

COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL

**PROYECTO CIER 02 – MERCADOS MAYORISTAS  
E INTECONEXIONES FASE I**

CORPORACION ANDINA DE FOMENTO

**INFORME FINAL**

**FB-IDEE**

Fundación Bariloche  
Instituto de Economía Energética

**CEPEL**

Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica

**PSRI**

Power Systems Research Inc.

Noviembre 1998

**VERSION CORREGIDA – Marzo 1999**

## Indice

<b>CAPÍTULO I</b>	<b>FASE I DEL ESTUDIO: CONTENIDO Y PRINCIPALES CONCLUSIONES</b>	<b>1</b>
1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	ANÁLISIS DE DEMANDA. DIVERSIDAD HORARIA Y ESTACIONALIDAD	2
3.	ANÁLISIS HIDROLÓGICO	3
4.	ANÁLISIS DE LA OFERTA DE ELECTRICIDAD EN EL SERVICIO PÚBLICO	4
5.	ANÁLISIS DEL ROL Y LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL	7
6.	SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS AISLADOS E INTEGRADOS. PRINCIPALES BENEFICIOS	7
7.	DIAGNÓSTICO DEL MARCO INSTITUCIONAL REGULATORIO PARA EL FUNCIONAMIENTO DE UN MERCADO INTEGRADO	9
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>ANÁLISIS DE LA DEMANDA</b>	<b>12</b>
1.	OBJETIVOS	12
2.	INTRODUCCIÓN	12
3.	INFORME DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA	14
3.1.	EVOLUCIÓN RECIENTE Y AÑO BASE	14
3.2.	PLANES NACIONALES - PROYECCIONES DE LA DEMANDA FUTURA	17
4.	INFORME DE LA DIVERSIDAD HORARIA Y DE LA ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA	22
4.1.	ANÁLISIS DE LA DIVERSIDAD HORARIA DE LA DEMANDA	22
4.2.	ANÁLISIS DE LA ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA	26
5.	PRINCIPALES CONCLUSIONES	27
<b>CAPÍTULO III</b>	<b>INFORME DE ANÁLISIS HIDROLÓGICO</b>	<b>28</b>
1.	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	28
2.	PROCEDIMIENTO	28
2.1.	ANÁLISIS DE LOS CAUDALES DE CADA PAÍS	28
2.2.	ANÁLISIS DE LAS OPORTUNIDADES DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LOS PAÍSES	29
2.2.1.	Complementariedad Estacional	29
2.2.2.	Complementariedad Anual	30
3.	CONCLUSIÓN	31
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>ANÁLISIS DE LA OFERTA</b>	<b>32</b>
1.	INTRODUCCIÓN	32
2.	CARACTERÍSTICAS DEL ABASTECIMIENTO EN AÑO BASE (1996)	33
2.1.	COMPOSICIÓN Y UTILIZACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN	33
2.2.	EL USO DE COMBUSTIBLES EN CENTRALES ELÉCTRICAS	37
2.3.	INDICADORES SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS EN 1996	40
2.4.	CONTRIBUCIÓN DE CADA PAÍS AL PARQUE ELÉCTRICO SUDAMERICANO	45
3.	LAS TENDENCIAS EN EL EQUIPAMIENTO FUTURO	46
	Argentina	47
	Bolivia	48
	Brasil	48
	Chile	48
	Colombia	49
	Ecuador	49
	Paraguay	49
	Perú	50
	Uruguay	50
	Venezuela	51
4.	LA EXPANSIÓN PREVISTA DEL PARQUE DE GENERACIÓN	51
4.1.	EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN	51
4.2.	INDICADORES SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS DEL ABASTECIMIENTO	56
4.3.	CONTRIBUCIÓN DE CADA PAÍS AL PARQUE ELÉCTRICO SUDAMERICANO	60

<b>CAPÍTULO V</b>	<b>ANÁLISIS DEL ROL Y LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL</b>	61
1.	OBJETIVOS	61
2.	CONCLUSIONES	61
<b>CAPITULO VI</b>	<b>SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS AISLADOS E INTEGRADOS. PRINCIPALES BENEFICIOS</b>	67
1.	INTRODUCCIÓN	67
1.1.	PAÍSES INVOLUCRADOS	67
1.2.	CAPACIDAD INSTALADA	67
1.3.	OPORTUNIDADES PARA INTERCONEXIÓN	69
2.	ESTUDIOS AISLADOS	69
3.	INTERCONEXIONES POTENCIALES	70
3.1.	CUADRO DE INTERCONEXIONES	70
3.2.	CORREDOR ENERGÉTICO	72
4.	ESTUDIOS INTEGRADOS	73
4.1.	INTERCONEXIONES SELECCIONADAS	73
4.2.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UNA INTERCONEXIÓN	74
4.2.1.	Identificación de los Beneficiarios	74
4.2.2.	Impacto en la Volatilidad de los Precios “Spot”	74
4.2.3.	Pagos por Capacidad	74
4.2.4.	Conclusiones	75
4.3.	EJEMPLO DE LOS RESULTADOS	75
4.3.1.	Resultados de las Simulaciones	75
4.3.2.	Ejemplo	75
4.3.2.1.	Sistema Interconectado	75
4.3.2.2.	Reducción en los Costos Operativos	76
4.3.2.3.	Impacto en los Precios “Spot”	76
4.3.2.4.	Intercambios entre los Países	77
5.	RESUMEN DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES	77
5.1.	OPORTUNIDADES DE INTERCONEXIÓN	77
5.2.	ESTUDIOS DE INTERCONEXIÓN	78
<b>CAPÍTULO VII</b>	<b>DIAGNÓSTICO DEL MARCO INSTITUCIONAL REGULATORIO PARA EL FUNCIONAMIENTO DE UN MERCADO INTEGRADO</b>	79
1.	INTRODUCCIÓN. PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN INSTITUCIONAL REGULATORIA Y PRIVATIZACIONES	79
2.	INSTRUMENTOS LEGALES Y REGULATORIOS PARA LAS REFORMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO. MARCO INSTITUCIONAL. PRIVATIZACIONES.	82
	Argentina	82
	Bolivia	82
	Brasil	82
	Chile	83
	Colombia	84
	Ecuador	84
	Paraguay	86
	Perú	86
	Uruguay	88
	Venezuela	88
3.	INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	89
	Argentina	89
	Bolivia	90
	Brasil	90
	Chile	91
	Colombia	92
	Ecuador	94
	Paraguay	95
	Perú	95
	Uruguay	95
	Venezuela	96

4.	FACTORES DINAMIZANTES DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES EN LA REGIÓN .....	96
5.	BARRERAS A LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA .....	96
BIBLIOGRAFÍA .....		99
AUTORIDADES, GRUPO DE TRABAJO Y CONSULTORES .....		103

[ANEXO 1 EVOLUCIÓN FUTURA DE LA OFERTA 1996 – 2010. DETALLE POR PAÍS](#)

[ANEXO 2 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN - DETALLE POR PAÍS](#)

## Capítulo I Fase I del Estudio: Contenido y Principales Conclusiones

### 1. Introducción

El Proyecto CIER 02 – Mercados Mayoristas e Interconexiones tiene por objeto la realización de un Estudio de Mayor Interconexión Eléctrica Sudamericana, en el marco de integración de mercados necesarios para optimizar el uso de las Complementariedades Electroenergéticas de la Región.

Mediante un estudio sistemático, de conjunto para la Región Sudamericana, con alcance a largo plazo (Año Horizonte 2010; Año Base 1996) el Estudio tiende a promover una mayor integración eléctrica subcontinental, definiendo la conveniencia de interconexiones eléctricas internacionales. Concurrentemente, conforma una base de consulta para la gestión gubernamental (regulación, barreras, políticas) y para; la gestión privada (oportunidades de inversión).

El Proyecto CIER 02 está integrado por dos Fases:

#### □ Fase I

Se da término a la misma con el presente Informe Final, comprendiendo, adicionalmente, los Informes Parciales ampliados, elaborados y entregados anteriormente, durante el desarrollo del Estudio<sup>1</sup>, a saber:

- Análisis y evaluación de los planes nacionales desde el punto de vista de la Demanda. (2 tomos)
- Análisis de Diversidad Horaria y de Estacionalidad de la Demanda.
- Análisis Hidrológico
- Análisis de la Oferta. (4 tomos)
- Análisis del rol y los precios del gas natural.
- Simulación de los Sistema Aislados e Integrados. Principales beneficios. (6 tomos)
- Análisis general de diagnóstico del marco institucional regulatorio para el funcionamiento de un mercado integrado.

#### □ Fase II

Actualmente en elaboración. Comprende los siguientes Informes parciales:

- Análisis de sensibilidad de la Demanda y de la Oferta (resultados sobre el equipamiento definido en la Fase I).
- Análisis de simulación-sensibilidades de los escenarios de demanda-oferta de interconexión alternativos.
- Análisis costo/efectividad de los estudios de sensibilidad de demanda y oferta en las Interconexiones.
- Diagnóstico del marco institucional regulatorio para el funcionamiento de un mercado integrado.

---

<sup>1</sup> Los que también se proveen en el CD de la presente entrega, corregidos pero no actualizados, es decir con los datos correspondientes a sus respectivas fechas de presentación. En caso de citarse en este Informe Final datos correspondientes a presentaciones anteriores, se indican seguidos del símbolo (\*).

- Identificación de barreras institucionales y regulatorias que puedan oponerse a la integración de mercados.
- Principales impactos sobre los mercados nacionales y sobre los diferentes actores vinculados.
- Identificación directrices comunes para facilitar la integración.
- Estimación de la contribución de las interconexiones a la reducción del impacto ambiental global.
- Informe Final.

Para la realización del Estudio se ha contado con una considerable masa de información suministrada por los representantes de cada país en el Grupo de Trabajo de Mercados Mayoristas e Interconexiones de la CIER, en lo que hace a previsiones de demanda, planes de equipamiento, características del parque, costos, combustibles, aportes hídricos, características institucionales y regulatorias, etc.

Cabe advertir que la información suministrada se ha ido modificando con el transcurso del tiempo, conforme a las actualizaciones de sus respectivas fuentes y, habida cuenta que el Estudio se inició en septiembre/97, los valores de los primeros informes parciales aprobados no necesariamente coinciden con los de este Informe Final, cuya fecha de cierre de información fue fijada en el 15/12/98.

A continuación se reseñará brevemente el contenido de los diferentes análisis realizados y sus principales conclusiones. Obviamente, un desarrollo más ampliado de los mismos puede encontrarse en los Capítulos o Informes parciales correspondientes.

## **2. Análisis de Demanda. Diversidad horaria y Estacionalidad.**

El análisis histórico de la demanda (1991/96) incluyó el examen de la evolución económica de cada país, de las diversas series de consumos eléctricos por región, por categorías de usuarios, por nivel de tensión, series de indicadores económicos como el PBI, definición de elasticidades, etc. Se consideraron, en particular, los años de desvíos importantes en cada una de las series nacionales, analizando los acontecimientos económicos relevantes que incidieron en las variaciones del consumo de electricidad, entre ellas el efecto Tequila, la crisis asiática, etc. Se incluyeron, asimismo, variaciones de la demanda por impactos en la oferta derivados de eventos climáticos como fuertes sequías o precipitaciones atribuibles a fenómenos como “El Niño”, en un subcontinente de generación predominantemente hidroeléctrica.

La participación por país en el consumo total sudamericano (superior a 480 TWh en 1996) alcanzaba casi al 55% para Brasil, más del 12% para c/u, en Venezuela y Argentina y 20%, para el conjunto de los otros siete países restantes.

Las tasas históricas promedio, por país, para el período, pueden agruparse conforme a los siguientes ritmos de crecimiento:

- Superiores al 8 % a.a.: Chile, Paraguay y Bolivia.
- Comprendidas entre el 4 % y el 8 % a.a.: Argentina, Ecuador, Uruguay y Perú.
- Inferiores al 4 %: Brasil, Colombia y Venezuela.

Un examen por Sector de Consumo, muestra que dos sectores -Comercial y Residencial- superaron el ritmo medio y otros dos -Industrial y Otros- estuvieron por debajo. Esta merma del sector productivo se reflejó en una pérdida del 3,3 %, en su participación en 1996, respecto 1991.

En lo que hace a proyecciones futuras, se expusieron los criterios y metodologías de cada plan o previsión hecho en cada país, se definieron los escenarios más plausibles y se establecieron los niveles de energía enviada a la red, demanda de potencia máxima y diagramas de carga, para los años de corte 1996, 2000, 2005 y 2010 y para cada uno de los mercados nacionales.

Finalmente se hizo una apreciación de cada proyección futura, conforme a tres niveles: optimista, adecuada o razonable y pesimista. Ella facilita una evaluación primaria de los valores y fue utilizada, por otra parte, como pauta para los análisis de sensibilidad de Fase II, realizados simultáneamente con las elaboraciones finales de Fase I.

Los valores de energía enviada a la red alcanzan en el 2010 a 1.043.640 GWh para el conjunto, lo que representa una tasa promedio de crecimiento del 4,8 % a.a. y un aumento del 92%, cercano a la duplicación, respecto a 1996 (544.411 GWh). La suma no simultánea de valores de potencia máxima del conjunto, alcanzan a 165.500 MW, cercanos también a la duplicación.

En relación a las proyecciones por país, los ritmos de crecimiento resultan:

- Mayores a la tasa promedio: Chile, Ecuador, Bolivia, Paraguay y Perú.
- Menores a la tasa promedio: Argentina, Brasil, Colombia, Uruguay y Venezuela.

En el Informe de diversidad, se definieron las cargas simultáneas futuras de los diez países para las veinticuatro horas del día y para dos estaciones. La diversidad resulta de la imposibilidad práctica de que las demandas de diez países ocurran simultáneamente en la misma hora del año. De ello se infiere que la demanda máxima simultánea e menor que la suma de las máximas individuales no coincidentes.

Los resultados son significativos: en el 2010, los valores de ahorro de potencia, en caso de interconexión total, llegarían a un orden de 12.000 MW en el pico de invierno y 13.500 MW en el de verano. Estos valores corresponden a la integración del conjunto, pero un detalle de orígenes y destinos permite visualizar los ahorros de interconexiones a partir dos países cualesquiera hasta el total de diez.

Un análisis similar se realizó para las disponibilidades de energía por diversidad estacional, alcanzándose también valores significativos.

### **3. Análisis Hidrológico**

El Estudio analizó las series históricas de caudales de los países participantes en la CIER, proporcionadas por sus representantes: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. Comprendió el análisis individual de cada país y el análisis de las oportunidades de complementariedad entre los países.

El análisis individual de cada país comprendió:

- Estadísticas de los caudales (Promedios y coeficientes de estacionalidad, relación entre promedio mensual y promedio anual).
- Ajuste del modelo estocástico de caudales. Para cada secuencia de caudales fue preparado un modelo estocástico de caudales del tipo autoregresivo periódico.
- Cálculo de las energías afluentes. Fue preparada la secuencia histórica de energías afluentes para cada país (GWh/mes)

En el análisis de las oportunidades de complementariedad entre países se consideraron:

- Cálculo de la correlación espacial entre las energías de los países.

- Comparación de las energías afluentes mínimas aisladas e integradas.

Se definió la energía afluente mínima aislada como la menor energía anual observada en el registro histórico. Esta fue comparada con la mínima integrada (Suma de los registros históricos de energías afluentes del conjunto).

A nivel estacional se obtienen incrementos en los aportes integrados mínimos, respecto a los aislados, de: 24 %, para el Cono Sur; 97 %, para el Pacto Andino y 49 %, para el Subcontinente.

Los caudales precedentes serán utilizados posteriormente en los análisis de simulación de la operación de sistemas.

#### **4. Análisis de la Oferta de Electricidad en el Servicio Público**

A fin de poder simular la operación de los sistemas eléctricos sudamericanos y evaluar los impactos de la conformación de un mercado sudamericano de electricidad, se analizaron las características de la oferta eléctrica en los diez países de la CIER, prestando especial atención a los sistemas nacionales interconectados. Dado el actual estadio de desarrollo alcanzado por los sistemas eléctricos sudamericanos, sin embargo, las áreas con prestación aislada del servicio sólo representan el 2% de la generación eléctrica del servicio público de electricidad en Sudamérica.

Del análisis realizado sobre las condiciones de prestación del servicio eléctrico en el año 1996, considerado como año base, surgen los siguientes elementos:

- El 83% de la generación eléctrica en Sudamérica correspondió a centrales hidroeléctricas. Paraguay, Brasil, Perú, Uruguay y Colombia tienen una participación hidroeléctrica superior al promedio sudamericano (100%, 96.5%, 94.7%, 87% y 83% respectivamente). La menor participación de la generación hidroeléctrica se registró en Argentina (35%) y Bolivia (48,6%).
- Entre los combustibles fósiles quemados en centrales térmicas, el primer lugar lo ocupó el gas natural (63% del total), aún cuando sólo 4 países utilizaban gas: Argentina, Venezuela, Colombia y Bolivia. El carbón mineral fue el segundo combustible en importancia (22% de las calorías totales quemadas en centrales térmicas convencionales), siendo las centrales chilenas y brasileñas responsables del 86% del carbón quemado en Sudamérica. Los derivados líquidos del petróleo (fuel oil y diesel oil) sólo aportaron el 15% de las calorías totales quemadas en centrales eléctricas sudamericanas.
- La eficiencia promedio de las centrales térmicas sudamericanas era del 31.5%, con un rango de variación que oscilaba entre el 35% para Argentina y el 25% para Brasil. Estos valores muestran que en 1996 era aún incipiente la renovación del parque térmico con centrales de alta eficiencia, que se espera incremente la eficiencia térmica de las centrales térmicas sudamericanas en el futuro. Sin embargo, es difícil prever a futuro una reducción del consumo promedio de combustibles por kWh total generado en Sudamérica. En efecto, en 1996 se consumieron en promedio 500 kCal de combustibles por cada kWh generado, cifra difícil de reducir si se produce, tal como se espera, una disminución del aporte hidroeléctrico a la generación total de la Región.
- Como contrapartida del bajo consumo de combustibles, la alta dependencia del abastecimiento eléctrico de la generación hidroeléctrica incrementa la



vulnerabilidad de los sistemas frente a fenómenos climáticos que alteren los aportes hidráulicos en los ríos de la Región. Precisamente para mitigar estos efectos, los sistemas sudamericanos mostraban altos márgenes de reserva, que alcanzó en promedio al 53% de la estimación de la carga máxima simultánea de Sudamérica, esto es alrededor de 42.2 GW de reserva. Si bien los porcentajes de reserva en 1996 seguramente estuvieron influidos por condiciones específicas de la prestación del servicio en ese año y no necesariamente respondieron a las necesidades de mantener la continuidad del servicio, los países sudamericanos pueden clasificarse según su reserva disponible en:

- Superior al 65%: Uruguay y Venezuela
- Entre el 37% y el 48%: Brasil, Chile, Colombia y Argentina
- Entre el 20% y el 30%: Paraguay y Perú
- Inferior al 20%: Ecuador y Bolivia

El porcentaje de reserva asignado a Paraguay es en realidad una convención para permitir que las exportaciones de potencia de las centrales binacionales compartidas con Brasil y Argentina contribuyan a la reserva de los países importadores. En términos estrictos Paraguay dispone de una reserva ilimitada de potencia para el abastecimiento de su demanda interna.

- La compensación térmica en Sudamérica (participación de la potencia térmica en la capacidad instalada total) alcanzaba en 1996 al 22%, con diferencias significativas entre los países de la Región. Desde este punto de vista, los países pueden categorizarse de la siguiente forma:
  - Inferior al 10%: Paraguay y Brasil
  - Entre el 20% y el 30%: Colombia, Uruguay y Perú
  - Entre el 38 y el 46%: Venezuela, Chile y Ecuador
  - Superior al 53%: Argentina y Bolivia
- Para que la compensación térmica nacional sea utilizada como efectivo respaldo térmico del mercado eléctrico sudamericano, la potencia térmica debería tener cierta relevancia en el conjunto del parque sudamericano. Desde este punto de vista, Argentina y Venezuela concentran el 58% de la potencia térmica instalada en la Región. De los restantes países, sólo Brasil, Colombia y Chile tienen contribuciones superiores al 8%, totalizando los 5 países el 90 % de la potencia térmica total sudamericana.

Las tendencias futuras del parque eléctrico en los países de la Región fueron analizadas a partir de las previsiones contenidas en los Planes Nacionales para el sector. Los resultados comentados a continuación corresponden a las últimas versiones informadas por los representantes nacionales al 15/12/1998, asociadas a un Escenario de crecimiento medio de la demanda eléctrica.

En términos generales puede afirmarse que la tendencia esperada en la expansión del parque eléctrico se corresponde con una mayor diversificación en el uso de los recursos energéticos usados para la generación de electricidad. Esta tendencia, que se presenta en mayor o menor medida en todos los países sudamericanos, se vería favorecida por:

- Las políticas oficiales para reducir la vulnerabilidad del abastecimiento eléctrico a los fenómenos climáticos,
- El dinamismo de las empresas petroleras por ampliar la producción de gas natural en la Región y promover la creación de un mercado regional para este combustible;

- Los avances tecnológicos registrados en los últimos años en las centrales turbogas, tanto en lo que se refiere a la mejora de su eficiencia térmica como a la reducción de los costos de inversión, y
- La apertura del sector a la participación del capital privado después de las reformas institucionales y regulatorias, que privilegia la reducción de la inversión en la elección de las tecnologías de generación eléctrica.

En función de estas previsiones, los cambios más destacables que se producirían en la oferta eléctrica hasta el año 2010 serían:

- La potencia total instalada en Sudamérica crecería un 76%, pasando de 121.8 GW en 1996 a 214.5 GW en el año 2010. El 55% de este incremento correspondería a centrales hidroeléctricas. Entre las centrales térmicas el mayor crecimiento correspondería a los ciclos combinados, aportando algo más del 27% del incremento total de capacidad instalada, seguidos por las turbinas a gas (10%).
- A pesar de la instalación de nuevas centrales hidroeléctricas, se produciría una reducción de casi 10 puntos en la participación porcentual de las centrales hidroeléctricas en la capacidad total instalada en Sudamérica. Chile sería el país con el mayor cambio en este sentido, pasando del 61% de participación hidroeléctrica en el año base a sólo el 29% en el año 2010, favorecido por la importación de gas natural desde Argentina. El mayor uso del gas ocasionaría también en Colombia y Perú una pérdida de participación de la potencia hidroeléctrica del orden de 15 puntos. Una pérdida similar tendría Uruguay donde la expansión sería exclusivamente sobre base térmica. Sólo en Venezuela se prevé un ligero incremento de la participación hidroeléctrica (4 puntos), a pesar de disponer de las mayores reservas de gas natural de Sudamérica.
- Si bien la instalación de ciclos combinados se produciría en casi todos los países de la Región, este tipo de centrales se concentraría fundamentalmente en Argentina (34% del total incorporado en CC) y Chile (31%). Venezuela y Colombia, por su parte, tendrían una contribución similar, del orden del 11% cada uno. Es importante remarcar que los ciclos combinados irían reemplazando el rol de las turbinas a vapor como proveedoras de generación térmica de base, salvo en Ecuador y Brasil.
- La generación nuclear seguiría concentrada en Brasil y Argentina con un leve incremento de su participación en la capacidad total instalada en Sudamérica (del 1.4% en 1996 al 2.3% en el año 2010).
- El incremento de la compensación térmica en la Región (del 23% al 32% del parque total) iría acompañado por una reducción del margen de reserva. La reserva de potencia en Sudamérica pasaría del 43% de la carga máxima no simultánea en 1996 al 26% en el año 2010<sup>2</sup>.
- Se reduciría la concentración geográfica del parque térmico sudamericano, a la vez que cambiaría la contribución relativa de los diferentes países a la capacidad térmica instalada en la Región.

Los efectos de estos cambios en la estructura tecnológica de las centrales eléctricas sudamericanas, en términos de las mejoras de eficiencia térmica y sobre los flujos entre

<sup>2</sup> Cabe señalar que, en algunos casos en los cuales los planes no alcanzaban el año horizonte (2010), se previó equipamiento adicional, con criterio conservativo, para el período no cubierto.

los países de la Región, se comentan en el Capítulo VI, referido a la simulación de la operación de los sistemas eléctricos.

## **5. Análisis del Rol y los Precios del Gas Natural**

El objetivo del trabajo es analizar el papel del gas natural en las estrategias de abastecimiento eléctrico, considerando los niveles e incorporaciones de reservas, los precios y los proyectos en curso en los países de la CIER.

Las reservas han crecido al 3,9 % a.a. entre 1987 y 1997, alcanzando el orden de los 5788 miles de millones de m<sup>3</sup>. Entre el 65 % y el 70 % de este volumen se concentra en Venezuela. Argentina presenta el mayor desarrollo de la oferta con 40 % de la producción comercial conjunta de los países de la CIER, pero con un 11 % de las reservas.

La producción comercial del gas en la Región creció más que las reservas, disminuyendo levemente la relación Reservas/Producción, la que no obstante se mantiene elevada: próxima a los 50 años, en el conjunto y no inferior a los 15 años, en cada país.

La incorporación media de reservas en la Región fue del orden de los 310 miles de millones m<sup>3</sup>/año, correspondiendo el 67 % de esa cifra a Venezuela, 12,5 % a Colombia, 8 % a la Argentina, 5,8 % a Perú, 4,8 % a Brasil, y el 1,9 % restante a los demás países con gas natural.

De la comparación entre descubrimientos anuales y volúmenes de producción bruta en 1997, se ha determinado la situación por país como “incorporador neto de reservas” o bien como “consumidor neto”, ubicándose Venezuela, Perú, Colombia y Brasil, en la primera categoría y Argentina, Chile y Bolivia en la segunda.

En relación a la importancia relativa de la generación térmica respecto a la total, Argentina, Chile y Bolivia presentan los porcentajes más elevados.

En base a proyecciones simplificadas se ha estimado que el ritmo medio de descubrimientos para satisfacer la demanda total de gas natural (incluyendo industrial, domiciliario, etc. además del eléctrico) y asegurar una relación Reservas/Producción media de 20 años, deberá incrementarse en más de 2,15 veces.

Por la naturaleza de los actores intervinientes y del mercado de generación, no parece que la tendencia de los precios vaya a ser creciente en forma desmedida, sino más bien es previsible un cuadro de precios levemente ascendentes. En el Anexo I del Capítulo V se presentan las proyecciones de precios de gas natural en los distintos países.

## **6. Simulación de los Sistemas Aislados e Integrados. Principales beneficios.**

Al analizar la evolución de la estructura de la oferta eléctrica de los países de la Región se observa que, además de la importancia de la generación hidro, hay una gran variabilidad en la participación térmica en los países. Por ejemplo, Brasil y Paraguay presentan un predominio de la producción hidro mientras, en el otro extremo, Argentina y Bolivia son países con predominancia térmica. Estas características presentan dos clases de oportunidad para interconexión:

- (a) complementariedad hidroeléctrica entre países con características hidrográficas distintas;

(b) complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidro.

Al realizarse la simulación operativa de los sistemas eléctricos aislados se obtuvieron los siguientes resultados a saber:

- que existen países con costos marginales inferiores a los 15 mills de U\$S y otros con costos superiores a los 20 mills de U\$S. Esto sugiere un padrón general de exportación de los países “baratos” para los “caros” lo cual permite establecer un número importante de intercambios considerados potencialmente atractivos para cada país.
- La identificación de un “corredor energético” que va del Pacto Andino hasta el Cono Sur. En la región del Pacto Andino, observándose una posibilidad de exportación de Venezuela para Colombia que, a su vez, exportaría para Ecuador. A su vez, en el Cono Sur, se tiene un padrón de exportaciones de Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay<sup>3</sup> y Uruguay para Brasil. En el caso de Argentina y Bolivia, esta exportación también se podría hacer a través de gasoductos. El sistema Peruano es el punto de enlace de las dos regiones, pues tiene la posibilidad de interconectarse al norte con Ecuador, y al Sur con Chile o Bolivia.

Con las interconexiones propuestas precedentemente se realizaron las simulaciones correspondientes. Los principales resultados de las mismas fueron los siguientes:

- El estudio de interconexión Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela indicó una fuerte transferencia de Venezuela para los otros países. La reducción de los costos operativos de Colombia del caso de referencia para los casos estudiados, varió entre 6.2% hasta 34.2%. Ecuador tuvo reducciones sustanciales, variando de 38.3% hasta 73.1%. Venezuela, a su vez, tuvo sus costos operativos aumentados de 4.5% hasta 34.3%. Perú tuvo, en promedio, sus costos operativos aumentados 12% (en uno de los casos hubo reducción de los costos operativos).
- El objetivo del estudio Bolivia-Brasil fue estimar el beneficio de un despacho flexible en la boca de los pozos en Bolivia, comparado con despacho térmico “take or pay” en Brasil. La razón es que los precios “spot” en Brasil son muy bajos, y un despacho “take or pay” estaría desplazando la energía hidro vertida, lo que es una utilización ineficiente de recursos energéticos no renovables. Se mostró que la tasa de extracción de las reservas de gas con una planta es en promedio 4 veces menor que con el uso “take or pay”. Esto sugiere una oportunidad para el manejo más racional de un recurso no-renovable, cuyo valor económico debe crecer en el futuro.
- Los estudios de interconexión Argentina-Brasil indicaron un fuerte beneficio para la integración energética de los países. Sin embargo, se observa un aumento sustancial de la volatilidad de los precios “spot” argentinos para interconexiones alrededor de 3000 MW.
- La interconexión Chile-Perú lleva a una reducción sustancial de los costos peruanos, con un pequeño impacto en Chile.

Los resultados presentados en este estudio indican los beneficios potenciales de las interconexiones bajo un enfoque económico razonablemente completo con respecto a la modelación de los equipos y de los aspectos hidrológicos, pero relativamente sencillo con

---

3 La exportación se puede hacer de manera indirecta, a través del aumento de la transferencia de la energía de Itaipú para Brasil; que sería compensada por el aumento del uso de Yacretá.

respecto a la dinámica de los mercados y de los marcos regulatorios. Para la implementación real de las mismas, es necesario investigar con mucho más detalle ciertos aspectos entre los que merecen destacarse: la racionalidad de los diferentes actores involucrados/afectados por la interconexión, impacto en la volatilidad de los precios “spot”, modalidad de pago por capacidad, etc.

## **7. Diagnóstico del Marco Institucional Regulatorio para el funcionamiento de un Mercado Integrado**

Se analizan las transformaciones institucionales regulatorias y los procesos de privatización producidos en el sector eléctrico sudamericano, principalmente en la década del 90, identificando las características del modelo precedente respecto al posterior, a dicha transformación:

- Precedente: empresas monopólicas estatales, integradas vertical y horizontalmente, manejo y decisión centralizados del Estado, interconexiones e intercambios internacionales en base a acuerdos-contratos entre países y distribución equitativa de los beneficios resultantes.
- Posterior: Segmentación vertical y horizontal de la cadena eléctrica, privatización de las unidades de negocio resultantes, creación de un mercado mayorista competitivo, retiro del Estado de la función empresaria, de los mecanismos de inversión y asignación de recursos y de la expansión del equipamiento, regulación en los segmentos en los que se reconocen monopolios naturales, comienzan las iniciativas de actores privados en interconexiones e intercambios internacionales, con un grado creciente de libre acceso y negociación.

Conforme al grado de aplicación de las reformas a la fecha, puede establecerse preliminarmente:

- Países que realizaron reformas estructurales-regulatorias y procesos de privatización: Argentina, Bolivia, Chile, Colombia y Perú.
- Países en proceso de transición: Brasil.
- Países con iniciativas preliminares respecto a reformas regulatorias o procesos de privatización, sin aplicación significativa de los mismos: Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

El Informe analiza para cada uno de los diez países estudiados los principales instrumentos regulatorios e institucionales sancionados para implantar las reformas, estructura y autoridades del marco institucional actual y grado de avance en las privatizaciones.

Posteriormente, se reseñan brevemente los Despachos de Carga, organismos existentes en todos los países de la Región, indispensables para la coordinación de los intercambios internacionales.

Por otra parte se desarrolla una sinopsis resumida de las regulaciones y normativas vinculadas a los intercambios internacionales en cada país.

Se analizan, con posterioridad, tanto los factores históricamente dinamizantes de las interconexiones eléctricas, así como las potenciales barreras a la integración.

Con referencia a los primeros, se mencionan:

- Interconexiones basadas en la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos internacionales, como el caso de Salto Grande, subrayando la vinculación a nivel global de sistemas nacionales que establece la transmisión, originalmente considerada limitadamente, para la exclusiva evacuación eléctrica del aprovechamiento. Por otra parte se menciona el reparto equitativo de los beneficios de la interconexión, basado en el precio promedio de los marginales de ambos países.

Se estima que este factor dinamizante conserva su vigencia, considerando mercados cuyos costos marginales de largo plazo superan los de aprovechamientos hidroeléctricos potenciales, la existencia de redes de transporte existentes, en particular en Mercosur y la posibilidad de que los Gobiernos adopten políticas activas para el llamado a licitación de la construcción y explotación de los aprovechamientos por inversores privados.

- Interconexiones internacionales basadas en la disponibilidad de oferta de uno de los países para consumo del otro.
- Interconexiones basadas en la asimetría de disponibilidades de gas entre dos países.
- Interconexiones realizables a partir de las ventajas resultantes de la operación conjunta o coordinada de sistemas nacionales. No parecen existir interconexiones realizadas en base a profundos análisis previos del funcionamiento y/o coordinación de los sistemas nacionales. Ello probablemente requiera un esfuerzo sistémico de organismos gubernamentales y no gubernamentales que alienten iniciativas de inversión privada en estos casos más complejos, pero no menos convenientes, de integración.

El último punto de este Informe preliminar, que será ampliado en Fase II, está destinado a las barreras que pueden obstaculizar la integración eléctrica. En este aspecto como en los precedentes, el análisis se propone incluir la totalidad de los puntos de vista existentes, de manera que el desarrollo sea representativo de todas las opiniones del conjunto, aún en el caso en que ellas no fueran necesariamente coincidentes. Las principales consideraciones son:

- Los análisis de simulación realizados evidencian que interconexiones que producen beneficios globales, pueden provocar perjuicios unilaterales a actores o países, lo que señala la conveniencia de prestar atención a los mecanismos de asignación de los beneficios.
- En caso contrario, los países o actores perjudicados pueden generar resistencias al proceso de integración, no por la carencia de beneficios, sino por la distribución no racional de los mismos.
- Un primer interrogante sería ¿Es posible mantener una asignación de beneficios razonable dentro de los mecanismos de mercado? Una primer respuesta parece proporcionarla la normativa recientemente adoptada en Colombia, en la Resolución CREG N° 112 de septiembre de 1998.
- Como se comentara un aspecto sensible en la regulación de intercambios internacionales está vinculado al grado de equidad de dichas transacciones. Una exportación implica una demanda adicional en el país de origen y una oferta adicional en el país de destino. Si los precios se definen por los diagramas de demanda total de cada uno de los países, el precio local del país exportador aumenta, en tanto el precio local del país importador disminuye. No parecería justo que un país que esta aportando al mejor abastecimiento de otro, reciba como “beneficio” un encarecimiento de sus costos locales.

- Teniendo en cuenta algunos diagnósticos preliminares de este Estudio, la Resolución mencionada aporta importantes soluciones a esta cuestión.  
Básicamente en ella se diferencian dos demandas, en lugar de una, como tradicionalmente se considera: la demanda doméstica o nacional; la demanda internacional. Coincidentemente con estas demandas, se consideran dos precios de oferta en la Bolsa de Energía: el Internacional, correspondiente al diagrama suma (Demanda total suma de la demanda doméstica y de la internacional) y el Nacional, correspondiente a la demanda doméstica.
- Como consecuencia, la nueva Resolución establece condiciones para que los precios locales mantengan su nivel y no sean afectados por los intercambios internacionales, cualquiera sea la magnitud de estos últimos.
- Análisis ulteriores pueden desarrollarse sobre este tema a nivel de acuerdos internacionales y de la participación y asignación de beneficios de los diversos actores privados. En los análisis de simulación se cuantifica la asignación de beneficios de cinco tipos de actores, intervinientes en las transacciones internacionales.  
En los análisis futuros, tanto de simulación como regulatorios, será conveniente analizar aspectos tales como la volatilidad de precios spot, efectos en los ingresos de los actores, efectos en los precios de mercado de los países importador y exportador, pagos por capacidad, investigando en ellos soluciones normativas tendientes a optimizar la integración.  
Otro aspecto se vincula con la optimización del recurso gasífero, considerando dos alternativas diferentes: explotación con planta eléctrica flexible o sistema de contrato “take or pay”.
- La norma antes citada de la CREG obliga a los generadores y comercializadores a participar dentro de la Bolsa de Energía. En Sudamérica existen actualmente vinculaciones internacionales no sujetas ni física ni regulatoriamente al Mercado Mayorista, lo cual parecería inconveniente, pues genera exclusividades inequitativas.
- La necesidad de expandir los sistemas de transporte internacional focaliza la problemática sobre los sistemas de apropiación de costos y determinación de los beneficiarios que asuman los costos de los mismos. Este tema no parecería tener, hasta el momento, una solución totalmente satisfactoria.
- Aún cuando los operadores privados se muestran activos en detectar buenas oportunidades de negocios, en ocasiones no prima en ellos una visión sistémica sobre dos aspectos: 1) la detección de beneficios de cuantificación más compleja y la permanencia, en el tiempo, de dichos beneficios; 2) la conveniencia y las necesidades del conjunto de actores y de la comunidad.  
Parecería conveniente la complementación de la actividad privada con estudios exploratorios de organismos especializados, no gubernamentales y gubernamentales, tales como la CIER, los equipos de despacho de carga y de planeamiento y/o prospectiva, a fin de detectar nuevas oportunidades de integración y transparentar las condiciones de permanencia de sus ventajas.
- En los casos en que la libre disponibilidad del recurso y el libre acceso a los mercados da preeminencia a los operadores privados en las decisiones sobre recursos energéticos no renovables, probablemente sea conveniente que las políticas oficiales regulen los volúmenes de reservas y niveles de producción asignables a la exportación, así como la asignación de costos internos de transporte, tanto a la exportación a la exportación, como al consumo doméstico.

En resumen será importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los operadores privados a favor de proyectos de integración energética, atiendan a principios de equidad en la distribución de los costos y utilidades y beneficien a la comunidad en su conjunto.

## Capítulo II Análisis de la Demanda

### 1. Objetivos

Los objetivos del presente Capítulo han sido:

- Determinar los ritmos de crecimiento nacionales y regional para las hipótesis de demanda eléctrica más probables definidas en los planes o proyecciones de cada país.
- Analizar las diversidades horarias y las complementariedades estacionales de la demanda para los mercados eléctricos nacionales;
- Establecer la información de base para los estudios de intercambio y los beneficios asociados a la interconexión mediante la simulación operativa de los sistemas.

### 2. Introducción

El estudio de demanda se ha realizado a nivel de energía y potencia enviadas a la red. Los diagnósticos y proyecciones comprenden los sistemas interconectados o interconectables significativos del servicio público, no incluyendo las localidades aisladas de pequeña magnitud.

Los análisis de previsión de demanda eléctrica, elaborados por los diez países comprendidos en este Estudio, cubren un amplio y diversificado espectro metodológico entre los que se encuentran: Métodos de extrapolación de la tendencia histórica en función del tiempo. Modelos autónomos, Modelos econométricos condicionados a variables explicativas principalmente macroeconómicas, Métodos analíticos comprendiendo un grado mayor de desagregación y variables intervinientes, que mediante procesos de simulación posibilitan considerar variaciones estructurales, Metodología de escenarios que responde a la necesidad de considerar diferentes encuadres nacionales futuros, de carácter más global, no limitados a una relación rígida y exclusiva con uno o más indicadores económicos y métodos mixtos.

