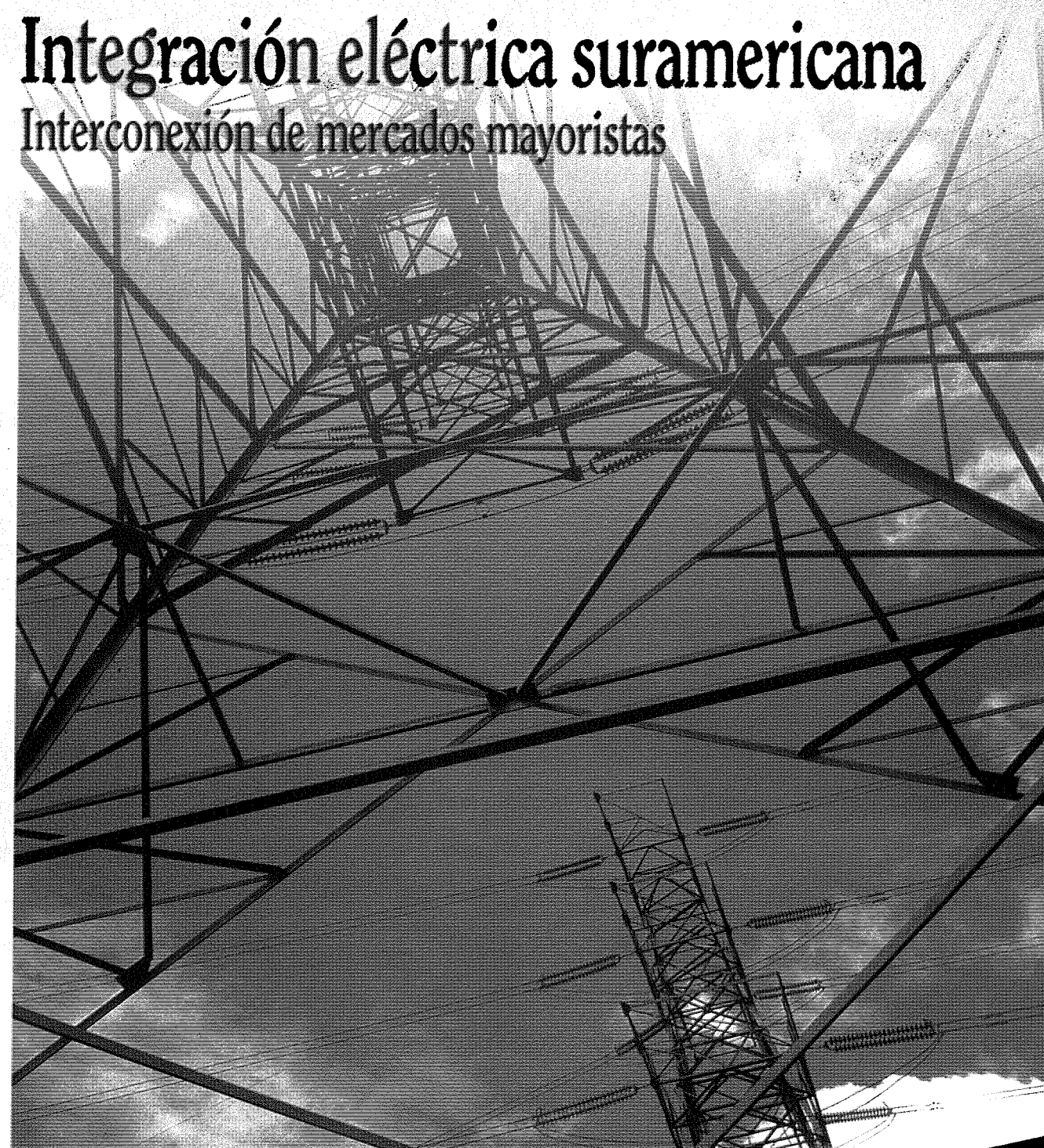


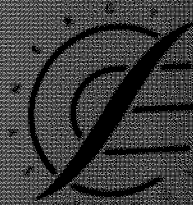
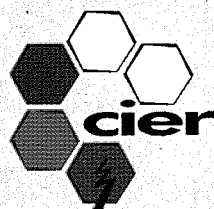
Energía sin fronteras

Integración eléctrica suramericana

Interconexión de mercados mayoristas



Corporación Andina de Fomento



Energía sin fronteras

Integración eléctrica suramericana

Interconexión de mercados mayoristas



CORPORACION ANDINA DE FOMENTO

Bolivia • Colombia • Ecuador • Perú • Venezuela

Brasil • Chile • Jamaica • México • Panamá • Paraguay •

Trinidad and Tobago

Presentación del Presidente Ejecutivo de la CAF

Título: Energía sin fronteras
interconexión eléctrica suramericana

Primera edición: Julio de 2000

ISBN: 958-96691-1-5

El material de este libro fue elaborado por la CIER,
con el patrocinio institucional de la
Corporación Andina de Fomento (CAF) y la Unión Europea
bajo la coordinación de ISA de Colombia y la
Vicepresidencia de Infraestructura de la CAF.

Contacto: Ing. Carlos Romero
Telf.: (582) 209 2334 (Caracas-Venezuela)
E-mail: cromero@caf.com

Dirección y producción editorial:
Unidad de Publicaciones de la CAF
Telf.: (582) 209 2249 (Caracas-Venezuela)
E-mail: mcalvo@caf.com

© Corporación Andina de Fomento
Sede: Caracas-Venezuela
Oficinas de Representación en
La Paz · Quito · Lima · Santafé de Bogotá
E-mail: sede@caf.com
Internet: www.caf.com

Editor:
Lic. Jorge Perea Borda
E-mail: argmace@yahoo.com

Diagramación y armada electrónica:
Formas Digitales
E-mail: celmirodriguez@hotmail.com

Preprensa e impresión:
Editora Guadalupe Ltda
E-mail: guada@col1.telecom.com.co

Santafé de Bogotá, D.C., Colombia, julio 2000

Printed and made in Colombia/Impreso y hecho en Colombia

Al comenzar el siglo XXI, América Latina tiene ante sí desafíos arduos y complejos para insertarse competitivamente en el actual contexto económico mundial, al tiempo de generar bienestar para sus habitantes. La dotación de una adecuada infraestructura física es uno de ellos, por ser pilar fundamental del desarrollo sostenible y de la integración regional, premisas sobre las que se asienta la misión de la CAF.

Para contribuir al logro de un entorno económicamente viable, socialmente equitativo y ambientalmente sostenible, la Corporación está llevando a cabo un ambicioso programa estratégico de infraestructura, de alto contenido integracionista. De este modo –y con una visión integral producto de su experiencia en el tema– la institución se ha convertido en un gran facilitador y vaso comunicante entre sus países accionistas, a los que está contribuyendo a unir estratégicamente a través de conexiones viables, energéticas, fluviales y de telecomunicaciones.

Este apoyo de la Corporación incluye desde prestar asistencia técnica a los gobiernos para facilitar el proceso de identificación de los proyectos, hasta financiar la ejecución de aquellos considerados prioritarios por contribuir al desarrollo nacional y regional, como gasoductos, interconexiones eléctricas y numerosos corredores terrestres para facilitar la unión de los mercados de la Comunidad Andina y el Mercosur.

Adicionalmente —y en cumplimiento de su función catalítica— la CAF realiza operaciones de cofinanciamiento para atraer mayores recursos hacia el sector de infraestructura, especialmente hacia proyectos del área privada; facilita la integración fronteriza; contribuye a prevenir y mitigar los impactos causados por desastres naturales; participa en el capital accionario de varios fondos de inversión y suma fortalezas creando espacios de reflexión e intercambio de tecnología y conocimientos, así como identificando nuevos negocios, inversiones y mercados. Tal es el caso del libro que hoy tienen en sus manos, el quinto de una serie destinada a convertir en realidad el sueño integracionista y construir un futuro en el que nuestros países estén en capacidad de absorber los impactos de la competencia internacional.

Los orígenes de esta obra se remontan a 1997, año en que la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) presentó a la CAF una solicitud de cooperación técnica para financiar parcialmente un estudio de interconexión eléctrica suramericana, en el marco de la integración de mercados, paso necesario para optimizar las complementariedades electroenergéticas de la región. Nuestra institución decidió sumarse a esta iniciativa, en el convencimiento de que la misma contribuirá a elevar los niveles de productividad de los diez principales países de América del Sur —a la fecha, ocho de ellos accionistas de la CAF— al permitirles mejorar la eficiencia productiva y la asignación de recursos dentro del sector; aprovechar mejor las instalaciones y los recursos energéticos existentes y posibles, tanto hidrológicos como de gas natural; operar con menores costos; anticiparse al aumento de la demanda; atraer inversiones y proporcionar un estímulo al desarrollo de los países al aumentar la competitividad del sector.

Hoy los alcances de esa investigación permiten a la CAF contar con una eficaz fuente de información sobre este sector a nivel regional, de la cual surgen oportunidades de negocio a través de la identificación de proyectos y la creación de un mercado eléctrico integrado. En el estudio se reseñaron directrices comunes mínimas de integración, destinadas a eliminar trabas y restricciones; se analizó la confiabilidad de los sistemas eléctricos y las posibilidades de intercambio de energía y potencia; se estimaron los costos marginales; se efectuó un catastro completo de las instalaciones eléctricas, se demostró que mediante la interconexión los países pueden aprovechar en beneficio común las sensibles diferencias hidrológicas de las cuencas y de las cargas horarias y estacionales entre los sistemas eléctricos; y se determinaron los beneficios y oportunidades, así como los obstáculos a vencer para la integración de este mercado, cuyas potencialidades son realmente interesantes.

Este estudio demuestra, en forma pragmática, que la interconexión eléctrica de Suramérica es una oportunidad que los países deben aprovechar al máximo y una posibilidad real donde todos ganan, ya que ofrece atractivas oportunidades de negocio tanto a las empresas productoras y transportadoras de energía como a los nuevos inversionistas. Demuestra que realmente existe una complementariedad hidroeléctrica entre países con características y cuencas hidrográficas distintas. Y lo más importante: nos permite visualizar que, en el largo plazo, la interconexión eléctrica puede reportar indudables beneficios a los consumidores, al bajar las tarifas eléctricas producto del incremento de la competencia, así como generar beneficios económicos ambientales en el contexto del Convenio de Cambio Climático.

Motivada por la necesidad de que los beneficios de la integración alcancen a todos los estratos de la sociedad, la CAF ha decidido patrocinar y distribuir la presente edición que, sin duda, será una útil herramienta de trabajo e información para gobiernos, inversionistas, consultores, entidades especializadas, banqueros y consumidores del servicio eléctrico. Finalmente, deseo extender mis agradecimientos a los distinguidos autores del material aquí recopilado; a los representantes de cada país que aportaron la información recabada; a la CIER por coordinar y llevar a cabo el mencionado estudio; al programa Synergy de la Unión Europea por financiar la segunda etapa del mismo y a todas las personas e instituciones que están aportando su esfuerzo para una efectiva integración energética.

L. ENRIQUE GARCÍA R.

*Presidente Ejecutivo
Corporación Andina de Fomento - CAF*

Mensaje de la Presidente de la CIER

Las transformaciones que el sector eléctrico latinoamericano ha experimentado en la década de los noventa, han estado altamente vinculadas con la crisis que debió enfrentar para atender la demanda de sus mercados a precios que permitieran competir en el marco de la globalización.

El principio teórico subyacente para el diseño de políticas —en el marco de la redefinición del rol de los Estados— es que la eficacia de asignación de los recursos estará íntimamente ligada a la existencia de mercados que actúen en competencia. Prospectivamente, los escenarios que enfrentará América Latina estarán impactados por la globalización, la inestabilidad política y económica de sus países, la fragmentación de la industria eléctrica en el marco de mayor concentración en grupos económicos, el desarrollo tecnológico, el imperativo cuidado del medio ambiente, los requerimientos de calidad y confiabilidad ligados a la satisfacción del usuario/cliente, la presión de la opinión pública y la universalización del servicio, la integración gas/electricidad y la integración energética con la consolidación de bloques regionales. En este contexto se redefine la razón de ser de la integración, desafío de este nuevo siglo.

Si en cada uno de los países sudamericanos se establecieran políticas orientadas a la creación de mercados eficientes, la tendencia natural de estos mercados sería la integración. Una integración concebida en estos términos apuntará al óptimo del conjunto. Sin embargo, si este proceso no cuenta con condiciones globales de transparencia y claridad en las reglas de juego, las tendencias previsibles de sus actores consistirán en la adopción de políticas locales coyunturalmente desviadas del óptimo del conjunto, las estrategias de los privados se dirigirán a la captura de renta con alto riesgo por lo tanto con expectativas de altas tasas y se consagrará un modelo de apropiación de rentas anárquico, ineficiente e inequitativo. El consumidor final será la principal víctima.

En la CIER (Comisión de Integración Energética Regional) estamos convencidos de que hay una mejor forma de encarar los desafíos. Hace 36 años la voluntad de nuestros gobiernos y empresas nos convocó a la tarea de crecer en solidaridad e integrarnos. Los éxitos y las crisis de ese antiguo modelo nos obligaron al cambio de paradigmas. En este nuevo milenio creemos firmemente que la integración de los mercados energéticos en un ambiente de competencia, transparencia y claridad de las reglas de juego, es la vía más adecuada para incrementar los beneficios para nuestros pueblos y las oportunidades de negocios.

En este contexto, los resultados de los estudios de proyectos estratégicos en marcha en la CIER nos han señalado que es imprescindible el debate con participación de todos los actores y, a la vez, avanzar en el análisis de los aspectos regulatorios. Es necesario detectar las barreras regulatorias, repensar las asimetrías a tener en cuenta y trabajar en una propuesta concreta sobre los procedimientos necesarios para traducir esas asimetrías en oportunidades. A los efectos de optimizar los recursos y reducir las inversiones en el desarrollo de la oferta energética, hay que tener en cuenta la alta complementariedad de las curvas de demandas en todos los países.

En línea con estos objetivos —y contando con el soporte técnico de consultores internacionales especializados, del Grupo de Trabajo de la CIER y apoyo financiero de la Corporación Andina de Fomento (CAF) y de la Comunidad Europea (Programa Synergy)— se han ejecutado, entre los años 1997 a 1999, los estudios orientados a los mercados mayoristas y la factibilidad de interconexiones, que por una feliz iniciativa de la CAF, es posible presentarlos en el presente libro. Los positivos resultados demuestran la existencia de altos beneficios para todos los países como consecuencia de la integración eléctrica suramericana.

ESTER BEATRÍZ FANDIÑO

Presidente

Comisión de Integración Energética Regional

Índice

Capítulo I

Introducción	17
1. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL ESTUDIO	18
2. METODOLOGÍA	19
3. CONTENIDO	20
3.1 Análisis de la demanda	20
3.2 Análisis de la oferta	21
3.3 Análisis hidrológico	21
3.4 Análisis del rol y de los precios del gas natural	21
3.5 Análisis de los sistemas aislados e integrados	22
3.6 Marco institucional regulatorio	22
3.7 Análisis de oportunidades de integración	22
3.8 Beneficio ambiental en el contexto del Convenio del Cambio Climático	22
4. CONCLUSIONES	22

Capítulo II

Análisis de la demanda	25
1. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA	26
1.1 Evolución de la demanda	26
1.1.1 Situación económica	26
1.1.2 Demanda eléctrica	27
1.2 Proyecciones de la demanda	28
1.3 Análisis de sensibilidad	31
2. DIVERSIDAD HORARIA Y ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA	35
2.1 Análisis de la diversidad horaria de la demanda	35
2.2 Análisis de la estacionalidad de la demanda	42
3. CONCLUSIONES	44

Capítulo III

Análisis de la oferta 45

1. CARACTERÍSTICAS DEL ABASTECIMIENTO EN 1996, AÑO BASE 46

1.1 Composición y utilización del parque de generación 46

1.2 El uso de combustibles en centrales eléctricas 50

1.3 Indicadores sobre las características operativas de los sistemas 53

1.3.1 *El nivel de reserva disponible* 54

1.3.2 *La compensación térmica disponible* 57

1.4. Contribución de cada país al parque eléctrico suramericano 58

2. LAS TENDENCIAS EN EL EQUIPAMIENTO FUTURO 59

2.1 Argentina 60

2.2 Bolivia 60

2.3 Brasil 61

2.4 Chile 61

2.5 Colombia 62

2.6 Ecuador 62

2.7 Paraguay 62

2.8 Perú 63

2.9 Uruguay 63

2.10 Venezuela 64

3. LA EXPANSIÓN PREVISTA DEL PARQUE DE GENERACIÓN 64

3.1 Evolución del parque de generación. Escenarios alternativos 64

3.2 Indicadores sobre las características del abastecimiento. Escenario medio 71

3.3 Contribución de cada país al parque eléctrico suramericano 74

4. CONCLUSIONES 76

Capítulo IV

Análisis hidrológico 77

1. ANÁLISIS DE LOS CAUDALES DE CADA PAÍS 77

2. ANÁLISIS DE LAS OPORTUNIDADES DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LOS PAÍSES 79

2.1 Complementariedad estacional 79

2.2 Complementariedad anual 81

3. CONCLUSIONES 82

Capítulo V

Análisis del rol y los precios del gas natural 83

1. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN LA ÚLTIMA DÉCADA 83

2. LA DEMANDA DE GAS EN EL FUTURO PRÓXIMO 86

3. LOS PRECIOS DEL GAS 93

4. CONCLUSIONES 95

Capítulo VI

Análisis de los sistemas aislados e integrados 97

1. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS 100

1.1 Estudios aislados 100

1.2 Estudios integrados 106

1.2.1 *Interconexión Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela* 107

1.2.1.1 *Escenario medio, año 2005* 108

1.2.1.2 *Escenario alto, año 2005* 110

1.2.2 *Interconexión Chile-Perú* 112

1.2.2.1 *Escenario medio, año 2005* 112

1.2.2.2 *Escenario alto, año 2005* 113

1.2.3 *Interconexión Brasil-Argentina* 114

1.2.3.1 *Escenario medio, año 2005* 114

1.2.3.2 *Escenario alto, año 2005* 115

1.2.4 *Interconexión Brasil-Uruguay* 116

1.2.4.1 *Escenario medio, año 2005* 116

1.2.4.2 *Escenario alto, año 2005* 117

2. RESUMEN DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES 117

Capítulo VII

Marco institucional regulatorio 119

1. PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN INSTITUCIONAL, REGULATORIA Y PRIVATIZACIONES 119

2. INSTRUMENTOS LEGALES Y REGULATORIOS PARA LAS REFORMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO 122

MARCO INSTITUCIONAL. PRIVATIZACIONES	122
2.1 Argentina	122
2.2 Bolivia	122
2.3 Brasil	123
2.4 Chile	123
2.5 Colombia	123
2.6 Ecuador	124
2.7 Paraguay	125
2.8 Perú	125
2.9 Uruguay	126
2.10 Venezuela	126
3. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	127
3.1 Argentina	127
3.2 Bolivia	127
3.3 Brasil	127
3.4 Chile	128
3.5 Colombia	130
3.6 Ecuador	132
3.7 Paraguay	132
3.8 Perú	133
3.9 Uruguay	133
3.10 Venezuela	133

Capítulo VIII

Análisis de las oportunidades de integración	135
1. BENEFICIOS DE LAS INTERCONEXIONES	136
2. IMPACTO DE LAS INTERCONEXIONES	139
2.1 Comportamientos de los mercados y supuestos regulatorios de la simulación ..	139
2.2 Barreras a la integración eléctrica	142
2.2.1 <i>Impacto sobre los precios en el mercado "spot"</i>	143
2.2.2 <i>Generación de barreras opuestas a la integración</i>	146
2.3 Comparación de los impactos de las interconexiones	147
3. FACTORES DINAMIZANTES DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES EN LA REGIÓN	150
3.1 Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela	150
3.2 Chile-Perú	150

3.3 Argentina-Brasil	151
3.4 Brasil-Uruguay	151
4. IDENTIFICACIÓN DE DIRECTRICES COMUNES PARA FACILITAR LA INTEGRACIÓN	152
4.1 Posibles alternativas regulatorias y alcances de la autoridad pública	152
4.1.1 <i>Transferencias y reasignaciones de ingresos</i>	152
4.1.1.1 <i>Corredor Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela</i>	152
4.1.1.2 <i>Corredor Argentina-Brasil</i>	155
4.1.2 <i>Alcances de la autoridad pública</i>	157
4.1.3 <i>Aspectos adicionales para tener en cuenta</i>	162
4.2 Efecto de las medidas regulatorias sobre la volatilidad de precios	163
5. CONCLUSIONES	165

Capítulo IX

Beneficio ambiental en el contexto del Convenio de Cambio Climático	169
1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA NORMATIVA AMBIENTAL DE LOS PAÍSES SURAMERICANOS	169
2. ESTIMACIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN DE LAS INTERCONEXIONES A LA REDUCCIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES	170
2.1 Metodología	171
2.2 Principales resultados y comentarios	172
3. CONCLUSIONES	176
Anexo 1: Interconexiones eléctricas en Suramérica. Cifras históricas 1970-1998	179
Anexo 2: Bibliografía	187
Anexo 3: Autoridades, grupo de trabajo y consultores	193

Introducción

La globalización de la economía y la vinculación de capital privado en la industria de energía eléctrica han permitido la creación de mercados a nivel nacional, como son los casos de Argentina, Chile, Perú, Colombia, Bolivia y próximamente Brasil. Como consecuencia de esto, se están dando las condiciones para la creación de mercados regionales de energía.

La Corporación Andina de Fomento (CAF), consciente de la importancia de promover la creación de mercados y el desarrollo de las interconexiones entre los países de Suramérica, ha apoyado a la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) en el desarrollo del proyecto denominado “CIER 02-Mercados Mayoristas e Interconexiones”, cuyo objetivo es analizar la viabilidad de la creación de un Mercado Eléctrico Integrado o de posibles submercados para optimizar el uso de los recur-

sos energéticos disponibles de hidroelectricidad y gas natural y la identificación de los corredores electroenergéticos para el funcionamiento físico de los mercados. En este estudio participaron diez países suramericanos: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela.

El Proyecto CIER 02 fue desarrollado en dos fases, ambas contratadas por la CIER y coordinadas y supervisadas por el Grupo de Trabajo de Mercados Mayoristas e Interconexiones, con miembros de los diez países de la región. El financiamiento estuvo a cargo de la CAF, en la primera fase, y del Programa Sinergy de la Comisión Europea (CE), en la segunda fase. Los consultores que elaboraron el estudio pertenecen al Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche (IDEE/FB), al Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica (CEPEL) y a Power Systems Research Inc. (PSRI).

1. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL ESTUDIO

El objetivo básico del estudio es el análisis crítico, a niveles técnicos y operativos, de la viabilidad de crear un mercado único y/o los submercados eléctricos que resulten aptos para potenciar el empleo de los recursos energéticos de la región. Se consideran los siguientes aspectos:

- Evaluación del impacto de la creación de un mercado eléctrico integrado o de posibles submercados en lo relativo al uso de los recursos energéticos disponibles, como la hidroelectricidad y el gas natural.
- Identificación de los corredores energéticos que permitan el funcionamiento de tal mercado.
- Análisis del marco institucional regulatorio para el funcionamiento del mercado integrado.
- Evaluación de la complementariedad hidrológica y climatológica de los principales sistemas hidroeléctricos de Suramérica, existentes y/o posibles.
- Evaluación de los beneficios de la complementariedad hidrológica para mitigar las restricciones o ampliar oferta en las redes eléctricas, al incrementar la disponibilidad y la confiabilidad del suministro eléctrico por las interconexiones, tanto por la optimización de uso del recurso hidráulico como por el mejor empleo del respaldo térmico.

