

Revista Energética



Energy Magazine

Año 17
número 1
enero - abril 1993

Year 17
number 1
January - April 1993



Tema: Conferencia Energética de América Latina y
El Caribe (ENERLAC 93)

Topic: Energy Conference of Latin America
and the Caribbean (ENERLAC 93)



PROSPECTIVA ELECTRICA EN EL MERCOSUR*

Graciela Díaz de Hasson**

1. LA CONFORMACION DEL MERCOSUR Y LA INTEGRACION ELECTRICA DE LA REGION

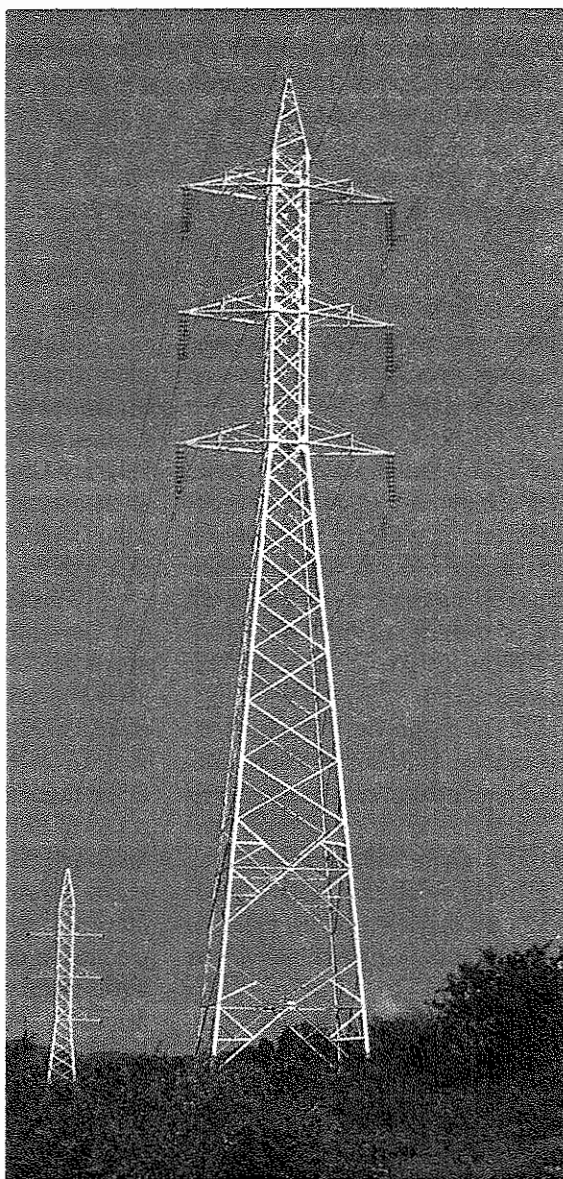
El nacimiento de los estados nacionales en América Latina fue acompañado desde sus orígenes por la concepción integracionista de los líderes de la independencia. En el presente siglo, una serie de organizaciones de naturaleza y propósito muy diversos aportaron a la integración continental.¹

Sin embargo, las dificultades en el proceso de integración económica se profundizaron en la década de los sesenta y llevaron a los países a buscar otras modalidades de integración: cubriendo áreas geográficas más reducidas o a partir de esfuerzos sectoriales. Como resultado de esta estrategia surgieron nuevas organizaciones: el Pacto Andino, la Asociación de Libre Comercio del Caribe (CARIFTA) y luego el la Comunidad del Caribe (CARICOM) y el Sistema Económico Latinoamericano (SELA).

En el área energética, el acercamiento de los países latinoamericanos ha sido creciente desde mediados de la década de los sesenta, promoviendo la constitución de entes específicos de cooperación y coordinación, como son la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL).

Con esos antecedentes y en este contexto se sellaron los acuerdos para la constitución del Mercado Común del Sur (MERCOSUR), con la firma del Tratado de Asunción en marzo de 1991 por los presidentes de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. En él se establece que el 1ro de enero de 1995 deberá encontrarse definitivamente conformado un Mercado Común que integrará los espacios económicos de los cuatro países del sur americano.

El espíritu que anima a los países signatarios del Tratado es potenciar el desarrollo de sus propias economías, acoger la incorporación de otros países de la región y mejorar su inserción internacional. En particular, este proceso posibilitará una mayor cooperación con otros bloques de países, ya sean regionales o extrarregionales.



* Trabajo basado en el "Estudio Prospectivo de la Demanda y Oferta de Energía Eléctrica en el MERCOSUR", realizado por el IDEE/FB en el marco del Proyecto ARG/87/014 entre el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto de la República Argentina y el PNUD, con la participación de D. Bouille, G. Hasson, H. Pistonesi, R.A. Hasson, F. Groisman, C. Suárez y H. Dubrovsky.

** Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche, Argentina

La integración económica en MERCOSUR requerirá una adecuación de sus sistemas energéticos y especialmente de los subsistemas de energía eléctrica. Es precisamente en el área eléctrica donde los países del MERCOSUR tienen importantes antecedentes de cooperación.

La integración de sus sistemas eléctricos ha sido persistente y merece destacarse junto con otros esfuerzos realizados en América Latina, como el Proyecto Energético del Istmo Centroamericano (PEICA) y los estudios para la interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano.

Las primeras interconexiones entre los sistemas eléctricos de los países del MERCOSUR surgieron de negociaciones bilaterales encaminadas a solucionar problemas de abastecimiento en áreas de frontera, generalmente aisladas de los sistemas eléctricos principales del país que presentaba el déficit.

Por la tensión en la que fueron realizadas y por su ubicación, estas interconexiones no pueden considerarse como el primer paso hacia una real integración de los sistemas eléctricos troncales de los países del área, no obstante su importancia para solucionar los problemas locales de abastecimiento.

Este tipo de vínculo y de cooperación entre los sistemas eléctricos seguramente se acrecentarán en el futuro, como un mecanismo adecuado para la resolución de los problemas de abastecimiento eléctrico a ambos lados de las extensas fronteras entre los países miembros del MERCOSUR.

Históricamente, las interconexiones en extra alta tensión entre los sistemas troncales de la región estuvieron subordinadas a la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos compartidos. Por este motivo puede afirmarse que las centrales binacionales constituyen los antecedentes más significativos de integración eléctrica en el MERCOSUR.

Los cuatro países comparten, junto con Bolivia, la Cuenca del Plata, una de las más extensas y caudalosas de América del Sur.² Esta cuenca incluye el 38% de la superficie continental de Argentina, el 17% del territorio brasileño, el 80% de la superficie de Uruguay y el 100% del territorio paraguayo. Los dos ríos más caudalosos de la cuenca, el Paraná y el Uruguay, constituyen parte de sus fronteras.

El interés en aprovechar económicamente las posibilidades que ofrecen estos cursos de agua se eleva a principios de siglo. Desde entonces se han hecho numerosos estudios, inicialmente encarados individualmente por los países y luego en forma conjunta a medida que se avanzaba en los acuerdos bilaterales.

Hasta el momento se han identificado, a partir de estudios binacionales, nueve aprovechamientos hidroeléctricos sobre los ríos Paraná y Uruguay, de los cuales dos se encuentran en operación (Itaipú³ y Salto Grande⁴) y uno en construcción (Yacyretá⁵).

Parece interesante destacar que las centrales actualmente en operación representan el 53% del potencial compartido, cifra que se elevará al 66% a partir de la entrada en servicio comercial de Yacyretá. Desde el punto de vista de su impacto sobre el abastecimiento eléctrico nacional, en 1973 -cuando se firmaron los Acuerdos y Tratados que dieron origen a las obras- la producción esperada de las centrales binacionales a la que cada país tenía derecho⁶ representaban el 62% de la generación eléctrica total de Argentina y Brasil, el 140% de la de Uruguay y 142 veces la generación total de Paraguay en ese momento.

En el largo proceso de negociaciones que emprendieron los países para el aprovechamiento de los cursos de agua compartidos, la estrategia elegida fue privilegiar los

acuerdos bilaterales a los multilaterales, en un marco de cooperación y buena voluntad de los restantes países de la cuenca directa o indirectamente afectados por la realización de las obras.

La conformación del MERCOSUR permite la revisión de esta estrategia en un marco de acuerdos multilaterales. La integración de los sistemas eléctricos nacionales avanzará, seguramente, en un espectro más amplio, no viéndose restringida al aprovechamiento de los recursos compartidos y permitiendo la cooperación entre países no limítrofes.

Como resultado del proceso histórico, actualmente los sistemas troncales argentino y uruguayo, por un lado, y el brasileño y paraguayo, por otro, se encuentran interconectados en muy alta tensión, permitiendo una operación coordinada de los parques de generación. Sin embargo, las asimetrías en el tamaño y las características del equipamiento limitan el alcance de la ayuda mutua frente a emergencias de los sistemas nacionales.

Los sistemas eléctricos brasileño y argentino aún no están interconectados, si bien ambos países han analizado esta posibilidad, primero en vinculación con la construcción de los aprovechamientos hidroeléctricos del Alto Uruguay (Garabí, Roncador y San Pedro) y más recientemente el anticipo de la interconexión a la construcción de las centrales compartidas.

El proceso de constitución del MERCOSUR permitiría cambiar el enfoque tradicional con el que se analizaron históricamente estas obras. En primer lugar, podría profundizarse la integración eléctrica con la coordinación de la operación de los embalses en la región, lo cual redundaría en un incremento de la energía hidroeléctrica firme, beneficio importante en una región

donde el 86% de la producción eléctrica corresponde a centrales hidráulicas. En segundo lugar, el proceso de integración podría favorecer una mayor coordinación de la expansión de los sistemas, permitiendo eventualmente el desplazamiento de inversiones. Finalmente, y no menos importante, la coordinación de las políticas energéticas en el MERCOSUR podría reducir el requerimiento de inversiones en el sector eléctrico, promoviendo un uso más racional de los recursos energéticos regionales.

Dado lo reciente del proceso de integración del MERCOSUR, los planes nacionales para el sector eléctrico no incluyen, en general, los impactos que este proceso tendrá tanto sobre la demanda como sobre el abastecimiento eléctrico. Por lo tanto, parece oportuno analizar prospectivamente los efectos de la constitución del Mercado Común del Sur sobre la evolución de los sistemas eléctricos nacionales.

Desde el punto de vista de la demanda eléctrica importa analizar:

- los efectos de la mera interconexión de los sistemas eléctricos debidos a la diversidad de cargas;
- los impactos de la constitución del MERCOSUR sobre el nivel de actividad económica de los países miembros y, consecuentemente, sobre la demanda de electricidad; y
- el cambio en el papel asignado a la electricidad en la satisfacción de los requerimientos energéticos, que el mercado común podría facilitar.

En lo que se refiere al abastecimiento eléctrico, el grado de complementariedad hidrológica y tecnológica de la oferta prevista por los países tendrá un importante efecto sobre el posible intercambio de electricidad entre los sistemas nacionales.

Un elemento que resulta de especial interés en este análisis es que el proceso de integración se superpone a la reestructuración institucional y regulatoria de los sistemas energéticos, especialmente en Argentina. Bajo las nuevas reglas de juego, los aspectos institucionales pueden afectar el aprovechamiento integral de los beneficios potenciales que presenta a las partes la integración eléctrica, y su influencia debería ser especialmente contemplada en el diseño del proceso de integración eléctrica.

2. LOS PLANES NACIONALES PARA EL SECTOR ELECTRICO

Los cuatro países del MERCOSUR tienen una larga experiencia en la realización de planes eléctricos, que en el pasado han signado la evolución de sus respectivos sistemas y sirvieron de base a las negociaciones entre los países para los estudios y construcción de obras eléctricas binacionales en el área del MERCOSUR.

Sin embargo, las características propias de cada uno de los sistemas eléctricos, su dotación de recursos energéticos y últimamente los cambios institucionales y regulatorios han afectado en forma diferencial al planeamiento eléctrico.

En el pasado, la disponibilidad de recursos hidroeléctricos y la firme política estatal de incrementar su uso indujeron, tanto en

Argentina como en Brasil, un proceso de planeamiento eléctrico centralizado a pesar de la compleja estructura institucional que caracterizaba ambos sistemas, con participación de numerosos entes con diferente dependencia jurisdiccional.

Al margen de los problemas surgidos en los últimos años para enfrentar las inversiones del programa de obras y las consiguientes demoras en su habilitación, el proceso de planeamiento en ambos países culminó con la realización de la mayor parte

de las obras previstas. Este proceso condujo al MERCOSUR a basar su abastecimiento eléctrico fundamentalmente en la hidroelectricidad, lo cual le confiere una característica claramente diferenciada con respecto a otras regiones del mundo.

Uruguay y Paraguay, por su parte, han mantenido también la tradición del planeamiento eléctrico centralizado, si bien el abastecimiento de sus respectivas demandas se vio fuertemente impactado por la construcción de centrales hidroeléctricas binacionales (Salto Grande, Itaipú y Yacyretá).

En la actualidad, los cuatro países enfrentan situaciones muy diferenciadas en cuanto a las perspectivas de sus respectivos sistemas eléctricos.