Además de la diversidad metodológica, debieron considerarse otros aspectos, entre los que pueden señalarse:

- Número de escenarios planteados: en algunos casos solamente uno o dos. Posibilidad de definir hipótesis adicionales o simplemente mantener una de las hipótesis.
- Extensión de la demanda hasta el año horizonte 2010 en los casos en que el alcance temporal era menor.
- Cumplimiento de hipótesis y metas supuestos en los diferentes casos en los que la expansión estuviera a cargo del Estado, de actores privados o de ambos, ya sea por coexistencia de acciones simultáneas o desdobladas en el tiempo, debido al desarrollo de la transformación.

Las previsiones nacionales de demanda consideraron una proyección de referencia, a veces única pero más frecuentemente acompañada de otras hipótesis alternativas de valores superiores e inferiores.



La necesidad de estas alternativas surgió del propio carácter aleatorio de la demanda y, adicionalmente, del de los predictores, variables explicativas e incluso escenarios, también de comportamiento futuro incierto, a los que la demanda está asociada: económicos; políticos; climáticos; poblacionales; institucionales; regulatorios; de sustituciones energéticas; innovaciones tecnológicas; de implantaciones extratendenciales; de políticas de uso racional, disminución de pérdidas, electrificación; y otros.

Las alternativas tienden, en principio, a acotar la incertidumbre de la previsión entre límites razonables, frecuentemente de fluctuación máxima y mínima.

Suponiendo invariantes las demás condiciones, un aumento de la demanda tiende a incrementar las escaseces y, consecuentemente, los precios y probablemente los costos eléctricos. Obviamente, una reducción tiende a producir efectos contrarios a los expresados.

Ello implica que la factibilidad de una interconexión puede variar según la hipótesis o escenario de demanda que se considere, la que puede tornarla tanto viable como inviable, según el caso.

En función de las incertidumbres expuestas, y si bien en este Capítulo se realiza el análisis en torno a un Escenario Medio o de Referencia, es importante destacar que en la Fase II del Proyecto se realizan análisis de sensibilidad de la demanda de hipótesis alternativas (a las de referencia) que sirven de base al procesamiento de simulaciones y análisis costo-efectividad de las interconexiones, para estos escenarios de demanda alternativos<sup>4</sup> y no solamente para las proyecciones de referencia.

En ese sentido cabe mencionarse que al avanzar en los estudios han surgido modificaciones a las proyecciones iniciales, que serán indicadas en el capítulo correspondiente.

Dentro de este marco introductorio es que el presente Capítulo incluye:

- Informe de análisis y evaluación de los planes nacionales desde el punto de vista de la demanda.
- Informe de análisis de la estacionalidad y de la diversidad horaria de la demanda.

En el primer informe se realiza un análisis de la evolución reciente de variables de tipo macroeconómicas e indicadores eléctricos a nivel nacional-regional, haciendo particular hincapié en las condiciones del año de partida (1996). Luego se consideran y evalúan las perspectivas futuras del mercado eléctrico regional, para un escenario medio o de referencia.

En el segundo informe se analizan las curvas de carga típicas de cada país considerando la diversidad horaria. Adicionalmente se realiza un análisis de la estacionalidad de la demanda a fin de determinar para una situación ideal de integración total los potenciales beneficio.

---

4 Estos procesamientos se hacen extensivos también a los Escenarios Alternativos de Oferta

### **3. Informe de análisis y evaluación de los planes nacionales desde el punto de vista de la demanda.**

#### **3.1. Evolución reciente y año base**

##### **Situación Económica**

El rasgo económico principal, en 1996, lo constituye la reaparición de un moderado crecimiento con estabilidad de precios, característica del desempeño regional a principios de los 90, antes que irrumpiera la crisis financiera mexicana de finales de 1994, con la gradual recuperación de las economías. En lo referido exclusivamente a los diez países de Sudamérica analizados en este Estudio, la variación del PIB 1995/96 fue de 3,2% y el promedio anual para el período 1995/96 de 3,8%. Los montos alcanzados por el PBI total y por habitante, para el conjunto sudamericano, fueron respectivamente: U\$S 914.320.000 y U\$S 2.850 (dólares constantes de 1990), criterio mantenido en todos los valores monetarios incluidos en este punto.

Argentina (superado el “efecto tequila”) volvió a registrar una tasa positiva de crecimiento, aunque esta aún no contrarresta la caída del año anterior. La economía se expandió a menor ritmo en varios países de la región, debido a políticas destinadas a mitigar la inflación, adoptadas, entre otros, por Brasil, Chile y Colombia, así como también a evitar problemas relacionados con el balance de pagos, como las aplicadas en Perú. Consecuentemente, en la mayoría de los países la tasa de crecimiento fluctuó entre el 3% y el 5%, nivel solo superado por Chile y, por otra parte, Venezuela fue el único que registró una tasa negativa (-1,4%), aún cuando su situación mejoró en los últimos meses del año.

El crecimiento de la región en su conjunto se vio estimulado principalmente por las exportaciones, dado que el aumento de su volumen prácticamente triplicó el del PIB. Las exportaciones regionales de mercancías ascendieron a 248.000 millones de dólares en 1996, lo que implica un aumento del 11% respecto a 1995. Los países con mejor desempeño en este campo fueron los petroleros, los exportadores de bienes manufacturados y, puntualmente, Bolivia y Uruguay. Las importaciones superaron los 245.000 millones de dólares en 1996, lo que representa un incremento del 10,6%, valor levemente inferior al 12,3%, registrado en 1995.

Los desempeños más desfavorables se debieron a la aplicación de políticas de ajuste, debidas a sobrecalentamiento de las economías –Brasil, Chile, Colombia, y Perú- o a desequilibrios macroeconómicos enfrentados a abultados déficit fiscales, también en Brasil, Venezuela y, en menor medida, Ecuador. En Paraguay la declinación de la tasa de crecimiento se explica por la crisis bancaria que afectó al país.

Cabe señalarse que actualmente se registra además, una crisis financiera expandida a nivel mundial, originada a mediados de 1997 en Tailandia con la devaluación de su moneda, seguida posteriormente por Indonesia, Singapur, Filipinas, Malasia, Taiwan y Corea. Estos cambios monetarios en los llamados “tigres asiáticos”, tradicionalmente exportadores, presionaron sobre la Bolsa de Hong Kong, trocando el problema monetario en bursátil. A partir de allí la crisis se trasladó a Japón, Europa, Estados Unidos, Rusia y América Latina. En esta última, las mayores pérdidas se produjeron en las bolsas de San Pablo, Buenos Aires y México, las que en la actualidad van retomando paulatinamente los valores previos a la crisis.

## **Demanda Eléctrica**

En cuanto a los consumos totales de electricidad, pueden establecerse tres subconjuntos que ordenados cuantitativamente son: mayores de 50 TWh, Brasil, Venezuela y Argentina; entre 10 TWh y 50 TWh, Colombia, Chile y Perú; menores de 10 TWh, Ecuador, Uruguay, Paraguay y Bolivia. A nivel de los consumos “per cápita” pueden definirse dos subconjuntos que, ordenados también cuantitativamente, son: mayores de 1000 kWh/habitante, Venezuela, Brasil, Chile, Uruguay y Argentina; menores de 1000 kWh, Colombia, Paraguay, Ecuador, Perú y Bolivia (Ver Mapa ilustrativo).

El grado de electrificación de la región es elevado ya que seis de los países superan el 90% de su población con abastecimiento eléctrico (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Uruguay y Venezuela). El resto de los países presentan porcentajes de electrificación que oscilan entre más del 50% (Bolivia y Perú) y más del 70% (Ecuador y Paraguay).

Analizando la participación de cada país en el total del consumo regional (más de 480 TWh), debe destacarse que Brasil representa casi el 55%, le siguen en orden de magnitud Venezuela y Argentina con más del 12% cada una, y el resto de los países cubre el 20% restante. En el Mapa 1 se presentan los consumos eléctricos totales y por habitante a nivel nacional.

En cuanto al crecimiento de la demanda eléctrica sudamericana ha tenido un ritmo moderado, en el pasado reciente. La tasa anual promedio del conjunto de países alcanzó un valor de 4,6% anual, para el consumo de energía medido a nivel usuarios finales (facturación) del Servicio Público, en el período 1991/96, según datos de la CIER.

Los crecimientos promedio de cada país, en el período, han sido disímiles, pudiendo clasificarse en los tres subconjuntos que siguen, ordenados de mayor a menor.

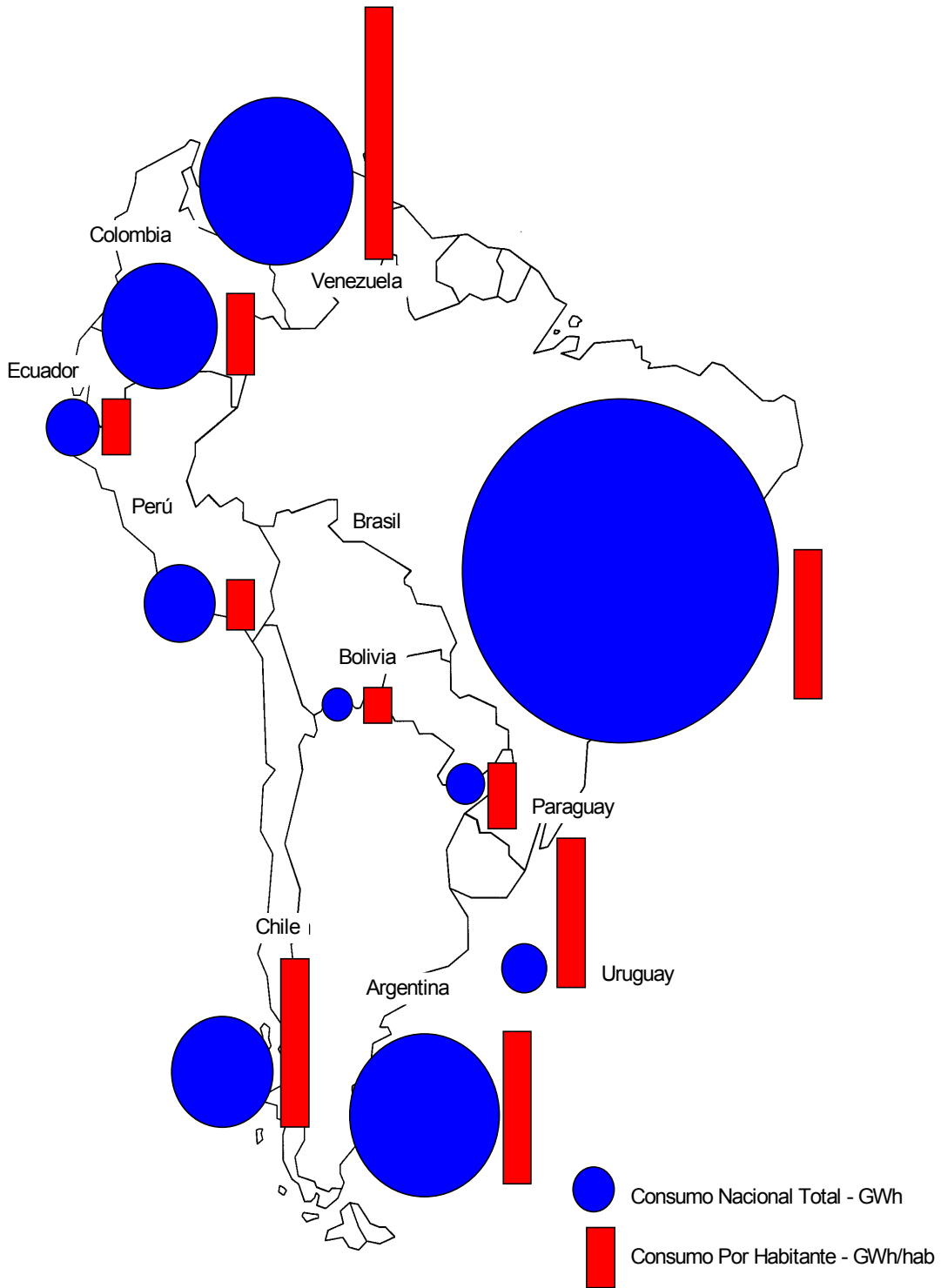
Tasas superiores al 8%: Chile (15,3% y 10,3% con y sin transferencia de autoproducción), Paraguay con 8,8% (ANDE indica el 11,2%) y Bolivia (8,9%).

Tasas comprendidas entre el 4% y el 8%: Argentina (6,6%), Ecuador (6,1%), Uruguay (5%) y Perú (4,8%).

Tasa inferiores al 4%: Brasil con 3,7% (con interrumpibles 4,7%), Colombia (3,4%) y Venezuela (3,5%).

A nivel sectorial para el período 1991/96, se registraron tasas superiores al promedio en el sector Comercial (8,4%) y Residencial (5,8%). Por debajo del promedio, el de menor ritmo fue el Industrial (3,1%), siguiéndole el rubro “Otros” con 3,4%. Esta merma del sector productivo se refleja en una pérdida del 3,3% en su participación, que pasó del 48,6% en 1991 al 45,4% en 1996. La incidencia de los sectores restantes en la estructura del consumo fue la siguiente: Año 1991: Residencial, 27,2%; Comercial, 11,1%; Otros, 13%. Año 1996: Residencial, 29%, Comercial 13,3%; Otros, 12,3%.

**Mapa 1**  
**Consumos Eléctricos Nacionales y Consumos por Habitante**



Retomando el examen del PIB y relacionando su crecimiento medio para 1991/96, a nivel sudamericano, del 3,8%, con su similar para energía eléctrica de servicio público, 4,6%, puede establecerse una elasticidad entre ambos de 1,21, lo que indica un ritmo de crecimiento algo mayor de la energía eléctrica respecto al PIB. Aún cuando el ritmo más acentuado de la energía es habitual en los diagnósticos, ello no es forzosamente obligado, dependiendo del país y de su coyuntura temporal, como lo evidencia la situación de Colombia en 1992, con tasa negativa de energía y positiva del PIB.

### **3.2. Planes nacionales - Proyecciones de la demanda futura**

Este análisis se ha basado en los planes u otras fuentes nacionales, en los que se han elaborado proyecciones de la demanda futura (energía y potencia), individualmente para cada país.

Las proyecciones de energía y potencia se incluyen en los Cuadros 1 y 2 para los cortes 1996, 2000, 2005 y 2010. Conforme a lo comentado precedentemente, el nivel de la misma es el de Energía Enviada a la Red. Las proyecciones comprenden los Sistemas Interconectados o interconectables significativos, se ha considerado el aporte neto de aquellos autogeneradores que proveen a la red pública, no incluyendo las localidades aisladas de magnitud pequeña ni tampoco la autoproducción sino solamente el Servicio Público.

Los cuadros mencionados incluyen modificaciones a los valores de proyección iniciales, surgidas de revisiones y ajustes a los planes contemplados oportunamente.

Los cambios que se han realizado sobre el informe original son los correspondientes a los siguientes países:

- Brasil: Originariamente se utilizó el “Plano Decenal de Expansão. 1997-2006”, completándose la proyección hasta el año 2010 con la tasa promedio correspondiente al período 1997-2006, luego se modificaron los valores con el nuevo Plan Decenal 1998-2007, completándose la información con la misma metodología. Las principales modificaciones a grandes rasgos provienen, en valores al 2010, de una disminución (-3,5 TWh) en las expectativas de crecimiento de la demanda en la Región N-NE y un fuerte incremento en las correspondientes a la Región S-SE (19 TWh). Como saldo de dichas modificaciones la demanda total del país creció al año 2010 en casi 3,5 GW, en potencia y en más de 15 TWh, energía.
- Colombia: Originariamente se trabajó con el “Plan de Expansión, Generación-Transmisión (1996-2010)”, Ministerio de Minas y Energía, ISA, UPME. Escenario Medio. Posteriormente en el Plan 1998-2010 de octubre de 1998 se realizó una nueva estimación de la evolución de la demanda, en la que bajaron las expectativas de crecimiento en más de 11 TWh y en 2 GW de potencia.
- Ecuador: Primeramente se utilizaron los resultados de la “Actualización del Plan Maestro de Electrificación (1996-2010)”, adoptándose como Escenario Medio al propuesto de Mayor Crecimiento. Posteriormente se consideraron las propuestas del “Plan de Electrificación del Ecuador 1998-2007” (junio 1998), en el mismo se realiza una evaluación de la creciente demanda eléctrica, y se decide elevar el crecimiento de la demanda al 2010 en casi 4 TWh de energía y 0,8 GW de potencia.
- Perú: Primero se utilizaron los resultados de las proyecciones presentadas en el Plan Referencial de Electricidad (1996-2011)” parte integrante del “Plan Referencial de Energía” elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.

Posteriormente se han ido realizando ajustes, y a los fines del presente estudio se han utilizado las proyecciones del Documento “Fijación de Tarifas en Barra”, noviembre 1998-abril 1999 de octubre de 1998. En este último se plantea un crecimiento más importante de la demanda eléctrica con una diferencia positiva en energía con respecto al anterior de casi 8 TWh en el año 2010.

Uruguay: Primeramente se utilizaron los resultados del “Modelo de Proyección de la Demanda de Largo Plazo al 2013”, posteriormente al replantearse las proyecciones en el Modelo al 2016 se modificaron las perspectivas elevando la demanda de energía en 1,3 TWh, y en 0,3 GW de potencia.

Venezuela: Primero se utilizaron los resultados de las proyecciones presentadas en los “Pronósticos de Energía y Potencia. Período 1996-2013. Actualización 1996-2020”. Posteriormente se han realizado ajustes a las demandas propuestas en aquel con tasas de crecimiento más importante que generan una demanda que supera a la propuesta anteriormente (escenario medio) en casi 12 TWh para el año 2010.

En el caso de Chile, si bien se realizaron ajustes en cuanto a las expectativas de crecimiento de la demanda en los documentos de fijación de precios de Nudo (crecimiento mayor SING, crecimiento menor SIC), no han sido de tal magnitud que justificara una modificación para el Escenario Medio. En posteriores análisis se han considerado estas modificaciones para los escenarios de crecimiento de demanda bajo y alto.

El saldo de las modificaciones en energía es pequeño y positivo (aumento de 9 TWh), como consecuencia de ello, la tasa final de crecimiento regional prácticamente no se modificó con respecto a la tendencia inicial.

Como resultado de las proyecciones nacionales de energía, las tasas resultantes para el total sudamericano hacia el 2010 tienen un valor de 4,8% anual acumulativo para todo el período (casi se duplica la demanda del año base), que contrastado con el histórico, se proyecta dentro de márgenes razonables. Agrupados los países en dos subconjuntos, mayores, iguales o menores a la tasa del conjunto: tenemos el detalle siguiente:

- *Mayores a la tasa del conjunto: Chile (8%), Ecuador (7,4%, antes 6,0%), Bolivia (7,1%), Paraguay (6,2%) y Perú (5,9% antes y 4,4 ahora); y*
- *Menores que la tasa del conjunto: Argentina (4,7%), Brasil (4,5%, antes 4,3%), Colombia (4,1%, antes 6,2%), Uruguay (3,6%, antes 2,6%), y Venezuela (3,7%, antes 3,1% a.a.)*

**Cuadro 1**  
**Mercados Eléctricos Nacionales. Proyecciones de la Energía**  
**Enviada a la Red. Según planes nacionales (a.a.% y GWh)**

Pais		1996	2000	2005	2010	1991/1996	1996/2010
Argentina	MEM	61334	73140	93347	119137		4.9
	MEMSP	4406	4951	5602	6338		2.6
	Sis Tot	65740	78091	98949	125475	7.4	4.7
Bolivia		2775	3689	5165	7244	8.9	7.1
Brasil	N-EN	61101	74986	99768	131092		5.6
	S-SE	239025	285523	349822	427561		4.2
	Sis Tot	300126	360509	449590	558653	4.1	4.5
Chile	SIC	22083	30508	45636	68306		8.4
	SING	5200	8981	10362	11954		6.1
	Sis Tot	27283	39489	55998	80260	9.1	8.0
Colombia		42096	47014	59558	74304	3.4	4.1
Ecuador		8455	12422	16978	22915	6.1	7.4
Paraguay		4515	6077	8331	10490	11.2	6.2
Perú	SICN	12713	14636	21828	27495		5.7
	SISUR	2340	3308	4984	6146		7.1
	SIN	15053	17944	26812	33641	4.8	5.9
Uruguay		6414	7803	9302	10545	5.0	3.6
Venezuela		71954	84282	100021	120113	3.5	3.7
Total		544411	657320	830704	1043640	4.7	4.8

Notas:

(\*) Año 1996: Se aclaran a pie de página los casos de valores registrados. El resto son valores proyectados.

Argentina: Informe de Prospectiva 1997. Secretaría de Energía. Escenario 2. 1996. Valor Registrado. Valor Registrado. Consumo propio aproximadamente el 4,3% de la generación Bruta.

Bolivia: Precios Referenciales para el Sistema Interconectado Nacional. 1996: Valor Registrado. 2005 y 2010: Valores estimados con una tasa del 7%. Consumo propio aproximadamente el 2,5% de la generación Bruta.

Brasil: Plano Decenal de Expansão. 1998-2007. Empresariais do Sector de Energia Elétrica. Se completó la proyección hasta el año 2010 con la tasa promedio correspondiente al período 1997-2006. 1996: Valor Registrado. Consumo propio aproximadamente al 2,9% de la generación Bruta.

Chile: Fijación de Precios de Nudo del SIC y del SING. Se completó la proyección hasta el 2010 con una tasa de crecimiento del 8,4%aa para el SIC y con una del 2,9% para el SING a partir del año 2001. Consumo propio aproximadamente el 2,9% de la generación Bruta.

Colombia: Plan de Expansión, Generación-Transmisión (1998-2010), Versión octubre de 1998. Ministerio de Minas y Energía, ISA, UPME. Consumo propio aproximadamente el 1,6% de la generación Bruta.

Ecuador: Plan de Electrificación del Ecuador (1998-2007). Consumo propio aproximadamente el 1,5% de la generación Bruta.

Paraguay: 1996: Valor Registrado. Consumo propio aproximadamente el 0,5% de la generación Bruta.

Perú: Fijación de Tarifas en Barra. Noviembre 1998 – Abril 1999 (10/98). Consumo propio aproximadamente el 2,4% de la generación Bruta.

Uruguay: 1996: Valor Registrado. Se descontó el consumo propio a toda la serie proyectada según la proporción de 1996. Modelo de Proyección de Demanda de Largo Plazo (1996-2016). Consumo propio aproximadamente el 0,8% de la generación Bruta.

Venezuela: Actualización de los Pronósticos de Energía y Potencia Eléctrica (1996-2020). Escenario 1 (Nuevos Ajustes 12/98). Consumo propio aproximadamente el 1,0% de la generación Bruta.

**Cuadro 2**  
**Mercados Eléctricos Nacionales. Proyecciones de la Demanda**  
**Máxima de Potencia Según Planes Nacionales (%a.a. y MW)**  
**Mercados Eléctricos Nacionales.**

Pais		1996	2000	2005	2010	1991/1996	1996/2010
Argentina	MEM	11180	13332	17015	21717		4.9
	MEMSP	575	646	731	827		2.6
	SUMA	11755	13978	17747	22544	7.4	4.8
Bolivia		540	709	990	1389	8.9	7.0
Brasil	NORTE	8925	11198	14797	19410		5.7
	SUR	35669	44382	54186	66861		4.6
	SUMA	44594	55580	68983	86271	4.1	4.8
Chile	SIC	3497	4831	7227	10817		8.4
	SING	747	1206	1391	1605		5.6
	SUMA	4244	6037	8618	12422	9.1	8.0
Colombia		7192	7978	10024	12300	3.4	3.9
Ecuador		1636	2332	3119	4172	6.1	6.9
Paraguay		862	1119	1484	1842	11.2	5.6
Perú	SICN	1988	2230	3275	4185		5.5
	SISUR	356	482	723	888		6.7
	SUMA	2344	2712	3999	5073	4.8	5.7
Uruguay		1269	1536	1831	2075	5.0	3.6
Venezuela		9943	12135	14399	17412	3.5	4.1
<b>Total</b>		<b>84379</b>	<b>104116</b>	<b>131194</b>	<b>165500</b>	<b>4.7</b>	<b>4.9</b>

Notas:

Argentina: Se estimaron las demandas futuras de potencia suponiendo factores de carga constantes para los sistemas MEM y MEMSP individualmente, en todo el período de proyección e igual al correspondiente a 1996.

Chile: Se estimaron las demandas futuras de potencia suponiendo factores de carga constantes para los sistemas SIC y SING individualmente, en todo el período de proyección e igual al correspondiente a 1996.

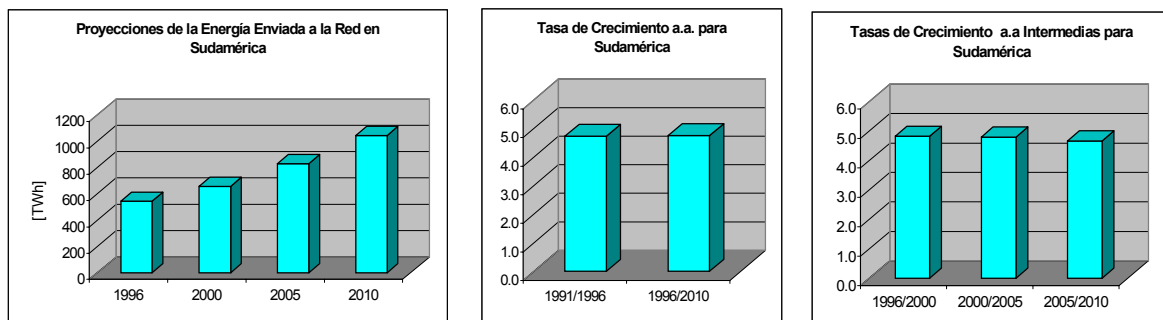
Perú: La demanda de potencia del Sistema Total (SICN más SISUR) corresponde a la suma de las demandas no simultáneas.

Las potencias correspondientes al año 1996 de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Paraguay y Uruguay son valores registrados.

La potencia Total es la suma de las cargas máximas sin considerar las diversidades, las que han sido evaluadas en el punto 4

Los valores para Sudamérica precedentemente mencionados se ilustran en el Gráfico 1. Los diferentes ritmos de crecimiento previstos para cada país no modifican el importante crecimiento del consumo regional, similar al histórico, prácticamente impuesto por Brasil.

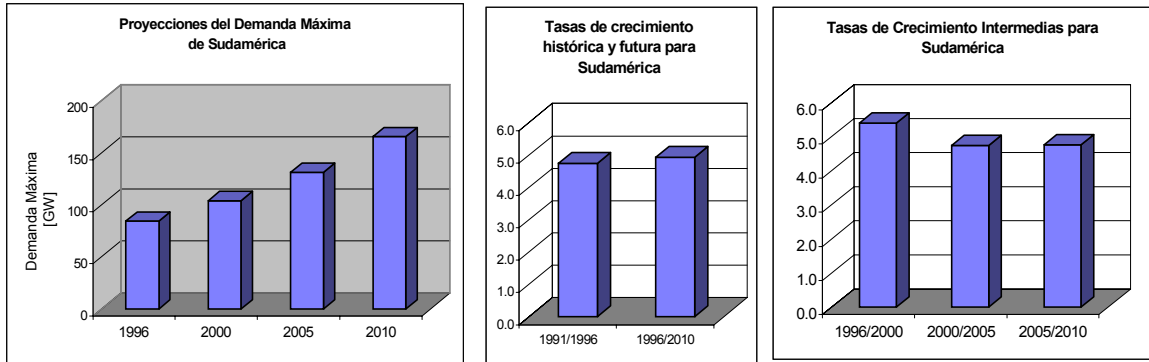
**Gráfico 1**  
**Proyecciones de la Energía Enviada a la Red**





En el Gráfico 2 se incluyen los valores de Demandas Máximas de Potencia, a nivel de Enviado a la Red. Para ello se han tenido en cuenta los factores de carga considerados para cada país.

**Gráfico 2**  
**Proyecciones de la Demanda Máxima**

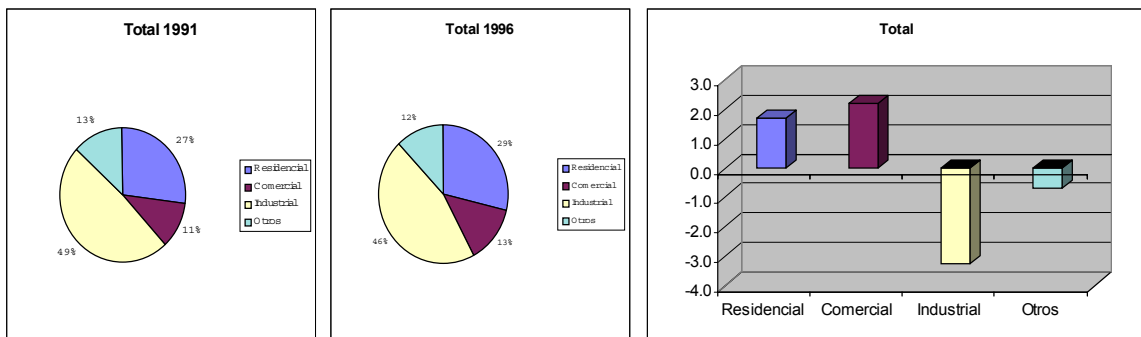


Como combinación de las proyecciones de energía y potencia se ha obtenido como resultado un valor descendente del factor de carga Sudamericano (de 73,7% en 1996, a 72,0% en el 2010). Esto se debe fundamentalmente a que sólo se han observado leves previsiones de aumento del factor de carga en general.

Efectivamente, en general las proyecciones nacionales indican una disminución en la participación del sector industrial, factor que define en gran medida, un nivel más elevado del factor de carga.

Según el Gráfico 3, el “retiro” de la industria ya se puede observar en el pasado reciente, las expectativas futuras observadas en el Escenario medio de demanda, no harían más que dar continuidad a las tendencias históricas.

**Gráfico 3**  
**Participación Sectorial en el Consumo Eléctrico Sudamericano**



A título de ejemplo en el caso de Argentina, para definir las proyecciones de la demanda interna de energía eléctrica se han establecido supuestos de crecimiento sectorial y regional que conducen a la obtención de tres escenarios que si bien prevén el mantenimiento de las tendencias de crecimiento 1990/96, plantean una participación levemente decreciente del consumo industrial, respecto del total.

En el caso de Brasil, las previsiones también indican una caída en la participación del sector industrial del 45%, en 1997 al 41% en el 2007, mientras que los sectores residencial y comercial aumentan su participación conjunta en el mismo porcentaje.

#### **4. Informe de la Diversidad Horaria y de la Estacionalidad de la Demanda<sup>5</sup>.**

##### **4.1. Análisis de la Diversidad Horaria de la Demanda**

Las demandas máximas de los diez países sudamericanos, no son coincidentes. Ello implica que no acontecen todas ellas en la misma hora, el mismo día y el mismo mes del año. Esta diferenciación en el tiempo de ocurrencia de las máximas, que muestra que las mismas no coinciden en la misma hora sino que se presentan separadamente, manteniendo entre sí intervalos temporales que pueden fluctuar entre una hora y un lapso que no supere el año, es denominada, Diversidad Horaria.

En el caso de suponer una integración total, la máxima demanda de un país podrá coincidir, en la misma hora, con demandas de otros países distintas de sus máximas y, por lo tanto, inferiores a ellas. De ello se infiere que, si la diversidad existe, la sumatoria de las cargas horarias simultáneas de los diez países será inferior a la sumatoria de sus demandas máximas individuales (y no coincidentes). De ello también puede concluirse que si el requerimiento simultáneo es menor que la suma de las máximas no coincidentes, la interconexión podría posibilitar ahorros significativos en equipamientos de generación.

Un concepto complementario es el de disponibilidad. Dado que cada país debe cubrir, al menos, su carga máxima, puede considerarse que en todo momento dicho país dispondrá de una potencia ofertable igual, en cada hora  $i$  a la diferencia entre su carga máxima y la carga registrada en la hora  $i$ . Definimos como disponibilidad a dicha potencia ofertable. En la hora en que se registra su máxima, la disponibilidad de un país se anula.

Este es un análisis de carácter simplificativo. Dada la elevada dependencia de la aleatoriedad de los regímenes hidrológicos regionales, no es posible, en realidad, hablar de una permanente disponibilidad de la oferta. Se ha intentado aquí, acotar el riesgo de análisis, acortando la extensión del período que abarca el mismo. Por ello se han considerado períodos de extensión estacional, menores que los anuales.

Es importante comentar que la diversidad entre máximas no sólo ocurre por las diferentes modalidades y características de cada país, que inciden en la configuración de su diagrama, sino también por los diferentes husos horarios en los que están localizados los países, lo que implica un corrimiento relativo de su hora nacional respecto de la de los países restantes.

La extensión territorial de Sudamérica en el sentido Este – Oeste incide en este análisis. El eje mayor en este sentido, abarca un ángulo superior a los 45° de longitud y las horas nacionales, teniendo en cuenta además las diferencias estacionales llegan a ajustarse a 4 husos diferentes: -2, -3, -4, -5, a partir de Greenwich. En caso de diagramas proporcionales, ello implicaría una diferencia o diversidad de cuatro horas entre las demandas máximas más alejadas en el sentido indicado. Cabe aclarar que, para homogeneizar la comparación, se adoptó como referencia el huso horario comprendido en Sudamérica más cercano a Greenwich, inicialmente considerado el -3. Sin embargo,

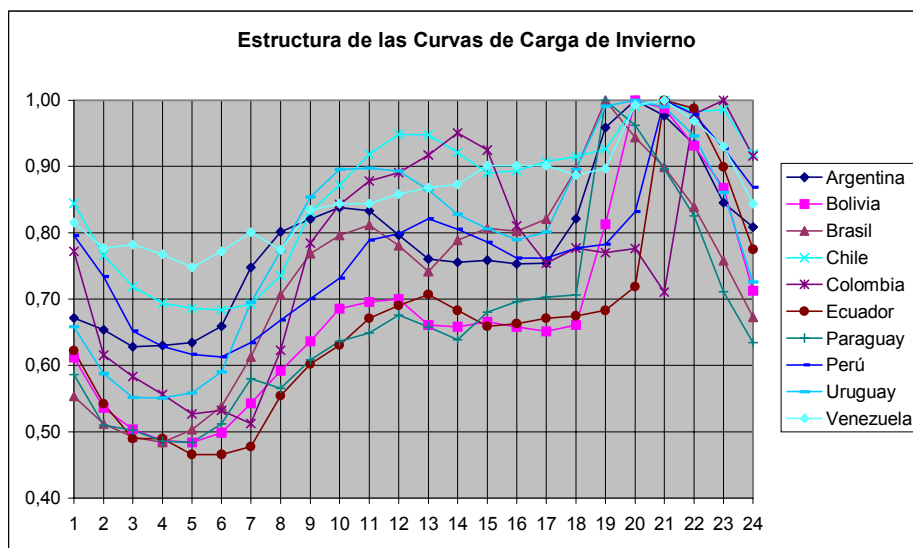
<sup>5</sup> Este informe ha sido realizado con la información horaria y estacional disponible y es un resumen del Informe Parcial correspondiente al Análisis de Diversidad Horaria y Estacional incluido en el Capítulo 2 de Demanda, de este Proyecto. El Estudio mencionado se realizó en base a la información que los países presentaron oportunamente sobre las demandas horarias y estacionales de 1996.

una información posterior, con el análisis casi finalizado, dio cuenta de que Brasil llega a utilizar, también, el huso -2, en la estación de Verano. Dado que la referencia adoptada no invalidaba el análisis, se mantuvo la misma, corriendo lógicamente el diagrama de Verano de Brasil, en una hora.

La información básica solicitada para el procesamiento incluía los diagramas de cargas de días hábiles típicos de cada estación, Verano e Invierno<sup>6</sup>, las cargas anuales máximas, los husos horarios nacionales y los cambios de hora estacionales.

En el Gráfico 4 pueden apreciarse las estructuras de los diagramas anteriores, expresadas en porcentaje de la máxima de invierno (mayo-octubre), lo que permite su comparación homogénea (1996). Por ejemplo, puede apreciarse la diversidad de las diferentes máximas y las particularidades de la configuración del diagrama. En el caso de Venezuela, por ejemplo, se nota un valle elevado por la alta participación industrial, en muchos casos de demanda continua, que incrementa el factor de carga.

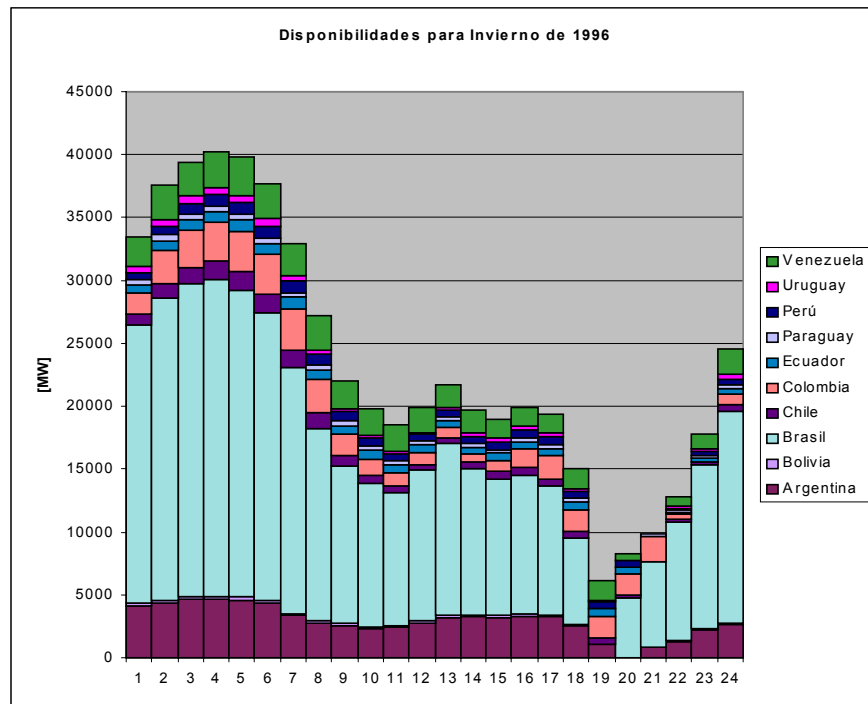
**Gráfico 4**



En el Gráfico 5 se presentan las disponibilidades horarias totales en 1996 en invierno. Ellas surgen por diferencia entre la sumatoria de cargas máximas menos la sumatoria de las cargas simultáneas de los diez países. Puede discriminarse la contribución de cada país a la disponibilidad total, en cada hora del diagrama.

