen y destino del comercio internacional de electricidad de los años 2000 a 2003. Puede observarse que los valores asignados a la importación de Paraguay son pequeños ya que no incluyen los flujos de Yacyretá (que han sido considerada como una oferta doméstica y no como una importación).

Figura I.3- Exportaciones – Importaciones (2000/2003)



Fuente: CAMESA Anuarios

A continuación se analizan, por país limítrofe, las principales características físicas de esas interconexiones y la evolución de los flujos de intercambio en cada una de ellas².

² Es necesario formular aquí una aclaración con respecto a las limitaciones presentadas respecto a la información recabada y volcada en este informe. Dado que la misma no se encuentra sistematizada de modo completo y uniforme en publicaciones periódicas, ha sido necesario recurrir a entrevistas, comunicaciones personales directas o consultas a diferentes sitios WEB así como fuentes bibliográficas vinculadas a la temática del proyecto. Por su parte los entes involucrados en el intercambio eléctrico internacional abarcan diferentes niveles de abordaje y utilizan diferentes criterios en los relevamientos necesarios para su accionar.

I.2. Líneas de Interconexión

Se realizará un rápido panorama de las principales características de las obras de integración eléctrica realizadas entre el país y los países limítrofes. En primer lugar se presenta un cuadro resumen de los vínculos físicos de Argentina con los países vecinos. Posteriormente se exponen los principales antecedentes de esas interconexiones, agrupadas por país. En último lugar se ha insertado un apartado con algunos datos de interconexiones menores, generalmente destinadas al abastecimiento de demandas locales y fronteras.

El siguiente cuadro presenta los aspectos físicos mas relevantes de la obras de interconexión entre la Argentina y sus países vecinos.

Cuadro 1 - Interconexiones Internacionales

País Limítrofe:	Ubicación	Longitud líneas	Tensión en kV	Potencia MW	Energía: flujo medio anual GWh periodo ene00 – jul04	Factor de Utilización Medio	Fecha ingreso en servicio	vínculo	Estado	
INTERCONEXIONES MAYORES										
1	Brasil	Paso de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	40	132 (cruce230)	50 ^(*)	4.14	1.5%	integrada	En operación	
2	Brasil	Rincón S.M. (Ar) - Garabí (Br)	135	2x500	2100 ^(**)	1440.3 ⁽¹⁾	15.6%	2000/02	integrada	En operación
3	Brasil	Santo Tomé (Ar) - Sao Borja (Br)		132 -230				integrada	Proyecto	
4	Paraguay	Clorinda (Ar)– Guarambaré (Py)	44 km.	132 –220	80	179.8	27.8%	1995	integrada	En operación
5	Paraguay	El Dorado (Ar) - Carlos A. López (Py)	35 km.	132 –220	34	120.4 ⁽²⁾	43.9%	1971	integrada	En operación
6	Paraguay	Rincón Santa María (Yacyretá)	-	4x500 ^(***) 1x220	4500 ^(***)	11913.1	42.2%	1995	integrada	En operación
7	Uruguay	Ayúí – Ayúí (Anillo Salto Grande)	400 km.	500	1000	9256.4	57.3%	1980	integrada	En operación
	Uruguay	Colonia Elía (Ar) - San Javier (Uy)			1000					
8	Uruguay	Concepción del Uruguay (Ar) – Paysandú (Uy)	70 km.	132	100			1974	integrada	En operación
9	Chile	Cobos-TermoAndes (Ar) – Atacama Sub. Andes (Ch)	408 km.	3x345	640	1692.9 ⁽³⁾	32.8%	1999	Aislada del SIN	En operación
10	Chile	Mendoza (Ar) – Santiago (Ch)		AT	300				integrada	Proyecto
11	Chile	Alicurá (Ar) – Valdivia (Ch)		250					integrada	Proyecto
INTERCONEXIONES MENORES										
12	Bolivia	Pocitos – Yacuiba		33	0.50				local	En operación
13	Bolivia	La Quiaca – Villazón		13.2	0.25				local	En operación
14	Paraguay	Posadas – Encarnación		132 –220	30				local	No opera
15	Uruguay	Concordia - Salto (no operativa)		132 –150					integrada	No opera
16	Chile	Río Turbio - Pto. Natales		33	0.50				local	En operación

^(*) Por restricciones en esta capacidad se consideró una capacidad de 35 MW promedio para el cálculo del factor de utilización indicado.

^(**) Desde mayo de 2000 la capacidad es de 1050 MW, desde el año 2002 la capacidad se amplía en 1050 MW, totalizando los 2100 MW indicados. Para el cálculo del factor de uso se ponderó la energía intercambiada en los 13 primeros meses (de enero de 2001 a enero de 2002) por la capacidad inicial y los 30 meses restantes por la

capacidad ampliada a 2100 MW.

(**) Desde agosto de 2004, aproximadamente, se ha incorporado una cuarta línea de 500 kV que está operando transitoriamente a sólo 220 kV. Para calcular el factor de utilización - período enero de 2000 a julio de 2004 - se consideró una potencia de 3500 MW.

(1) enero 2001 a julio 2004.

(2) junio 2000 a julio 2004

(3) enero 2001 a abril 2004

Fuente: Elaboración propia en base a: CIER, OLADE, Secretaría de Energía, y CAMMESA.

Conexiones con Brasil:

Existen dos vínculos físicos con Brasil: Paso de los Libres – Uruguayana, que responde a un convenio entre partes, mientras que la segunda: Rincón Santa María - Garabí se origina en contratos entre privados, que mas adelante serán presentados. Para ambas se exponen algunos datos básicos sobre su localización y se estima un factor de uso de la infraestructura de interconexión eléctrica.

Línea Paso de los Libres (Argentina) – Uruguayana (Brasil):

Esta línea tiene mas de 40km de longitud. La tensión es de 132 kV en el lado argentino excluyendo el cruce del río, y de 230 kV del lado brasilero. La capacidad de intercambio es de 50 MW. Hay una estación conversora de frecuencia 60/50 Hz del lado argentino que permite la doble dirección del flujo de energía. El empleo de esta interconexión ha resultado clave para el abastecimiento del sudeste de la provincia de Corrientes, a partir del año 1995.

Es un proyecto que data de 1970, la interconexión se convino debido al déficit existente en la generación de Paso de los Libres. El inicio del intercambio de energía tiene como marco el contrato firmado entre Eletrobrás - Eletrosur y Agua y Energía de Argentina el 13 de enero de 1983. Los costos de construcción de la línea los asumió Brasil y fueron aproximadamente de 40 MUS\$. A su vez Argentina pagó aproximadamente 10 MUS\$ por la estación rectificadora.

Quedaba pendiente, según el proyecto inicial, la construcción de una línea paralela entre Santo Tomé-Sao Borja a cargo de Agua y Energía. Sin embargo este acuerdo es renegociado en 1992, ante la transformación estructural del sistema eléctrico argentino. El nuevo arreglo continuó vigente hasta el default de la Argentina en junio 2001³.

Como se adelantara la capacidad de la línea ofrece una potencia máxima de 50 MW, pero en general los intercambios son menores. La tabla siguiente resume algunos valores representativos.

³ Para conocer mas detalles del nuevo acuerdo es necesario remitirse a los Documentos de Transacciones Económicas de CAMMESA

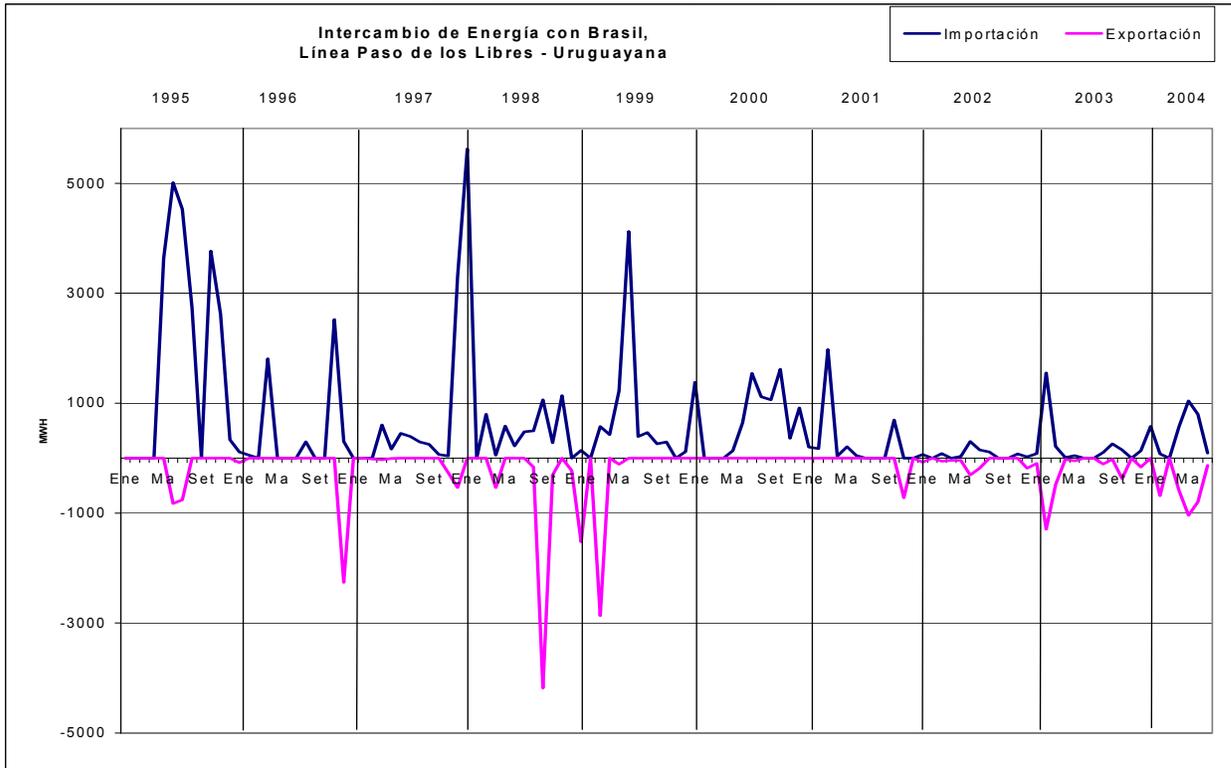
En MW	Invierno	verano
Horas en valle	50	
Horas fuera de valle	35	
Horas pico		20
Horas fuera del pico		35

La exportación a Brasil está respaldada por un vínculo con Salto Grande y según se indica en la tabla anterior la disponibilidad de capacidad es variable, existiendo topes o restricciones. La distancia total de las líneas involucradas en este intercambio es de 230 Km. aproximadamente: 60.9 Km. hasta Chajarí; otros 64.5 hasta Monte Caseros; 100.7 Km. a Paso de los Libres y 3.9 Km. hasta el nodo de frontera

El gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de los flujos de energía en esta línea en la que predominan importaciones puntuales. El promedio mensual de la exportación hacia Brasil es de apenas 148 MWh, para el período 2000 – julio de 2004; mientras que el promedio mensual de importaciones es de 345 MWh promedio mensual mismo período. Considerando el flujo de importaciones, y una potencia media de 35 MW, se tiene un factor de utilización de 1.5%

Figura I.4 Línea Paso de los Libres (Argentina) – Uruguayana (Brasil)

Flujos de Intercambio (MWh)



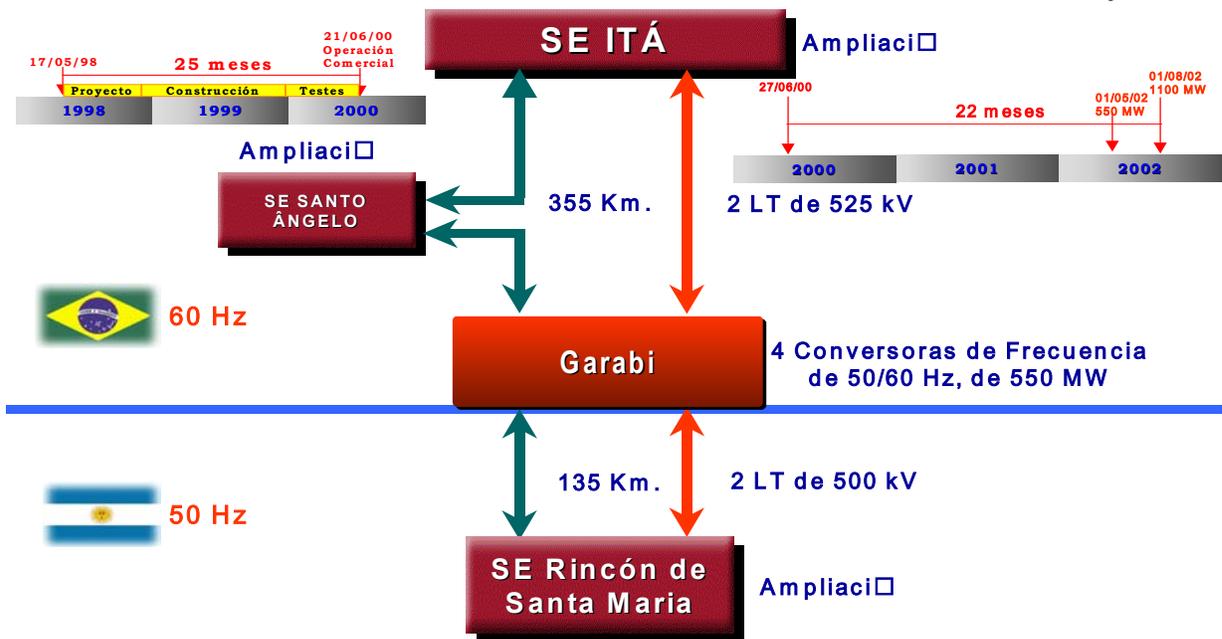
Fuente: Elaboración Propia en base a datos de EBISA

Línea doble terna Rincón (Argentina) – Garabí – (Brasil)

Esta interconexión surge como consecuencia del llamado a licitación para la compra, por Eletrosul y Furnas (empresas eléctricas integrantes del holding Eletrobrás) de 1000 MW de potencia firme, con energía asociada, a ser colocada a disposición en la barra de la subestación transformadora de Itá, en el Estado de Santa Catarina, Brasil. A partir de allí y según se presenta en el punto 1.4, surgen diferentes contratos entre los que se encuentra el compromiso de construcción de esta línea.

Este vínculo está compuesto por dos tramos dobles. Del lado Argentino tienen 135kmx2 a 500kV, y del lado brasilero 355kmx2 líneas a una tensión de 525 kV. En Garabí se han instalado 4 estaciones convertoras de frecuencia 50/60Hz de 550 MW. El gráfico siguiente ilustra el esquema físico existente.

Interconexión Eléctrica Brasil - Argentina Proyecto



Fuente: Herrera, J.P. *Interconexión Argentina – Brasil 2000 MW* Seminario Aniversario CIER, julio 2004.

Estas líneas tienen una capacidad total de 2100 MW. La primera entró en funcionamiento en mayo del 2000, durante el 2002 entró en servicio una ampliación de la interconexión inicial con Brasil, que incrementó la capacidad de intercambio en 1050 MW los que se adicionaron a los 1050 MW ya existentes. Estas líneas fueron construidas por la Compañía de Transmisión del Mercosur (CTM). Es el primer antecedente en que un actor privado realiza una obra de esta envergadura. También realiza su operación y mantenimiento.

Cabe tener en cuenta que estos contratos son de potencia firme y su convocatoria depende de las condiciones de despacho y costos en el país importador.

Cuando hay alta disponibilidad de generación hidráulica en Brasil como por ejemplo en el año 2002, los contratos de exportación prácticamente no son convocados. Por el contrario en la crisis brasileña de 2001 se observa un importante flujo en dirección a cubrir parte de los déficits registrados.

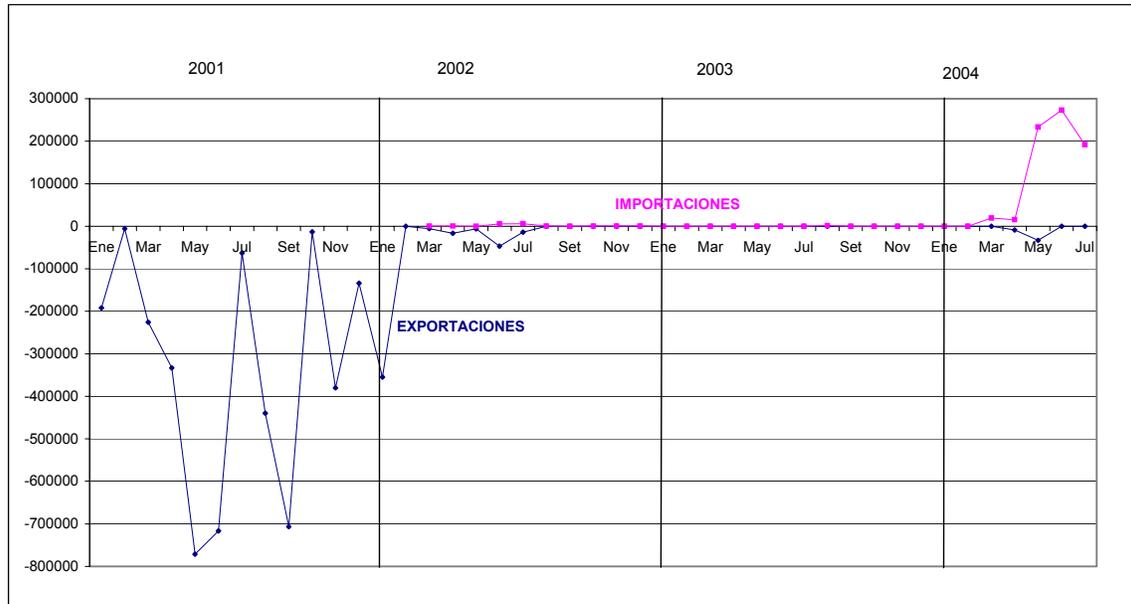
En la reciente crisis de abastecimiento de Argentina (mayo 2004), se recibieron flujos de importación. Para tal fin se llamó a una licitación en Brasil para establecer “acuerdos de provisión” de energía en los puntos de interconexión Garabí I y/o Garabí II proveniente de unidades de generación instaladas en Brasil. La legislación y reglamentación aplicables a esta transacción son argentinas. La capacidad de importación de Argentina sólo es de 500 MW debido a la falta de capacidad de transporte dentro del país.