En lo que se refiere a Argentina, los recientes cambios institucionales introducidos en el sector eléctrico en particular y en el sector energético en general

La integración económica en MERCOSUR requerirá una adecuación de sus sistemas energéticos y especialmente de los subsistemas de energía eléctrica. Es precisamente en el área eléctrica donde los países del MERCOSUR tienen importantes antecedentes de cooperación

modifican sustancialmente el proceso de planeamiento y la previsibilidad sobre la evolución futura de la oferta eléctrica.

La delegación de la responsabilidad de incrementar la oferta eléctrica a actores privados invalida totalmente el planeamiento normativo tradicional y obliga a revisar criterios anteriormente aceptados para la elección de las obras, incluyendo el diseño de las centrales hidroeléctricas, la actitud frente al riesgo de no abastecer la demanda y la aparición de objetivos conflictivos en el interior de la propia cadena eléctrica.

sus fases, aún en el muy largo plazo, encontrándose en desarrollo y pronto a su aparición el Plano 2015.

En este contexto del planeamiento eléctrico de los países del MERCOSUR se inserta este análisis prospectivo de los impactos de la integración de la región sobre la evolución de sus sistemas eléctricos.

La evolución del parque de generación eléctrica en el mediano plazo (hasta el año 2000) está fuertemente condicionada por las obras actualmente en ejecución, especialmente obras hidroeléctricas que constituyen el grueso de las incorporaciones previstas en Argen-

cuatro países de la región en el último quinquenio afectaron tanto la evolución de la demanda eléctrica como la situación económico-financiera de las empresas del sector.

El único país de la región que mantuvo un alto ritmo de crecimiento durante los últimos años es Paraguay, debido a la importante expansión en la cobertura del servicio.

La incertidumbre creciente sobre la evolución de los consumos eléctricos en el futuro llevó a que cada país hiciera frecuentes reajustes en sus proyecciones y programas de obras.

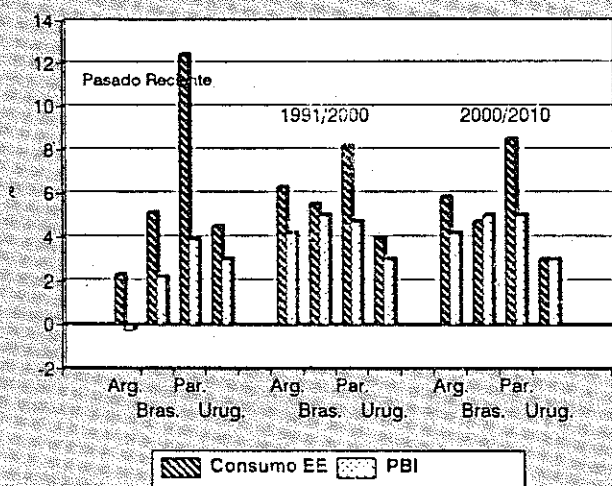
Las previsiones más actualizadas realizadas en cada país hasta el fin de la década fueron intercambiadas en el marco del Grupo Mercosur (Subgrupo de Trabajo No. 9) y se presentan el Gráfico 1.

Los valores consignados para el período 2000-2010 en el Gráfico 1 corresponden a proyecciones provistas por los países en el caso de Argentina y Uruguay, y estimadas para Brasil y Paraguay sobre la base de planes anteriores o extrapolando la tendencia prevista para el período 1995-2000.

Como puede observarse, todos los países suponen una recuperación del crecimiento económico después del período recesivo sufrido en los últimos años, con el consiguiente incremento en los consumos eléctricos. La recuperación prevista por Argentina es superior a la esperada por los restantes países del área e implica revertir la tendencia observada durante toda la década de los ochenta y retomar la senda de crecimiento del comienzo de los años setenta.

Pero el Gráfico 1 refleja también algunas de las estrategias definidas por los países con respecto a sus sistemas eléctricos. Tanto en Brasil como en Uruguay se evidencia la intención de reducir la intensidad eléctrica de la actividad económica. En ambos casos, se hace hincapié en

Gráfico 1. Tasas de Crecimiento del PBI y del Consumo EE



Esta nueva organización del sector eléctrico argentino incrementa la incertidumbre sobre su evolución futura y muy especialmente en lo que se refiere a la estructura de la oferta más allá del año 2000, una vez que entren en servicio las obras actualmente en construcción.

En el caso de Brasil, si bien existen propuestas de reestructuración institucional, aún no están totalmente definidos ni su alcance ni su impacto sobre las políticas energéticas y sobre la estructura de oferta eléctrica en el futuro. El proceso de planeamiento se mantiene en todas

las fases, aún en el muy largo plazo, encontrándose en desarrollo y pronto a su aparición el Plano 2015. En este contexto del planeamiento eléctrico de los países del MERCOSUR se inserta este análisis prospectivo de los impactos de la integración de la región sobre la evolución de sus sistemas eléctricos. La evolución del parque de generación eléctrica en el mediano plazo (hasta el año 2000) está fuertemente condicionada por las obras actualmente en ejecución, especialmente obras hidroeléctricas que constituyen el grueso de las incorporaciones previstas en Argentina, Brasil y Paraguay. Este no es exactamente el caso de Uruguay donde el programa de incorporación de centrales térmicas previsto en el Plan de Referencia 1991/2000 podría sufrir modificaciones dependiendo de la evolución de la demanda eléctrica y de las oportunidades que le brinde la integración con el resto de los sistemas del MERCOSUR.

La mayoría de las obras actualmente en ejecución fueron iniciadas bajo previsiones optimistas sobre el ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica. Pero los vaivenes que sufrieron las economías de los

los programas de conservación y uso racional de la energía (URE), a lo cual se adiciona, en el caso brasileño, una menor expansión que en el pasado de las industrias electro-intensivas.

Paraguay también ha definido una política de promoción de URE, pero la necesidad de continuar expandiendo la cobertura del servicio y de promover la sustitución de otras fuentes por hidroelectricidad, que dispone en abundancia, lo llevan a prever altas tasas de crecimiento del consumo y convierten a su sistema eléctrico en el de más alto crecimiento previsto en la región.

Si bien Argentina también tiene un programa de URE, su impacto no se refleja en las proyecciones oficiales del consumo.

En lo que se refiere a la oferta, Brasil ha definido su intención de continuar utilizando los abundantes recursos hidroeléctricos que dispone; de incrementar progresivamente la participación de la generación térmica convencional para avanzar en el dominio tecnológico e industrial de esta tecnología y a la vez desarrollar sus reservas de carbón mineral en el sur del país; y de reducir el ritmo de su programa nuclear.

La oferta de Paraguay está totalmente definida con las centrales hidroeléctricas binacionales (en operación y en construcción). Los excedentes del sistema paraguayo provenientes de estas obras, que en el año 2000 superarán en casi siete veces a su demanda interna, lo convierten en el sistema exportador por excelencia dentro de la región. Estos excedentes, tal como está convenido en los respectivos tratados binacionales que dieron origen a las obras, resultan importantes y están previstos en el abastecimiento de las demandas de los países copropietarios (Brasil y Argentina).

El abastecimiento del sistema uruguayo seguirá manteniendo la preponderancia hidroeléctrica,

especialmente hasta el año 2000, con el incremento de sus derechos sobre la generación de Salto Grande en 1995. Pero la variabilidad de los aportes hidráulicos, tanto en Salto Grande como en las centrales nacionales, lo obliga a contar con un equipamiento térmico que garantice el abastecimiento en años hidrológicos magros. En la próxima década, ya se requerirá un aporte adicional de energía bajo cualquier condición hidrológica. Si bien se continúan los estudios para analizar el potencial hidroeléctrico disponible, sea este estrictamente nacional o compartido, las soluciones más probables serían la instalación de centrales térmicas, a menos que la integración en el MERCOSUR permita acordar una solución más conveniente.

En el caso de Argentina la evolución de la oferta hasta el año 2000 está totalmente definida por las obras actualmente en construcción (Piedra del Aguila, Yacyretá, Pichi Picún Leufú y Atucha II). Con posterioridad al año 2000, la expansión del sistema resultará del funcionamiento bajo el nuevo régimen institucional y regulatorio, es decir dependerá exclusivamente de las decisiones que adopten los inversionistas privados ante el retiro del Estado de la industria eléctrica.

Como consecuencia de la inexistencia de planes oficiales a largo plazo, se analizó la probable evolución del parque en función de la competitividad de los distintos tipos de equipamiento para atender el incremento previsto de la demanda -incluyendo centrales hidroeléctricas y térmicas convencionales-, bajo las condiciones que impone el nuevo régimen institucional y regulatorio del sector.

Evidentemente, la competitividad de los aprovechamientos hidroeléctricos depende fuertemente de la rentabilidad esperada por los generadores (tasa de descuento) y del

precio futuro de los combustibles para centrales eléctricas.

Con respecto a los precios de los combustibles, es esperable que los precios internos en el futuro se alineen con los internacionales como resultado de la "desregulación" del sector, aún cuando el combustible utilizado sea el gas natural. En consecuencia, se supuso para el gas un precio equivalente al 80% del crudo y se hicieron hipótesis sobre la probable evolución del precio internacional del crudo.

De las alternativas de precio de combustible analizadas (entre US\$16 y US\$24 por barril), la primera corresponde a valores similares a los actualmente vigentes en el país, en tanto que las otras dos reflejan estimaciones conservadoras sobre los probables precios del petróleo en la próxima década.⁷

No se supuso ningún tipo de limitación sobre la oferta interna de combustible, en el supuesto que, frente a déficits de producción local, se recurrirá a la importación. Esto podría darse tanto en el gas natural (importación desde Bolivia) como en el fuel oil, que actualmente los generadores privados están importando desde Perú. En el caso de recurrir a combustible importado, su precio para las centrales eléctricas sería superior al previsto ya que deberían tomarse precios CIF en lugar de FOB y considerar adicionalmente los costos de internalizarlos (transporte, impuestos, etc.).

Pero el punto más crítico en la definición de las centrales hidroeléctricas lo constituye, sin lugar a dudas, la tasa de descuento utilizada. Si bien se analizaron distintas variantes (entre el 8% y el 24%) se optó por una tasa del 12%, que por tratarse de un análisis sin escalamiento de costos corresponde a una rentabilidad alta con respecto a los costos internacionales actuales del dinero y supera en un 50% la rentabilidad que históricamente el

Estado Argentino garantizó a las empresas eléctricas en las respectivas concesiones, sean éstas públicas o privadas.

Los resultados de este análisis muestran que, tal como fueron proyectados, pocos aprovechamientos hidroeléctricos mantienen su competitividad frente a la opción térmica (ciclo combinado o turbinas de gas dependiendo de los factores de utilización ya que las turbinas a vapor no pueden competir con los ciclos combinados).

Las obras hidroeléctricas han sido proyectadas para su inserción en un sistema con diferentes normas de funcionamiento (regulación de las transacciones en el mercado mayorista) y con unicidad en el criterio de decisión a lo largo de la cadena eléctrica.

Bajo las condiciones históricas el diseño de los aprovechamientos hidroeléctricos tendía a maximizar el aprovechamiento del recurso hidráulico, sustituyendo combustible mientras el costo de generación hidroeléctrica fuera menor al costo de la energía térmica sustituida. Estos criterios de diseño, que se basaban en el interés de las empresas integradas en reducir sus costos totales para abastecer la demanda final, indujeron el empuntamiento de las centrales hidroeléctricas hasta el punto de garantizar el turbinado de agua en años hidrológicamente ricos.

La consecuencia directa de estos criterios de diseño es que la generación hidroeléctrica real puede variar sensiblemente de un año a otro en función de las condiciones hidrológicas, siendo compensadas las diferencias con generación térmica que actúa como "pulmón".

A partir de los recientes cambios institucionales y regulatorios introducidos en el sector eléctrico, estos criterios de decisión ya no mantienen su validez.

En primer lugar, ya no existe unicidad de criterio a lo largo de la cadena eléctrica, en la medida en que los intereses de los generadores se oponen a los de los distribuidores (maximización del precio mayorista vs. su minimización).

En segundo lugar y en la medida en que una porción importante de las transacciones mayoristas se canalicen a través del mercado "spot", las variaciones en la disponibilidad hidroeléctrica inducirán fuertes oscilaciones en los precios en ese mercado afectando los ingresos de todos los generadores, incluidos los hidroeléctricos.

El generador hidráulico, al tender a maximizar su beneficio, y por lo tanto sus ingresos ya que sus costos son prácticamente fijos, estará dispuesto a aprovechar energía secundaria en la medida en que su impacto sobre los costos térmicos no reduzca sus ingresos totales esperados en el largo plazo. De esta forma, el principio de máxima utilización de los recursos hidráulicos puede ser severamente cuestionado, dependiendo del impacto que el aprovechamiento tenga sobre el conjunto del mercado mayorista.

En consecuencia, con la nueva organización del sector, el diseño de todos los proyectos hidroeléctricos debería ser revisado para realizar una evaluación más realista de su posible inserción en el sistema.

Este análisis fue parcialmente realizado para la central binacional de Corpus,⁸ pero aún queda por hacerlo para el resto de los proyectos. Esto afecta especialmente a centrales de gran porte como las del Paraná Medio, que en la comparación realizada a los fines de este trabajo aparecen con un diseño claramente desactualizado y para las cuales no se ha hecho una apropiación de los costos comunes a otros propósitos.