6 Mínimamente de los terceros miércoles de enero y julio, salvo feriado.

Gráfico 5

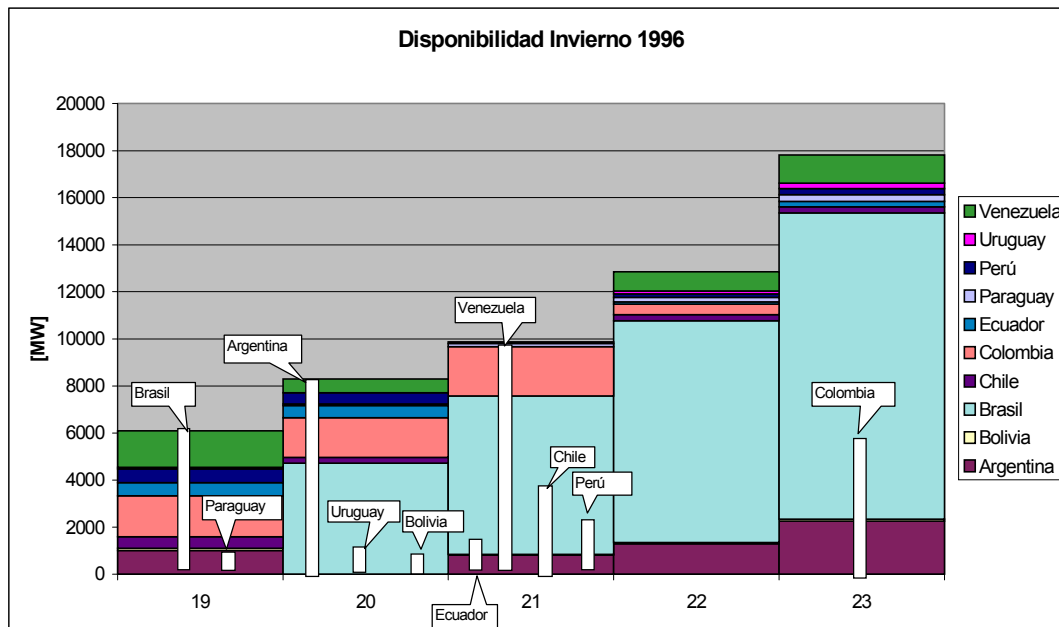


Un aspecto conceptual adicional reside en que la disponibilidad real no se restringe a la diferencia entre la máxima demanda y la potencia registrada a la hora  $i$ , ya que la capacidad de equipamiento debería superar, con cierta holgura, la máxima. Una mínima consideración de este aspecto ha inducido a tener en cuenta en el cálculo, una adición del 5% de la demanda máxima, a la disponibilidad antes definida, considerando que este es un nivel mínimo de reserva computable.

En la hora de máxima carga de un país se anula su posibilidad de contribuir con su disponibilidad, para otros países.

En el Gráfico 6 se amplifica el dibujo concentrando la visual exclusivamente en las horas de punta, indicándose, además en barras verticales blancas, las cargas máximas nacionales que se producen en cada hora y la porción de las mismas absorbible por la disponibilidad del resto de los países, en esa misma hora. La disponibilidad total se mide, en cada hora, por la altura u ordenada del bastón integrado por las franjas horizontales de contribución de cada país. Ella puede ser asignada, entre las máximas coincidentes en cada hora, sin exceder el valor total de la ordenada.

Gráfico 6



La explicación mantiene su validez para el corte del 2010.

Los valores resultantes para 1996 son: disponibilidad mínima para el invierno de casi 6 GW, a las 19 horas (del huso horario -3), coincidiendo con las máximas de Brasil y Paraguay. El valor similar para Verano alcanza casi a los 7 GW, a las 21 horas (huso horario -3), coincidiendo con las máximas de Bolivia, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

Los valores similares para el 2010 son: invierno, 12 GW a las 19 horas, coincidiendo con las máximas de Brasil y Paraguay; verano (noviembre-abril), 13,5 GW, coincidiendo con las máximas de Bolivia, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

El presente análisis se ha realizado para un ámbito generalizado comprendiendo los 10 países componentes. Sin embargo, el Estudio permite el examen particularizado de dos cualesquiera de ellos. En efecto, en cualquier hora es posible individualizar las demandas y las disponibilidades de cada uno. De tal manera se posibilita el análisis inmediato de interconexiones que comprendan desde dos hasta los diez países del conjunto.

Los valores de mínima antes consignados tienen un valor indicativo de la importancia de la inversión que podría llegar a ahorrarse por reducción de equipos de generación, mediante su uso compartido. Ello tiene interés significativo, aún para los países de mayor demanda, como por ejemplo Brasil, que maneja cuidadosamente su financiamiento, dados los fuertes requerimientos de fondos que requiere su expansión, como lo evidencia, por ejemplo su consecuente política conservacionista.

Sin embargo los países más beneficiados son los que registran sus máximas en las horas de mayor disponibilidad y, por otra parte, los de menor demanda ya que, en términos relativos de su demanda máxima, son los que mayor cobertura porcentual obtienen.

## 4.2. Análisis de la Estacionalidad de la Demanda

En el presente subcapítulo se desarrolla un análisis de características similares al anterior, pero considerando la energía, en lugar de la potencia.

A fin de adecuar el análisis a las condiciones específicas de la variable examinada la unidad temporal mínima adoptada es mensual, en lugar de horaria. El agrupamiento considerado en el tiempo es estacional, al igual que el de la potencia y por razones similares a las invocadas para esta.

En esta sección, se trata de analizar las complementariedades que las propias modalidades y configuraciones diferenciadas de la demanda de cada país posibilitan para compartir las energías aportables a nivel de los propios límites establecidos por las formas y variaciones que asume la demanda.

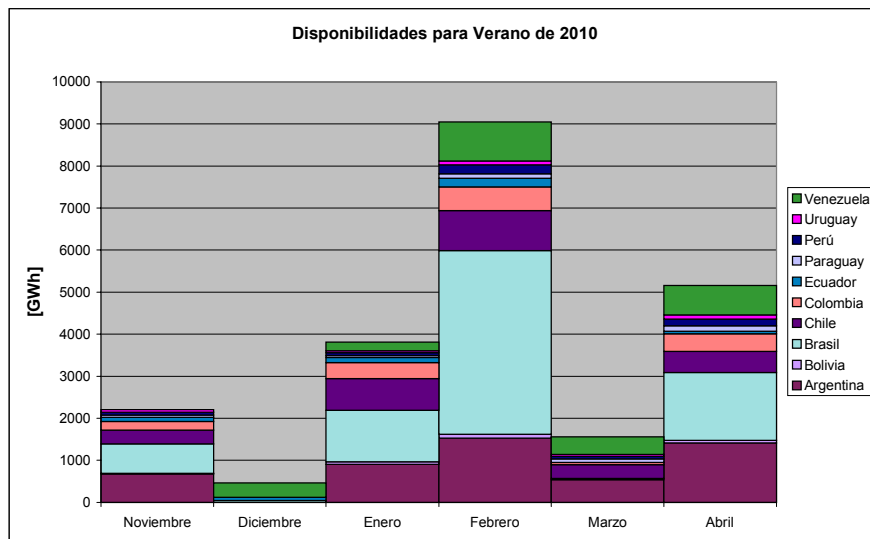
El estudio se ha realizado con un enfoque y procedimientos parecidos a los utilizados en el análisis de diversidad horaria, adecuado a la variable en consideración.

Se relevaron para los diez países considerados la distribución de las demandas mensuales, durante todo el año calendario. El análisis se desagregó estacionalmente (invierno y verano).

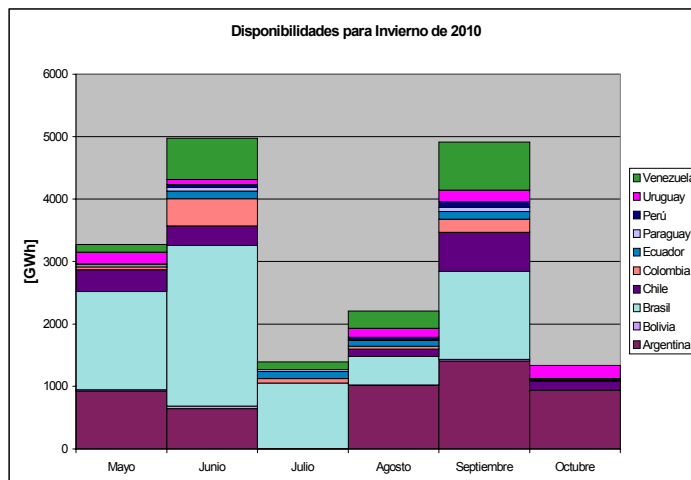
Los valores mensuales promedio para cada estación alcanzan a disponibilidades para 1996, de 1,6 TWh para verano y de 1,9 TWh para invierno. Para el 2010, la disponibilidad promedio mensual alcanza a 3,7 TWh, para verano y a 3,0 TWh para invierno (Gráficos 7 y 8).

Comparadas con las demandas mensuales de cada país, la disponibilidad promedio de un mes alcanzaría, aproximadamente, para: Bolivia, 7 meses de demanda en verano, 9 meses de demanda en invierno; Uruguay, 3 meses de demanda en verano y 4 meses en invierno; Ecuador, 2 meses en verano y 2,50 meses en invierno; Argentina, 30% del mes en verano y 35% del mes en invierno. Considerando que las situaciones críticas se producen por déficits porcentualmente de magnitud no demasiado grande, este aporte puede constituir una importante amortiguación de situaciones críticas a nivel nacional o regional en los países de mayor extensión.

**Gráfico 7**



**Gráfico 8**



## 5. Principales Conclusiones

La determinación de los niveles de energía enviada a la red y de demanda de potencia máxima para los años 1996, 2000, 2005 y 2010, en función de los diferentes mercados nacionales, indicó que existe una recuperación de los niveles de crecimiento productivo en la Región, considerando los efectos de las crisis de los años '80 y del Tequila, y que se prevé la elevación de los niveles de consumo de energía per cápita, los que aún se encuentran en niveles inferiores a los de los países desarrollados.

Esta perspectiva brinda elementos de atracción hacia la generación de un mayor nivel de inversiones para la expansión del sistema energético regional, en el que la integración física se ofrece como una de las alternativas más interesantes.

Efectivamente, los resultados son significativos. El mercado de energía eléctrica prácticamente se duplicará en el 2010. Se demandarán casi 500 TWh adicionales en el término de 13 años, valor que excede en un 60% al mercado actual de Brasil.

En término de la demanda de potencia esto significa unos 80 GW adicionales, lo que implica casi un valor equivalente a la suma de las demandas actuales de los 10 países miembros de la CIER. En término de inversiones el monto sería importante aún tomando sólo como ejemplo la alternativa de abastecimiento de mínimo costo, a 300 U\$/kW instalado.

Los resultados relacionados con los estudios de diversidad y estacionalidad horaria también son importantes. En la hipótesis teórica preliminar (ya que las simulaciones darán valores más ajustados a las limitaciones de la oferta), al menos en un futuro cercano, de un único mercado integrado, se estima una complementación en potencia posible que alcanza aproximadamente los 12 GW en el Invierno y casi 14 GW en el Verano del 2010.

Desde el punto de vista de la estacionalidad los valores mensuales promedio para cada estación alcanzan aproximadamente a disponibilidades para 1996, de 1,6 TWh para verano y de 1,9 TWh para invierno. Para el 2010, la disponibilidad promedio mensual alcanza a 3,7 TWh, para verano y a 3,0 TWh para invierno.

## **Capítulo III Informe de Análisis Hidrológico**

### **1. Descripción del Trabajo**

El estudio presenta los resultados del análisis de las series históricas de caudales de los países del grupo CIER: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. Los archivos de datos fueron enviados por los representantes de los países

### **2. Procedimiento**

El estudio hidrológico fue realizado en dos etapas:

1. análisis de los caudales de cada país
2. análisis de las oportunidades de complementariedad entre los países

#### **2.1. Análisis de los Caudales de cada País**

El procedimiento de análisis se implementó en los siguientes pasos:

##### **a) cálculo de las estadísticas de los caudales**

Fueron preparados cuadros y gráficos para las siguientes estadísticas de los caudales incrementales históricos:

1. Promedio mensual y anual;
2. coeficiente de estacionalidad (razón entre el promedio mensual y el promedio anual)

##### **b) ajuste del modelo estocástico de caudales**

Para cada secuencia de caudales, fue ajustado un modelo estocástico de caudales del tipo autoregresivo periódico. El procedimiento de ajuste se compone de dos pasos:

1. estimación de los parámetros y pruebas estadísticas en los caudales históricos
2. determinación del orden más adecuado para el modelo autoregresivo

Fueron preparados cuadros resumen con los parámetros ajustados

##### **c) cálculo de las energías afluentes**

Fue calculada la secuencia histórica de energías afluentes (GWh/mes) para cada país, y preparados gráficos y cuadros con el promedio mensual y los cuantiles superior (90%) e inferior (10%).



## 2.2. Análisis de las Oportunidades de Complementariedad entre los Países

El procedimiento se implementó en los siguientes pasos:

### a) análisis de la correlación espacial

Fue calculada la correlación espacial entre las energías afluentes de los países, lo que es una primera indicación de las oportunidades para la complementariedad.

### b) comparación de las energías afluentes mínimas aisladas e integradas

Se definió la energía afluente mínima de cada país aislado como la menor energía anual observada en el histórico. La suma de las energías mínimas aisladas fue entonces comparada con la energía mínima integrada, calculada a partir de la suma de los históricos de energías afluentes.

#### 2.2.1. Complementariedad Estacional

Los Cuadros a continuación resumen los resultados para tres situaciones:

- Cono Sur – Paraguay fue analizado con Argentina y Brasil
- Pacto Andino
- Continente

**Cuadro 1 Oportunidad de Complementación Estacional - Cono Sur**

País	EEAisl. (TWh/mes)	EEInt. (TWh/mes)
Argentina	1.93	
Bolivia	0.075	
Brasil-Se	10.90	
Brasil-S	2.77	
Chile	1.07	
Uruguay	0.52	
<b>Total</b>	<b>17.26</b>	<b>21.33</b>
Ganancia		4.07
Dif. %		24

**Cuadro 2 Oportunidad de Complementación Estacional – Pacto Andino**

País	EEAisl. (TWh/mes)	EEInt. (TWh/mes)
Brasil-Ne	1.57	
Brasil-N	0.94	
Colombia	1.76	
Ecuador	0.47	
Perú	0.54	
Venezuela	1.30	
<b>Total</b>	<b>6.58</b>	<b>12.98</b>
<b>Ganancia</b>		6.40
Dif. %		97

**Cuadro 2.3 Oportunidad de Complementación Estacional - Continente**

País	EEAisl. (TWh/mes)	EEInt. (TWh/mes)
Argentina	1.93	
Bolivia	0.07	
Brasil-Se	10.90	
Brasil-S	2.77	
Brasil-Ne	1.57	
Brasil-N	0.94	
Chile	1.07	
Colombia	1.76	
Ecuador	0.47	
Perú	0.54	
Uruguay	0.52	
Venezuela	1.30	
<b>Total</b>	<b>23.85</b>	<b>35.61</b>
<b>Ganancia</b>		11.77
Dif. %		49

**2.2.2. Complementariedad Anual**

Los Cuadros a continuación resumen los resultados para tres situaciones:

- Cono Sur – Chile no fue considerado en esta análisis por falta de datos de caudales de 1981 hasta 1992; Paraguay fue analizado con Argentina y Brasil
- Pacto Andino
- Continente

**Cuadro 4 Oportunidad de Complementación Anual - Cono Sur**

País	EEAisl. (TWh/año)	EEInt. (TWh/año)
Argentina	24	
Bolivia	1.6	
Brasil-Se	230	
Brasil-S	27	
Uruguay	8	
<b>Total</b>	<b>290</b>	<b>319</b>
Ganancia		29
Dif. %		10

**Cuadro 5 Oportunidad de Complementación Anual – Pacto Andino**

País	EEAisl. (TWh/año)	EEInt. (TWh/año)
Brasil-Ne	34	
Brasil-N	37	
Colombia	30	
Ecuador	6	
Perú	8	
Venezuela	42	
<b>Total</b>	<b>157</b>	<b>181</b>
Ganancia		23
Dif. %		15

**Cuadro 6 Oportunidad de Complementación Anual - Continente**

País	EEAisl. (TWh/año)	EEInt. (TWh/año)
Argentina	24	
Bolivia	1.6	
Brasil-Se	230	
Brasil-S	27	
Brasil-Ne	34	
Brasil-N	37	
Colombia	30	
Ecuador	6	
Perú	8	
Uruguay	8	
Venezuela	42	
<b>Total</b>	<b>448</b>	<b>543</b>
Ganancia		95
Dif. %		21

### 3. Conclusión

Fue identificado un potencial importante de complementariedad hidrológico, que será evaluado en más detalle en las etapas del trabajo correspondientes a las simulaciones de sistemas aislados e interconectados.

## Capítulo IV Análisis de la Oferta

### 1. Introducción

En este capítulo se analiza la dinámica esperada de la oferta hasta el año 2010 en los sistemas eléctricos de los 10 países sudamericanos incluidos en el presente Estudio, tal como surge de las previsiones realizadas por los respectivos países. El objeto central de este análisis es aportar, junto con las previsiones de demanda, la información de base para el posterior estudio de las oportunidades y viabilidad del comercio regional de electricidad en los distintos corredores definidos en la Región, cuyos resultados se presentan en el Capítulo VI.

En vista a la posterior utilización que se hará de la información aquí resumida, se adoptó como criterio considerar exclusivamente la oferta de electricidad vinculada a los sistemas nacionales que se encuentren interconectados en cada momento del período analizado.

Es necesario aclarar, sin embargo, que el concepto de sistema interconectado sólo excluye a los sistemas que se encuentran totalmente aislados. Por tanto, los totales nacionales aquí presentados bien pueden corresponder a la agregación de la oferta de más de un sistema interconectado regional. Tal es el caso de Argentina, Brasil, Chile y Perú, donde en la actualidad existen sistemas interconectados regionales no vinculados entre sí, pero que podrían llegar a interconectarse dentro del horizonte temporal de este Estudio y, por tanto, participar del comercio internacional de electricidad en un futuro. De cualquier forma, la información sobre la evolución prevista de sus respectivas ofertas es identificada en los cuadros correspondientes, a fin de facilitar el estudio posterior de las interconexiones internacionales.

Como se mencionara anteriormente, la información utilizada en este análisis, referida tanto a la situación de partida del abastecimiento como a la evolución esperada, surge de los planes y documentos entregados oportunamente por los representantes de los respectivos países ante la CIER. De estas previsiones, y en lo que se refiere a la expansión futura, sólo se presenta la evolución prevista de la potencia disponible en cada país, ya que la operación probable del parque se analiza junto con el estudio de los posibles flujos por los corredores internacionales.

Tratándose de previsiones, queda ciertamente un margen de incertidumbre sobre los valores aquí presentados. En primer lugar, debe mencionarse la incertidumbre sobre el verdadero ritmo de crecimiento que tendrá cada sistema en el futuro. Al respecto debe aclararse que los valores aquí presentados corresponden en todos los casos a las hipótesis de crecimiento medio consideradas en los respectivos planes nacionales. A fin de estudiar la influencia del ritmo de crecimiento de los sistemas sobre la viabilidad y oportunidad de los intercambios de electricidad, se analizaron dos escenarios alternativos (Alto y Bajo) dentro de la Fase II de este proyecto.

En segundo lugar, debe decirse que las reformas regulatorias e institucionales de la industria eléctrica, realizadas o previstas en la mayor parte de los países sudamericanos, incrementa el grado de incertidumbre sobre la evolución futura del parque generador, especialmente en lo que se refiere a los márgenes de reserva futuros y a la elección de las tecnologías de generación.

Al respecto debe aclararse que varios de los planes eléctricos tienen un carácter referencial, especialmente en aquellos países que ya han avanzado en el proceso de

apertura de la actividad a los capitales privados (Argentina, Bolivia, Chile, Colombia y Perú). En efecto, las previsiones contenidas en estos planes de referencia no constituyen decisiones ni compromisos de obras para el futuro, sino que representan las necesidades de expansión requeridas para cubrir las demandas previstas y las expectativas sobre la respuesta que darán a ello los agentes generadores, salvo por supuesto las obras que actualmente se encuentran en construcción.

Si bien la metodología utilizada para la confección de estos planes varía según los países, las condiciones reinantes podrían modificar la composición de la oferta futura prevista por los planes. En este sentido, los planes tienen un alto valor respecto de la expresión de las políticas nacionales para el sector eléctrico en sus respectivos territorios.

Sin embargo, el uso de los recursos energéticos locales podría cambiar drásticamente si llegara a conformarse un mercado regional para el gas natural. El análisis realizado sobre las perspectivas futuras del mercado del gas y sus probables precios se presenta en el Capítulo V.

En el presente Capítulo nos restringiremos a realizar una breve descripción de las tendencias previstas en cada país para la expansión de la generación eléctrica (Punto 3), después de describir la situación de partida del abastecimiento que se presenta en el Punto 2, y como marco general al análisis de la estructura esperada de generación a lo largo del período de proyección (Punto 4).

## **2. Características del abastecimiento en Año Base (1996)**

Respondiendo a los objetivos y alcances del Estudio, se presenta en este Punto una síntesis de las características del abastecimiento en el servicio público de electricidad para los sistemas eléctricos interconectados de los 10 países sudamericanos. En las Secciones siguientes se sintetizan la situación vigente respecto a:

- Composición y utilización del parque de generación
- Consumo de combustible por tipo para generar electricidad
- Indicadores de reserva, respaldo y utilización del parque térmico local y nivel de compensación térmica que puede aportar cada país al total regional
- Contribución de cada país al parque eléctrico sudamericano

### **2.1. Composición y utilización del parque de generación**

La situación vigente a fines de 1996 en cada país y para el total sudamericano se presenta en el Cuadro N° 1, donde se consignan tanto la potencia efectiva de las centrales del servicio público vinculadas a los sistemas interconectados, como la energía bruta generada durante 1996, discriminadas por tecnología.

Los sistemas eléctricos sudamericanos han alcanzado un estadio de desarrollo tal que garantiza obtener un alto grado de cobertura de la oferta eléctrica aún restringiendo el análisis a los sistemas interconectados. En efecto, de la comparación de la generación total del servicio público para cada país, según la información disponible en la CIER, con los valores del Cuadro N° 1 surge que la generación aislada representa sólo el 2% de la generación total sudamericana.

Si bien el grado de cobertura de los sistemas interconectados no es homogéneo entre los países de la Región, debe decirse que aún en aquellos países en que por razones topográficas e históricas la interconexión de todos los sistemas es más dificultosa, como

en Perú y Bolivia, la generación aislada no supera el 7% de la generación total del servicio público.

Es importante aclarar que en los valores consignados en el Cuadro N° 1 se asignó, en todos casos (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay), el 50% de la potencia y generación de las centrales hidroeléctricas binacionales a cada parte, con independencia de los valores que efectivamente se destinen al abastecimiento de las demandas nacionales.

**Cuadro N° 1: Potencia efectiva y Generación eléctrica por tipo - Año 1996**

País	Concepto	Unidad	Total	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Combin.	Diesel	Nuclear	Sub Tot Térmico	Hidro
Argentina	Pot.Efect.	MW	17492	4783	3443	144	4	1005	9379	8113
	En.Gen.	GWh	64389	22367	11306	813	12	7459	41957	22432
	Hs.Utiliz.	Hs/año	3681	4676	3284	5646	3000	7422	4474	2765
Bolivia	Pot.Efect.	MW	662		388		19		407	255
	En.Gen.	GWh	2849		1395		68		1463	1386
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4304		3595		3579		3595	5435
Brasil	Pot.Efect.	MW	55885	2748	320			657	3725	52160
	En.Gen.	GWh	263288	6660	37	(*)		2429	9126	254162
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4711	2424	116			3697	2450	4873
Chile	Pot.Efect.	MW	6001	1917	317		94		2328	3673
	En.Gen.	GWh	27890	11299	369		174		11842	16048
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4648	5894	1164		1851		5087	4369
Colombia	Pot.Efect.	MW	10600	1806	612		165		2583	8017
	En.Gen.	GWh	42284	4798	1962	(*)	456		7216	35068
	Hs.Utiliz.	Hs/año	3989	2657	3206		2764		2794	4374
Ecuador	Pot.Efect.	MW	2057	300	454		188		942	1115
	En.Gen.	GWh	9251	1732	919		250		2901	6350
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4497	5773	2024		1330		3080	5695
Paraguay	Pot.Efect.	MW	7107				3		3	7104
	En.Gen.	GWh	44778	(**)	(**)	(**)	3		3	44775
	Hs.Utiliz.	Hs/año	6301				1000		1000	6303
Perú	Pot.Efect.	MW	2605	29	554	20	134		737	1868
	En.Gen.	GWh	12429	32	370	9	245		656	11773
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4771	1103	668	450	1828		890	6302
Uruguay	Pot.Efect.	MW	2113	313	250		26		589	1524
	En.Gen.	GWh	6454	649	178				827	5627
	Hs.Utiliz.	Hs/año	3054	2073	712				1404	3692
Venezuela	Pot.Efect.	MW	16751	4177	2292				6469	10282
	En.Gen.	GWh	72681	11585	7252				18837	53844
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4134	2774	3164				2912	4903
TOTAL	Pot.Efect.	MW	121273	16073	8630	164	633	1662	27162	94111
	En.Gen.	GWh	546293	59122	23788	822	1208	9888	94828	451465
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4476	3678	2756	5012	1908	5949	3491	4761

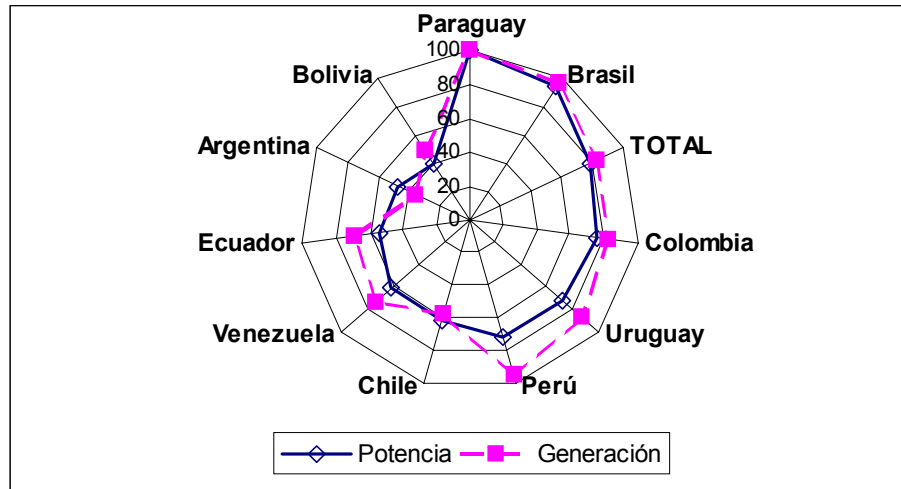
**Notas:**

- (\*) Incluido en TG
- (\*\*) Incluido en Diesel
- Argentina: Corresponde a la suma de los sistemas interconectados del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del MEM Sistema Patagónico. Incluye 50% de Central Binacional Yacyretá, con 13 turbinas operando a cota 76m.
- Brasil: Corresponde a la suma de los sistemas interconectados Norte/Noreste y Sur/Sudeste/Centro-Oeste. Incluye 50% de la Central Binacional Itaipú (6300 MW y 40827 GWh)
- Chile: Corresponde a la suma de los sistemas interconectados Norte Grande (SING) y Centro (SIC)
- Colombia: La potencia y generación térmica fue estimada sobre la base de datos de CIER.
- Paraguay: Incluye el 50% de las centrales binacionales Itaipú (6300 MW y 40827 GWh) y Yacyretá (611 MW y 3203 GWh)
- Perú: Corresponde a la suma de los sistemas interconectados Centro-Norte (SICN) y Sur (SISUR). Excluye autoproducción.
- Venezuela: En la generación bruta hidroeléctrica se incluye la producción de las centrales Macahua II y III durante el período de prueba (3436 GWh). Esta generación fue excluida para el cálculo de las horas de utilización, ya que la potencia se considera incorporada en 1997.

Como puede observarse, la hidroelectricidad tiene un rol predominante en el abastecimiento eléctrico sudamericano, aportando cerca del 78% de la potencia efectiva y más del 82% de la generación bruta registrada en 1996.

A fin de apreciar con claridad las diferencias existentes entre los países sudamericanos respecto de la participación hidroeléctrica, en el Gráfico N° 1 se muestra la contribución de las centrales hidroeléctricas, tanto respecto de la potencia efectiva como de la generación, donde los países fueron ordenados según participación decreciente en potencia.

**Gráfico N° 1: Participación hidroeléctrica en la oferta - Año 1996**



En algunos países (Perú, Uruguay, Ecuador y Venezuela) las centrales hidroeléctricas tienen una contribución en la generación bruta sensiblemente mayor que en términos de la potencia efectiva. En general puede afirmarse que esta situación es más frecuente cuando el grado de empuntamiento de las centrales hidroeléctricas es relativamente bajo. Este pareciera ser el caso de Perú, Ecuador y Venezuela, donde las horas de utilización promedio durante 1996 oscilaron entre 6300 y 4900 horas anuales.

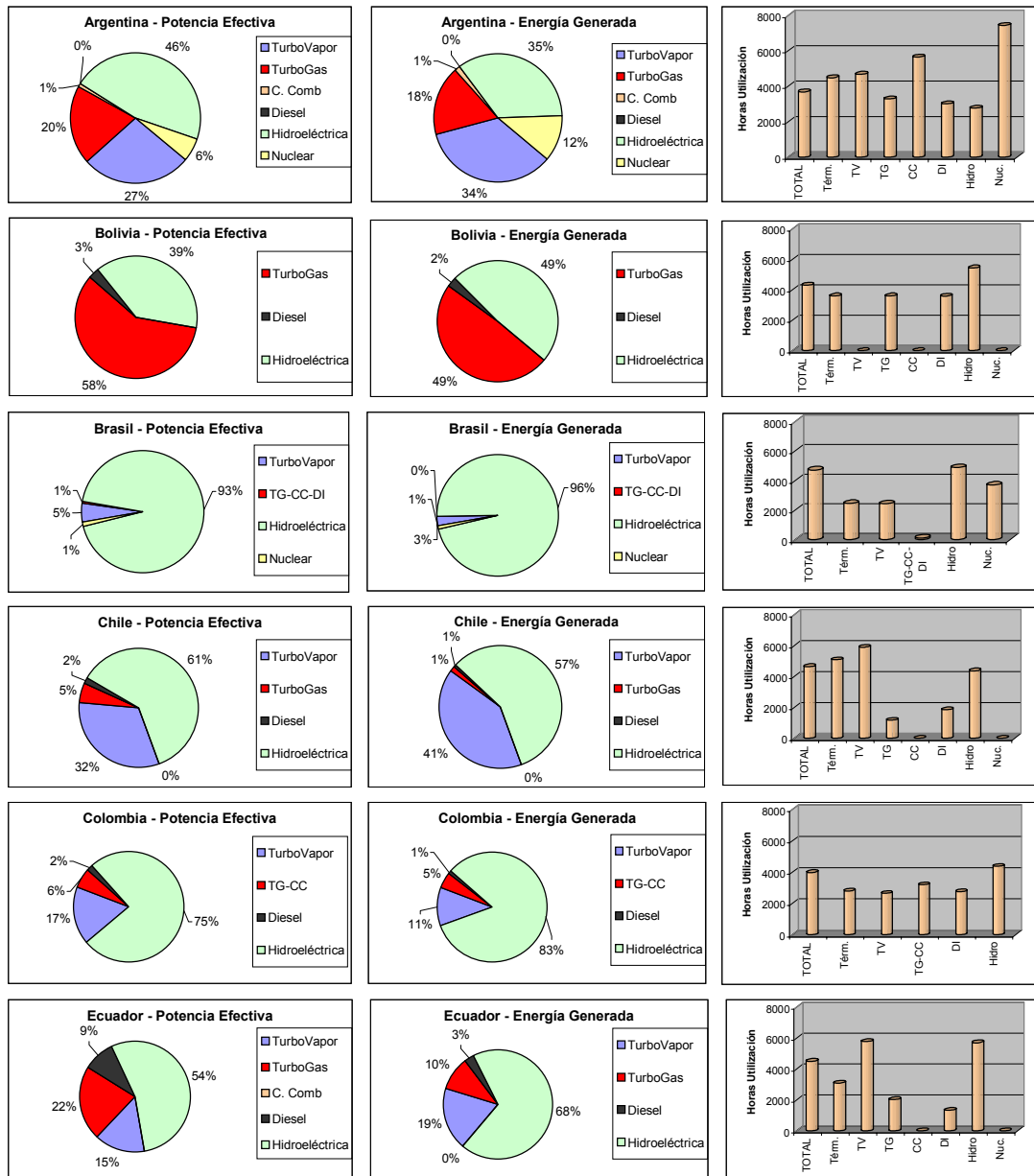
Sin embargo y dependiendo de la irregularidad de los aportes hidrológicos, el hecho también puede indicar la existencia de potencia térmica de respaldo no convocada en el despacho de cargas durante 1996. Este pareciera haber sido el caso de Uruguay en 1996.

El tema de las necesidades de reserva y el respaldo térmico disponible en cada sistema será analizado con mayor detalle en la Sección 2.3, junto con otros indicadores que revelan distintos aspectos de la situación del abastecimiento actual y permiten entrever el tipo de aporte que hubiera podido hacer cada sistema a un mercado eléctrico sudamericano, de haber existido en 1996.

Respecto del parque térmico debe decirse que la instalación de turbinas a gas con ciclos combinado todavía era incipiente en 1996, con una contribución que no superaba el 1% en ninguno de los países. Como se verá en el Punto 4 de este Capítulo, se espera que las centrales de ciclo combinado en el futuro vayan reemplazando progresivamente el rol hasta ahora cumplido por las turbinas a vapor, al menos en aquellos sistemas que dispongan de gas natural para ser quemado en centrales eléctricas.

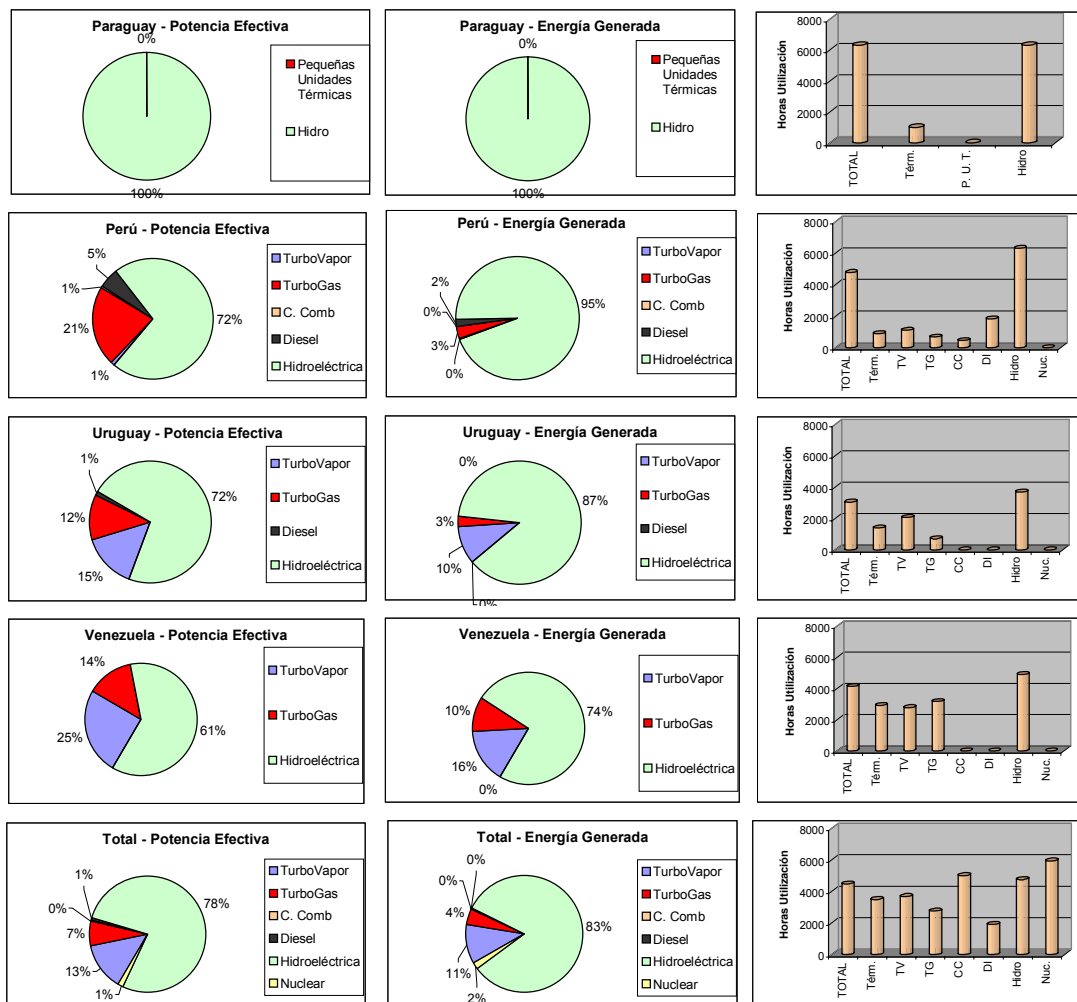
A fin de poder apreciar la diversidad de situaciones registradas en los países sudamericanos en 1996, se presenta en el Gráfico N° 2 la estructura de oferta de cada país por tipo de tecnología de generación y la utilización media de cada tipo de central según la operación real de 1996.

**Gráfico N° 2: Composición y Utilización del parque - Año 1996**





**Gráfico N° 2: Composición y Utilización del parque - Año 1996  
(Continuación)**



## 2.2. El uso de Combustibles en Centrales Eléctricas

A partir de la información sobre la operación del parque en cada país se estimó la generación eléctrica obtenida a partir de cada fuente energética, así como los consumos de combustibles registrados durante 1996, que se presentan en el Cuadro N° 2.

Tal como se indica en las Notas al Cuadro N° 2, las pequeñas variaciones respecto de la generación total consignada en el Cuadro N° 1 (Argentina y Chile) obedecen a razones distintas. En el caso de Argentina, se privilegió utilizar la información de la Secretaría de Energía sobre consumos de combustibles, aún cuando no discrimina el uso en los sistemas interconectados. Según la información disponible, una pequeña proporción de electricidad de origen térmico en Chile (233 GWh) fue generada en 1996 a partir de la quema de residuos de biomasa y, por tanto, fue excluida de los totales consignados en el Cuadro N° 2.

**Cuadro N° 2: Generación por tipo de combustible - Año 1996**

Fuente	Unidad	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Total
Total	GWh	65390	2849	263288	27657	42284	9251	44778	12429	6454	72681	547061
	Tcal	110204	4523	30533	29025	19668	8627	7	1741	2234	57112	263674
	kcal/kWh	1685	1588	116	1049	465	933	0	140	346	786	482
Fuel Oil	GWh	2614		3112	237	295	1851		66	649	857	9681
	MTn	615		786	79	57	508		17	175	238	2476
	Tcal	6032		6991	775	649	4982		170	1715	2209	23523
Gas Natural	GWh	30280	1395			5486					17080	54241
	Mm3	9075	510			1834					5737	17156
	Tcal	75323	4360			15158					51079	145920
Carbón	GWh	1417		3548	11066	1430						17461
	MTn	554		2755	4642	592						8543
	Tcal	3269		16255	27388	3846						50758
Gas Oil	GWh	694	68		306	5	1050	3	590	178	900	3794
	Mm3	224	19		100	2	424	1	183	54	459	1466
	Tcal	1931	163		862	15	3645	7	1571	519	3824	12537
Sub Total C. Fósiles	GWh	35005	1463	6660	11609	7216	2901	3	656	827	18837	85177
	Tcal	86555	4523	23246	29025	19668	8627	7	1741	2234	57112	232738
	kcal/kWh	2473	3092	3490	2500	2726	2974	2500	2654	2701	3032	2732
Hidro	GWh	22926	1386	254162	16048	35068	6350	44775	11773	5627	53844	451959
Uranio	GWh	7459										9888
	Tcal	23649			7287							30936

**Notas:**

- Argentina: Corresponde al total Nacional. Fuente: Secretaría de Energía.
- Brasil: Corresponde a la suma de sistemas interconectados. Por falta de datos no incluye 37 GWh generados por pequeñas unidades TG y Diesel.
- Chile: Valores estimados a partir de información sobre generación por central y datos de consumos específicos del Cálculo de Precios de Nodo para el SIC y SING. No se incluyen 233 GWh generados con residuos de biomasa. El consumo de DO está sumado al GO.
- Ecuador: El rubro GO corresponde a DO.
- Perú: Según los informes anuales de 1996, los combustibles fósiles consumidos fueron petróleo residual y Diesel II. Por razones de homogeneidad en la presentación, los consumos se consignan en los rubros FO y GO, respectivamente.
- Uruguay: El consumo de GO incluye 5000 m<sup>3</sup> de DO.
- Venezuela: La generación hidroeléctrica incluye la producción de las centrales Macagua II y III (3436 GWh) durante el período de prueba.