El alcance del estudio, a nivel geográfico es el subcontinente suramericano y, a nivel temporal,

es hasta el año 2010, tomando como año base 1996 y con análisis cada cinco años de las oportunidades y condiciones del horizonte.

Los datos básicos que se deben emplear son los suministrados por la CIER y los países miembros, y cubren los siguientes campos:

- Planes nacionales disponibles energéticos y/o eléctricos y/o de gas.
- Previsiones y estadísticas macroeconómicas de cada país.
- Estudios del mercado eléctrico y gasífero de cada país.
- Datos hidrológicos.
- Instalaciones existentes y planificadas de generación y transmisión de cada país.
- Principales decretos, resoluciones y normas vinculadas a los sectores eléctricos, de gas y ambientales relacionados.

Por lo tanto, 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 provisiones 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. Sin embargo, es de anotar que en algunos países no se dispuso de la totalidad de la informa-

ción, por lo cual se realizaron supuestos de la misma o no se efectuaron los análisis correspondientes.

En forma general, se propone analizar los potenciales beneficios de la integración de los mercados eléctricos suramericanos en el contexto de las transformaciones institucionales y regulatorias en curso en la región. En tal sentido, el análisis costo-efectividad es complementado por la identificación de las barreras regulatorias o institucionales que pudieran oponerse a la construcción de tales interconexiones. El contenido del estudio está orientado a responder las siguientes preguntas:

- ¿Las oportunidades de integración eléctrica en la región se ven potenciadas o disminuidas por el ritmo de crecimiento de la demanda en los mercados eléctricos nacionales?
- ¿La irrupción del gas natural como principal alternativa para la generación eléctrica favorece o restringe las posibilidades de integración eléctrica?
- ¿La variante de generación eléctrica basada en el gas natural es sustentable para la región a largo plazo?
- ¿La integración eléctrica brindará oportunidades de negocios para la realización de nuevos proyectos hidroeléctricos?
- En el contexto regulatorio, ¿cómo impacta la integración eléctrica sobre los riesgos de las empresas eléctricas?
- ¿La integración eléctrica reduce los impactos ambientales globales?

2. METODOLOGÍA

Para analizar la incidencia del ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica sobre las oportunidades de integración eléctrica, se consideran los escenarios de demanda provistos por los países de la región. Así mismo, para cada una de estas proyecciones se entregan las provisiones de la oferta eléctrica. Cabe esperar que la expansión de algunos países en el mediano plazo gire alrededor de la utilización del gas natural.

En el largo plazo se consideran las posibilidades de una configuración de la oferta con mayor participación hidroeléctrica, aun cuando las provisiones nacionales estimen el predominio del gas natural. La búsqueda de estas posibilidades se basa tanto en la identificación de proyectos hidroeléctricos cuya viabilidad depende de la formación de mercados subregionales, como en el análisis de la competitividad del gas en un contexto de sobreutilización que ejerce presiones sobre los recursos y consecuentemente sobre el precio.

Con base en estos escenarios, se identifican los corredores electroenergéticos más promisorios. En cada una de estas interconexiones se realiza, para cada escenario, un estudio de costo-efectividad que compara los costos de las alternativas de interconexión con las correspondientes al mantenimiento de los sistemas aislados. Los menores costos esperados en la alternativa de interconexión se asocian a elementos como la reducción de los costos operativos, el incremento en la confiabilidad del abastecimiento por menor riesgo hidrológico, el aplazamiento de inversiones y la disminución de reservas debido a la diversidad de cargas.

Dadas las características geográficas de la región y las distancias involucradas, así como la topología de los sistemas eléctricos, es aconsejable el análisis separado en dos subregiones: la andina y el sur. Dentro de la región andina existe la posibilidad de interconexiones fuertes entre Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela. La subregión sur quedaría conformada por el grueso del sistema eléctrico de Brasil, Paraguay, Uruguay, Argentina y Chile, área en la cual a la integración eléctrica generada por los aprovechamientos binacionales se agregan ahora nuevas posibilidades de integración energética tanto eléctrica como de gas natural.

Este análisis se complementa con la identificación de las barreras regulatorias que pueden oponerse al aprovechamiento integral de los beneficios potenciales. Adicionalmente, se analiza el impacto que pueden ocasionar los intercambios de energía sobre el funcionamiento de los mercados nacionales y los agentes económicos que en ellos actúan, y se hacen algunas sugerencias acerca de los instrumentos que pueden utilizarse para superar tales obstáculos.

Finalmente, como un elemento de juicio adicional sobre los efectos de la integración eléctrica, se estima la contribución de las interconexiones a la reducción de los impactos ambientales globales.

De acuerdo con las consideraciones anteriores, y basado en el estudio de la CIER, se plantea el desarrollo de los siguientes puntos:

- Análisis de la demanda.
- Análisis de la oferta.
- Análisis hidrológico.

- Análisis del rol y los precios del gas natural.
- Análisis de los sistemas aislados e integrados.
- Marco institucional regulatorio.
- Análisis de las oportunidades de inversión.
- Beneficio ambiental en el contexto del cambio climático.

A continuación se reseñará brevemente el contenido de los diferentes análisis realizados. El desarrollo más detallado se encuentra en los respectivos capítulos del libro.

3. CONTENIDO

3.1 Análisis de la demanda

El objetivo es analizar, a través de las curvas de carga típicas, la diversidad horaria y/o estacional como un beneficio a la integración. Además garantizar la consistencia de los datos, debido a que los resultados de este análisis sirven de base para el estudio de los intercambios y la estimación de los aplazamientos de las inversiones permitidas por la diversidad de carga.

La primera parte de este análisis incluye el examen de la evolución económica de cada país (91/96), 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 consideran, 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 incluyen, así mismo, variaciones de la demanda por impactos en la oferta deriva-

dos de eventos climáticos como fuertes sequías o precipitaciones atribuibles a fenómenos como El Niño, en un subcontinente con generación predominantemente hidroeléctrica.

Respecto a proyecciones futuras, se definen los escenarios más probables y se establecen 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.

Se realiza un análisis de sensibilidad a las proyecciones de demanda hechas por los países, se toman dos escenarios dentro de unos límites razonablemente extremos de variación superior e inferior. Así, el estudio cuenta con tres escenarios: alto, medio o de referencia, y bajo.

En cuanto al análisis de diversidad, se definen 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 es menor que la suma de las máximas individuales no coincidentes. Un análisis similar se realiza para las disponibilidades de energía por diversidad estacional.

3.2 Análisis de la oferta

El objetivo de este análisis es evaluar la estrategia de abastecimiento eléctrico y detectar las posibilidades en un escenario de largo plazo. En el caso de las proyecciones de oferta que le asignen un rol determinante al gas natural, se analiza el

impacto de tal estrategia sobre el mercado del gas natural.

Para simular la operación de los sistemas eléctricos suramericanos y evaluar los impactos de la conformación de un mercado suramericano de electricidad, se analizan las características de la oferta eléctrica en los diez países en los sistemas nacionales interconectados, dado que en 1996 las áreas aisladas de cada país sólo representaban el 2% de la generación eléctrica del servicio público de electricidad en Suramérica.

Se realiza un análisis de sensibilidad a la oferta. De la gran cantidad de escenarios disponibles se seleccionan, dentro de unos rangos superior e inferior razonables, dos escenarios adicionales al tomado como más probable entre los países (alto y bajo).

3.3 Análisis hidrológico

El objetivo de este análisis es evaluar los datos históricos de los caudales y ajustar un modelo estocástico multivariado que tome en cuenta la estacionalidad, la correlación espacial y la correlación serial de los caudales.

Se analizan las series históricas de caudales de los diez países de la región, realizando tanto un análisis individual como un análisis de las oportunidades de complementariedad entre los países.

3.4 Análisis del rol y de los precios del gas natural

El objetivo es analizar el papel del gas natural en las estrategias de abastecimiento eléctrico, consi-

derando los niveles e incorporaciones de reservas, los precios y los proyectos en curso en los países suramericanos.

3.5 Análisis de los sistemas aislados e integrados

El objetivo de este análisis es determinar el beneficio de las interconexiones en términos de reducción de los costos operativos, mejora de confiabilidad de suministro, reducción de los riesgos de racionamiento, aplazamiento de inversiones y disminución de reservas.

Para determinar estos beneficios se hace la simulación operativa del sistema en diferentes escenarios hidrológicos. La política de cada sistema se calcula para dos modos operativos: el coordinado y el integrado. En el modo coordinado la política operativa de cada país se calcula en forma separada, y los intercambios en cada etapa se hacen con base en los costos marginales de corto plazo. En el modo integrado la política operativa de todos los sistemas se calcula en conjunto, de manera que se minimicen los costos operativos globales.

3.6 Marco institucional regulatorio

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

Así mismo, se analiza para cada uno de los diez países los principales instrumentos regulatorios e institucionales sancionados para implantar las

reformas, la estructura y autoridades del marco institucional actual y el grado de avance en las privatizaciones.

3.7 Análisis de oportunidades de integración

Se analizan los beneficios, los impactos, las barreras y los factores históricamente dinamizantes de las interconexiones; además se identifican las directrices, principalmente las regulatorias que facilitan la integración.

3.8 Beneficio ambiental en el contexto del Convenio del Cambio Climático

El objetivo es estimar la contribución de las interconexiones a la reducción del impacto ambiental global.

Se hace una introducción a la problemática ambiental del sector eléctrico suramericano, presentando un análisis preliminar de la normativa ambiental de los países de la región vinculada a la actividad y realizando una estimación de la contribución de las interconexiones a la reducción de emisiones de gases termoactivos.

4. CONCLUSIONES

Si bien los países suramericanos han tratado de aprovechar las oportunidades de integración eléctrica, a través de la explotación de recursos hidroeléctricos compartidos y mediante la complementación eléctrica en áreas fronterizas, el comercio de electricidad en la región es muy restringido en comparación con las oportunidades disponibles. Las grandes distancias involucradas, la falta de conformación de redes nacionales lo sufi-

cientemente enmalladas, así como razones estratégicas y regulatorias han impedido hasta ahora una mayor integración eléctrica de estos países.

En Suramérica existe un gran potencial de integración energética que ofrece importantes oportunidades de negocio, tanto a las empresas productoras y transportadoras de energía existentes en la región como a los nuevos inversionistas. Dichas oportunidades de negocio, además de ser rentables para quienes participen, permitirán en el largo plazo -mediante el incremento de la com-

petencia- que las tarifas de la energía sean menores para los consumidores.

Los resultados obtenidos en el contexto de este proyecto permiten afirmar que existen grandes ventajas en la integración eléctrica regional, ofreciendo oportunidades de reducir los costos operativos de los sistemas eléctricos mediante una mayor y más fuerte interconexión entre los sistemas nacionales, partiendo de las condiciones previstas para el abastecimiento en los próximos años y potenciando el empleo de los recursos energéticos de la región.

Análisis de la demanda

El estudio de demanda se ha realizado a nivel de la energía y potencia enviadas a la red. Los diagnósticos y proyecciones comprenden los sistemas interconectados o interconectables significativos del servicio público, sin incluir las localidades aisladas de pequeña magnitud.

Los análisis de previsión de demanda eléctrica, elaborados para los diez países suramericanos, cubren un amplio y diversificado espectro metodológico: métodos de extrapolación de la tendencia histórica en función del tiempo; modelos autónomos; modelos econométricos condicionados a variables explicativas principalmente macroeconómicas; métodos analíticos con un grado mayor de desagregación y de variables que posibilitan considerar variaciones estructurales mediante procesos de simulación; metodología de escenarios que consideran diferentes aspectos nacionales futuros, de carácter más global, no limita-

dos a una relación rígida y exclusiva con uno o más indicadores económicos; y métodos mixtos.

Además de la diversidad metodológica se consideraron otros aspectos como:

- 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 supuestas 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 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 extraterritoriales, de políticas de uso racional, disminución de pérdidas, grado de 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 que no varían las demás condiciones, un aumento de la demanda tiende a incrementar la escasez y, consecuentemente, los precios y probablemente los costos eléctricos. Por supuesto, una reducción tiende a producir efectos contrarios. Ello implica que la factibilidad de una interconexión puede variar según la hipótesis de demanda que se considere, la que puede tornarla tanto viable como inviable, según el caso.

Si bien el análisis se realiza en torno a un escenario medio o de referencia, es importante destacar que se llevan a cabo sensibilidades con hipótesis alternativas a las de referencia que sirven de base al procesamiento de simulaciones y análisis costo-efectividad de las interconexiones, para estos es-

cenarios de demanda alternativos¹ y no solamente para las proyecciones de referencia.

1. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS PLANES NACIONALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA

1.1 Evolución de la demanda

1.1.1 Situación económica

En el año base (1996) Argentina (superado el "efecto tequila") volvió a registrar una tasa positiva de crecimiento, aunque ésta 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 por Brasil, Chile y Colombia, así como también a evitar problemas relacionados con la balanza 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 sólo superado por Chile y, por otra parte, Venezuela fue el único que registró una tasa negativa (-1,4%), aun 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 regionales de mercancías. Estas 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 altos 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.

En 1998 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, Taiwán y Corea. Estos cambios monetarios en los llamados "tigres asiáticos", tradicionalmente exportadores, presionaron sobre la Bolsa de Hong Kong, convirtiendo 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.

1.1.2 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 1.000 kWh/habitante, Venezuela, Brasil, Chile, Uruguay y Argentina; menores de 1.000 kWh/habitante, Colombia, Paraguay, Ecuador, Perú y Bolivia. Estos valores

aún son bajos respecto a los consumos per cápita de Canadá (20.904 kWh), Noruega (23.830 kWh), Estados Unidos (12.977 kWh), Japón (8.074 kWh), Bélgica (7.904 kWh), Francia (7.508 kWh) y España (4.368 kWh).

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 presenta 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.

El crecimiento de la demanda eléctrica suramericana ha tenido un ritmo moderado. La tasa anual promedio del conjunto de países alcanzó un valor de 4,6% anual para el consumo de energía medido a nivel de usuarios finales (facturación) del servicio público, en el período 1991/96, según datos de la CIER.

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

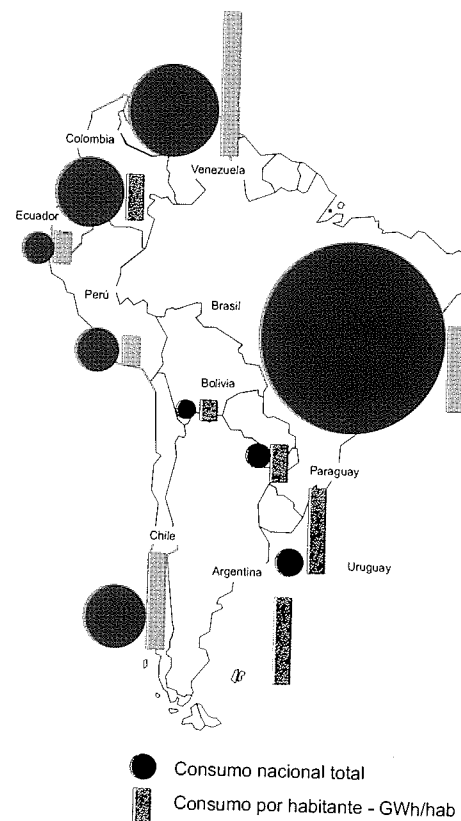
Tasas superiores al 8%: Chile (15,3% y 10,3% con y sin transferencia de autoproducción), Paraguay

¹ Estos procesamientos se hacen extensivos también a los escenarios alternativos de oferta.

con 8,8% 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% (considerando usuarios interrumpibles, 4,7%), Colombia (3,4%) y Venezuela (3,5%).

A nivel sectorial, para el período 1991/96 se registraron tasas de crecimiento 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%). Esta disminución del sector productivo se refleja en una pérdida del 3,3% en su participación, que pasó del 48,7% en 1991 al 45,4% en 1996.

Mapa 1
Consumos eléctricos nacionales y consumos por habitante en 1996



Al relacionar el crecimiento medio del PIB para Suramérica entre 1991/96, del 3,8%, con su similar para energía eléctrica de 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. Aun cuando el crecimiento más acentuado de la energía es habitual en los diagnósticos, ello no es siempre así, sino que depende 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.

1.2 Proyecciones de la demanda

Este análisis se basó 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 demanda en energía y potencia para el escenario medio o de referencia se incluyen en el Cuadro 2.1 y en el Cuadro 2.2 para los cortes 1996, 2000, 2005 y 2010. Las proyecciones comprenden los sistemas interconectados o interconectables significativos; se ha considerado el aporte neto de aquellos autogeneradores que proveen a la red pública, sin incluir las localidades aisladas de magnitud pequeña ni tampoco la autoproducción, sino solamente el servicio público.

Como resultado de las proyecciones nacionales de energía, la tasa para el total suramericano hacia el 2010 tiene un valor de 4,8% anual acumulativo para todo el período 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%), Bolivia (7,1%), Paraguay (6,2%) y Perú (5,9%); y
- Menores a la tasa del conjunto: Argentina (4,7%), Brasil (4,5%), Colombia (4,1%), Uruguay (3,6%) y Venezuela (3,7%).

Los valores para Suramérica se ilustran en el Gráfico 2.1. Las diferentes tasas de crecimiento previstas para cada país no modifican el importante crecimiento del consumo regional, similar al histórico, prácticamente impuesto por Brasil.

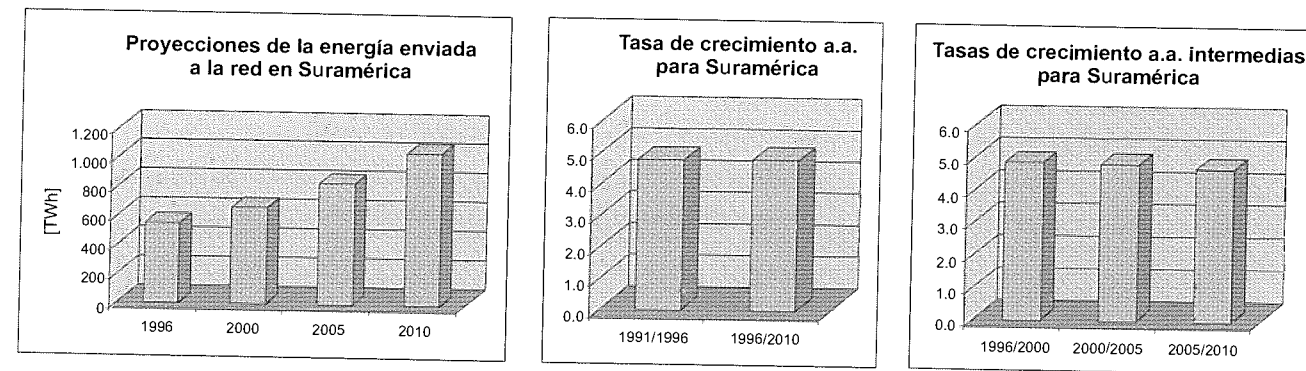
Cuadro 2.1. Demanda de energía. Escenario medio

Unidad de Análisis	1996 GWh	2000 GWh	2005 GWh	2010 GWh
Argentina	65.740	78.091	98.949	125.475
Bolivia	2.775	3.689	5.165	7.244
Brasil	300.126	360.509	449.590	558.653
Chile	27.648	39.489	55.998	80.260
- SIC	22.083	30.508	45.636	68.306
- SING	5.565	8.981	10.362	11.954
Colombia	42.096	47.014	59.558	74.304
Ecuador	8.485	12.236	16.723	22.915
Paraguay	4.515	6.077	8.331	10.490
Perú	15.053	17.944	26.812	33.641
- SICN	12.713	14.636	21.828	27.495
- SISUR	2.340	3.308	4.984	6.146
Uruguay	6.466	7.803	9.302	10.545
Venezuela	71.954	84.282	100.021	120.113
Suramérica	544.858	657.134	830.449	1.043.640

Cuadro 2.2. Demanda de potencia. Escenario medio

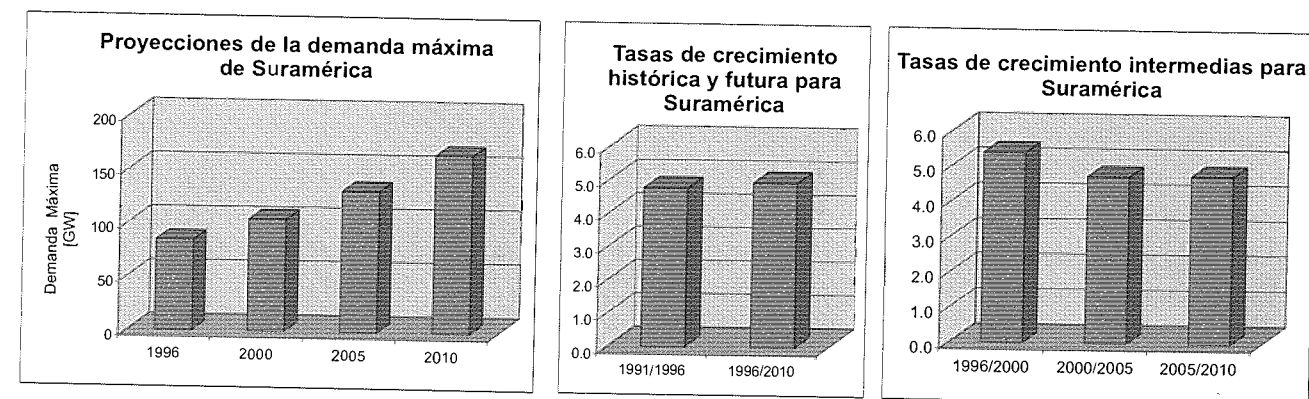
Unidad de Análisis	1996 GWh	2000 GWh	2005 GWh	2010 GWh
Argentina	11.755	13.978	17.746	22.544
Bolivia	540	709	991	1390
Brasil	44.594	55.580	68.983	86.270
Chile	4.244	6.037	8.618	12.422
- SIC	3.497	4.831	7.227	10.817
- SING	747	1.206	1.391	1.605
Colombia	7.192	7.978	10.024	12.300
Ecuador	1.636	2.297	3.072	4.109
Paraguay	862	1.119	1.484	1.842
Perú	2.344	2.712	3.998	5.073
- SICN	1.988	2.230	3.275	4.185
- SISUR	356	482	723	888
Uruguay	1.269	1.536	1.831	2.075
Venezuela	9.943	12.236	15.451	17.493
Suramérica	84.379	104.182	132.198	165.518

Gráfico 2.1 Proyecciones de la energía enviada a la red



En el Gráfico 2.2 se incluyen los valores de demanda máxima de potencia. Para ello se consideran los factores de carga de cada país.

Gráfico 2.2 Proyecciones de la demanda máxima



Como combinación de las proyecciones de demanda en energía y potencia se ha obtenido como resultado un factor de carga suramericano descendente de 73,7% en 1996, a 72,0% en el 2010. Esto debido, en general, a que las proyecciones

nacionales indican una disminución en la participación del sector industrial (Gráfico 2.3), la cual define en gran medida un nivel más elevado del factor de carga. La participación de cada país en la demanda se muestra en el Gráfico 2.4.