El gráfico siguiente indica el intercambio entre ambos países, reflejando la superioridad de la exportación respecto a las importaciones del año 2004. Cuando Argentina debió recurrir al vínculo para abastecimiento interno – año 2004 – el volumen de energía intercambiado fue sensiblemente inferior al del año 2001 con dirección inversa, a causa de las limitaciones existentes en el sistema interno de transporte (NEA – Litoral - GBA).

Lo antedicho está implícito en el factor de uso del 15.6%⁴ de la línea, pero si se desagrega la energía exportada a Brasil en el período enero 2001 – enero 2002 (promedio mensual de 333.6 GWh) del resto del período, considerando que la capacidad de interconexión existente en tal período era aún de 1050 MW, se obtiene un factor de uso “de exportación” del 47.2%. Mientras que el volumen de energía intercambiado en el resto del período analizado – febrero de 2002 a julio de 2004 – fue de sólo 27.5 GWh promedio mensual – arrojando factor de uso de apenas un 1.9%, que incluye la duplicación de la capacidad de transmisión realizada en el año 2002.

⁴ Se considera una disponibilidad del 95% - 8322 hs. anuales de funcionamiento – y 3% de pérdidas – 97% de la capacidad nominal -

Figura I.5 Línea Rincón Santa María (Argentina) – Garabi (Brasil)
Flujos de Intercambio (MWh)

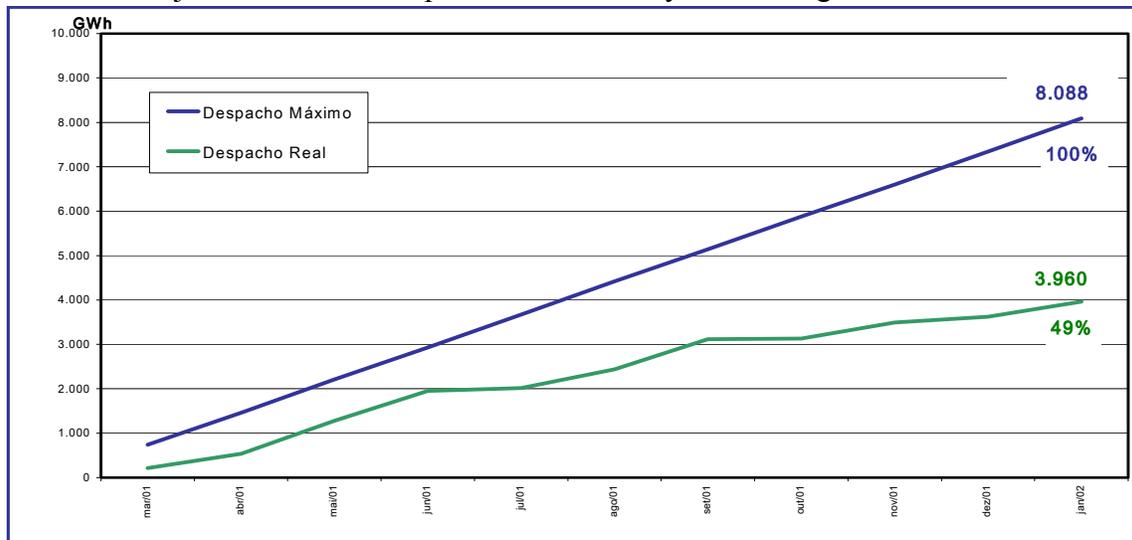


Fuente: Elaboración Propia en base a datos de EBISA y SE

El gráfico siguiente ilustra sobre la exportación de energía, máxima estimada y real de Argentina a Brasil, en el período marzo de 2001 a enero 2002.

Figura I.6 Línea Rincón (AR) – Garabí (BR)

Flujo acumulado de exportación máxima y real de Argentina a Brasil

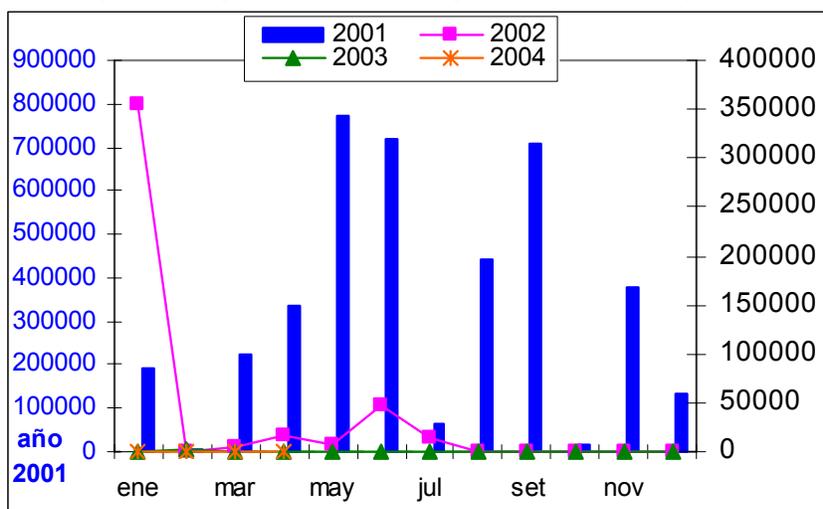


Fuente: Herrera, J.P. Interconexión Argentina – Brasil 2000 MW Seminario Aniversario CIER, julio 2004.

Los gráficos siguientes presentan la evolución de los últimos cuatro años de los flujos de intercambio totales con Brasil en los que se destacan la exportación en la crisis Brasilerá del 2001 (valores sobre el eje de ordenada principal) y las importaciones en los primeros meses del 2004 (valores sobre el eje de ordenada secundario) ambas efectuadas en las líneas de Rincón-Garabí.

Figura I.7 Argentina – Brasil

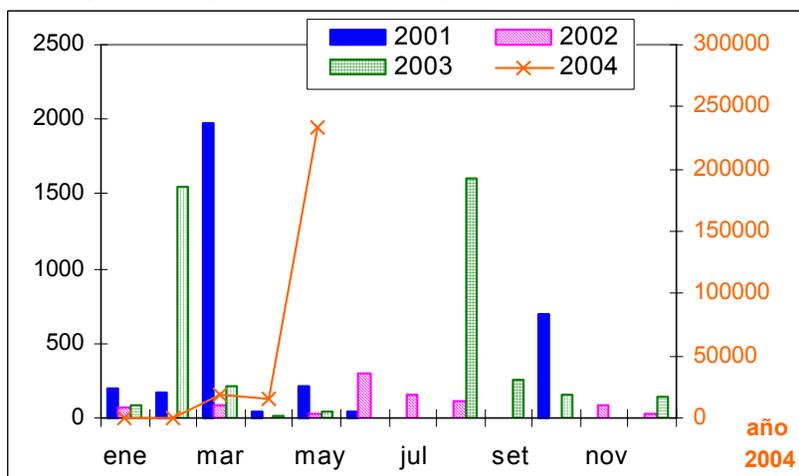
Flujos de Exportación (MWh) período 2001 –mayo 2004



Fuente: Secretaría de Energía

Figura I.8 Brasil – Argentina

Flujos de Importación (MWh) período 2001 –mayo 2004



Fuente: Secretaría de Energía

Conexiones con Paraguay:

A excepción de los intercambios en interconexiones menores que no afectan el funcionamiento del MEM, a pesar de su importancia local, las transacciones con el sistema paraguayo se realizan a través de la central de Yacyretá.

Se detalla inicialmente la línea El Dorado – Carlos López, luego el vínculo entre Clorinda y Guarambaré y por último el sistema de interconexión del complejo Yacyretá. Donde se destaca el rol de consumidor del sistema eléctrico Argentino y la función exportadora de Paraguay, básicamente por el escaso tamaño de su mercado interno. Se exponen algunos datos básicos sobre su localización y se estima un factor de uso de la infraestructura de interconexión eléctrica.

El Dorado (AR)-Carlos López (PY)

Esta línea es de 35 km, tiene una capacidad de 34 MW se encuentra a una tensión de 132 kV y se extiende entre la central hidroeléctrica Acaray-Carlos López (PY) - cruce del Paraná (El Dorado) hasta Posadas (AR). El inicio de la operación fue en 1973.

Esta línea tuvo como principal objetivo, abastecer la provincia de Misiones que se encontraba aislada del SIN. La importación fue concretada (1971) a través de la Prov. de Misiones mediante un convenio con EMSA (Empresa de Energía de la Provincia de Misiones) y el Estado paraguayo (a través de la empresa ANDE). Las compras se han facturado mensualmente en potencia y energía.

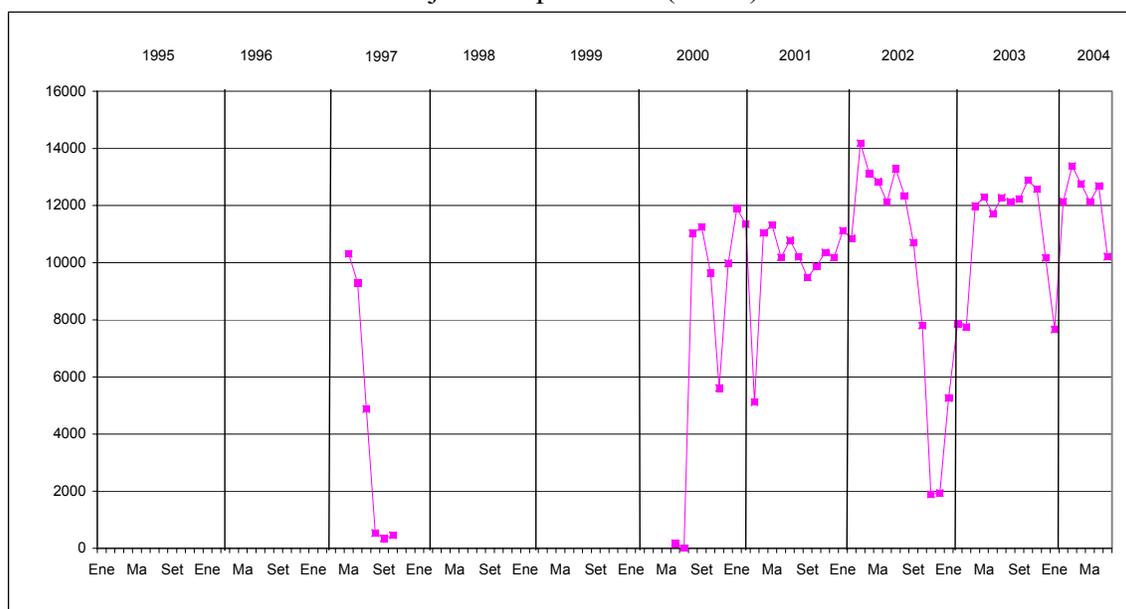
El Convenio (era por 10 años y se ha ido actualizando automáticamente), establece factores de carga diario y mensual, factores de potencia y previsiones de interrupción, existiendo multas por incumplimiento de ANDE. La Potencia de acordada 23 MW (capacidad total de la línea 34 MW) y 3220 horas anuales por unidad de potencia garantida. Cada empresa construyó la línea correspondiente a su territorio y el cruce fue una obra común. Dicha interconexión ha permitido sustituir generación térmica local (Argentina) por energía hidroeléctrica de Acaray.

En Setiembre de 1996, se concreta la interconexión física en 132 kV de Misiones al SIN (entre la Estación Transformadora de Rincón Santa María, de la Provincia de Corrientes y la Estación Transformadora San Isidro en Posadas, Misiones). A partir de ese

momento, la importación deja de ser conveniente para la provincia y prácticamente el flujo se anula. Debido al crecimiento de la demanda provincial, en junio de 2000 se reinicia el intercambio y se mantiene hasta la fecha en un promedio de 10035 MWh mensuales (120.4 GWh anuales) aproximadamente, considerando una capacidad de transmisión de 34 MW⁵ resulta un factor de uso del 43.9% según puede observarse en el gráfico siguiente.

Figura I.9 Línea de Interconexión El Dorado (AR)-Carlos López (PY).

Flujo de Importación (MWh)



Fuente: EBISA

Línea Clorinda (Argentina)– Guarambaré (Paraguay)

Esta línea existente desde 1995, es de 44 km (31 km en Argentina). Tiene una capacidad de 80 MW, se encuentra a una tensión de 220kV del lado argentino, cruza el río en esa tensión, para pasar a 132 kV en el territorio paraguayo. Ambos extremos están conectados a los respectivos sistemas interconectados nacionales. El tope de potencia rara vez ha sido superado, y debe considerarse sólo para una situación excepcional y transitoria. En una situación de ese tipo la cifra de importación superó los 100 MW. El inicio de la operación fue en el año 1994.

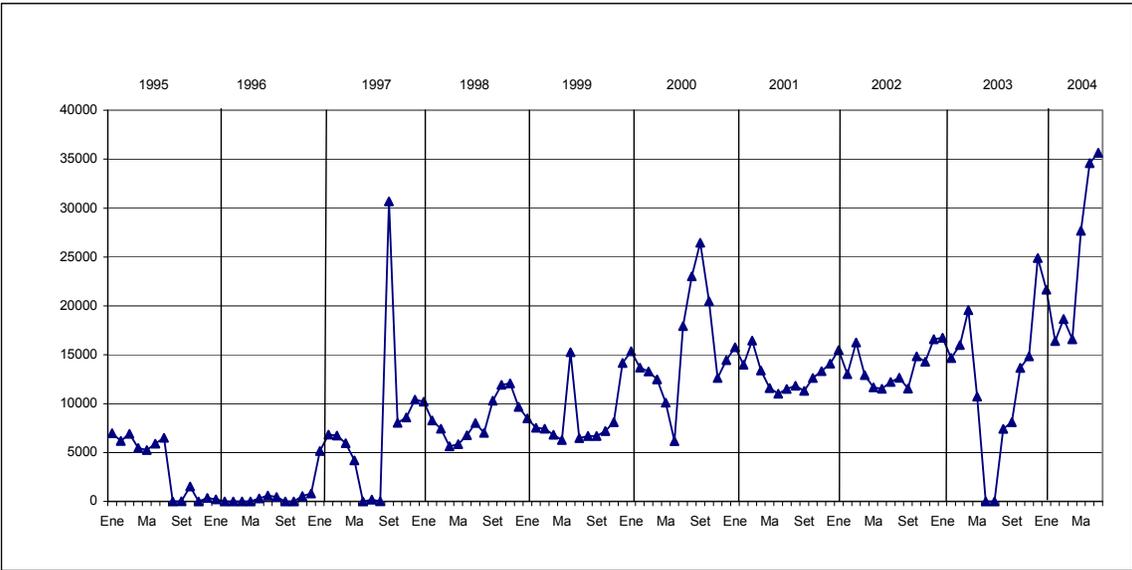
⁵ Se considera una disponibilidad del 95% - 8322 hs. anuales de funcionamiento – y 3% de pérdidas – 97% de la capacidad nominal -

Los antecedentes del acuerdo de 1989 (entre la empresa argentina Agua y Energía y ANDE) y de la construcción de esta interconexión con Paraguay son: la interconexión de El Dorado (AR)-Carlos López (PY), un convenio marco firmado en 1987 entre el gobierno argentino y la ANDE de Paraguay, y en 1989 la compra de energía térmica excedente por parte de Argentina en la crisis de 1989. Agua y Energía, acordó para esa obra, suministrar los materiales y la ANDE le devolvió con energía su parte, el objetivo del vínculo era claramente, la importación de energía por parte de Argentina.

Ese convenio preveía un segundo cruce del río Paraná entre Posadas y Encarnación (33KV), hoy existente, pero no está comercialmente habilitada, tras un accidente se retiraron las líneas en el país vecino y aún no ha sido restablecida la interconexión.

El gráfico siguiente ilustra la creciente evolución de la energía importada por esta línea. La energía media transportada desde enero de 2000 asciende a 14950 MWh/mes, aproximada mente el 28% de su capacidad. A continuación se presenta un gráfico que refleja las importaciones de energía por interconexión para el período 1995 - julio/2004. Al igual que la línea El Dorado – C. A. López, puede identificarse una fuerte variabilidad en el flujo de energía importada, tanto entre los años considerados, como en los meses del año, denotando una componente estacional.

Figura I.10 Línea Clorinda (AR)– Guarambaré (PY)
Flujo de Importación (MWh)



Fuente: EBISA

Los flujos de importación de esta línea representan menos del 2% del total recibido de Paraguay. El resto corresponde a la generación de energía que ingresa por la línea que vincula la central hidroeléctrica de Yacyretá.