En el Gráfico N° 3 se muestra la estructura de la generación total de electricidad según el tipo de fuente energética utilizada para producirla, para cada uno de los países y para la Región en su conjunto.

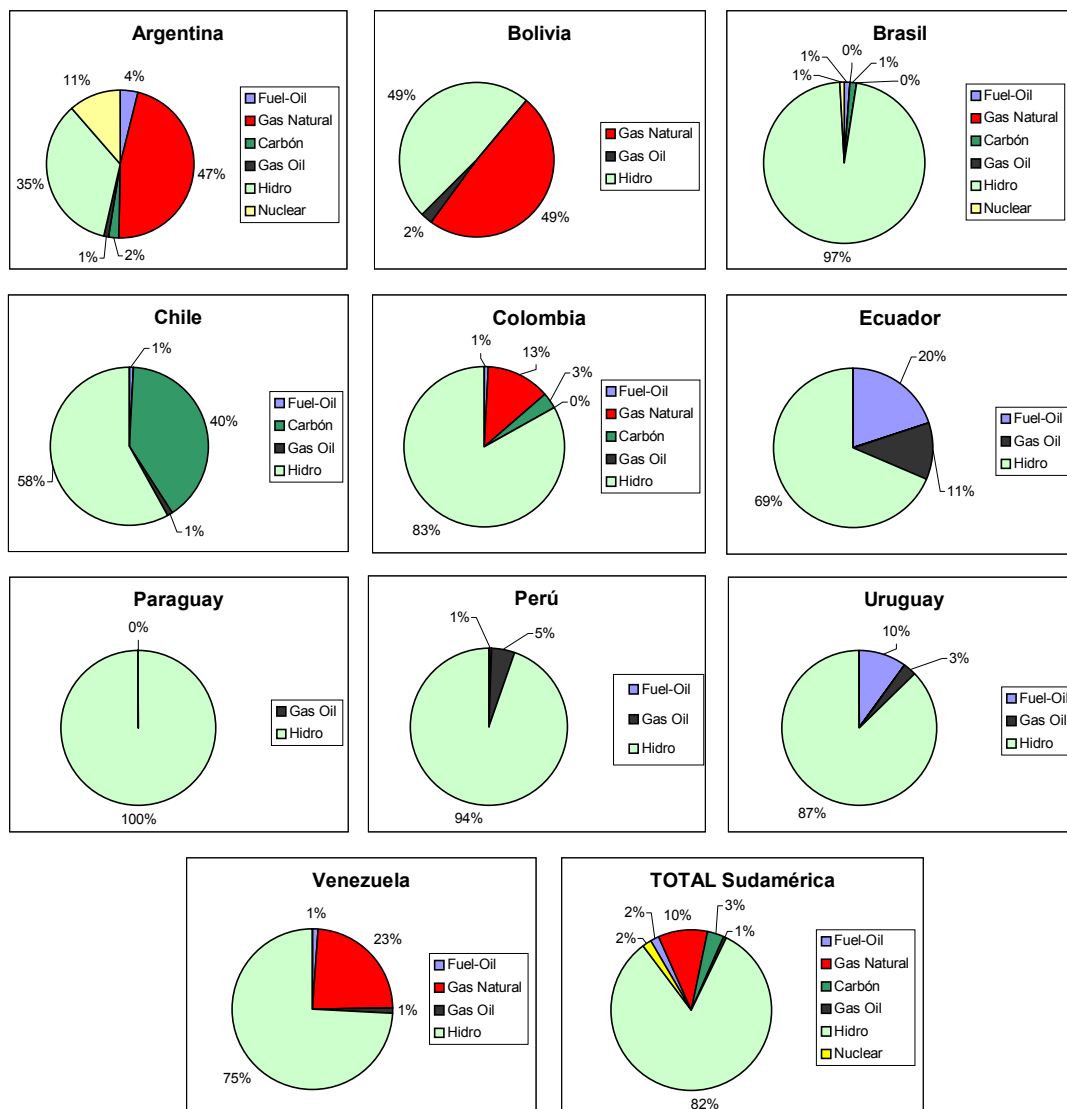
Al respecto interesa remarcar el rol preponderante jugado por el gas natural en todos aquellos países que en 1996 dispusieron de este recurso para la generación eléctrica. En los cuatro países que quemaban gas en centrales eléctricas (Argentina, Bolivia, Colombia y Venezuela), los otros hidrocarburos fueron escasamente utilizados.

De los restantes países, sólo Chile hizo un uso intensivo del carbón que, en proporciones muy inferiores, también fue quemado en centrales brasileñas, colombianas y argentinas. En este contexto es de destacar la baja utilización de los derivados del petróleo por parte de las centrales eléctricas sudamericanas, salvo en Ecuador y Uruguay donde se usan en forma excluyente para complementar la generación hidroeléctrica.

La contribución promedio de cada fuente al total sudamericano depende, por supuesto, de la importancia relativa de los diferentes sistemas nacionales en ese total.

A modo de indicador de la eficiencia del parque térmico se incluye también en el Cuadro N° 2 el consumo específico medio de combustibles fósiles. Como puede apreciarse, el rendimiento medio del parque térmico convencional en Sudamérica era en 1996 del orden del 31%. Sin embargo, hay diferencias significativas entre los países, cubriendo un rango que va desde el 25% (Brasil) hasta el 35% (Argentina y Chile).

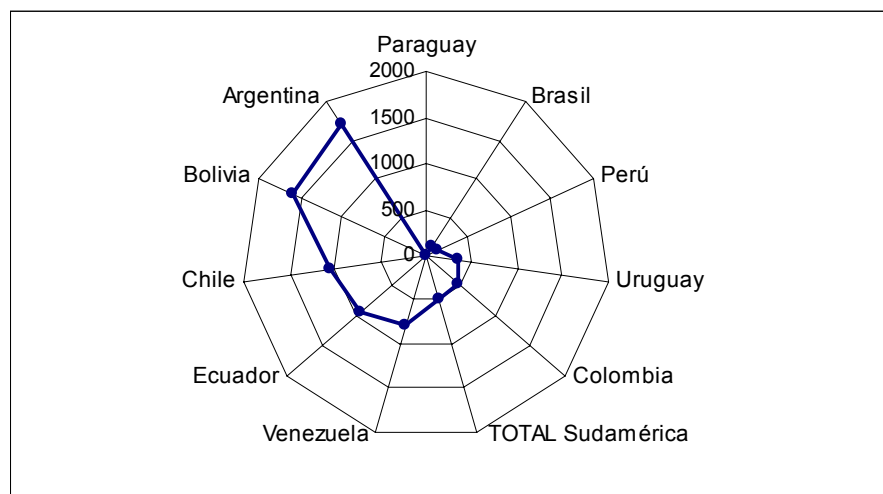
**Gráfico N° 3: Estructura de generación por tipo de fuente energética - Año 1996**



Precisamente, Argentina y Chile, junto con Bolivia son los únicos países sudamericanos en los cuales la generación térmica representa más del 40% de la generación bruta total. En función de ello y considerando el contexto competitivo en el cual actúan los generadores de estos países, se explica la renovación y mejoramiento de la eficiencia del parque térmico convencional que, seguramente, en el futuro próximo tendrá mejoras sustanciales con la incorporación de ciclos combinados. Es necesario aclarar que la eficiencia de las centrales bolivianas se ve altamente influida por las condiciones de temperatura y altitud en las cuales operan.

A fin de reflejar en toda su magnitud la incidencia de la generación hidroeléctrica sobre la eficiencia promedio de la generación, se muestra en el Gráfico N° 4 el consumo equivalente de combustibles por kWh total generado, cuyos valores también se consignan en el Cuadro N° 2.

**Gráfico N° 4: Consumo unitario promedio de Combustibles - Año 1996  
(Kcal/kWh)**



Como puede apreciarse, los países sudamericanos consumieron, en promedio, menos de 500 Kcal de combustibles por cada kWh generado en la Región. Si bien estos resultados están influidos por las particulares condiciones hidrológicas registradas durante 1996 y pueden sufrir variaciones de un año a otro dependiendo de la hidraulicidad, el ordenamiento de los países según su consumo promedio de combustibles refleja razonablemente la estrategia de uso de recursos para la generación eléctrica aplicada hasta ahora por cada país sudamericano. Al respecto conviene aclarar que en términos generales 1996 fue un año de aportes hidráulicos relativamente altos (hidraulicidad media o superior) en el norte de la Región y seco en el Cono Sur. Esta situación afectó especialmente a Chile, incrementando la generación térmica y, por tanto, el consumo de combustibles.

### 2.3. Indicadores sobre las características operativas de los sistemas en 1996

En esta Sección se analizan una serie de indicadores que, si bien reflejan las características del abastecimiento eléctrico nacional, contribuyen al análisis del rol que podría jugar cada país en la conformación de un mercado eléctrico regional y el tipo de beneficios que podría obtener de estos intercambios.

Dado el carácter eminentemente hidrotérmico de los sistemas eléctricos sudamericanos, las reservas de potencia y la compensación térmica disponible en cada país constituyen indicadores de los beneficios potenciales de las interconexiones, junto con la complementariedad hidrológica de las diferentes cuencas.

El tema de la complementariedad hidrológica, tanto anual como estacional, ya fue objeto de estudio, dentro y previamente a este proyecto, y no será analizada en este Capítulo. Sí parece relevante mencionar que el fenómeno de El Niño pareciera acentuar los contrastes entre los aportes hidráulicos de las cuencas del norte y el sur de Sudamérica.

En consecuencia, nos concentraremos aquí en el análisis de la situación de partida respecto a la reserva y a la compensación térmica disponible en los sistemas eléctricos sudamericanos. En lo que se refiere a la compensación térmica, se analizaron tres aspectos relevantes:

- el grado de *compensación térmica nacional*, definido por la participación de la potencia térmica sobre la potencia total en cada sistema,
- la *disponibilidad de compensación térmica* para compartir con el resto de los países de la Región, a partir del factor de utilización de la potencia térmica para el abastecimiento de la demanda local, y
- la *contribución de cada sistema a la compensación térmica regional*, medida por la participación de la potencia térmica local sobre la potencia térmica total sudamericana.

En los párrafos siguientes se resumen los resultados obtenidos para cada uno de estos indicadores.

### **La Reserva disponible**

En el Cuadro N° 3 y Gráfico N° 5 se muestra la potencia bruta disponible para abastecer la carga máxima registrada en 1996, junto con la reserva de potencia de cada sistema.

**Cuadro N° 3: Reserva de potencia - Año 1996**

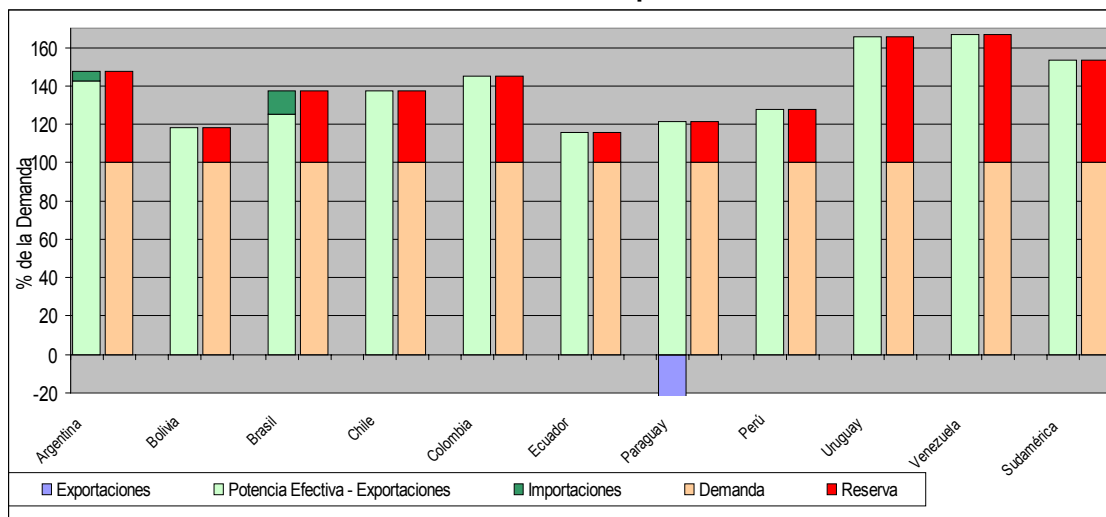
Concepto	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú (1)	Uruguay	Venezuela (2)	Sudamérica (3)
Potencia Efectiva	17492	662	55885	6001	10600	2057	7107	2605	2113	16751	121273
Importaciones (4)	600		5463								6063
Exportaciones (5)							6063				6063
Pot. Bruta Disponible	18092	662	61348	6001	10600	2057	1044	2605	2113	16751	121273
Carga Máx. Bruta	12256	560	44594	4362	7312	1779	862	2041	1279	10052	79097
Reserva MW	5836	102	16754	1639	3288	278	182	564	834	6699	42176
% Demanda Máxima	47.6	18.2	37.6	37.6	45.0	15.6	21.1	27.6	65.2	66.6	53.3

Notas:

- (1) Agregando la autoproducción la potencia efectiva alcanza 3123 MW y la demanda bruta fue de 2344 MW, con una reserva del 32.3%. Por falta de desagregación de la información disponible, las proyecciones para Perú corresponden al total del sistema eléctrico, incluyendo servicio público y autoproducción.
- (2) Corresponde a valores netos.
- (3) La carga máxima consignada en el cuadro para el total de Sudamérica supone un ahorro de 6000 MW sobre la suma de las cargas máximas nacionales por diversidad de carga. De no considerar este hecho la reserva hubiera sido del 42.3% de la suma de las cargas máximas (85060 MW).
- (4) Sólo se consideraron importaciones de potencia asociadas a potencia firme en el momento de la carga máxima provenientes de aprovechamientos hidroeléctricos compartidos.
- (5) A las exportaciones de Paraguay desde Itaipú se les descontó la reserva del sistema paraguayo, estimada en un mínimo del 21% de su carga máxima.

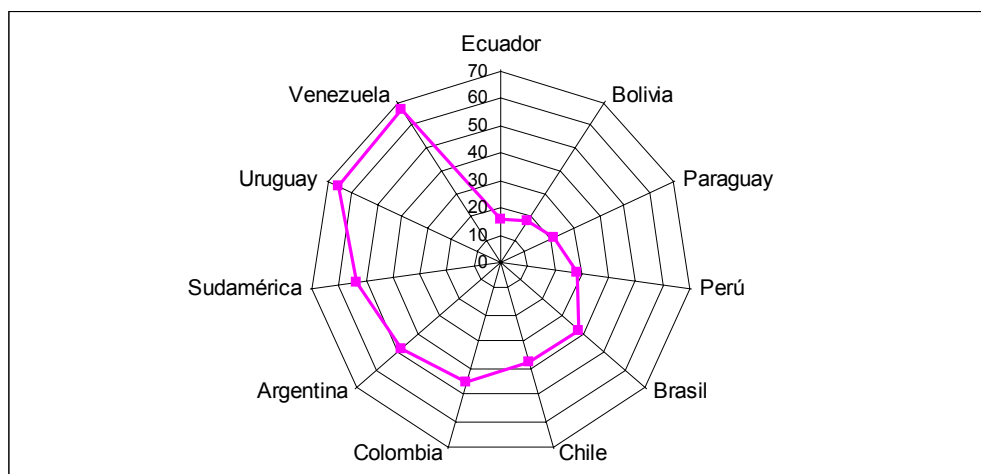
Si bien existen intercambios de electricidad entre diferentes países sudamericanos, sólo se consideraron los provenientes de las centrales binacionales a los efectos de calcular la potencia bruta total disponible en cada sistema para atender su carga máxima. Ello no quita que no hayan existido intercambios en el momento de carga máxima de algunos de los países, pero se ha tratado de reflejar la reserva propia de cada sistema. La operación de las centrales compartidas supone que cada país hace una reserva de potencia para uso doméstico sobre el 50% que es de su propiedad. La parte no utilizada de su cupo es exportada a la otra parte y a los efectos del abastecimiento cumple el rol de importación de potencia firme.

**Gráfico N° 5: Abastecimiento de potencia - Año 1996**



Como puede apreciarse, el nivel de reserva con el que contaban los sistemas en 1996 varía muy significativamente de país en país. A fin de mostrar más claramente la dispersión existente, en el Gráfico N° 6 se muestran los porcentajes de reserva respecto de la carga máxima en los sistemas sudamericanos, ordenados según niveles crecientes de reserva.

**Gráfico N° 6: Reserva disponible (% C.Máxima) - Año 1996**



Debe destacarse que el alto margen de reserva para la Región en su conjunto refleja uno de los beneficios potenciales de la creación de un mercado eléctrico regional. En efecto, se ha estimado que la diversidad de carga entre los distintos sistemas permitiría que la carga máxima simultánea de toda la Región fuera alrededor de 6000 MW inferior a la suma de las cargas máximas no simultáneas. De no haber hecho este supuesto, la reserva regional caería al 42%, esto es un valor intermedio entre los niveles de Chile y Colombia.

Tal como se observa en el Gráfico N° 6, alrededor de 2/3 de la potencia efectiva disponible en Uruguay y en Venezuela son de reserva. Si bien estos valores aparecen como inusualmente altos, debe decirse que ambos países tienen un abastecimiento

basado fundamentalmente en generación hidroeléctrica y está, por tanto, sujeto a las variaciones de los aportes hidráulicos.

En el caso de Uruguay las centrales hidroeléctricas dependen totalmente del régimen de lluvias, que registra grandes variaciones entre períodos anuales, aún sin considerar el fenómeno de El Niño, y su compensación térmica es relativamente baja. Las centrales hidroeléctricas venezolanas, por su parte, tienen una oferta firme del 85% de la generación esperada en condiciones hidrológicas medias.

Argentina y Colombia también tenían reserva relativamente alta (del orden del 45%). Sin embargo, la vulnerabilidad de ambos sistemas a fluctuaciones en los aportes hidráulicos es bien diferente. En tanto Argentina tiene una alta compensación térmica, el sistema colombiano fue abastecido en 1996 fundamentalmente con generación hidroeléctrica y el nivel de compensación térmica puede resultar insuficiente para afrontar períodos magros. De hecho, los años anteriores a 1996 fueron de magros aportes y, en particular, 1992 resultó ser el más seco de los últimos 40 años, con aportes que apenas llegaron al 64% de la media histórica.

Chile y Brasil, con reservas en el orden del 38%, están en una situación intermedia en el concierto de los países sudamericanos. Ambos han seguido una estrategia diferente para mitigar los efectos de las variaciones hidrológicas sobre el abastecimiento eléctrico. En tanto Chile tiene una compensación térmica importante, la reserva del sistema brasileño corresponde a compensación hidráulica dada por la capacidad de regulación de los numerosos embalses, reforzada por los criterios de diseño de las obras y de la planificación de la expansión del sistema.

Ecuador, Bolivia y Perú son los países sudamericanos con menor reserva disponible, entre el 16% y el 27%. La reserva de Ecuador es el resultado combinado de demoras en la ejecución de obras y en el mantenimiento y rehabilitación del parque térmico existente, que culminó en 1995 con severas restricciones en el suministro eléctrico. El abastecimiento de 1996 estuvo menos comprometido gracias al lanzamiento de un programa de emergencia y al mayor aporte hidráulico.

La operación del sistema boliviano presentó períodos críticos durante 1996, que tuvieron comienzo de solución en el último trimestre del año con la entrada en servicio de unidades TG en la central Carrasco. Su nivel de compensación térmica es el más alto de Sudamérica, lo cual reduce la criticidad de los años secos.

El abastecimiento eléctrico en Perú durante 1996 se vio favorecido por altos aportes hidráulicos, que permitieron reducir notablemente la utilización de su parque térmico. Sin embargo, su vulnerabilidad a las oscilaciones en los caudales es relativamente grande y en períodos de sequía el abastecimiento puede verse comprometido por falta de compensación térmica suficiente.

La situación de Paraguay respecto de la reserva de generación, tal como aparece en el Gráfico, podría calificarse de "artificial", ya que surge de una convención. En rigor, Paraguay dispone de una reserva ilimitada para atender su propia demanda, si se considera su potencia propia de las centrales compartidas con Argentina y Brasil. Por tanto, su abastecimiento está asegurado frente a fallas de generación. Si en el análisis del abastecimiento de potencia se restringió el uso de esta potencia por parte de Paraguay fue, fundamentalmente, para no reducir artificialmente los niveles de reserva disponible de sus países socios (Argentina y Brasil).

**La compensación térmica disponible**

Tal como se mencionara anteriormente, la compensación térmica en los sistemas sudamericanos fue analizada en función del rol que cumple en el abastecimiento de la demanda local, así como de la contribución que pudiera hacer cada sistema a la Región en su conjunto.

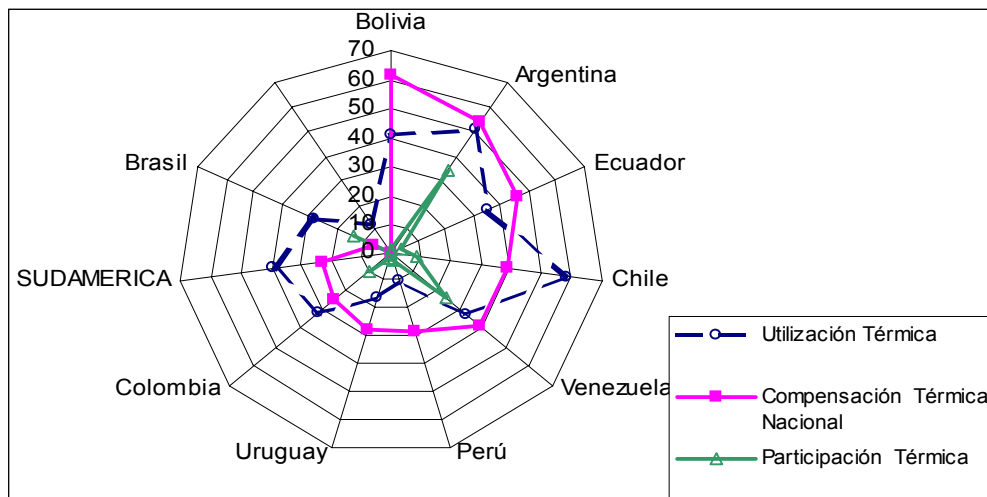
Los resultados de este análisis se presentan en el Cuadro N° 4, donde se consigna para cada país el factor de utilización del parque térmico durante 1996, la participación de la potencia térmica efectiva disponible en cada país (compensación térmica nacional) y la contribución del país a la compensación térmica de la Región en su conjunto.

**Cuadro N° 4: Compensación Térmica - Año 1996**

Pais	Utilización Térmica	Compensación Térmica Nacional	Participación Térmica
Argentina	51.1	53.6	34.5
Bolivia	41.0	61.5	1.5
Brasil	28.0	6.7	13.7
Chile	58.1	38.8	8.6
Colombia	31.9	24.4	9.5
Ecuador	35.2	45.8	3.5
Paraguay	11.4	0.0	0.0
Perú	10.2	28.3	2.7
Uruguay	16.0	27.9	2.2
Venezuela	33.2	38.6	23.8
SUDAMERICA	39.9	22.4	100.0

A fin de facilitar el análisis de los resultados, estos valores se muestran en el Gráfico N° 7, donde los países han sido ordenados según valores decrecientes de la participación de la potencia térmica en el total nacional.

**Gráfico N° 7: Compensación térmica - Año 1996**



Como puede apreciarse, de los 5 países con mayor compensación térmica (Bolivia, Argentina, Ecuador, Chile y Venezuela cuya potencia térmica representa al menos 38% de su potencia efectiva), sólo el parque térmico de Argentina y Venezuela tiene cierta



relevancia a nivel sudamericano. Debe recordarse, adicionalmente, que Venezuela tenía el margen de reserva más alto de Sudamérica (cercano al 67% de su demanda máxima). El aporte conjunto de Bolivia y Ecuador, por su parte, no supera el 5% de la potencia térmica total de Sudamérica, restringido por el menor tamaño relativo de estos sistemas, y ambos tienen las reservas más bajas de la Región.

El parque térmico brasileño, que aporta a su propio abastecimiento uno de los niveles de compensación térmica más bajos, tiene sin embargo relevancia a nivel de la Región en su conjunto (casi 14%), debido al gran tamaño del sistema brasileño en comparación con los restantes países sudamericanos.

El aporte de Chile y Colombia a la compensación térmica regional es del mismo orden (9%), aún cuando la participación térmica en el abastecimiento eléctrico chileno es muy superior a la colombiana (39% versus 24% respectivamente).

La posibilidad que el parque térmico de un país actúe como compensación térmica de otros países de la Región es inversamente proporcional a su grado de utilización para el abastecimiento de la demanda local. Por tanto, podría plantearse que a mayor utilización térmica en el Gráfico N° 7, menor disponibilidad de generación térmica para exportación. Sin embargo, los valores mostrados en el gráfico sólo reflejan las condiciones hidrológicas particulares reinantes en cada país en 1996 que, como ya se dijo, correspondieron a año seco en el sur de la Región y fueron de altos aportes en la zona norte del subcontinente.

Este hecho es el que explica la alta utilización del parque térmico chileno en 1996 (58%). En cambio, la alta utilización de las centrales térmicas argentinas en ese mismo año (51% y segunda en importancia en Sudamérica) corresponde más a las características permanentes del abastecimiento eléctrico en ese país, si bien está influida por el alto factor de utilización de las centrales nucleares (85%).

#### 2.4. Contribución de cada país al parque eléctrico sudamericano

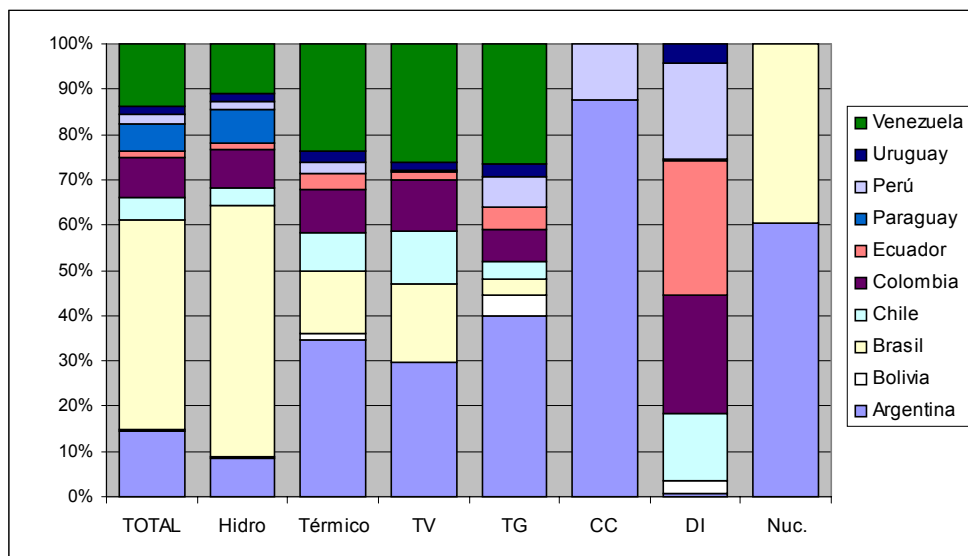
A partir de la información contenida en el Cuadro N° 1 de este Capítulo, se calculó la participación de cada sistema nacional en la potencia total sudamericana para el total y por tipo tecnológico, cuyos resultados se presentan en el Cuadro N° 5.

**Cuadro N° 5: Participación de los países en la potencia total sudamericana  
Año 1996**

Pais	TOTAL	Hidro	Sub Tot Térmico	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Comb	Diesel	Nuclear
Argentina	14.4	8.6	34.5	29.8	39.9	87.8	0.6	60.5
Bolivia	0.5	0.3	1.5	0.0	4.5	0.0	3.0	0.0
Brasil	46.1	55.4	13.7	17.1	3.7	(*)	(*)	39.5
Chile	4.9	3.9	8.6	11.9	3.7	0.0	14.8	0.0
Colombia	8.7	8.5	9.5	11.2	7.1	(*)	26.1	0.0
Ecuador	1.7	1.2	3.5	1.9	5.3	0.0	29.7	0.0
Paraguay	5.9	7.5	0.0	(**)	(**)	(**)	0.5	0.0
Perú	2.1	2.0	2.7	0.2	6.4	12.2	21.2	0.0
Uruguay	1.7	1.6	2.2	1.9	2.9	0.0	4.1	0.0
Venezuela	13.8	10.9	23.8	26.0	26.6	0.0	0.0	0.0
<b>TOTAL %</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>MW</b>	<b>121273</b>	<b>94111</b>	<b>27162</b>	<b>16073</b>	<b>8630</b>	<b>164</b>	<b>633</b>	<b>1662</b>

Para facilitar su visualización, la misma información se muestra en el Gráfico N° 8.

**Gráfico N° 8: Participación de los países en la potencia total sudamericana  
Año 1996**



De la comparación de la estructura del total con la de cada tecnología de generación, surge con claridad las diferencias de estructura en la potencia instalada en cada país. Al margen de la situación respecto de la generación nuclear y de los ciclos combinados que no eran tecnologías muy difundidas en los países sudamericanos, el equipamiento turbovapor aparece relativamente concentrado en pocos países, en tanto las centrales diesel son mucho más frecuentes en los sistemas de menor tamaño relativo.

### 3. Las tendencias en el equipamiento futuro

Se sintetizan en este Punto los lineamientos generales de los planes eléctricos de los países sudamericanos respecto de la estrategia de expansión de la capacidad de generación. Debe aclararse que durante la realización de la Fase I de este proyecto, cuyos resultados se resumen en este Informe Final, se produjeron ajustes a las previsiones originalmente contenidas en los planes eléctricos, que fueron incorporados en los distintos informes de Fase I y II del proyecto. Los valores aquí presentados se corresponden con la última información suministrada por los países en Diciembre de 1998 para la variante de crecimiento medio o Escenario Medio de Referencia.

Las previsiones realizadas sobre la evolución de la capacidad instalada de generación hasta el año 2010, cuyos resultados se presentan en el Punto 4 de este Informe, tratan de captar cuatro elementos que serán claves en esta evolución. Ellos son:

- Las políticas nacionales sobre el uso de los recursos energéticos locales;
- La influencia de la dinámica de las otras industrias energéticas sobre la generación de electricidad,
- El impacto de los avances tecnológicos sobre la competitividad de las diferentes tecnologías de generación eléctrica, y

- Las conductas esperadas de los inversores privados en la generación eléctrica, en aquellos sistemas en los cuales esté previsto que el capital privado participe activamente en la expansión de la generación.

Antes de presentar una breve síntesis de las estrategias de expansión asumidas para cada país, parece oportuno hacer unos breves comentarios sobre los cambios que se están operando respecto a estos aspectos.

Las reformas introducidas por varios países de la Región en la industria petrolera, con alcance sobre la producción de gas natural, está provocando una fuerte tendencia de las empresas productoras a impulsar la conformación de un mercado regional para el gas natural. Este hecho está tornando disponible un recurso que hasta ahora sólo disponían algunos sistemas eléctricos sudamericanos (Argentina, Bolivia, Colombia y Venezuela). Este tema, así como la probable evolución de los precios del gas para la generación eléctrica, fueron objeto de un análisis particular dentro del proyecto, cuyos resultados se presentan en el Capítulo V.

El atractivo del gas natural para la generación de electricidad se ve ampliamente reforzado por las mejoras de rendimiento y reducción de precios de las turbinas a gas, registrados en los últimos años. Las turbinas de gas más modernas pueden alcanzar, funcionando con ciclo abierto, el 37% de eficiencia térmica. Los rendimientos pueden llegar al 57% en las instalaciones de ciclo combinado, valores impensables hasta hace pocos años.

En este contexto, la competitividad de las centrales hidroeléctricas frente a las centrales a gas puede verse afectada, en especial por sus altos costos de inversión y largos períodos de construcción. En particular cuando la dinámica de expansión recae sobre la iniciativa de los inversores privados, cabe esperar que la tendencia sea hacia la instalación de turbinas de gas (ciclo abierto o combinado), siempre que el gas esté disponible ya sea sobre la base de producción local o gracias a su importación.

Sin embargo, la disponibilidad y los bajos costos de la generación a gas no son los únicos elementos que parecieran haber desalentado el ritmo de desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos en algunos países. En efecto, la pronunciada sequía de comienzos de los 90 en la zona norte de América del Sur pareciera haber incrementado la sensación de vulnerabilidad en sistemas altamente dependientes de la hidroelectricidad y haber propiciado la búsqueda de un abastecimiento más equilibrado entre las diferentes tecnologías.

En los párrafos siguientes se sintetizan las tendencias esperadas en cada uno de los países sudamericanos hasta el año horizonte (2010), ordenados alfabéticamente.

### *Argentina*

Según el estudio de Prospectiva 1997 de la Secretaría de Energía, que recoge los planes de inversión declarados por los inversores privados, se prevé un fuerte incremento de la potencia térmica total hasta el año 2005, por la incorporación de ciclos combinados de alta eficiencia térmica. La incorporación de estas centrales, dentro del período, se complementaría con la finalización de la CH Yacyretá (hasta llevar el embalse a su cota de diseño) y de la central nuclear actualmente en construcción.

En el último quinquenio del período analizado la expansión de la capacidad de generación estaría basada fundamentalmente en la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, si bien esto no excluye la incorporación de nuevas centrales térmicas.

También se prevé un fuerte incremento de las exportaciones a Brasil, alcanzando los 4000 MW en el año 2010.

### *Bolivia*

Dado que el horizonte de planeamiento del sistema Boliviano alcanza al año 2000, según el informe "Precios Referenciales Mayo-Octubre de 1997", fue necesario estimar la evolución de la capacidad de generación entre el 2000 y el 2010, año horizonte de este estudio.

En esta estimación se utilizaron los siguientes criterios:

- Mantener una reserva mínima del 20% respecto de la carga máxima proyectada
- Incorporar dos centrales hidroeléctricas del catálogo de proyectos entregado a los consultores, lo cual significa una actualización respecto de los supuestos utilizados inicialmente en Fase I del proyecto
- Completar el equipamiento necesario con turbinas a gas. En el último quinquenio analizado el equipamiento térmico correspondería a ciclos combinados quemando gas natural.

### *Brasil*

La evolución aquí presentada de la capacidad de generación de los sistemas interconectados se basa en el Plan Decenal de Expansión 1998-2007, que responde a los lineamientos generales definidos en el Plano 2015.

Estas previsiones suponen continuar con el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del país, complementado con un programa termoeléctrico de transición que utilice una gama diversificada de fuentes energéticas (nuclear, gas natural y carbón). Los aspectos salientes de la evolución esperada en el sistema brasileño son los siguientes:

- Incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas, de mediano tamaño en el sistema Sur/Sudeste/Centro-Oeste y de gran tamaño en el sistema Norte/Noreste
- Interconexión de ambos sistemas
- Ampliar la capacidad de generación nuclear de la central de Angra, con 2 unidades nuevas
- Incorporación de centrales térmicas convencionales en ambos sistemas. En ambos sistemas se prevé la utilización de gas natural, ya sea local o importado, que en el caso del sistema Sur será complementado por TV quemando carbón mineral
- Interconexiones mayores con los sistemas argentino y uruguayo.

### *Chile*

Las previsiones sobre las ampliaciones de capacidad de generación de los sistemas interconectados chilenos se basan en el "Programa Indicativo de Obras para la expansión futura de la oferta eléctrica", realizado por la Comisión Nacional de Energía en el marco del "Cálculo y probable evolución de los precios de nudo", tanto para el Sistema Interconectado Central (SIC) como para el Sistema Interconectado Norte Grande (SING).

Los aspectos salientes de estas previsiones son los siguientes:

- Las incorporaciones de corto plazo (hasta el año 2000) reflejan la evolución declarada por los generadores y evidencian cierta diversificación tecnológica en el SIC (hidro, TV, TG o CC)
- En el largo plazo se produciría una mayor especialización sobre la base de CC quemando gas natural importado desde Argentina
- Ambos sistemas se interconectarían alrededor del año 2000, dando origen al Sistema Interconectado Nacional.

### *Colombia*

Para la determinación de la evolución de la capacidad de generación se utilizó como base el "Plan de expansión de Generación 1998-2010 (Resumen preliminar de Noviembre de 1998), resultando por tanto en una actualización de los valores oportunamente consignados en el "Informe de Oferta - Fase I", que estaba basado en la Revisión 1996 del Plan de Expansión 1996-2010.

El objetivo central de esta actualización fue hacer un seguimiento de la dinámica de expansión en el corto plazo (año 2003) y controlar las condiciones de confiabilidad de la prestación del servicio eléctrico. Para el largo plazo, además de la confiabilidad, se consideró relevante la diversificación del uso de los recursos energéticos y su competitividad.

En función de estas consideraciones, la evolución prevista en los próximos años supone un fuerte incremento de la compensación térmica para disminuir la vulnerabilidad del sistema colombiano en períodos de sequía prolongados. En el último quinquenio, se supone una mayor incorporación de potencia hidroeléctrica, sin vulnerar las condiciones de seguridad en el abastecimiento.

### *Ecuador*

La expansión prevista de la capacidad de generación en el sistema ecuatoriano se basa en el "Plan de Electrificación del Ecuador 1998-2007 (versión junio 1998)", constituyendo, por tanto una actualización de los valores oportunamente adoptados en este proyecto.

Las nuevas previsiones para Ecuador suponen incorporar el impacto que tendrían las reformas institucionales de la industria eléctrica sobre la dinámica de expansión, en particular en lo que se refiere a los plazos para la ejecución de las obras hidroeléctricas programadas.

En función de ello, se espera que la mayor parte de los permisos de concesión de centrales hidroeléctricas sufran demoras que obligarían a instalar nuevas centrales térmicas para asegurar la calidad del servicio eléctrico. En el largo plazo, sólo está prevista la incorporación de centrales térmicas convencionales, quemando derivados de petróleo, si bien podrían usar gas natural de los yacimientos del Golfo de Guayaquil en caso que se comenzara la producción.

### *Paraguay*

Tal como se viera en el Punto 2 de este Informe, la disponibilidad de oferta de origen hidroeléctrico en Paraguay excede ampliamente sus requerimientos actuales y futuros

dentro del período analizado. En rigor esta disponibilidad se incrementará, respecto a los valores del año base, debido tanto al completamiento de la CH Yacyretá como a la ampliación de la CH Itaipú.

No obstante ello, las autoridades paraguayas consideran la necesidad de instalar equipamiento térmico de base en el centro de carga a fin de mejorar las condiciones operativas de la red (control de tensión, reducción de pérdidas, etc.). En principio sería un ciclo combinado de 700 MW que podría quemar gas natural en caso que la demanda de gas torne económicamente atractiva la construcción de un gasoducto.

### *Perú*

Los resultados aquí presentados están ajustados a las previsiones del Informe SEG/CTE N° 028-98 sobre la fijación de tarifas en barras para el período Noviembre 1998 - Abril 1999. Es importante destacar que Perú es uno de los países sudamericanos con mayor incidencia de la autoproducción eléctrica, fundamentalmente asociada a las actividades mineras. Dado que en los últimos años, y gracias a la expansión de las redes del servicio público, se está produciendo un progresivo traspaso de las centrales de autoproducción al servicio público, el Plan considera en forma unificada toda la industria eléctrica. En consecuencia, los valores correspondientes a Perú incluyen la oferta y demanda autoabastecida, constituyendo la única excepción a este respecto.

Los aspectos salientes de estas previsiones son los siguientes:

- Interconexión de los sistemas Norte y Sur en el año 2000
- Limitada incorporación de centrales hidroeléctricas en los primeros años del período de proyección
- Rol protagónico del gas de Camisea a partir del año 2000, a través de la instalación de nuevos ciclos combinados que quemen gas proveniente de dicho yacimiento.