Pero más allá de los necesarios ajustes en el diseño de los proyectos, aparecen en el largo plazo

dos elementos que hacen a la viabilidad misma de la construcción de centrales hidroeléctricas en el futuro.

La participación de inversionistas privados en el sector eléctrico argentino hasta el momento se ha limitado a la adquisición de activos existentes y, por lo tanto, no existe aún indicación sobre su predisposición a hundir grandes capitales en el negocio eléctrico. Pero sí existen elementos de juicio a nivel internacional sobre las conductas de los inversionistas privados a este respecto. Las decisiones adoptadas en los Estados Unidos, Inglaterra y otros países europeos muestran con claridad que los inversionistas prefieren reducir la inversión inicial, aún a costa de mayores costos operativos, si esto disminuye el riesgo en el largo plazo. En este marco, es probable que se requiera algún tipo de acción especial por parte del Estado para promover la construcción de centrales hidroeléctricas en el futuro.

El otro elemento importante que deberá tenerse en cuenta en el análisis y diseño de instrumentos para incentivar la construcción de centrales hidroeléctricas, si es que se mantiene la política de promover el uso de los recursos hidroeléctricos por sobre los recursos no renovables, se refiere a la rentabilidad esperada por los inversionistas privados y al período de recuperación de capital.

Tratándose de obras de prolongada vida útil, se requiere reducir la incertidumbre sobre el futuro del negocio eléctrico para atraer inversionistas que acepten tasas razonables de rentabilidad y por tanto un período de recuperación del capital acorde con la duración de las instalaciones.

A partir de estas consideraciones puede afirmarse que la selección de obras de generación realizada en el presente trabajo para atender los incrementos de demanda del sistema argentino constituyen una alternativa razonable para el alcance

Cuadro 1
Evolución Prevista de los Sistemas Eléctricos del MERCOSUR

	Argentina		Brasil		Paraguay		Uruguay		MERCOSUR	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1990										
Consumo-Generación	43063	100	188979	100	2260	8	4712	99	239013	100
• Hidroeléctrico	15730	37	158591	84	27051	100	4413	93	205785	86
• Térmico convencional	19983	46	3495	2	5		347	7	23829	10
• Nuclear	7280	17	2237	1					9517	4
Intercambio	70	-	24656	13	-24796	92	-48	1	-118	—
2000										
Consumo-Generación	79430	100	308343	100	5093	13	7067	100	399933	100
• Hidroeléctrico	33468	42	237530	77	39120	100	5730	81	315849	79
• Térmico Convencional	22970	29	33771	11	5		1337	19	58082	15
• Nuclear	13223	17	12780	4					26002	6
Intercambio	9770	12	24262	8	-34032	87			—	
2010										
Consumo-Generación	150538	100	640849	100	10808	22	9497	100	811692	100
• Hidroeléctrico	52943	35	503264	79	48770	100	6130	65	611113	75
• Térmico Convencional	67955	45	86234	13	4		3367	35	157560	20
• Nuclear	13223	9	29797	5					43019	5
Intercambio	16412	11	21554	3	-37966	78			—	

del estudio, pero que requeriría un análisis profundo de las condiciones de funcionamiento del sistema en la próxima década para corroborar su viabilidad en el nuevo contexto institucional y regulatorio.

Por simple adición de las previsiones nacionales, la evolución esperada del MERCOSUR es la que se presenta en el Cuadro 1, donde los intercambios de energía entre los países corresponden exclusivamente al reparto de la generación de los aprovechamientos binacionales.

3. IMPACTOS DE LA INTEGRACION SOBRE LA DEMANDA ELECTRICA

Se analizaron tres tipos de efectos: a) el proveniente de la

interconexión eléctrica, que al contemplar la simultaneidad de las cargas impacta sobre las necesidades de reserva y la calidad del servicio; b) el impacto sobre las estrategias energéticas de los países, que podría modificar el papel asignado a la electricidad en la satisfacción de las necesidades energéticas; y c) el impacto sobre el nivel de actividad económica en cada país y su efecto sobre los consumos eléctricos.

a. Efectos de la Interconexión

El análisis de la influencia sobre la demanda máxima de potencia se realizó teniendo en cuenta los siguientes factores: diversidad estacional de cargas; diversidad horaria, a partir de la forma de las

curvas de carga típicas; y reducción de la carga simultánea a partir de la baja probabilidad de coincidencia en mes y día de las cargas máximas.

Desde el punto de vista estacional, en todos los países salvo Paraguay la demanda máxima de potencia se registra en el invierno, por lo cual puede afirmarse que la diversidad estacional es prácticamente despreciable (0,1% de la carga total) entre los cuatro países.

A pesar de la extensión del área geográfica que cubre el MERCOSUR y probablemente por el relativo menor ancho Este-Oeste de su franja de actividad económica principal, el análisis de la forma de las curvas de carga diarias típicas demostró que los picos de carga nocturna cotidiana en invierno se

***Las
características
actuales y
futuras del
equipamiento
eléctrico en los
países del
MERCOSUR
ofrecen grandes
posibilidades de
comple-
mentación y
coordinación en
el manejo de sus
sistemas
eléctricos***

presentan a la misma hora. Por ello no se acusaría ahorro por diversidad horaria en los diagramas cotidianos normales para la estación más cargada del año. La situación es diferente en el verano, donde sí hay diversidad horaria.

No obstante, la improbable simultaneidad (mensual, diaria y horaria) de las cargas máximas anuales permitió estimar en 1,3% la diferencia entre la suma de cargas máximas anuales nacionales y la simultánea esperada. Este porcentaje, aún siendo reducido, permite prever un ahorro de la reserva conjunta del orden de los 1.000 MW en el 2000 y de 1.900 MW en el 2010. El ahorro conjunto total de inversiones por este concepto estaría alrededor de los US\$360 millones y US\$660 millones en esos mismos años, valorizando la potencia de reserva a costo de turbinas de gas.

La calidad de servicio aumentaría por efectos de la interconexión mucho más de lo que parecen indicar estas cifras, ya que la forma de las curvas de carga no es exactamente igual en todos los países y la ganancia por diversidad es muy superior fuera de la hora del pico nocturno y en otras estaciones del año. Adicionalmente, el aumento de escala del parque generador le daría al conjunto una mayor estabilidad en caso de fallas intermitentes por la menor incidencia del tamaño de cada unidad sobre la demanda simultánea.

b. Efectos de las Estrategias Energéticas

Los países han definido sus propias estrategias energéticas en función de su dotación de recursos nacionales. Se ha analizado si la revisión de estas estrategias nacionales en el marco de un proceso de integración de las características del MERCOSUR tendría consecuencias importantes con respecto a las

previsiones nacionales de consumo eléctrico futuro.

La disponibilidad de hidroelectricidad y la dependencia en el abastecimiento de petróleo y sus derivados llevaron a Brasil, Paraguay y Uruguay a promover la utilización de la electricidad en usos calóricos. Por el contrario, la disponibilidad de gas natural en Argentina y los programas de expansión de las redes de transporte y distribución en los últimos 45 años condujeron al uso intensivo del gas con fines calóricos en las áreas donde está disponible, reservando la electricidad para usos prácticamente específicos.⁹

Los abundantes excedentes de hidroelectricidad de Paraguay provenientes de los aprovechamientos binacionales no permiten pensar en una modificación de esta estrategia en el futuro, sino más bien en su profundización.

Por el contrario, la intención de Brasil de expandir considerablemente la oferta bruta interna de gas natural, ya sea de producción local o complementado con importaciones, induce a pensar que la disponibilidad de gas afectaría el consumo eléctrico, desplazándolo probablemente de ciertos usos calóricos.

A partir de proyecciones del consumo final energético por sectores de consumo y teniendo en cuenta las características de la industria manufacturera brasileña, las velocidades de penetración normales de fuentes nuevas y la participación que actualmente tiene el gas en la Argentina y el MERCOSUR, y la oferta bruta interna del gas prevista oficialmente en el Brasil, se estimó la evolución de su penetración hasta el 2010 y la proporción del consumo eléctrico que podría ser sustituido en los sectores residencial, comercial y público e industrial.

Los resultados de este análisis indican que se espera una reducción del consumo eléctrico total del orden de los 26.000 GWh en el 2000 y de

68.000 GWh en el 2010, lo cual representa un 7,5% y un 12,6%, respectivamente, del consumo total eléctrico previsto para el servicio público.

La magnitud de estas estimaciones muestra con claridad la conveniencia de profundizar los estudios conjuntos de las demandas de electricidad y gas natural y evaluar con detalle la conveniencia de estas sustituciones, que modificarían sustancialmente las previsiones de evolución futura del sector eléctrico brasileño.

En el caso del Uruguay, la electricidad es utilizada con fines calóricos sólo en los sectores residencial, comercial y público. Estudios recientes han demostrado que el 38% de la electricidad consumida por el sector residencial se destina a calefacción y calentamiento de agua.

Sobre la base de esta información, estudios oficiales estimaron el potencial de sustitución de la electricidad por gas natural, si estuviera disponible, en 600 GWh para el año 2000 y 800 GWh para el 2010, que representa una reducción de 8,5% en el consumo eléctrico previsto en los planes.

c. Impacto Económico de la Integración

Las hipótesis de crecimiento económico contenidas en los planes eléctricos se basan en la historia de las respectivas economías y son anteriores a la iniciación del proceso de formación del mercado común. Por tanto, no incluyen ningún efecto por la integración económica.

A los efectos de determinar el impacto probable sobre la actividad económica en cada país miembro, se analizó con cierto detalle los cambios producidos en los últimos 20 años en las estructuras económicas de los países, especialmente en el sector industrial de Argentina y Brasil.

También se analizó la importancia relativa y la composición del comercio intrarregional para cada país, en el supuesto que el proceso de integración económica produzca un incremento del comercio intrarregional. El impacto sobre el nivel global de actividad económica de cada país dependerá de la importancia relativa de este comercio en cada economía nacional, definiendo factores multiplicadores diferentes para cada país.

El resultado de estos análisis muestra con claridad que, para las economías de Paraguay y Uruguay, el acceso a un mercado de mayor escala repercutirá mucho más fuertemente que en la economía brasileña, que tiene un importante comercio internacional interregional en el cual la industria manufacturera se ha insertado exitosamente. Argentina, por su parte, se encuentra en una situación intermedia y el flujo de su comercio en la región ha variado abismalmente dependiendo de las relaciones de las tasas de cambio. De cualquier manera, los productos agropecuarios y agroindustriales aportan el grueso de las exportaciones de Argentina a los países del MERCOSUR.

Para estimar el ritmo con el cual se producirán estos impactos, se examinaron los avances alcanzados en el proceso de integración y las dificultades encontradas desde la firma de los primeros Protocolos a partir de 1986.

Los resultados de estos análisis permiten prever que los efectos sobre el crecimiento económico de los países recién comenzarán a sentirse a fines de la presente década y que en la siguiente significarán un aumento en las tasas previstas de crecimiento económico del orden del 12% para Argentina, 5% para Brasil, 22% para Paraguay y 35% para Uruguay.

El efecto de este proceso sobre las demandas eléctricas previstas

sería un incremento de los consumos en el 2000 del orden del 2% para Argentina, 0,4% para Brasil, 6% para Paraguay y 6% para Uruguay. En el año 2010, estos porcentajes se elevarían a 9%, 2,6%, 24% y 17%, respectivamente.

4. EFECTOS DE LA INTEGRACION SOBRE LA OFERTA ELECTRICA

Las características actuales y futuras del equipamiento eléctrico en los países del MERCOSUR ofrecen grandes posibilidades de complementación y coordinación en el manejo de sus sistemas eléctricos.

La composición predominantemente hidroeléctrica del equipamiento brasileño condujo a definir criterios de seguridad en el abastecimiento, frente a una falla en los aportes hidráulicos mucho más severa que en los demás países. A diferencia de lo ocurrido en Uruguay y Argentina, donde la reserva para enfrentar años hidrológicamente magros está constituida por centrales térmicas, en Brasil se previó la instalación de centrales hidroeléctricas en cantidad suficiente como para que el riesgo de no poder abastecer la demanda en condiciones hidrológicas adversas no superara el 5%.

La consecuencia natural de estos criterios es que, con relativa frecuencia, existen excedentes de generación hidroeléctrica (denominada energía hidroeléctrica secundaria) que sólo parcialmente encuentran un mercado a través de la aplicación de tarifas especiales para promover la sustitución de combustibles en usos térmicos (ETST).

Se ha estimado el potencial de oferta de energía secundaria que ofrecerían los planes de expansión brasileños dentro del período de análisis, sobre la base de estudios realizados en la Argentina para las cuencas del Paraná, Uruguay y

Limay. De acuerdo con estos estudios, la energía secundaria representaría alrededor del 30% de la energía firme (garantizada el 95% del tiempo).

Suponiendo una hipótesis conservadora, se ha estimado que la oferta potencial a los fines del intercambio con los demás países del MERCOSUR sería del 10% de la oferta hidroeléctrica brasileña, incluyendo Itaipú. Cabe aclarar que también Uruguay tiene excedentes de energía secundaria, que en los últimos años se los ha vendido a Argentina.