A partir del año 2000 ingresa por la interconexión Clorinda – Guarambaré un promedio anual de 179.8 GWh aproximadamente, mientras que la línea El Dorado - C. A. López es utilizada para importar un promedio 120.4 GWh anuales. La comparación de estos valores con la capacidad de las interconexiones, arroja un factor de uso del 27.8% para Clorinda – Guarambaré (80 MW) y del 43.9% para El Dorado - C. A. López (34 MW).⁶

Conexión Aprovechamiento Hidroeléctrico Compartido Yacyretá⁷

La central Yacyretá está ubicada sobre el río Paraná en cercanías de la ciudad de Ituzaingó, provincia de Corrientes. Tiene una potencia instalada de 3100 MW pero actualmente no supera los 1800 MW debido a que opera a cota reducida. En 2002 la producción de Yacyretá representó el 16% del total de la demanda del Sistema Argentino y el 33 % de la energía de origen hidroeléctrico.

La energía de Yacyretá se deriva al sistema argentino a través de 3 líneas de 500 kV, que vinculan la Central con el punto de entrega en la estación Rincón de Santa María, muy cerca de Ituzaingó, y al sistema paraguayo mediante una línea de 220 kV, hasta la subestación Ayolas. Desde agosto de 2004, aproximadamente, se ha incorporado una cuarta línea de 500 kV que está operando transitoriamente a sólo 220 kV.

Desde la Estación Rincón de Santa María, dos líneas de 500 kV se conectan a la red nacional en Salto Grande (Concordia, Provincia de Entre Ríos) y en Puerto Bastiani (Provincia del Chaco), operadas por Litsa y Yacylec respectivamente.

Otra vinculación de 80 kilómetros hasta Posadas alimenta al Sistema Eléctrico de la Provincia de Misiones.

⁶ Se considera una disponibilidad del 95% - 8322 hs. anuales de funcionamiento – y 3% de pérdidas – 97% de la capacidad nominal -

⁷ Más adelante se amplían algunos antecedentes del emprendimiento binacional.

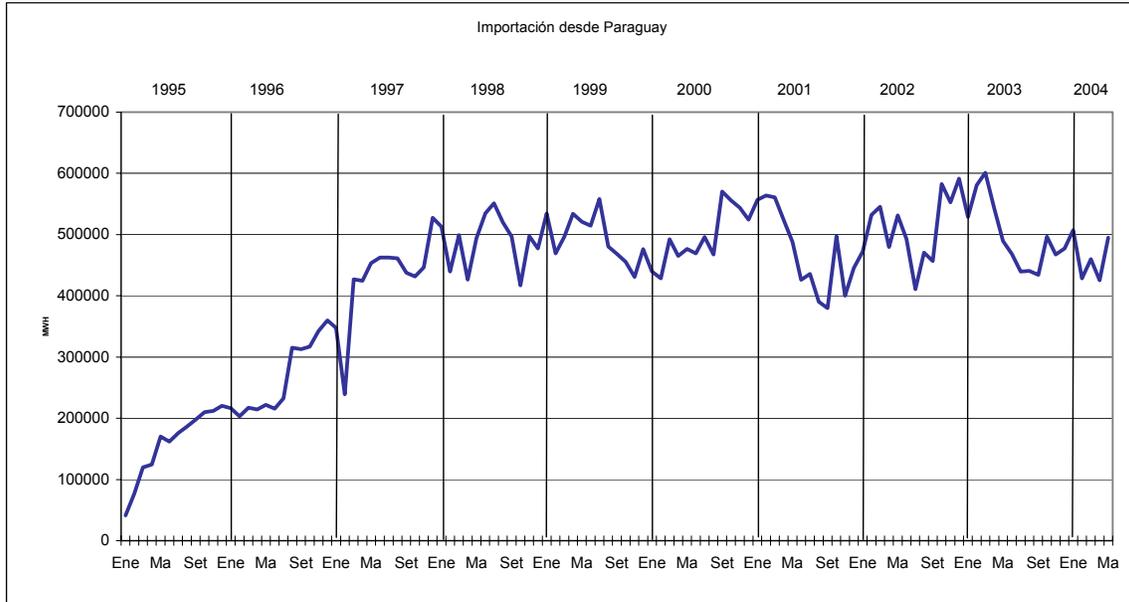
La central está a cargo de la Entidad Binacional Yacyretá, a quien EBISA⁸ compra (como importación), en representación del Estado Nacional, la mayor parte de su producción (la mitad de la generación de la central), para comercializarla en el MEM de acuerdo con lo establecido en el Tratado de Yacyretá celebrado entre la República Argentina y la República del Paraguay. CAMMESA por su parte contabiliza toda la energía de Yacyretá como oferta nacional, aunque le resta aproximadamente 60 MW, correspondientes a la capacidad demandada por el mercado paraguayo⁹. CAMMESA sólo considera como importación/exportación de/a ese país a los ingresos/egresos que se producen por la línea de Clorinda-Guarambaré. Esto explica las diferencias detectadas entre las diferentes fuentes de información.

El gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de las importaciones de Paraguay por la generación de Yacyretá. Los valores están determinados por la hidraulicidad en el Paraná, donde se emplaza la represa. Puede observarse la estacionalidad del recurso y la elevada disponibilidad hacia finales de 2002 cuando la media mensual de importación superó los 530000 MWh/mes.

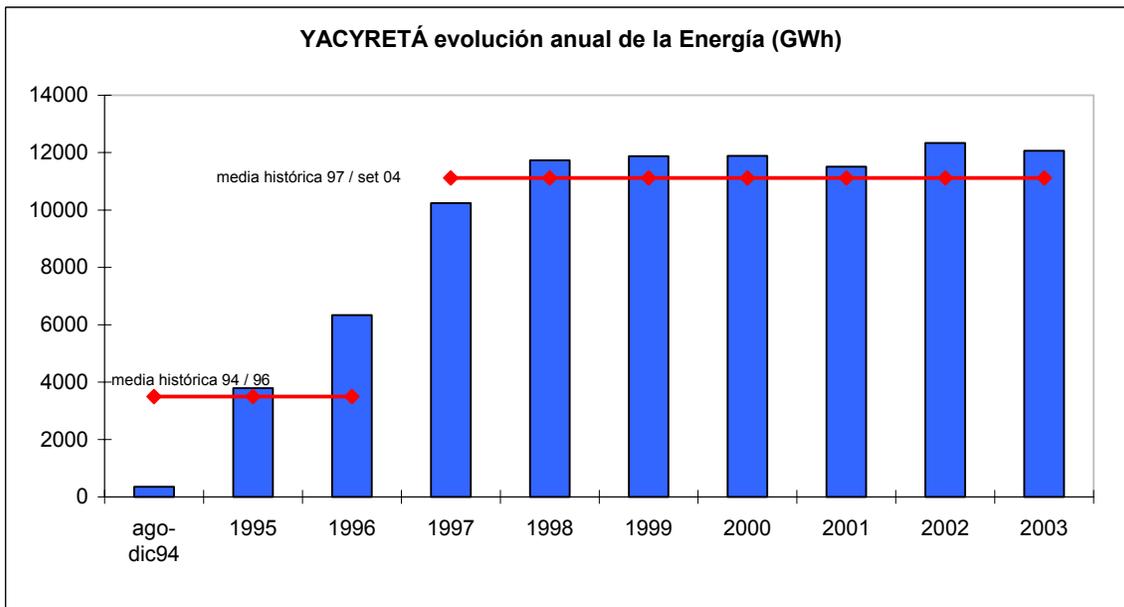
⁸ En 1998, AyE es substituida por Emprendimientos Energéticos Binacionales SA (EBISA). EBISA es una Sociedad de anónima con capital estatal mayoritario, representado en acciones cuya titularidad corresponden a la Secretaría de Energía (99 %) y a Nucleoeléctrica Argentina S.A. (1 %).

⁹ El EBY factura a cada país la erogación correspondiente a la generación de cada uno. Argentina debería pagarle según el Tratado Internacional, 32US\$/MWh generado y Paraguay 39US\$/MWh más. Por su parte el Mercado le paga 2US\$/MWh a EBISA quien se los transfiere a Ente. Como los costos del Ente ascienden aproximadamente a 8US\$/MWh, el Ministerio de Hacienda le compensa en efectivo la diferencia (6US\$/MWh). Con ese importe va comprando créditos a su favor por la deuda (por la construcción de la obra), que el Ente tiene con el Estado Nacional. A su vez la diferencia entre los 8US\$ que recibe y los montos comprometidos por el Tratado se convierten en notas de débito por compensación de Yacyretá con el Gobierno Nacional. La deuda por la construcción de la central se estima en 12000 millones de US\$ (sólo 5000 millones, corresponden a inversiones de capital) .

Figura I.11 Paraguay – Argentina
Flujos de importación desde Yacyretá(MWh)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía y CAMMESA



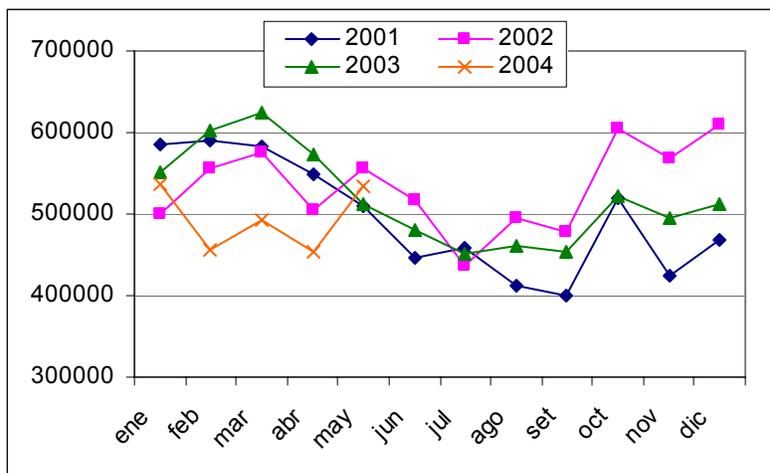
Fuente: CAMMESA

Según el gráfico anterior, los tres primeros años de funcionamiento de la Central Yacyretá arrojaron una generación media de 3495 GWh. Para el período 97/03 tal parámetro se ubicó en 11121 GWh, destacándose la regularidad en el volumen anual producido.

Por último el gráfico siguiente compara los flujos de importación desde Paraguay entre los años 2001 – mayo de 2004. Puede apreciarse la similitud tanto en el volumen anual importado como en su estacionalidad

Figura I.12 Paraguay – Argentina

Flujos de Importación (MWh) período 2001 –mayo 2004



Fuente: Secretaría de Energía

Conexiones con Uruguay:

Al margen de los intercambios históricos con el sistema uruguayo, al cual el SADI está fuertemente interconectado a través del sistema de transmisión de Salto Grande, en los últimos años se han desarrollado vinculaciones contractuales de exportación hacia el Uruguay de relevancia para el sistema de ese país, que se analizarán mas adelante .

En este apartado se presentan los datos físicos de la interconexión Concepción del Uruguay– Paysandú originada en un acuerdo entre ambos países y luego del cuadrilátero de Salto Grande que destinado a evacuar la generación del complejo y que además es utilizado para el intercambio de contratos de exportación entre privados y UTE, Uruguay.

Línea Paysandú (UY) - Concepción del Uruguay (AR)

Esta línea tiene una longitud aproximada de 70 km, 100 MW de capacidad de potencia y opera a una tensión de 132 kV.

En 1974 se firmó el Acuerdo de Interconexión Energética entre ambos países para la interconexión eléctrica de los sistemas del Gran Buenos Aires y Litoral Argentino

(Concepción del Uruguay) con el Sistema Interconectado Uruguayo en Paysandú (para apoyar el primero al segundo) hasta que entrase en operación la CH Salto Grande (132/150 KV y 100MW). La obra conjunta operó desde 1979 y el Acuerdo se perfeccionó en 1983, estableciéndose las condiciones y normas de operación conjunta de los sistemas interconectados.

Esta línea funciona en casos de emergencia, para lo cual siempre está provista de tensión, el flujo de potencia para el sentido EDERSA (provincia de Entre Ríos AR) – UTE (UY) es de 50 MW – a futuro sólo serían 30 MW – mientras que hacia Argentina es de 55 MW.

Cuadrilátero de Salto Grande (Ayuí (AR)– Ayuí (UY)/Colonia Elía (AR)- San Javier (UY)

Este esquema de interconexión es un anillo que se construyó para evacuar la generación de la central hidroeléctrica binacional Salto Grande. Tiene una longitud total que supera los 400km, la tensión es de 500kV y 2000 MW de capacidad total. Los intercambios se realizan a través de las obras comunes de transmisión de la Comisión Técnica Mixta Salto Grande, constituidas por el anillo mencionado que conecta cuatro estaciones transformadoras (Estaciones Ayuí y Colonia Elía en margen argentina y Estaciones Ayuí y San Javier en margen uruguayo).

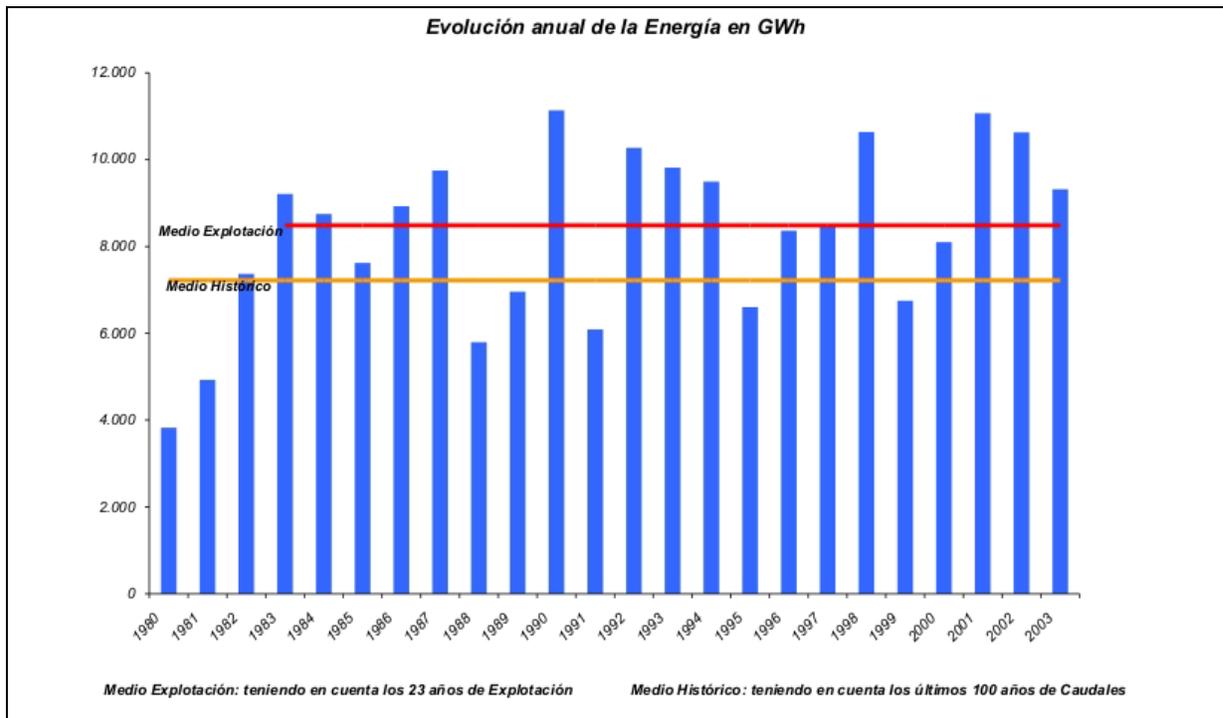
La central, ubicada sobre el río Uruguay¹⁰ en cercanías de la ciudad de Concordia, provincia de Entre Ríos, tiene una potencia instalada de 1890 MW. La operación de la central está a cargo de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG) y corresponde a EBISA la comercialización en el MEM de la mitad de su generación perteneciente a la Argentina. La transacción comercial se rige por el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay aprobado por la Ley 23.390¹¹.

¹⁰ El río Uruguay tiene en Salto Grande un caudal medio de 4.622 m³/seg, con valores extremos registrados de 37.714 m³/seg y 109 m³/seg. El irregular comportamiento del río, la baja capacidad del lago y las especiales características hidrológicas de la cuenca inmediata han hecho necesario, contar con una importante red hidrometeorológica.

¹¹ La CTMSG no factura desde 1993. Hasta esa fecha se concretó la compensación de deudas correspondiente. La Comisión tiene un presupuesto aprobado del que cada país cubre la mitad. EBISA por su parte le cobra a CAMMESA 2US\$/MWh generado y le paga a la Comisión para que cubra sus gastos. Luego

El Gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de la generación de la central desde su puesta en marcha. A partir de 1993 esa producción se repartió entre Argentina y Uruguay por mitades. De esta manera cualquier excedente recibido representó para CAMMESA una importación¹².