### *Uruguay*

La evolución de la capacidad de generación del sistema uruguayo aquí presentada se basa en el "Plan indicativo de electrificación del Uruguay 1996-2009" (Versión 1997), si bien recoge ajustes posteriores al Plan informados por el representante nacional ante la CIER.

Estos ajustes suponen la sustitución del ciclo combinado previsto instalar en Paysandú por 2 TG, con una potencia total de 240 MW y el posterior completamiento de un ciclo combinado en el año 2003.

Debe aclararse que en los análisis de abastecimiento del sistema uruguayo se prevé la posibilidad de contratos de potencia firme con Argentina y Brasil. En el contexto del presente proyecto y teniendo en cuenta que los planes de expansión de Argentina y Brasil no incorporan estas exportaciones, se ha optado por no imponer flujos obligados entre los sistemas y dejar que éstos se expresen libremente en la simulación de la operación de los sistemas interconectados

Respecto de la ampliación de capacidad de la oferta local, el plan sólo prevé la entrada en servicio de centrales térmicas que operarían quemando gas natural argentino, en parte para reemplazar máquinas existentes obsoletas.

## *Venezuela*

El análisis de la evolución de la oferta en el sistema venezolano se basó, fundamentalmente, en la "Evaluación de la oferta de Generación. Período 1996-2005" del Comité de Planificación de OPSIS y en la "Estimación del consumo de combustibles en el sistema eléctrico nacional 1996-2006" de la División de Planificación de Sistemas Eléctricos de EDELCA. Para el último quinquenio del período analizado se tuvieron en cuenta algunas informaciones adicionales de OPSIS respecto a nuevas centrales hidroeléctricas (CH Tocoma) y los retiros de centrales térmicas existentes. Adicionalmente hubo que estimar los requerimientos adicionales de potencia térmica de reserva, que se basaron en el mantenimiento de los niveles de reserva adoptados por los documentos nacionales para el año 2005 y dándole prioridad a la instalación de ciclos combinados a gas natural.

En función de estos criterios, las incorporaciones de nuevas centrales en Venezuela muestran una composición predominantemente hidroeléctrica, especialmente en el primer quinquenio debido al tamaño de las centrales hidroeléctricas que entran en servicio en este período.

### **4. La expansión prevista del parque de generación**

Se presenta en este Punto la evolución prevista de la oferta por tecnología en cada uno de los sistemas sudamericanos, así como las características que asumiría el abastecimiento futuro. El detalle de las centrales consideradas en cada país puede consultarse en el Anexo 1. Asimismo, en Anexo 2 se consignan los sistemas de transmisión de cada país.

Debe aclararse que el análisis aquí presentado se limita al cubrimiento de la demanda de potencia en todos los sistemas nacionales, ya que la operación del parque, tanto en la hipótesis de mantenerse aislados como interconectados, es objeto de un análisis específico de despacho de cargas como parte integrante del estudio de los posibles flujos en los diferentes corredores eléctricos analizados en este proyecto.

En las Secciones siguientes se resume la evolución prevista respecto a:

- La composición del parque de generación por tipo de tecnología
- Los indicadores de reserva, respaldo térmico local y nivel de compensación térmica que puede aportar cada país al total regional
- Contribución de cada país al parque eléctrico sudamericano

#### **4.1. Evolución de la composición del parque de generación**

En función de las previsiones contenidas en los planes nacionales y siguiendo los criterios comentados en el Punto 3 de este Informe para cada país, se obtiene la evolución de la potencia por tipo de equipamiento que se presenta en el Cuadro N° 6.

En dicho Cuadro, la potencia efectiva instalada en cada sistema se totaliza para 3 años de corte (2000, 2005 y 2010), agregándose los valores de año base a fin de facilitar las comparaciones. Debe aclararse que los valores de 1996 para Perú difieren de los presentados en el Cuadro N° 1, ya que en este caso corresponden a la suma del servicio público más la autoproducción.

En el Cuadro N° 6 se indican, también, las incorporaciones acumuladas en cada período por tipo tecnológico. Debe aclararse que en el caso de Brasil se incluyen bajo el rubro TG todas las centrales turbogas, diesel y ciclos combinados, ya que la información disponible no permitió la identificación de cada categoría.

Igualmente, en el caso de Colombia el rubro TG en el año base, incluye tanto a las turbinas de gas como a los ciclos combinados.

A fin de facilitar su visualización, estos resultados se muestran en el Gráfico N° 9, donde las incorporaciones se expresan para cada categoría como porcentajes de la potencia existente en el año de corte anterior en la categoría respectiva. El Gráfico N° 10, por su parte, muestra la evolución de la participación hidroeléctrica, donde los países han sido categorizados según los niveles de participación hidroeléctrica y térmica que tenían en el año base.

Como puede apreciarse, en algunos países se esperan cambios sustantivos en la composición del parque. En primer lugar, la participación hidroeléctrica será decreciente en todos los países sudamericanos, con la única excepción de Venezuela. Se espera que la participación de las centrales hidroeléctricas en Sudamérica disminuya 10 puntos durante el período de análisis.

Sin embargo, la sustitución de la hidroelectricidad no será homogénea en todos los países. Chile encabeza este proceso, con una pérdida de 32 puntos de participación. En Uruguay, Perú y Colombia, por su parte, se esperan reducciones de 16, 15 y 14 puntos, respectivamente, en tanto en los otros países no superan los 7 puntos.

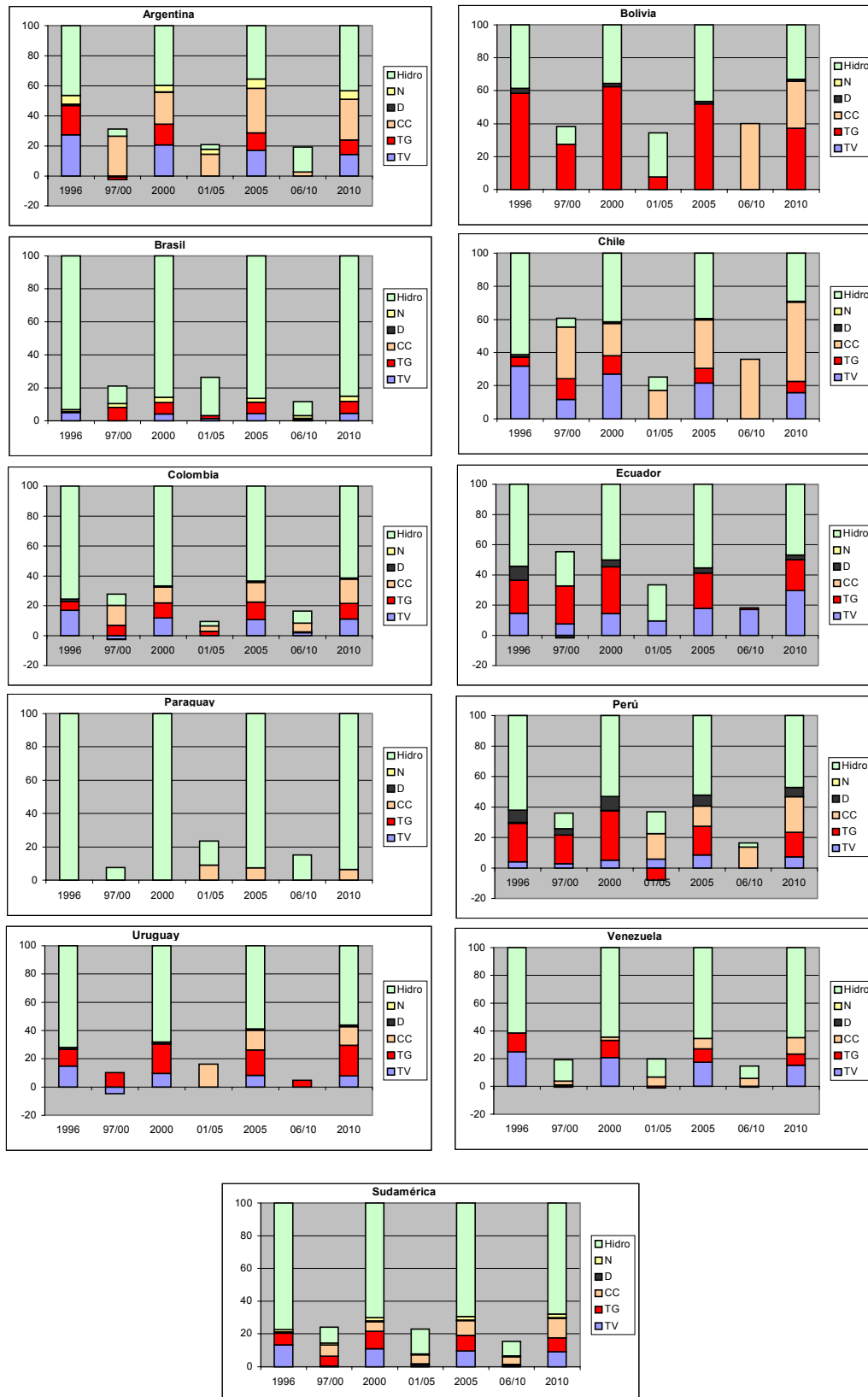
El otro elemento destacable es el rol que jugarán en el futuro los ciclos combinados quemando gas natural. Alrededor del 12% de la potencia instalada en Sudamérica en el año 2010 corresponderá a esta tecnología, cuando en 1996 era prácticamente inexistente. El equipamiento sobre la base de turbinas de gas, ya sea de ciclo abierto o ciclo combinado, aportará más del 20% de la potencia total en el año horizonte.



**Cuadro N° 6: Evolución de la potencia por tecnología**

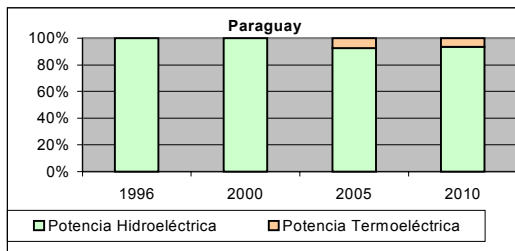
Pais	Tipo	Año 1996		Incor. 1996-2000		Año 2000		Incor. 2001-2005		Año 2005		Incor. 2006-2010		Año 2010	
		MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Argentina	TV	4783	27.3	-156	-3.1	4627	20.6	0	0.0	4627	17.0	0	0.0	4627	14.3
	TG	3443	19.7	-304	-6.1	3139	14.0	0	0.0	3139	11.6	0	0.0	3139	9.7
	CC	144	0.8	4658	93.2	4802	21.4	3250	69.5	8052	29.6	760	14.6	8812	27.2
	D	4	0.0	0	0.0	4	0.0	0	0.0	4	0.0	0	0.0	4	0.0
	N	1005	5.7	0	0.0	1005	4.5	745	15.9	1750	6.4	0	0.0	1750	5.4
	ST Térm.	9379	53.6	4198	84.0	13577	60.4	3995	85.4	17572	64.7	760	14.6	18332	56.6
	<b>Hidro Total</b>	<b>8113</b>	<b>46.4</b>	<b>800</b>	<b>16.0</b>	<b>8913</b>	<b>39.6</b>	<b>683</b>	<b>14.6</b>	<b>9596</b>	<b>35.3</b>	<b>4440</b>	<b>85.4</b>	<b>14036</b>	<b>43.4</b>
		<b>17492</b>	<b>100.0</b>	<b>4998</b>	<b>100.0</b>	<b>22490</b>	<b>100.0</b>	<b>4678</b>	<b>100.0</b>	<b>27168</b>	<b>100.0</b>	<b>5200</b>	<b>100.0</b>	<b>32368</b>	<b>100.0</b>
Bolivia	TV	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	TG	388	58.6	182	72.1	570	62.3	70	22.3	640	52.1	0	0.0	640	37.2
	CC	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	493	100.0	493	28.6
	D	19	2.9	0	0.0	19	2.1	0	0.0	19	1.5	0	0.0	19	1.1
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Térm.	407	61.5	182	72.1	589	64.4	70	22.3	659	53.6	493	100.0	1152	66.9
	<b>Hidro Total</b>	<b>255</b>	<b>38.5</b>	<b>71</b>	<b>27.9</b>	<b>326</b>	<b>35.6</b>	<b>244</b>	<b>77.7</b>	<b>570</b>	<b>46.4</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>570</b>	<b>33.1</b>
		<b>662</b>	<b>100.0</b>	<b>253</b>	<b>100.0</b>	<b>915</b>	<b>100.0</b>	<b>314</b>	<b>100.0</b>	<b>1229</b>	<b>100.0</b>	<b>493</b>	<b>100.0</b>	<b>1722</b>	<b>100.0</b>
Brasil (*)	TV	2748	4.9	0	0.0	2748	4.1	900	5.0	3648	4.3	550	5.6	4198	4.4
	TG	320	0.6	4529	38.4	4849	7.2	1190	6.7	6039	7.1	833	8.5	6872	7.2
	CC	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	D	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	N	657	1.2	1309	11.1	1966	2.9	0	0.0	1966	2.3	1309	13.4	3275	3.4
	ST Térm.	3725	6.7	5838	49.4	9563	14.1	2090	11.7	11653	13.6	2692	27.5	14345	15.1
	<b>Hidro Total</b>	<b>52160</b>	<b>93.3</b>	<b>5968</b>	<b>50.6</b>	<b>58128</b>	<b>85.9</b>	<b>15735</b>	<b>88.3</b>	<b>73863</b>	<b>86.4</b>	<b>7080</b>	<b>72.5</b>	<b>80943</b>	<b>84.9</b>
		<b>55885</b>	<b>100.0</b>	<b>11806</b>	<b>100.0</b>	<b>67691</b>	<b>100.0</b>	<b>17825</b>	<b>100.0</b>	<b>85516</b>	<b>100.0</b>	<b>9772</b>	<b>100.0</b>	<b>95288</b>	<b>100.0</b>
Chile	TV	1917	31.9	695	19.1	2611	27.1	0	0.0	2611	21.6	0	0.0	2611	15.9
	TG	317	5.3	757	20.8	1074	11.1	0	0.0	1074	8.9	0	0.0	1074	6.6
	CC	0	0.0	1868	51.3	1868	19.4	1662	68.5	3530	29.2	4321	100.0	7851	47.9
	D	94	1.6	0	0.0	94	1.0	0	0.0	94	0.8	0	0.0	94	0.6
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Térm.	2327	38.8	3320	91.2	5647	58.6	1662	68.5	7309	60.6	4321	100.0	11630	71.0
	<b>Hidro Total</b>	<b>3673</b>	<b>61.2</b>	<b>322</b>	<b>8.8</b>	<b>3995</b>	<b>41.4</b>	<b>765</b>	<b>31.5</b>	<b>4760</b>	<b>39.4</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>4760</b>	<b>29.0</b>
		<b>6000</b>	<b>100.0</b>	<b>3642</b>	<b>100.0</b>	<b>9642</b>	<b>100.0</b>	<b>2427</b>	<b>100.0</b>	<b>12069</b>	<b>100.0</b>	<b>4321</b>	<b>100.0</b>	<b>16390</b>	<b>100.0</b>
Colombia (**)	TV	1806	17.0	-244	-9.1	1563	11.8	0	0.0	1563	10.8	300	12.7	1863	11.0
	TG	612	5.8	726	27.1	1338	10.1	380	30.5	1718	11.8	50	2.1	1768	10.5
	CC	0	0.0	1411	52.7	1411	10.6	490	39.4	1901	13.1	850	35.8	2751	16.3
	D	165	1.6	-38	-1.4	128	1.0	0	0.0	128	0.9	0	0.0	128	0.8
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Térm.	2583	24.4	1856	69.4	4439	33.4	870	69.9	5309	36.6	1200	50.6	6509	38.5
	<b>Hidro Total</b>	<b>8017</b>	<b>75.6</b>	<b>820</b>	<b>30.6</b>	<b>8837</b>	<b>66.6</b>	<b>375</b>	<b>30.1</b>	<b>9212</b>	<b>83.4</b>	<b>1171</b>	<b>49.4</b>	<b>10383</b>	<b>61.5</b>
		<b>10600</b>	<b>100.0</b>	<b>2676</b>	<b>100.0</b>	<b>13276</b>	<b>100.0</b>	<b>1245</b>	<b>100.0</b>	<b>14521</b>	<b>100.0</b>	<b>2371</b>	<b>100.0</b>	<b>16892</b>	<b>100.0</b>
Ecuador	TV	300	14.6	153	13.9	453	14.3	300	28.4	753	17.9	720	94.5	1473	29.6
	TG	454	22.1	523	47.5	977	30.9	0	0.0	977	23.2	42	5.5	1019	20.5
	CC	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	D	188	9.2	-38	-3.5	150	4.8	0	0.0	150	3.6	0	0.0	150	3.0
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Térm.	942	45.8	638	57.9	1580	50.0	300	28.4	1880	44.6	762	100.0	2642	53.1
	<b>Hidro Total</b>	<b>1115</b>	<b>54.2</b>	<b>463</b>	<b>42.1</b>	<b>1578</b>	<b>50.0</b>	<b>755</b>	<b>71.6</b>	<b>2333</b>	<b>55.4</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>2333</b>	<b>46.9</b>
		<b>2057</b>	<b>100.0</b>	<b>1101</b>	<b>100.0</b>	<b>3158</b>	<b>100.0</b>	<b>1055</b>	<b>100.0</b>	<b>4213</b>	<b>100.0</b>	<b>762</b>	<b>100.0</b>	<b>4975</b>	<b>100.0</b>
Paraguay	TV	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	TG	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	CC	0	0.0	0	0.0	0	0.0	700	38.9	700	7.4	0	0.0	700	6.4
	D	3	0.0	0	0.0	3	0.0	0	0.0	3	0.0	0	0.0	3	0.0
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Térm.	3	0.0	0	0.0	3	0.0	700	38.9	703	7.4	0	0.0	703	6.5
	<b>Hidro Total</b>	<b>7104</b>	<b>100.0</b>	<b>539</b>	<b>100.0</b>	<b>7643</b>	<b>100.0</b>	<b>1100</b>	<b>61.1</b>	<b>8743</b>	<b>92.6</b>	<b>1440</b>	<b>100.0</b>	<b>10183</b>	<b>93.5</b>
		<b>7107</b>	<b>100.0</b>	<b>539</b>	<b>100.0</b>	<b>7646</b>	<b>100.0</b>	<b>1800</b>	<b>100.0</b>	<b>9446</b>	<b>100.0</b>	<b>1440</b>	<b>100.0</b>	<b>10886</b>	<b>100.0</b>
Perú	TV	129	4.1	87	7.7	216	5.1	250	20.5	466	8.5	0	0.0	466	7.3
	TG	786	25.2	588	52.4	1374	32.4	-340	-27.9	1034	18.9	0	0.0	1034	16.3
	CC	20	0.6	0	0.0	20	0.5	700	57.5	720	13.2	750	83.3	1470	23.1
	D	254	8.1	133	11.9	387	9.1	0	0.0	387	7.1	0	0.0	387	6.1
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Térm.	1189	38.1	808	72.0	1997	47.0	610	50.1	2607	47.7	750	83.3	3357	52.8
	<b>Hidro Total</b>	<b>1934</b>	<b>61.9</b>	<b>314</b>	<b>28.0</b>	<b>2248</b>	<b>53.0</b>	<b>608</b>	<b>49.9</b>	<b>2856</b>	<b>52.3</b>	<b>150</b>	<b>16.7</b>	<b>3006</b>	<b>47.2</b>
		<b>3123</b>	<b>100.0</b>	<b>1121</b>	<b>100.0</b>	<b>4244</b>	<b>100.0</b>	<b>1218</b>	<b>100.0</b>	<b>5462</b>	<b>100.0</b>	<b>900</b>	<b>100.0</b>	<b>6362</b>	<b>100.0</b>
Uruguay	TV	313	14.8	-100	-86.2	213	9.6	0	0.0	213	8.2	0	0.0	213	7.9
	TG	250	11.8	216	186.2	466	20.9	0	0.0	466	18.0	120	100.0	586	21.6
	CC	0	0.0	0	0.0	0	0.0	360	100.0	360	13.9	0	0.0	360	13.3
	D	26	1.2	0	0.0	26	1.2	0	0.0	26	1.0	0	0.0	26	1.0
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	ST Térm.	589	27.9	116	100.0	705	31.6	360	100.0	1065	41.1	120	100.0	1185	43.7
	<b>Hidro Total</b>	<b>1524</b>	<b>72.1</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>1524</b>	<b>68.4</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>1524</b>	<b>58.9</b>	<b>0</b>	<b>0.0</b>	<b>1524</b>	<b>56.3</b>
		<b>2113</b>	<b>100.0</b>	<b>116</b>	<b>100.0</b>	<b>2229</b>	<b>100.0</b>	<b>360</b>	<b>100.0</b>	<b>2589</b>	<b>100.0</b>	<b>120</b>	<b>100.0</b>	<b>2709</b>	<b>100.0</b>
Venezuela	TV	4177	24.9	-65	-1.7	4122	20.7	0	0.0	4122	17.4	0	0.0	4122	15.3
	TG	2292	13.7	196	6.2	2488	12.5	-222	-6.0	2266	9.6	-102	-3.1	2164	8.0
	CC	0	0.0	450	14.3	450	2.3	1350	36.3	1800	7.6	1350	40.6	3150	11.7

**Gráfico N° 9: Evolución de la potencia por tipo de generación**

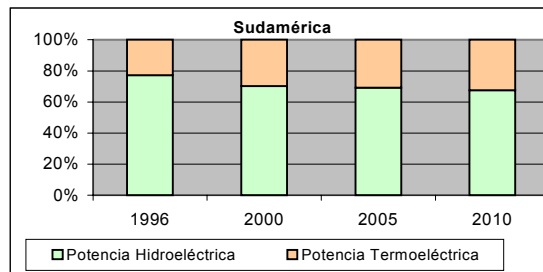
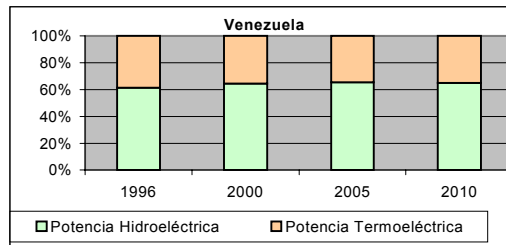
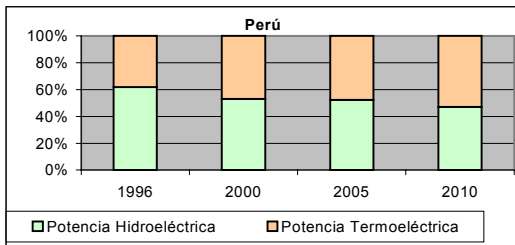
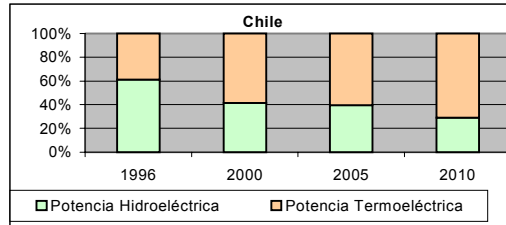
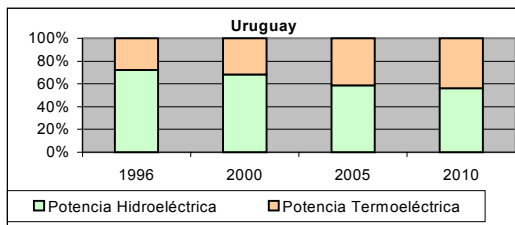
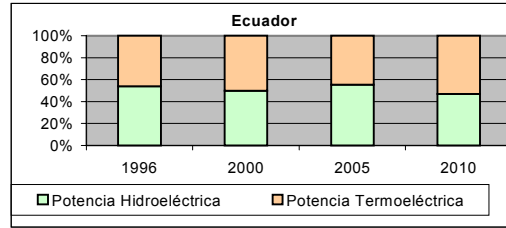
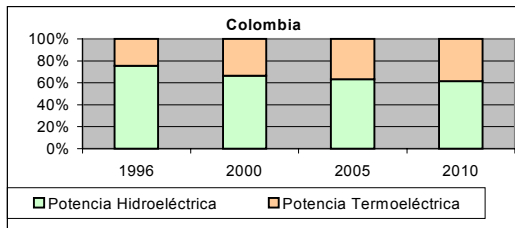
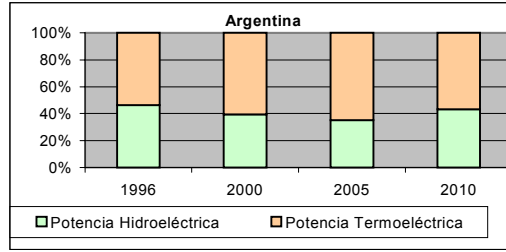
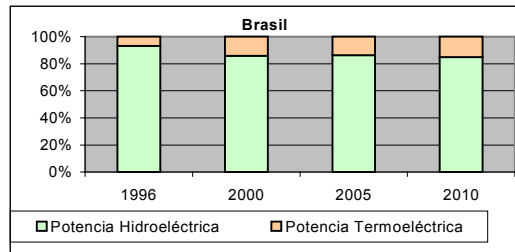
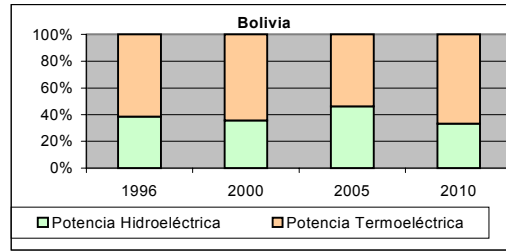


### Gráfico N° 10: Evolución de la composición hidrotérmica

**Países de Mayor equipamiento  
HIDROELECTRICO**



**Países de Mayor equipamiento  
TERMOELECTRICO**



Este avance de los equipos turbogas será en detrimento de la participación de las turbinas a vapor, que pierden 4 puntos en el período. La pérdida de participación de las turbinas de vapor sería aún mayor si no fuera por las previsiones de utilizar carbón en Brasil y Colombia y por la no disponibilidad de gas natural en Ecuador.

#### **4.2. Indicadores sobre las características del abastecimiento**

En el Gráfico N° 11 se muestra la evolución de la potencia disponible en cada sistema, considerando tanto la oferta local como las previsiones sobre comercio internacional de electricidad previsto en los planes nacionales.

En los Cuadros adjuntos al Gráfico se consigna, también el requerimiento de potencia bruta de cada sistema, así como la reserva resultante en cada país.

En términos generales, las previsiones suponen una disminución de los niveles de reserva del año base, en coincidencia con una reducción de la vulnerabilidad de los sistemas frente a las condiciones hidrológicas.

Sin embargo, los márgenes de reserva pueden sufrir fluctuaciones a lo largo del período. En particular, en aquellos sistemas en los que la iniciativa privada es la encargada de decidir la expansión de la capacidad de generación (Argentina, Chile, Colombia y Perú) se observan altos índices de reserva para el primer quinquenio, que luego irían disminuyendo. Este pareciera ser el resultado del mayor conocimiento sobre las intenciones de inversión en el corto plazo, que en todos los casos son recogidas en los planes como incorporaciones efectivas.

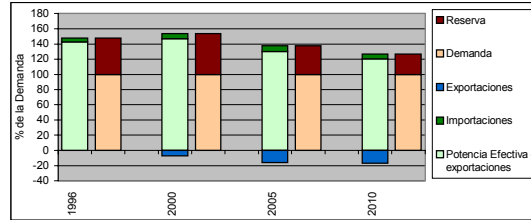
En otros sistemas las fluctuaciones de los márgenes de reserva pueden estar asociadas a la indivisibilidad de ciertos aprovechamientos hidroeléctricos, que producen sobre-equipamiento transitorio.

En el Gráfico N° 12 se compara los niveles de reserva de cada país en los años extremos del período, donde los países están ordenados según porcentajes de reserva crecientes en el año base.

**Gráfico N° 11: Evolución del abastecimiento de potencia**

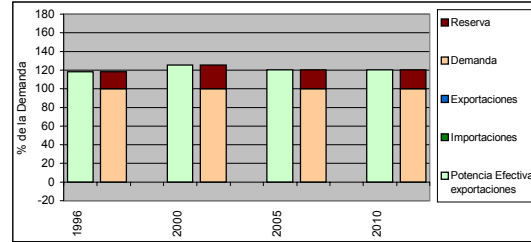
Pais: ARGENTINA

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	17492	22490	27168	32368
Importaciones	600	974	1390	1553
Exportaciones	0	1000	3000	4000
Pot. Bruta Disp.	18092	22464	25558	29921
Dem. Máx. Pot. Bruta	12256	14630	18576	23602
Reserva MW	5836	7834	6982	6319
% Demanda Máxima	47.6	53.5	37.6	28.8



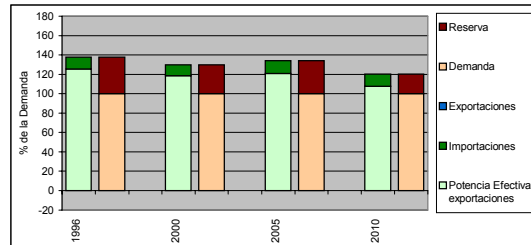
Pais: BOLIVIA

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	662	915	1229	1722
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	662	915	1229	1722
Dem. Máx. Pot. Bruta	560	730	1020	1431
Reserva MW	102	185	209	291
% Demanda Máxima	18.2	25.3	20.5	20.3



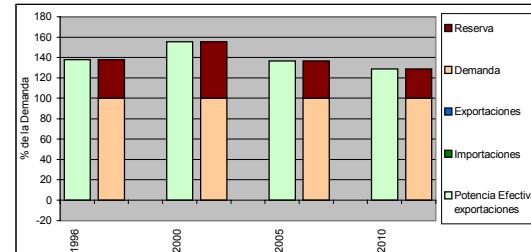
Pais: BRASIL

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	55885	67691	85516	95288
Importaciones	5463	6322	9267	11000
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	61348	74013	94783	106288
Dem. Máx. Pot. Bruta	44594	57064	70824	88573
Reserva MW	16754	16949	23959	17715
% Demanda Máxima	37.6	29.7	33.8	20.0



Pais: CHILE

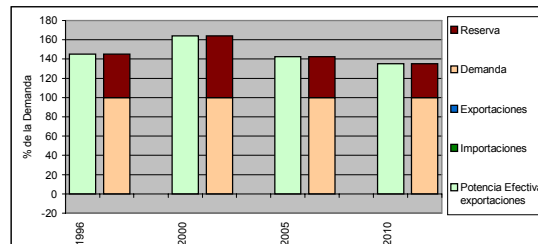
Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	6001	9642	12069	16390
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	6001	9642	12069	16390
Dem. Máx. Pot. Bruta	4362	6212	8851	12738
Reserva MW	1639	3430	3218	3652
% Demanda Máxima	37.6	55.2	36.4	28.7



Nota: No se dispone de información sobre los probables intercambios futuros con el SIN de Argentina

Pais: COLOMBIA

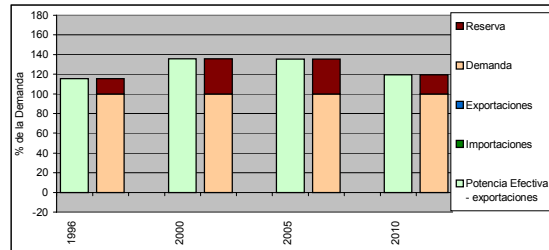
Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	10600	13276	14521	16892
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	10600	13276	14521	16892
Dem. Máx. Pot. Bruta	7312	8108	10187	12500
Reserva MW	3288	5168	4334	4392
% Demanda Máxima	45.0	63.7	42.5	35.1



**Gráfico N° 11: Evolución del abastecimiento de potencia (Continuación)**

Pais: ECUADOR

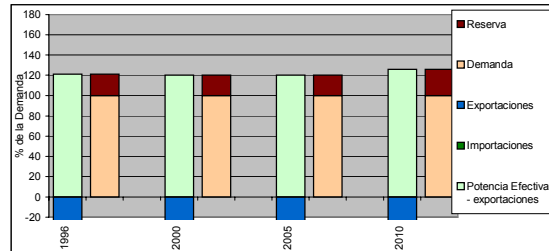
Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	2057	3158	4213	4975
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	2057	3158	4213	4975
Dem. Máx. Pot. Bruta	1779	2332	3119	4172
Reserva MW	278	826	1094	803
% Demanda Máxima	15.6	35.4	35.1	19.2



Pais: PARAGUAY

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	7107	7646	9446	10886
Importaciones	0	0	0	0
Exportaciones	6063	6296	7657	8554
Pot. Bruta Disp.	1044	1350	1789	2332
Dem. Máx. Pot. Bruta	862	1125	1491	1851
Reserva MW	182	225	298	481
% Demanda Máxima	21.1	20.0	20.0	26.0

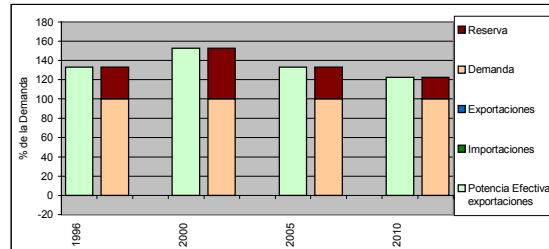
Los porcentajes de las exportaciones con respecto a la demanda son:  
para los años 1996, 2000, 2005 y 2010; 703%; 560% 513% y 462% respectivamente



Pais: PERU

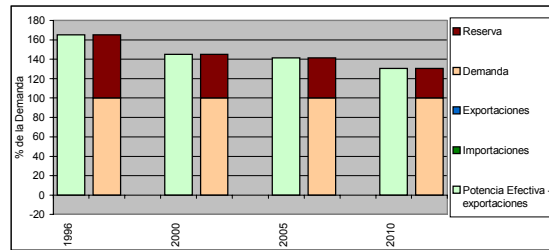
Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	3123	4244	5462	6362
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	3123	4244	5462	6362
Dem. Máx. Pot. Bruta	2344	2779	4097	5198
Reserva MW	779	1465	1365	1164
% Demanda Máxima	33.2	52.7	33.3	22.4

Se incluye en todos los años la autoproducción



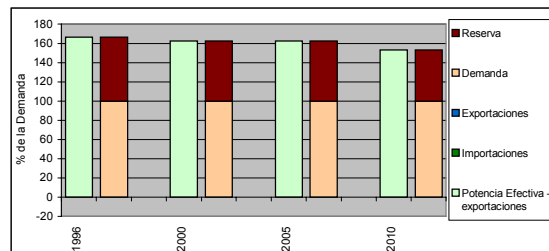
Pais: URUGUAY

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	2113	2229	2589	2709
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	2113	2229	2589	2709
Dem. Máx. Pot. Bruta	1279	1536	1831	2075
Reserva MW	834	693	758	634
% Demanda Máxima	65.2	45.1	41.4	30.6



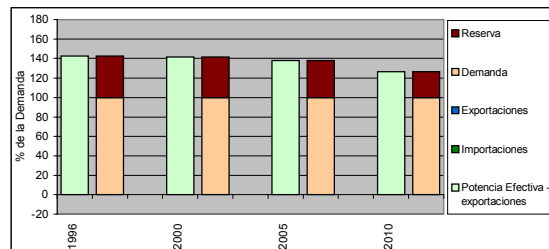
Pais: VENEZUELA

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	16751	19906	23626	26952
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	16751	19906	23626	26952
Dem. Máx. Pot. Bruta	10052	12258	14545	17588
Reserva MW	6699	7648	9081	9364
% Demanda Máxima	66.6	62.4	62.4	53.2

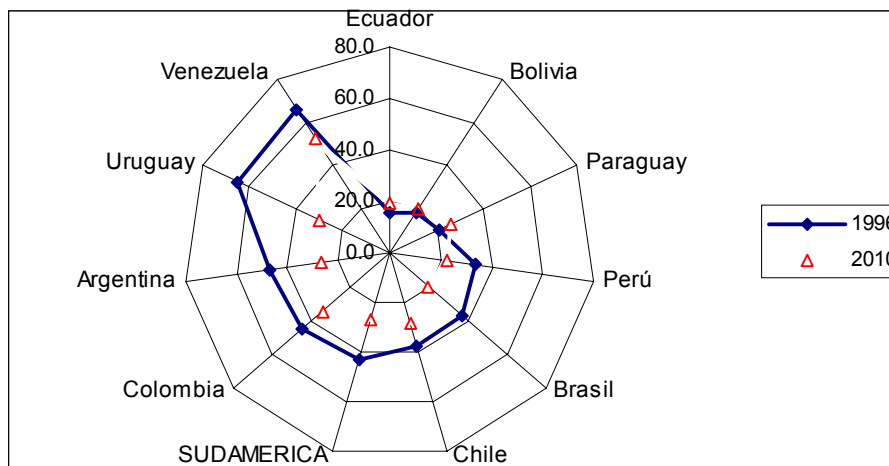


SUDAMERICA

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	121791	151196	185838	214544
Importaciones	6063	7296	10657	12553
Exportaciones	6063	7296	10657	12554
Pot. Bruta Disp.	121791	151196	185838	214543
Dem. Máx. Pot. Bruta	85400	106774	134541	169728
Reserva MW	36391	44422	51297	44814
% Demanda Máxima	42.6	41.6	38.1	26.4



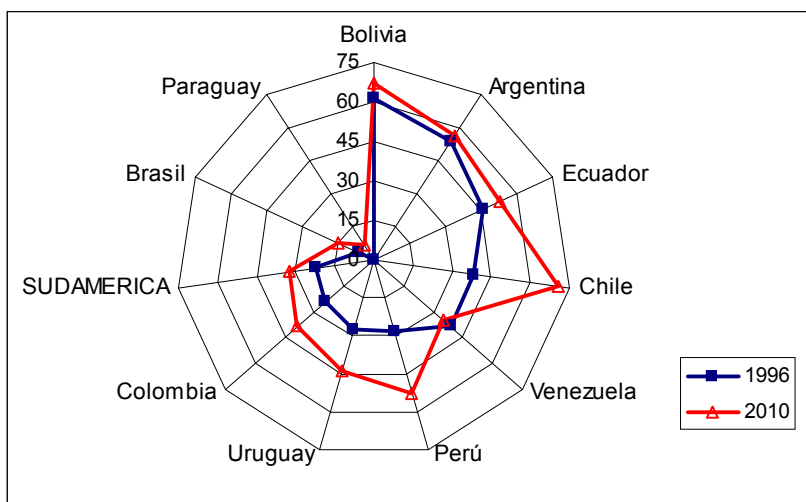
**Gráfico N° 12: Evolución de la Reserva (% C.Máxima)**



Como puede apreciarse, las reservas en el año horizonte tienden a concentrarse en niveles que oscilan según los países entre el 19% y el 31% de la carga máxima, con excepción de Colombia y Venezuela que alcanzarían valores del 35% y el 53% respectivamente.

Esta disminución en los niveles de reserva va acompañada por una menor vulnerabilidad a las fluctuaciones en los aportes hidráulicos, gracias al incremento en la compensación térmica (Ver Gráfico N° 13).

**Gráfico N° 13: Evolución de la compensación térmica**



En efecto, la curva que representa la compensación térmica de los sistemas sudamericanos en el año horizonte resulta ser una envolvente de la curva representativa de la situación de año base. Sólo Bolivia, Argentina y Venezuela mantendrían los índices actuales de compensación térmica, en tanto Chile pasaría a tener uno de los valores más altos de toda Sudamérica (71%). Paraguay, Brasil y Venezuela, por el contrario, serían los únicos países sudamericanos con una compensación térmica inferior al 35%.