La posibilidad de aprovechar este potencial radica en la generación térmica prevista por Argentina y en menor medida por Uruguay. Ambos sistemas, pero en mayor medida el uruguayo, estarán en mejores condiciones para aprovechar la oferta de esta energía excedente en la medida en que no se superponga con años hidrológicos ricos en las cuencas donde se encuentran instaladas sus propias centrales hidráulicas.

Para verificar esta condición, se analizó la complementariedad de los regímenes hidrológicos de los ríos más importantes de la región, comprobándose la existencia de complementariedad anual y estacional entre los regímenes del Uruguay y del Paraná y en cierta medida con el Amazonas.

Esta comprobación tiene dos efectos importantes sobre la valorización de los beneficios de la interconexión eléctrica. En primer lugar, facilita el auxilio mutuo para enfrentar las situaciones críticas en cada sistema, con flujos en ambos sentidos. En segundo lugar, esta complementación de los regímenes hidrológicos permite prever que las condiciones de hidraulicidad crítica para el conjunto implicarán un riesgo de perder generación hidráulica menor que la suma de las pérdidas individuales de cada país.

Es claro que esta disminución en el riesgo de falla hidráulica tendría consecuencias sobre el programa de obras, permitiendo ahorros de inversión.

Adicionalmente, los niveles de energía hidroeléctrica firme podrían incrementarse, acordando una operación coordinada de los embalses, permitiendo a los países recomponer sus reservas hidráulicas embalsadas para hacer frente a contingencias hidrológicas en mejores condiciones.

Los análisis realizados muestran que tanto la oferta potencial de energía hidroeléctrica secundaria como las posibilidades de aprovecharla dependen del nivel de integración alcanzada.

Con la mera interconexión de los sistemas, la generación térmica capaz de ser sustituida está muy por debajo de la oferta potencial considerada y, recién en el 2010, podría ser totalmente aprovechada. De cualquier forma, la sustitución podría alcanzar cerca de los 14 TWh en el 2000 y casi 53 TWh en el 2010. Aún suponiendo costos de combustibles bajos (US\$2,3 por BTU) y centrales eficientes (2.100 Cal/kWh generado), los ahorros anuales por este concepto serían de US\$267 millones en el 2000 y alcanzarían a US\$1.02 mil millones en el 2010.

El impacto económico de la integración y el cambio en las estrategias energéticas reduciría en un 6% la oferta potencial de energía secundaria, por el desplazamiento de obras hidroeléctricas en el Brasil al disminuir su demanda eléctrica. Pero, simultáneamente, la redistribución espacial de la demanda que significa este escenario, incrementa la generación térmica en Argentina y Uruguay capaz de ser sustituida. En consecuencia, la sustitución alcanzaría 16,5 TWh en el 2000 y 49,6 TWh en el 2010, con ahorros de combustibles equivalentes a US\$320 millones y US\$960 millones, respectivamente.

Se deberían comparar éste y los demás beneficios de la interconexión con los costos adicionales enfrentados por los países vendedores y con los costos propios de la interconexión.

Para completar la vinculación entre los cuatro sistemas eléctricos, se requeriría interconectar los sistemas argentino y brasileño y el uruguayo con el brasileño. A partir de la configuración actual y prevista para el futuro de los sistemas de transmisión de los países, el nodo de interconexión de la futura central Garabí parece altamente interesante, ya que la transmisión de Yacretá pasaría por él y por Salto Grande en su camino al Gran Buenos Aires. De esta forma, el sistema uruguayo quedaría vinculado con Brasil y Paraguay a través del sistema argentino.

Si bien ésta no es la única configuración posible, y su definición requerirá un análisis detallado por parte de los países a partir de la magnitud de los flujos de intercambio previstos, es conveniente recordar que esta interconexión fue analizada oficialmente por AyE, Eletrobrás/Eletrosul en 1988, estimando una inversión de US\$577 millones con una estación de conversión de 900 MW de capacidad.

Como puede apreciarse, esta inversión total equivale al doble de los ahorros en combustibles que podrían obtenerse en el 2000 y al 58% de los ahorros previstos para el 2010.

5. CONSIDERACIONES SOBRE ASPECTOS INSTITUCIONALES

Las importantes ventajas derivadas de la interconexión y mayor coordinación en el manejo de los sistemas eléctricos del MERCOSUR, sin embargo, podrán concretarse y repercutirán en beneficio de todos los consumidores eléctricos del área sólo

en la medida en que el proceso de integración sea adecuadamente conducido y regulado mediante acuerdos entre las partes. Se harán aquí algunas reflexiones sobre la influencia de los aspectos institucionales y regulatorios sobre este proceso.

El proceso de conformación del mercado común se superpone a una serie de cambios en el ordenamiento institucional y en las reglas del juego para la operación de los sistemas eléctricos en todos los países, aún cuando el grado de reforma que han alcanzado en la actualidad no sea exactamente el mismo.

Para ejemplificar el tipo de cuestiones a tener en cuenta en el diseño oficial de los acuerdos para la integración eléctrica del área, resulta interesante analizar el impacto que esta integración podría asumir sobre el funcionamiento del sistema argentino, que es el que más ha avanzado en los cambios institucionales y regulatorios y en un sentido quizás algo diferente al que se proponen concretar los demás países del MERCOSUR.

Como se ha visto, beneficios importantes de la integración eléctrica se refieren al aprovechamiento de la energía hidroeléctrica secundaria, para lo cual se requiere una interconexión "fuerte" entre los sistemas argentino y brasileño que pueda ser utilizada también por el Uruguay.

Esto requerirá la realización de inversiones específicas en transmisión en territorio argentino, que deberán ser lo suficientemente atractivas como para convocar a algún inversionista privado a realizarlas.

El atractivo económico de esta inversión dependerá de las condiciones en las cuales se pacte la comercialización de esta energía entre los países y su forma de inserción en el mercado eléctrico mayorista argentino.

De acuerdo con las normas vigentes, los intercambios internacionales son definidos por el Organismo Encargado del Despacho de Cargas en la medida que resulten convenientes por diferencia en la los costos marginales de operación. Esto es, se insertan en el mercado "spot" argentino.

La posibilidad de alcanzar los niveles de sustitución previstos en este estudio dependerá de la proporción del mercado mayorista que se comercialice bajo esta modalidad. La reforma del sistema argentino es aún muy reciente como para prever la importancia de este mercado en el futuro. Sólo

puede decirse que los compradores de las centrales térmicas recientemente privatizadas en Buenos Aires han optado por la firma de contratos de provisión a mediano plazo (ocho años), antes que asumir los riesgos que implica ajustarse a las condiciones del mercado "spot".

El impacto previsible de estas compras de energía secundaria sobre los precios del mercado "spot" será despuntar los picos por utilización de equipos menos eficientes y/o riesgo de falla en el abastecimiento. Es probable que también tenga un efecto sobre el costo marginal mínimo, pero de mucho menor magnitud. Por lo tanto, cabe esperar que esta importante oferta hidroeléctrica adicional reduzca las oscilaciones en el precio mayorista de la electricidad.

Evidentemente, esto disminuye el riesgo de todos los actores que participan en este mercado y,

dado que tiende a reducir el precio medio, favorecerá claramente a los compradores: distribuidores y grandes consumidores. Por lo tanto, cabe esperar que ambos se conviertan en propulsores y defensores de la interconexión y de los intercambios resultantes.

Los generadores también verán reducida la incertidumbre sobre la evolución de sus ingresos futuros, pero simultáneamente tendrán la certeza de que su ingreso esperado será menor. A menos que sus instalaciones puedan competir económicamente con esos precios, se verán desalentados a partici-

par en la actividad.

Hasta el año 2000 la oferta potencial de energía secundaria podría ser muy significativa con respecto a la generación térmica convencional prevista. Si se mantiene el criterio de eliminar del cálculo del costo marginal del sistema todo costo proveniente de una restricción técnica, como podría ser el mantenimiento de un cierto piso de generación térmica local por razones de seguridad del abastecimiento, el precio al cual se adquiriera la energía secundaria podría pasar a ser el costo marginal del sistema argentino y, por lo tanto, el precio del mercado "spot".

Bajo estas condiciones, no solamente los generadores térmicos verán restringida su competitividad, sino que también algunos generadores hidráulicos pueden convertirse en no competitivos.

En segundo lugar, esta complementación de los regímenes hidrológicos permite prever que las condiciones de hidráulidad crítica para el conjunto implicarán un riesgo de perder generación hidráulica menor que la suma de las pérdidas individuales de cada país

A partir de estas consideraciones, resulta claro que los generadores podrían verse seriamente afectados por la comercialización de la energía secundaria en el mercado eléctrico "spot"

Evidentemente, el impacto de esta eventualidad dependerá de la permanencia del fenómeno, ya que los actores definirán sus conductas en función de los valores promedio esperados. En consecuencia parece altamente conveniente estudiar en detalle la probabilidad de ocurrencia y la permanencia en el tiempo de estos excedentes comercializables.

Una consecuencia adicional sobre las características que asumiría el mercado "spot" argentino a partir de la comercialización de la energía secundaria importada sería incrementar las fluctuaciones de la generación térmica argentina, que quedarían asociadas a la disponibilidad de agua en el resto del MERCOSUR, especialmente en Brasil.

Esta situación repercutiría sobre el mercado de combustibles. Dependiendo del tipo de contrato de provisión de combustible que firmen los generadores térmicos con sus proveedores, las consecuencias previsibles pueden ser:

- Un incremento en los costos de operación del generador térmico con contratos de provisión de combustible del tipo "pay or take", al verse obligado a pagar por un combustible no utilizado y no pudiendo recuperar estos mayores costos por reducción

simultánea de la electricidad vendida y del precio medio de comercialización en el mercado mayorista eléctrico "spot". En cuyo caso los proveedores de combustible se apropiarían de una parte de los beneficios de la interconexión en desmedro de los generadores térmicos.

- Falta de garantía en la provisión de combustible al generador térmico cuando deba incrementar su generación por falta de excedentes hidráulicos, que podría expresarse tanto a través de desabastecimiento como de incremento en los precios del combustible. En ambos casos se produciría un incremento en los precios de la electricidad en el mercado mayorista, produciendo un perjuicio a los consumidores.

A partir de estas consideraciones, resulta claro que los generadores podrían verse seriamente afectados por la comercialización de la energía secundaria en el mercado eléctrico "spot". Para evitar perjuicios que pongan en peligro el normal funcionamiento del sistema eléctrico argentino, habría que estudiar los límites de intercambio que, sin dejar de aprovechar los beneficios de la interconexión, resulten razonables para todos los actores involucrados.

Estos límites dependerán seguramente de la configuración que el sistema tenga en cada período de tiempo.

Parece difícil prever la posibilidad de que estos intercambios se comercialicen fuera del mercado "spot" mediante la firma de contratos a mediano plazo, en la medida en que no pueden constituir un abastecimiento garantizado. Por lo tanto, puede concluirse que, aún en este primer nivel de cooperación en el manejo de los sistemas interconectados, la partición vertical de la cadena eléctrica que instauró el nuevo régimen institucional argentino obliga a modificar el criterio tradicional de evaluación por simple minimización de costos y a contemplar los intereses contrapuestos de los distintos actores.

Avanzar al segundo nivel de cooperación, la coordinación de la política de operación de embalses, parecería ser más sencillo, en la medida en que el Organismo Encargado del Despacho de Cargas en la Argentina es el que planifica de manera centralizada la operación de los embalses nacionales y los acuerdos podrían efectuarse directamente a este nivel.

Estas reflexiones tienen por único objeto mostrar cómo los aspectos institucionales influyen en la

efectivización de los beneficios potenciales de la interconexión y progresiva integración de los sistemas eléctricos de MERCOSUR y alertar sobre la necesidad de tener presentes las condiciones de funcionamiento de los sistemas en los acuerdos entre los países miembros.

6. CONCLUSIONES

En síntesis, las características de los sistemas del MERCOSUR ofrecen importantes ventajas para la integración y complementación de sus sistemas eléctricos.

El desarrollo de los aprovechamientos binacionales, realizados en el pasado y los que se puedan acordar en el futuro, constituyen una base importante para facilitar la interconexión de los sistemas y avanzar en la coordinación de su operación.

Es previsible que el aprovechamiento de los importantes recursos hidroeléctricos con que cuenta la región se mantenga en los próximos 20 años. Esta previsión parte tanto de la política expresa del Brasil en continuar en la misma senda, como de la competitividad de algunos proyectos hidroeléctricos en el mercado argentino, aún bajo las actuales condiciones de funcionamiento.

Sin embargo, en el caso argentino se requiere una revisión profunda de los criterios de diseño de las centrales hidroeléctricas para adaptarlas al nuevo régimen institucional y regulatorio vigente.

Estudios preliminares realizados en este sentido para la Central Hidroeléctrica Corpus muestran que un menor nivel de empuntamiento de las centrales puede mejorar su competitividad frente a las opciones de generación térmica.

Parece conveniente profundizar los estudios de adaptación de Corpus que, en la medida en que el

sistema argentino retome la senda de crecimiento prevista por las autoridades puede jugar un rol importante en el abastecimiento eléctrico a partir del año 2003.