Gráfico 2.3 Participación sectorial en el consumo eléctrico suramericano

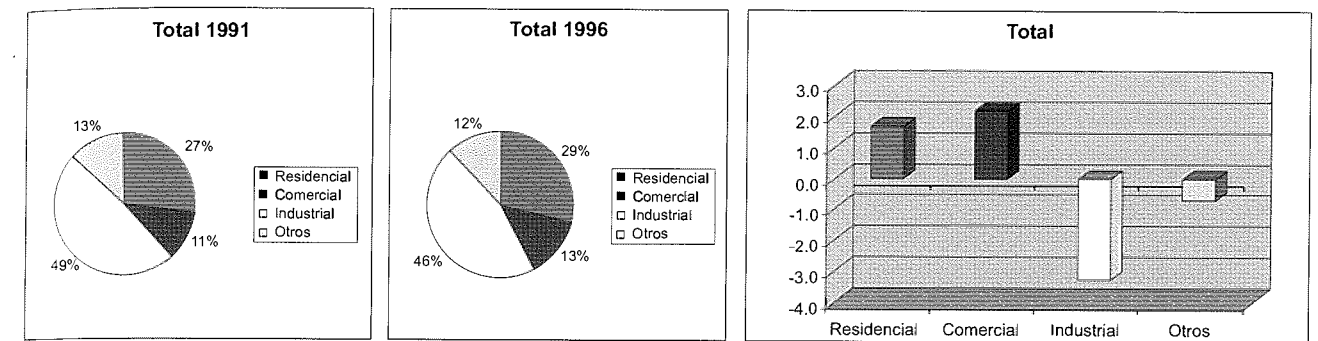
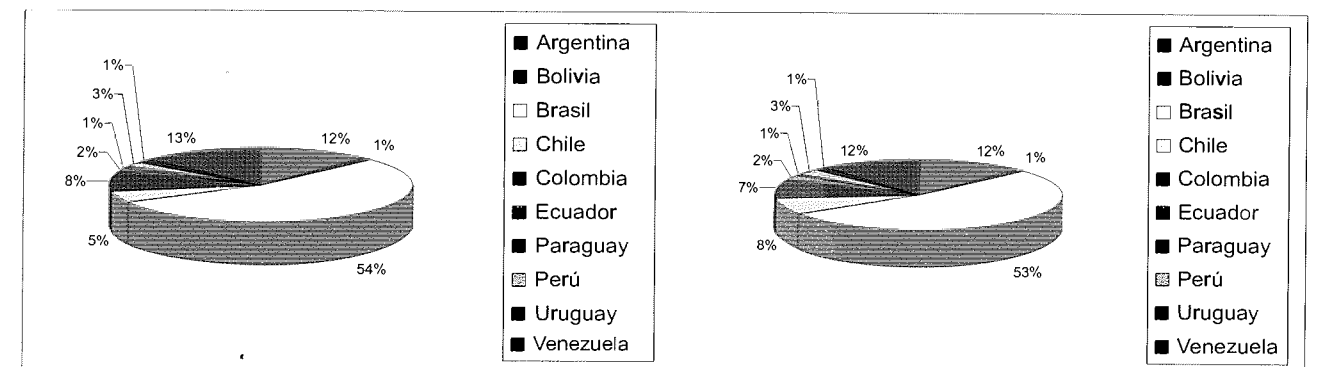


Gráfico 2.4 Estructura de la demanda 1996 y 2010. Escenario medio



Puede observarse que para el escenario medio, prácticamente se mantiene la estructura de la demanda por países. El cambio más notorio se produce con Chile, que aumenta su participación en un 3% entre 1996 y el 2010. Por su parte, Brasil (supera el 50% de la demanda de la región), Venezuela y Colombia, reducen su participación en un 1% cada uno.

1.3 Análisis de sensibilidad

En los Cuadros 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6 se presentan los valores correspondientes a las proyecciones de demanda de energía y potencia para los escenarios alto y bajo.

Cuadro 2.3 Demanda de energía. Escenario alto

Unidad de Análisis	1996 GWh	2000 GWh	2005 GWh	2010 GWh
Argentina	65.740	82.872	105.241	133.701
Bolivia	2.775	3.786	5.537	8.098
Brasil	300.126	373.215	490.093	643.574
Chile	27.648	42.156	62.579	94.016
- SIC	22.083	31.748	49.979	78.678
- SING	5.565	10.408	12.600	15.338
Colombia	42.096	47.558	63.205	83.407
Ecuador	8.485	12.742	18.205	23.050
Paraguay	4.515	6.832	9.954	12.587
Perú	15.053	19.267	25.843	34.689
- SICN	12.713	16.140	21.395	28.363
- SISUR	2.340	3.127	4.448	6.326
Uruguay	6.466	7.803	9.612	11.519
Venezuela	71.954	86.465	108.787	136.874
Suramérica	544.858	682.696	899.056	1.181.515

Cuadro 2.4 Demanda de energía. Escenario bajo

Unidad de Análisis	1996 GWh	2000 GWh	2005 GWh	2010 GWh
Argentina	65.740	74.395	87.716	103.501
Bolivia	2.775	3.689	5.165	7.244
Brasil	300.126	355.991	440.667	545.482
Chile	27.648	37.394	49.972	67.342
- SIC	22.083	28.946	40.599	56.942
- SING	5.565	8.448	9.373	10.400
Colombia	42.096	46.324	57.116	68.875
Ecuador	8.485	12.236	16.723	20.172
Paraguay	4.515	5.660	6.714	7.562
Perú	15.053	17.312	20.841	25.091
- SICN	12.713	14.566	17.468	20.948
- SISUR	2.340	2.746	3.373	4.143
Uruguay	6.466	7.430	8.375	9.264
Venezuela	71.954	83.209	99.785	119.662
Suramérica	544.858	643.640	793.074	974.195

Cuadro 2.5 Demanda de potencia. Escenario alto

Unidad de Análisis	1996 MW	2000 MW	2005 MW	2010 MW
Argentina	11.755	14.848	18.881	24.017
Bolivia	540	751	1.097	1.605
Brasil	44.594	55.637	71.660	95.075
Chile	4.244	6.475	9.668	14.594
- SIC	3.497	5.027	7.915	12.460
- SING	747	1.448	1.753	2.134
Colombia	7.192	7.972	10.480	13.585
Ecuador	1.636	2.399	3.351	4.646
Paraguay	862	1.251	1.741	2.177
Perú	2.344	2.999	4.009	5.361
- SICN	1.988	2.525	3.347	4.437
- SISUR	356	474	662	924
Uruguay	1.269	1.536	1.892	2.267
Venezuela	9.943	11.980	15.123	19.091
Suramérica	84.379	105.848	137.902	182.418

Cuadro 2.6 Demanda de potencia. Escenario bajo

Unidad de Análisis	1996 MW	2000 MW	2005 MW	2010 MW
Argentina	11.755	13.308	15.722	18.584
Bolivia	540	709	991	1.390
Brasil	44.594	53.580	65.026	81.038
Chile	4.244	5.718	7.687	10.413
- SIC	3.497	4.584	6.429	9.017
- SING	747	1.134	1.258	1.396
Colombia	7.192	7.779	9.529	11.315
Ecuador	1.636	2.146	2.738	3.504
Paraguay	862	1.049	1.230	1.370
Perú	2.344	2.691	3.239	3.899
- SICN	1.988	2.277	2.731	3.275
- SISUR	356	414	508	624
Uruguay	1.269	1.462	1.593	1.763
Venezuela	9.943	11.498	13.789	16.536
Suramérica	84.379	99.940	121.544	149.812

La participación de los países en los escenarios alto y bajo es igual a la del medio. En el Cuadro 2.7 se indican los rangos de variación o desviación de cada escenario en el año 2010 con relación al de referencia, expresados en porcentajes de este último. Se presentan también las amplitudes totales de variación entre los escenarios alto y bajo para cada uno de los países.

Por otra parte, se proporciona la tasa media anual acumulativa de cada proyección en el lapso 1996-2010, la que puede tener pequeñas diferencias con las establecidas en el plan correspondiente de cada país, en el caso de que su cálculo comience en un año base diferente.

Cuadro 2.7 Desviación respecto al escenario medio y tasas 1996 - 2010

País	Escenario	Desvío 2010 respecto Medio - En %	Tasa media 1996-2010 a.a. - En %	Proyecciones en Energía	
				Año 1996 GWh	Año 2010 GWh
Argentina	Alto	6,6	5,2	65.740	133.701
	Medio de Referencia	0,0	4,7	65.740	125.475
	Bajo	-17,5	3,3	65.740	103.501
Bolivia	Alto	11,8	7,9	2.775	8.098
	Medio de Referencia	0,0	7,1	2.775	7.244
	Bajo	0,0	7,1	2.775	7.244
Brasil	Alto	15,2	5,6	300.126	643.574
	Medio de Referencia	0,0	4,5	300.126	558.653
	Bajo	-2,4	4,4	300.126	545.482
Chile	Alto	17,1	9,1	27.648	94.016
	Medio de Referencia	0,0	7,9	27.648	80.260
	Bajo	-16,1	6,6	27.648	67.342
Colombia	Alto	12,3	5,0	42.096	83.407
	Medio de Referencia	0,0	4,1	42.096	74.304
	Bajo	-7,3	3,6	42.096	68.875
Ecuador	Alto	0,6	7,4	8.485	23.050
	Medio de Referencia	0,0	7,4	8.485	22.915
	Bajo	-12,0	6,4	8.485	20.172
Paraguay	Alto	20,0	7,6	4.515	12.587
	Medio de Referencia	0,0	6,2	4.515	10.490
	Bajo	-27,9	3,8	4.515	7.562
Perú	Alto	3,1	6,1	15.053	34.689
	Medio de Referencia	0,0	5,9	15.053	33.641
	Bajo	-25,4	3,7	15.053	25.091
Uruguay	Alto	9,2	4,2	6.466	11.519
	Medio de Referencia	0,0	3,6	6.466	10.545
	Bajo	-12,1	2,6	6.466	9.264
Venezuela	Alto	14,0	4,7	71.954	136.874
	Medio de Referencia	0,0	3,7	71.954	120.113
	Bajo	-0,4	3,7	71.954	119.662
Suramérica	Alto	13,2	5,7	544.858	1.181.515
	Medio de Referencia	0,0	4,8	544.858	1.043.640
	Bajo	-6,7	4,2	544.858	974.195

Como resultado de las proyecciones nacionales de energía las tasas resultantes para el total suramericano hacia el 2010 tienen un valor de 4,8% para el escenario medio y de 5,7% y 4,2% anual acumulativo para todo el período para los escenarios alto y bajo, respectivamente. Prácticamente en los tres escenarios la demanda del año 2010 es aproximadamente el doble de la del año base.

2. DIVERSIDAD HORARIA Y ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA

2.1 Análisis de la diversidad horaria de la demanda

Las demandas máximas de los diez países suramericanos no son coincidentes. Ello significa 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 demandas máximas, que puede fluctuar entre lapsos de una hora y un año, se denomina 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*. Esta potencia ofertable se define como disponibilidad. En la hora en que se registra su máxima la disponibilidad de un país se anula.

Este es un análisis simplificado. 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 acota el riesgo de análisis, disminuyendo la extensión del período que abarca el mismo. Por ello se han considerado períodos de extensión estacional menores que los anuales.

La extensión territorial de Suramérica 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 que las diferencias estacionales llegan a ajustarse a 4 husos diferentes: -2, -3, -4, -5, a partir de Greenwich.

Teniendo en cuenta que la mayoría de países se encuentra en el hemisferio sur, se consideró para el verano los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y abril. Y para el invierno los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

Es importante anotar 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 corrimien-

to relativo de su hora nacional respecto de la de los países restantes (Cuadro 2.8).

Cuadro 2.8 Horas de demanda máxima y husos horarios para invierno y verano

País	Hora Dmax sin corrección por huso invierno	Hora Dmax sin corrección por huso verano	Huso invierno	Huso verano
Argentina	20	22	-3	-3
Bolivia	19	20	-4	-4
Brasil	19	21	-3	-2
Chile	20	23	-4	-3
Colombia	21	20	-5	-5
Ecuador	19	19	-5	-5
Paraguay	18	21	-4	-3
Perú	19	20	-5	-5
Uruguay	20	21	-3	-3
Venezuela	20	20	-4	-4

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 Suramérica más cercano a Greenwich, inicialmente considerado el -3. Sin embargo, Brasil llega a utilizar, también, el huso -2, en la estación de verano. Dado que la referencia adoptada no invalidaba el análisis, se mantiene la misma, corriendo lógicamente el diagrama de verano de Brasil en una hora.

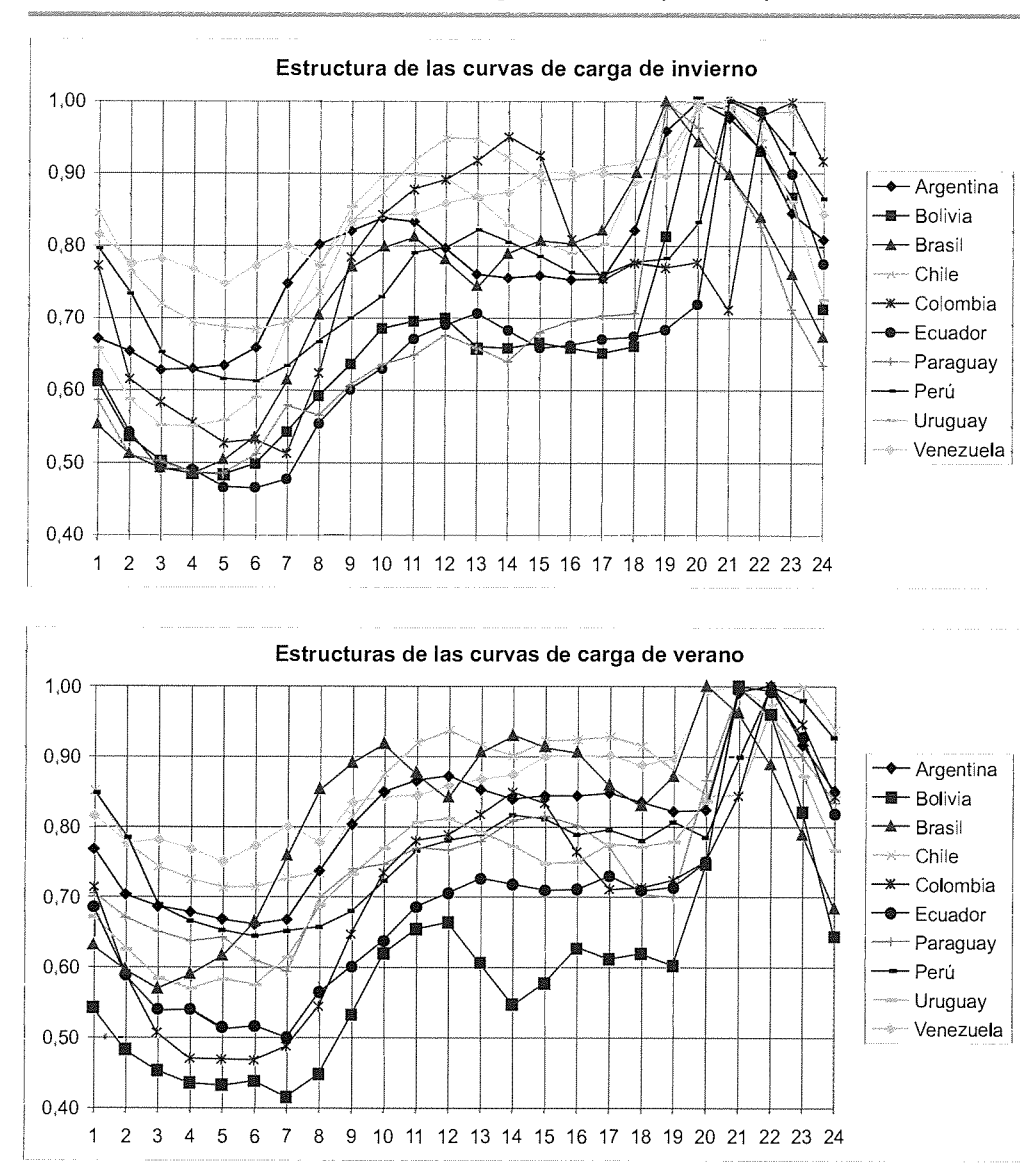
En el Gráfico 2.5 pueden apreciarse las estructuras de los diagramas de cargas de días hábiles típicos de cada estación, verano e invierno², expresadas en porcentaje de la máxima de invierno

(mayo-octubre) o de verano (noviembre-abril), 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.

En el Gráfico 2.6 se presentan las disponibilidades horarias totales en 1996 en invierno y verano. Ellas surgen por la 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.

² Los terceros miércoles de enero y julio, salvo feriado.

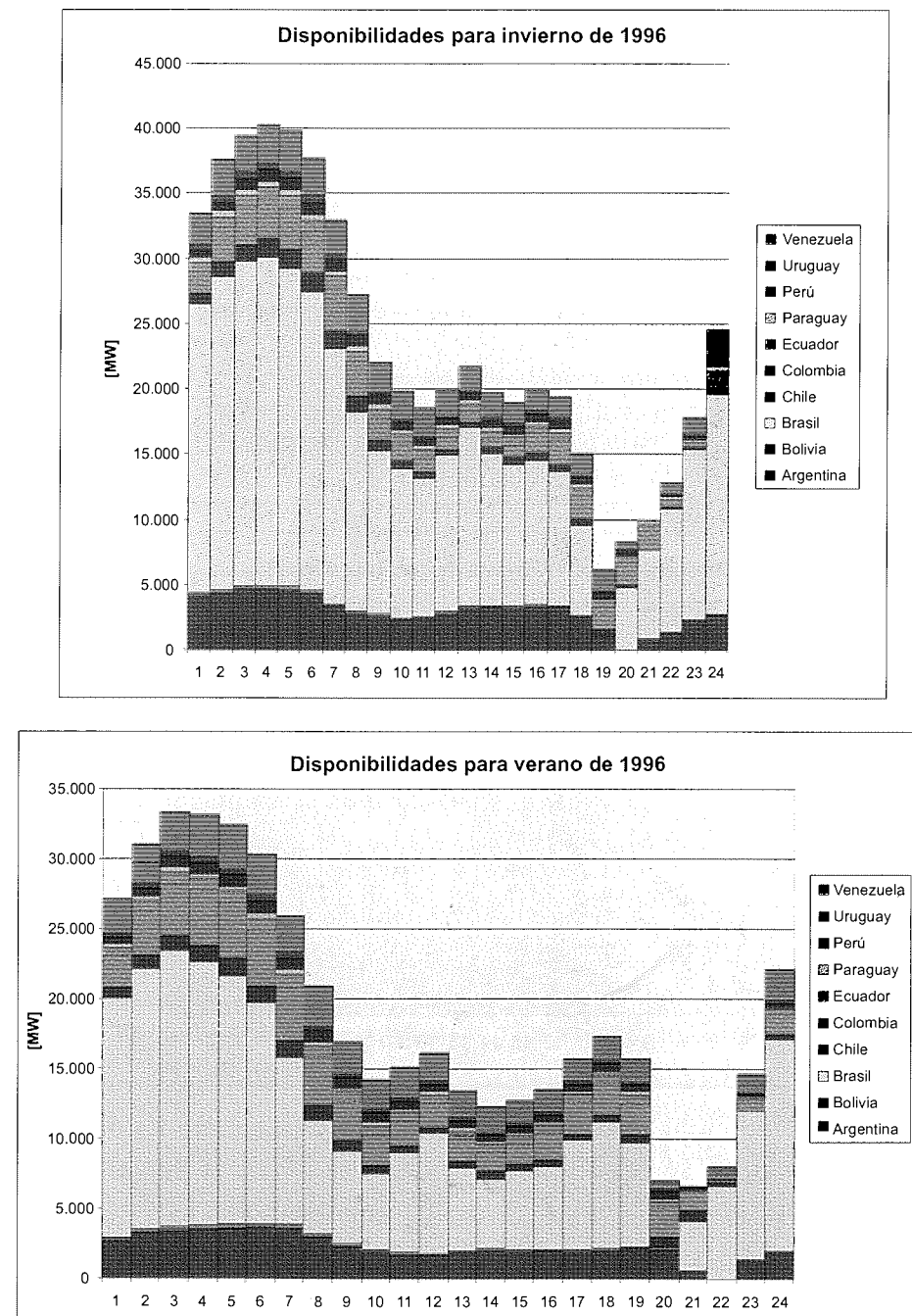
Gráfico 2.5 Curvas de carga de invierno y verano para 1996



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 , debido a que la capacidad de equipamiento debería superar, con cierta holgura, la máxima. Una mínima consideración de este aspecto ha indu-

cido 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.

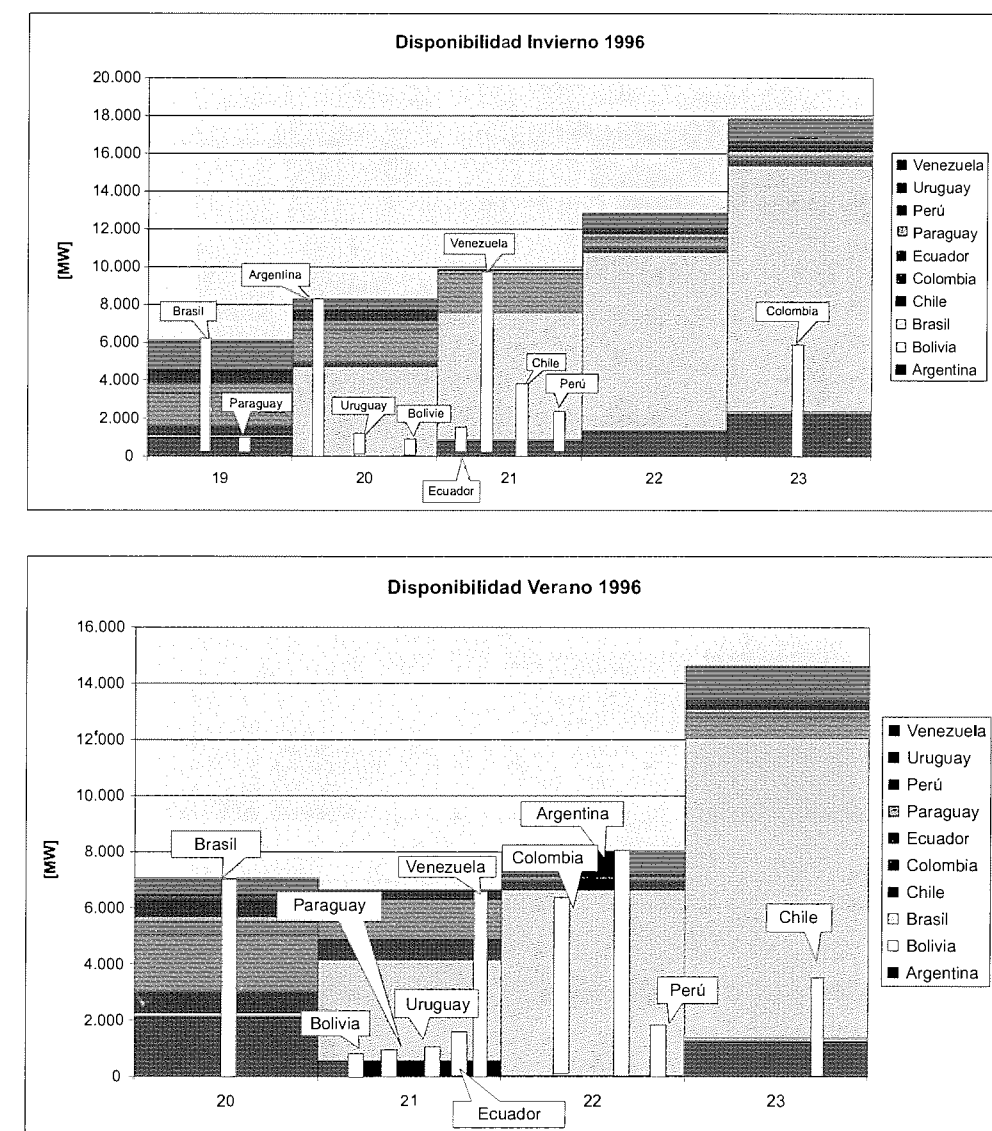
Gráfico 2.6 Disponibilidades para invierno y verano en 1996