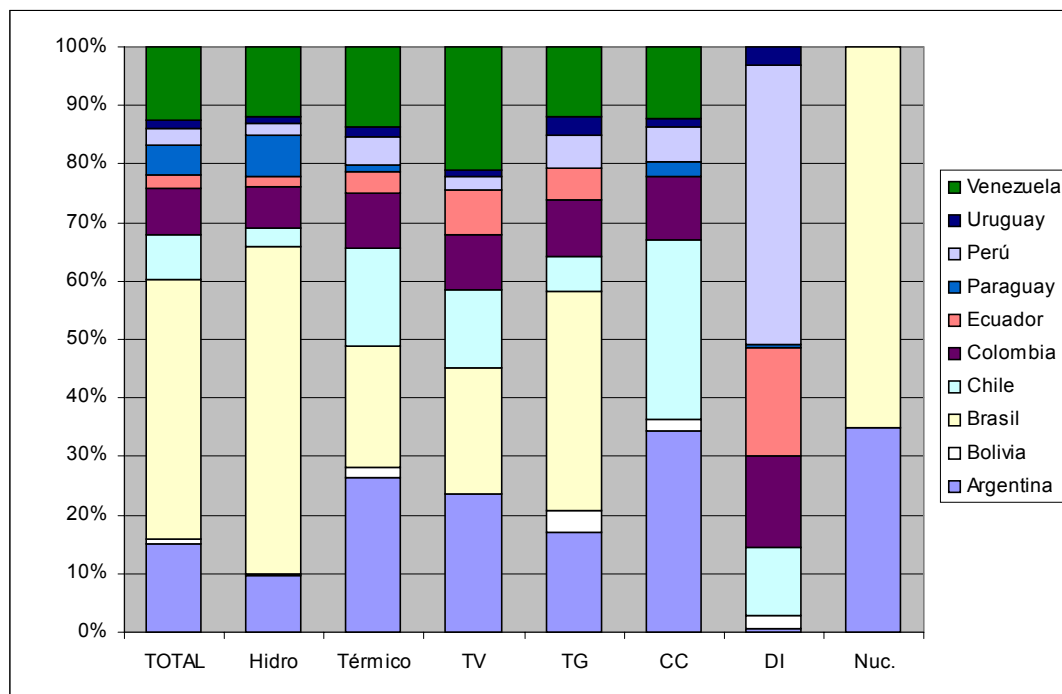
### 4.3. Contribución de cada país al parque eléctrico sudamericano

En el Cuadro N° 7 se muestra la participación de la potencia instalada en cada país sobre el parque sudamericano del año horizonte, por tecnología y para el total. Los mismos valores se ilustran en el Gráfico N° 14.

**Cuadro N° 7: Participación de los países en la potencia total sudamericana  
Año 2010**

País	TOTAL	Hidro	Sub Tot Térmico	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Comb	Diesel	Nuclear
Argentina	15.1	9.7	26.5	23.6	17.2	34.4	0.5	34.8
Bolivia	0.8	0.4	1.7	0.0	3.5	1.9	2.3	0.0
Brasil	44.4	55.7	20.7	21.4	37.6	0.0	0.0	65.2
Chile	7.6	3.3	16.8	13.3	5.9	30.7	11.6	0.0
Colombia	7.9	7.1	9.4	9.5	9.7	10.8	15.7	0.0
Ecuador	2.3	1.6	3.8	7.5	5.6	0.0	18.5	0.0
Paraguay	5.1	7.0	1.0	0.0	0.0	2.7	0.4	0.0
Perú	3.0	2.1	4.8	2.4	5.7	5.7	47.8	0.0
Uruguay	1.3	1.0	1.7	1.1	3.2	1.4	3.2	0.0
Venezuela	12.6	12.1	13.6	21.1	11.8	12.3	0.0	0.0
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>MW</b>	<b>214544</b>	<b>145253</b>	<b>69291</b>	<b>19573</b>	<b>18296</b>	<b>25587</b>	<b>810</b>	<b>5025</b>

**Gráfico N° 14: Participación de los países en la potencia total sudamericana  
Año 2010**



De la comparación de estos valores con los correspondientes al año base y dejando de lado los cambios en el total que son producto del diferente ritmo de crecimiento de los sistemas nacionales, surge una mayor distribución espacial de las centrales térmicas, en particular para los ciclos combinados.



## **Capítulo V Análisis del rol y los precios del gas natural**

### **1. Objetivos**

El objetivo del trabajo es analizar el papel del gas natural en las estrategias de abastecimiento eléctrico a partir de un examen acerca de los niveles de reserva; el ritmo de incorporación de reservas de gas en la década pasada; los precios y los proyectos en curso en los países miembros de la CIER.

### **2. Conclusiones**

El análisis efectuado ha mostrado que las reservas de gas natural han crecido a un ritmo de 3,9% a.a. entre 1987 y 1997. Dichas reservas se calculan en el orden de los 5788 miles de millones de m<sup>3</sup>.

Sin embargo entre el 65% y el 70% de este volumen se concentraron en Venezuela. En 1997, la Argentina, país que presentaba el mayor desarrollo del mercado gasífero con 40% de la producción comercial conjunta de los países que integran la CIER, contaba con un 11% de las reservas, disminuyendo su participación una década atrás en más de seis puntos.

En general la producción comercial del gas natural en la región creció mas que las reservas, lo que condujo a una ligera disminución de la relación reservas-producción.

Esta relación, no obstante, es elevada en términos globales, y próxima a los 50 años.

A los niveles actuales de consumo, la relación media R/P es superior a la de los 15 años en todos los países.

La incorporación media de reservas en la región fue del orden promedio de los 310 miles de millones m<sup>3</sup>/ año.

De esa cantidad el 67% correspondió a Venezuela, 12,5% a Colombia, 8% a la Argentina, 5,8% a Perú y 4,8% a Brasil. El restante 1,9% corresponde al resultado neto de los demás países con reservas de gas natural.

De la comparación entre descubrimientos anuales promedio y los volúmenes de producción bruta en 1997, se ha determinado la situación de cada país como “incorporador neto de reservas” o bien como “consumidor neto”

En la primera categoría se ubican Venezuela, Perú, Colombia y Brasil, mientras que en la segunda la Argentina, Chile y Bolivia.

En cuanto a la importancia relativa de la generación térmica en la generación eléctrica total, se tiene que la Argentina, Bolivia y Chile presentan los porcentajes más elevados, aún cuando, tanto en Venezuela como en Colombia, el gas natural participa con un porcentaje elevado en la generación térmica total.

El análisis de la demanda de gas en el futuro al año 2010 se basa en los proyectos de integración gasífera existentes, en las proyecciones de consumo de gas natural para generación eléctrica y para otros usos.

Las proyecciones del consumo de gas para generación eléctrica se basan en hipótesis de hidraulicidad media y no incluyen consideraciones acerca de la disponibilidad de gas natural.

En general estas hipótesis reflejan los planes oficiales de los distintos países.

A fin de obtener las conclusiones del análisis se han efectuado dos tipos de comparaciones: una, entre el ritmo de descubrimientos promedio en cada país respecto a la demanda de gas natural prevista al año 2010 para generación eléctrica; la otra comparando frente al ritmo de descubrimientos pasados, la totalidad del consumo de gas natural y poniendo como requisito que la relación reservas producción (R/P) se mantenga en un horizonte de 20 años al final del período de proyecciones, es decir el año 2010.

Según estos análisis, la demanda de gas natural para fines de generación eléctrica podría llegar a ser de más de  $52 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{año}$  hacia el final del período de proyecciones en el 2010, esto es 142,5 millones de  $\text{m}^3/\text{día}$ .

Esto significa que el consumo para este fin en la Región se triplicará en los próximos catorce años. El incremento es mucho más fuerte aún en los países del cono sur en los cuales el consumo crecería en 3,8 veces.

Para tener una idea de lo que esto significa hay que tener en cuenta que este nivel de consumo representa un 57% de los descubrimientos anuales promedio en la última década en los países del Mercosur incluidos Perú, Chile y Bolivia, por su relevancia en las transacciones que se producirán en materia de gas y electricidad.

En base a proyecciones muy simplificadas y conservadoras estos niveles de consumo formarán parte de un conjunto de demandas adicionales en otros sectores como el industrial y domiciliario urbano, los que presionarán sobre las reservas en forma muy significativa.

Se ha estimado así que el ritmo medio de descubrimientos para satisfacer el conjunto de la demanda de gas natural y asegurar una relación de Reservas/Producción media de veinte años, deberá incrementarse en más de 2,15 veces, en promedio en la sub-región ampliada del Mercosur. Pero habida cuenta de la potencial baja prospectiva exploratoria de Chile y la mediana en Brasil, posiblemente el mayor esfuerzo recaiga sobre la Argentina

Perú y Bolivia aparecen a corto plazo con reservas excedentes pero insuficientes a la luz de la magnitud de la demanda esperada en Brasil, cuya verdadera magnitud sigue siendo una incógnita, como también lo es el grado de cobertura potencial de su futura demanda interna.

Según la prospectiva de exportaciones de Argentina, en su hipótesis alta y considerando un horizonte de reservas de quince años, la incorporación de reservas debería ser casi 3,4 veces la ocurrida en el último decenio para satisfacer la demanda.

Aún en la hipótesis de exportaciones más bajas y con un horizonte de diez años para la relación Reservas/Producción, se debería producir un incremento de al menos 57% para satisfacer los requerimientos. Actualmente el volumen ya autorizado a exportar equivale a 52% de las reservas probadas y el porcentaje se incrementa a 73,5% si se consideran también las solicitudes de exportación en trámite.

Obviamente los incentivos de precios no bastan para descubrir reservas y tampoco existe una relación directa entre precios y aumento de la actividad exploratoria.

Por la naturaleza de los actores intervinientes y del mercado de generación, no parece que la tendencia de los precios vaya a ser creciente en forma desmedida, sino más bien es previsible un cuadro de precios levemente ascendentes.

Esto por cuanto se trata de un mercado con ofertas excedentes de gas natural en el corto plazo (no en el largo) y demandas incentivadas en base a este nivel de precios. Cada dólar por MMBTU de aumento del precio del gas en boca de pozo, implica alrededor de 6,50 a 8 mills/kWh de aumento en el precio de la electricidad y los mercados eléctricos despachan por el costo marginal.

Las mayores reservas de gas las posee Venezuela y las proyecciones de su demanda indican mercados excedentes por el lado de la oferta (tanto global como eléctrica). Pero este país tiene escasas posibilidades de exportar al mercado del Mercosur deficitario en el largo plazo, salvo a precios más elevados.

Tal sería el caso de la exportación de GNL desde Venezuela a San Pablo, opción que podría ser viable si los costos de licuefacción y gasificación del GN disminuyeran y lo mismo sucediera con los costos de transporte por mar. No obstante esta última opción requiere analizar el potencial real del mercado de San Pablo y la competitividad de Venezuela para convertirse en exportador a gran escala de GNL. Al respecto cabe recordar las dificultades del proyecto "Cristóbal Colón".

Siendo así, la estrategia de abastecimiento eléctrico con gas natural en el Mercosur parece reposar en las reservas de Argentina, Bolivia, en las del propio Brasil, y también en las del Perú a pesar del reciente abandono de Camisea.

En el caso de Brasil se presentan dos incógnitas y ellas se refieren a: 1) el tamaño de su mercado potencial y su desarrollo en el tiempo; y 2) a la capacidad de producción local y el ritmo de incorporación de reservas potenciales habida cuenta que el contrato de suministro con Bolivia tiene como consecuencia fijar un elevado netback para el gas de Brasil.

Vale recordar en este contexto que el abandono de Camisea por la Shell fue seguido de compras de reservas en la Cuenca del Noroeste Argentina y de asociaciones con Petrobras para explorar varios yacimientos offshore. Sin embargo, si los datos de reservas probables y posibles que se han manejado en este estudio fuesen adecuados, el conjunto de las reservas sería insuficiente a largo plazo, si se plantean escenarios de alta demanda potencial. En tal caso las reservas de Perú jugaran un rol en el abastecimiento del Mercosur pero es probable que esto ocurra hacia el final del período de proyecciones o con posterioridad a él.

En el caso de Argentina la hipótesis de exportación alta que incluiría la exportación al norte de Chile y a Brasil en forma simultánea- puede conducir a una presión sobre las reservas en general, pero particularizada en la cuenca del Noroeste. Con respecto a este tema existen controversias en tanto para algunos analistas la posición exportadora sin límites tiene fuertes implicancias para la estrategia de abastecimiento interno mientras que otros minimizan el impacto y aseguran que las reservas son suficientes para cumplir con todos los compromisos en forma simultánea y sin mayores contradicciones.

El análisis aquí efectuado señala no obstante con bastante claridad, que el ritmo de incorporación de reservas tendrá que ser mayor al histórico pasado, lo que significa incrementar la inversión en exploración.

Es probable que este mayor esfuerzo exploratorio no necesariamente se traduzca en precios crecientes del gas, más allá de los proyectados aquí. Ello por razones de coherencia global y debido a la naturaleza relativamente integrada de los actores intervinientes en el mercado energético.

Sin embargo, si las exportaciones desde la cuenca del Noroeste llegasen a implicar el virtual desabastecimiento de Buenos Aires desde esa cuenca, ello requerirá suplir esa demanda desde la Cuenca Neuquina y/o Austral para lo cual se requiere nueva capacidad de transporte y ello posiblemente sea financiado, de acuerdo al marco regulatorio vigente, por los usuarios internos.

De todos modos el tema de la seguridad de suministro y de la igualdad de condiciones para los distintos usuarios está en pleno debate y en vías de búsqueda de solución y de compromisos a partir de iniciativas oficiales.

Como quiera que esto sea, es visible la discrepancia entre la localización y niveles de las reservas aprovechables comercialmente y los niveles de demanda en una situación que si bien no torna inviables las estrategias comerciales de los operadores, no parece ser sustentable en el largo plazo a menos que se incremente sustancialmente el ritmo de descubrimientos. De otro modo se presenta la sombra del eventual desabastecimiento del mercado interno o bien de un mayor costo de abastecimiento, dado que el abastecimiento interno de Argentina descansará a largo plazo en las reservas de la cuenca Austral situada a mayor distancia de los centros de consumo y que presenta mayores costos de explotación.

Pero el problema es que estas restricciones pueden ser visibles y crecientes, no dentro de los diez próximos años, sino en un plazo mayor. Los entornos comerciales y macroeconómicos actúan con parámetros no superiores a este lapso y de allí la inevitable contradicción entre las visiones de la problemática de la sustentabilidad de las estrategias de abastecimiento eléctrico vía gas natural visualizadas por los actores privados y por los diferentes actores que se desempeñan en el sector público.

Finalmente, en el Anexo I de este resumen se presentan las proyecciones de precios de gas natural en los distintos países. Como se puede apreciar el precio máximo supuesto del año 2010 es de U\$S 3,00 / MMBTU para el gas natural en San Pablo. Sin embargo la incertidumbre acerca de la demanda real de Brasil subsiste y ello podría alterar las proyecciones a más largo plazo.

**Anexo I**

**Proyección de los precios del GN para generación eléctrica 1996/7-2010  
Precios sin impuestos en U\$S 97 por MMBTU**

<b><i>Pais- Punto de Referencia Año</i></b>	<b><i>1996/7</i></b>	<b><i>2000</i></b>	<b><i>2005</i></b>	<b><i>2010</i></b>
<b><i>Argentina</i></b>				
Boca de Pozo	1,21	1,30	1,40	1,47
Buenos Aires	2,22	2,34	2,50	2,68
<b><i>Bolivia</i></b>				
Boca de Pozo	1,09	1,15	1,25	1,30
La Paz	1,50	1,57	1,69	1,77
<b><i>Brasil</i></b>				
Boca de Pozo (hipótesis = precios de importación)	0,94	1,05	1,20	1,30
Boca de Pozo (net back (**))	2,20	2,30	2,45	2,50
Importación (frontera)	0,95	1,05	1,20	1,30
San Pablo	2,70	2,80	2,95	3,00
<b><i>Chile</i></b>				
Importación (frontera)	1,28	1,31	1,40	1,47
En Centro de Consumo (*)	1,38	1,41	1,50	1,57
Santiago	1,98	2,07	2,19	2,29
<b><i>Colombia</i></b>				
Costa Atlántica	1,5	1,5	1,5	1,5
Magdalena Medio	1,75	1,75	1,75	1,75
<b><i>Ecuador</i></b>				
Boca de Pozo		1,5	1,5	1,5
Quito		2,2	2,2	2,2
<b><i>Paraguay</i></b>				
Importación (frontera)	1,03	1,15	1,31	1,42
<b><i>Perú</i></b>				
Boca de Pozo		1,50	1,50	1,50
Lima		2,50	2,50	2,50
<b><i>Uruguay</i></b>				
Importación (frontera)	2,22	2,34	2,50	2,68
Montevideo	2,37	2,49	2,65	2,83
<b><i>Venezuela</i></b>				
Boca de Pozo	0,09	0,60	0,75	1,00
Caracas	0,09	0,60	1,00	1,35

Fuente: Estimaciones propias.

(\*) Valores en Centro de Consumo de ENDESA.

(\*\*) Supone un costo de transporte para el gas del propio Brasil de U\$S 0,50 = MMBTU.

Mapa N° 1  
Principales Redes de Gasoductos existentes y proyectados



Fuente: Tomado de Petroleum Economist.

## CAPITULO VI Simulación de los Sistemas Aislados e Integrados. Principales Beneficios

### 1. Introducción

#### 1.1. Países Involucrados

El Gráfico 1 representa los 10 países involucrados en el estudio: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela.

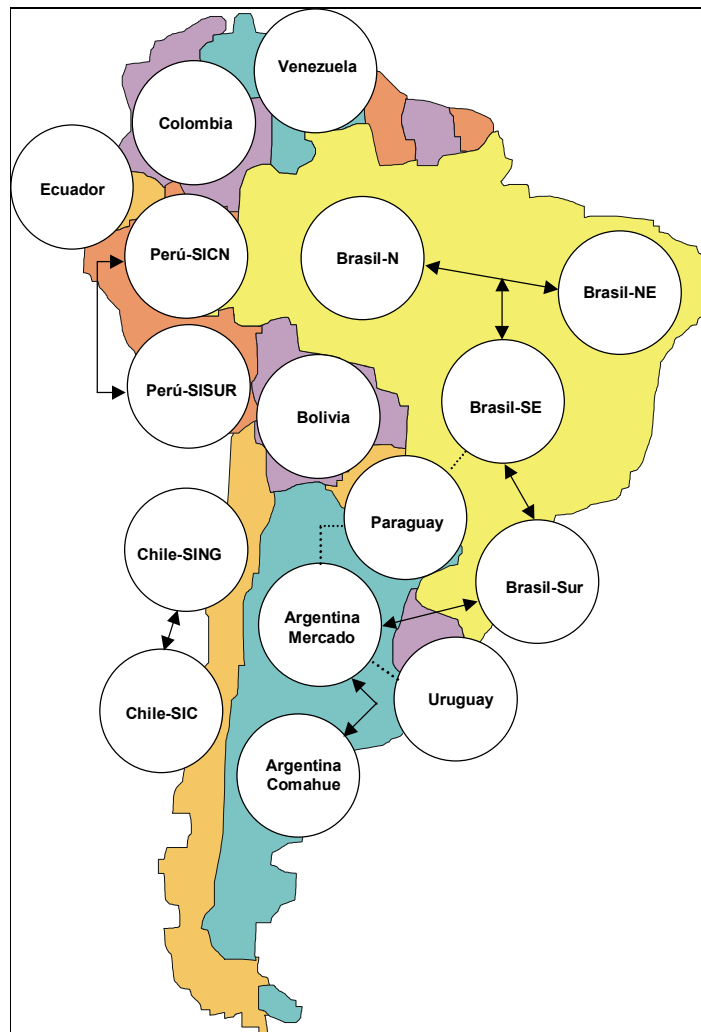
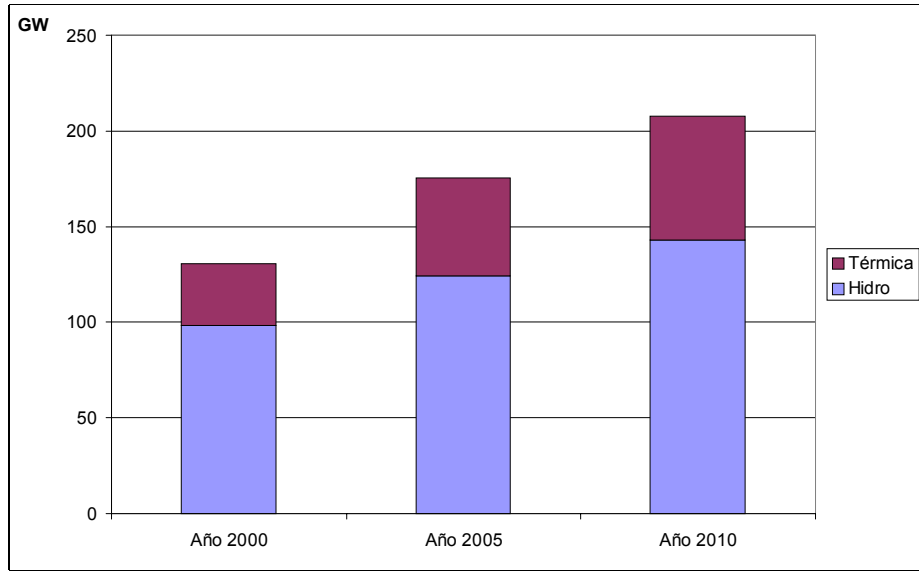


Gráfico 1 - Países involucrados en el estudio

#### 1.2. Capacidad Instalada

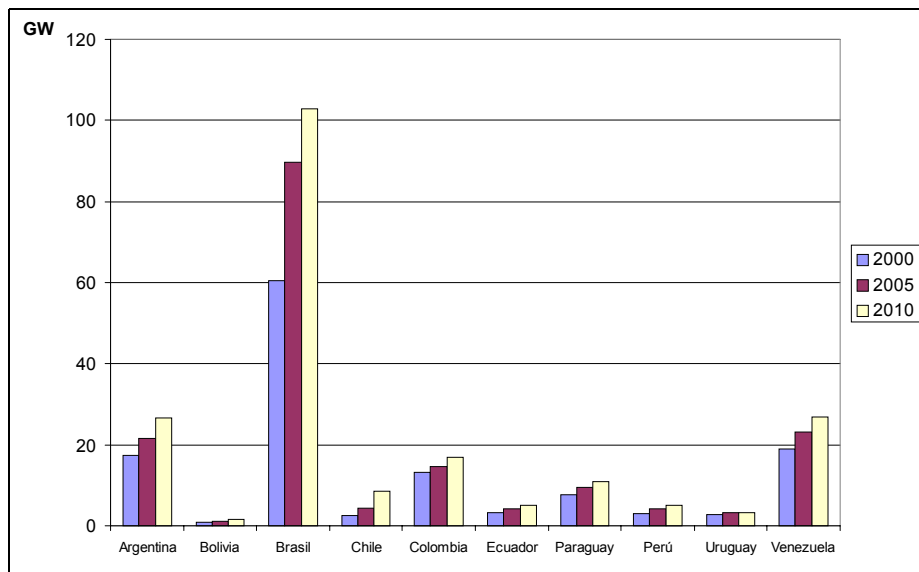
El Gráfico 2 presenta la evolución de la capacidad instalada total de los diez países a lo largo del periodo de estudio. Se observa un crecimiento muy importante de la oferta de generación, que varía de 135 GW en 2000 para 179 GW en 2005, y llega hasta 210 GW

en 2010. También se observa una rápida expansión de la capacidad térmica en el período 2000-2010, que pasa de 1/4 de la capacidad total para 1/3 de la misma.



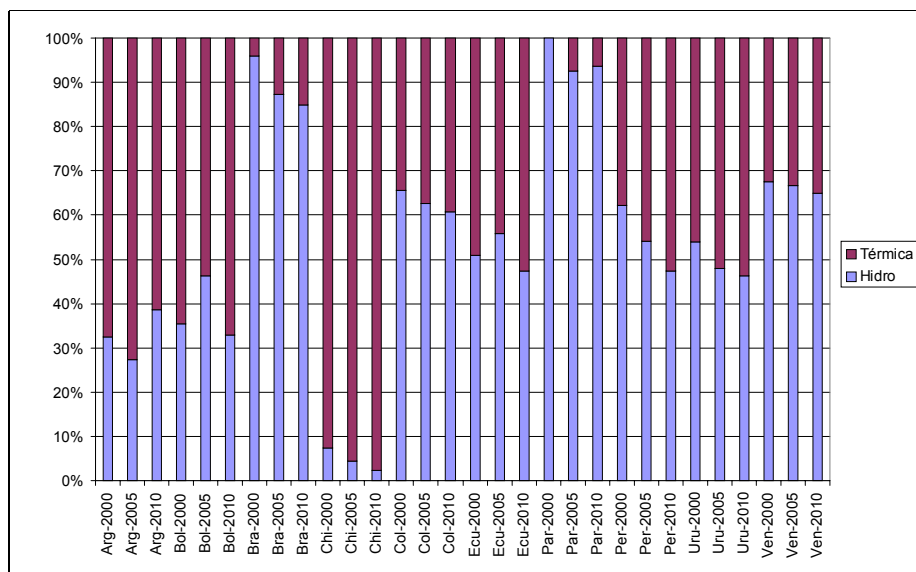
**Gráfico 2 Evolución de la Capacidad Instalada Total**

Las Gráficos 3 y 4 muestran respectivamente la evolución de las capacidades instaladas por país, y la proporción hidro y térmica en el año 2000, 2005 y 2010.



**Gráfico 3 - Evolución de la Capacidad Instalada por País**





**Gráfico 4 Composición Hidro y Térmica – Año 2005**

### 1.3. Oportunidades para Interconexión

Se observa en las Gráficos 3 y 4 que, además de la importancia de la generación hidro, hay una gran variabilidad en la participación térmica en los países. Por ejemplo, Brasil y Paraguay presentan un predominio de la producción hidro mientras, en el otro extremo, Argentina y Bolivia son países con predominancia térmica. Estas características presentan dos clases de oportunidad para interconexión:

- (a) complementariedad hidroeléctrica entre países con características hidrográficas distintas;
- (b) complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidro.

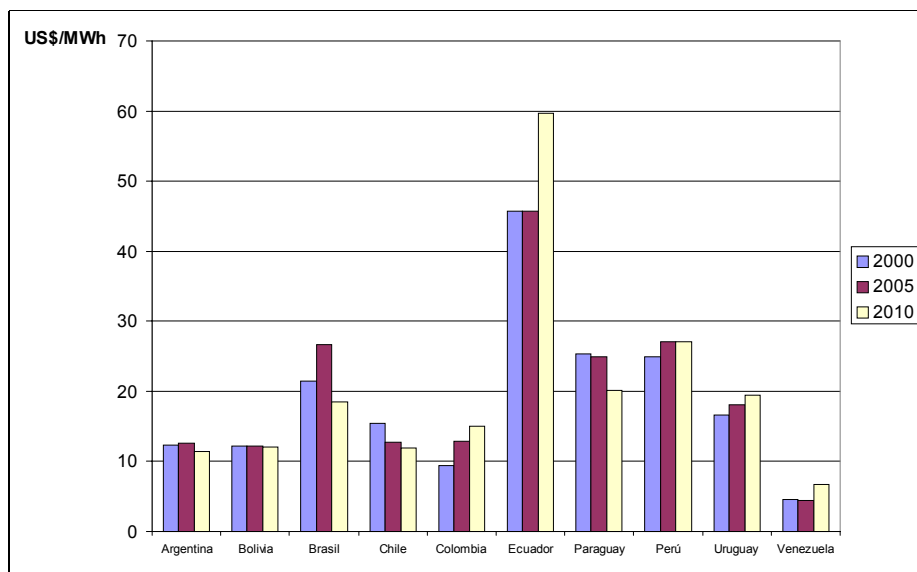
Se presenta a continuación los principales resultados de los estudios.

## 2. Estudios Aislados

El Gráfico 5 presenta el costo marginal promedio anual para cada país en los años 2000, 2005 y 2010. Se observa de inicio que los países se dividen en dos grupos distintos:

- costo marginal inferior a US\$ 15/MWh: Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Paraguay <sup>7</sup>, Uruguay (el único que se encuentra entre ambos valores) y Venezuela
- costo marginal superior a US\$ 20/MWh: Brasil, Ecuador, y Perú.

<sup>7</sup> Debido a las plantas hidro binacionales Itaipú (con Brasil), Yacyretá (con Argentina) y el proyecto de Corpus (con Argentina), la oferta en Paraguay excede en mucho la demanda local; bajo este punto de vista, el costo marginal local es cero; sin embargo, dado que la energía no consumida por Paraguay en Itaipú es vendida para Brasil, se podría considerar como *costo de oportunidad* de la energía en Paraguay el precio “spot” del Sudeste de Brasil.



**Gráfico 5 Comparación de los costos marginales – 2000, 2005 y 2010**

Esto sugiere un padrón general de exportación de los países “baratos” para los caros, que se detalla a continuación.

### 3. Interconexiones Potenciales

#### 3.1. Cuadro de Interconexiones

El Cuadro a continuación muestra los intercambios considerados potencialmente atractivos para cada país, tomando en cuenta los beneficios de la transmisión y la viabilidad técnica de construcción de la misma. El número abajo de cada pareja corresponde al beneficio marginal de la interconexión<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Como se ha planteado anteriormente, este beneficio se calcula como el promedio de las diferencias de los costos marginales entre los países, para cada mes y para cada escenario hidrológico.

**Cuadro 1 - Interconexiones Potenciales – años 2000, 2005 y 2010**

<b>Argentina</b>	<b>Brasil-S</b>	<b>Brasil-SE</b>	<b>Chile-SIC</b>	<b>Paraguay</b>	<b>Uruguay</b>
2000	18.4	24.7	8.2	24.7	7.2
2005	12.7	17.7	5.0	17.7	7.2
2010	9.6	15.3	3.3	15.3	8.3
<b>Bolivia</b>	<b>Brasil-S</b>	<b>Brasil-SE</b>	<b>Peru-SISUR</b>	<b>Uruguay</b>	
2000	10.8	11.2	12.9	6.2	
2005	7.5	8.4	15.7	5.2	
2010	8.5	9.4	20.0	5.2	
<b>Brasil-N</b>	<b>Venezuela</b>				
2000	23.6				
2005	21.7				
2010	15.3				
<b>Brasil-NE</b>	<b>Brasil-S</b>	<b>Brasil-SE</b>			
2000	8.2	4.8			
2005	5.8	2.7			
2010	7.5	4.0			
<b>Brasil-S</b>	<b>Argentina</b>	<b>Bolivia</b>	<b>Brasil-SE</b>	<b>Paraguay</b>	<b>Uruguay</b>
2000	18.4	10.8	6.5	6.5	21.9
2005	12.7	7.5	5.0	5.0	18.4
2010	9.6	8.5	5.8	5.8	16.9
<b>Brasil-SE</b>	<b>Argentina</b>	<b>Bolivia</b>	<b>Brasil-S</b>	<b>Brasil-NE</b>	<b>Paraguay</b>
2000	24.7	11.2	6.5	4.8	0.0
2005	17.7	8.4	5.0	2.7	0.0
2010	15.3	9.4	5.8	4.0	0.0
<b>Chile-SIC</b>	<b>Argentina</b>	<b>Chile-SING</b>			
2000	8.2	10.3			
2005	5.0	5.1			
2010	3.3	3.4			
<b>Chile-SING</b>	<b>Chile-SIC</b>	<b>Peru-SISUR</b>			
2000	10.3	14.4			
2005	5.1	17.9			
2010	3.4	22.4			
<b>Colombia (*)</b>	<b>Ecuador</b>	<b>Venezuela</b>			
2000	37.0	5.5			
2005	33.4	9.2			
2010	45.4	10.2			
<b>Ecuador</b>	<b>Colombia</b>	<b>Peru-SICN</b>			
2000	37.0	22.4			
2005	33.4	21.2			
2010	45.4	38.3			

**Cuadro 1 (cont.) - Interconexiones Potenciales – años 2000, 2005 y 2010**

<b>Paraguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil-S</b>	<b>Brasil-SE</b>		
2000	24.7	6.5	0.0		
2005	17.7	5.0	0.0		
2010	15.3	5.8	0.0		
<b>Peru-SICN (*)</b>	<b>Ecuador</b>	<b>Peru-SISUR</b>			
2000	22.4	0.0			
2005	21.2	1.7			
2010	38.3	10.4			
<b>Peru-SISUR</b>	<b>Chile-SING</b>	<b>Peru-SICN</b>			
2000	14.4	0.0			
2005	17.9	1.7			
2010	22.4	10.4			
<b>Uruguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil-S</b>			
2000	7.2	21.9			
2005	7.2	18.4			
2010	8.3	16.9			
<b>Venezuela</b>	<b>Brasil-N</b>	<b>Colombia</b>			
2000	23.6	5.5			
2005	21.7	9.2			
2010	15.3	10.2			

(\*) También podría existir un beneficio potencial en una interconexión entre Colombia con el SICN de Perú

### 3.2. Corredor Energético

Los estudios aislados resultaron en la identificación de un “corredor energético” que va desde el Pacto Andino hasta el Cono Sur. En la región del Pacto Andino, se observa una posibilidad de exportación de Venezuela para Colombia que, a su vez, exportaría para Ecuador. A su vez, en el Cono Sur, se tiene un padrón de exportaciones de Argentina, Bolivia, Paraguay<sup>9</sup> y Uruguay para Brasil, y de exportaciones Argentina-Chile. En el caso de Argentina y/o Bolivia para Brasil y Argentina para Chile, esta exportación también se puede hacer a través de gasoductos<sup>10</sup>. El sistema Peruano es el punto de enlace de las dos regiones, pues tiene la posibilidad de interconectarse al norte con Ecuador, y al Sur con Chile o Bolivia<sup>11</sup>.

<sup>9</sup> La exportación se puede hacer de manera indirecta, a través del aumento de la transferencia de la energía de Itaipú para Brasil; que sería compensada por el aumento del uso de Yacyretá.

<sup>10</sup> No fueron investigadas interconexiones indirectas (a través de un tercer país) que también pueden ser de interés económico; por ejemplo, un gasoducto de Argentina para Uruguay, con exportación de energía de Uruguay para Brasil; o una interconexión de Chile para Argentina y, a su vez, de Argentina para Brasil.

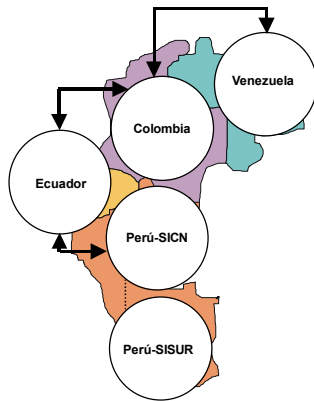
<sup>11</sup> Interconexión de los campos gasíferos de Perú con los gasoductos Argentina-Bolivia-Brasil.

#### 4. Estudios Integrados

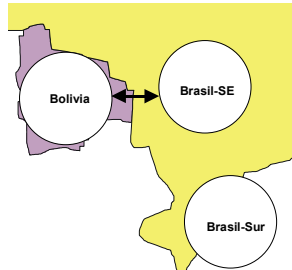
##### 4.1. Interconexiones Seleccionadas

Se presenta a continuación las interconexiones investigadas:

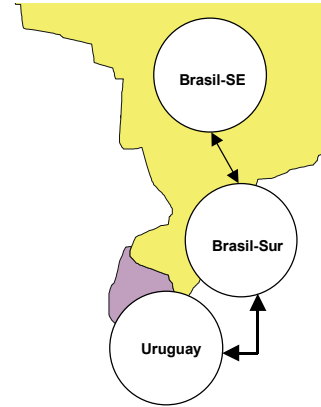
##### 1. ECUADOR, COLOMBIA, PERÚ Y VENEZUELA



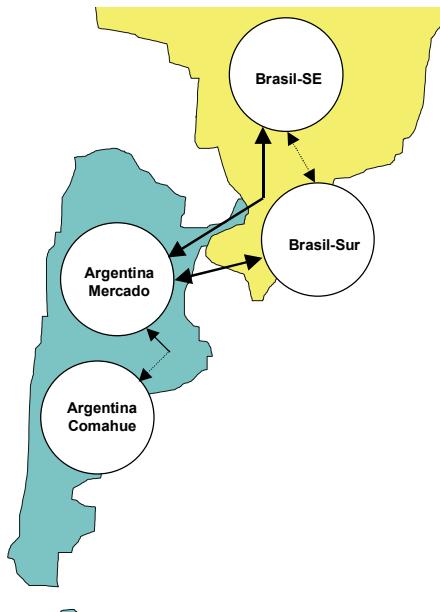
##### 2. Bolivia y Brasil



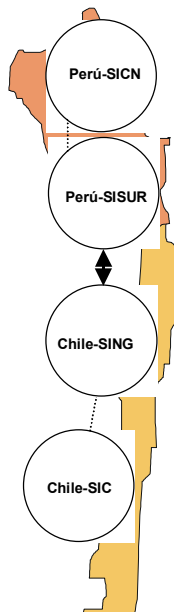
##### 3. Brasil y Uruguay



##### 4. Argentina y Brasil



##### 5. Chile y Perú



## 4.2. Evaluación Económica de una Interconexión

### 4.2.1. Identificación de los Beneficiarios

A primera vista, una interconexión sería de interés si la reducción del costo operativo total (suma de los costos de los países) resultante de la misma excede el respectivo costo de inversión. Sin embargo, es importante tomar en cuenta la *asignación* de estos beneficios entre los agentes (generadores y demandas) de los sistemas.

Por ejemplo, aunque la interconexión reduzca el costo *total* de los países, es posible que el costo operativo del país exportador  *aumente*. En este caso, se tendría un aumento en las tarifas de los consumidores del país exportador, que entonces se pondrían en oposición a la interconexión. En otras palabras, es posible que los consumidores de los países “excedentarios” no reciban beneficios por la interconexión.

Una respuesta a esta inquietud es que se debe tomar en cuenta la *dinámica* de las nuevas inversiones en generación del país exportador. Por ejemplo, si se supone que el precio “spot” promedio del exportador es US\$25/MWh, y que además el sistema está en equilibrio, esto es, el costo marginal de expansión también es US\$25/MWh. Si la exportación para el país vecino aumenta los precios locales para US\$28/MWh, esto induciría la entrada de nueva oferta en el sistema, lo que llevaría a una reducción de los precios al valor de equilibrio. Por lo tanto, los consumidores no serían perjudicados<sup>12</sup>.

A su vez, los generadores del país importador desplazados por la energía importada tendrán pérdidas, que pueden traducirse en una reducción de la actividad económica local o en el aumento del desempleo. Por lo tanto, estos agentes tendrán razones para oponerse a la interconexión.

### 4.2.2. Impacto en la Volatilidad de los Precios “Spot”

Otro aspecto importante es el efecto de la interconexión en la *volatilidad* de los mercados “spot” de los países. Por ejemplo, el precio “spot” en Argentina es mucho más estable que el de Brasil. Esta característica se refleja en los respectivos marcos regulatorios: en el sistema argentino la competencia entre los generadores se basa en la remuneración “spot”; en el brasileño, las demandas están obligadas a firmar contratos, y con esto suavizar los ingresos de los generadores. Sin embargo, una interconexión de por ejemplo 3000 MW entre los países puede resultar en el aumento de la volatilidad del sistema argentino, y con esto desajustar el equilibrio económico de su mercado. En otras palabras, el mismo generador que apoya la construcción de la interconexión para la exportación se opone a la misma para la importación.

### 4.2.3. Pagos por Capacidad

En el cálculo tradicional de los beneficios de una interconexión, el ingreso “spot” de la misma (producto de la diferencia de los precios “spot” en los países por el flujo en el circuito) se compara directamente con el costo de construcción del circuito. Si la razón beneficio/costo es  $> 1$ , entonces la interconexión se justificaría.

<sup>12</sup> Sin embargo, otros economistas de energía (e.g. S.Oren de U.C.Berkeley) presentan el argumento opuesto: la existencia de precios más altos en el país vecino señala a los productores del país exportador que la demanda local tendría una “disposición a pagar” precios más altos por la energía, lo que llevaría a un aumento de los precios locales.