La central binacional Garabí, también aparece como de interés en el proceso de integración de los sistemas eléctricos de la región, ya que podría constituirse en el nodo principal de la interconexión entre Brasil y Argentina, permitiendo simultáneamente la vinculación de Uruguay con los sistemas brasileño y paraguayo a través del sistema de transmisión de Yacyretá por territorio argentino.

Desde el punto de vista estrictamente eléctrico y más allá de la mejora en la calidad de servicio y el consiguiente ahorro de reserva que aportaría la interconexión, el principal beneficio lo aporta la complementariedad de regímenes hidrológicos y la posibilidad de aprovechar energía hidroeléctrica secundaria, que de otra forma no encontraría un mercado donde comercializarse.

Si bien este tipo de intercambio significaría un importante ahorro de combustibles, la determinación de su verdadera potencialidad y beneficio, por lo menos en el caso argentino, no debería descuidar los impactos diferenciales sobre los diversos actores de la cadena eléctrica.

Finalmente debe señalarse la importancia que tendría la revisión de las estrategias energéticas de los países del área como consecuencia del avance del proceso de integración, sobre las perspectivas de los sectores eléctricos. En particular el papel de la electricidad en el abastecimiento de los requerimientos energéticos y su posible sustitución por otras fuentes competitivas, como el gas natural, podrían implicar importantes ahorros en la inversión del sector eléctrico. ●

NOTAS

1. La Organización de los Estados Americanos (OEA), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL), el Tratado General de Integración Centroamericano (ODECA), la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC), hoy ALADI, etc.
2. Tiene 3,2 millones de kilómetros cuadrados de superficie y 22.000 metros cúbicos por segundo de caudal en su desembocadura, según estimaciones de la CEPAL.
3. Compartido por Brasil y Paraguay.
4. Compartido por Argentina y Uruguay.
5. Emprendimiento binacional entre Argentina y Paraguay.
6. Reconociendo el 50% de la producción a cada país copropietario.
7. Cabe aclarar que los planes brasileños suponen un costo de US\$30 por barril y los uruguayos un costo creciente entre US\$30 por barril para el año 2000 y US\$39 por barril para el año 2010.
8. En el estudio "Construcción por Concesión de la Central Hidroeléctrica de Corpus", Fiel, julio de 1991.
9. Las empresas privadas, que recientemente han obtenido la concesión para la distribución de gas, han declarado su interés en analizar la competitividad del gas frente a la electricidad en la refrigeración ambiental, hasta ahora reservado caso con exclusividad a la energía eléctrica.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. IDEE/FB, Estudio Prospectivo de la Demanda y Oferta de Energía Eléctrica en el MERCOSUR, julio de 1992.
2. SEE de la República Argentina, Plan Energético Nacional 1986-2000 y Plan Nacional de Equipamiento de Generación y Transmisión 1979/2000.
3. FIEL, Construcción por Concesión de la C.H. Corpus, julio de 1991.
4. Agua y Energía Eléctrica-ELETROBRAS-ELETROSUL, Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí en el Río Uruguay entre Brasil y Argentina: Resumen del Proyecto Básico, julio de 1988.
5. ELETROBRAS, Plano Nacional de Energía Eléctrica 1987/2000. Plano Decenal 1991-2000. Cadernos do Plano 2015 Nos. 1 a 5.
6. ANDE, Paraguay, Proyecciones Económico-Financieras 1991/2000, agosto de 1991.
7. UTE, Uruguay, Plan de Referencia 1991/2000, octubre de 1990.
8. SEE, Provincias del NEA e IDEE/FB, Estudio Energético Integral del Noreste Argentino, 1990.
9. Reexama da Matriz Energética Nacional, Comissão Decreto No. 99503, Brasil, noviembre de 1991.
10. Ministerio de Industria, Energía y Minería, Dirección Nacional de Energía, Uruguay, Análisis del Sector Energía para el Período 1991/2000, enero de 1991.
11. SELA, Una Experiencia de Integración, ED/1, setiembre de 1989.
12. Taurie, J., Automação e Competividade: Uma Valuação das Tendências no Brasil, Universidad Federal de Rio de Janeiro, 1987.
13. CFI, Gasoducto Interprovincial del Noreste de la República Argentina para el Suministro de Gas Natural a las Provincias de la Sub-Región y Provisión a Paraguay y Estados Brasileños del SUR, abril de 1988.
14. BID-INTAL, Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil, julio de 1983.
15. BID-INTAL, Interconexiones Gasíferas en el Cono Sur, enero de 1984.
16. Index MERCOSUR, Argentina-Brasil, Año 1, Nos. 1-4, octubre, noviembre y diciembre de 1991 y enero de 1992, Buenos Aires, Argentina.
17. ELETROBRAS, América Latina. Países do Cono Sul. Informações Estruturais, Boletim Tarifario del Fornecimento 001/91, Año III.
18. República Argentina, Ministerio de Economía y Obras Públicas, Secretaría de Energía Eléctrica, Secretaría de Hidrocarburos y Minería, Descripción del Sector Energético, marzo de 1992.
19. Presidencia de la República, Secretaría Técnica de Planificación, Proyecto PAR/85/003, PNUD/BIRF, Proyecciones Tendenciales del Consumo de Energía hasta 2005: Lineamientos de Política Energética y Escenarios de Desarrollo.
20. CERES, Los Efectos Económicos de la Regulación del Sistema Eléctrico: La Experiencia Uruguaya, marzo de 1991.
21. Ministerio das Minas y Energia, Brasil, Balanço Energetico Nacional, 1989, Año Base 1988.
22. BID-INTAL, Weiger, M., Consultor, Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil.
23. Campos, Luis A. y Canese, Ricardo, El Sector Público en el Paraguay: La necesidad de su Reestructuración.
24. BID-INTAL (UPADI-CPI), Pub. No. 303, Experiencias de Integración Hidroeléctrica, Primer Encuentro sobre Aprovechamientos Hidroeléctricos Binacionales.
25. BID-INTAL, Pub. No. 324, Identificación, Preparación y Evaluación del Proyecto de Integración Fronteriza: Aspectos Metodológicos, y No. 329, La Distancia como Obstáculo a la Integración Regional.

ELECTRIC POWER PROSPECTS IN MERCOSUR*

Graciela Díaz de Hasson**

1. CREATION OF MERCOSUR AND THE REGION'S ELECTRIC POWER INTEGRATION

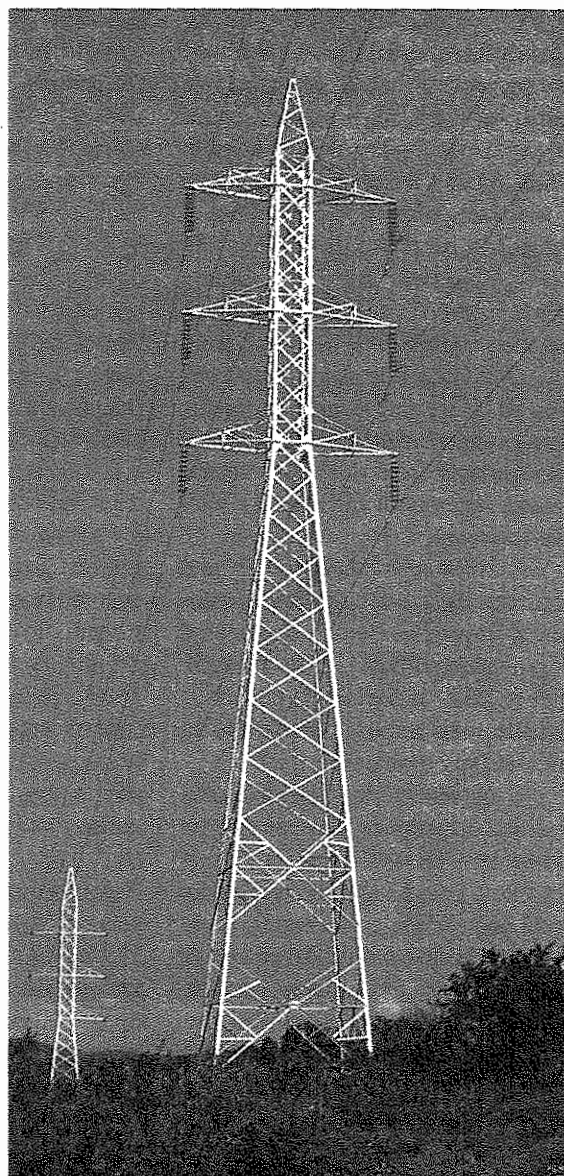
The leaders of Latin American independence have, from the very creation of nation-states in the Region, advocated integration concepts. Likewise, during the present century, a wide-ranging series of organizations with various aims have contributed to achieving continental integration.¹

Nevertheless, barriers to economic integration became more entrenched during the sixties and encouraged countries to seek other integration modalities, covering smaller geographical areas or based on sectoral efforts. As a result of this strategy, new organizations emerged: the Andean Pact; the Caribbean Free Trade Association (CARIFTA) superseded by the Caribbean Community (CARICOM); and the Economic System of Latin America (SELA).

In the energy sector, Latin American countries have increasingly joined efforts since the mid-sixties in order to set up specific cooperation and coordination agencies, such as the Regional Electric Power Integration Commission (CIER), the Latin American Energy Organization (OLADE), and the Reciprocal Assistance of Latin American State Oil Companies (ARPEL).

On the basis of this background and within this context, in March 1991, the Presidents of Argentina, Brazil, Paraguay, and Uruguay signed the Asunción Treaty aimed at setting up the Southern Cone Common Market (MERCOSUR). The agreement provides that, by January 1, 1995, the above-mentioned Common Market will be definitely established and that it will integrate the economies of the four countries of the southern part of Latin America.

The signatory countries of the Treaty intend to enhance the development of their own economies, welcome the incorporation of other countries of the Region, and improve their insertion in international trade. This process will enable them to



* Article based on the "Prospects of Electric Power Demand and Supply in MERCOSUR," conducted by IDEE/FB within the framework of the ARG/87/014 Project between the Ministry of Foreign and Religious Affairs of the Republic of Argentina and UNDP, with the participation of D. Bouille, G. Hasson, H. Pistonesi, R.A. Hasson, F. Groisman, C. Suárez, and H. Dubrovsky.

** Energy Economics Institute, Bariloche Foundation, Argentina.

achieve wider cooperation with other blocs of countries, whether regional or extra-regional.

To achieve economic integration, the MERCOSUR countries will have to adapt their energy systems, especially their electric power subsystems. It is precisely in the electric power sector that the MERCOSUR countries have a wide range of cooperation experience.

Integration of their electric power systems has been evolving steadily and should be emphasized on par with other efforts made in Latin America, such as the Central American Isthmus Energy Program (PEICA) and the studies for electric power interconnection of the Central American Isthmus.

The first interconnections between the electric power systems of the MERCOSUR countries emerged from bilateral negotiations geared to solving supply problems along border areas, which are generally isolated from the main electric power systems of the country with the shortage.

Because of their voltage and location, these interconnections cannot be viewed as the first step toward a real integration of the electric power grids of the area's countries, despite their importance in solving local supply problems.

Nevertheless, this type of linkage and cooperation between electric power systems will surely increase in the future, as a suitable mechanism for resolving electric power supply problems on both sides of the extensive borders shared by the member countries of MERCOSUR.

Historically, the extra-high voltage interconnections between the region's trunk systems relied on the construction of shared hydropower facilities. In view of this, it can be asserted that the binational stations are the most significant precedents to electric power integration in MERCOSUR.

With Bolivia, the four countries share the Plate River Basin, one of the largest and mightiest in South America.² This basin covers 38% of the continental territory of Argentina, 17% of Brazil's territory, 80% of Uruguay's land surface, and 100% of the territory of Paraguay. The two largest rivers of this basin, the Paraná and Uruguay, cover part of their borders.

Interest in developing the economic potential of these waterways harks back to the beginning of the century. Since then, numerous studies have been conducted, initially by the individual countries and afterwards jointly as progress was made on bilateral agreements.

To date, on the basis of binational studies, nine hydropower developments have been identified on the Paraná and Uruguay Rivers, of which two have already been commissioned (Itaipú³ and Salto Grande⁴) and one is being built (Yacyretá⁵).

It is interesting to note that the stations that are currently operating account for 53% of shared potential, a figure that will rise to 66% once the Yacyretá station is commissioned. In terms of impact on the countries' electric power supply, in 1973 when the agreements and treaties that were at the origin of the projects were signed, the expected production from the binational stations to which each country was entitled⁶ accounted for 62% of Argentina's and Brazil's total power generation, 140% of Uruguay's, and 142 times the total generation of Paraguay at that time.

During the long negotiating process undertaken by the countries in order to develop their shared waterways, the strategy that was chosen granted preference to bilateral agreements instead of multilateral ones, within a framework of cooperation and good will on the part of the basin's other countries directly or indirectly affected by the projects.

With the creation of MERCOSUR, this strategy will be revised, bearing in mind the potential for multilateral agreements. Integration of national electric power systems will surely move ahead along a wider spectrum of possibilities, unrestricted by the development of shared resources and permitting cooperation between countries that do not share borders.