En el Gráfico 2.7 se amplifica el Gráfico 2.6, 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

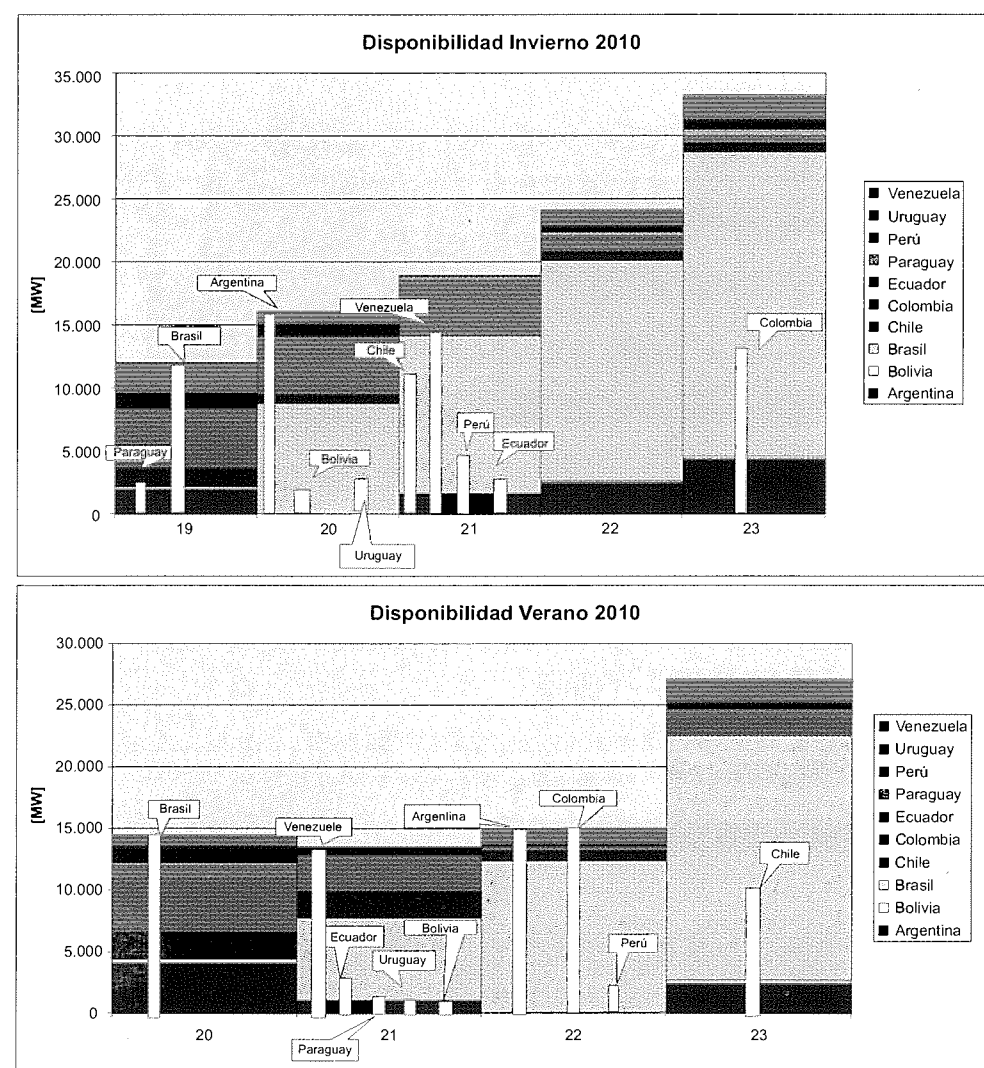
países, en esa misma hora. La disponibilidad total se mide, en cada hora, por la altura u ordenada del bastón integrado por las franjas horizontales de contribución de cada país. Ella puede ser asignada entre las máximas coincidentes en cada hora sin exceder el valor total de la ordenada.

Gráfico 2.7 Disponibilidad en invierno y verano para 1996



La explicación mantiene su validez para el corte del 2010, como se observa en el Gráfico 2.8.

Gráfico 2.8 Disponibilidad en invierno y verano para 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 máxi-

mas 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 13,5 GW a las

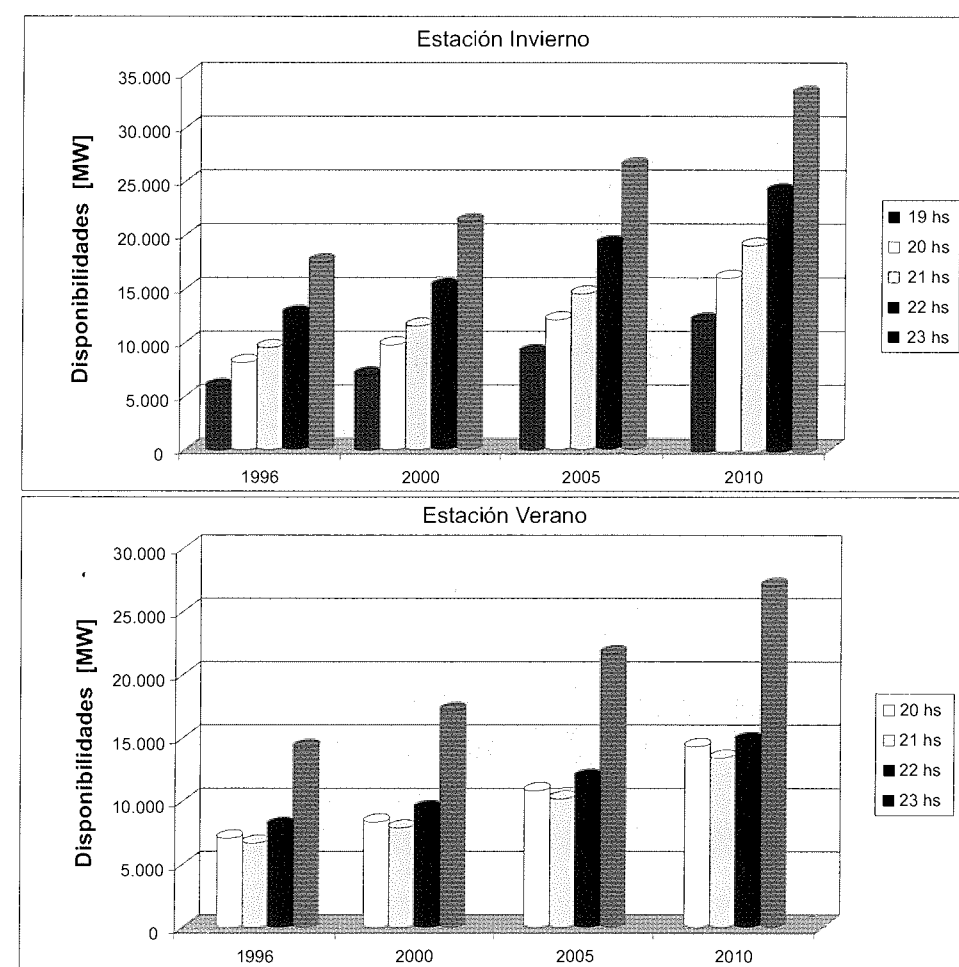
21 horas, coincidiendo con las máximas de Bolivia, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

Este análisis se ha realizado para un ámbito generalizado que comprende los diez países componentes. Sin embargo, es posible 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 esta manera se posibilita el análisis inmediato de

interconexiones que comprendan desde dos hasta los diez países del conjunto.

Los valores de mínima disponibilidad antes consignados son un indicativo de la importancia de la inversión que podría llegar a ahorrarse por reducción de equipos de generación, mediante su uso compartido, como se observa en el Gráfico 2.9. Ello tiene interés significativo, aun para los países de mayor demanda, como por ejemplo Brasil

Gráfico 2.9 Disponibilidades en invierno y verano para 1996-2000-2005-2010



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.

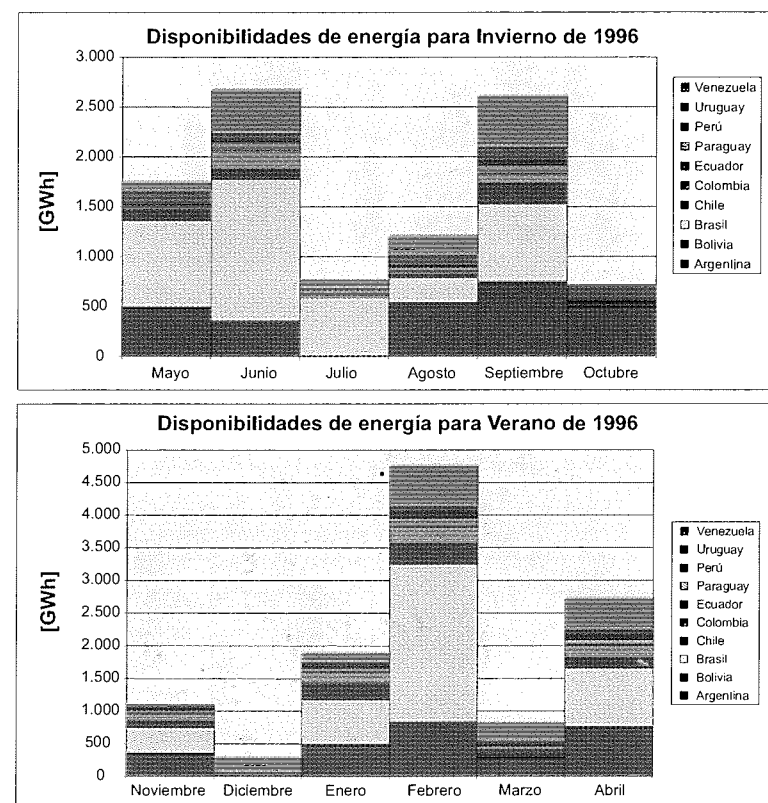
2.2 Análisis de la estacionalidad de la demanda

El desarrollo de esta sección es similar a la anterior, pero considerando la energía en lugar de la potencia. Se analizan las complementariedades que las propias modalidades y configuraciones diferenciadas de la demanda de cada país posibilitan para compartir las energías aportadas a nivel

de los propios límites establecidos por las formas y variaciones que asume la demanda.

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 ésta. Se obtuvo 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 disponibilidades para 1996 (Gráfico 2.10), de 1,6 TWh para verano y de 1,9 TWh para invierno.

Gráfico 2.10 Disponibilidad de energía para invierno y verano de 1996

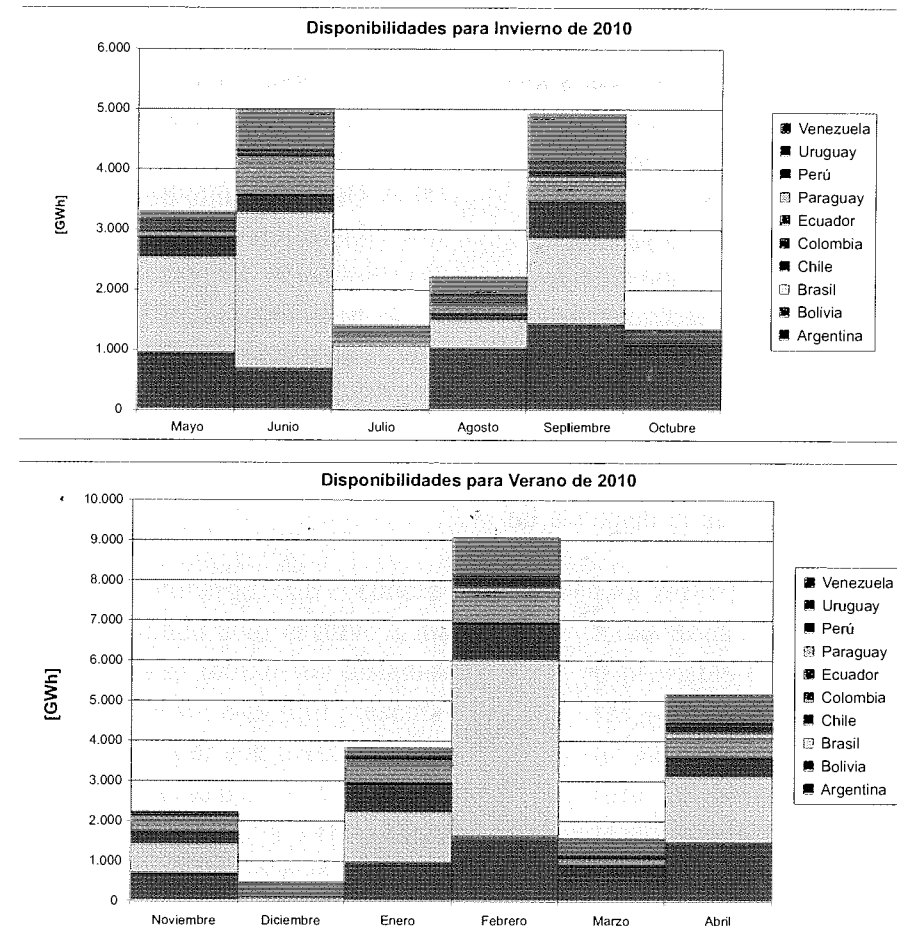


Para el 2010, la disponibilidad promedio mensual alcanza a 3,7 TWh, para verano y a 3,0 TWh para invierno (Gráfico 2.11).

Comparadas con las demandas mensuales de cada país, la disponibilidad promedio de un mes alcanzaría, aproximadamente, para Bolivia 7 meses de demanda en verano y 9 meses en invierno; Uruguay, 3 meses de demanda en verano y 4 meses

en invierno; Ecuador, 2 meses en verano y 2,5 meses en invierno; Argentina, 30% del mes en verano y 35% del mes en invierno. Considerando que las situaciones críticas se producen por déficit 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 2.11 Disponibilidad de energía para invierno y verano de 2010



3. 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, 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, respecto a 1996.
- Se demandará para los escenarios alto, medio y bajo aproximadamente 640, 500 y 430 TWh adicionales. En términos de la demanda de

potencia, esto significa unos 98, 81 ó 65 GW adicionales según el escenario, lo que implica para el escenario medio casi un valor equivalente a la suma de las demandas de 1996 de los diez países suramericanos. En términos de inversiones el monto sería importante, aun tomando sólo como ejemplo la alternativa de abastecimiento de mínimo costo, a 300 US\$/kW instalado.

- Los resultados relacionados con los estudios de diversidad y estacionalidad horaria también son importantes. En la hipótesis teórica preliminar, se estima una complementación en potencia posible que alcanza aproximadamente los 6 GW en el invierno y 7 GW en el verano en 1996. Para el 2010 se alcanzan 12 GW en el invierno y casi 14 GW en el verano.
- Desde el punto de vista de la estacionalidad, los valores mensuales promedio para cada estación alcanzan aproximadamente a disponibilidades en 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 en verano, y a 3,0 TWh en invierno.

E

n este capítulo se analiza la dinámica esperada de la oferta hasta el año 2010 en los sistemas eléctricos de los diez países suramericanos como consecuencia de las previsiones realizadas por los respectivos países, en cuanto a la evolución de la potencia disponible. 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 lo 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,

C
a
p
í
t
u
l
o

III

Análisis de la oferta

pero que podrían llegar a interconectarse en el corto plazo y, por lo tanto, participar del comercio internacional de electricidad en un futuro.

Tratándose de previsiones, queda cierto grado de incertidumbre sobre los valores presentados respecto a los siguientes factores:

- La verdadera tasa de crecimiento que tendrá cada sistema en el futuro; los valores del escenario de crecimiento medio son los que tienen mayor probabilidad en los respectivos planes nacionales.
- Las reformas regulatorias e institucionales de la industria eléctrica, realizadas o previstas en la mayor parte de los países suramericanos, incrementan 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 de referencia, 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 los agentes generadores, excepto las obras que actualmente se encuentran en construcción.

1. CARACTERÍSTICAS DEL ABASTECIMIENTO EN 1996, AÑO BASE

Las tendencias históricas que han incidido en la actual oferta eléctrica en los países de Suramérica han dependido de diversos factores condicionantes, tales como disponibilidad de recursos energéticos en la región, desarrollo de las tecnologías, políticas y regulaciones energéticas y eléctricas.

La generación hidroeléctrica, con una participación del 82,3% de la energía eléctrica total en 1996, es indudablemente la principal fuente de aporte actual. El 17,7% restante de la generación eléctrica suramericana es provista a partir de derivados líquidos del petróleo, gas natural, carbón y combustible nuclear. El monto más importante corresponde al gas natural, utilizable fundamentalmente en la generación de tipo turbovapor, turbogás y ciclo combinado. Desde el punto de vista del recurso incide el descubrimiento de yacimientos importantes, de vastas reservas y bajos precios de extracción y, concurrentemente, la construcción

de gasoductos. Factores limitantes futuros se relacionan con el horizonte de reservas frente a una explotación de intensidad creciente y con los costos futuros de extracción de las mismas.

Desde el punto de vista de las tecnologías de generación, los factores que más influyen son los avances en turbinas de gas y ciclos combinados, tales como las mejoras sensibles de los rendimientos, mejoras de diseños y materiales, que posibilitan un mayor grado de utilización de los equipos, reducción de costos de inversión y consecuente aumento de rentabilidad.

Las características del abastecimiento en el servicio público de electricidad para los sistemas eléctricos interconectados de los diez países suramericanos se sintetizan a continuación.

1.1 Composición y utilización del parque de generación

La situación vigente a fines de 1996 en cada país y para el total suramericano se presenta en el Cuadro 3.1, 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 suramericanos han alcanzado un desarrollo tal que garantiza obtener un alto grado de cobertura de la oferta eléctrica aun restringiendo el análisis a los sistemas interconectados. Según la información disponible, la generación aislada representa sólo el 2% de la generación total. Si bien el grado de cobertura de los sistemas interconectados no es homogéneo entre

Cuadro 3.1 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	17.492	4.783	3.443	144	4	1.005	9.379	8.113
	En.Gen.	GWh	64.389	22.367	11.306	813	12	7.459	41.957	22.432
	Hs.Utiliz.	Hs/año	3.681	4.676	3.284	5.646	3.000	7.422	4.474	2.765
Bolivia	Pot.Efect.	MW	662		388		19		407	255
	En.Gen.	GWh	2.849		1.395		68		1.463	1.386
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4.304		3.595		3.579		3.595	5.435
Brasil	Pot.Efect.	MW	55.885	2.748	320			657	3.725	52.160
	En.Gen.	GWh	263.288	6.660	37	(*)		2.429	9.126	254.162
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4.711	2.424	116			3.697	2.450	4.873
Chile	Pot.Efect.	MW	6.001	1.917	317		94		2.328	3.673
	En.Gen.	GWh	27.890	11.299	369		174		11.842	16.048
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4.648	5.894	1.164		1.851		5.087	4.369
Colombia	Pot.Efect.	MW	10.600	1.806	612		165		2.583	8.017
	En.Gen.	GWh	42.284	4.798	1.962	(*)	456		7.216	35.068
	Hs.Utiliz.	Hs/año	3.989	2.657	3.206		2.764		2.794	4.374
Ecuador	Pot.Efect.	MW	2.057	300	454		188		942	1.115
	En.Gen.	GWh	9.251	1.732	919		250		2.901	6.350
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4.497	5.773	2.024		1.330		3.080	5.695
Paraguay	Pot.Efect.	MW	7.107				3		3	7.104
	En.Gen.	GWh	44778	(**)	(**)	(**)	3		3	44.775
	Hs.Utiliz.	Hs/año	6.301				1.000		1.000	6.303
Perú	Pot.Efect.	MW	2.605	29	554	20	134		737	1.868
	En.Gen.	GWh	12.429	32	370	9	245		656	11.773
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4.771	1.103	668	450	1.828		890	6.302
Uruguay	Pot.Efect.	MW	2.113	313	250		26		589	1.524
	En.Gen.	GWh	6.454	649	178				827	5.627
	Hs.Utiliz.	Hs/año	3.054	2.073	712				1.404	3.692
Venezuela	Pot.Efect.	MW	16.751	4.177	2.292				6.469	10.282
	En.Gen.	GWh	72.681	11.585	7.252				18.837	53.844
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4.134	2.774	3.164				2.912	4.903
TOTAL	Pot.Efect.	MW	121.273	16.073	8.630	164	633	1.662	27.162	94.111
	En.Gen.	GWh	546.293	59.122	23.788	822	1.208	9.888	94.828	451.465
	Hs.Utiliz.	Hs/año	4.476	3.678	2.756	5.012	1.908	5.949	3.491	4.761

Notas

(*) Includido en turbogas

(**) Includido 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 Itaipu (6.300 MW y 40.827 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 (6.300 MW y 40.827 GWh) y Yacyretá (611 MW y 3.203 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 Macagua II y III durante el período de prueba (3.436 GWh). Esta generación fue excluida para el cálculo de las horas de utilización, ya que la potencia se considera incorporada en 1997.

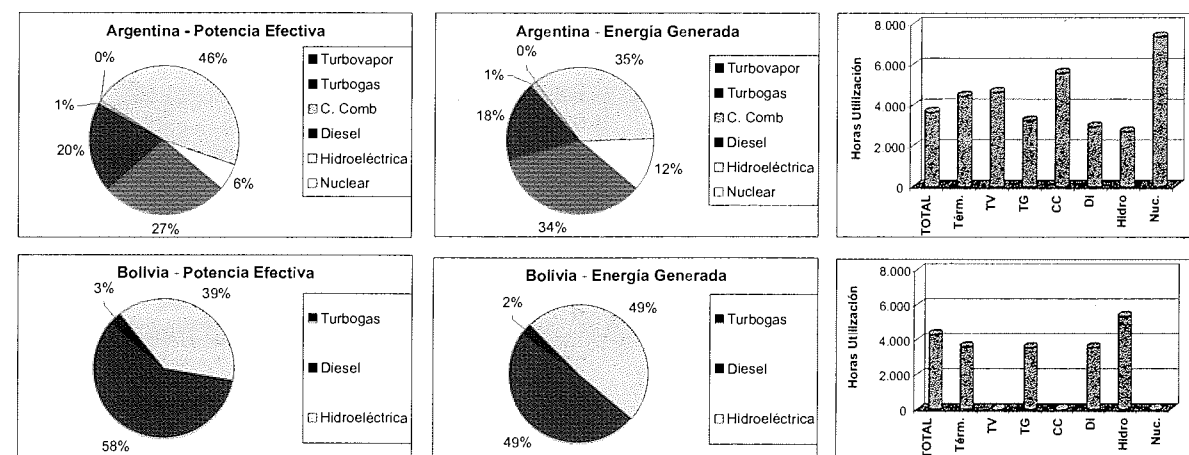
los países de la región, debe decirse que aun en aquellos países en los que por razones topográficas e históricas la interconexión de todos los sistemas es más dificultosa, como en Perú y Bolivia, la generación aislada no supera el 7% de la generación total del servicio público.

Es importante aclarar que en los valores consignados en el Cuadro 3.1 se asignó, en todos los 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 destinan al abastecimiento de las demandas nacionales. Como puede observarse, la generación hidráulica tiene un rol predominante en el abastecimiento eléctrico suramericano, aportando cerca del 78% de la potencia efectiva y más del 82% de la generación bruta registrada en 1996.

Con respecto al parque térmico, debe señalarse que la instalación de turbinas a gas con ciclos combinados todavía era incipiente en 1996, con una contribución que no superaba el 1% en ninguno de los países. Como se verá más adelante, se espera que las centrales de ciclo combinado en el futuro vayan remplazando progresivamente el rol hasta ahora cumplido por las turbinas de vapor, al menos en aquellos sistemas que dispongan de gas natural para ser quemado en centrales eléctricas.