Sin embargo, es necesario tomar en cuenta otros aspectos, tales como los reglamentos de los *pagos por capacidad* de cada país. Por ejemplo, si se supone que el costo de la interconexión de A con B es US\$ 5/MWh, y que el pago por capacidad en A es US\$ 10/MWh. Si este pago no se hace a los generadores que tienen contrato de exportación<sup>13</sup>, una interconexión sólo sería atractiva si la diferencia de los precios “spot” entre A y B excede la *suma* de los costos del circuito y la pérdida de los cargos por capacidad. El problema resulta más complejo si el país B a su vez tiene una política distinta con respecto a pagos por capacidad a las importaciones.

#### 4.2.4. Conclusiones

En resumen, los resultados presentados en este estudio indican los beneficios *potenciales* de las interconexiones bajo un enfoque económico razonablemente completo con respecto a la modelación de los equipos y de los aspectos hidrológicos, pero relativamente sencillo con respecto a la dinámica de los mercados y de los marcos regulatorios. Para la implementación real de las mismas, es necesario investigar con mucho más detalle los aspectos mencionados arriba.

### 4.3. Ejemplo de los Resultados

#### 4.3.1. Resultados de las Simulaciones

Los principales resultados de las simulaciones (por país y totales) son:

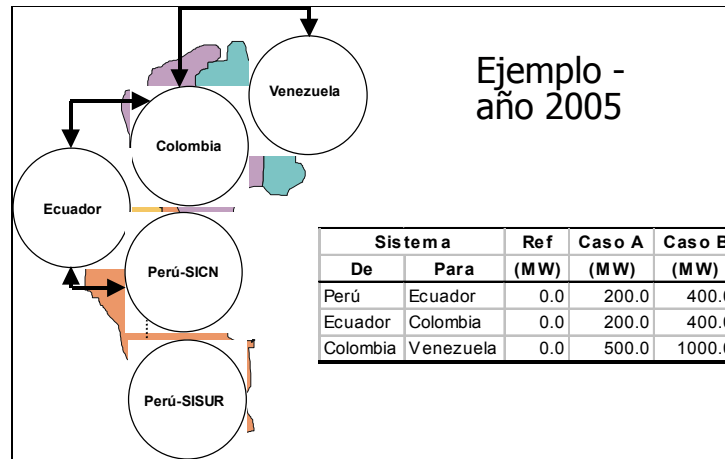
- generación hidro
- generación térmica
- costo operativo
- ingresos de los generadores de cada país (precio “spot” × producción de energía)
- distribución de probabilidad de los precios “spot”
- distribución de probabilidad de los intercambios

#### 4.3.2. Ejemplo

##### 4.3.2.1. Sistema Interconectado

El Gráfico 6 ilustra los estudios de interconexión de Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela para el año 2005. Fueron examinados dos niveles de interconexión (casos A y B) que se muestran en la misma.

<sup>13</sup> La razón es que estos generadores ya no contribuyen para la confiabilidad de suministro local.



**Gráfico 6 – Estudio Interconexión Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela - 2005**

#### 4.3.2.2. Reducción en los Costos Operativos

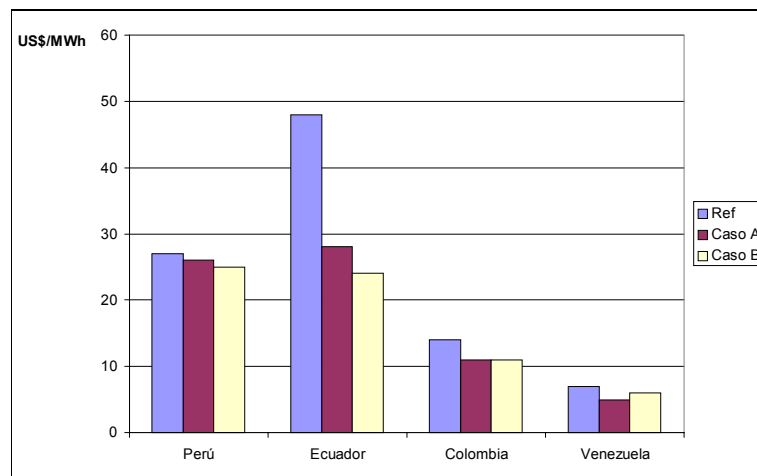
El Cuadro 2 muestra la reducción de los costos operativos, que alcanza US\$ 150 millones por año en el caso B (reducción de 24%).

**Cuadro 2 – Costos Operativos - Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela – 2005**

Estudio	Ref	Caso A	$\Delta A$	Caso B	$\Delta B$
País	(M US\$)	(M US\$)	(%)	(M US\$)	(%)
Perú	191.6	204.5	6.7	180.6	-5.7
Ecuador	159.0	70.7	-55.5	50.6	-68.2
Colombia	168.8	141.1	-16.4	116.3	-31.1
Venezuela	99.4	103.8	4.5	122.8	23.6
<b>Total</b>	<b>618.8</b>	<b>520.1</b>	<b>-15.9</b>	<b>470.3</b>	<b>-24.0</b>

#### 4.3.2.3. Impacto en los Precios “Spot”

El Gráfico 7 muestra la reducción de los precios “spot” promedio de cada país para los diferentes niveles de interconexión.



**Gráfico 7 – Precios “spot” - Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela - 2005**



#### 4.3.2.4. Intercambios entre los Países

El Gráfico 8 muestra los intercambios promedio anuales entre los países para diferentes condiciones hidrológicas. Se observa el beneficio de la complementariedad hidrológica, en especial para Venezuela-Colombia y Ecuador-Perú.

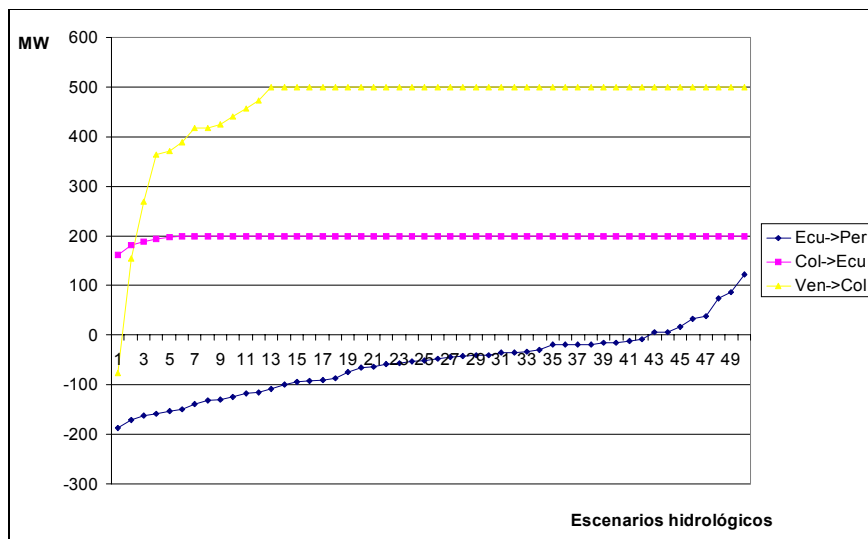


Gráfico 8 – Distribución de Flujos - Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela - 2005

## 5. Resumen de los resultados y conclusiones

### 5.1. Oportunidades de Interconexión

- La región presenta un crecimiento muy importante de la oferta de generación, que varía de 135 GW en 2000 para 210 GW en 2010. También se observa una rápida expansión de la capacidad térmica en el período 2000-2010, que pasa de 1/4 de la capacidad total para 1/3 de la misma.
- Estas características presentan dos clases de oportunidad para interconexión:
  - complementariedad hidroeléctrica entre países con características hidrográficas distintas;
  - complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidro.
- Además de identificar el beneficio global de la interconexión (diferencia de los costos operativos totales antes y después), es necesario identificar el efecto de la misma en la volatilidad de los precios “spot”, en los ingresos de los generadores del país importador y en los precios de la energía en el país importador. También es necesario tomar en cuenta otros aspectos, tales como la regulación de los *pagos por capacidad* de cada país, este aspecto está directamente involucrado con el tema regulatorio.

## 5.2. Estudios de Interconexión

- Fue identificado un “corredor energético” para los 10 países del estudio:
  - En la región del Pacto Andino, se observa una posibilidad de exportación de Venezuela para Colombia que, a su vez, exportaría para Ecuador.
  - En el Cono Sur, se tiene un padrón de exportaciones de Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay e Uruguay para Brasil <sup>14</sup>.
  - El sistema Peruano es el punto de enlace de las dos regiones, pues tiene la posibilidad de interconectarse al norte con Ecuador, y al Sur con Chile o Bolivia.
  - Fueron realizados estudios específicos de interconexión para Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela, Chile-Perú, Argentina-Brasil, Brasil-Uruguay y Bolivia-Brasil.
- El estudio de interconexión Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela indicó una fuerte transferencia de Venezuela para los otros países; la reducción de los costos operativos de Colombia del caso referencia para los casos estudiados varió entre 6.2% hasta 34.2%. Ecuador tuvo reducciones sustanciales, variando de 38.3% hasta 73.1%. Venezuela, a su vez, tuvo sus costos operativos aumentados de 4.5% hasta 34.3%. Perú tuvo, en promedio, sus costos operativos aumentados 12% (en uno de los casos hubo reducción de los costos operativos).
- El objetivo del estudio Bolivia-Brasil fue estimar el beneficio de un despacho flexible en la boca de los pozos en Bolivia, comparado con despacho térmico “take or pay” en Brasil. La razón es que los precios “spot” en Brasil son muy bajos, y un despacho “take or pay” estaría desplazando la energía hidro vertida, lo que es una utilización ineficiente de recursos energéticos no renovables. Se mostró que la tasa de extracción de las reservas de gas con una planta es en promedio 4 veces menor que con el uso “take or pay”. Esto sugiere una oportunidad para el manejo más racional de un recurso no renovable y cuyo valor económico debe crecer en el futuro.
- Los estudios de interconexión Argentina-Brasil indicaron un fuerte beneficio para la integración energética de los países. Sin embargo, se observa un aumento sustancial de la volatilidad de los precios “spot” argentinos para interconexiones alrededor de 3000 MW.
- El estudio de interconexión Brasil-Uruguay indicó beneficio para la integración energética de los países. La reducción de los costos operativos de Brasil varía de 12.6% en el 2000 hasta 2.6% en el 2005 y en el 2010. En el Uruguay se obtuvo una reducción de los costos operativos en un 21% en el 2000, 29.8% en el 2005 y 40.5% en el 2010. Se observa un aumento sustancial de la volatilidad de los precios “spot” uruguayos.
- La interconexión Chile-Perú lleva a una reducción sustancial de los costos peruanos, con un pequeño impacto en Chile.

<sup>14</sup> La exportación de Chile a Brasil vía indirecta por Argentina también es una posibilidad, dado el interés detectado en ciertos inversores.

## **Capítulo VII Diagnóstico del Marco Institucional Regulatorio para el Funcionamiento de un Mercado Integrado**

Se efectúa un análisis preliminar y general sobre los aspectos institucionales regulatorios, examinando sus procesos de transformación y privatización, así como el estado actualmente alcanzado.

Posteriormente el análisis se centra sobre dos aspectos: los despachos de carga nacionales y la regulación de los intercambios de energía eléctrica e interconexiones internacionales.

Finalmente se examinan tanto los factores dinamizantes de las interconexiones como las barreras a la integración y la incidencia de los mismos sobre las posibilidades para alcanzar el funcionamiento de un mercado regional integrado.

Dado que estos aspectos constituyen el tema principal de la Fase II, en la presente Fase I se intenta abordar una síntesis panorámica sobre el tema que, además de proporcionar una visión global previa, permita ubicar los aspectos principales de la problemática, visualizar preliminarmente los interrogantes y barreras y orientar sobre los temas a investigar en Fase II, tendientes a alcanzar el objetivo señalado.

### **1. Introducción. Procesos de transformación institucional regulatoria y privatizaciones**

Durante la década del 90, se produjeron transformaciones sustanciales en una porción significativa de los sectores eléctricos de países de Sudamérica<sup>15</sup>. En los años previos a dichas reformas, el servicio eléctrico en Sudamérica se caracterizaba, en general, por los siguientes rasgos:

- ❑ Grandes empresas prestadoras monopólicas, de propiedad generalmente del estado nacional y, en menor grado, de los estados provinciales. Cooperativas de distribución u otros servicios menores privados o municipales.
- ❑ Integración vertical de la cadena eléctrica en sus actividades básicas (generación, transporte, distribución y comercialización) e integración horizontal.
- ❑ Decisión centralizada y manejo por el Estado de la gestión y explotación del servicio, de los mecanismos de inversión y asignación de recursos, de las políticas, el planeamiento, la expansión del equipamiento y el despacho de cargas.
- ❑ Retribución de las prestaciones y costeo de las tarifas, sobre la base de costos medios totales. Despacho de cargas, en base a costos marginales.
- ❑ Interconexiones e intercambios internacionales realizados en base a acuerdos - contratos entre los países participantes, y a la distribución equitativa de los beneficios resultantes. En varios casos las interconexiones internacionales se desarrollaron a partir de la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos binacionales.

---

15 El proceso comenzó anticipadamente en el caso de Chile, en el entorno de 1982, segmentándose las principales empresas eléctricas y privatizándose sus unidades de negocios. La Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería) data del 13/sept./82.

Esta concepción generalizada del sector eléctrico tuvo modificaciones sustanciales en los países que efectuaron los procesos de reforma mencionados. Si bien esos procesos han tenido características específicas o adecuaciones puntuales que los diferencian, también exhiben rasgos comunes –rol más preponderante de los mecanismos de mercado, mayor participación de actores privados- en cierta medida por la influencia de organismos multilaterales de crédito que buscaron inducir un particular modelo de reformas estructurales, a partir de la denominada crisis de la deuda externa<sup>16</sup>. Los principales lineamientos del nuevo tipo de modelo aplicado, se exponen a continuación. Cabe subrayar la diversidad de las modalidades específicas de las reformas realizadas ya que, que cada aplicación nacional tiene características propias, razón por la cual podrán evidenciarse, en cada caso, diferencias con algunos de los elementos aquí descriptas. Estos últimos aspectos se analizan más adelante.

- Segmentación vertical y horizontal de la cadena eléctrica y privatización de las unidades de negocio resultantes. Transferencia al sector privado de las centrales de generación y de las sociedades anónimas, constituidas al efecto, que disponían de las concesiones otorgadas, por determinados lapsos, para la explotación de las unidades de servicios de distribución, transporte, así como de ciertos tipos de generación (hidroeléctrica, nuclear).
- Creación, a partir de la segmentación vertical, de un Mercado Mayorista competitivo (además del Mercado Minorista monopólico) integrado por oferentes (Generadores) y demandantes (Distribuidores y Usuarios que superan el umbral de acceso mayorista establecido), con participación en algunos casos de comercializadores.

En algunas situaciones, se han impuesto limitaciones en la integración vertical: incompatibilidad de desempeño, de distintos roles de la prestación o de la propiedad de diferentes segmentos (principalmente generadores y distribuidores con la función de transporte). También en la integración horizontal, interna al Sector: porcentaje de participación máximo en la propiedad de un segmento. Sin embargo y dentro de los alcances del presente Informe de Fase I, no se han detectado normativas que establezcan incompatibilidades específicas con otros sectores energéticos vinculados u otros proveedores de insumos (fuentes de energía primaria y su transporte –gas, petróleo, carbón- productores de equipos, etc.) que pudieran configurar estructuras monopólicas o facilitar posiciones dominantes en el mercado<sup>17</sup>. Estos aspectos pueden ser contemplados, con carácter más general, por regulaciones de defensa de la competencia o anti-trust.

El Mercado Mayorista es competitivo, regido por los costos marginales de energía resultantes del despacho. La retribución incluye otros cargos por potencia, reserva, calidad (costo de racionamiento, energía no suministrada), regulación, etc., variables según el país de aplicación.

- Retiro total o parcial del Estado de la función empresaria, de los mecanismos de inversión y asignación de recursos y de la expansión del equipamiento. En su relación con definiciones futuras, el Estado puede tener atribuciones para realizar un planeamiento indicativo o un análisis prospectivo. En el último caso, se formulan escenarios posibles sin que el Estado tome participación activa en las decisiones futuras. En el primero, en cambio, pueden adoptarse cierto tipo de decisiones sobre

16 Ver: Tema Focal: La Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe. XXVIII Reunión de Ministros de Países de la OLADE. Noviembre/97 – F. Suding, F. Figueroa, H. Altomonte, F. Sánchez, F. Cuevas, H. Pistonesi, y otros. - Seminario Internacional sobre Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico - ENRE de Argentina - Noviembre/95.

17 Marcos Regulatorios en el Sector Eléctrico Sudamericano. Pedro Gatica y Esteban Skocnik. CHICIER. Junio/96.

equipamientos programados como, por ejemplo, el llamado a licitación para su construcción y explotación por el capital privado. La regulación puede proveer ciertos estímulos indirectos. Por ejemplo, ciertas normativas definidas por el Estado, establecen la existencia de fondos, con ingresos provenientes de cierto tipo de penalizaciones por deficiencias en el servicio que, a partir del destino definido para sus recursos, pueden contribuir a la construcción de obras que solucionen dichas deficiencias.

- ❑ En los segmentos en que se reconoce la existencia de monopolios naturales - Distribución y Transporte – se suple la falta de competencia mediante regulaciones adecuadas, destinadas a preservar la eficiencia económica, manteniendo la propiedad en agentes privados. Concurrentemente, se establece el libre acceso a las redes, para ciertos usuarios, mediando el pago de un peaje. A partir de las reducciones crecientes en el límite de acceso de dichos usuarios al Mercado Mayorista, tanto la estrictez como el ámbito del carácter monopólico en el segmento de distribución van disminuyendo su alcance.
- ❑ Retribución de las prestaciones en base a costos marginales de corto y largo plazo y costos medios standard.
- ❑ Interconexiones e intercambios internacionales: comienzan las iniciativas y emprendimientos de actores privados para su realización, con un grado creciente de libre acceso y negociación para pactar las condiciones de los mismos, principalmente a nivel de excedentes eléctricos o gasíferos en países que cuentan con gas para exportación.

Como puede apreciarse las reformas eléctricas han implicado la transferencia de activos al sector privado y/o su mayor participación en los servicios eléctricos, pero también concurrentemente, la creación y reestructuración de mercados, la aparición de nuevos actores, una nueva estructura institucional, un cambio de objetivos en la prestación pública, y una modificación en las modalidades de coordinación económica en tres componentes principales: la unidad de decisión, el mecanismo de asignación de recursos y los objetivos dominantes en la nueva organización del sector, incluyendo el cambio del rol del Estado.

Entre los dos modelos regulatorios antes expuestos existen variantes intermedias; adoptadas por algunos países: oferta competitiva y participación privada solamente a nivel de generación (generadores independientes con venta a empresas integradas o distribuidoras); Mantenimiento del transporte y su expansión en poder del Estado; mantenimiento total o parcial de empresas integradas o solamente segmentadas en el ámbito contable, no como unidades de negocio de propiedad diferenciada; libre acceso con distintos alcances, etc.

Las reformas han tenido diversos grados de aplicación en los países sudamericanos, pudiendo establecerse al respecto:

1. Países que realizaron reformas estructurales del Sector (cambio legal del marco regulatorio y funcionamiento de los mecanismos de mercado) y han tenido procesos de privatización que definen, actualmente, un grado preponderante de propiedad privada: Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, y Perú;
2. Países en proceso de transición tanto en las reformas estructurales como en los procesos de privatización: Brasil.

3. Países que tomaron iniciativas en cuanto al cambio legal del marco regulatorio pero, o el mismo no se ha aplicado, o las privatizaciones no se han realizado, en forma significativa: Ecuador, Paraguay, Uruguay, Venezuela.

A continuación se indican, por país, los principales instrumentos legales regulatorios sancionados, sus fechas y los aspectos institucionales relacionados.

## **2. Instrumentos legales y regulatorios para las reformas del Sector Eléctrico. Marco institucional. Privatizaciones.**

### *Argentina*

Los instrumentos legales que establecen los principios y disposiciones generales para la transformación del sistema eléctrico argentino datan de 1992. Ellos son la Ley 24.065 y su Decreto reglamentario N° 1.398/92. Complementariamente se elaboraron, mediante resoluciones de la Secretaría de Energía un amplio conjunto de normativas, compendiados en el manual de “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, editado por CAMMESA.

A partir de esa fecha el proceso de privatización fue acelerado, comenzando por la Generación y luego por el Transporte y la Distribución. Actualmente no están privatizadas las centrales nucleares, las hidroeléctricas binacionales y algunas áreas de distribución, de jurisdicción provincial.

### *Bolivia*

El Sector Eléctrico de Bolivia comenzó su transformación a partir del año 1994, con la Ley 1604 (diciembre de ese año) y la reglamentación de dicha Ley, contenida en el Decreto Supremo 24043, que, además del articulado, incluye los siguientes reglamentos: Operación del MEM, Concesiones y Licencias, Uso de bienes del Dominio Público, Precios y Tarifas, Calidad y Distribución e Infracciones y Sanciones.

La propiedad es casi totalmente privada. Las empresas mixtas (participación estatal - privada), están en proceso de privatización<sup>18</sup>.

### *Brasil*

Brasil se encuentra actualmente en un proceso de transición en su transformación regulatoria. Las primeras medidas son de 1995/96 y establecen disposiciones sobre el régimen de otorgamiento y prórroga de la concesión y autorización en la prestación de servicios públicos (Leyes 8987 y 9074/95), la reglamentación de la producción eléctrica por el productor independiente o el autoproducer (Decreto 2003/96) e instituyen la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (**ANEEL**), como órgano regulador (Ley 9427/96).

Las modificaciones significativas posteriores se producen en el año en curso (1998). Se establece la compra y venta de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Mayorista de Energía (MAE), la libre negociación para la compra -venta entre concesionarios y otros agentes autorizados y la reglamentación del MAE. También se

---

18 Hay una sola generadora mixta con 9 MW de capacidad (1,3%) del total y 2 distribuidoras mixtas con el 6% de la demanda total.

definen las atribuciones del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (**ONS**) y se establecen sus reglas de organización. Asimismo se autoriza al Poder Ejecutivo a proceder a la reestructuración de Eletrobras (Ley 9648 y Decreto 2655 de 1998).

Una síntesis descriptiva del proceso, en el plano Federal (Nacional) y de los Estados (provinciales) se da a continuación:

Federal:

- Iniciación de la reestructuración del sistema ELETROBRAS.
- Segmentación vertical de ELETROSUL.
- Comienzo de la privatización de la generación federal: privatización prevista de GERASUL para sept./9/98.
- Futura segmentación vertical de FURNAS, CHESF y ELETRONORTE.
- Separación de la generación nuclear en la empresa ELECTRONUCLEAR, no privatizable.
- Futura privatización de la generación de FURNAS, CHESF y ELETRONORTE.
- Mantenimiento de la Transmisión dentro del Sistema ELETROBRÁS.
- La Distribución federal ha sido totalmente privatizada.

Estados:

- La mayor parte de la Distribución está privatizada.
- Comienzo de la segmentación vertical (San Pablo y Río Grande del Sur).
- Pequeña parte de la generación privatizada (San Pablo, Goiás, Bahía y Río de Janeiro)
- Mantenimiento de la transmisión con control de los Estados.

### *Chile*

Como se mencionara, Chile tomó la iniciativa en el proceso de reformas en el Sector Eléctrico, sancionando, en 1982, el Decreto con Fuerza de Ley N°1, que establece su nuevo marco regulatorio. Sin embargo, ya en 1978 había creado la Comisión Nacional de Energía (**CNE**), para definir políticas y estrategias, elaboración de normativas, cálculo de tarifas y precios y realizar propuestas de privatización, las que en gran parte se originaron en esta Comisión. La CNE está formada por un Consejo de siete ministros y un equipo técnico.

El grado de privatización actual de las empresas prestadoras es alto, por lo que, más resumidamente puede ser informado a través de la participación estatal remanente, la que comprende, a julio/98:

- Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (EDELNOR): la participación estatal es del 16,48 %. Es propietaria del 82% del sistema de transmisión troncal del SING, de algunas líneas alimentadoras a clientes, y del 26% de la capacidad instalada en el SING (416 MW).
- Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A. (Colbún S.A.): La participación estatal es del 42,5 %. Tiene una capacidad instalada de 857 MW (62 % hidro) y posee, además, líneas en 220 kV.

### *Colombia*

El proceso de transformación sectorial eléctrica comienza en Colombia en el año 1994 con la sanción de las leyes 142 y 143. La primera de ellas establece el régimen legal para los servicios públicos domiciliarios (entre los cuales se cuentan los de energía eléctrica y gas), en tanto que la segunda define el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización.

La normativa posterior fue desarrollada fundamentalmente por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Se estima que el proceso de transformación inicia con las Resoluciones CREG 024 - Código Comercial y CREG 025 - Código de Redes, ambas de julio de 1995, a partir de las cuales, quedan establecidos los elementos esenciales de la reforma sectorial. Ello sin perjuicio de resoluciones posteriores trascendentes, entre las últimas: la Res. CREG 051/98, relativa a expansión del Transporte; la Res. CREG 057, por la que se aprueban disposiciones reglamentarias aplicables a las interconexiones internacionales, que complementan lo dispuesto en la Resolución anterior; la última Resolución anterior al cierre del presente Informe, la Res. CREG 112 de septiembre/1998, en la que se reglamentan aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales de energía.

Colombia cuenta actualmente con una participación privada importante, que alcanza al 59 % del total de los agentes generadores inscritos en el Mercado Mayorista y al 50 % de los agentes comercializadores. En la transmisión, la participación privada se limita a un 3% pero existe un 89% de empresas mixtas, sociedades con participación concurrentemente estatal y privada.

Informaciones correspondientes al año 1997 indican que las empresas EPSA de Cali, y EEB de Bogotá fueron privatizadas. EPSA (Empresa de Energía del Pacífico) fue vendida al Consorcio integrado por Houston Industry y Electricidad de Caracas. La Empresa de Energía de Bogotá vendió el 48,5 % de su Generación y Distribución, a partir de la creación de dos nuevas empresas: EMGESA (Generación) adquirida por ENDESA de España y ENDESA de Chile; CODENSA (Distribución) adquirida por ENERSIS, CHILECTRA, de Chile y ENDESA de España<sup>19</sup>.

Información correspondiente al año en curso (1998) da cuenta de la adjudicación y asunción del control de CORELCA (bloque regional de distribuidoras reunidas en Electrocosta y Electrocaribe) por Houston Industries y Electricidad de Caracas; la consolidación de ISA como mayor transportador de energía en alta tensión de Colombia, al adquirir el 65 % de Transelca, empresa transportadora de energía de la Costa Atlántica. Por otra parte, el Gobierno colombiano adelantó un programa de empresas a privatizar a corto plazo, sin especificación aún de fecha definitiva.

### *Ecuador*

El Sector Eléctrico se encuentra en la etapa inicial de un proceso de transformación. Desde el punto de vista de los instrumentos legales, el proceso de transformación se inicia con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano (LRSE) y el Reglamento General de la LRSE, que datan de 1996<sup>20</sup>. En sus lineamientos generales, ellos establecen:

19 Discurso del Ing. Javier G. Gutiérrez, Presidente de CIER en ese momento, en la inauguración de las Reuniones del Comité Central y de Altos Ejecutivos, realizadas por este Organismo en Noviembre/1997. Publicado en el Boletín CIER - Diciembre/97

20 Publicada en el Registro Oficial (RO) N° 43, el 10/10/96 y reglamentada por el RO N° 182



- El Estado puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.
- Se reconoce el carácter competitivo de la generación.
- La Distribución y la Transmisión constituyen monopolios naturales.
- El Estado regulará todas aquellas actividades no consideradas competitivas.

La LRSE fue emitida, como se mencionara en octubre de 1996, avanzándose poco en el proceso debido a problemas políticos por cambio de gobierno, diferencias institucionales, etc. En octubre de 1997 recién se emite el Reglamento sustitutivo de la LRSE, que da vigencia al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, ente regulador del sector eléctrico, el cual, previa estructuración, comienza su funcionamiento en diciembre de 1997. A cargo de este Ente, que constituye una persona jurídica de derecho público, está la responsabilidad de establecer las normativas, la regulación y la fiscalización.

El CONELEC ha emitido hasta la fecha el Reglamento General de Concesiones y, recientemente, ha sometido a audiencia pública el Reglamento de Servicio y el Plan Nacional de Electricidad. Se había previsto en el transcurso de agosto-septiembre/98 la emisión de los Reglamentos de Tarifas, de Mercado, de Despacho, de Garantías, de Importación y Exportación, para dar inicio al funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista y del nuevo modelo en general. Como se explica más adelante, esto último se ha diferido ya que la privatización del prestador estatal INECEL prevista para septiembre/98 se ha desplazado aproximadamente a marzo/99.<sup>21</sup>

El proceso de privatización mismo, es decir la venta de acciones al sector privado, empezará luego de la valorización de los activos de la generación, transmisión y distribución, actividad actualmente en proceso y cuya terminación se estima aproximadamente para marzo de 1999, en lo que hace a las generadoras de INECEL. Según la LRSE se pondrá a la venta del sector privado hasta el 39 % de las acciones, en tanto el Estado mantiene el 51% y se ofrece el 10% a los trabajadores del sector eléctrico. Como puede apreciarse, a diferencia de otras privatizaciones, en estas la participación dominante la mantiene el Estado.

Con relación al tema de las participaciones actuales del sector privado y estatal cabe señalar que el sector eléctrico se encuentra en proceso de transformación y, en este, se preveía la finalización de la vida jurídica del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), el 30 de septiembre de 1998. Sin embargo, durante septiembre y, según la información, porque aún no estaban claramente definidos y valorizados los activos de las seis generadoras, la fecha se desplazó para marzo de 1999.

Existen tres empresas privadas de generación que mantienen contratos con INECEL para la entrega de potencia y energía al SNI: Electroquil, dos contratos por 80 MW cada uno, con vigencia hasta los años 2001 y 2002; Ecuapower, con 130 MW y con contrato hasta el año 2000; Electroquito con 22 MW.

El INECEL fue hasta hace poco el accionista mayoritario de 18 de las 19 empresas de distribución. Entregó las acciones al Fondo de Solidaridad, entidad creada por ley para ser el tenedor y el que ponga a la venta las acciones dentro del proceso de privatización del Sector Eléctrico.

Existe una empresa privada de distribución, EMELEC, empresa que sirve a la Ciudad de Guayaquil.

21 Información correspondiente a septiembre/98.

De lo expuesto se infiere que, a la fecha, el régimen de propiedad del sector eléctrico, en el Ecuador, sigue siendo predominantemente estatal.

### *Paraguay*

La prestación del servicio eléctrico está a cargo del Estado. El marco que actualmente regula las actividades del sector eléctrico está incluido en la Ley 966 del año 1964.

Acorde con los cambios institucionales, regulatorios y de propiedad en la Región, Paraguay ha comenzado a adoptar algunas medidas tendientes a la transformación. Para ello se cuenta con la asistencia financiera no reembolsable del BID, destinado a la ejecución de un “Programa de Reestructuración del Sector Energético de Paraguay”. Algunas de las actividades incluidas en este Programa, son:

- Realización de un proyecto de Ley de Marco Regulatorio y propuesta de reorganización, estableciendo, por una parte, la función del Estado en su carácter de fijador de políticas y de regulador; por otra parte, la generación de condiciones aptas para la incorporación de intereses privados.
- Diseño de alternativas institucionales acordes con los nuevos objetivos del sector.
- Identificación de nuevas oportunidades de negocio para la participación del sector privado.
- Diseño de la nueva entidad de gobierno que ejerza la función reguladora prevista en la nueva legislación.

Dentro de las acciones tendientes a la nueva política se inició un proceso de tercerización de actividades, bajo control de ANDE: construcción y mantenimiento de líneas de media y baja tensión y subterráneas, contratación de electricistas residentes para pequeñas comunidades, instalación de medidores para nuevos usuarios y mantenimiento de alumbrado público. Se encuentra en ejecución un contrato COM, que permitirá atender la ciudad de Concepción. En proceso de licitación se encuentra el proyecto de generación y transmisión denominado Yguazú (200 MW).

- Marcos Regulatorios

En el Informe Regulatorio del presente Estudio, se comentan sintéticamente los dos marcos regulatorios: el actual y el Anteproyecto futuro.

### *Perú*

El Sector Eléctrico de Perú comenzó su privatización a partir de 1992, con la Ley 25844 de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y las leyes de Promoción de la Inversión Privada. Estas impulsan la participación privada en el sector eléctrico, regida por las reglas de libre mercado.

La reforma institucional regulatoria promueve la desintegración vertical del sector, reconociendo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Estas actividades serán objeto de concesión o autorización.

Luego de la Ley de Concesiones Eléctricas y avanzando sobre los principios de la reforma se sancionaron el DS 020-97-EM “Normas Técnicas de Calidad de los Sistemas Eléctricos” y la “Ley Antimonopolios”.

Inicialmente, hasta 1996, se formaron tres comités especiales de privatización del sector eléctrico (CEPRI) correspondientes a las empresas Electroperú, Electrolima, y la empresa de generación térmica de Ventanilla. La primera privatización importante realizada fue la de la distribución de Lima Metropolitana.

De acuerdo a datos del Plan Referencial 1997, se privatizaron alrededor de 1400 MW entre las principales empresas de generación. En el ámbito de las empresas de distribución se transfirieron cuatro empresas al sector privado, que reunían más de un millón de usuarios. No obstante esto, el Estado sigue participando en la actividad del sector, como lo evidencian los proyectos hidroeléctricos de San Gabán (105 MW) y Yuncán (126 MW).

Con referencia a la actualidad, en 1998 el Gobierno peruano otorgó una segunda concesión a Electronorte, comprendiendo 11 líneas de transmisión para el desarrollo de los departamentos de Cajamarca, Amazonas y Lambayeque<sup>22</sup>.

Para fines de septiembre se programaba la privatización de cuatro empresas distribuidoras: Electronorte Medio (Trujillo), Electronorte (Chiclayo), Electronorte Oeste (Piura) y Electro Centro (Huancaya)<sup>23</sup>. Transcendidos periodísticos, sin embargo, estimaban que se produciría un desplazamiento por la dificultad de los inversores para conseguir financiamiento durante el período de crisis de las finanzas internacionales<sup>24</sup>.

Con relación a Generación, se prevé la privatización de cuatro centrales hidroeléctricas de Electroandes, durante el primer semestre de 1999<sup>25</sup>.

---

22 Boletín CIER – Junio-Julio/98  
23 Boletín CIER - Agosto - Septiembre/98  
24 Boletín CIER - Octubre - Noviembre/98  
25 Boletín CIER – Agosto – Septiembre/98

### *Uruguay*

El sistema eléctrico uruguayo está estructurado fundamentalmente por un monopolio estatal integrado verticalmente, conformado por UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas), complementado con la existencia de pequeños generadores privados que venden su producción a UTE.

Esta definición se mantiene de “hecho”, en sus lineamientos generales, hasta el presente, aún cuando de “derecho” ha tenido cambios relevantes a partir de la sanción de la Ley 16.832 en junio de 1997, que establece un nuevo Marco Regulatorio legal. Dicha Ley, sin embargo, no ha sido reglamentada, existiendo actualmente un proyecto elaborado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería y UTE, con la colaboración de consultoría, propuesto al Poder Ejecutivo, para su consideración.

En esta situación de transición, existiendo necesidades de generación adicional, se ha efectuado un llamado a licitación para la instalación de nuevas centrales, por generadores independientes, que venderían su producción a UTE, al cual se han presentado 18 oferentes. Por otra parte, UTE está procediendo a la segmentación vertical contable y de activos de sus procesos (generación, transporte, distribución), sin llegar a una desintegración societaria. Asimismo está procediendo a la tercerización de los servicios pasibles de ello.

Con relación al Marco futuro, aprobado pero no reglamentado aún, en el Informe Regulatorio del presente Estudio se señalan algunos de sus rasgos institucionales y funcionales más relevantes.

### *Venezuela*

La organización actual del sector eléctrico en Venezuela se caracteriza por constituir una estructura monopolística, con alto grado de integración vertical, importante participación de empresas del sector estatal, que en 1996 abastecieron el 82% del mercado eléctrico<sup>26</sup>.

Las empresas de capital estatal son: EDELCA y CADAPE (ambas de dimensión nacional) y ENELVEN, ENELCO y ENELBAR (Estas últimas de carácter local). Las de capital privado son de carácter local: ELECAR (Electricidad de Caracas), CALEV, ENELCO, ENELBAR, ELEVALL, ELEGGUA, ELEBOL, CALIFE y CALEY.

De las empresas estatales pueden destacarse dos por su importancia:

- EDELCA (Electrificación del Caroní): en 1996 generó el 74% aproximadamente de toda la energía producida en el sistema interconectado.
- CADAPE (Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico): empresa integrada verticalmente, cuenta con sistemas de distribución en todos los estados del territorio nacional.

Las empresas privadas abastecen algunas ciudades importantes del país, destacándose entre ellas Electricidad de Caracas, que cuenta con una estructura verticalmente integrada, con una capacidad de generación que alcanza al 10% nacional, contando con el tercer mercado eléctrico a nivel nacional.

---

26 Ver Marcos Regulatorios; Novedades y Perspectivas de los Reguladores: el Caso de Venezuela. Ing. Alexis Rivero Garrido – FUNDELEC – Revista CIER Diciembre/1997

Durante los años 1995 y 1996, el Gobierno venezolano estuvo analizando la definición de los lineamientos institucionales, técnicos y económicos para el reordenamiento y la regulación de las actividades de la industria eléctrica. Como resultado de dicha tarea, en noviembre de 1996 se publicó el Decreto Presidencial N° 1558.

Continuando dicha labor y ante la necesidad de contar con un marco regulatorio con rango de ley, el Poder Ejecutivo elaboró un Anteproyecto de Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, que en abril de 1998 fue sometido a consideración del Congreso. El Anteproyecto fue recientemente aprobado en el Senado y paso a consideración de la Cámara de Diputados. La definición de esta última mantiene cierto grado de incertidumbre, considerando los resultados de las últimas elecciones regionales. En el ínterin se han realizado pequeñas privatizaciones tales como la venta de una empresa de distribución eléctrica integrada, que abastece a la Isla Margarita, a un consorcio liderado por CMS y las que se prevén para dos áreas de distribución de CADAFE, Monagas y Delta Macuro, que conforman la zona de Senda. Estos procesos son lentos ya que, careciéndose de una ley, el proceso debe contar con el acuerdo de los alcaldes zonales, que son numerosos.

Por otra parte se anuncia la formación de la Empresa Nacional de Transmisión sobre la base de los activos de CADAFE y EDELCA.<sup>27</sup>

En el Informe Regulatorio del presente Estudio se mencionan algunos de los aspectos principales del Anteproyecto de Ley Orgánica del Servicio Eléctrico.

### 3. Intercambios Internacionales de Energía Eléctrica

Se desarrolla en este apartado una sinopsis resumida de las regulaciones y normativas vinculadas a los Intercambios Internacionales, en cada país, la que será estudiada con mayor profundidad en Fase II. Por otra parte el Informe Regulatorio de la presente Fase provee información ampliada sobre estos aspectos.

#### *Argentina*<sup>28</sup>

- La reglamentación vinculada a las nuevas interconexiones está básicamente contenida en la Resolución 21/97 de la Secretaría de Energía y Puertos
- La Importación se considera una oferta adicional que se agrega en el MEM, como un grupo generador virtual
- La Exportación se considera como una demanda adicional que se agrega al MEM en el Nodo Frontera, como una demanda virtual.
- De las dos puntualizaciones precedentes se infiere que el precio nacional es influido por el nivel de transacciones internacionales, ya que estas últimas se agregan a la demanda total, la cual define, conforme a la oferta requerida, el mismo precio marginal tanto para las transacciones nacionales como para las internacionales.