As a result of this historical process, currently the Argentine and Uruguayan trunk systems, on the one hand, and the Brazilian and Paraguayan systems, on the other, are interconnected by high-voltage lines, enabling the coordinated operation of generation facilities. Nevertheless, the asymmetries in magnitude and characteristics of the facilities limit the scope of mutual assistance in case of emergencies in national systems.

The Brazilian and Argentine electric power systems are not yet interconnected, although both countries have analyzed this possibility, first in connection with the construction of the hydropower facilities on the Upper Uruguay River (Garabí, Roncador, and San Pedro), and more recently, with the expected interconnection as a result of the construction of shared stations.

The process of creating MERCOSUR will enable changes to be made to the traditional approach that has historically been used to analyze these projects. First of all, electric power integration can be broadened by coordinating the operation of the region's reservoirs; this would contribute to increasing firm hydropower, a significant advantage in a region where 86% of electric power production comes from hydraulic stations. Second, the integration process could favor greater coordination of system expansions, eventually permitting the displacement of investments. Last but not least, coordination of energy policies

in MERCOSUR could reduce the power sector's investment requirements by promoting a more rational use of regional energy resources.

As the MERCOSUR integration process is very recent, national power sector plans do not, as a rule, include the impacts that this process will exert on either electric power demand or supply. Therefore, it seems timely to analyze what effects the creation of the Southern Cone Common Market will have on the evolution of national power systems.

From the standpoint of electricity demand, it is important to examine the following:

- the effects of the simple interconnection of the power grids owing to the diversity of loads;
- impacts of the establishment of MERCOSUR on the economic activity of member countries and, as a result, on electricity demand; and
- the change in the role assigned to electricity to meet energy requirements, which the common market could facilitate.

Regarding electric power supply, the degree of hydrological and technological complementarity of projected supply by the countries will have an important effect on the possible exchange of electricity between national systems.

One element of special interest in this analysis is that the integration process is overlapping an institutional and regulatory restructuring of energy systems, especially in Argentina. According to the new rules of the game, institutional aspects can affect the full development of the potential benefits that electric power integration can bring to the parties involved. Their influence should be taken into account when designing the power integration process.

2. NATIONAL PLANS FOR THE ELECTRIC POWER SECTOR

The four countries of MERCOSUR have a wealth of experience in the implementation of electric power plans. It has marked the evolution of their respective systems and has served as the basis for negotiations between countries for the study and construction of binational electric power projects in the MERCOSUR area.

Nevertheless, the intrinsic characteristics of each electric power system, its supply of energy resources, and finally institutional and regulatory changes have affected electric power planning differently.

In the past, the availability of hydropower resources and the State's firm policy to increase their use led, both in Argentina and Brazil, to a centralized power planning process despite the complex institutional structure that characterized both systems, with the participation of numerous agencies with different jurisdictions.

Despite the problems that have emerged in the last few years in order to deal with the investments needed to implement projects and the consequent delays in their commissioning, the planning process in both countries culminated with the implementation of most projects. Because of this, MERCOSUR has based its electric power supply essentially on hydropower. This

clearly differentiates it from other regions of the world.

Uruguay and Paraguay have also maintained the tradition of centralized power planning, although supplies for their respective demands were strongly affected by the construction of the binational hydropower

stations (Salto Grande, Itaipú, and Yacyretá).

At present, the four countries are facing situations that are quite different in terms of the outlook for their respective electric power systems.

Regarding Argentina, the recent institutional changes intro-

duced into the electric power sector in particular and the energy sector in general have considerably modified its planning process and capacity to predict the future evolution of electric power supply.

Delegating responsibility for increasing electric power supply to private agents completely nullifies traditional normative planning and requires a revision of previous criteria for project selection, including the design of hydropower stations, the attitude to the risk of not meeting demand, and the appearance of conflicting objectives within the electric power chain itself.

This reorganization of the Argentine electric power sector increases the uncertainty over its future evolution, especially its supply structure beyond the year 2000, once the projects under construction are commissioned.

To achieve economic integration, the MERCOSUR countries will have to adapt their energy systems, especially their electric power subsystems. It is precisely in the electric power sector that the MERCOSUR countries have a wide range of cooperation experience

As for Brazil, although there are proposals for institutional restructuring, neither their scope nor their impact on energy policies and future electric supply structure have as yet been fully defined. The current planning process is being maintained in all its phases, even in the very long term, and Plan 2015 is being developed and will soon be issued.

The present prospective analysis of the impacts of the region's integration on the evolution of its electric power systems is part of this context of electric power planning in

vides to the rest of the MERCOSUR systems.

Most of the projects currently under construction were launched under optimistic forecasts for electric power supply growth. But the ups and downs experienced by the economies of the region's four countries in the last five years have affected both the evolution of electricity demand and the economic and financial situation of the sector's utilities.

The only country in the region that maintained a high rate of growth during the last few years is

and estimated for Brazil and Paraguay on the basis of previous plans and extrapolating the trend expected for the period 1995-2000.

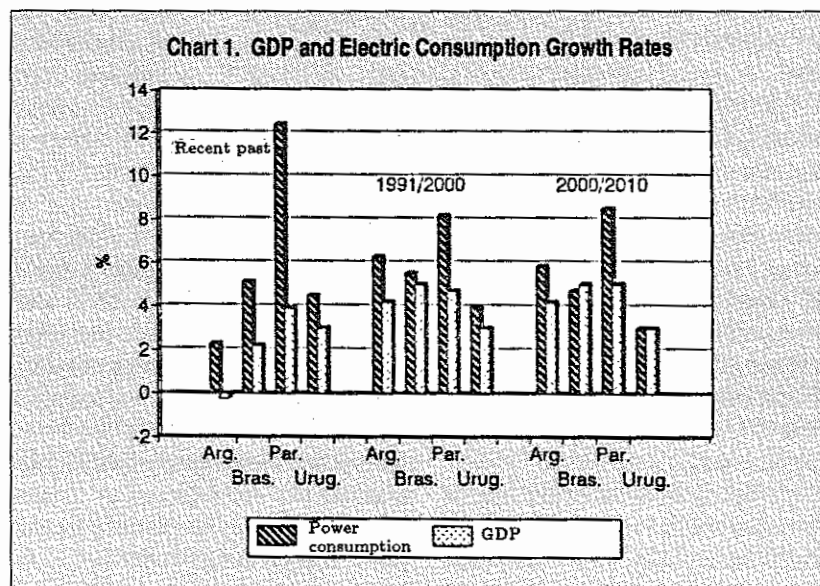
As it can be observed, all the countries assume a recovery of economic growth after the recessionary period of the last few years, with a concomitant increase in electric power consumption. The recovery forecast by Argentina is higher than the one expected by the other countries of the area and implies reverting the trend observed during the eighties and retaking the growth path of the early seventies.

Chart 1 also reflects some of the strategies defined by the countries for their electric power systems. Both in Brazil and Uruguay, the intention to reduce the electric intensity of economic activity is apparent. In both cases, energy conservation and rational use of energy (RUE) programs are being emphasized, but in the case of Brazil, lower expansion of power-intensive industries than in the past is also being envisaged.

Paraguay has also elaborated a policy for promoting the rational use of energy, but the need to continue expanding service coverage and to promote the substitution of other sources for hydropower, which it has in abundance, has led it to forecast high consumption growth and has converted its electric power system in the one with the highest expected growth in the region.

Although Argentina also has a rational use of energy program, its impact is not reflected in official consumption forecasts.

As for supply, Brazil has indicated its intention to continue using its wealth of available hydropower resources, to gradually increase the share of conventional thermoelectric generation in order to make progress in the technological and industrial mastery of this technology and, at the same time, to



the countries of MERCOSUR.

The medium-term evolution of the electric power generation infrastructure (up to the year 2000) depends heavily on the projects currently under construction, especially hydropower projects that comprise the majority of the incorporations envisaged in Argentina, Brazil, and Paraguay. This is not exactly the case of Uruguay where the program for incorporating thermal stations envisaged by the Reference Plan 1991/2000 could undergo modifications depending on the evolution of electric power demand and the opportunities that integration pro-

Paraguay, owing to its considerable expansion of service coverage.

The growing uncertainty about the evolution of electric power consumption led each country to make frequent adjustments in its forecast and projects.

The most up-to-date forecasts made in each country up to the end of the decade were exchanged within the framework of the MERCOSUR Group (Working Subgroup No. 9) and are presented in Chart 1.

The values for the period 2000-2010 in Chart 1 correspond to forecasts provided by countries in the cases of Argentina and Uruguay

develop its coal reserves in the southern part of the country and to reduce the pace of its nuclear program.

Paraguay's supply is totally determined by the binational hydropower stations (operating and under construction). The surpluses that these projects have created in the Paraguayan system are expected to be almost seven times greater than domestic demand by the year 2000, thus making this system the region's foremost exporter. These surpluses, as agreed upon in the respective binational treaties that were at the origin of the projects, have turned out to be quite important and are supplying the demands of the co-owning countries (Brazil and Argentina).

Supply of the Uruguayan system will maintain its bias for hydropower, especially until the year 2000, with the rise in its entitlement to the generation stemming from the Salto Grande project in 1995. But the variability of hydraulic contributions both in Salto Grande and the national stations, obliges the country to rely on thermoelectric facilities that can guarantee supply during low hydrological years. In the coming decade, an additional supply of energy will be required, regardless of hydrological conditions. Although studies to analyze the available hydropower potential, whether strictly national or shared, will continue, the most likely solution will be the installation of thermoelectric stations, unless MERCOSUR integration provides a more suitable solution.

In the case of Argentina, the evolution of supply up to the year 2000 is totally defined by the projects currently under construction (Piedra del Aguila, Yacretá, Pichi Picún Leufú, and Atucha II). After the year 2000, the system will expand as a result of its operation under the new institutional and regu-

latory scheme; in other words, it will depend exclusively on the decisions adopted by the private investors as the State withdraws from the electric power industry.

As a result of the lack of official long-term plans, the likely evolution of the infrastructure was reviewed in terms of the competitiveness of the various types of installations for meeting the forecast increase in demand, including hydropower and conventional thermoelectric stations, under the conditions provided by the sector's new institutional and regulatory regime.

Evidently, the competitiveness of hydropower facilities depend heavily on the expected rate of return by the generators (discount rate) and the future price of fuels for thermoelectric stations.

Concerning fuel prices, it is expected that domestic prices in the future will be in line with international prices as a result of the sector's deregulation, even when the fuel used is natural gas. For gas, therefore, a price equivalent to 80% of crude oil was used, and assumptions were made on the probable evolution of the international price of crude oil.

Of the fuel price alternatives reviewed (between US\$16 and US\$24 per barrel), the first corresponds to the prices that currently prevail in the country whereas the other two prices reflect conservative estimates on the probable prices of oil in the coming decade.⁷

No constraint of any kind was assumed for the domestic supply of fuel, assuming that, in the face of local production shortages, imports would be resorted to. This could occur both for natural gas (imports from Bolivia) and for fuel oil, which is being imported from Peru by private generators. If imported fuels are resorted to, their prices for thermoelectric stations would be higher than those forecast since CIF prices

instead of FOB ones would have to be taken and the costs of internalizing them would have to be added (transport, taxes, etc.).

But the crucial factor in defining hydropower stations is undoubtedly the discount rate used. Although a range of variants (between 8% and 24%) were analyzed, a 12% rate was selected. This rate, as it involved an analysis without cost scaling, corresponds to a high return with respect to current international money costs and is 50% more than the profitability that the Argentine State has historically guaranteed to electric power enterprises in the respective concessions, whether public or private.

The results of this analysis show that, just as they were forecast, small hydropower developments maintain their competitiveness compared with the thermal option (combined cycle or gas turbines depending on the utilization factors since steam-driven turbines cannot compete with combined cycles).

Hydropower projects have been planned for insertion in a system with different operating standards (regulation of transactions on the bulk market) and homogeneous decision-making criteria throughout the electric power chain.

Historically, the design of hydropower developments tended to maximize the utilization of hydraulic resources by substituting fuel as long as the cost of hydropower generation was lower than the cost of the substituted thermal energy. These design criteria, based on the interest of integrated utilities to reduce their total costs to supply final demand, induced the peaking of hydropower stations especially aimed at ensuring hydropower generation during hydrologically high years.

The direct outcome of these design criteria is that real hydropower generation can fluctuate considerably from one year to the other

depending on hydrological conditions, with the differences being compensated for by thermoelectric generation, which acts as a backup.

On the basis of recent institutional and regulatory changes introduced in the electric power sector, these decision-making criteria are no longer valid.

First of all, there is no standardization throughout the electric power chain, since the interests of generators are contrary to those of the distributors (maximization of the bulk price versus its minimization).

Second, to the extent that a large share of bulk transactions is channeled through the spot market, the variations in hydropower availability will induce strong price fluctuations in this market, thus affecting the earnings of all the generators, including hydropower.

Since the hydraulic generator tends to maximize his profits and therefore his earnings as his costs are virtually fixed, he will be willing to take advantage of secondary energy to the extent that its impact on thermal costs does not reduce his expected total long-term earnings. Thus, the principal of maximum utilization of hydraulic resources can be severely questioned, depending on the impact that its development will have on the bulk market as a whole.

In keeping with the sector's new organization, the design of all the hydropower projects should be revised in order to conduct a more realistic assessment of its possible insertion in the system.