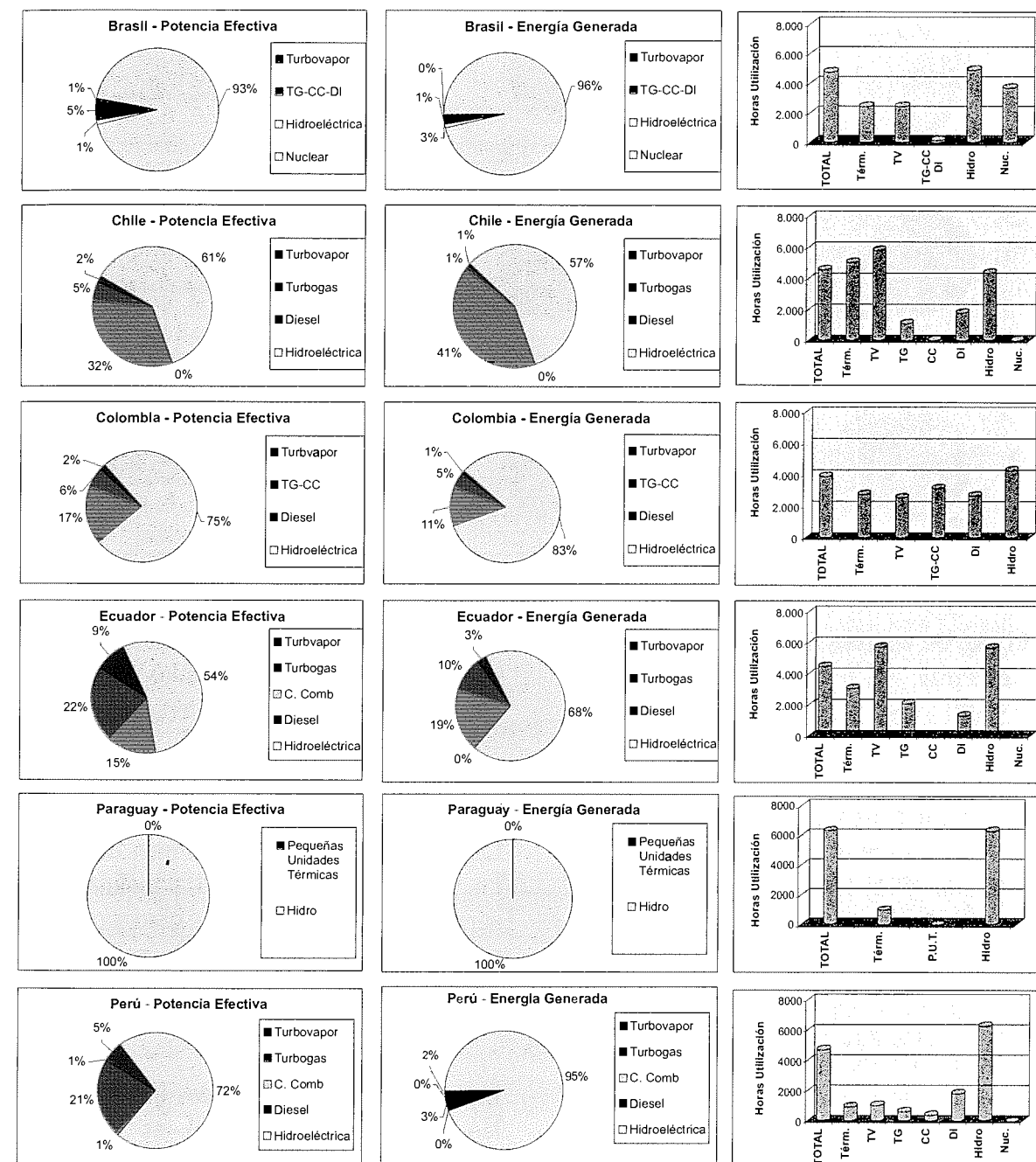
A fin de apreciar la diversidad de situaciones registradas en los países suramericanos en 1996, se presenta en el Gráfico 3.1 la estructura de oferta de cada país por tipo de tecnología de generación y la utilización media de cada tipo de central según la operación real.

Gráfico 3.1 Composición y utilización del parque, año 1996.



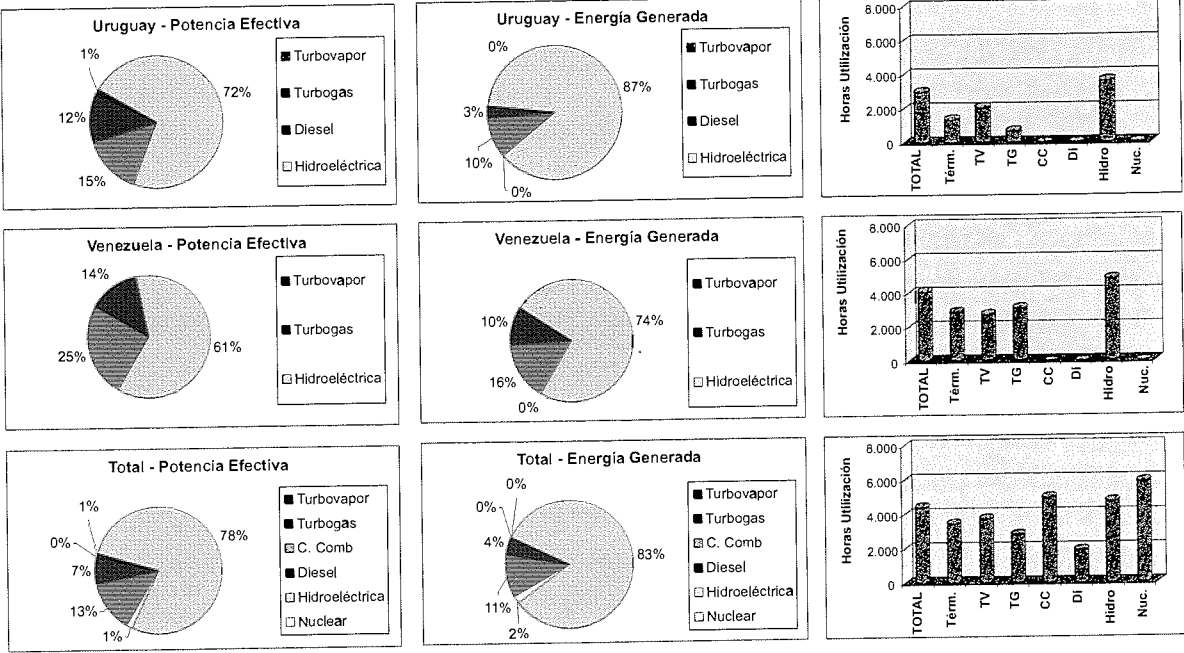
Continúa

Viene



Continúa

Viene



gas; similar situación acontece con el gas oil en generación turbogás de ciclo abierto o combinado. El carbón mantiene o declina su uso, confinado a los países productores: Chile, Brasil, Colombia y Argentina.

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, se muestra en el Gráfico 3.2.

La energía nuclear, concentrada en Argentina y Brasil, mantiene una participación limitada, tanto actual como futura, debido a los fuertes costos de inversión que requiere.

Se observa el rol preponderante que tiene 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

1.2 El uso de combustibles en centrales eléctricas

Se estableció para cada país con base en la información de la operación la generación eléctrica obtenida a partir de cada fuente energética y los consumos de combustibles registrados durante 1996, los que se presentan en el Cuadro 3.2.

El gas sustituye al fuel oil en la generación turbovapor e impulsa nuevas implantaciones en turbinas a ciclo abierto y ciclo combinado, las que se han transformado en las principales protagonistas de ampliaciones actuales y futuras de generación eléctrica, en los países que cuentan con gas, en cuyo caso compiten favorablemente con los nuevos aprovechamientos hidroeléctricos. En

ello influye también la privatización del sector, ya que los inversionistas privados priorizan la rentabilidad y tiempo de recuperación de la inversión sobre los aspectos conservacionistas, costos y disponibilidades futuras del recurso.

Las importaciones y exportaciones del gas tienen un fuerte incremento en la actualidad, desarrollándose la construcción de gasoductos que conectan países productores con países que carecen del fluido o lo disponen en volúmenes relativamente escasos.

En relación con los derivados líquidos del petróleo, tanto el fuel oil como el gas oil están disminuyendo su participación relativa. El fuel se está usando en generación turbovapor en general, en circunstancias de carencia local o estacional del

Cuadro 3.2. Generación por tipo de combustible, año 1996

Fuente	Unidad	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Total
Total	GWh	65.390	2.849	263.288	27.657	42.284	9.251	44.778	12.429	6.454	72.681	547.061
	TCal	110.204	4.523	30.533	29.025	19.668	8.627	7	1.741	2.234	57.112	263.674
	kcal/KWh	1.685	1.588	116	1.049	465	933	0	140	346	786	482
Fuel Oil	GWh2.	614		3.112	237	295	1.851		66	649	857	9.681
	MTn	615		786	79	57	508		17	175	238	2.476
	TCal	6.032		6.991	775	649	4.982		170	1.715	2.209	23.523
Gas Natural	GWh	30.280	1.395			5.486					17.080	54.241
	Mm3	9.075	510			1.834					5.737	17.156
	TCal	75.323	4.360			15.158					51.079	145.920
Carbón	GWh	1.417		3.548	11.066	1.430						17.461
	MTn	554		2.755	4.642	592						8.543
	TCal	3.269		16.255	27.388	3.846						50.758
Gas Oil	GWh	694	68		306	5	1.050	3	590	178	900	3.794
	Mm3	224	19		100	2	424	1	183	54	459	1.466
	TCal	1.931	163		862	15	3.645	7	1.571	519	3.824	12.537
Sub Total C. Fósiles	GWh	35.005	1.463	6.660	11.609	7.216	2.901	3	656	827	18.837	85.177
	TCal	86.555	4.523	23.246	29.025	19.668	8.627	7	1.741	2.234	57.112	232.738
	Kcal/kWh	2.473	3.092	3.490	2.500	2.726	2.974	2.500	2.654	2.701	3.032	2.732
Hidro	GWh	22.926	1.386	254.062	16.048	35.088	6.350	44.775	11.773	5.627	53.844	451.959
Uranio	GWh	7.459		2.429								9.888
	TCal	23.649		7.287								30.936

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 turbogás y diesel. 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 diesel oil está sumado al gas oil.

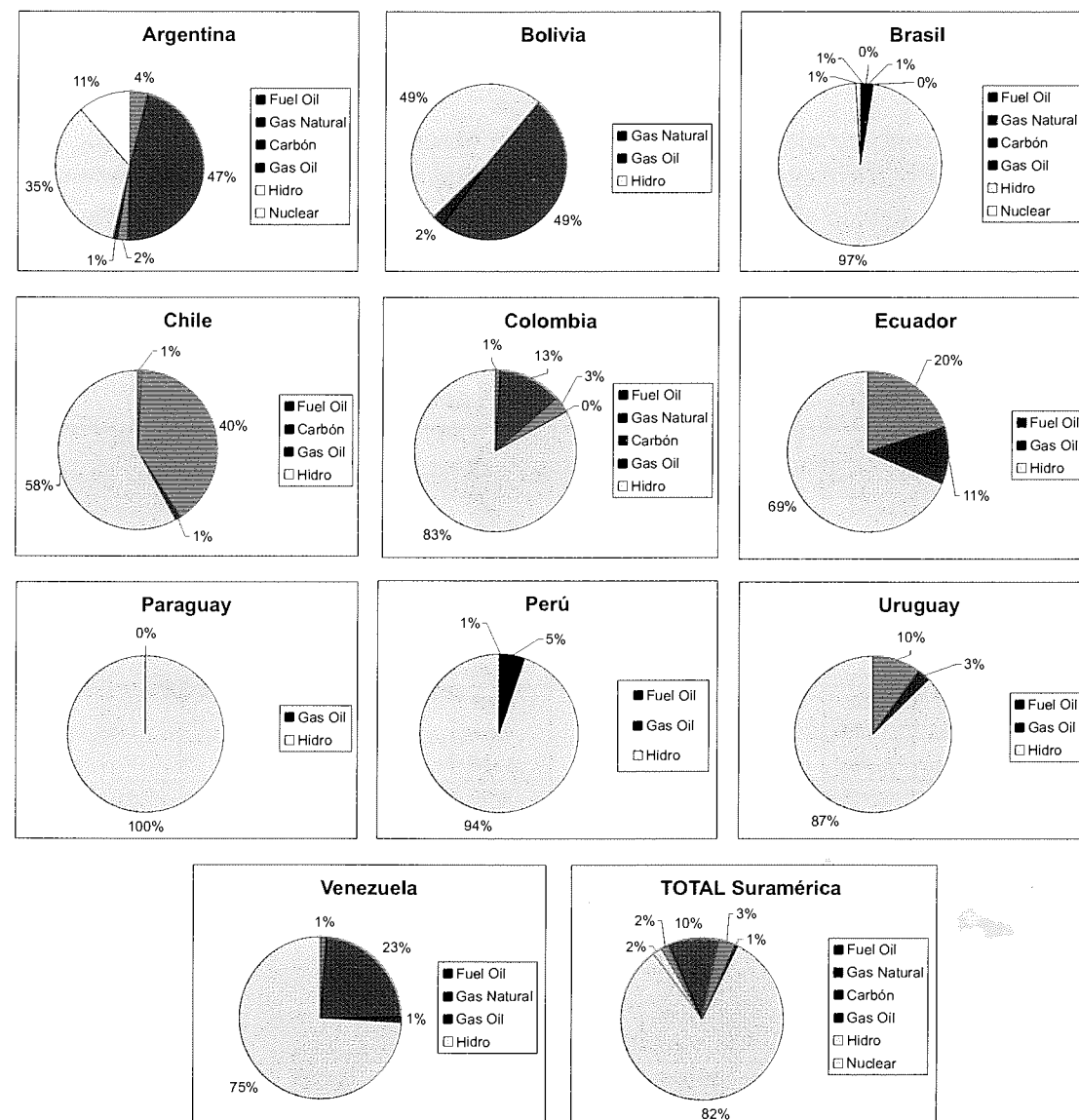
Ecuador: El rubro gasoil corresponde a diesel oil.

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 fuel oil y gas oil, respectivamente.

Uruguay: El consumo de gas oil incluye 5000 m3 de diesel oil.

Venezuela: La generación hidroeléctrica incluye la producción de las centrales Macagua II y III (3.436 GWh) durante el período de prueba.

Gráfico 3.2 Estructura de generación por tipo de fuente energética, año 1996



centrales eléctricas (Argentina, Bolivia, Colombia y Venezuela), los otros hidrocarburos fueron escasamente utilizados. En los años posteriores a

1996 se han construido los gasoductos Bolivia-Brasil (hasta Porto Alegre) y de Argentina a Chile, con la finalidad de generar energía eléctrica.

En los países restantes 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 se destaca la baja utilización de los derivados del petróleo por parte de las centrales eléctricas suramericanas, salvo en Ecuador y Uruguay donde se usan en forma excluyente para complementar la generación hidroeléctrica.

Del Cuadro 3.2 puede calcularse el rendimiento medio del parque térmico convencional en Suramérica en 1996 (dado el factor de conversión de 859,9 kcal/kWh), el cual era 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).

Del Gráfico 3.2 puede apreciarse que Argentina, Chile y Bolivia son los únicos países suramericanos en los cuales la generación térmica representa más del 40% de la generación bruta total. Sin embargo, es necesario aclarar que la eficiencia de algunas centrales bolivianas se ve altamente influida por las condiciones de baja presión debido a la altitud en la que operan.

1.3 Indicadores sobre las características operativas de los sistemas

Los indicadores analizados reflejan las características del abastecimiento eléctrico nacional y contribuyen al análisis del rol que podría tener 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 suramericanos, los problemas derivados de la aleatoriedad del aporte que afectan el abastecimiento eléctrico pueden ser solucionados, o al menos disminuidos, mediante interconexiones internacionales que aprovechen las complementariedades nacionales.

Los países con mayor participación térmica pueden contribuir a moderar variaciones aleatorias en el aporte hidroeléctrico debido a que su generación puede variarse a voluntad, dentro de los límites fijados por su capacidad. Esta compensación térmica constituye otro beneficio que solamente puede ser aprovechado a partir de la existencia de interconexiones. El indicador utilizado para su medición es el porcentaje de potencia térmica respecto a la total, ambas referidas a la potencia propia de un mismo país.

Dado que aun cuando la participación térmica nacional sea alta, el valor absoluto puede ser pequeño en términos suramericanos; además del índice anterior se considera otro factor que mide la participación de la potencia térmica nacional respecto de la térmica suramericana.

Obviamente, la generación adicional disponible para terceros países depende del grado de utilización con el que el país de origen explota sus propias máquinas térmicas. Un indicador de ello, las "horas de utilización" anuales del parque aparece en el Cuadro 3.1 para el año base 1996.

Otro beneficio importante de la integración de sistemas nacionales es la consolidación de reservas. Para ello es necesario establecer la reserva disponible en cada país.

1.3.1 El nivel de reserva disponible

Se analiza el abastecimiento de potencia durante el año base 1996 mediante el balance entre potencia bruta disponible y demanda máxima bruta. El excedente de potencia mide el nivel de reserva. Las variables se llevan a un nivel homogéneo de medición en bornes del generador.

Se ha considerado la potencia bruta disponible añadiendo a la potencia efectiva propia la importada de otros países y deduciendo la que el país en cuestión exporta a terceros.

El nivel de reserva disponible total es uno de los indicadores del desempeño del abastecimiento. Si tiene valores altos, demuestra una holgura que facilita la gestión y permite afrontar en

mejores condiciones contingencias de variada índole: fallas intempestivas, mantenimientos o reparaciones prolongadas, períodos hidráulicos secos, etc. Indica, por otra parte, una posibilidad de contribución significativa a otros países mediante la interconexión con los mismos.

Si por el contrario sus valores son reducidos, ello evidencia una alta vulnerabilidad en la prestación del servicio y pocos recursos para afrontar un evento imprevisto. La conveniencia de la interconexión, en este caso, reside en la posibilidad de compartir reservas, lo que por sí mejora la situación. Si la reserva del país con el que se interconecta es además alta, mejoran más las condiciones para encarar exitosamente situaciones críticas.

En el Cuadro 3.3 y el Gráfico 3.3 se muestra la potencia bruta disponible para abastecer la carga

Cuadro 3.3 Reserva de potencia, año 1996

Concepto	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú (1)	Uruguay	Venezuela (2)	Suramérica (3)
Potencia Efectiva	17.492	662	55.885	6.001	10.600	2.057	7.107	2.605	2.113	16.751	121.273
Importaciones (4)	600		5.463								6.063
Exportaciones (5)							6.063				6.063
Pot. Bruta Disponible	18.092	662	61.348	6.001	10.600	2.057	1.044	2.605	2.113	16.751	121.273
Carga Máx. Bruta	12.256	560	44.594	4.362	7.312	1.779	862	2.041	1.279	10.052	79.097
Reserva MW	5.836	102	16.754	1.639	3.288	278	182	564	834	6.699	42.176
% 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 3.123 MW y la demanda bruta es de 2.344 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.

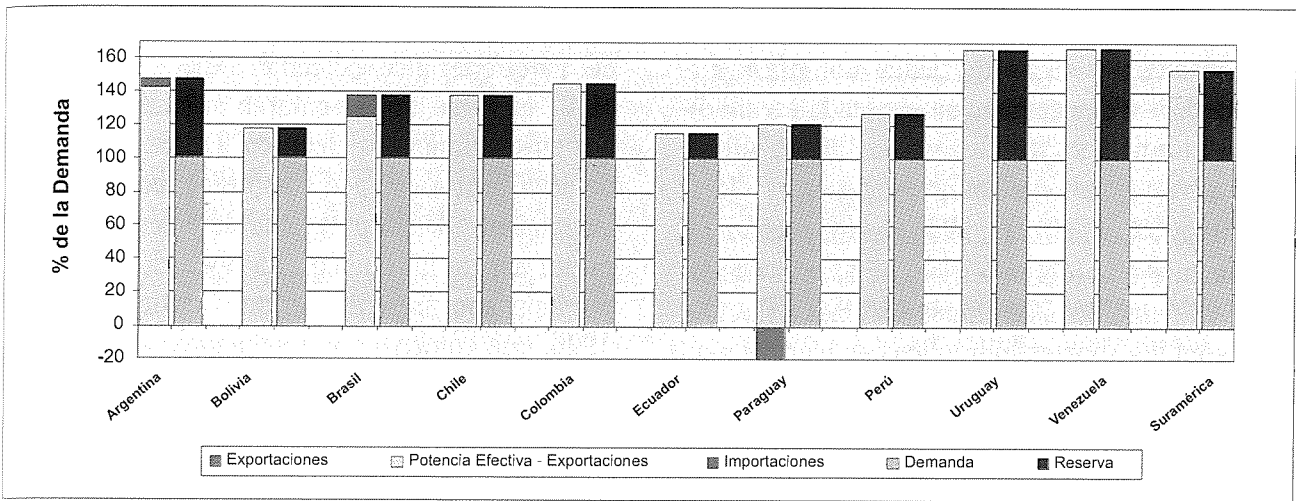
(2) Corresponde a valores netos.

(3) La carga máxima consignada en el cuadro para el total de Suramérica supone un ahorro de 6.000 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 (85.060 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.

Gráfico 3.3 Abastecimiento de potencia, año 1996



máxima registrada en 1996, junto con la reserva de potencia de cada sistema. Si bien existen intercambios de electricidad entre diferentes países suramericanos, 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. 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.

Como puede apreciarse en el Cuadro 3.3, el nivel de reserva respecto de la carga máxima con el que contaban los sistemas en 1996 varía muy significativamente de país en país. Esta dispersión se muestra más claramente en el Gráfico 3.3, donde se tienen los porcentajes de reserva respecto de la carga máxima, ordenados según niveles crecientes de reserva.

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 6.000 MW, inferior a la suma de las cargas máximas no simultáneas. Este supuesto permite establecer para la región suramericana una reserva del 53,3% de la demanda máxima. De no haberlo hecho, la reserva regional caería al 42%, esto es, un valor intermedio entre los niveles de Chile y Colombia.

Si bien las reservas presentadas por Uruguay y Venezuela aparecen como inusualmente altas, ambos países tienen un abastecimiento basado fundamentalmente en generación hidroeléctrica, y está, por lo 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 variacio-

nes entre períodos anuales, aun sin considerar el fenómeno 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 tienen 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 que 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 bajos aportes y, en particular, 1992 resultó ser el más seco de los últimos 40 años, con aportes hídricos que apenas llegaron al 64% de la media histórica.

Chile y Brasil, con reservas del orden del 38%, están en una situación intermedia en el concierto de los países suramericanos. Ambos han seguido una estrategia diferente para mitigar los efectos de las variaciones hidrológicas sobre el abastecimiento eléctrico. En tanto que 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 suramericanos con menor reserva disponible, entre el 16%

y el 27%. El déficit en 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, situación que llevó a que en 1995 se presentaran 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 comenzaron a solucionarse en el último trimestre del año con la entrada en servicio de unidades turbogás en la Central Carrasco. Su nivel de compensación térmica es el más alto de Suramérica, 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 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 lo 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).

1.3.2 La compensación térmica disponible

La compensación térmica en los sistemas suramericanos 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. 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.
- La contribución de cada sistema a la compensación térmica regional, medida por la partici-

pación de la potencia térmica local sobre la potencia térmica total suramericana.

Los resultados de este análisis se presentan en el Cuadro 3.4, 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.