Figura I.13 Evolución energía generada en Salto Grande



Fuente: CTMSG

La infraestructura de interconexión de Salto Grande también es utilizada para cumplir con los contratos de exportación que han firmado actores privados con la empresa

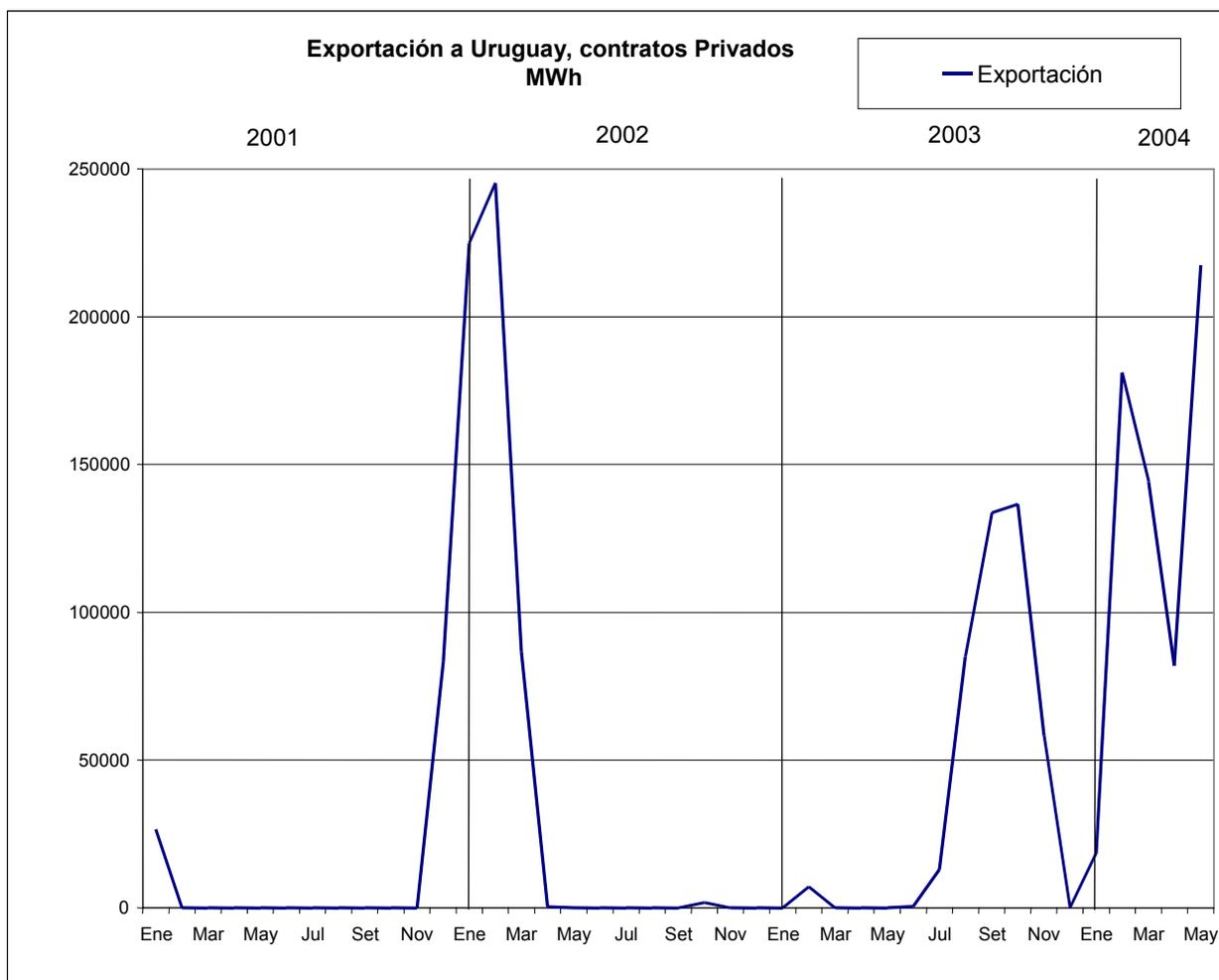
se pagan las regalías proporcionales a Entre Ríos, Corrientes y Misiones. Si luego de estos pagos quedan aún excedentes, los mismos son distribuidos (según indica la Ley específica), entre las provincias mencionadas.

¹² Cuando Argentina importa de UTE, se denominan "excedentes de Salto Grande", lo hace siempre dentro de la figura que se identifica como "a costo incremental nulo" dentro del convenio de interconexión. De esta manera se le está reconociendo el Precio Spot en el nodo de venta (Salto Grande) por la energía suministrada. De esta manera, teniendo en cuenta que es UTE la que ofrece esa disponibilidad excedente que no puede absorber su sistema eléctrico. Estos intercambios se observan en las Transacciones Económicas del MEM como una importación de EBISA (identificada como "UTE - EBG") la cual se agrupa a los intercambios internacionales de las empresas del Estado. En los resúmenes mensuales de CAMMESA, no se visualiza en qué tipo o modalidad se realizaron los intercambios, pues para el MEM son siempre a precios spot. Sólo surgirá esa identificación cuando se pasa a ver qué reconocimiento de costos le corresponde a EBISA como comercializadora de la energía intercambiada bajo el Acuerdo. En lo que va del año 2004, esta modalidad de intercambio no se ha utilizado. En realidad ambos países estuvieron en la misma y pobre situación hidrológica en la cuenca del Río Uruguay (para Salto Grande fue uno de los peores años durante este invierno).

UTE de Uruguay¹³. Estos contratos son por 603 MW, encontrándose en ejecución solamente uno de 338 MW. Los dos primeros fueron firmados en febrero de 2001 y el tercero en 2003.

En el gráfico siguiente se observan los flujos de exportación correspondientes a los contratos, que utilizaron las líneas del Cuadrilátero de Salto Grande. Se aprecia la irregularidad en el flujo de exportaciones.

Figura I.14 Exportación a Uruguay . Contratos Privados



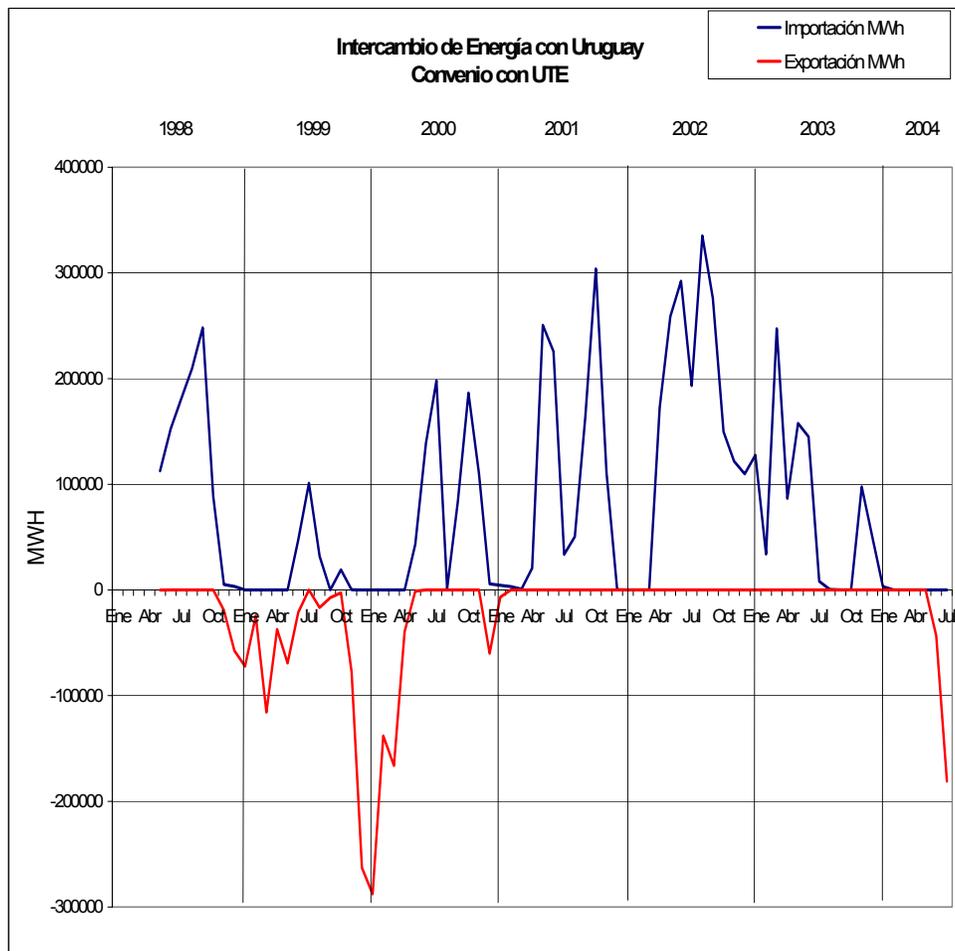
Fuente: Secretaría de Energía

Por otra parte el gráfico siguiente ilustra sobre intercambios entre Argentina y Uruguay en el marco del Convenio que tienen firmado ambos países desde 1974, en el que

¹³ Más adelante se amplían las pautas principales de los mismos

no se incluyen los contratos antes mencionados. EBISA tiene a su cargo la comercialización del mismo.

Figura I.15 Intercambios en Convenio con Uruguay

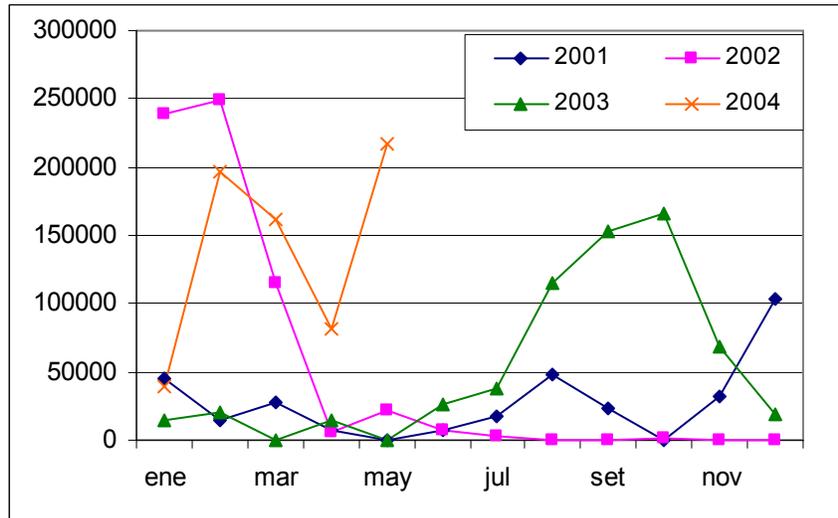


Fuente: EBISA

Los dos gráficos siguientes presentan los intercambios de energía totales con Uruguay en los últimos cuatro años. Prevalcen las importaciones desde el país vecino, representando entre un 10 y un 20% de la producción total de la central Salto Grande (un 25% y 45% de la generación correspondiente a Uruguay).

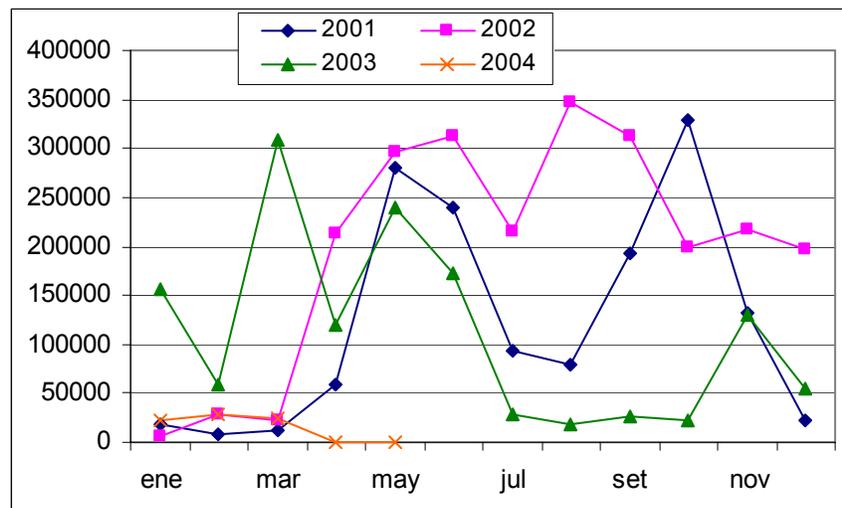
Figura I.16 Uruguay – Argentina

Flujos de Exportación (MWh) período 2001 –mayo 2004



Fuente: Secretaría de Energía

Figura I.17 Flujos de Importación (MWh) período 2001 –mayo 2004



Fuente: Secretaría de Energía

Es importante aclarar que EBISA registra la información correspondiente a los intercambios de energía en el marco del Convenio (ex Agua y Energía) con UTE Línea Paysandú (UY) - Concepción del Uruguay (AR). CAMMESA, por su parte registra esa misma información adicionándole los flujos de exportación correspondientes a los contratos entre privados y UTE.

El factor de utilización del 57.3% para esta interconexión, se calculó considerando el 97% de la potencia nominal de 2000 MW y un 95% de disponibilidad (8322 hs. anuales), se consideró el flujo total de energía para el período enero 2000 – julio 2004.

Conexiones con Chile:

Argentina tiene un solo vínculo importante con Chile. A continuación se presentan las principales características del mismo.

*Línea Cobos (AR) con Atacama (CH)*¹⁴

Esta interconexión conecta el Sistema Norte Grande (SING-Chile) con la central termoandes ubicada en la región NOA (AR) y aislada del SIN. La línea permite abastecer al SING, cuya demanda está asociada a explotaciones y proyectos mineros, desde la Provincia de Salta (Argentina), en las proximidades de la localidad de Güemes. A partir de la instalación de una nueva central de 660 MW, diseñada bajo el concepto de ciclo combinado, con dos turbinas a gas de 207 MW, instaladas en el año 1999 (inicialmente, en 1999) y una turbina de vapor (2001). Esta central está directamente vinculada con el SING, a través de la una terna en 345 kV de 408 km, en total. (Salta - Paso de Sico, límite internacional: 265 km; P. de Sico – Atacama: 143 km), con una capacidad de transporte de 660 MW. Esta generación reemplaza equipamiento carbonero, como medio de abastecimiento del área chilena.

La provisión de energía alcanza la 1ª, 2ª y parcialmente la 3ª Región chilena, abarcando una fuerte zona minera, incluyendo Chuquicamata y las localidades de Antofagasta, Mejillones, Tocopilla e Iquique. Existe una previsión de interconexión con el SICentro chileno.

En el gráfico siguiente se observa el nivel de exportaciones de los últimos cuatro años. Dos hechos se destacan en el mismo: por un lado el crecimiento de los intercambios debido a la incorporación total de la central Termoandes a principio de 2001, y por otro lado la caída de los mismos en abril de 2004, cuando la central no disponía de gas para generar.

¹⁴ Más adelante se presentan algunos antecedentes de la construcción y operación de la línea y de la central térmica que conecta en Argentina

La exportación media de los años 2002 y 2003 rondó los 150000 MWh/mes.

Desde el año 2001 hasta abril del 2004, ingresa por esta conexión un promedio mensual de 141.1 GWh aproximadamente (1692.9 GWh anuales). El factor de uso de la línea, considerando una disponibilidad del 95% (8322 hs. anuales de funcionamiento) y 3% de pérdidas (97% de la capacidad nominal de 640 MW) es de 32.8%. Los últimos dos valores del gráfico reflejan el impacto de la crisis en el abastecimiento eléctrico, la exportación fue cortada en forma compulsiva.

Figura I.18 Chile – Argentina
Flujos de exportación (MWh)



Fuente: Secretaría de Energía

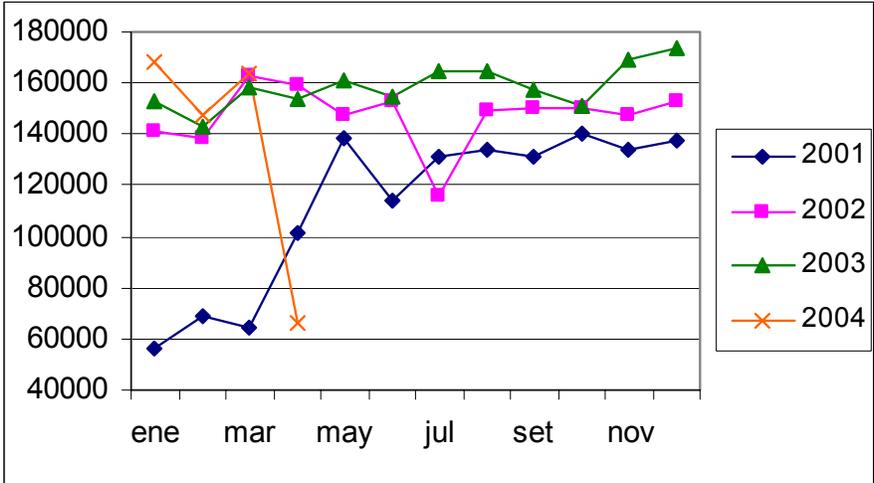
Existe un convenio de 1963 entre ENDESA y AyEE para realizar estudios de la interconexión entre el Sistema Central Chileno con el Cuyano Argentino. Se formó en 1972 la CIECHA (Comisión de Interconexión Eléctrica Argentino-Chilena) que ha realizado estudios de intercambios de potencia del orden de los 150/200 MW con una tensión posible de 220KV, interconectando Santiago y Mendoza con un contrato de flujo nulo y según modalidad energía de respaldo. Nuevamente ha sido editado este proyecto estimándose que el costo de la línea ascendería aproximadamente 40 MU\$\$. El 60% de la inversión estaría a

cargo de Argentina. En realidad entre Argentina y Chile ya se ha firmado el Acuerdo de Complementación Económica que coronó la creciente vinculación que se había ido desarrollando entre ambas naciones. Esta relación se encuentra además sustentada por diferentes Protocolos, entre los que se encuentra el de interconexión eléctrica. Aunque parecería que el interés de Chile por esta línea se habría visto postergado al concretarse los gasoductos trasandinos.