This analysis was partially conducted for the binational Corpus station,⁸ but it remains to be carried out for the other projects. This especially affects large-scale stations such as the Middle Paraná, which in the comparison done at the end of the present paper appears with an obviously outdated design and for which no adjustment has been made for costs shared with other applications.

But beyond the necessary adjustments in project design, there are two factors that determine the feasibility of the construction of future hydropower stations.

The participation of private investors in Argentina's electric power sector to date has been limited to the purchase of existing assets and, therefore, there is no indication of its willingness to sink large amounts of capital in the electricity business. Nevertheless, there are international criteria that determine the behavior of private investors concerning this issue. The decisions adopted in the United States, England, and other European countries clearly show that investors prefer to reduce initial investments, even at the cost of higher operating costs, as long as this helps to diminish the long-term risk. Within this framework, it is likely that some type of special action is required on the part of the State to promote the construction of future hydropower stations.

The other important element that should be borne in mind when analyzing and designing instruments to provide incentives for the construction of hydropower stations, if the policy to promote the use of hydropower resources over nonrenewable resources is maintained, is the expected return for the private investors and the capital recovery period.

When dealing with projects with a long useful life, uncertainty on the electricity industry's future has to be reduced in order to attract investors who will accept reasonable rates of return and therefore a capital recovery period in keeping with the duration of the installations.

On the basis of these considerations, it can be asserted that, for the scope of this study, the present selection of generation projects to meet the Argentine system's growing demand is a reasonable alterna-

tive. Nevertheless, it requires an in-depth analysis of the system's operating conditions in the coming decade in order to test its feasibility in the new institutional and regulatory context.

National forecasts were added to obtain the expected evolution of MERCOSUR presented in Table 1. Energy exchanges between the countries correspond exclusively to the distribution of generation from the binational facilities.

3. IMPACT OF INTEGRATION ON ELECTRICITY DEMAND

Three types of effects were reviewed: a) stemming from electric power interconnection, which when considering load simultaneity exerts an impact on reserve and service quality needs; b) the impact on the countries' energy strategies, which could modify the role assigned to electricity to meet energy needs; and c) the impact on the level of economic activity in each country and its effect on electricity consumption.

a. Effects of Interconnection

The impact on peak demand for capacity was analyzed bearing in mind the following factors: seasonal load variation; hourly diversity, on the basis of the shape of typical load curves; and reduction of simultaneous load, based on low probability of monthly and daily coincidence of peak loads.

From a seasonal standpoint, in all the countries except Paraguay, peak demand for capacity occurs in the winter. It can therefore be asserted that seasonal diversity is virtually negligible (0.1% of total load) among the four countries.

Despite the broad geographical area covered by MERCOSUR and probably because of the relatively narrow breadth of the east-west strip where its major economic activ-

Table 1
Expected Evolution of the Electric Power Systems of MERCOSUR

	Argentina		Brazil		Paraguay		Uruguay		MERCOSUR	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1990										
Consumption-Generation	43063	100	188979	100	2260	8	4712	99	239013	100
• Hydro	15730	37	158591	84	27051	100	4413	93	205785	86
• Conventional thermal	19983	46	3495	2	5		347	7	23829	10
• Nuclear	7280	17	2237	1					9517	4
Exchange	70	-	24656	13	-24796	92	-48	1	-118	—
2000										
Consumption-Generation	79430	100	308343	100	5093	13	7067	100	399933	100
• Hydro	33468	42	237530	77	39120	100	5730	81	315849	79
• Conventional thermal	22970	29	33771	11	5		1337	19	58082	15
• Nuclear	13223	17	12780	4					26002	6
Exchange	9770	12	24262	8	-34032	87			—	
2010										
Consumption-Generation	150538	100	640849	100	10808	22	9497	100	811692	100
• Hydro	52943	35	503264	79	48770	100	6130	65	611113	75
• Conventional thermal	67955	45	86234	13	4		3367	35	157560	20
• Nuclear	13223	9	29797	5					43019	5
Exchange	16412	11	21554	3	-37966	78			—	

ities are concentrated, analysis of typical daily load curves indicates that the daily night-time peak loads in winter occur at the same hour. Because of this, there would be no savings due to hourly diversity in the normal daily programming for the year's most heavily loaded season. In the summer, when there is hourly diversity, the situation is different.

Nevertheless, the unlikely simultaneity (monthly, daily, and hourly) of the annual peak loads enables the difference between the sum of the national annual peak loads and the expected simultaneous load to be estimated at 1.3%. This percentage, even if it is low, implies a joint reserve savings on the order

of 1,000 MW for the year 2000 and 1,900 MW for the year 2010. Total joint investment savings stemming from this would amount to between US\$360 million and US\$660 million for the years 2000 and 2010, respectively, with reserve capacity estimated on the basis of gas turbines.

As a result of the interconnection, service quality would increase far more than what these figures would seem to indicate, since the shape of the load curves is not exactly equal in all countries and the earnings stemming from diversity are much higher outside night-time peak hours and other seasons of the year. In addition, the much larger scale of the generating facilities

would provide greater stability to the system as a whole in the case of emergency outages due to the lower impact of each unit's size on simultaneous demand.

b. Effects of the Energy Strategies

Each country has defined its own energy strategy in terms of available national resources. The present study has queried if the revision of these national strategies within the framework of an integration process such as the one being undertaken by MERCOSUR would have significant effects on the national forecasts of future electricity consumption.

The current and future characteristics of electric power installations on the MERCOSUR countries provide wide-ranging opportunities for complementation and coordination in the management of their electric power systems

The availability of hydropower and dependence on the imported supply of oil and products led Brazil, Paraguay, and Uruguay to promote the use of electricity for heating purposes. By contrast, the availability of natural gas in Argentina and the expansion of its transport and distribution networks in the last 45 years have fostered the intensive utilization of gas for heating purposes in the areas where gas is available, with electricity being reserved for virtually specific uses.⁹

The large surpluses of hydropower in Paraguay stemming from the binational facilities provide no reason for modifying this strategy in the future; on the contrary, they justify an even broader development of hydropower.

By contrast, the intention of Brazil to considerably expand its gross domestic supply of natural gas, either through local production or complementary imports, leads us to think that the availability of gas will affect electricity consumption and that gas may replace electricity for certain heating uses.

On the basis of final energy consumption forecasts by consumption sector and bearing in mind the characteristics of Brazil's manufacturing industry, the normal speed of penetration of new sources and the current share of gas in Argentina and MERCOSUR, and the officially forecast gross domestic supply of gas in Brazil, penetration of gas up to 2010 was estimated and the share of electricity consumption that could be substituted in the residential, commercial and public, and industrial sectors was calculated.

The results of this analysis indicates that a reduction of total electricity consumption on the order of 26,000 GWh for the year 2000 and 68,000 GWh for the year 2010, which account for 7.5% and 12.6%, respectively, of total electricity consumption projected for public ser-

vices, can be expected.

The magnitude of these estimates clearly shows the advisability of conducting joint in-depth studies of electricity and natural gas demands and of assessing in great detail the appropriateness of these substitutions, which would considerably modify the forecasts of the Brazilian power sector's future evolution.

In the case of Uruguay, electricity is used for heating purposes only in the residential, commercial, and public sectors. Recent studies have shown that 38% of the electricity consumed by the residential sector is aimed at space and water heating.

On the basis of this information, official studies estimated that the substitution potential of electricity for natural gas, if it were available, would amount to 600 GWh for the year 2000 and 800 GWh for the year 2010, which would account for a reduction of 8.5% in the electricity consumption envisaged in the plans.

c. Economic Impact of Integration

The economic growth assumptions used in the electric power plans are based on the history of the respective economies and were made prior to the initiation of the common market. Therefore, they do not include any effect due to economic integration.

In order to determine the probable impact on economic activity in each member country, the changes occurring during the last 20 years in the economic structures of the countries, especially in the industrial sector of Argentina and Brazil, were analyzed in detail.

The relative importance and the composition of intra-regional trade for each country were also reviewed, on the assumption that economic integration would lead to greater intraregional trade. The

impact on each country's overall economic activity will depend on the relative importance of this trade in each national economy, in accordance with the definition of different multiplier factors for each country.

The outcome of these analyses clearly shows that, for the economies of Paraguay and Uruguay, access to large-scale markets would have much deeper repercussions than for the Brazilian economy, whose manufacturing industry is already successfully engaged in considerable international and inter-regional trade. Argentina, on the other hand, is placed in an intermediate position and the flow of trade within the region has fluctuated drastically, depending on exchange rate ratios. In any case, agricultural and livestock products, as well as agro-industrial goods, comprise the majority of Argentine exports to MERCOSUR countries.

In order to estimate the pace of these impacts, the achievements reached in the integration process and the difficulties encountered since the signature of the first protocols since 1986 were examined.

The results of these analyses enable us to forecast that the effects on the countries' economic growth will only begin to be felt at the end of the present decade; in the next decade, the effects will produce an increase in projected economic growth on the order of 12% for Argentina, 5% for Brazil, 22% for Paraguay, and 35% for Uruguay.

The impact of this process on electric power demand forecasts will be a rise in consumption in the year 2000 on the order of 2% for Argentina, 0.4% for Brazil, 6% for Paraguay, and 6% for Uruguay. In the year 2010, these percentages would increase to 9%, 2.6%, 24%, and 17%, respectively.

4. EFFECTS OF INTEGRATION ON ELECTRICITY SUPPLY

The current and future characteristics of electric power installations on the MERCOSUR countries provide wide-ranging opportunities for complementation and coordination in the management of their electric power systems.

The predominantly hydro-electric composition of Brazilian facilities has led to the definition of supply security criteria that could respond to a much more severe breakdown of hydraulic intakes than in other countries. By contrast to Uruguay and Argentina, where the reserve for coping with low hydrological years is comprised of thermoelectric stations, in Brazil a sufficient number of hydropower stations was planned so that the risk of not supplying demand under hydrologically adverse conditions would not exceed 5%.

The natural consequence of these criteria is that, relatively frequently there are hydropower generation surpluses (referred to as secondary hydropower) which only partially find a market through the application of special tariffs in order to promote fuel substitution for heating purposes.

The secondary energy supply potential that Brazil's expansion plans would offer have been estimated for the period under review, on the basis of studies conducted in Argentina for the Paraná, Uruguay, and Limay river basins. According to these studies, secondary energy would account for about 30% of firm energy (guaranteed 95% of the time).

On the basis of a conservative assumption, it has been estimated that a potential supply for the purposes of the exchange with the other countries of MERCOSUR would be 10% of Brazil's hydropower supply, including Itaipú. It should be clarified that Uruguay also has secondary

energy surpluses, which in the last few years it has been selling to Argentina.

The possibility of taking advantage of this potential lies in the thermoelectric generation forecast by Argentina and, to a lesser extent, by Uruguay. Both systems, but to a greater extent the Uruguayan system, will be in a better position to take advantage of this surplus energy as long as it does not overlap hydrologically abundant years in the basins where their own hydraulic stations are located.

In order to test this condition, the complementarity of the hydrological schemes of the region's most important rivers was analyzed. It was confirmed that there is a potential annual and seasonal complementation capacity between the water-flows of the Uruguay and Paraná rivers and to a certain extent with the Amazon River.

This test review has exerted two important impacts on the valuation of the benefits of electric power interconnection. First of all, it facilitates mutual assistance to cope with critical situations in each system, with flows in both directions. Second, this complementation of hydrological regimes enables us to predict that critical hydraulic conditions for the whole will entail the risk of losing less hydraulic generation than would be lost through each country's individual losses.

It is clear that mitigation of the hydraulic outage risk would have consequences for project programming and would enable investment savings.

In addition, the levels of firm hydropower could increase by agreeing upon a coordinated operation of the reservoirs, permitting the countries to restructure their dammed hydraulic reserves in order to cope with hydrological contingencies under better conditions.

The analyses conducted show that both the potential supply of secondary hydropower and the possibilities of taking advantage of this supply depend on the level of integration attained.

With simply the interconnection of systems, the thermoelectric generation capable of being substituted is far below the estimated potential supply and only in the year 2010 can it be fully utilized. In any case, the substitution could attain close to 14 TWh in the year 2000 and almost 53 TWh in the year 2010. Even assuming low fuel costs (US\$2.3 per BTU) and efficient stations (2,100 calories per KWh generated), the annual savings stemming from this would amount to US\$267 million in the year 2000 and US\$1.02 billion in the year 2010.

The economic impact of integration and the change in energy strategies would reduce by 6% the potential secondary energy supply as a result of the displacement of hydropower projects in Brazil when it reduces its electricity demand. But at the same time, the spatial redistribution of demand that this scenario implies will enhance the amount of thermoelectric generation that can be substituted in Argentina and Uruguay. As result, the substitution would amount to 16.5 TWh in the year 2000 and 49.6 TWh in the year 2010, with fuel savings equivalent to US\$320 million and US\$960 million, respectively.

This and other benefits of interconnection should be compared to the additional costs faced by selling countries and the costs of the interconnection itself.