Como puede apreciarse, los cinco países con mayor compensación térmica son Bolivia, Argentina, Ecuador, Chile y Venezuela cuya potencia térmica representa al menos 38% de su potencia efectiva. Sin embargo, de estos países sólo el parque térmico de Argentina y Venezuela tiene cierta relevancia a nivel suramericano. Debe recordarse, adicionalmente, que Venezuela tiene 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

Cuadro 3.4 Compensación térmica, año 1996

Unidad de Análisis	Utilización Térmica	Compensación Térmica Nacional	Compensación Térmica Regional
Argentina	51,1	536	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
SURAMÉRICA	39,9	22,4	100

5% de la potencia térmica total de Suramérica, 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, aproximadamente 14%, debido al gran tamaño del sistema brasileño en comparación con los restantes países suramericanos. El aporte de Chile y Colombia a la compensación térmica regional es del orden del 9%, aun cuando la participación térmica en el abastecimiento eléctrico chileno es 15% más alta que la colombiana.

La posibilidad de 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 lo tanto, podría plantearse que a mayor utilización térmica, menor disponibilidad de generación térmica para exportación. Sin embargo, los valores mostrados sólo reflejan las condiciones hidrológicas particulares

reinantes en cada país en 1996, que correspondieron a un año seco en el sur de la región y fueron de alto aporte en la zona norte del subcontinente. Este hecho es el que explica la alta utilización del parque térmico chileno en 1996. De otro lado, la alta utilización de las centrales térmicas argentinas en ese mismo año corresponde más a las características permanentes del abastecimiento eléctrico en ese país.

1.4 Contribución de cada país al parque eléctrico suramericano

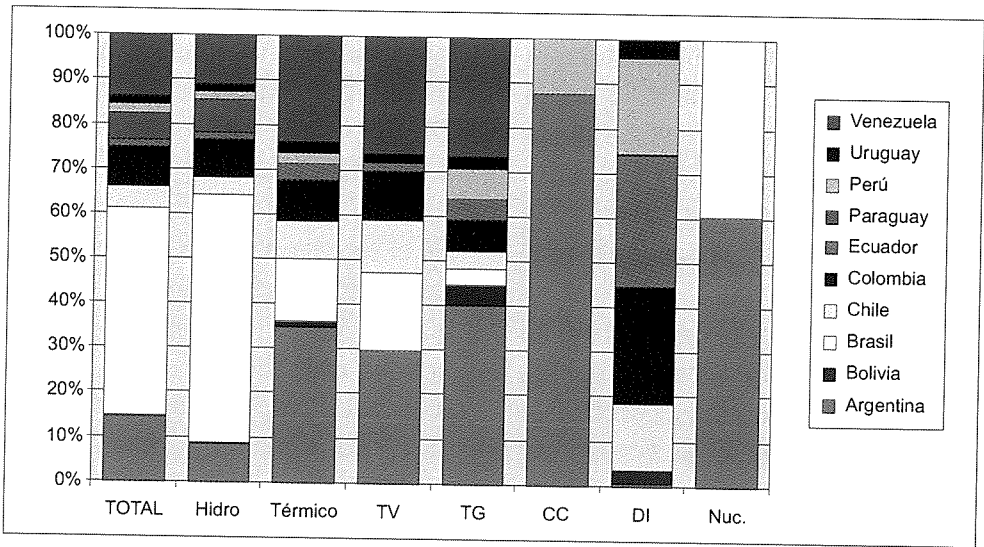
La contribución de cada país al parque eléctrico suramericano se calculó como la participación de cada sistema nacional en la potencia total suramericana y discriminada por tipo tecnológico. Para ello se utilizó la información contenida en el Cuadro 3.1. Los resultados se presentan en el Cuadro 3.5 y en el Gráfico 3.4.

Al comparar la estructura de la tecnología de generación total suramericana con la de cada país, surgen diferencias. El equipamiento

Cuadro 3.5 Participación de los países en la potencia total suramericana, 1996

País	Total	Hidro	Sub Total 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
TOTAL %	100	100	100	100	100	100	100	100
MW	121.273	94.111	27.162	16.073	8.630	164	633	1.662

Gráfico 3.4 Participación de los países en la potencia total suramericana, 1996



turbovapor aparece relativamente concentrado en pocos países, en tanto las centrales diesel son mucho más frecuentes en los sistemas de menor tamaño relativo.

2. LAS TENDENCIAS EN EL EQUIPAMIENTO FUTURO

En esta sección se sintetizan los lineamientos generales de los planes eléctricos de los países suramericanos respecto de la estrategia de expansión de la capacidad de generación.

El escenario que en principio se supone con un grado de probabilidad de ocurrencia mayor se adopta como base y se denomina escenario medio o de referencia. Dada la gran cantidad de escenarios disponibles se han seleccionado, dentro de unos rangos superiores e inferiores razonables, dos escenarios: alto y bajo.

Las previsiones realizadas sobre la evolución de la capacidad instalada de generación hasta el año 2010 tratan de captar cuatro elementos que serán fundamentales 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.
- Las conductas esperadas de los inversionistas 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.

Las reformas introducidas por varios países de la región en la industria petrolera, incluyendo 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 era exclusivo de algunos sistemas eléctricos suramericanos (Argentina, Bolivia, Colombia y Venezuela).

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 de gas registrados en los últimos años. Las turbinas de gas más modernas pueden alcanzar, funcionando con ciclo abierto, el 37% de eficiencia térmica, y los rendimientos pueden llegar al 57% en las instalaciones de ciclo combinado. En este contexto, la competitividad de las centrales hidroeléctricas frente a las centrales de 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 inversionistas 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 importación.

Sin embargo, la disponibilidad y los bajos costos de la generación a gas no son los únicos elementos que han influido en la disminución del 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 ha-

ber propiciado la búsqueda de un abastecimiento más equilibrado entre las diferentes tecnologías. A continuación se sintetizan las tendencias esperadas en cada uno de los países suramericanos hasta el año horizonte (2010).

2.1 Argentina

En el escenario medio de referencia, basado en el estudio 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, lo cual se complementaría con la finalización de la Central Hidroeléctrica Yacyretá y de la central nuclear actualmente en construcción.

Entre el año 2005 y 2010 la expansión de la capacidad de generación estaría basada fundamentalmente en la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, aunque no se excluye totalmente la incorporación de nuevas centrales térmicas. También se prevé un fuerte incremento de las exportaciones a Brasil, alcanzando los 4.000 MW en el año 2010.

La prospectiva 1997 presenta tres escenarios de demanda, con sus correspondientes escenarios de oferta, cubriendo el período completo de análisis. No hay diferencias cualitativas significativas en las tendencias de los escenarios de oferta.

2.2 Bolivia

Se consideraron los escenarios medio y bajo, coincidentes con el Informe de Precios Referenciales

mayo-octubre 1997 (un solo escenario) y el escenario alto, con el mismo informe pero correspondiente a 1998.

Dado que las proyecciones cubiertas por dichos informes alcanzaban hasta el año 2001, fue necesario estimar la evolución de la capacidad de generación entre el año 2000 y el 2010. 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.
- Completar el equipamiento necesario con turbinas de gas. Entre el año 2005 y 2010 considerar ciclos combinados quemando gas natural.

2.3 Brasil

Para el escenario bajo se adoptó el mismo programa de equipamiento que para el escenario medio. El escenario alto sólo difiere de los restantes por la incorporación de la Central Hidroeléctrica Belo Monte (11.000 MW).

Las previsiones oficiales 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 importantes 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.
- Ampliación de la capacidad de generación nuclear de la Central Angra, con dos unidades nuevas.
- Incorporación de centrales térmicas convencionales en ambos sistemas, previendo la utilización de gas natural, ya sea local o importado, que en el caso del sistema sur será complementado por turbovapor quemando carbón mineral.
- Interconexiones mayores con los sistemas argentino y uruguayo.

2.4 Chile

Las previsiones sobre las ampliaciones de capacidad de generación de los sistemas interconectados chilenos para el escenario medio se basan en el "Programa Indicativo de Obras para la Expansión Futura de la Oferta Eléctrica", realizado por la Comisión Nacional de Energía, tanto para el Sistema Interconectado Central (SIC) como para el Sistema Interconectado Norte Grande (SING).

Los aspectos importantes 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 (hidráulica, turbovapor, turbogás o ciclo combinado).
- En el largo plazo se produciría una mayor especialización sobre la base de ciclo combinado, quemando gas natural importado desde Argentina.

- Ambos sistemas se interconectarían alrededor del año 2000, dando origen al Sistema Interconectado Nacional.

Se consideraron tres escenarios para ambos sistemas. Para el SIC, el escenario medio y otros dos –alto y bajo– con rangos de variación +15% y -20% al año 2010, y las tasas anuales acumulativas resultantes. Para las variantes del SING se adoptaron rangos de +20% y -15%. Posteriormente, la variante alta de este último sistema se reemplazó por la última informada por la CNE. No hay diferencias cualitativas sensibles entre los tres escenarios considerados en ambos sistemas, pero sí cuantitativas para ajustarse a los requerimientos de demanda de cada escenario.

2.5 Colombia

Para la determinación de la evolución de la capacidad de generación en los tres escenarios se utilizó como base el "Plan de Expansión de Generación 1998-2010 (resumen preliminar de noviembre de 1998)".

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. Entre los años 2005 y 2010, se supone una mayor incorporación

de potencia hidroeléctrica, sin vulnerar las condiciones de seguridad en el abastecimiento.

Los escenarios incluidos no presentan mayor diferencia conceptual en cuanto a las tendencias básicas de la oferta.

2.6 Ecuador

La expansión prevista de la capacidad de generación en el sistema ecuatoriano para los tres escenarios analizados se basa en el "Plan de Electrificación del Ecuador 1998-2007 (versión junio 1998)".

Estas 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 de que se comenzara la producción.

Los escenarios alto y bajo mantienen la tendencia del predominio de las centrales térmicas, ajustando el total de incorporaciones a los requerimientos de la demanda.

2.7 Paraguay

Los tres escenarios considerados corresponden al Plan Maestro que alcanza el período 1997-2002,

completado con estudios posteriores de la Administración Nacional de Electricidad -ANDE-, que extienden el horizonte hasta el año 2010. En términos conceptuales, los lineamientos que orientan los tres escenarios de oferta son similares.

La disponibilidad actual de oferta de origen hidroeléctrico en Paraguay excede ampliamente sus requerimientos actuales y futuros previstos en los tres escenarios para el período analizado. En rigor, esta disponibilidad se incrementará respecto a los valores del año base debido tanto a la finalización de la Central Hidroeléctrica Yacyretá como a la ampliación de la Central Hidroeléctrica Itaipú. Sin embargo, 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 de que la demanda de gas haga económicamente atractiva la construcción de un gasoducto.

2.8 Perú

Los escenarios alto y bajo se basaron en el Plan Referencial de Electricidad de 1997, en tanto el escenario medio de referencia se ajusta a las previsiones del Informe SEG/CTE N° 028-98 sobre la fijación de tarifas en barras para el período noviembre 1998-abril 1999. Estas últimas proyecciones son más altas que las correspondientes al plan de 1997. No hay diferencias de concepción en los lineamientos de los tres escenarios, salvo por la mayor participación de las centrales turbogás.

Los aspectos importantes 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.

2.9 Uruguay

Para todos los escenarios la evolución de la capacidad de generación del sistema uruguayo se basa en el "Plan indicativo de electrificación del Uruguay 1996-2009" (versión 1997), con algunos ajustes posteriores que suponen la sustitución del ciclo combinado que se preveía instalar en Paysandú por dos turbogás, con una potencia total de 240 MW y completándola después en 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. 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.

Con respecto a 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 para reemplazar en parte máquinas existentes obsoletas.

2.10 Venezuela

En relación con la oferta se ha considerado un solo escenario basado 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 (Electrificación del Caroní). Entre el año 2005 y el 2010 se tuvo en cuenta nuevas centrales hidroeléctricas (Central Hidroeléctrica Tocomá) y los retiros de centrales térmicas existentes. Adicionalmente, fue necesario estimar los requerimientos adicionales de potencia térmica de reserva basados 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 entre el año 2000 y 2005, debido al tamaño de las centrales hidroeléctricas que entran en servicio en este período.

3. LA EXPANSIÓN PREVISTA DEL PARQUE DE GENERACIÓN

En esta sección se presenta la evolución prevista de la oferta por tecnología en cada uno de los sistemas suramericanos y para cada escenario seleccionado, así como las características que asumiría el abastecimiento futuro.

Para el escenario de referencia se analizaron además los indicadores de reserva, respaldo térmico local y nivel de compensación térmica que puede aportar cada país al total regional y la contribución de cada país al parque eléctrico suramericano.

3.1. Evolución del parque de generación. Escenarios alternativos

Los escenarios seleccionados para cada país se presentan en los Cuadros 3.6, 3.7 y 3.8, correspondientes a los escenarios medio, alto y bajo respectivamente. En estos cuadros, la potencia efectiva instalada en cada sistema se totaliza para tres 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 en el escenario medio difieren de los presentados en el Cuadro 3.1 debido a que en este caso corresponden a la suma del servicio público más la autoproducción. Además, en el caso del Brasil, en las incorporaciones acumuladas por tipo de tecnología se incluyen bajo la clasificación turbogás todas las centrales turbogás, diesel y ciclos combinados, ya que la información disponible no permitió la identificación de cada categoría. Igualmente, en el caso de Colombia la clasificación turbogás en el año base incluye tanto a las turbinas de gas como a los ciclos combinados.

En el Gráfico 3.5, donde se muestra el incremento de potencia instalada en el período 1996-2010 como porcentaje de la capacidad total en 1996 para los tres escenarios, puede apreciarse que el parque eléctrico suramericano crecería entre el 72% y el 92% con una media esperada del 78%.

(Continúa en pág. 68)

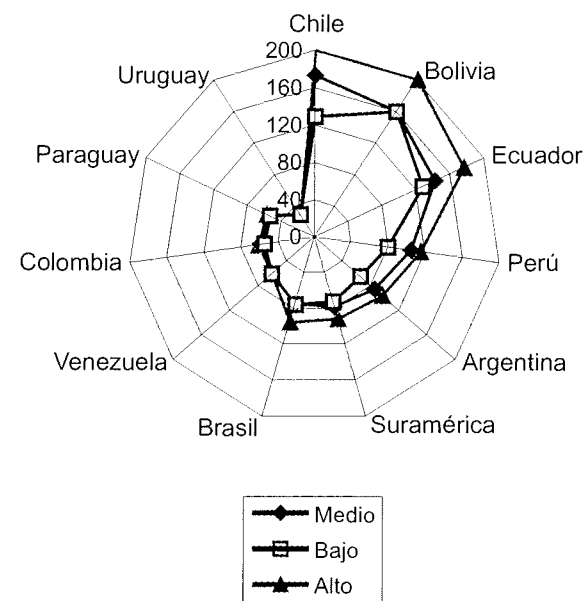
Cuadro 3.6 Evolución de la potencia por tecnología. Escenario medio

País	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	4.783	27.3	-156	-3.1	4.627	20.6			4.627	17.0			4.627	14.3
	TG	3.443	19.7	-304	-6.1	3.139	14.0			3.139	11.6			3.139	9.7
	CC	144	0.8	4.658	93.2	4.802	21.4	3.250	69.5	8.052	29.6	760	14.5	8.812	27.2
	D	4	0.0			4	0.0			4	0.0			4	0.0
	N	1.005	5.7			1.005	4.5	745	15.9	1.750	6.4			1.750	5.4
	ST Térm.	9.379	53.6	4.198	84.0	13.577	60.4	3.995	85.4	17.572	64.7	760	14.6	18.332	56.6
Bolivia	Hidro	8.113	46.4	800	16.0	8.913	39.6	683	14.6	9.596	35.3	4.440	85.4	14.036	43.4
	Total	17.492	100.0	4.998	100.0	22.490	100.0	4.678	100.0	27.168	100.0	5.200	100.0	32.368	100.0
Brasil	TV	388	58.6	162	72.1	570	62.3	70	22.3	640	52.1			640	37.2
	TG											493	100.0	493	28.6
	CC	19	2.9			19	2.1			19	1.5			19	1.1
	D														
	N														
	ST Térm.	407	61.5	162	72.1	589	64.4	70	22.3	659	53.6	493	100.0	1.152	68.9
Brasíl (*)	Hidro	255	38.5	71	27.9	326	35.6	244	77.7	570	46.4			570	33.1
	Total	662	100.0	253	100.0	915	100.0	314	100.0	1.229	100.0	493	100.0	1.722	100.0
Chile	TV	2.748	4.9	350	2.4	3.098	4.4	850	6.1	3.948	4.7	500	3.7	4.448	4.5
	TG	320	0.6	1.529	10.5	1.849	2.6	3.568	25.7	5.417	6.4	3.565	26.4	8.982	9.2
	CC														
	D														
	N	657	1.2	1.309	9.0	1.966	2.8	1.309	9.4	3.275	3.9			3.275	3.3
	ST Térm.	3.725	6.7	3.168	22.0	6.913	9.8	5.727	41.3	12.640	15.0	4.065	30.1	16.705	17.1
Colombia	Hidro	52.160	93.3	11.330	78.0	63.490	90.2	8.146	58.7	71.636	85.0	9.456	69.9	81.092	62.9
	Total	55.885	100.0	14.518	100.0	70.403	100.0	13.873	10.0	84.276	100.0	13.521	100.0	97.797	100.0
Colombia (**)	TV	1.917	31.9	695	19.1	2.611	27.1			2.611	21.8			2.611	15.9
	TG	317	5.3	757	20.8	1.074	11.1			1.074	8.9			1.074	6.6
	CC			1.868	51.3	1.868	19.4	1.662	68.5	3.530	29.2	4.321	100.0	7.851	47.9
	D	94	1.6			94	1.0			94	0.8			94	0.6
	N														
	ST Térm.	2.327	38.8	3.320	91.2	5.647	58.6	1.662	68.5	7.309	60.6	4.321	100.0	11.630	71.0
Ecuador	Hidro	3.673	61.2	322	8.8	3.995	41.4	765	31.5	4.760	39.4			4.760	29.0
	Total	6.000	100.0	3.642	100.0	9.642	100.0	2.427	100.0	12.069	100.0	4.321	100.0	16.390	100.0
Ecuador	TV	1.806	17.0	-244	-9.1	1.563	11.8			1.563	10.8	300	12.7	1.863	11.0
	TG	612	5.8	726	27.1	1.338	10.1	380	30.5	1.718	11.8	50	2.1	1.768	10.5
	CC			1.411	52.7	1.411	10.6	490	39.4	1.901	13.1	850	35.8	2.751	16.3
	D	165	1.6	-38	-1.4	128	1.0			128	0.9			128	0.8
	N														
	ST Térm.	2.583	24.4	1.856	69.4	4.439	33.4	870	69.9	5.309	36.6	1.200	50.8	6.509	38.5
Ecuador	Hidro	80.17	75.6	820	30.6	8.837	66.5	375	30.1	9.212	63.4	1.171	49.4	10.383	61.5
	Total	10.600	100.0	2.676	100.0	13.276	100.0	1.245	100.0	14.521	100.0	2.371	100.0	16.892	100.0
Ecuador	TV	300	14.6	153	13.9	453	14.3	300	28.4	753	17.9	720	94.5	1.473	29.6
	TG	454	22.1	523	47.5	977	30.9			977	23.2	42	5.5	1.019	20.5
	CC														
	D	168	9.2	-38	-3.5	150	4.8			150	3.6			150	3.0
	N														
	ST Térm.	942	45.8	638	57.9	1.580	50.0	300	28.4	1.880	44.6	762	100.0	2.642	53.1
Paraguay	Hidro	1.115	54.2	463	42.1	1.578	50.0	755	71.6	2.333	55.4			2.333	46.9
	Total	2.057	100.0	1.101	100.0	3.158	100.0	1.055	100.0	4.213	100.0	762	100.0	4.975	100.0
Paraguay	TV							700	38.9	700	7.4			700	6.4
	TG										0.0				0.0
	CC	3	0.0			3	0.0			3	0.0			3	0.0
	D														
	N														
	ST Térm.	3	0.0			3	0.0			703	7.4			703	6.5
Perú	Hidro	7.104	100.0	539	100.0	7.643	100.0	1.100	61.1	8.743	92.6	1.440	100.0	10.183	93.5
	Total	7.107	100.0	539	100.0	7.646	100.0	1.600	100.0	9.446	100.0	1.440	100.0	10.886	100.0
Perú	TV	129	4.1	87	7.7	216	5.1	250	20.5	466	8.5			466	7.3
	TG	786	25.2	568	52.4	1.374	32.4	-340	-27.9	1.034	18.9			10.34	16.3
	CC	20	0.6			20	0.5	700	57.5	720	13.2	750	83.3	1.470	23.1
	D	254	8.1	133	11.9	387	9.1			387	7.1			387	6.1
	N														
	ST Térm.	1.169	38.1	808	72.0	1.997	47.0	610	50.1	2.607	47.7	750	83.3	3.357	52.8
Uruguay	Hidro	1.934	61.9	314	28.0	2.248	53.0	608	49.9	2.658	52.3	150	16.7	3.006	47.2
	Total	3.123	100.0	1.121	100.0	4.244	100.0	1.218	100.0	5.462	100.0	900	100.0	6.362	100.0
Uruguay	TV	313	14.8	-100	-86.2	213	9.6			213	8.2			213	7.9
	TG	250	11.8	216	186.2	466	20.9			466	18.0	120	100.0	586	21.6
	CC							360	100.0	360	13.9			360	13.3
	D	26	1.2			26	1.2			26	1.0			26	1.0
	N														
	ST Térm.	589	27.9	116	100.0	705	31.6	380	100.0	1065	41.1	120	100.0	1.185	43.7
Venezuela	Hidro	1.524	72.1			1.524	68.4			1.524	58.9			1.524	56.3
	Total	2.113	100.0	116	100.0	2.229	100.0	360	100.0	2.589	100.0	120	100.0	2.709	100.0
Venezuela	TV	4.177	24.9	-55	-1.7	4.122	20.7			4.122	17.4			4.122	15.3
	TG	2.292	13.7	196	6.2	2.488	12.5	-222	-6.0	2.266	9.6	-102	-3.1	2.164	8.0
	CC			450	14.3	450	2.3	1.350	36.3	1.800	7.6	1.350	40.6	3.150	11.7
	D														
	N														
	ST Térm.	6.469	38.6	591	18.7	7.060	35.5	1.128	30.3	8.168	34.7	1.248	37.5	9.436	35.0
Suramérica	Hidro	10.282	61.4	2.564	81.3	12.846	64.5	2.592	69.7	15.436	65.3	2.078	62.5	17.516	65.0
	Total	16.751	100.0	3.155	100.0	19.906	100.0	3.720	100.0	23.626	100.0	3.326	100.0	26.952	100.0
Suramérica	TV	16.173	13.3	730	2.3	16.903	11.0	1.400	4.6	18.303	9.9	1.520	4.7	19.823	9.1
	TG	8.861	7.3	4.413	13.7	13.275	8.6	3.456	11.3	16.731	9.1	3.675	11.3	20.406	9.4
	CC	164	0.1	8.387	26.1	8.551	5.6	8.512	27.7	17.063	9.2	8.524	26.3	25.587	11.8
	D	753	0.6	57	0.2	810	0.5			810	0.4			810	0.4
	N	1.662	1.4	1.309	4.1	2.971	1.9	2.054	6.7	5.025	2.7			5.025	2.3
	ST Térm.	27.613	22.7	14.896	46.4	42.509	27.6	15.422	50.3	57.932	31.4	13.719	42.3	71.651	33.0
Suramérica	Hidro	94.177	77.3	17.222	53.6	111.399	72.4	15.268	49.7	126.667	68.6	18.735	57.7	145.402	67.0
	Total	121.790	100.0	32.118	100.0	153.908	100.0	30.690	100.0	184.598	100.0	32.454	100.0	217.053	100.0