Finalmente se presenta la exportación desarrollada comparando los flujos mensuales de energía en el período analizado. Se destaca el crecimiento inicial entre enero y mayo del 2001, luego conserva una importante regularidad en el aprovisionamiento para derrumbarse en el mes de abril de 2004, alcanzando niveles similares al de los primeros tres meses de intercambio.

Figura I.19 Argentina – Chile

Flujos de Exportación (MWh) período 2001 –mayo 2004



Fuente: Secretaría de Energía

Conexiones Menores

Línea Villazón (Bolivia)- La Quiaca (Argentina)

Existe un vínculo establecido por convenio entre las empresas Agua y Energía Eléctrica de Argentina (ex empresa nacional) y el Comité Provincial de Desarrollo y Obras Pública de la Localidad de Villazón (Departamento de Tarija-Bolivia). Ese acuerdo consistió en un intercambio entre las centrales térmicas de la Quiaca y Villazón para el suministro recíproco. Argentina garantizaba una potencia diurna de 40 kW y Villazón garantizaba por la noche 250 kW para La Quiaca (la línea es de 13,2 kV con 50 Hz de frecuencia). El convenio inicial fue de 5 años, con renovación por igual lapso. El convenio era de intercambio con Balance nulo, con tendencia de apoyo y reserva en un sentido. Existían ciertas especificaciones en cuanto al apoyo determinado con potencia garantida, por los menos en algunas horas del día. Por lo general se fijaban cargos mensuales a pagar. Actualmente esa línea está en operación y sigue aislada de los sistemas de interconexión nacionales.

Línea Pocitos (Bolivia) – Yacuiba (Argentina)

Un convenio similar al anterior estableció la construcción de un vínculo antiguo entre las ciudades de Pocitos y Yacuiba con una tensión de 33 kV, el que aún continúa aislado y con esporádica operación.

Línea Salto (Uruguay) – Concordia (Argentina)

Esta línea fue construida para abastecer la localidad de Salto que se encontraba aislada del sistema interconectado y con déficits desde Concordia (abastecida por la Cooperativa Eléctrica de Concordia). La línea de 132/150 kV operó localmente en 30 kV con 1 MW de potencia y 3 GWh/año (garantido). Se financió y construyó por partes iguales. Con la interconexión de Salto al Sistema uruguayo la línea prácticamente dejó de funcionar.

Línea Río Turbio (Argentina) – Puerto Natales (Chile)

Esta línea se encuentra en el Sur de la Argentina. El convenio del año 1970 fue firmado entre las empresas ENDESA y Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF). En el mismo se acordaba el suministro de electricidad de origen térmico desde la mina de carbón de Río Turbio a Puerto Natales (Chile) en 3 hs de la punta diaria, por una potencia aproximada de 500 kW. La línea es de 33kV y se encuentra en operación. El convenio era de 5 años con renovación por igual lapso.

I.3. Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos

Antecedentes

Históricamente, las Interconexiones de mayor magnitud –500kV o más- se desarrollaron sobre la base de la construcción de grandes aprovechamientos hidroeléctricos binacionales. Las tres centrales de recursos hidroeléctricos compartidos se ubican en la Cuenca del Plata y son las siguientes: Salto Grande, Yacyretá e Itaipú

Como se indicara en la Introducción, la utilización conjunta y racional de recursos disponibles ha sido una preocupación desde mediados de este siglo. Efectivamente, las experiencias en materia de desarrollo integrado de cuencas, sistemas fluviales e hidroenergéticos en países desarrollados, generaron aliento y expectativas en países de la Región. Se crearon un gran número de organismos para estudiar y/o ejecutar aprovechamientos integrales de cuencas. Aunque muchos de ellos han jugado un papel de asesoramiento, estudios y tareas de planificación, no siempre los mismos se han podido canalizar debidamente, en obras concretas. Viladrich plantea que “ha existido un desfase importante entre las concepciones del desarrollo hidráulico planificado y del desarrollo nacional y regional en Latinoamérica, ya que en muchos casos se han analizado las cuencas "como universos socioeconómicos prácticamente aislados".

El cuadro siguiente presenta los antecedentes históricos de AHC de Argentina con sus países vecinos.

Cuadro 2 - Antecedentes históricos de AHC de Argentina con sus países vecinos

Etapa	Salto Gde	Yacyretá	Corpus	Alto Uruguay
Estudios Nacionales 1 ^{ra} Propuesta	1893	1928	1950	s/d
1 ^{er} Acuerdo Binacional	1946	1958	1971	1972(1)
Constitución del Ente Binacional	CTMSG 1947	CMTYA 1960	COMIP 1972	CERU(2) 1972
Acuerdo p/Construcción	1973	1973 (EBY)	-	-
Licitación Obras	1974	1980(3)	-	-
Inicio Obras	1974	1983	-	-
Habilitación 1 ^{ra} Unidad	1979	1995	-	-

(1) En 1980 Brasil y Argentina firmaron el Tratado del Río Uruguay para el aprovechamiento del recurso hídrico compartido del río Uruguay, con especial mención a los usos múltiples del agua.

(2) Comité Ejecutivo del Río Uruguay, constituido por Agua y Energía Eléctrica (Argentina) y Eletrobrás (Brasil).

(3) Se refiere a obras civiles principales, algunas obras auxiliares comenzaron en 1978.

Sin embargo han existido algunas experiencias con resultados positivos en cuanto al estudio e interés por el desarrollo de cuencas compartidas. En 1967 se forma el Comité Intergubernamental Coordinador del tratamiento la Cuenca del Plata (Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay) y en 1969 se firma el Tratado. Los principales intereses allí evidenciados (en estudios y proyectos) correspondían tanto al aprovechamiento de las principales vías navegables de la Cuenca (ríos Paraná y Uruguay) como a las posibilidades de generación hidroeléctrica.

En el cuadro siguiente se resumen las principales características de los AHC Existentes y proyectos de Argentina con sus países vecinos.

Cuadro 3 - AHC Existentes y proyectos de Argentina con sus países vecinos.

Centrales Hidroeléctricas Compartidas					
Río	Central	Países	Potencia (MW)	Generación (GWh/año)	Estado de Avance
Río Paraná	Corpus	Argentina-Paraguay	2900	19000	Proyecto
	Yacyretá	Argentina-Paraguay	2760	20300	Cota 76 m
	Itatí Itá	Argentina-Paraguay	1660	11290	Inventario
Uruguay	Roncador	Argentina-Brasil	2700	9300	Prefact.
	Garabí	Argentina-Brasil	900	3250	Proyecto
	San Pedro	Argentina-Brasil	750	3700	Prefact.
	Salto Grande	Argentina-Uruguay	1890	6700	Operación
	Comp.S.Grande	Argentina-Uruguay	400	2000	Inventario

Para la concreción del AHC Salto Grande se llevaron adelante diversas tratativas entre Argentina y Uruguay, las que se iniciaron en 1938. El interés común era el aprovechamiento de los rápidos de Salto Grande en el tramo compartido del río Uruguay, se acordó desde los inicios la creación de una Comisión Técnica Mixta con este propósito.

En 1946 se creó efectivamente la Comisión Técnica Mixta (CTMSG), se definieron sus objetivos, así como las prioridades que los países asignaron a los usos del agua y se expresaron las expectativas sobre el impacto que tendría la iniciativa conjunta. La realización de las obras debería ser un factor de promoción y desarrollo de la región así como de integración de ambas márgenes del río.

Se subordinó la producción de hidroelectricidad a los requisitos de navegación, se crearon áreas de regadío asociadas a la existencia del embalse, y se recomendó el cuidado y conservación de la riqueza ictícola, dedicándole especial atención a los impactos ambientales de los emprendimientos.

En 1960 se constituyó la Comisión Mixta Técnica Paraguay Argentina de Apipé (luego sería de Yacyretá-Apipé). Siete años después se creó la Comisión Mixta Técnica

Brasileño-Paraguaya (CMTBP) cuyo fin fue estudiar las posibilidades de aprovechamiento del recurso hidroeléctrico del tramo compartido del río Paraná.

A diferencia del Acuerdo de aprovechamiento del río Uruguay en los acuerdos para estudiar el aprovechamiento del río Paraná (Argentina-Paraguay y Brasil-Paraguay) se le asignó máxima preferencia al uso energético, pero con la recomendación del estudio de otros propósitos como por ejemplo: asegurar la navegabilidad desde la desembocadura del río hasta Posadas.

En general el espíritu que rodeó los Tratados y Reglamentaciones surgidos de dichos acuerdos se basó sobre los siguientes principios: de equidad de derechos, obligaciones y perjuicios (p.ej. 50% del capital societario, el 50% de los activos comunes, el 50% de la producción eléctrica, compensación monetaria por la mayor inundación de su territorio); de cooperación entre los países para salvar posibles asimetrías; de clara explicitación respecto del detalle de las obras; la utilización y el desarrollo de la industria local así como el uso de mano de obra e insumos de la zona (con la exención a los Entes y total o parcialmente a las contratistas de cualquier tipo de impuesto vigente en los países miembros).

El Acuerdo proveyó, adicionalmente, otra ventaja importante, la vinculación prácticamente “on line” de ambos despachos y un cercano conocimiento recíproco de ambos Sistemas, lo que es beneficioso para el proceso de integración.

Sin embargo y a pesar de las declaraciones explícitas de encarar los emprendimientos en forma igualitaria, se debieron salvar fuertes asimetrías entre los países miembros.

Entre las diferencias existentes, una de las más importantes fue la relación entre el tamaño de los mercados eléctricos y la magnitud de las obras. En función de esas marcadas diferencias y para limar esas fuertes asimetrías es que se garantizó (según los diferentes emprendimientos): a los entes binacionales, la colocación de toda su producción (tanto en potencia como en energía, según la forma de operación acorde a su propia demanda); un reparto no equitativo de la producción eléctrica durante un período de transición (p.ej Uruguay compraría la potencia desde un 17% inicial hasta un 50% a partir de 1995) y permitir en situaciones de emergencia la solidaridad de los sistemas eléctricos.

Otra asimetría de estos emprendimientos binacionales, es la asociada a los diferentes beneficios obtenibles, por ejemplo en las obras para navegación de Salto Grande, los dos países acordaron la forma de costeo proporcional a la utilización de las obras de navegación aguas arriba de la presa.

Un antecedente importante en cuanto a la resolución de controversias lo efectuó la CTMSG al crear el Tribunal Arbitral Internacional de Salto Grande con 5 juristas de cada nacionalidad.

I.4. Contratos de Intercambio

A continuación se presentan los principales aspectos que caracterizan los contratos de intercambio internacional entre privados. El análisis se realiza por país vecino. El cuadro siguiente resume los principales aspectos de los mismos.

Cuadro 4 - Contratos internacionales de privados

Partes	Potencia Involucrada	Flujo de Energía	Duración e inicio	modalidad de contrato	Precio De Potencia Firme (US\$/MW-mes)	Precio Energía Asociada (US\$/MWh)	vínculo
Componentes Contratos con Brasil							
<ul style="list-style-type: none"> • CEMSA - • Central Costanera S.A. Argentina • CIEN (Cía. de Interconexión Energética), empresa comercializadora brasileña Brasil 	500 MW 500 MW		20 años, inicio en mayo 2000	Potencia Firme con Energía Asociada	5464.01	15.25	Rincón Garabí - Pcia. de Corrientes
<ul style="list-style-type: none"> • CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.) • Centrales Costanera • Piedra Buena Argentina 	250 MW 250 MW		20 años, inicio en mayo 2000	Potencia Firme con Energía Asociada	5371.07 5100.00	14.24 14.99	Rincón Garabí - Pcia. de Corrientes
<ul style="list-style-type: none"> • CEMSA • CIEN 	50 MW			Potencia Firme con Energía Asociada	2000	Precio horario de la energía en Nodo Garabí + precio de la despachada	Rincón Garabí - Pcia. de Corrientes
<ul style="list-style-type: none"> • CEMSA • Central NOA Argentina 	50 MW		20 años, inicio en dic. 2001	Potencia Firme con Energía Asociada	1750.00	Menor entre costo variable y horario	Rincón Garabí - Pcia. de Corrientes
<ul style="list-style-type: none"> • CEMSA • CIEN 	1000 MW		20 años Inicio agosto 2002	Potencia Firme con Energía Asociada	4650	18	Rincón Garabí - Pcia. de Corrientes
<ul style="list-style-type: none"> • CEMSA • Centrales Costanera, • Piedrabuena, • Dock Sud y de la 	344 100 149		20 años, inicio en ago. 2002	Potencia Firme con Energía Asociada	4380 4379 4375	18 ^{15 16} 18 18	Rincón Garabí - Pcia. de Corrientes

¹⁵ Promedio del precio por máquina comprometida

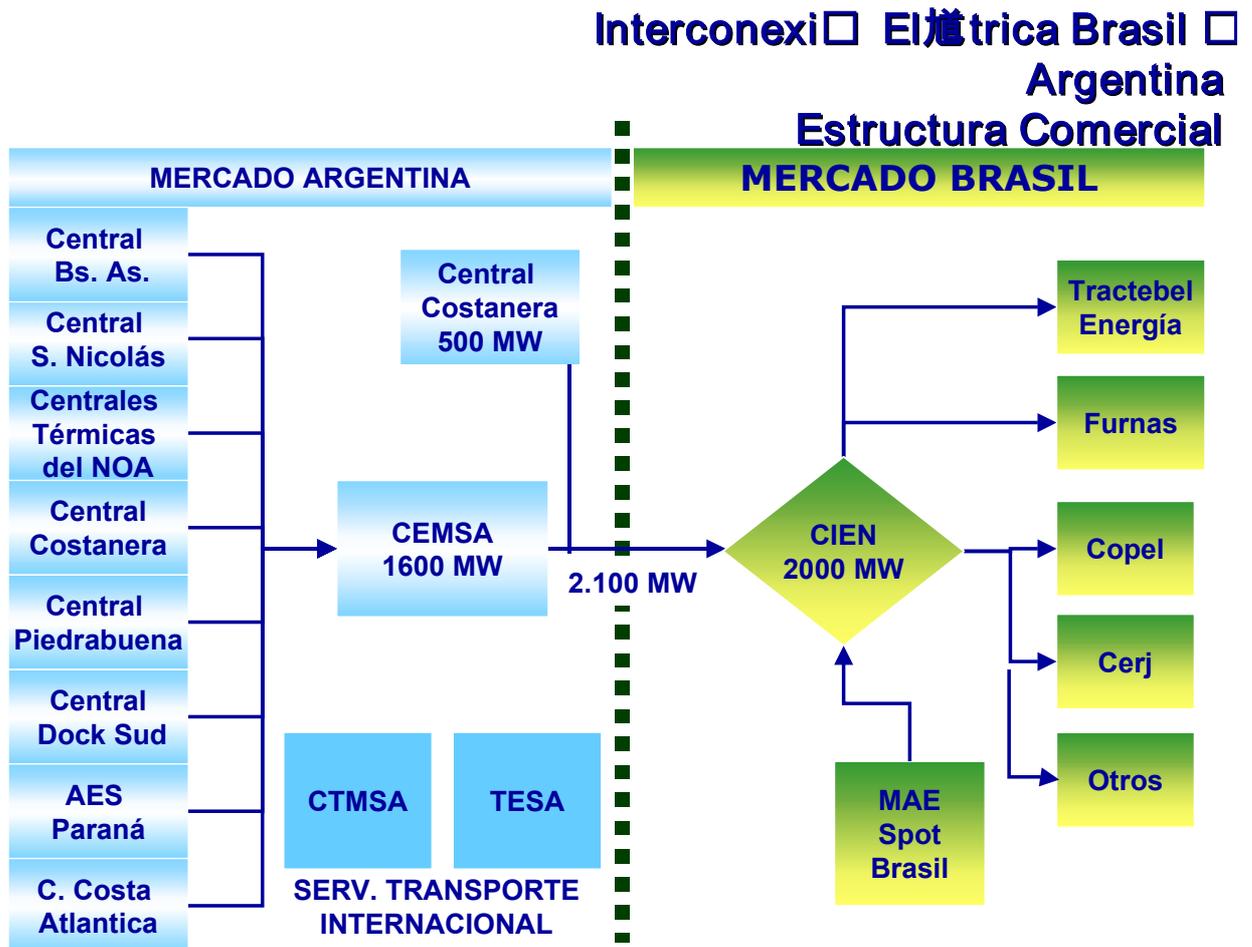
¹⁶ Según el equipo esté operando o esté forzado, el precio de la energía será el del nodo o el horario, respectivamente.