In order to complete the linkage between the four electric power systems, the Argentine and Brazilian systems would have to be interconnected, as well as the Uruguayan with the Brazilian. On the basis of the current and projected configuration for the future of the countries'

transmission systems, the interconnection nexus of the future Garabí station seems highly interesting since the Yacyretá transmission would pass by Garabí and Salto Grande on its way to the larger metropolitan area of Buenos Aires. Thus, the Uruguayan system would be linked to Brazil and Paraguay through the Argentine system.

Although this is not the only possible configuration and its definition will require an in-depth review by the countries based on the magnitude of the projected exchange flows, it should be recalled that this interconnection was officially analyzed by AyE, ELETROBRAS/ELETROSUL in 1988, with an estimated investment of US\$577 million and a transformer station with a capacity of 900 MW.

It is apparent that this total investment is equivalent to twice the savings in fuels that could be obtained in the year 2000 and to 58% of the savings envisaged for 2010.

5. INSTITUTIONAL ASPECTS

The important advantages stemming from interconnection and broader coordination in the management of electric power systems of MERCOSUR, nevertheless, can materialize and will bring benefits for all electricity consumers of the area only to the extent that the integration process is adequately conducted and regulated by means of agreements between the parties involved. Some thoughts on the influence of institutional and regulatory aspects on this process will be presented here.

Establishment of the common market is concomitant with a series of changes in institutional structuring and in the rules of the game for operating the electric power systems in all the countries, even when the level of reform that each has attained

at present is not exactly the same.

In order to keep in mind the type of questions that will emerge when officially designing the area's electric power integration agreements, it would be interesting to analyze the impact that this integration would exert on the operation of Argentina's system, which has made the most progress in terms of institutional and regulatory changes and in a direction somewhat different from what the other MERCOSUR countries have proposed.

It is apparent that important benefits from electric power integration will stem from the utilization of secondary hydropower, for which a "strong" interconnection between the Argentine and Brazilian systems that could also be used by Uruguay is required.

This would require specific investments in transmission in Argentine territory, which should be sufficiently interesting to attract some private investor.

The economic attractiveness of this investment would depend on the conditions under which the marketing of this energy between the countries is agreed upon and the way of inserting it in Argentina's bulk power market.

According to current standards, international exchanges are decided on by the agency in charge of load dispatching to the extent that these exchanges are advantageous due to the difference in marginal operating costs. In other words, they would be inserted in the Argentine spot market.

The possibility of achieving the substitution levels projected in this study will depend on the share of the bulk market that is marketed under this modality. Reform of the Argentine system is still too recent to forecast this market's importance in the future. One can only say that the purchasers of recently privatized thermoelectric stations in Buenos

Aires have opted to sign medium-term (eight years) supply contracts rather than assuming the risks implied by adjusting to spot market conditions.

The foreseeable impact of these secondary energy purchases on spot market prices will be peak-shaving due to the use of less efficient equipment and/or the risk of supply outages. It is likely that it will also have an effect, although of a lesser magnitude, on the minimum marginal cost. It is therefore reasonable to expect that this important additional hydropower supply will reduce the fluctuations in the bulk electricity price.

Evidently, this will diminish the risk of all the agents involved in this market and, because it tends to reduce the average price, it will clearly favor the purchasers, that is, the distributors and large consumers. Therefore, it is expected that both will become promoters and advocates of interconnection and the resulting exchanges.

The generators will also observe that the uncertainty over the evolution of their future earnings will diminish. At the same time, however, they can be sure that their expected earnings will be lower. Unless their facilities can compete economically with these prices, they will be discouraged from participating in this activity.

Up to the year 2000, the potential supply of secondary energy could be quite significant, compared to expected conventional thermoelectric generation. If the criterion to eliminate from the estimate of the system's marginal cost all costs stemming from technical constraints, such as maintaining a certain minimum level (floor) of local thermoelectric generation for supply security reasons, is maintained, the price at which the secondary energy is purchased could become the marginal cost of the Argentine sys-

tem and, therefore, the spot market price.

Under these conditions, not only would the thermoelectric generators see their competitiveness restricted but also some hydraulic generators could also become noncompetitive.

Evidently, the impact of this eventuality would depend on the permanence of this phenomenon, since the agents will be defining their performance in terms of expected average values. As a result, it seems highly advisable to study in great detail the likelihood of the occurrence and permanence over time of these marketable surpluses.

An additional effect of the marketing of imported secondary energy on Argentina's spot market would be an increase in the fluctuations of Argentine thermoelectric generation, which would remain linked to the availability of water in the rest of MERCOSUR, especially in Brazil.

This situation will exert an impact on the fuels market. Depending on the type of fuel-supply contract signed by the thermoelectric generators with their suppliers, the foreseeable consequences are as follows:

- Increased operating costs for thermoelectric generators with pay-or-take fuel supply contracts, when they are obliged to pay for unused fuel and are unable to recover these higher costs by simultaneously reducing the electricity sold and the average marketing price on the spot bulk electricity market. In this case, the fuel suppliers would appropriate a part of the profits stemming from the interconnection, at the expense of the thermoelectric generators.
- Lack of fuel supply guarantees (supply shortages and/or price hikes) for the thermoelectric gen-

*Second, this
complementation of
hydrological regimes
enables us to predict that
critical hydraulic
conditions for the whole
will entail the risk of
losing less hydraulic
generation than would be
lost through each
country's individual losses*

erator when he has to increase his generation due to the lack of hydraulic surpluses. In both cases, electricity prices would increase on the bulk market, thus adversely affecting the consumers.

On the basis of these considerations, it is clear that the generators could be seriously affected by the marketing of secondary energy on the spot electricity market. In order to avoid damages that would jeopardize the normal operation of the Argentine electric power system, exchange ceilings that would end up by being reasonable for all the agents involved would have to be studied, without discounting the benefits of interconnection. These ceilings will surely depend on the configuration that the system has during each period of time.

It is difficult to envisage the possibility that these exchanges will be traded outside the spot market by means of medium-term contracts, since they cannot guarantee supply. Therefore, it can be concluded that, even at this incipient level of cooperation in the management of interconnected systems, the vertical division

On the basis of these considerations, it is clear that the generators could be seriously affected by the marketing of secondary energy on the spot electricity market

of the electric power chain established by Argentina's new institutional scheme requires changes in the traditional assessment approach, which simply involves minimizing costs, and consideration of the various opposing interests of the different agents involved.

Attaining the second level of cooperation, that is, the coordination of policies for operating the reservoirs, appears to be easier, to the extent that the agency in charge of load dispatching in Argentina is the one that centrally plans the operation of the national reservoirs, and therefore agreements could be directly entered into at this level.

The sole purpose of these reflections is to show how institutional factors influence the effective implementation of the potential benefits of interconnection and the progressive integration of the electric power systems of MERCOSUR and to call attention to the need to bear in mind the operating conditions of the systems in the agreements between the member countries.

6. CONCLUSIONS

In short, the characteristics of the MERCOSUR systems offer

important advantages for the integration and complementation of their electric power systems.

The development of binational projects, including both those already commissioned and those that can be agreed upon in the future, are an important base to facilitate the interconnection of systems and to advance in the coordination of their operation.

It is foreseeable that development of the substantial hydropower resources that the region has available will continue during the next 20 years. This forecast is based not only on Brazil's express policy to continue on the same course, but also on the competitiveness of several hydropower projects on the Argentine market, even under current operating conditions.

Nevertheless, in the case of Argentina, an in-depth revision of the design criteria for the hydropower stations is needed to adapt them to the new institutional and regulatory scheme that is in force.

Preliminary studies conducted in this direction for the Corpus hydropower station show that a lower peaking level of the stations could increase their competitiveness over thermoelectric generation options.

It is advisable to study more thoroughly the adaptation of Corpus, which could play a significant role in supplying electricity beginning in the year 2003 to the extent that the Argentine system retakes the road of growth planned by the authorities.

The Garabí binational station also appears to be of interest for the integration of the region's electric power systems since it could become the main nexus for interconnection between Brazil and Argentina, allowing at the same time for the linkage of Uruguay with the Brazilian and Paraguayan systems through the Yacyretá transmission system through Argentine territory.

From the strictly electricity standpoint and in addition to improvements in service quality and the consequent reserve savings that the interconnection would provide, the main benefit comes from the capacity for complementation of the hydrological regimes and the possibility of utilizing secondary hydropower, which otherwise would not find a market.

Although this kind of exchange would mean substantial fuel savings, the determination of its true potential and benefit, at least in Argentina, should not ignore the different impacts on the various agents of the electric power chain.

Finally, the importance that a revision of the energy strategies of the area's countries, as a result of progress made in integration, would have for the prospects of the power sectors should be underscored. The role of electricity in supplying energy requirements and its possible substitution by other competitive sources, such as natural gas, could entail significant investment savings for the power sector. ●

NOTES

1. The Organization of the American States (OAS), the Inter-American Development Bank (IDB), the Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC), the General Treaty on Central American Integration (ODECA), the Latin American Free Trade Association (ALALC) superseded by ALADI, etc.
2. Surface extension of 3.2 million square kilometers and 22,000 cubic meters per second of water flowing at its mouth, according to ECLAC estimates.
3. Shared by Brazil and Paraguay.
4. Shared by Argentina and Uruguay.
5. Binational undertaking between Argentina and Paraguay.
6. Acknowledging 50% of production to each co-owner country.
7. It should be clarified that Brazilian plans assume a cost of US\$30 per barrel and the Uruguayans assume a rising cost of between US\$30 per barrel for the year 2000 and US\$39 per barrel for the year 2010.
8. In the study entitled "Construcción por concesión de la central hidroeléctrica de Corpus," Fiel, July 1991.
9. Private enterprises, which have recently obtained licenses for gas distribution, have stated their interest in analyzing the competitiveness of gas compared to electricity in air conditioning, which has until now been almost exclusively restricted to electric power.

REFERENCES

1. IDEE-FB, *Estudio Prospectivo de la Demanda y Oferta de Energía Eléctrica en el MERCOSUR*, July 1992.
2. SEE de la República Argentina, *Plan Energético Nacional 1986-2000 y Plan Nacional de Equipamiento de Generación y Transmisión 1979/2000*.
3. "Construcción por Concesión de la C.H. Corpus," Fiel, July 1991.
4. Agua y Energía Eléctrica-ELETRORAS-ELETROSUL, *Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí en el Río Uruguay entre Brasil y Argentina: Resumen del Proyecto Básico*, July 1988.
5. ELETRORAS, *Plano Nacional de Energía Eléctrica 1987-2000, Plano Decenal 1991-2000, Cadernos do Plano 2015*, Nos. 1-5.
6. ANDE, Paraguay, *Proyecciones Económico-Financieras 1991/2000*, August 1991.
7. UTE, Uruguay, *Plan de Referencia 1991/2000*, October 1990.
8. SEE, NEA Provinces and IDEE/FB, *Estudio Energético Integral del Noreste Argentino*, 1990.
9. *Reexama da Matriz Energética Nacional*, Comissão Decreto No. 99503, Brazil, November 1991.
10. National Energy Directorate, Ministry of Industry, Energy, and Mining, Uruguay, *Análisis del Sector Energía para el Período 1991/2000*, January 1991.
11. SELA, *Una Experiencia de Integración*, ED/1, September 1989.
12. Taurle, J., *Automação e Competividade: Uma Valuação das Tendências no Brasil*, Federal University of Rio de Janeiro, 1987.
13. CFI, *Gasoducto Interprovincial del Noreste de la República Argentina para el Suministro de Gas Natural a las Provincias de la Subregión y Provisión a Paraguay y Estados Brasileños del SUR*, April 1988.
14. BID-INTAL, *Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil*, July 1983.
15. BID-INTAL, *Interconexiones Gasíferas en el Cono Sur*, January 1984.
16. Index MERCOSUR, *Argentina-Brasil*, Year 1, Nos. 1-4, October, November, and December 1991 and January 1992, Buenos Aires, Argentina.
17. ELETRORAS, *América Latina. Países do Cono Sul. Informações Estruturais*, Boletim Tarifario del Fornecimento 001/91, Year III.
18. Republic of Argentina, Ministry of Economy and Public Works, Electric Power Secretariat, Secretariat of Hydrocarbons and Mining, *Descripción del Sector Energético*, March 1992.
19. Office of the President of the Republic, Technical Planning Secretariat, Project PAR/85/003, UNDP-IBRD, *Proyecciones Tendenciales del Consumo de Energía hasta 2005: Lineamientos de Política Energética y Escenarios de Desarrollo*.
20. CERES, *Los Efectos Económicos de la Regulación del Sistema Eléctrico: La Experiencia Uruguaya*, March 1991.
21. Ministry of Mines and Energy, Brazil, *Balanço Energetico Nacional*, 1989, Base Year 1988.
22. IDB-INTAL, Weiger, M., Consultant, *Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil*.
23. Campos, Luis A. and Canese, Ricardo, *El Sector Público en el Paraguay: La necesidad de su Reestructuración*.
24. IDB-INTAL (UPADI-CPI), Pub. No. 303, *Experiencias de Integración Hidroeléctrica*, First Meeting of Binational Hydropower Developments.
25. IDB-INTAL, Pub. No. 324, *Identificación, Preparación y Evaluación del Proyecto de Integración Fronteriza: Aspectos Metodológicos*, and No. 329, *La Distancia como Obstáculo a la Integración Regional*.