Cuadro 3.7 Evolución de la potencia por tecnología. Escenario alto

País	Tipo	Año 1996		Incor. 1996 -2000		Año 2000		Incor. 2001 - 2005		Año 2005		Incor. 2006 -2010		Año 2010	
		M W	%	M W	%	M W	%	M W	%	M W	%	M W	%	M W	%
Argentina	TV	4.783	27.3	-156	-2.4	4.627	19.3	0	0.0	4.627	16.0	0	0.0	4.627	13.5
	TG	3.443	19.7	-304	-4.7	3.139	13.1	0	0.0	3.139	10.8	0	0.0	3.139	9.2
	CC	144	0.8	6.158	94.8	6.302	26.3	3.550	71.3	9.852	34.0	760	14.6	10.612	31.1
	D	4	0.0	0	0.0	4	0.0	0	0.0	4	0.0	0	0.0	4	0.0
	N	1.005	5.7	0	0.0	1.005	4.2	745	15.0	1.750	6.0	0	0.0	1.750	5.1
	ST Term.	9.379	53.6	5.698	87.8	15.077	62.8	4.295	86.3	19.372	66.9	760	14.6	20.132	58.9
	Hidro Total	8.113	46.4	800	12.3	8.913	37.2	683	13.7	9.596	33.1	4.440	85.4	14.036	41.1
Bolivia	TV	17.492	100.0	6.498	100.0	23.990	100.0	4.978	100.0	28.968	100.0	5.200	100.0	34.168	100.0
	TG	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	CC	388	58.6	182	72.1	570	62.3	200	45.0	770	56.7	0	0.0	770	38.7
	D	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	630	100.0	630	31.7
	N	19	2.9	0	0.0	19	2.1	0	0.0	19	1.4	0	0.0	19	1.0
	ST Term.	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
	Hidro Total	407	61.5	182	72.1	589	64.4	200	45.0	789	58.1	630	100.0	1.419	71.4
Brasil	TV	255	38.5	71	27.9	326	35.6	244	55.0	570	41.9	0	0.0	570	28.6
	TG	662	100.0	253	100.0	915	100.0	444	100.0	1.359	100.0	630	100.0	1.989	100.0
	CC	2.748	4.9	350	2.4	3.098	4.4	850	6.1	3.948	4.7	500	2.0	4.448	4.1
	TG	320	0.6	1.529	10.5	1.849	2.6	3.568	25.7	5.417	6.4	3.565	14.5	8.982	8.3
	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	1.309	9.0	1.966	2.8	1.309	9.4	3.275	3.9	0	0.0	3.275	3.0
ST Term.	3.725	6.7	3.188	22.0	6.913	9.8	5.727	41.3	12.640	15.0	4.065	16.6	16.705	15.4	
Chile	TV	52.0160	93.3	11.330	78.0	63.490	90.2	8.146	58.7	71.636	85.0	20.456	83.4	92.092	84.6
	TG	55.885	100.0	14.518	100.0	70.403	100.0	13.873	100.0	84.276	100.0	24.521	100.0	108.797	100.0
	CC	1.917	31.9	695	19.1	2.611	27.1	0	0.0	2.611	20.5	0	0.0	2.611	14.5
	TG	317	5.3	757	20.8	1.074	11.1	0	0.0	1.074	8.4	0	0.0	1.074	5.9
	CC	0	0.0	1.868	51.3	1.868	19.4	2.327	75.3	4.195	32.9	5.318	100.0	9.513	52.7
	D	94	1.6	0	0.0	94	1.0	0	0.0	94	0.7	0	0.0	94	0.5
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
ST Term.	2.327	38.8	3.320	91.2	5.647	58.6	2.327	76.3	7.973	62.6	5.318	100.0	13.292	73.6	
Colombia	TV	3.673	61.2	322	8.8	3.995	41.4	765	24.7	4.760	37.4	0	0.0	4.760	26.4
	TG	6.000	100.0	3.642	100.0	9.642	100.0	3.092	100.0	12.734	100.0	5.318	100.0	18.052	100.0
	CC	1.806	17.0	-244	-9.1	1.563	11.8	0	0.0	1.563	10.8	450	17.0	2.013	11.8
	TG	612	5.8	726	27.1	1.338	10.1	300	25.8	1.638	11.3	130	4.9	1.768	10.3
	CC	0	0.0	1.411	52.7	1.411	10.6	490	42.1	1.901	13.2	150	5.7	2.051	12.0
	D	165	1.6	-38	-1.4	128	1.0	0	0.0	128	0.9	0	0.0	128	0.7
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
ST Term.	2.583	24.4	1.856	69.4	4.439	33.4	790	67.8	5.229	36.2	730	27.5	5.959	34.9	
Ecuador	TV	8.017	75.6	820	30.6	8.837	66.6	375	32.2	9.212	63.8	1.921	72.5	11.133	65.1
	TG	10.600	100.0	2.676	100.0	13.276	100.0	1.165	100.0	14.441	100.0	2.651	100.0	17.092	100.0
	CC	300	14.6	153	13.9	453	14.3	300	28.4	753	17.9	720	94.5	1.473	26.0
	TG	454	22.1	523	47.5	97	30.9	0	0.0	977	23.2	42	5.5	1.019	18.0
	CC	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	700	91.9	700	12.3
	D	188	9.2	-38	-3.5	150	4.8	0	0.0	150	3.6	0	0.0	150	2.6
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
ST Term.	942	45.8	638	57.9	1.580	50.0	300	28.4	1.880	44.6	762	100.0	3.342	58.9	
Paraguay	TV	1.115	54.2	463	42.1	1.578	50.0	755	71.6	2.333	55.4	0	0.0	2.333	41.1
	TG	2.057	100.0	1.101	100.0	3.158	100.0	1.055	100.0	4.213	100.0	762	100.0	5.675	100.0
	CC	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	35.0	700	7.2	0	0.0	700	6.3
	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 Term.	3	0.0	0	0.0	3	0.0	700	35.0	703	7.3	0	0.0	703	6.3	
Perú	TV	7.104	100.0	585	100.0	7.689	100.0	1.300	55.0	8.989	92.7	1.440	100.0	10.429	93.7
	TG	7.107	100.0	585	100.0	7.692	100.0	2.000	100.0	9.992	100.0	1.440	100.0	11.132	100.0
	CC	129	4.1	87	7.7	216	5.1	250	19.1	466	8.4	0	0.0	466	6.9
	TG	786	25.2	588	52.4	1.374	32.4	450	34.4	1.824	32.9	0	0.0	1.624	27.2
	CC	20	0.6	0	0.0	20	0.5	0	0.0	20	0.4	1.000	87.0	1.020	15.2
	D	254	8.1	133	11.9	387	9.1	0	0.0	387	7.0	0	0.0	387	5.8
	N	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
ST Term.	1.189	38.1	808	72.0	1.997	47.0	700	53.5	2.697	48.6	1.000	87.0	3.697	55.2	
Uruguay	TV	1.934	61.9	314	28.0	2.248	53.0	608	46.5	2.856	51.4	150	13.0	3.006	44.8
	TG	3.123	100.0	1.121	100.0	4.244	100.0	1.308	100.0	5.552	100.0	1.150	100.0	6.702	100.0
	CC	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	588	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 Term.	589	27.9	116	100.0	705	31.6	360	100.0	1.065	41.1	120	100.0	1.185	43.7	
Venezuela	TV	1.524	72.1	0	0.0	1.524	68.4	0	0.0	1.524	58.9	0	0.0	1.524	56.3
	TG	20.113	100.0	116	100.0	2.229	100.0	360	100.0	2.589	100.0	120	100.0	2.709	100.0
	CC	4.177	24.9	-55	-1.7	4.122	20.7	0	0.0	4.122	17.4	0	0.0	4.122	15.3
	TG	2.292	13.7	196	6.2	2.488	12.5	-222	-6.0	2.266	9.6	-102	-3.1	2.164	8.0
	CC	0	0.0	450	14.3	450	2.3	1.350	36.3	1.800	7.6	1.350	40.6	3.150	11.7
	D	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	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 Term.	6.469	38.6	591	18.7	7.060	35.5	1.128	30.3	8.188	34.7	1.248	37.5	9.436	35.0	
Suramérica	TV	10.282	61.4	2.564	81.3	12.846	64.5	2.592	69.7	15.438	65.3	2.078	62.5	17.516	65.0
	TG	16.751	100.0	3.155	100.0	19.906	100.0	3.720	100.0	23.626	100.0	3.326	100.0	26.952	100.0
	CC	16.173	13.3	730	2.2	16.903	10.9	1.400	4.4	18.303	9.8	1.670	3.6	19.973	8.6
	TG	8.861	7.3	4.413	13.1	13.275	8.5	4.296	13.4	17.571	9.4	3.755	8.2	21.326	9.1
	CC	164	0.1	9.887	29.4	10.051	6.5	8.777	27.4	18.828	10.0	9.908	21.6	28.736	12.3
	D	753	0.6	57	0.2	810	0.5	0	0.0	810	0.4	0	0.0	810	0.3
	N	1.662	1.4	1.309	3.9	2.971	1.9	2.054	6.4	5.					

**Gráfico 3.5 Incremento de la potencia instalada 1996-2010
(en % de la capacidad instalada en 1996)**



Sin embargo, existen diferencias significativas entre los países suramericanos, tanto en lo que se refiere a la tasa de expansión esperada como a las diferencias entre los escenarios planteados. Los países en los que se espera una mayor dinámica son Chile, Bolivia y Ecuador, mientras que los incrementos de potencia instalada en Uruguay, Paraguay, Colombia y Venezuela no superarían el 61% de la capacidad actual.

Debido a la fuerte asimetría de tamaño de los sistemas eléctricos suramericanos, la distribución espacial de la nueva capacidad de generación mantendrá la preponderancia de los grandes sistemas, en especial de Brasil, tal como se observa en el Gráfico 3.6.

En efecto, en el período 1996/2010 deberán instalarse nuevas centrales generadoras en Suramérica con una potencia total que oscilaría entre los 87.6 GW, para el escenario bajo, y 111.5 GW en el escenario alto, con una media estimada en 95.3 GW. El sistema brasileño por sí solo concentraría entre el 44% (escenario medio) y el 48% (escenarios alto y bajo) de este total.

Los escenarios alternativos no muestran diferencias significativas en la participación de cada país suramericano en el total de capacidad de generación de la región. Tampoco habría diferencias significativas en la participación de cada país en la potencia total instalada por tipo de tecnología en el año horizonte, ya que cada país prevé mantener las tendencias de cambio tecnológico con independencia de la tasa de crecimiento de su propia demanda. Ello no significa que no se esperen cambios estructurales importantes durante el período en la composición del parque, respecto de la situación registrada en 1996. Cabe esperar que la compensación térmica se incremente alrededor del 10% en la región suramericana hacia el año horizonte. Como puede observarse en el Gráfico 3.7, este incremento sería mucho más importante en Chile, Perú, Ecuador y Uruguay. El único país que reduciría levemente su compensación térmica actual sería Venezuela. En términos generales puede afirmarse que los incrementos en la compensación térmica se verían acelerados por tasas altas de crecimiento de las demandas y retardados si éstas crecieran menos de lo esperado.

En lo que se refiere a la evolución de la estructura por tipo de tecnología de generación tampoco se aprecian diferencias significativas en los escenarios alto y bajo respecto del escenario medio

Gráfico 3.6 Adición de potencia instalada en el período 1996/2010

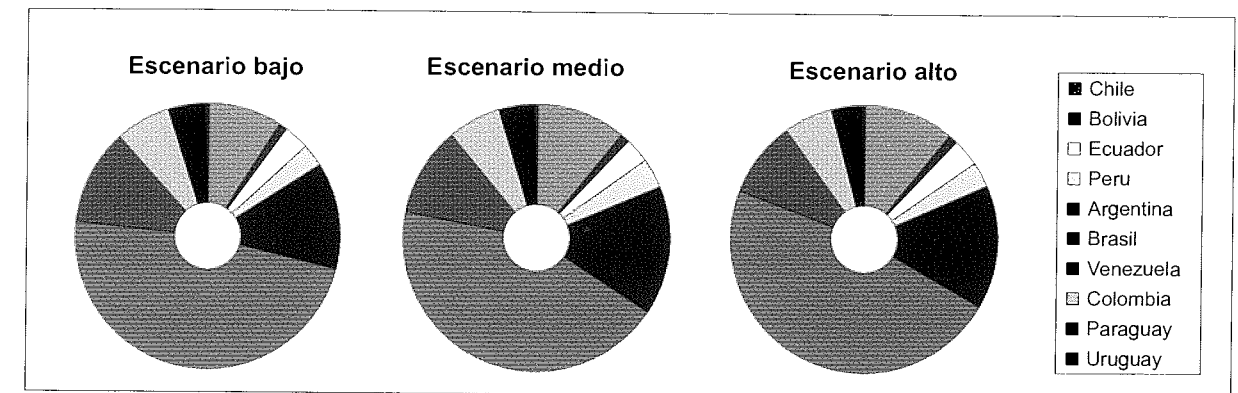
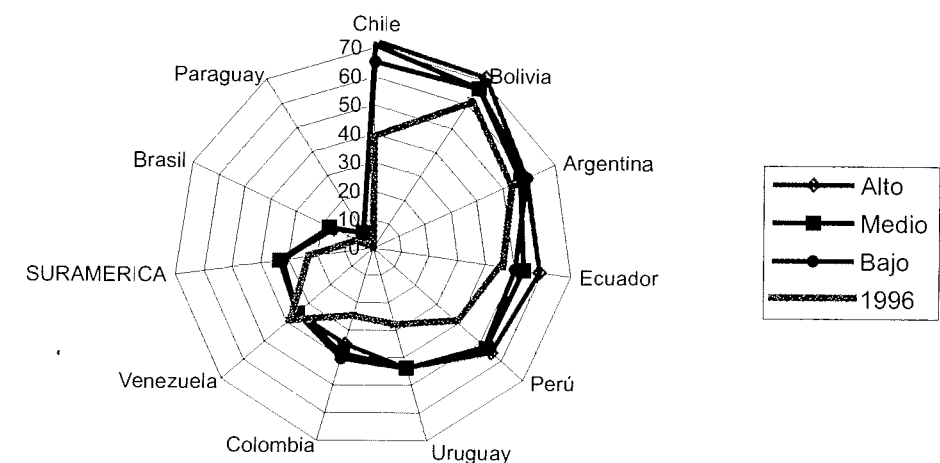


Gráfico 3.7 Evolución de la compensación térmica

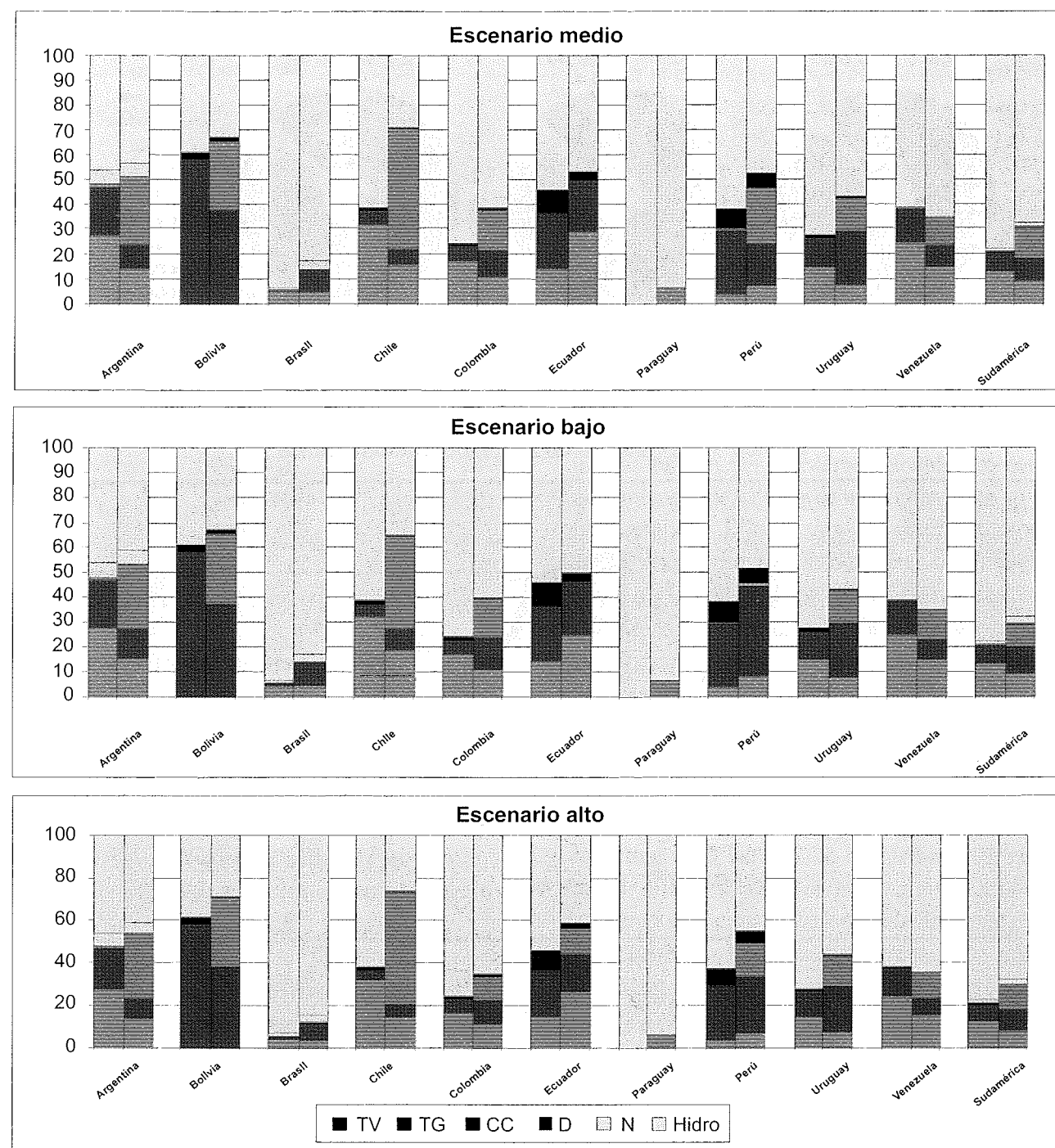


de referencia, tal como puede apreciarse en el Gráfico 3.8, donde se muestra la evolución esperada de la estructura entre 1996 y el 2010 para los tres escenarios. Al margen de la pérdida generalizada de participación de la generación hidráulica

ca se destacan las modificaciones que se prevén en la composición del parque térmico.

El elemento más sobresaliente es el abandono progresivo de la tecnología turbovapor, con la

Gráfico 3.8 Evolución de la estructura de la potencia instalada entre 1996 y 2010



única excepción del Ecuador donde los planes oficiales son muy cautos respecto a las posibilidades futuras de quemar gas natural en las centrales eléctricas. El no disponer de gas limita el atractivo económico de la tecnología turbogás, tanto en ciclo abierto como en ciclo combinado, que se prevé tenga una fuerte expansión en los próximos años en los países suramericanos.

3.2 Indicadores sobre las características del abastecimiento. Escenario medio

En el Gráfico 3.9 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 entre el año 2000 y el 2005, 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 3.10 se comparan los niveles de reserva de cada país en los años extremos del período, donde los países están ordenados según porcentajes de reservas crecientes en el año base.

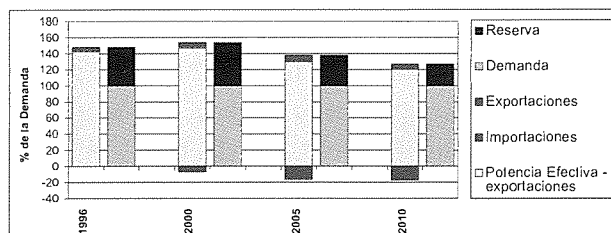
Como puede apreciarse, las reservas en el año horizonte tienden a concentrarse en niveles que oscilan según los países entre el 19% y el 31% de la carga máxima, con excepción de Colombia y Venezuela que alcanzarían valores del 35% y el 53%, respectivamente. Esta disminución en los niveles de reserva va acompañada por una menor vulnerabilidad a las fluctuaciones en los aportes hidráulicos, gracias al incremento en la compensación térmica (Gráfico 3.11).

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

Gráfico 3.9 Evolución del abastecimiento de potencia (continúa)

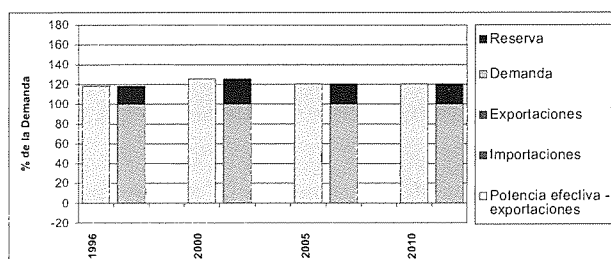
País: Argentina

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	17.492	22.490	27.168	32.368
Importaciones	600	974	1.390	1.553
Exportaciones	0	1.000	3.000	4.000
Pot. Bruta Disp.	18.092	22.464	25.558	29.921
Dem. Máx. Pot. Bruta	12.256	14.630	18.576	23.602
Reserva MW	5.836	7.834	6.982	6.319
% Demanda Máxima	47.6	53.5	37.6	26.8



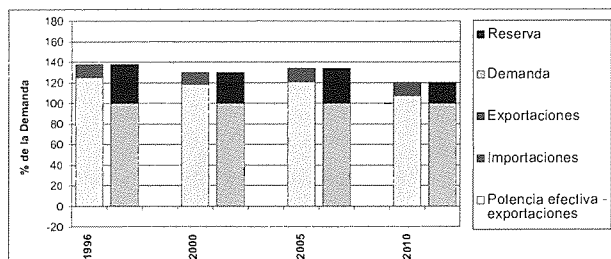
País: Bolivia

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	662	915	1.229	1.722
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	662	915	1.229	1.722
Dem. Máx. Pot. Bruta	560	730	1.020	1.431
Reserva MW	102	185	209	291
% Demanda Máxima	18.2	25.3	20.5	20.3



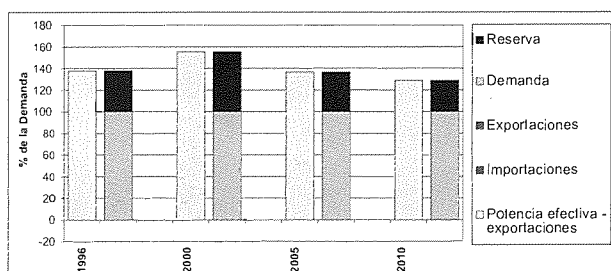
País: Brasil

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	55.885	67.691	85.516	95.288
Importaciones	5.463	6.322	9.267	11.000
Exportaciones		0	0	0
Pot. Bruta Disp.	61.348	74.013	94.783	106.288
Dem. Máx. Pot. Bruta	44.594	57.064	70.824	88.573
Reserva MW	16.754	16.949	23.959	17.715
% Demanda Máxima	37.6	29.7	33.8	20.0



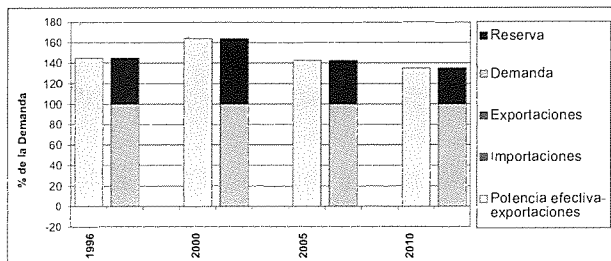
País: Chile

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	6.001	9.642	12.069	16.390
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	6.001	9.642	12.069	16.390
Dem. Máx. Pot. Bruta	4.362	6.212	8.851	12.738
Reserva MW	1.639	3.430	3.218	3.652
% Demanda Máxima	37.6	55.2	36.4	28.7



País: Colombia

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	10.600	13.276	14.521	16.892
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	10.600	13.276	14.521	16.892
Dem. Máx. Pot. Bruta	7.312	8.108	10.187	12.500
Reserva MW	3.288	5.168	4.334	4.392
% Demanda Máxima	45.0	63.7	42.5	35.1

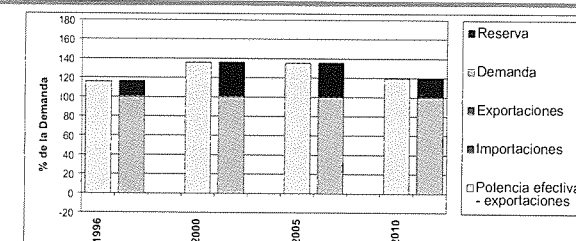


Nota: No se dispone de información sobre los probables intercambios futuros con el SIN de Argentina.