<ul style="list-style-type: none"> Costa Atlántica Argentina San Nicolas 	29 407				900 4380	17.50	
<ul style="list-style-type: none"> CEMSA CIEN 	50 MW		20 años, inicio en ago. 2002	Potencia Firme con Energía Asociada	2000	Vigente nodo frontera	Rincón Garabí - Pcia. de Corrientes
<ul style="list-style-type: none"> CEMSA Central NOA Argentinal 	50 MW		20 años, feb. 2003	Potencia Firme con Energía Asociada	1450	Menor entre costo variable y horario	Rincón Garabí - Pcia. de Corrientes
Componentes Contratos con Uruguay							
<ul style="list-style-type: none"> Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. Argentina UTE Uruguay 	100 MW Rescindido		3 años, feb. 2001	Potencia Firme con Energía Asociada	3% sobre precio de la potencia en Nodo C Elía	3% sobre precio SPOT de la energía Nodo CElía	Colonia Elía, nodo de suministro
<ul style="list-style-type: none"> Hidroeléctrica Puerto S.A. Argentina UTE Uruguay 	165 MW Rescindido		3 años, feb. 2001	Potencia Firme con Energía Asociada	1400	SPOT de la energía y potencia en Nodo CElía	Colonia Elía, nodo de suministro
<ul style="list-style-type: none"> CEMSA UTE 	150 138 50		2 años, feb. 2003	Potencia Firme con Energía Asociada	\$PPAD/MEM +2% \$2700 aju \$PPAD \$2800 aju \$PPAD	SPOT+2%Nodo SPOT+3%Nodo SPOT+1.5%Nodo	Colonia Elía, nodo de suministro
<ul style="list-style-type: none"> CEMSA Centrales Güemes, Sorrento, NEA, NOA y del Litoral Argentina CT NEA 	150 MW 338 MW 50 MW		2 años, feb. 2003	Potencia Firme con Energía Asociada	95%\$PPAD 900\$/mes aju PPAD 1050\$/mes aju PPAD	SPOT+1.5% Precio horario en CC Precio horario en CC	Colonia Elía, nodo de suministro
<ul style="list-style-type: none"> Central Termoandes Argentina 	300 MW			Intercambio de oportunidad, potencia no firme (para colocar exced)			LEAT de 345 kV inicialmente no interconectada

I.4.1. Los contratos privados de exportación a Brasil

Aquí se analizan brevemente todos los antecedentes correspondientes a los contratos de exportación con Brasil que conforman una potencia total de 2100MW. Se consideran los acuerdos firmados entre los diferentes actores del sistema argentino, que hicieron posible el intercambio. En el siguiente gráfico se presentan claramente las partes intervinientes de ambos países.

Figura I.20 Esquema de los Contratos de Exportación a Brasil



Fuente: Experiencias en el Desarrollo de los Intercambios Comerciales de Energía. Avances hacia la Integración Energética” CIEN. Montevideo – Uruguay; 8 y 9 de Julio de 2004

a. Antecedentes de la construcción de la líneas Rincón-Garabí

En mayo/97 se publicó el llamado a licitación para la compra, por Eletrosul y Furnas (empresas eléctricas integrantes del holding Eletrobras) de 1000 MW de

potencia firme, con energía asociada, a ser colocada a disposición en la barra de la subestación transformadora de Itá, en el Estado de Santa Catarina, Brasil.

La licitación se abrió en octubre/97, asumiendo Endesa el contrato, con una autorización de 1000 MW adicionales, estos últimos no obligados por las condiciones originalmente ofertadas.

La adjudicataria fue más precisamente, la comercializadora CIEN (Companhia de Interconexão Energetica), sociedad anónima actuante en Brasil, constituida por Endesa España (55%) y Endesa Chile (45%), la que firmó el contrato, por veinte años, con Furnas, Eletrosul y una escisión privatizada de esta última, Gerasul.

La provisión la realiza Central Costanera S.A. (con participación de Endesa Arg., Enersis, controlante de Endesa Chile y Chilectra, firma vinculada). Central Costanera debía exportar directamente a CIEN, 500 MW e indirectamente, a través de CEMSA, otros 500 MW, también a CIEN. (CEMSA, Comercializadora Argentina del Mercosur S.A.). A su vez, CIEN venderá 700 MW a Furnas y 300 MW a Gerasul.

- Para efectivizar el abastecimiento se realizaron las siguientes obras:
- Construcción de 500 km de líneas de transmisión en 500 kV, (125 km en Argentina y 375 km, en Brasil).
- Instalación de una estación convertora 50/60 Hz, tipo back to back, ubicada en Brasil, cerca de Garabí, con capacidad de 1000 MW.
- Ampliación de las estaciones transformadoras Rincón de Santa María e Itá.

En octubre (transmisión) y diciembre (sistema de barras de playa de 500kV) de 1998 el ENRE otorgó a CEMSA y Central Costanera S.A. (CCSA) los Certificados de Conveniencia y Necesidad Pública a favor de la Compañía de Transmisión del Mercosur (CTM), para la construcción de la instalación de transporte de interconexión internacional. Concurrentemente, CCSA y CEMSA firmaron con CTM un contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM), que garantiza a esta última el pago del canon por el servicio.

Conforme a la ampliación negociada, en Argentina se solicitó a la Secretaría de Energía el permiso de exportación por 1000 MW adicionales y energía asociada a favor de CEMSA. En Brasil, por la Resolución 129 de la ANEEL, la CIEN tiene autorización para importar 1000 MW adicionales.

El emprendimiento constituye un hito de sustantiva significación en el proceso de integración eléctrica sudamericana, posibilitando la realización de obras de transporte de gran capacidad, no obstante sus dificultades técnicas, entre las que cabe mencionar la diferencia de ciclajes, la que obligó a la instalación adicional de una estación convertora.

Algunos elementos observables son: el precio local argentino aumenta en principio, ya que no se ha establecido, hasta el momento, un recaudo similar al colombiano, pudiendo fluctuar en el futuro en función de la oferta y la demanda; la realización física de la interconexión no posibilita la provisión de energía secundaria de Brasil, hasta tanto se establezca una vinculación adicional interna argentina, desde el NE hasta el mercado.

El Contrato suscripto tiene una vigencia de 20 años y la entrada en operación comercial del sistema de transporte internacional se efectivizó en mayo del año 2000.

b. Antecedentes de los Contratos de abastecimiento

Los contratos de exportación están enmarcados en lo especificado por la Res. S.E.y P. N° 21/97 bajo la figura de contratos de potencia firme, en el cual la potencia de las unidades comprometidas dejan de percibir remuneración en el mercado argentino. Esta capacidad estará disponible en el mercado argentino cuando no sea requerida su energía desde Brasil

La convocatoria de energía desde Brasil no será permanente sino que responderá a las necesidades reales del sistema brasileño

b.1. Contrato de abastecimiento de 1.000 Mw iniciales

Como marco de este acuerdo se encuentra el contrato vigente entre las empresas CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.) y Central Costanera S.A. y el celebrado entre la primera de las empresas mencionadas y la empresa comercializadora brasileña CIEN (Cía. de Interconexión Energética), quien a su vez entrega a las empresas distribuidoras Gerasul y Furnas de Brasil, que consiste en la venta de 1.000 MW (500 MW cada empresa) por un período de 20 años a partir de mayo de 2000.

La exportación se hace bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Asociada, de acuerdo con las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de

Los Procedimientos vigentes en el MEM), para el cual la exportación se comporta como una demanda adicional en el Nodo Frontera (Garabí - Pcia. de Corrientes).

En tanto Central Costanera S.A. compromete para la exportación unidades propias por 500 MW, CEMSA compromete unidades de Central Costanera S.A. y de Central Piedra Buena S.A. (250 y 250 MW respectivamente), comercializadas por CEMSA bajo la modalidad Comercialización de Generación (Anexo 32 de Los Procedimientos) y por la misma duración de 20 años.

b.2. Contrato de abastecimiento de 50 Mw adicionales

Posteriormente se amplía la exportación con un adicional de 50 Mw. Por Resolución SEyM 365/01 se autorizó a CEMSA a exportar por contrato hasta 50 MW de Potencia Firme y Energía Asociada con destino a la República Federativa del Brasil por el Primer Circuito de Interconexión Internacional Rincón de Santa María – Garabí a través de la comercializadora brasilera CIEN (Cía. de Interconexión Energética). CEMSA realiza esta operación por cuenta propia, comercializando unidades propiedad de C.T. NOA S.A., según el siguiente detalle:

Unidad Comprometida	MW
LBANTG21	12.97
PALPTG22	12.97
LRIOTG21	12.96
LRIOTG22	11.10
TOTAL	50.00

b.3. Contrato De 1.000 Mw (Cemsa-Cien) (Segundos 1000 Mw)

Fue autorizado por la Res. SEyM N° 263/00, del 19 de Diciembre de 2000. Se trata de la autorización a CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur SA) para exportar hasta 1.000 MW de Potencia Firme y Energía Eléctrica asociada en el nodo frontera Garabí con destino a Brasil, siendo la parte compradora CIEN (Companhia de Interconexão Energética), por un lapso de 20 años contados a partir agosto de 2002.

A tal fin se comienza a utilizar la segunda línea de interconexión. El respaldo de la exportación se realiza mediante comercialización por parte de CEMSA de unidades de propiedad de C.T. San Nicolás S.A., C. Costanera S.A., C. Piedra Buena S.A., C. Dock Sud S.A. y Centrales de la Costa Atlántica S.A., según el detalle presentado en el Cuadro 4

Con las unidades comercializadas, CEMSA realiza la Exportación por cuenta y orden de los Generadores, excepto la parte respaldada con unidades de Centrales de la Costa Atlántica S.A., en que actúa por cuenta propia.

b.4. Exportación Adicional De 50 Mw

Adicionalmente y por Resolución SE 409/02 se autorizó a CEMSA a exportar por contrato hasta 50 MW de Potencia Firme y Energía Asociada con destino a la República Federativa del Brasil por el Segundo Circuito de Interconexión Internacional Rincón de Santa María - Garabí.

El contrato de venta es entre CEMSA y la comercializadora brasilera CIEN (Cía. de Interconexión Energética) y se concreta mediante la comercialización por parte de CEMSA de unidades de generación propiedad de C.T. NOA S.A., para realizar la Exportación por cuenta y orden de esa Generadora, según el siguiente detalle del Cuadro 4

I.4.2. Los contratos privados de exportación a Uruguay

Aquí se analizan brevemente todos los antecedentes correspondientes a los contratos de exportación entre privados generadores y UTE-Uruguay. Se consideran los acuerdos firmados entre los diferentes actores del sistema argentino, que hicieron posible el intercambio.

a. Contrato 100 MW (Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. – UTE)

El contrato fue realizado bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Eléctrica Asociada, de acuerdo a las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de "Los Procedimientos"). Fue autorizado por la Res. SEyM N° 313/00, del 29 de Diciembre de 2000.

La fecha de Inicio fue el 1° de febrero de 2001 por 36 meses, la potencia Comprometida fue de 100 MW, durante las 24 hs. del día.

Este contrato está en conflicto ya que UTE declaró a la SE haber rescindido unilateralmente el contrato.

b. Contrato 165 MW (Central Puerto S.A. – UTE)

El contrato fue realizado bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Eléctrica Asociada, de acuerdo a las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de "Los Procedimientos"). Fue autorizado por la Res. SEyM N° 314/00, del 29 de Diciembre de 2000.

La fecha de Inicio fue el 1° de febrero de 2001 por un período de 36 meses. El precio Energía de la energía adoptado es el SPOT de la Energía y la Potencia en el Nodo Colonia Elía 500 KV tiene un precio de 1400 u\$s/MW mes. La Potencia Comprometida fue de 165 MW, durante las 24hs del día. Este contrato está en conflicto ya que UTE declaró a la SE haber rescindido unilateralmente el contrato de la misma manera que el contrato con Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A.

c. Contrato 338 MW (CEMSA – UTE)

Se trata de tres contratos autorizados mediante Resoluciones SE N°s 76, 77 y 78 de 2003 entre CEMSA y Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay a partir de 1 de febrero de 2003 y por el término de dos años. Se utiliza la interconexión existente entre Argentina y Uruguay siendo Colonia Elía 500 KV el nodo de suministro. La potencia firme es 338 MW en tres contratos y para respaldar la operación CEMSA ha suscripto Acuerdo de Comercialización de Generación con CT Güemes SA, CT Sorrento SA, CT NEA SA, CT NOA SA y CT del Litoral SA.

Con las unidades comercializadas propiedad de CT Güemes S.A., CEMSA realiza la Exportación por cuenta y orden de esta empresa. Las otras dos Exportaciones son realizadas por CEMSA por cuenta propia.

I.4.2. Los contratos privados de exportación a Chile

Línea Cobos (AR) con Atacama (CH).

Chilgener, empresa eléctrica chilena, tiene a su cargo la realización y explotación de este proyecto, a través de sus dos filiales argentina: Termoandes, a cargo de la central e Interandes, a cargo de la transmisión.

La interconexión constituye un caso particular. La central de TERMOANDES SA instalada en el territorio argentino, inicialmente fue autorizada para exportar al

Sistema Norte Grande de Chile (SING) mediante una LEAT de 345 kV no interconectada al SADI.

La Resolución SEyP 145/97 otorgó la autorización para el ingreso de Termoandes SA, como agente generador del MEM, en su carácter de titular de la CT Nueva Güemes, para exportar energía eléctrica a Chile, sin vincularse inicialmente al SADI (Sistema Argentino de Interconexión). Consecuentemente la operación de este sistema, aislado del SADI, no afecta la calidad ni la seguridad de este último.

El beneficio de una posible integración con el SADI sería el respaldo que este sistema podría brindarle a la demanda del SING, ante la pérdida eventual de generación en Nueva Güemes.

Posteriormente, mediante Res. SEyM N° 92 del 26 de enero de 2001, se autoriza su ingreso al MEM en un nuevo punto del SADI, habilitándola a solicitar el permiso de acceso a la capacidad de transporte existente en los términos señalados en el Anexo 16 de “Los Procedimientos”.

I.5. Prospectiva de integración eléctrica

La probable evolución de la integración eléctrica de Argentina con sus países limítrofes se ha esbozado considerando los proyectos que se proponen en los siguientes documentos oficiales: Informe de Prospectiva 2002-2012 (SEE-Mayo 2003), Informe de Evaluación de Riesgos Mediano y Largo Plazo – Período 2004 – 2007 (CMMESA-Diciembre 2003); y Plan Energético 2004-2008 (Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios - Secretaría de Energía - Mayo 2004).

Esos trabajos presentan diferente grado de actualización, profundidad de análisis y plazo de proyección. Sin embargo, se observan proyectos en común, que de alguna manera otorgan señales positivas hacia el fortalecimiento de la integración eléctrica. Tres tipos de propuestas van en esa dirección

La primera se orienta hacia el fortalecimiento y expansión de la red eléctrica interna, con algunos avances en interconexiones externas; la segunda propuesta considera la ampliación de los contratos de privados con obras de interconexión asociadas, y por último se avanza en la propuesta de ampliación y construcción de dos nuevos Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos.

A continuación se presentan aquellos proyectos que aparecen con mayor probabilidad de implementación.

I.5.1. Expansión del Transporte Interno

Como ya se mencionara en capítulos anteriores del presente trabajo, las instalaciones de transporte en especial las de alta y media tensión, han experimentado en los últimos años crecientes grados de utilización. Han alcanzado en determinados casos, los niveles de tensión límite de las bandas permitidas o generado la necesidad de convocar el despacho de generación forzada local, a fin de compensar faltantes de potencia activa o reactiva, o garantizar la seguridad del suministro¹⁷.

A fin de mejorar esa situación se incorporaron modificaciones en la normativa específica, se lanzó el Plan Federal de Transporte Eléctrico y se iniciaron procesos de lanzamiento de obras. Estas iniciativas no permitieron superar la crítica situación y los informes de Prospectiva 2002 de la SEE y de Riesgo de CAMMESA han alertado, sobre las restricciones de transporte que podrían limitar el despacho de cargas. Finalmente el Plan Energético de mayo 2004, propone el Plan Nacional de Transporte, listado de obras y acciones para superar el riesgo de abastecimiento.

Este documento mantiene obras identificadas en el Plan Federal de Transporte junto con otras ampliaciones de la red requeridas en el mediano plazo. Este conjunto de inversiones previstas, algunas en ejecución, otras a ejecutar durante el período 2004-2008, y algunas de mas largo alcance, se orientan a cumplimentar los siguientes objetivos: reducir significativamente la congestión en el corredor Comahue-GBA; resolver situaciones críticas en estaciones transformadoras la red de transporte; vincular el sistema patagónico con el SADI (en ejecución) y ampliar la capacidad de transporte para exportar energía desde el NOA y desde el NEA hacia la región central (Centro-GBA-Litoral). En particular se espera convertir al NEA en el principal nuevo exportador de energía, con transferencias del orden de 6.000 MW o superiores, alcanzando niveles similares a los del Comahue.

¹⁷ Las principales restricciones de transporte que afectan la disponibilidad del parque térmico, operan actualmente en el corredor Comahue GBA. Por su parte el corredor NEA-Litoral-GBA presenta actualmente restricciones para el ingreso de energía no firme de Brasil.

Entre los proyectos incluidos se destacan algunos que en particular se orientan (directa o indirectamente) a ampliar la capacidad interna con vistas a fortalecer el intercambio internacional como por ejemplo¹⁸:

- Compensación Shunt: Ampliación del corredor NEA – GBA con una primera etapa de 350 MVAR, aumentando la capacidad hasta 2.300 MW, incluyendo una ET de instalación: Paso de la Patria, Resistencia, Romang, G. Rodríguez (puesta en servicio 2006).
- LAT 500 kV Sistema Transmisión Yacyretá: Tercer vínculo en el corredor NEA – Litoral – GBA (plazo de obra 36 meses).
- LAT 500 kV NOA – NEA: En dos etapas: primero interconectando la central aislada TermoAndes con el Nodo NOA, de esta manera se logra ampliar capacidad e incorporar un vínculo importante con el Sistema Norte Chileno (SINC). Luego se realizaría la línea Cobos-Resistencia, que completará la interconexión NOA-NEA. De esta manera aumenta la capacidad de exportación NOA en 700 MW y permite la exportación a Brasil en condiciones más favorables (plazo de obra 36 meses).
- LAT 500 kV COMAHUE-CUYO: Promueve una mejora en calidad del servicio en Cuyo y permitiría incrementar las posibilidades de interconexión del SADI con el Sistema Central de Chile. Contribuye a lograr el cierre del anillo energético. (plazo de obra 36 meses).