<sup>27</sup> Ver Boletines CIER Junio/Julio y Octubre/Noviembre de 1998.

<sup>28</sup> Ver Importación y Exportación de Energía – Eduardo Hollidge – Jornadas de Actualización sobre el Funcionamiento del MEM – CAMMESA – Noviembre/97

*Bolivia*<sup>29</sup>

- Libre acceso a los mercados y participación

Los Generadores locales pueden vender libremente energía a los países vecinos

No existen limitaciones para las exportaciones de los Agentes Locales o las compras de consumidores de otros países para asegurar el abastecimiento y la calidad del servicio interno.

Los Consumidores No Regulados podrían comprar libremente en mercados vecinos. Según el Artículo 8 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, los Generadores de otros países pueden participar como Agentes del Mercado, siempre que cuenten con una Licencia de Importación de Electricidad, otorgada por la Superintendencia.

Los Consumidores de otros países que tengan las características de los Consumidores No Regulados, podrán participar como Agentes del Mercado, siempre que cuenten con una Licencia de Exportación de Electricidad, otorgada por la Superintendencia.

*Brasil*<sup>30</sup>

Tanto los agentes privados como los estatales pueden realizar intercambios internacionales. La legislación existente y la reestructuración propuesta no imponen límites

- Autorización de los intercambios internacionales
  - ◆ La autorización de la concesión para implantar una conexión internacional es otorgada por la agencia reguladora ANEEL.
  - ◆ Los flujos de las interconexiones serán informados por el agente operador del sistema ONS, en los términos del protocolo suscripto con el país vecino, teniendo como meta la optimización del uso de los recursos energéticos. Los reglamentos para esta operación serán aprobados por la ANEEL.
  - ◆ Existe la proposición de que, en el futuro, la autorización o concesión para la implantación de las interconexiones internacionales sea licitada.
- Libre acceso para los intercambios internacionales.
  - ◆ El libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución fue establecido por ley y ya tiene su reglamentación en Decretos y Resoluciones. Sin embargo esta reglamentación está en proceso de evolución para adecuarla a la reestructuración propuesta.
  - ◆ Los agentes que pueden acceder al sistema de transmisión y distribución son: Generadores, Distribuidores, Comercializadores y Consumidores libres. En el caso de los Generadores, Distribuidores y Comercializadores, ellos deben ser titulares de las respectivas concesiones, permisos o autorizaciones, otorgados por el poder concedente. De esta manera, un agente extranjero, para poder acceder al sistema de transmisión brasileño se deberá constituir como comercializador, con la obtención de la autorización correspondiente.

29 Contestaciones al Cuestionario Regulatorio

30 Contestaciones al Cuestionario Regulatorio

- ◆ En la reglamentación existente de la red, (que será modificada), la restricción es solamente aquella asociada a la capacidad de transporte existente, hasta que la misma sea ampliada.
- ◆ La figura del agente comercializador existe y ya tuvo un primer de reglamentación en el Decreto 2655/98. Los titulares de concesiones o autorizaciones para Generación o Distribución son automáticamente autorizados para la comercialización.

La reglamentación del agente exclusivamente comercializador está siendo elaborada y ANEEL ya publicó una propuesta de Resolución que establece que esta actividad requiere autorización de ANEEL, con las siguientes exigencias:

- Habilitación jurídica
- Regularidad fiscal
- Idoneidad económico - financiera.

La figura del Comercializador es necesariamente distinta de la del transportista.

### *Chile*<sup>31</sup>

Los intercambios regulatorios serán llevados a cabo por agentes privados, en estos momentos bajo el Protocolo Adicional al Acuerdo de complementación Económica N° 16 entre los Gobiernos de Chile y Argentina. En Febrero de 1998 se promulgó "Normas que regulan la Interconexión Eléctrica entre la República de Chile y la República de Argentina". Como un resumen de lo establecido en dicho documento se puede destacar: cada parte fomentará y alentará un régimen jurídico que permita la libre comercialización, exportación e importación de energía eléctrica entre Chile y Argentina; las partes no pondrán restricciones a los generadores y otros agentes del mercado para que exporten al país vecino, sobre la base de su energía física disponible, sea esta propia o contratada; tal antecedente permitirá a los gobiernos considerar las solicitudes y otorgar los respectivos permisos en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento.

- Autorizaciones requeridas.

Según lo establecido en "Normas que regulan la Interconexión Eléctrica entre la República de Chile y la República Argentina", una vez presentados los antecedentes requeridos, son la Secretaría de Energía de la República Argentina y el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de la República de Chile, los que autorizan el intercambio eléctrico.

El Acuerdo Chileno – Argentino establece que los Gobiernos otorgarán en el marco de la legislación de cada país las autorizaciones, licencias y concesiones que sean necesarias para la exportación e importación de energía eléctrica, para la construcción, establecimiento, operación y explotación de los sistemas de transmisión, así como para el transporte de energía eléctrica por redes nuevas o existentes. Los Gobiernos deben permitir los cambios de oportunidad (mercado spot), debiendo desarrollarse la infraestructura necesaria para el intercambio de información y coordinación de la operación física de las interconexiones.

---

31 Contestaciones al Cuestionario regulatorio.

- Mecanismo de licitación para contratos

No está establecido un mecanismo de licitación para los contratos de importación o exportación.

- Libre acceso para intercambios internacionales.

- ◆ ¿Que tipos de agente pueden ser?

No están establecidos los tipos de agente que pueden o no participar en el intercambio, pero si se establece que deben cumplir con la legislación de cada país. En Chile no existen mayores restricciones, salvo que no está contemplada la existencia de Comercializadores.

- ◆ Tipos de límites o restricciones que pudieran tener las transacciones.

En estos momentos, solo se ha especificado que no comprometan el abastecimiento interno. Es un poco general, pero permite interpretarlo como que las restricciones serán mínimas.

- ◆ ¿Existe actualmente la figura del Comercializador?

En Chile, la figura del Comercializador no está contemplada en la Ley ya que, para el abastecimiento de ciertos clientes (consumidores) se requiere contratar potencia firme y para los intercambios spot se debe tener la calidad de generador. Quienes pueden comprar potencia firme y vender a clientes finales son las empresas de distribución.

- Explicar las bases económico – comerciales para las próximas transacciones comerciales

En estos momentos no existe ninguna interconexión entre los sistemas de Argentina y Chile. Solo está en ejecución el proyecto Inter Andes, que corresponde a una central ubicada en Güemes (Argentina) con una línea de 345 kV dedicada al SING de Chile. No dispongo de antecedentes económicos que puedan responder a las consultas planteadas en este punto.

- Pasos y procedimientos requeridos para realizar las obras de transporte de una interconexión internacional.

Aún no está disponible.

### *Colombia*

- En mayo de 1998 se emitió la Res. CREG 057, por la cual se aprobaron disposiciones reglamentarias aplicables a las Interconexiones Internacionales, que complementaron lo dispuesto en la Res. CREG 051 de 1998, sobre expansión del Transporte. Los principales puntos incluidos en la misma son:
- Se define como Interconexión Internacional, el conjunto de líneas y/o equipos asociados, que tengan como uso exclusivo la importación y/o exportación de energía, con independencia del nivel de tensión de operación.



- Las empresas que construyan y operen interconexiones internacionales deberán tener como objeto exclusivo la actividad de Transmisión Nacional, en lo relacionado con el sector eléctrico. A niveles de Tensión inferiores a 220 kV deberán ser de Transmisión Regional o Distribución Local.
- Las importaciones y exportaciones deberán estar representadas por una empresa de Generación y/o Comercialización, constituida en Colombia y registrada en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- El principio de libre acceso aplicable a las redes del SIN es extensivo para las Interconexiones Internacionales.
- Cuando los activos asociados con una Interconexión Internacional pierdan su exclusividad (Importación – Exportación) se considerarán parte del Sistema Nacional, Regional o Local según corresponda.
- Las Interconexiones Internacionales se consideran Activos de Conexión y, como tales, deberán ser remuneradas por el importador y/o exportador de energía que haga uso de las mismas.
- La remuneración de las Interconexiones Internacionales deben ser remuneradas por el importador y/ o exportador que haga uso de las mismas. La remuneración y la asignación de capacidad se acordará libremente, mediante contrato, entre el Transportador y el Importador/Exportador. Los contratos serán de dominio público y podrán ser consultados por terceros interesados.
- En los contratos deberá incluirse una cláusula que prevea la terminación de los contratos, en caso que se produzca una integración de los mercados de energía eléctrica entre los países involucrados.
- Las interconexiones internacionales actualmente existentes deberán acogerse a estas normativas: correspondientes a la Transmisión Nacional, a partir del año 2000, a la Regional o Local, a partir del 2002.

La modificación más sustancial con relación a los intercambios internacionales y la que define probablemente el régimen más avanzado en Sudamérica al respecto, resulta de la Resolución CREG N° 112, del 29 de septiembre de 1998.

Como se ha analizado en el presente Estudio uno de los aspectos sensibles en la regulación de intercambios internacionales, está vinculado al grado de equidad de dichas transacciones. En efecto, una exportación implica una demanda adicional en el país de origen y una oferta adicional en el país de destino.

Si los precios se definen solamente por los costos marginales de ambos diagramas totales resultantes, el precio local del país exportador aumenta, en tanto el precio local del país importador disminuye. Obviamente no parecería justo que un país que está aportando al mejor abastecimiento de otro, reciba como “beneficio” un encarecimiento de sus precios locales.

Teniendo en cuenta para su elaboración este aspecto, así como los diagnósticos y cuantificaciones vinculados, elaborados en el presente Estudio, la Resolución CREG 112/98 aporta importantes soluciones a esta cuestión.

Básicamente se diferencian en ella dos demandas, en lugar de una, como tradicionalmente se considera.

- Demanda doméstica o nacional
- Demanda Internacional.

Coincidentemente con estas dos demandas, se consideran dos tipos de precio diferentes:

- Precio para las Transacciones Internacionales (exportaciones):

En caso de existir demanda internacional, el precio horario de la Bolsa de Energía (Mercado Mayorista) para las transacciones internacionales (exportaciones) es igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva, correspondiente a las plantas generadoras **requeridas para cubrir la demanda total** en el despacho ideal, (sin restricciones de transporte), que no presenten inflexibilidad (imposibilidad de modificar su estado de carga, por rigideces operativas propias, para adecuarlo al despacho óptimo, en el tiempo requerido).

Concurrentemente con ello, la Resolución define la **Demanda Total**, como la que corresponde a la demanda comercial doméstica o nacional, más la demanda comercial internacional.

- Precio para las Transacciones Domésticas o Nacionales:

El precio horario en la Bolsa de Energía para las transacciones domésticas es igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva, correspondiente a las plantas generadoras requeridas para cubrir la **demanda comercial doméstica** en el despacho ideal, que no presenten inflexibilidad.

Cabe señalar que, de acuerdo a la cláusula g), Artículo 6°, de la Resolución CREG 024/95: “Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la Bolsa de Energía.” Con ello no pueden existir operaciones de nivel mayorista, incluidas las internacionales, no sujetas a la normativa general. (Salvo las vinculadas a contratos preexistentes, hasta la fecha estipulada para acogerse a la nueva norma).

Como puede apreciarse la nueva Resolución establece condiciones para que los precios locales mantengan su nivel y no sean afectados por los intercambios internacionales, cualquiera sea la magnitud de estos últimos. Los aspectos relacionados con esta normativa serán desarrollados con mayor amplitud en la Fase II.

### *Ecuador*

Los intercambios internacionales, según el Reglamento de Concesiones y en lo relacionado a la Importación, pueden llevarse a cabo por cualquier distribuidor, gran consumidor o empresa comercializadora.

La exportación de energía únicamente comprenderá los excedentes disponibles después de satisfacer la demanda nacional y asegurada una reserva técnica. Para el efecto se requerirá la autorización del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE.

A la fecha existe una interconexión entre Ecuador y Colombia de 138 kV con capacidad de 40 MW. Sin embargo existen ciertas limitaciones técnicas para el intercambio de dicha potencia, así como de la reglamentación específica de parte de Ecuador, en lo relacionado con importación – exportación. Se considera que en los próximos dos meses se suscribirán contratos de intercambio con agentes de Colombia, en los que se definirán las modalidades spot, término, tarifas, etc. Las transacciones comerciales y técnicas se definirán en la barra frontera.

Para la implantación de la interconexión se conformó una comisión binacional con representantes de INECEL e ISA, quienes definieron las condiciones técnicas a cumplirse en el punto de interconexión, los aspectos relativos a la coordinación de protecciones, y

la elaboración de un manual de procedimientos operativos que regulen el intercambio de energía desde el punto de vista técnico.

Recientemente han comenzado tratativas para una interconexión Ecuatoriana – Peruana.

#### *Paraguay*

- Los intercambios internacionales de energía eléctrica, actualmente solo pueden ser realizados por un organismo dependiente del estado, en este caso la ANDE.
- Todo indica que bajo la nueva regulación del sector eléctrico esto será sensiblemente modificado permitiendo el ingreso de agentes privados.
- Los intercambios internacionales requieren autorización del Gobierno, en este caso del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, el cual sugiere al Poder Ejecutivo, obteniéndose luego el Decreto correspondiente.
- En función de la regulación vigente, la Ley 966/64, el único agente es la ANDE. No existen las figuras del comercializador ni del transportista. Estas dos últimas figuras aparecen en el Anteproyecto de la nueva regulación.
- Las transacciones internacionales actuales se realizan a Convenios de Cooperación Recíproca, los cuales son de carácter general. En caso de existir interés en alguna interconexión en particular, se establecen Notas Técnicas, donde se fijan los precios, modalidades y condiciones del suministro.
- En virtud de la legislación vigente, no existen otros agentes habilitados, por lo que no se puede utilizar la capacidad remanente.
- Históricamente, las transacciones internacionales no fueron objeto de impuestos o cargos adicionales.

#### *Perú*

No existe reglamentación al respecto. Recientemente se ha comenzado a elaborar este aspecto, en función de las tratativas que se están realizando para la Interconexión internacional Peruano – Ecuatoriana.

#### *Uruguay*

Las características normativas de la Interconexión entre Uruguay y Argentina en Salto Grande, se desarrollan en el Capítulo 8.3. En la nueva Ley 16.832 no aparecen cambios respecto a la regulación de Interconexiones Internacionales. En ella se especifican entre los cometidos de UTE, prestar servicios de asesoramiento y asistencia técnica en áreas de su especialidad, en el exterior de la República de Uruguay . Con la aprobación del Poder Ejecutivo puede desarrollar cualquier actividad vinculada a la actividad eléctrica, también en el exterior. En Fase II se desarrollarán más ampliamente los análisis sobre este tema.

## *Venezuela*

La reforma establece algunas pautas para el comercio internacional de energía eléctrica.

Los acuerdos de intercambios internacionales están sujetos a la aprobación del Estado y deben prever que en caso de emergencia, los mismos no se harán en detrimento del servicio nacional.

El CNOSI será el encargado de establecer la programación y coordinar los intercambios de energía y de potencia con otros países, de acuerdo a los contratos suscriptos

### **4. Factores dinamizantes de las Interconexiones Internacionales en la Región**

En el Informe Regulatorio de Fase I, se analizan, posteriormente, tanto los factores históricamente dinamizantes de las interconexiones eléctricas, así como las potenciales barreras a la integración.

Con referencia a los primeros, se mencionan:

- Interconexiones basadas en la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos internacionales, como el caso de Salto Grande, subrayando la vinculación a nivel global de sistemas nacionales que establece la transmisión, originalmente considerada limitadamente para la evacuación eléctrica exclusiva del aprovechamiento. Por otra parte se menciona el reparto equitativo de los beneficios de la interconexión, basado en el precio promedio de los marginales de ambos países.

Se estima que este factor dinamizante conserva su vigencia, considerando mercados cuyos costos marginales de largo plazo superan los de aprovechamientos hidroeléctricos potenciales, la existencia de redes de transporte existentes, en particular en Mercosur y la posibilidad de que los Gobiernos adopten políticas activas para el llamado a licitación de la construcción y explotación de los aprovechamientos por inversores privados.

- Interconexiones internacionales basadas en la disponibilidad de oferta de uno de los países para consumo del otro.
- Interconexiones basadas en la asimetría de disponibilidades de gas entre dos países.
- Interconexiones realizables a partir de las ventajas resultantes de la operación conjunta o coordinada de sistemas nacionales. No parecen existir interconexiones realizadas en base a profundos análisis previos del funcionamiento y/o coordinación de los sistemas nacionales. Ello probablemente requiera un esfuerzo sistémico de organismos gubernamentales y no gubernamentales que alienten iniciativas de inversión privada en estos casos más complejos, pero no menos convenientes, de integración.

### **5. Barreras a la Integración Eléctrica**

El último punto de este Informe preliminar, que será ampliado en Fase II, está destinado a las barreras que pueden obstaculizar la integración eléctrica. En este aspecto como en los precedentes, el análisis de Fase II se propone incluir la totalidad de los puntos de

vista existentes, de manera que el desarrollo sea representativo de todas las opiniones del conjunto, aún en el caso en que ellas no fueran necesariamente coincidentes. Las principales consideraciones son:

- Los análisis de simulación realizados evidencian que interconexiones que producen beneficios globales, pueden provocar perjuicios unilaterales a actores o países, lo que señala la conveniencia de prestar atención a los mecanismos de asignación de los beneficios.
- En caso contrario, los países o actores perjudicados pueden generar resistencias al proceso de integración, no por la carencia de beneficios, sino por la distribución irracional de los mismos.
- Un primer interrogante sería ¿Es posible mantener una asignación de beneficios razonable dentro de los mecanismos de mercado? Una primer respuesta parece proporcionarla la normativa recientemente adoptada en Colombia, en la Resolución CREG N° 112 de septiembre de 1998.
- Como se comentara un aspecto sensible en la regulación de intercambios internacionales está vinculado al grado de equidad de dichas transacciones. Una exportación implica una demanda adicional en el país de origen y una oferta adicional en el país de destino. Si los precios se definen por los diagramas de demanda total de cada uno de los países, el precio local del país exportador aumenta, en tanto el precio local del país importador disminuye. No parecería justo que un país que esta aportando al mejor abastecimiento de otro, reciba como “beneficio” un encarecimiento de sus costos locales.
- Teniendo en cuenta algunos diagnósticos preliminares de este Estudio, la Resolución mencionada aporta importantes soluciones a esta cuestión. Básicamente en ella se diferencian dos demandas, en lugar de una, como tradicionalmente se considera: 1 - la demanda doméstica o nacional; 2 - la demanda internacional. Coincidentemente con estas demandas, se consideran dos precios de oferta en la Bolsa de Energía: el Internacional, correspondiente al diagrama suma (Demanda total: suma de la demanda doméstica y de la internacional) y el Nacional, correspondiente a la demanda doméstica.
- Como consecuencia, la nueva Resolución establece condiciones para que los precios locales mantengan su nivel y no sean afectados por los intercambios internacionales, cualquiera sea la magnitud de estos últimos.
- Análisis ulteriores pueden desarrollarse sobre este tema a nivel de acuerdos internacionales y de la participación y asignación de beneficios de los diversos actores privados. En los análisis de simulación se cuantifica la asignación de beneficios de cinco tipos de actores, intervinientes en las transacciones internacionales.  
 En los análisis futuros, tanto de simulación como regulatorios, será conveniente analizar aspectos tales como a volatilidad de precios spot, efectos en los ingresos de los actores, efectos en los precios de mercado de los países importador y exportador, pagos por capacidad, investigando en ellos soluciones normativas tendientes a optimizar la integración.  
 Otro aspecto se vincula con la optimización del recurso gasífero, considerando dos alternativas diferentes: explotación con planta eléctrica flexible o sistema de contrato “take or pay”.
- La norma antes citada de la CREG obliga a los generadores y comercializadores a participar dentro de la Bolsa de Energía. En Sudamérica existen actualmente vinculaciones internacionales no sujetas ni física ni regulatoriamente al Mercado Mayorista, lo cual parecería inconveniente, pues genera exclusividades inequitativas.
- La necesidad de expandir los sistemas de transporte internacional focaliza la problemática sobre los sistemas de apropiación de costos y determinación de los

beneficiarios que deberán asumir los costos de los mismos. Este tema no parecería tener, hasta el momento, una solución totalmente satisfactoria.

- Aún cuando los operadores privados se muestran activos en detectar buenas oportunidades de negocios, en ocasiones no prima en ellos una visión sistémica sobre dos aspectos: 1) la detección de beneficios de cuantificación más compleja y la permanencia, en el tiempo, de dichos beneficios; 2) la conveniencia y las necesidades del conjunto de actores y de la comunidad.

Parecería conveniente la complementación de la actividad privada con estudios exploratorios de organismos especializados, no gubernamentales y gubernamentales, tales como la CIER, los equipos de despacho de carga y de planeamiento y/o prospectiva, a fin de detectar nuevas oportunidades de integración y transparentar las condiciones de permanencia de sus ventajas.

- En los casos en que la libre disponibilidad del recurso y el libre acceso a los mercados da preeminencia a los operadores privados en las decisiones sobre recursos energéticos no renovables, probablemente sea conveniente que las políticas oficiales regulen los volúmenes de reservas y niveles de producción asignables a la exportación, así como la asignación de costos internos de transporte a la exportación y el consumo doméstico.

En resumen será importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los operadores privados a favor de proyectos de integración energética, atiendan a principios de equidad en la distribución de los costos

## Bibliografía<sup>32</sup>

### 1. Argentina

- 1.1. Prospectiva del Sector Eléctrico. CAMMESA. Secretaría Energía – 1996-1997
- 1.2. Simulaciones de la Operación de Mediano y Largo Plazo 1997 - 2005. CAMMESA. Junio de 1996
- 1.3. Simulaciones de la Operación de Mediano y Largo Plazo 1997 - 2005. CAMMESA. Diciembre de 1996
- 1.4. Programación Estacional. Definitiva. MEM. CAMMESA. Mayo 97 - Octubre 97
- 1.5. Complementos de la Programación Estacional. Definitiva. MEM. CAMMESA. Mayo - Octubre de 1997
- 1.6. Reprogramación Trimestral. MEM. CAMMESA. Febrero - Abril de 1997
- 1.7. Complementos de la Reprogramación Trimestral. Definitiva. MEM. CAMMESA. Febrero - Abril de 1997
- 1.8. Programación Estacional. Definitiva. MEM. CAMMESA. Noviembre 96 – Abril 97
- 1.9. Complementos de la Programación Estacional. MEM. CAMMESA. Nov.96 – Abr.97
- 1.10. Datos Margo. CAMMESA. Prog. Mayo 97 - Octubre 97
- 1.11. Base de Datos Eléctrica. Versión Provisoria. CAMMESA. Marzo de 1997
- 1.12. Generaciones Horarias 1993. 1994-1996. CAMMESA.
- 1.13. Informe Anual 1995. CAMMESA
- 1.14. Informe Anual Provisorio 1996. CAMMESA
- 1.15. Esquema Geográfico Sistema Interconectado Argentino – Uruguayo. Sistema Misionero. Sistema Patagónico. Sur de Paraguay. CAMMESA, Gerencia de Análisis y Control de la Producción. Junio de 1997.
- 1.16. Esquema Unifilar. Sistema Interconectado Argentino – Uruguayo. Sistema Misionero. Sistema Patagónico. Sur de Paraguay. CAMMESA, Gerencia de Análisis y Control de la Producción. Junio de 1997
- 1.17. Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de cargas y el Cálculo de Precios. CAMMESA. Instituto de Economía Energética. 1/4/97
- 1.18. Resolución SE 55/93. Establece tramos horarios (incluye procedimientos)
- 1.19. Importación y Exportación de Energía. Eduardo Hollidge. Jornadas de Actualización sobre el Funcionamiento del MEM-CAMMESA. 11/97.

### 2. Bolivia

- 2.1. La transformación del mercado eléctrico mayorista boliviano (leyes y artículos, cálculo de precios de la energía y la potencia y otros)
- 2.2. Precios Referenciales en el Sistema Interconectado Nacional. Período Mayo-Octubre 1997
- 2.3. Cuadros de proyecciones 1996-2001: demandas mensuales de energía y potencia, transacciones económicas (inyecciones y retiros al sistema troncal interconectado)
- 2.4. Programación Mayo 97 - Abril 98 (información para 1 día de cada semana de ese período): Costos y Unidades marginales horarias, Balances energéticos por bloques horarios y nodos
- 2.5. Cortes de producción y turbinas de gas
- 2.6. Cuadro resumido del Parque hidro-térmico
- 2.7. Ley 1604(12/94) de transformación del Sector Eléctrico

### 3. Brasil

- 3.1. Plano Decenal de Expansão 1997-2006. Grupo Coordinador de Planejamento dos Sistemas Eletricos. Eletrobras. 191 páginas. Dezembro 1996
- 3.2. Plano de Operação para 1997 - Sul/Sudeste-Norte/Nordeste. Grupo Coordinador para Operação Interligada. 197 páginas. Dezembro 1996
- 3.3. Mercado de Energia Eletrica - Ciclo 1996. Brasil. Regiões e Concessionárias. Relatório Analítico. Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Eléctricos. Eletrobras. Volume I, 210 páginas. Vol. II, 119 páginas. Maio 1997.
- 3.4. Ciclo de Planejamento '97. Premissas Básicas. Parecer Técnico. GCPS-CTEM. Maio 1998, 14 páginas.
- 3.5. Gas Natural. Políticas Alternativas. Instituto Liberal. Novembro 1995.
- 3.6. Plano Decenal de Expansão 1998-2007. Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas

32 Comprende la Bibliografía utilizada en el Proyecto CIER 02 – Fase I. Menciones de documentación adicional pueden figurar en referencias específicas de cada capítulo.

- 3.7. Eletricos. Eletrobras. 353 páginas. 1998  
Leyes 8987 y 9074/95, Decreto 2003/96 Expansão 1998-2007. Grupo Coordinador de Planejamento dos Sistemas Eletricos. Eletrobras. 353 páginas. 1998

#### 4. Chile

- 4.1. El Sector Eléctrico de Chile. Comisión Nacional de Energía. 1996  
4.2. Producción de Energía 1987-1996. ENDESA  
4.3. Estadísticas de Operación. 1993-1996. Centro de Despacho Económico de Carga. Sistema Interconectado del Norte Grande  
4.4. Cálculo de Precios de Nudo en el Sistema Interconectado del Norte Grande para la Fijación de Precios de Abril de 1997. Comisión Nacional de Energía  
4.5. Balance Nacional de Energía 1995. Comisión Nacional de Energía. Septiembre de 1996  
4.6. Fijación de Precios de Nudo. Abril de 1997. Sistema Interconectado Central Comisión Nacional de Energía. Abril de 1997  
4.7. Anexo 2. Programa de Operación del Sistema Interconectado del Norte Grande  
4.8. Características Técnicas de las Centrales Generadoras del Sistema Interconectado Central  
4.9. Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte. Diario Oficial del 28-2-85  
4.10. Ley General de Servicios Eléctricos. Asociación de Empresas de Servicios Eléctricos. 13-9-82  
4.11. Cálculo de Precios de Nudo en el Sistema Interconectado del Norte Grande para la Fijación de Precios de Abril de 1998. Comisión Nacional de Energía  
4.13. Estadísticas de Operaciones. 1988-1997 Centro de Despacho Económico de Carga. Sistema Interconectado Centro  
4.14. Normas de Regulación de la Interconexión Eléctrica entre la República de Chile y Argentina. Febrero de 1998.

#### 5. Colombia

- 5.1. Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 1996 - 2010. Revisión 1996. Interconexión Eléctrica S.A. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero-Energética. 1996  
5.2. Situación Energética Modelos de Largo Plazo, Horizonte junio 1997 – abril 2002. Gerencia Centro Nacional de Despacho. Dirección Planeación Energética. 10 de junio de 1997  
5.3. Situación Energética Modelos de Largo Plazo, Horizonte julio 1997-Mayo 2002. Interconexión Eléctrica S.A. Gerencia Centro Nacional de Despacho. Dirección Planeación Energética. 1 de julio de 1997  
5.4. Análisis Energético de Largo Plazo, Horizonte abril '97-Marzo '02. Interconexión Eléctrica S.A. Gerencia Centro Nacional de Despacho. Dirección Planeación Energética. 30 de Abril de 1997  
5.5. Balance de Energía Mensual. Sistema Interconectado Nacional '91-'92-'93-'94-'95-'96 y junio 30/97. Interconexión Eléctrica S.A. 8 de julio de 1997  
5.6. Informe de Operación 1996. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. Marzo de 1997  
5.7. Sector Eléctrico Colombiano. Balance de Energía Eléctrica. Evolución de la Demanda y el Consumo de Energía Eléctrica en el Período Enero-Diciembre 1996. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. Gerencia de Servicios de Información. 14 de julio de 1997  
5.8. Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica en 1996. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero-Energética. Abril de 1997  
5.9. Sistema Interconectado Colombiano. Demandas de Energía y Potencia Acordadas para 1997. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. Gerencia Centro Nacional de Despacho. Diciembre de 1996  
5.10. Anexo 1. Informe de Avance del Plan de Expansión  
5.11. Anexo 2. Reservas Disponibles en Potencia (Mw) Sistema Interconectado Nacional 1991-1996. Ministerio de Minas y Energía. 2 de Noviembre de 1994  
5.12. Anexo 3. Sistema Interconectado Nacional. Informe de Operación, Sistema Interconectado Nacional, ISA. 1991-junio 1997  
5.13. Anexo 4. Sistema Interconectado Nacional. 1996-1997  
5.14. Anexo 5. Ley Eléctrica de Servicios Públicos. Leyes 142 y 143 del 11 de julio de 1994. Asociación de Ingenieros Electricistas de la Universidad Nacional. Noviembre de 1994  
5.15. Anexo 6. Resoluciones 001 y 002. Comisión de Regulación de Energía y Gas. 2 de 1994  
5.16. Anexo 7. Código Comercial (resolución 024 - 13 de julio de 1995). Código de Redes (resolución 025 – 13 de julio de 1995). Ministerio de Minas y Energía. 13/07/95  
5.17. Anexo 8. Resolución 057. Comisión de Regulación de Energía y Gas. 30/07/96  
5.18. Anexo 9. Contrato de Interconexión Eléctrica. EDELCA (Venezuela) ISA (Colombia) 20 de Noviembre de 1992



- 5.19. Anexo 10. Propuesta Inicial de Acuerdo para la Interconexión Colombia-Ecuador. Interconexión Eléctrica S.A. Gerencia Centro Nacional de Despacho. Dirección Coordinación Operación. Mayo de 1997
- 5.20. El Sector Gas en Cifras. Asociación Colombiana de Gas. 1996
- 5.21. Estadísticas de la Industria Petrolera. Empresa Colombiana de Petróleos. 1996
- 5.22. Plan de Expansión de Generación-Transmisión 1998 - 2010. Resumen Preliminar de noviembre de 1998. Interconexión Eléctrica S.A. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)
- 5.23. Resolución 051/98. Relativa a la Expansión del transporte. Comisión de Regulación de Energía y Gas
- 5.24. Resolución 112 de 9/98. Relativa a la Reglamentación de aspectos comerciales de las transacciones internacionales de energía.

## 6. Ecuador

- 6.1. Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Plan de Electrificación 1996-2010. Comisión de Integración Eléctrica Regional Comité Nacional Ecuatoriano. Julio 1997
- 6.2. Sistema Eléctrico Ecuatoriano. CONELEC. Plan de Electrificación 1998-2007. Versión junio 1998
- 6.3. Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano 10/96
- 6.4. Reglamento sustitutivo de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano 10/97

## 7. Paraguay

- 7.1. Informe CIER - CAF. Datos del Paraguay. Administración Nacional de Electricidad. 1997
- 7.2. Ley 966/64 de Organización del Sector Eléctrico Nacional

## 8. Perú

- 8.1. Plan Referencial de Electricidad 1995 (1996-2011)/1996
- 8.2. Anexo con Información de Perú
- 8.3. Tema 1: Aspectos Relevantes de la Operación del SICN (y otros temas)
- 8.4. Fijación de Tarifas en Barra. Mayo-Octubre de 1997. Propuesta al Consejo Directivo. Comisión de Tarifas Eléctricas 8 de abril de 1997
- 8.5. Ley de Concesiones Eléctricas. Decreto Ley 25844/92
- 8.6. Gas Natural. Beneficios para la Industria Peruana. Ministerio de Energía y Minas
- 8.7. Fijación de Tarifas en Barra. Noviembre 1998-Abril 1999. Propuesta al Consejo Directivo. Comisión de Tarifas Eléctricas Octubre 1998. SEG/CTE N° 028-98
- 8.8. Normas Técnicas de Calidad de los Sistemas Eléctricos y Ley Antimonopolios DS 020-97 EM
- 8.9. Plan de Electrificación Nacional MEyM Octubre 1997

## 9. Uruguay

- 9.1. Datos del Sistema Eléctrico Uruguayo. CIER. 21 de julio 1997
- 9.2. Memoria Anual 1996. Movimiento de Energía. Despacho Nacional de Cargas.
- 9.3. Memoria Anual 1996. Anexo Información Económica. Movimiento de Energía. Despacho Nacional de Cargas
- 9.4. Memoria Anual 1994. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas
- 9.5. U.T.E. en Cifras 1996. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas. Gerencia División Organización y Estudios Empresariales. Gerencia Area Planificación y Secretaría Técnica. 5 de Mayo de 1997
- 9.6. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas. Uruguay, su Sector Eléctrico y la Empresa UTE. Octubre, 1997
- 9.7. Ley Orgánica de UTE N° 15031 4/7
- 9.8. Documentos y Antecedentes. Comisión Técnica Mixta de Salto Grande. 1993
- 9.9. Actas de la Comisión de Interconexión con Argentina: 4/5/94; 26/7/96; 27/5/97; y 17/7/97.
- 9.10. Proyecto de Central Térmica en el Litoral. UTE. Octubre 1997.
- 9.11. Interconexión Eléctrica Uruguay-Brasil. UTE. Central Térmica en el Litoral. UTE. Octubre 1997.
- 9.12. Ley Nacional de Electricidad y su reglamento N° 16832 6/97

## 10. Venezuela

- 10.1. Estadísticas consolidadas, año 1996. Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica
- 10.2. Aspectos regulatorios vigentes del sector eléctrico venezolano (proyecto de Ley Eléctrica y Gaceta oficial de la República de Venezuela, decreto N° 1558 de fecha 13.11.96 (marco vigente regulatorio del sector)
- 10.3. Sistema Eléctrico Nacional Pronósticos de energía y potencia eléctrica: Período 1996-2020 (actualización, Enero 1997 e Informe final Mayo 1995)
- 10.4. Evaluación de la oferta de Generación, Período 1996-2005. Actualización. Abril 1997
- 10.5. Información referente al consumo de combustibles en el sector eléctrico nacional (precios del gas según gaceta oficial, gaceta oficial e informe sobre estimación de combustibles en el sector, EDELCA - octubre 1996)
- 10.6.
  - Parque de generación hidrotérmico actual.
  - Datos solicitados del SDDP.
  - Aportes al Embalse de Guri
- 10.7. Descripción del Sistema Eléctrico Venezolano situación en el año 1995. EDELCA, julio 1996
- 10.8. "Evaluación de la Oferta de generación. Período 1996-2005". Comité de Planificación de OPSIS.
- 10.9. Estimación del Consumo de Combustibles en el Sistema Eléctrico Nacional 1996-2006. División de Planificación de Sistemas Eléctricos de EDELCA

## 11. Otra Documentación Utilizada

- 11.1. Comparación de los Sistemas Regulatorios Eléctricos de América del Sur CIER. 6/96.
- 11.2. El Gas Natural en la Política Energética de América Latina y Caribe, Documento de Trabajo – Proyecto E&D-OLADE-CEPAL-GTZ.
- 11.3. OLADE-CEPAL-GTZ Argentina Tendencias de las reservas de Gas. Enero 1998
- 11.4. Artículos diversos de Petroleum Economist
- 11.5. Proceedings – Meeting on Natural Gas and Electric Power Integration in Southern Cone, Septiembre 1997. Montevideo Artículos diversos de Petroleum Economist
- 11.6. La Modernización del Sector Energético en América Latina y Caribe XXVIII. Reunión de Ministros de OLADE, Noviembre 1997. Sudding, Figueroa, Altomonte, Sánchez, Cuevas, Pistonesi y otros.
- 11.7. Seminario Internacional sobre Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico. ENRE de Argentina Noviembre/95
- 11.8. Discurso del Ing. Javier Gutiérrez, Presidente de CIER en la inauguración de las Reuniones del Comité Central y de Altos Ejecutivos de Noviembre de 1997
- 11.9. Diversos Números de Revistas y Boletines de la CIER de los años 96, 97 y 98
- 11.10. FlashCIER 1998
- 11.11. Proyecto UNEP-GEF Economics of GHG Limitations – Estudio de la Región Andina
- 11.12. Informador Energético. Publicación Diaria de Argentina

## **Autoridades, Grupo de Trabajo y Consultores.**

### **CIER – Comisión de Integración Eléctrica Regional**

Ing. Mario Fernando SANTOS  
Presidente

Cra. Ester Beatriz FANDIÑO  
Vicepresidente

Ing. León Darío OSORIO  
Vicepresidente

Ing. Hugo L. RINCÓN SERGENT  
Secretario General

Ing. Antonio VIGNOLO  
Subdirector Ejecutivo

Srta. Elena Castillo  
Secretaría

### **CAF – Corporación Andina de Fomento**

Dr. Enrique GARCÍA  
Presidente Ejecutivo

### **GTMMI – Grupo de Mercados Mayoristas e Interconexiones**

Equipo Coordinador

Ing. Pablo Corredor  
Coordinador de GTMMI

Ing. Silvia Elena Cossio  
Apoyo Coordinación GTMMI

Ing. Rodolfo D'Amado  
Representante de la Secretaría General de CIER

#### **ARGENTINA**

Ing. Ramón Sanz  
Ing. Roberto Gaido

#### **BOLIVIA**

Ing. Rudy Peredo  
Ing. Germán Rocha  
Ing. Osvaldo Quiroga

#### **BRASIL**

Ing. Mario Daher  
Ing. Augusto Lattari Barreto

#### **CHILE**

Ing. Juan Eduardo Vásquez Moya  
Ing. Miguel Vergara  
Lic. Gastón Cáceres  
Ing. Raúl Moreno

#### **COLOMBIA**

Ing. Luis Fernando Aristizábal Gil  
Ing. Mario Emmanuel Tello Pinto

ECUADOR

Ing. Gabriel Argüello Ríos

PARAGUAY

Ing. Osvaldo Román Romei

Ing. Fátima Bogado

PERÚ

Dr. Edelin Piña Pérez

Ing. Rosendo Ramírez

URUGUAY

Ing. Enrique Topolansky

VENEZUELA

Ing. Aída Daboín

Ing. Fidel Pérez

Ing. Oscar Zambrano

**CONSULTORES CONTRATADOS PARA LA PRIMERA ETAPA DEL ESTUDIO**

**Fundación Bariloche – FB. Instituto de Economía Energética – IDEE**

Dr. Carlos Suárez

Presidente FB

Lic Héctor Pistonesi

Presidente IDEE

Lic. Daniel Bouille

Vicepresidente IDEE

Equipo de Elaboración del Estudio:

Ing. Rafael Alfredo Hasson (Coordinador)

Ing. Marco Campolonghi

Ing. Hilda Dubrovsky

Lic. Graciela Hasson

Lic. Roberto Kozulj

Srta. Susana González (Secretaria)

Srta. Paula Pérez (Secretaria)

Sr. Javier Bouille (Asistente Técnico)

**Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica – CEPEL**

Ing. João Carlos Mello

Ing. María Elvira P. Maceira

**Power System Research Inc. – PSRI**

Ing. Mario Pereira

Ing. María Cándida Lima

Ing. Rafael Kelman