Todos estos proyectos se orientan, algunos mas directamente que otros, hacia el logro de avances concretos en materia de integración energética en la región. El cierre de la interconexión entre el SINC con el Norte Argentino y la Regiones Sud y Sudeste de Brasil-Paraguay, y la vinculación entre el SADI y el Sistema Interconectado Central de Chile son los grandes objetivos finales.

En resumen. Según se indicó en el capítulo 4 de Oferta, y a los efectos del presente estudio y dentro del período abarcado por el mismo, se considera que el sistema de transporte removerá sus actuales restricciones y se expandirá de manera

¹⁸ Las obras destinadas a superar la crisis inmediata del sistema de transporte son: 780 MVA de transformadores, 257 MVAR de capacitores y 264 MVAR de compensación Shunt (febrero de 2005), y la ampliación de capacidad de transporte del corredor Comahue – Buenos Aires por ampliación de capacitores serie de EETT de 500 kV Choele Choel y Olavarría (2005)

óptima para vincular oferta demanda, minimizando la congestión en los corredores. Es decir que se supone que se aplicarán mecanismos, en especial regulatorios que aseguren una razonable coordinación y anticipación de las decisiones de inversión basada en criterios de confiabilidad, en coincidencia con las propuestas del Plan Energético Nacional antes expuestas.

I.5.2. Ampliación de flujos de Intercambio

El Informe de Prospectiva estima que la ampliación de los intercambios futuros será factible si: se realizan las obras de Transporte internas al Sistema Argentino, en especial la línea NOA-NEA (2 tramos), la línea Comahue-Cuyo; si se fortalece el vínculo NEA-Litoral-GBA y se efectúan todas aquellas obras destinadas a alcanzar en cada caso el Nodo Frontera, que se plantee para la interconexión.

Intercambios con Brasil

Con respecto a Brasil, actualmente Argentina realiza operaciones de compra de energía no firme (hasta 500 MW) a través de Cammesa y operaciones de venta mediante contratos de suministro de potencia (hasta 2100 MW) con energía asociada (firme) a través de comercializadoras privadas con dos vínculos de transporte en 500 kV desde Rincón (Yacyretá) hasta Garabí.

Con respecto a los futuros intercambios, el Informe de Prospectiva 2002 planteó (previo a la crisis energética), la ampliación de los contratos de exportación en 1200 MW adicionales, a través de un nodo frontera definido en el área cercana a Puerto. La interconexión podría hacerse directamente con la región Sudeste del vecino país, a diferencia de los casos anteriores, cuyo destino es la región Sur. Esta operación ha sido considerada según el Informe de Prospectiva como una exportación a partir del año 2008, asociada a la incorporación de la Línea NOA-NEA y las obras asociadas a alcanzar el nodo frontera.

Un análisis actualizado de esa proyección permite suponer un diferimento de la fecha mencionada. Algunos elementos sustentan esa hipótesis. Uno de ellos, está asociado al bajo factor de utilización del vínculo Rincón-Garabí, hecho que podría desalentar la ampliación de la interconexión. Por otra parte la situación actual del sector eléctrico argentino demuestra una elevada dependencia del gas, cuyo nivel de reservas y

principalmente su evolución prevista son en la actualidad foco de fuertes polémicas. Esta situación podría llevar a limitar o posponer contratos de exportación, por lo menos hasta lograr una garantía del abastecimiento interno¹⁹.

Como contrapartida, la ampliación de la capacidad del corredor NEA-Litoral-GBA (compensación shunt), permitirá aumentar los flujos de importación, en especial los provenientes de la energía secundaria hidráulica disponible en ese país.

Estos análisis permitirían concluir que la oportunidad de afianzamiento de la integración es más que oportuna. Ya que la recepción de energía excedente de Brasil, permitiría ahorrar gas para garantizar en la medida de lo posible generación térmica de exportación en los períodos de escasez de Brasil. Vale la pena aquí hacer algunas consideraciones particulares sobre esta conclusión y las posibilidades sobre su afianzamiento.

Ya los resultados del Proyecto CIER 02-Fase II, concluían sobre la conveniencia de esos intercambios. Allí se afirma: “los estudios de interconexión Argentina-Brasil indican un fuerte beneficio para la integración energética de los países, obteniéndose una reducción de los costos operativos de Brasil del orden de 44%, mientras los de Argentina tuvieron una reducción de 36%”. “..., el beneficio para el sistema brasileño es producto de la reducción del riesgo de falla en condiciones hidrológicas críticas gracias a las importaciones de energía térmica desde Argentina”.

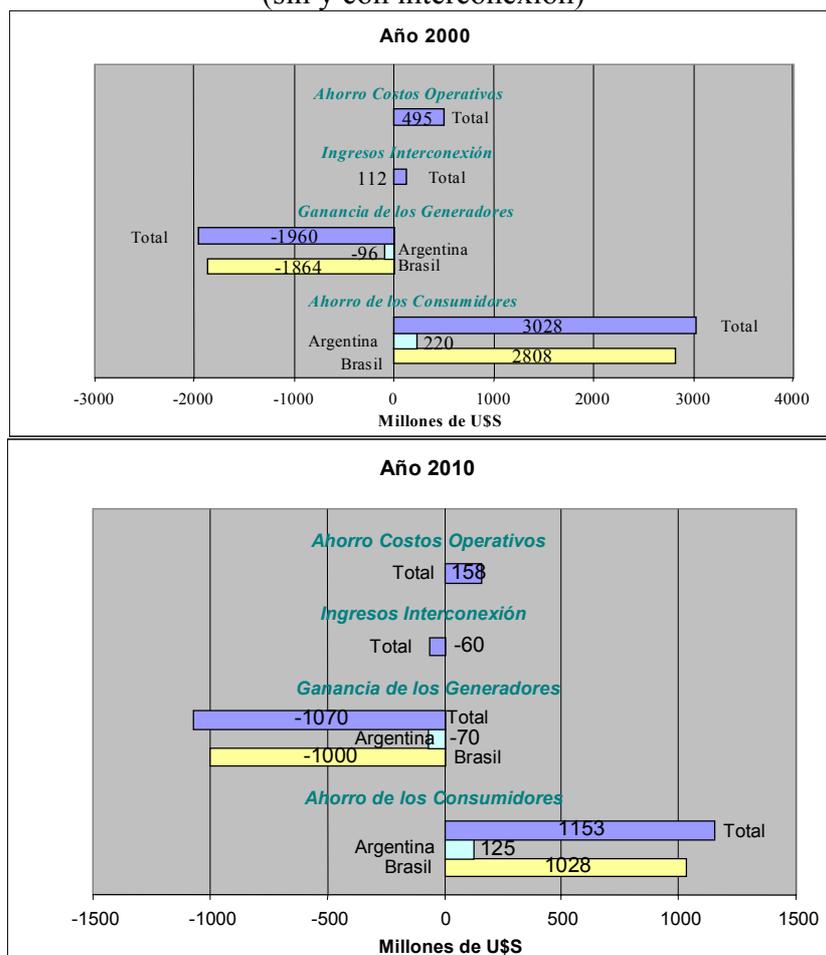
Vale aquí recordar las características de los sistemas nacionales que determinan los resultados hallados. Ellas son: en el caso de Brasil, períodos hidrológicos favorables, con excedentes energéticos y centrales hidráulicas de gran porte. Períodos magros en los que, la energía es valorada como ENS. Es un exportador neto de energía hidroeléctrica secundaria, acentuado por contratos gas: “Take or Pay”. Reduce el riesgo de falla en períodos hidrológicos críticos por importación de energía térmica de Argentina.

Por su parte Argentina presenta: diversidad hidrológica, el mayor equipamiento térmico de Sudamérica, buena proporción de ciclos combinados de alto rendimiento, disponibilidad de gas a bajo costo aunque con restricciones y diversidad horaria y estacional del mercado consumidor. Respecto de Brasil: compensa períodos magros: riesgo falla, alto costo, períodos ricos: puede absorber energía excedente o secundaria.

¹⁹ Recientes acuerdos de importación de gas desde Bolivia apuntan en esa dirección

Es importante considerar que, si bien las simulaciones del Proyecto CIER 02 de la interconexión entre ambos países, indicaron los beneficios mencionados, las mismas también permitieron estimar que “aún cuando una interconexión reporta beneficios globales, la reasignación de ingresos proveniente de la misma no necesariamente favorece a todos los actores, pudiendo perjudicar a algunos o generar desarrollos débilmente sustentables”. Esta afirmación es ilustrada con el resultado de esas simulaciones en el gráfico siguiente. En él que se muestra, para dos años de corte y un aumento de la interconexión, los valores correspondientes a los ahorros de costos operativos anuales, los ingresos de la interconexión, las ganancias de los generadores y los ahorros de los consumidores, para los flujos resultantes de las simulaciones. Los valores positivos representan impactos beneficiosos y los valores negativos, perjuicios para los agentes correspondientes.

Figura I.21 Comparación de Impactos y Beneficios
(sin y con interconexión)



Fuente: Proyecto CIER 02 Fase II Informe Ejecutivo Capítulo VI. Idee/FB-Cepel-PSRI Mayo 2000.

Puede observarse que todas las variables tienen signo positivo, mientras que se destaca el perjuicio a los generadores en ambos años. También se observa que el transportista (ingreso de la interconexión) en el 2010 presenta pérdidas. Es decir que, a pesar de registrarse Ahorros de Costos Operativos en los sistemas, se verifican pérdidas en lugar de ingresos en la ampliación de 1000 MW en la Interconexión entre Argentina Mercado y Brasil Sudeste²⁰

Ello implica que la señal de estímulo de los mercados interconectables al Transportista, se anula antes que dichos mercados hayan minimizado sus costos operativos por efecto de la interconexión. De tal manera, ampliaciones adicionales de dicha interconexión no serían llevadas a cabo, aún cuando todavía pudieran producir ahorro de costos en los sistemas.

Ello implica que, no obstante el beneficio global, las particulares regulaciones aplicadas pueden perjudicar o beneficiar acentuadamente a diversas clases de actores y provocar consecuencias significativamente negativas. Si éstas se cambian, mediante la adopción de soluciones normativas que modifiquen las condiciones de inequidad o débil sustentabilidad, las barreras pueden ser eliminadas o, al menos, amortiguadas, viabilizando por lo tanto las ventajas de la integración.

Los contratos que vinculan el sistema argentino con el brasileño, tuvieron por objetivo facilitar los intercambios, algunas características de los mismos así lo indican, otras parecen convertirse en potenciales inconvenientes. Algunos ejemplos permiten ilustrar esto. Por ejemplo, el precio de la energía se establece dentro de valores normales del mercado argentino²¹, no contemplándose incrementos por costo de falla en el Sistema brasileño. Por otra parte no se convienen condiciones para el flujo inverso (energía secundaria del Sistema brasileño), el que por otra parte está imposibilitado actualmente por carencia actual de capacidad de transporte interna del Sistema argentino. El aprovechamiento de los excedentes brasileños parecería depender de la estrategia seguida por los comercializadores privados habilitados para ofertar energía de importación a precios a los cuales están dispuestos a vender y no a aprovechar plenamente la oportunidad de intercambio.

²⁰ Ver en CIER 02 Fase II, impactos en Informe “Identificación de Barreras...”, pag. 31. Las condiciones preexistentes supuestas antes de esta ampliación son: Brasil-SE – Argentina-Me: 1000 MW; Brasil Sur – Argentina-ME: 2000 MW. Con la ampliación, la Interconexión Brasil-SE – Argentina-ME alcanza 2000 MW.

Por otra parte se observan ciertos factores que de subsistir podrían generar inconvenientes en la actual situación del mercado argentino. Uno de ellos es que las exportaciones de contratos de potencia firme tienen prioridad frente al abastecimiento de la demanda interna en el Mercado Spot (si las unidades declaradas como respaldo están disponibles), que representa el 77% de la demanda comercializada. Como estos contratos representan un incremento del 15% de la carga máxima (2400 MW), si son convocados plenamente puede haber algún riesgo de no abastecer la demanda interna.

Estos y otros factores, hacen suponer la necesidad de plantear a futuro posibles ajustes en la regulación del comercio exterior de electricidad en pos del máximo beneficio para ambos países.

Intercambios con Uruguay

Con respecto a los intercambios con Uruguay, se ha considerado en los escenarios del Informe de Prospectiva que los contratos vigentes a la fecha se extienden hasta el 2012. La exportación a Uruguay simulada consiste en 338 MW correspondientes al contrato vigente de la Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) con CEMSA.

Intercambios con Chile

El 18 de febrero de 2003 se realizó en la ciudad de Santiago de Chile la reunión de la Comisión Técnica Binacional de Integración de los Mercados Energéticos entre Chile y Argentina, con la presencia de la Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía de Chile y su par argentino, el Secretario de Energía. En el marco de dicha comisión, ambos funcionarios destacaron la necesidad de avanzar hacia la integración de los mercados energéticos de ambos países, dando prioridad a las tareas orientadas a lograr dicho objetivo, tratándose paralelamente los aspectos legales y técnicos del Proyecto de Interconexión (Reglamento de Interconexión y Comercialización, Manual de Procedimientos, Intercambio de Información, etc.)

Con este país la Prospectiva estima dos posibilidades de interconexión:

- Con el Sistema Interconectado Central (Sic). En este caso se ha considerado un intercambio de 300 MW desde el nodo Cuyo, que no sería del tipo de los contratos existentes con Uruguay y Brasil, de potencia firme con energía

²¹ El Contrato incluye también un cargo por Potencia.

asociada, sino que se trataría de un intercambio de oportunidad, donde ambos sistemas colocarían sus excedentes. En el año 2006 sería el inicio de este intercambio, asociado a la incorporación del corredor en 500 kV que une las regiones Comahue y Cuyo.

- Con El Sistema Interconectado Norte Grande (Sing)

Esta interconexión se basa en la Central Salta de TERMOANDES S.A. instalada en el territorio argentino, autorizada para exportar al Sistema Norte Grande de Chile (SING) mediante una LAT de 345 kV no interconectada al SADI. Posteriormente, mediante Res. SEyM N° 92 del 26 de enero de 2001, se autoriza su ingreso al MEM en un nuevo punto del SADI como agente generador, habilitándola a solicitar el permiso de acceso a la capacidad de transporte existente en los términos señalados en el Anexo 16 de “Los Procedimientos”. Mediante Res. ENRE 385/2002 se le otorgó el Acceso a la Capacidad de Transporte del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en la Estación Transformadora (ET) de 132 kV denominada "Cobos", que se vinculará con el sistema de 132 kV perteneciente a la Transportista De Energía Eléctrica Por Distribución Troncal Del Noroeste Argentino Sociedad Anonima ("Transnoa S.A."). La autorización concedida está condicionada a que TERMOANDES S.A. cumplimente en forma previa a la efectiva conexión de la TG, además de aquellas obligaciones establecidas en la Resolución S.E. y M. N° 406/01 y las previstas en la Etapa 1 del Procedimiento Técnico N° 1, (disposición y verificación de la autonomía y control de la TG, instalación de transformadores de corriente (TI) del corredor Norte-Centro de NOA, adecuación del Sistema de Supervisión y Control Inteligente (SSCI) de El Bracho contemplando la ampliación de la línea de 132 kV Güemes - Salta Norte, instalación de un Resistor de Frenado (RF), etc.), todos los aspectos y dispositivos técnicos que se determinen en oportunidad de las Etapas 2 y 3 y que le sean requeridos, y suministrar toda la información necesaria, a fin de resguardar las condiciones de confiabilidad y calidad de servicio en el SADI.

En los escenarios simulados se consideró que aproximadamente 300 MW de la potencia instalada en la central son dedicados a abastecer demanda en Chile, y el resto, al interconectarse al SADI, quedará disponible para el Mercado Argentino.

I.5.3. Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos ²²

Con respecto a este tipo de proyectos se consideran proyectos firmes aquellos que forman parte del Plan Energético Nacional a saber:

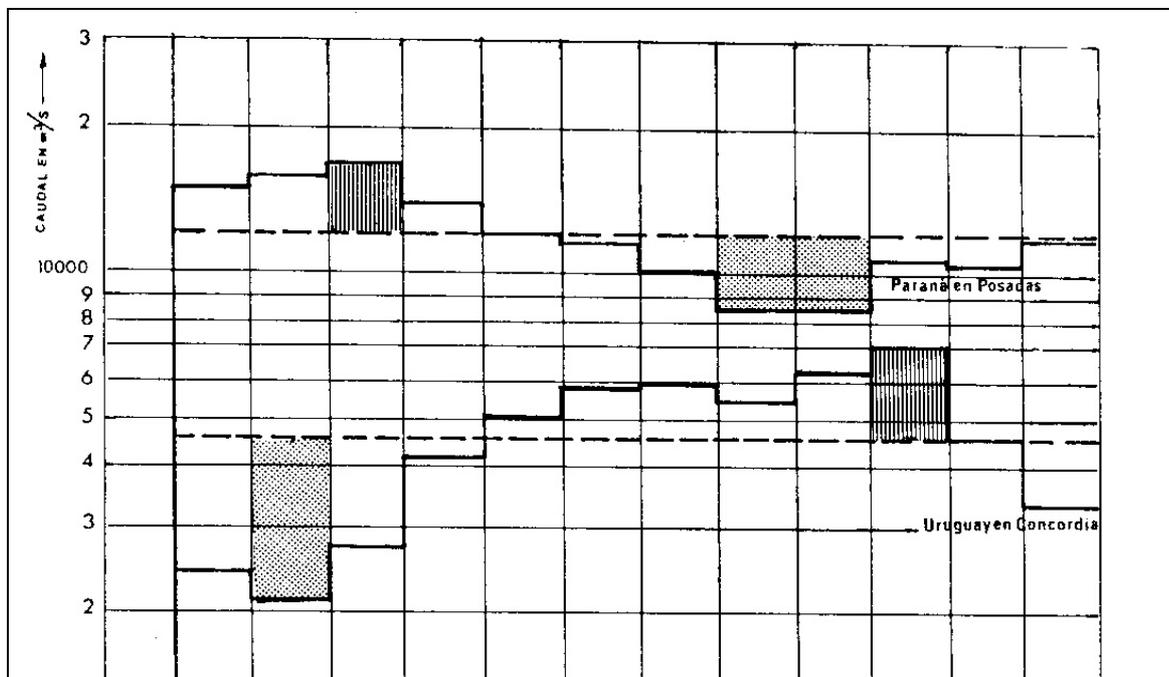
Yacyretá: Se implementará el Plan de Terminación que se compone de obras y acciones que permitirán elevar el nivel del embalse de la actual cota 76 msnm a 83 msnm. El plan prevé un recrecimiento a la cota intermedia de 78 msnm hacia fines de 2005 y su terminación en 2008. El proyecto incrementará su oferta de potencia y energía al MEM en 380 MW y 2500 GWh-año a partir de 2006 y en 1300 MW y 8500 GWh-año a partir de 2008 (considerando el 100% de la producción comprada por Argentina)²³. Se considera clave la gestión de relocalización de población local, y en general de todos los impactos socioeconómicos y ambientales, ya que actualmente la exigencias han adquirido mayor gravitación. Este aspecto se aplica tanto a los organismos de financiamiento internacional como a la sociedad en su conjunto.

En el informe de Prospectiva 2002, y a los fines del presente estudio la oferta eléctrica incremental, de origen hidráulico, se consideran proyectos binacionales que se ubican sobre los ríos Uruguay y Paraná respectivamente, cuyos regímenes hidrológicos son complementarios según se puede observar en el Gráfico siguiente.

²² Las características de estos proyectos ya han sido presentadas en el Capítulo 4.2 correspondiente a la Oferta de generación de la primer parte. Aquí se recuerdan algunos de sus principales aspectos.

²³ A los fines del estudio se supone que Argentina comprará la producción de la central sobre el brazo principal (actual central) y Paraguay comprará la producción de la futura central sobre el brazo Aña Cua con 255 MW de potencia y 2000 GWh-año de energía.

– Régimen Hidrológico Distribución Mensual del derrame Medio Anual. Río Paraná en Posadas y Uruguay en Concordia



Fuente: Plan nacional de Equipamiento 1979-2000 SEE-Argentina

Los proyectos incorporados son: En el Sistema del Uruguay se ha seleccionado el proyecto Garabí. Este es un Proyecto Binacional con Brasil, con probable iniciación en 2005 y terminación en 2010, que incorpora 900 MW y 3250 GWh-año al MEM (considerando solo el 50% de la producción comprada por Argentina).

En el Sistema del Paraná se ha seleccionado el proyecto Corpus. Este es un Proyecto Binacional con Paraguay, con probable iniciación en 2008 y terminación en 2015, incorpora 2.900 MW de potencia y 19.000 GWh año al MEM. Uno de los mayores atractivos de este proyecto se basa en la posibilidad de ubicar la energía del mismo en el mercado brasilero.

Estos dos Proyectos más la terminación del Proyecto Yacyretá, configuran un escenario con alta participación de la oferta hidráulica del NEA exportando hacia la región central de Argentina. Este escenario de oferta requiere una fuerte ampliación futura del corredor NEA-GBA-Litoral. El fortalecimiento gradual de la capacidad de transporte en este corredor, permitirá una sustantiva mejora de la optimización de los intercambios con Brasil.

Por otra parte, se considera que una eventual demora en la fecha de terminación del proyecto Yacyretá conllevaría dos consecuencias negativas: i) agravaría la situación para el período más crítico (2006-2008) y ii) retrasaría la ejecución de Corpus obligando a adelantar centrales térmicas, con efectos negativos sobre los costos del abastecimiento.

Cronograma probable de ampliación e Incorporación de AHC

AHC	Año	Potencia (MW)
Yacyretá cota 78	2006	340
Yacyretá cota 83	2008	970
Garabí	2010	900
Corpus etapa 1	2015	1450
Corpus etapa 2	2016	1450

1.6. Conclusiones

Ha llevado varios años lograr, que entre Argentina y sus países limítrofes existan vínculos físicos para permitir el intercambio de electricidad. Los mas importantes corresponden por un lado a líneas que facilitan la compensación de déficits locales o nacionales y por el otro a las obras de evacuación de la energía generada en dos Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos.

La capacidad total de interconexión supera los 8000 MW, representando más de un 30% de la potencia instalada del país, lo cual indica que el esfuerzo ha sido importante. Por otra parte la mayoría de los vínculos físicos, presenta posibilidades de aumento del factor de utilización y se ubica en la región NEA y Litoral del país.

Las exportaciones más importantes se han originado a partir de generación térmica en base a gas natural (ciclos combinados) con dos países destino:

- Brasil que en el año 2001, hizo uso de los contratos de potencia firmados y de la línea construida especialmente para abastecerse en un período de crisis por escasez hidrológica, y
- Chile, en el que tanto la obra de generación como la de transporte tuvieron como finalidad abastecer el norte minero, en una incomprensible competencia con dos gasoductos de construcción casi simultánea

Las importaciones más relevantes se verificaron a partir de la construcción de las represas binacionales: Yacyretá y Salto Grande cuyos períodos de maduración, acuerdo y construcción han llevado décadas. Ahora existe un importante bagaje de experiencia que debería facilitar la concreción de los proyectos en estado más avanzado de estudio.

La capacidad de exportación es importante. Por su parte las importaciones se ven limitadas por la reducida capacidad remanente que dispone la red de transporte interno (con varios corredores saturados). La posibilidad de una crisis de abastecimiento debido a las restricciones de disponibilidad de gas, llevó a CAMMESA a licitar “Acuerdos de Provisión” de electricidad desde Brasil en el punto de interconexión Garabí durante el período Junio – Noviembre 2004. Si bien se presentaron varios oferentes, las posibilidades efectivas de recepción sólo ascienden a 500 MW, razón por la cual, ese fue el límite impuesto en los Acuerdos.

Las expansiones previstas en el corto plazo van en dirección de la ampliación de la capacidad necesaria para recibir energía excedentaria de Brasil.

Por otra parte las características y dimensiones de los mercados nacionales permiten especular sobre la anticipación de futuros emprendimientos hidroeléctricos compartidos si el destino de la generación es el mercado brasileño, aunque sin dejar de considerar sus impactos socioeconómicos y ambientales.

ANEXO

Algunos Instrumentos Internacionales de Integración Energética

Argentina – Brasil

Los acuerdos internacionales de integración energética recientes entre estos dos países son:

- Protocolo de Intenciones sobre Cooperación e Interconexiones Energéticas, del 9 de abril de 1996.
- Memorandum de Entendimiento sobre el Desarrollo de Intercambios Eléctricos y Futura Integración Eléctrica del 13 de agosto de 1997.

Protocolo de intenciones – 9/abril/1996

En los considerandos explicita:

- La importancia de la complementación energética, para una deseable integración que permitirá un mejor aprovechamiento de sus recursos, garantizará la regularidad del abastecimiento energético, hecho de importancia estratégica en el desarrollo económico y en la integración.
- Intensificación del entendimiento que posibilite la interconexión de sus respectivos sistemas eléctricos.
- Las significativas reservas de gas natural de Argentina y las necesidades de Brasil y, en particular, Río Grande del Sur, de implementar nuevas alternativas de abastecimiento a un mercado con altas tasas de crecimiento. Teniendo en cuenta también la potencialidad de inserción del gas argentino en el intercambio bilateral.
- La consideración del Tratado para el aprovechamiento del Río Uruguay y su afluente el Pepirí Guazú

En función de ello declaran:

1. Ambos Gobiernos, en el cuadro normativo de cada país comprometen condiciones que permitan:
 - ◆ Transacciones de energía eléctrica y gas libremente contratadas entre empresas de los dos países.
 - ◆ Obedeciendo al principio de simetría en el tratamiento.
 - ◆ Comprometiéndose a otorgar licencias o concesiones de operación o exploración de gasoductos o redes de transporte de energía eléctrica necesarias para las actividades de importación y exportación, evitando prácticas discriminatorias.
2. Los dos gobiernos reafirman su interés en la realización del emprendimiento hidroeléctrico de Garabí, mediante el otorgamiento en concesión, para su construcción, manutención, y operación, a capitales privados de riesgo.

3. Se reafirma la necesidad de profundizar los estudios, con la participación de los máximos organismos energéticos de ambos países, que permitan avanzar en las condiciones básicas para la concreción de interconexiones eléctricas, tendientes a la integración de sus respectivos mercados. Se apoyará la conciliación de estas interconexiones con la localización del aprovechamiento hidroeléctrico y de la estación convertidora de Garabí.
 4. Se comprometen los estudios conducentes a la inserción de gas natural de Argentina en la matriz energética de Brasil, estimulando, en una primera etapa, la implantación de una central termoeléctrica alimentada con gas argentino, a ser instalada en la ciudad de Uruguayana.
 5. Se comprometen a la adecuación de sistemas tarifarios y restricciones no tarifarias para la consecución de los objetivos de este instrumento.
 6. Se acuerda que el cuadro normativo aplicable a importación, exportación, y transporte de energía eléctrica y gas natural, será incorporado a la legislación de cada país.
- ◆ El régimen jurídico a ser implementado deberá permitir que exportadores e importadores negocien o acuerden el precio de compra y venta de los bienes energéticos mencionados, cuyas tarifas y precios deberán procurar reflejar costos económicos eficientes, los servicios a ellos asociados, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y demás condiciones comunes a este tipo de contrato.

Memorandum de Entendimiento sobre el Desarrollo de Intercambios Eléctricos y Futura Integración Eléctrica – 13/agosto/1997

Ambos Gobiernos:

- Teniendo en cuenta el Protocolo de Intenciones del 9/abril/96.
- Reafirmando el interés en intercambios bilaterales que permitan la complementación de sus recursos energéticos, optimizar la seguridad del abastecimiento, la colocación de excedentes de energía y la capacidad instalada de ambos países;
- Comprometidos a otorgar autorizaciones, permisos, y concesiones para la construcción, operación y explotación de interconexiones, basados en el libre intercambio, acordados entre empresas de ambos países, las que deberán observar las normas reguladoras técnicas y ambientales vigentes en cada país;
- Determinados a mantener normas que garanticen el libre comercio de energía eléctrica, basadas en el principio de reciprocidad en la competencia y transparencia del mercado, de acuerdo a la legislación vigente en cada país y Tratados precedentes, con el objeto de promover la integración eléctrica regional;

Acuerdan los siguientes principios de simetrías mínimas:

1. Asegurar condiciones competitivas del mercado de generación, sin imposición de subsidios, con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con agentes de la demanda y de la oferta.
2. Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de EE contratar libremente sus fuentes de provisión, localizables en cualquiera de los dos países.
3. Permitir contratos de compraventa libremente pactados entre vendedores y compradores de EE, conforme a la legislación vigente en cada país, no estableciendo restricciones a su cumplimiento físico, distintas a las de contratos internos.
4. Posibilitar en cada país, que el abastecimiento resulte del despacho económico de cargas, incluyendo excedentes de energía en las interconexiones internacionales. Deberá desarrollarse la infraestructura de comunicaciones y enlaces que permitan el intercambio de informaciones, inclusive en tiempo real, para coordinar la operación física y la contabilización para la comercialización.
5. Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo las interconexiones internacionales, sin discriminaciones por nacionalidad o destino (interno o externo) de la energía o el carácter público o privado de las empresas, respetadas las tarifas reguladas para su uso.
6. Respetar los criterios de seguridad y calidad del abastecimiento ya definidos para cada país.
7. Garantizar el acceso abierto a la información de los sistemas, mercados y sus transacciones en materia de energía eléctrica.
8. Se realizarán los estudios necesarios para una operación conjunta de los mercados de ambos países.

El presente Memorandum entrará en vigor en la fecha de su firma y permanecerá en vigencia hasta que uno de los Gobiernos notifique su decisión de denunciarlo, con seis meses de antelación.

Argentina – Chile

El instrumento internacional reciente que regula los intercambios de energía eléctrica entre Argentina y Chile es el Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre el Gobierno de la República Argentina y el Gobierno de la República de Chile sobre “Normas que regulan la Interconexión Eléctrica y el suministro de Energía Eléctrica entre la República Argentina y la República de Chile”. Una síntesis del documento se da a continuación.

- **Protocolo sobre Normas que regulan la Interconexión y el Suministro de Energía Eléctrica – 29/diciembre/97**

El Protocolo se plantea en el marco del Acuerdo de Complementación Económica N° 16, suscrito el 2 de agosto de 1991, considerando también la Declaración Conjunta de los Presidentes de ambas Repúblicas, del 8 de agosto de 1997.

- I. Cada parte fomentará un régimen jurídico interno que permita a las personas naturales o físicas y jurídicas, la libre comercialización, exportación, importación y transporte de energía eléctrica entre ambos Países.
- II. No se pondrán restricciones a que los generadores y otros agentes del mercado de cualquiera de los dos países exporten energía eléctrica al país vecino, sobre la base de su energía física disponible, sea esta propia o contratada, que a tal fin comprometan los exportadores e importadores. Ello permitirá a las autoridades nacionales otorgar los permisos de exportación de energía eléctrica, sujetos a las leyes, reglamentos y normas técnicas y ambientales de cada país, en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento.

III. Las Partes se comprometen a:

- ◆ Asegurar condiciones competitivas del mercado de generación, sin subsidios o impuestos, con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias sobre los agentes.
- ◆ Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes que contraten libremente sus suministros, que podrán provenir de cualquiera de los dos países.
- ◆ Permitir y respetar los contratos de compraventa libremente pactados, conforme a la legislación vigente en cada país, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las establecidas para contratos internos.
- ◆ Posibilitar que el abastecimiento resulte del despacho económico de cargas incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones internacionales. Para ello deben desarrollarse las comunicaciones y enlaces para el intercambio de información, inclusive en tiempo real, para coordinar la operación física y la contabilización comercial.
- ◆ Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones relativas a nacionalidad o destino (interno o externo) de la energía o con el carácter público o privado de las empresas, respetando las tarifas acordadas y, de no existir acuerdo, las reguladas para su uso según metodología existente en cada país.
- ◆ Respetar los criterios de calidad y seguridad de cada país.
- ◆ No imponer discriminaciones a la industria eléctrica, debiendo los agentes observar la legislación impositiva y aduanera de cada jurisdicción.

IV. Las partes

- ◆ Otorgarán las autorizaciones, licencias, y concesiones para la exportación e importación y para la construcción, establecimiento, operación y explotación del o los sistemas de transmisión, así como para el transporte de energía eléctrica por redes nuevas o existentes.
- ◆ Deben permitir los intercambios de oportunidad (mercado spot), debiendo desarrollarse la infraestructura para el intercambio de la información y coordinación de la operación.

- ◆ Permitirán la inversión privada en la infraestructura de transporte para las interconexiones internacionales y otorgarán las licencias o concesiones, conforme al presente Instrumento y a la legislación de cada país.
- ◆ Las personas de derecho privado interesadas en emprendimientos en el marco del presente Protocolo, deberán tomar las medidas para asegurar la capacidad de transmisión, respetando el libre acceso a la capacidad remanente.

V Los vendedores y compradores negociarán y contratarán libremente el precio de compraventa, los plazos, los volúmenes involucrados, las condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de la energía por los sistemas de transmisión.

VI Las partes procederán de acuerdo al principio de no discriminación respecto a los consumidores afectados, cualquiera sea su ubicación geográfica, en casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura, ya sea en la exportación o en el consumo interno, debiéndose mantener las condiciones establecidas en los contratos.

Se conviene que la S. de Energía de Argentina y la CNE de Chile resguarden este principio.

VII Las Partes se comprometen a proporcionar a su Contraparte toda la información sobre autorizaciones, licencias y concesiones solicitadas y otorgadas para la exportación e importación de EE, su transmisión y construcción, operación y explotación de sistemas de transmisión relacionados.

También se proporcionará la información necesaria para el análisis del mercado interno. Se acuerda que la SE (Argentina) y la CNE (Chile), centralizarán estas informaciones.

Se garantiza el acceso abierto a la información que transparente el funcionamiento de los sistemas eléctricos de los mercados.

VIII Las controversias serán resueltas por:

1. Negociaciones diplomáticas directas.
 - a) La parte afectada notificará a la otra.
 - b) Se podrán solicitar los informes o asesorías que se estimen convenientes.
 - c) La negociación directa no podrá extenderse por más de 15 días corridos, pudiendo de común acuerdo prorrogarse por igual plazo, por una sola vez.
2. De no poder solucionarse, podrá recurrirse al procedimiento arbitral establecido en el Segundo Protocolo Adicional.

IX Las Partes se comprometen a reglamentar de común acuerdo, todos los aspectos necesarios para la debida ejecución del presente Protocolo.

- X El Protocolo entrará en vigencia en el momento de su firma, tendrá una duración indefinida, pudiendo denunciarse transcurridos treinta años. En este último caso, la denuncia sufrirá efectos a los tres años de su notificación. La ALADI será depositaria del presente Protocolo.