Gráfico 3.9 Evolución del abastecimiento de potencia

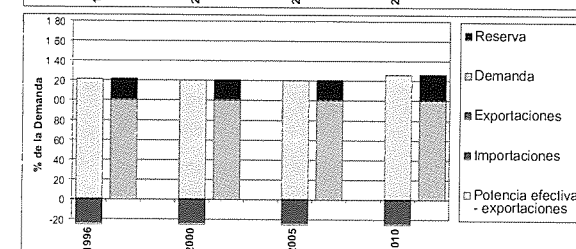
País: Ecuador

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	2.057	3.158	4.213	4.975
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	2.057	3.158	4.213	4.975
Dem. Máx. Pot. Bruta	1.779	2.332	3.119	4.172
Reserva MW	278	826	1.094	803
% Demanda Máxima	15.6	35.4	35.1	19.2



País: Paraguay

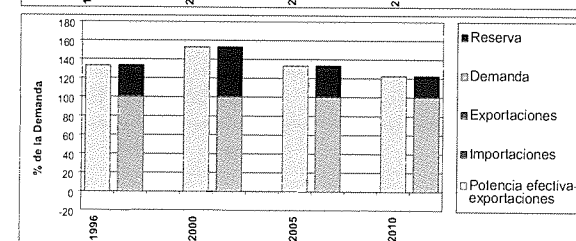
Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	1.107	7.646	9.446	10.886
Importaciones	0	0	0	0
Exportaciones	6.063	6.296	7.657	8.554
Pot. Bruta Disp.	1.044	1.350	1.789	2.332
Dem. Máx. Pot. Bruta	862	1.125	1.491	1.851
Reserva MW	182	225	298	481
% Demanda Máxima	21.1	20.0	20.0	26.0



País: Perú

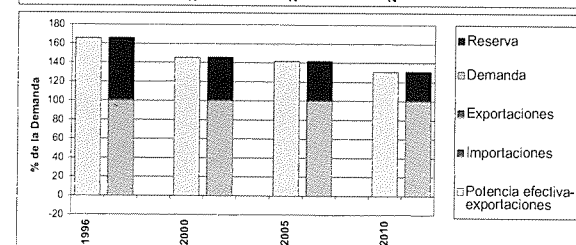
Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva				
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.				
Dem. Máx. Pot. Bruta				
Reserva MW				
% Demanda Máxima				

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



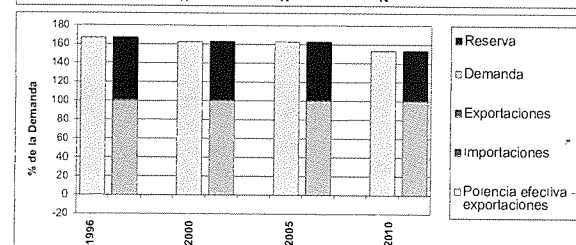
País: Uruguay

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	2.113	2.229	2.589	2.709
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	2.113	2.229	2.589	2.709
Dem. Máx. Pot. Bruta	1.279	1.536	1.831	2.075
Reserva MW	834	693	758	634
% Demanda Máxima	65.2	45.1	41.4	30.6



País: Venezuela

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	16.751	19.906	23.626	26.952
Importaciones				
Exportaciones				
Pot. Bruta Disp.	16.751	19.906	23.626	26.952
Dem. Máx. Pot. Bruta	10.052	12.258	14.545	17.588
Reserva MW	6.699	7.648	9.081	9.364
% Demanda Máxima	66.6	62.4	62.4	53.2



Suramérica

Concepto	1996	2000	2005	2010
Potencia Efectiva	121.791	151.196	185.838	214.544
Importaciones	6.063	7.296	10.657	12.553
Exportaciones	6.063	7.296	10.657	12.554
Pot. Bruta Disp.	121.791	151.196	185.838	214.543
Dem. Máx. Pot. Bruta	85.400	106.774	134.541	169.728
Reserva MW	36.391	44.422	51.297	44.814
% Demanda Máxima	42.6	41.6	38.1	26.4

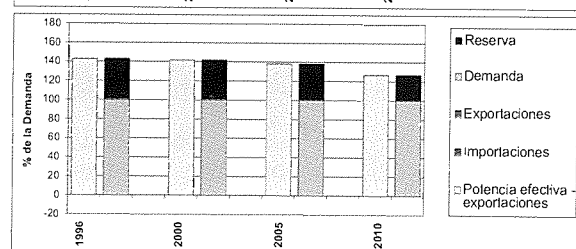


Gráfico 3.10 Evolución de la reserva (% capacidad máxima)

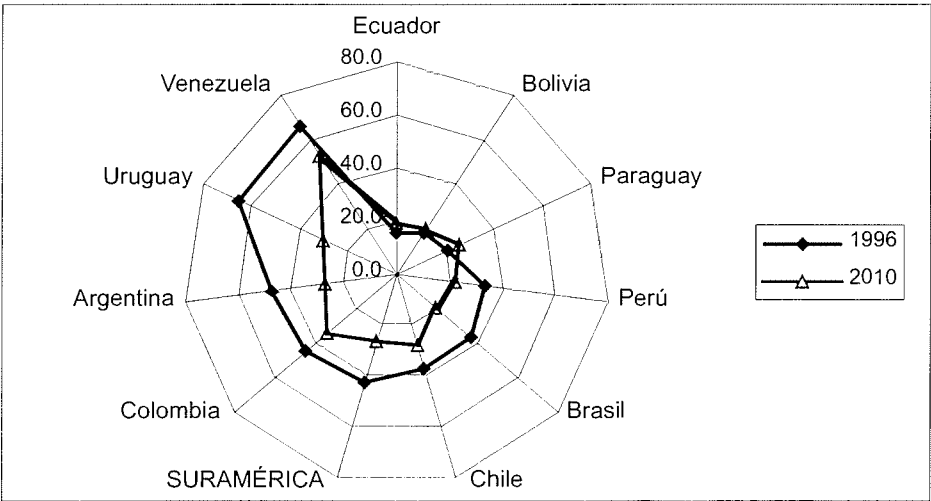
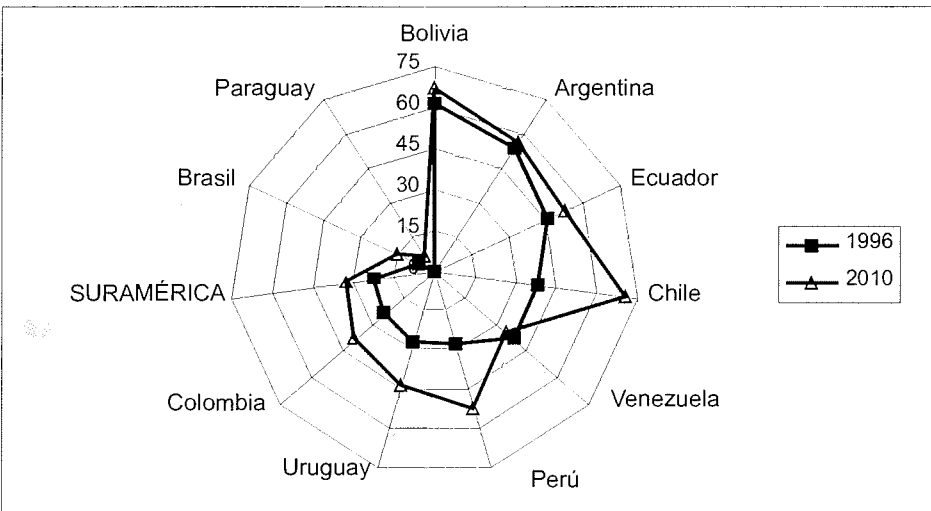


Gráfico 3.11 Evolución de la compensación térmica



3.3 Contribución de cada país al parque eléctrico suramericano

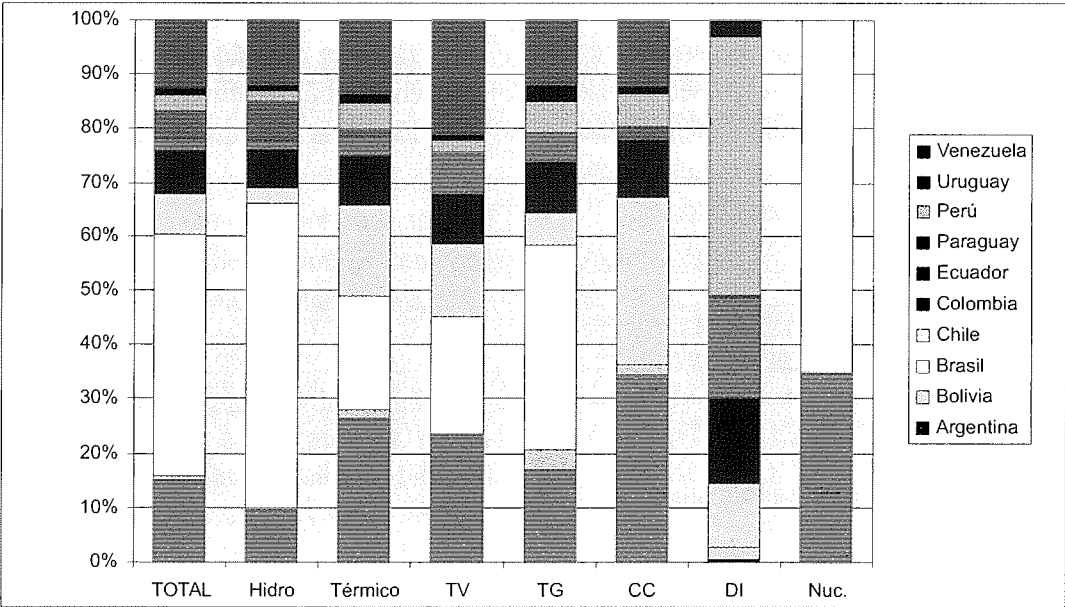
En el Cuadro 3.9 se muestra la participación de la potencia instalada en cada país en el parque suramericano del año horizonte, por tecnología y para el total. Los mismos valores se ilustran en el Gráfico 3.12.

De la comparación de estos valores con los correspondientes al año base, y dejando de lado los cambios 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.

Cuadro 3.9 Participación de países en la potencia total suramericana, año 2010

País	Total	Hidro	Sub Tot Térmico	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Combin	Diesel	Nuclear
Argentina	15.1	9.7	25.6	23.6	15.4	34.4	0.5	34.8
Bolivia	0.8	0.4	1.6	0.0	3.1	1.9	2.3	0.0
Brasil	44.4	55.7	23.3	21.4	44.0	0.0	0.0	65.2
Chile	7.6	3.3	16.2	13.3	5.2	30.7	11.6	0.0
Colombia	7.9	7.1	9.1	9.5	8.7	10.8	15.7	0.0
Ecuador	2.3	1.6	3.7	7.5	5.0	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	4.7	2.4	5.1	5.7	47.8	0.0
Uruguay	1.3	1.0	1.6	1.1	2.9	1.4	3.2	0.0
Venezuela	12.6	12.1	13.2	21.1	10.6	12.3	0.0	0.0
TOTAL %	100	100	100	100	100	100	100	100
MW	217.053	145.402	71.651	19.823	20.406	25.587	810	5.025

Gráfico 3.12 Participación de países en la potencia total suramericana, año 2010



4. CONCLUSIONES

- La generación hidráulica tiene un rol predominante en el abastecimiento eléctrico suramericano, aportando cerca del 78% de la potencia efectiva y más del 82% de la generación bruta registrada en 1996.
- En cuanto a la generación térmica, el gas sustituye al fuel oil en la generación turbovapor e impulsa nuevas implantaciones en turbinas de ciclo abierto y de ciclo combinado. El carbón mantiene o declina su uso, confinado a los países productores: Chile, Brasil, Colombia y Argentina. La energía nuclear, concentrada en Argentina y Brasil, mantiene una participación limitada debido a los altos costos de inversión.
- Dado el carácter eminentemente hidrotérmico de los sistemas eléctricos suramericanos, los problemas derivados de la aleatoriedad del abastecimiento eléctrico pueden ser solucionados, o al menos disminuidos mediante interconexiones internacionales que aprovechen las complementariedades nacionales.
- Los países con mayor compensación térmica son Bolivia, Argentina, Ecuador, Chile y Venezuela, cuya potencia térmica representa al menos 38% de su potencia efectiva. Sin embargo, de estos países sólo el parque térmico de Argentina y Venezuela tiene cierta relevancia a nivel suramericano. El aporte conjunto de Bolivia y Ecuador, por su parte, no supera el 5% de la potencia térmica total de Suramérica, restringido por el menor tamaño relativo de estos sistemas. El parque térmico brasileño, que aporta a su propio abastecimiento uno de los niveles de compensación térmica más bajos, representa aproximadamente un 14% de la región en su conjunto debido al gran tamaño del sistema brasileño en comparación con los restantes países suramericanos. El aporte de Chile y Colombia a la compensación térmica regional es del orden del 9%, aun cuando la participación térmica en el abastecimiento eléctrico chileno es 15% más alta que la colombiana.

C
a
p
í
t
u
l
o

IV

Análisis hidrológico

Este capítulo presenta los resultados del análisis de las series históricas de caudales de todos los países suramericanos y las oportunidades de complementariedad hidrológica entre ellos.

1. ANÁLISIS DE LOS CAUDALES DE CADA PAÍS

Para este análisis se utilizó la información hidrológica disponible de cada país, enviada por cada uno de sus representantes. Esta información se compone de caudales medios semanales o mensuales, tal y como se muestra en el Cuadro 4.1.

En relación con la topología para las plantas hidráulicas alimentadas por estos caudales, en especial para las conectadas en cascada, se considera la configuración vigente para el año 2000.

De acuerdo con la información disponible, se calcularon los siguientes estadísticos de los caudales incrementales históricos:

Cuadro 4.1 Fecha inicial y final. Registros históricos de caudales

País	Año inicial	Año final
Argentina	1943	1993
Bolivia	1979	1996
Brasil	1931	1994
Chile	1942	1980
Colombia	1965	1992
Ecuador	1964	1996
Paraguay *	-	-
Perú	1957	1995
Uruguay	1937	1993
Venezuela	1950	1996
* Analizado con Argentina y Brasil		

- Media mensual y anual por planta para cada país.
- Coeficiente de estacionalidad (razón entre el promedio mensual y el promedio anual) por planta y para cada país.

El caudal incremental es un concepto que se utiliza en el caso de centrales en cascada. Se entiende como tal el caudal que se forma en la cuenca total aferente de una central (caudal natural), sin considerar la existencia de otras centrales que se puedan hallar aguas arriba.

Para cada secuencia de caudales se ajustó un modelo estocástico de caudales del tipo autorregresivo periódico. El procedimiento de ajuste se compone de dos pasos:

- Estimación de los parámetros y pruebas estadísticas en los caudales históricos.
- Determinación del orden más adecuado para el modelo autorregresivo.

Se calculó la secuencia histórica de energías afluentes (GWh/mes) para cada país con el promedio mensual y los cuantiles superior (90%) e inferior (10%).

Los Cuadros 4.2 y 4.3 muestran la energía afluente en GWh/mes promedio para cada país.

Cuadro 4.2 Energía afluente en GWh/mes promedio por país

Mes	Argentina	Bolivia	Brasil Sudeste	Brasil Sur	Brasil Nordeste	Brasil Norte
Enero	2.425	366.5	33.745	2.968	7.075	5.944
Febrero	2.092	296.8	35.703	3.364	7.685	8.052
Marzo	2.087	289.7	33.610	3.055	7.585	9.359
Abril	1.932	154.2	25.021	2.766	6.019	9.283
Mayo	2.416	99.1	18.595	3.801	3.678	5.982
Junio	2.972	82.6	15.918	4.558	2.500	2.932
Julio	3.115	74.9	13.108	4.638	2.065	1.708
Agosto	2.933	80.4	10.944	4.156	1.772	1.202
Septiembre	2.851	90.3	10.904	4.781	1.572	936
Octubre	3.297	130.9	13.135	5.306	1.759	1.051
Noviembre	3.189	159.8	16.574	4.036	2.826	1.734
Diciembre	2.771	237.2	24.902	3.270	5.066	3.384

La energía afluente se define como aquella que puede generar una central con el caudal afluente a la misma. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$E_{i,m} = F Ci * Q_{i,m} * \Delta t / 1.000 \quad (1)$$

Donde: $E_{i,m}$ energía producida en la central i para el mes m , en GWh/mes

$F Ci$ factor de conversión para la central i , en $MW/(m^3/seg)$

$Q_{i,m}$ caudal afluente a la central i durante el mes m , en m^3/seg .

Δt Número de horas en el mes

La fórmula (1) permite conocer la energía generable por una central durante un mes dado. Esta energía es luego sumada a la producida por las demás centrales durante el mismo mes para obtener el valor agregado de todo el sistema interconectado. Finalmente, dicha energía puede ser sumada mes por mes para obtener el valor anual.

Cuadro 4.3 Energía afluente en GWh/mes promedio por país

Mes	Chile	Colombia	Ecuador	Perú Norte	Perú Sur	Uruguay	Venezuela
Enero	2.124	2.275	500	1.799	724	516	2.093
Febrero	1.399	1.764	532	2.423	838	565	1.388
Marzo	1.246	2.147	704	2.857	849	622	1.301
Abril	1.071	3.156	830	1.664	449	987	1.834
Mayo	1.586	4.424	932	863	218	1.182	4.163
Junio	1.860	4.493	1.128	549	141	1.299	7.314
Julio	1.983	4.557	1.232	465	116	1.453	8.473
Agosto	1.900	4.083	949	437	104	1.320	8.140
Septiembre	1.767	3.799	764	435	100	1.371	6.279
Octubre	2.350	4.423	658	538	129	1.480	4.450
Noviembre	2.949	4.205	520	683	197	977	3.865
Diciembre	2.909	3.080	475	994	313	682	3.289

2. ANÁLISIS DE LAS OPORTUNIDADES DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LOS PAÍSES

Este análisis permite evaluar la oportunidad de aprovechar las particularidades de la distribución espacial y temporal de la productividad hídrica en una región geográfica, es decir, la ocurrencia asincrónica de las estaciones en los diferentes países. Con este análisis se puede considerar la posibilidad de realizar una interconexión de las diferentes áreas para utilizar el superávit de energía de un país durante determinadas épocas del año para suplir el déficit de otra región en el mismo período y obtener de esta manera beneficios económicos.

El procedimiento para analizar estas oportunidades se implementó de la siguiente manera:

- Con la información disponible se calculó la correlación espacial entre las energías

afluentes de los países, lo que es una primera indicación de las posibilidades de complementariedad.

- Se definió la energía afluente mínima de cada país aislado como la menor energía anual registrada, de acuerdo con sus series históricas. La suma de las energías mínimas aisladas fue entonces comparada con la energía mínima integrada, calculada a partir de la suma de los valores históricos de energías afluentes.

2.1 Complementariedad estacional

La complementariedad estacional para cada país se estimó de la siguiente manera:

En primer lugar se estima, para cada país (i) y a nivel mensual (k), la Energía Afluente (EAFk(i)) de la siguiente manera:

$EAF_k(i), k = 1, \dots, 12$ (2)

A continuación se calcula la Energía Estacional Aislada para cada país ($EEA(i)$), como el valor mínimo que resulta de (2), así:

$EEA(i) = \text{Min} [EAF_k(i), k = 1, \dots, 12]$ (3)

Este parámetro permite conocer cuál es la energía mínima mensual producida por un país.

Posteriormente se estima la Energía Estacional Total Aislada ($EETA$) como la suma de la energía estacional aislada de cada país. Esto permite conocer la mínima energía total producida por todos los países, y que supondría la ocurrencia simultánea de las condiciones climáticas más adversas (el índice p es el número total de países considerados).

$EETA = \sum_{i=1}^p EEA(i)$ (4)

Los resultados de este cálculo agrupados para tres grupos se pueden observar en el cuadro 4.5. Estos grupos se componen así:

- **Grupo 1:** Argentina, Bolivia, Brasil-Se, Brasil-S, Chile y Uruguay.
- **Grupo 2:** Brasil-Ne, Brasil-N, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.
- **Grupo 3:** Suramérica.

Cuadro 4.5 Energía estacional aislada

País	EEA TWh/mes
Argentina	1.93
Bolivia	0.07
Brasil - Sureste	10.90
Brasil - Sur	2.77
Chile	1.07
Uruguay	0.52
EEAT Grupo 1	17.26
Brasil - Nordeste	1.57
Brasil - Norte	0.94
Colombia	1.76
Ecuador	0.48
Perú Norte	0.44
Perú Sur	0.10
Venezuela	1.30
EEAT Grupo 2	6.58
EEAT Suramérica	23.85

A continuación se estima la Energía Afluente Integrada mensual ($EAI(k)$) como la suma de la energía afluente de cada país durante un mes dado, así:

$EEI(k) = \sum_{i=1}^p EAF_k(i)$ (5)

Finalmente, se calcula la Energía Estacional Total Integrada ($EETI$) como el valor mínimo de la energía afluente integrada mensual, calculada en (5), lo que permite conocer la energía mínima producida por toda la región a nivel mensual.

$EETI = \text{Min}(EAI(k), k = 1, \dots, 12)$ (6)

Los resultados de este cálculo pueden observarse en el Cuadro 4.6.

Cuadro 4.6 Energía estacional integrada

Mes	EEI Grupo 1 TWh/mes	EEI Grupo 2 TWh/mes	EEI Grupo 3 TWh/mes
Enero	42.14	20.41	62.55
Febrero	43.42	22.68	66.10
Marzo	40.91	24.80	65.71
Abril	31.93	23.24	55.17
Mayo	27.68	20.26	47.94
Junio	26.69	19.06	45.75
Julio	24.37	18.62	42.99
Agosto	21.33	16.69	38.02
Septiembre	21.76	13.89	35.65
Octubre	25.70	13.01	38.71
Noviembre	27.88	14.03	41.91
Diciembre	34.77	16.60	51.37
EETI	21.33	13.01	35.65

Ahora, analizando la relación entre la Energía Afluente Aislada Total y la Energía Afluente Integrada Total, se tiene:

Cuadro 4.7 Oportunidad de complementación estacional

Mes	Grupo 1 TWh/mes	Grupo 2 TWh/mes	Grupo 3 TWh/mes
EETA	17.26	6.58	23.85
EETI	21.33	13.01	35.65
Ganancia	4.07	6.43	11.80
Diferencia	23.57	97.60	49.49

2.2 Complementariedad anual

Para calcular la oportunidad de complementariedad anual se sigue un procedimiento similar al utilizado en el punto anterior. En este caso, de manera análoga a (1), se calcula la energía producida anualmente, en este caso para el período 1979-1992.

$EAF_t(i), t = 1979, \dots, 1992$ (7)

A continuación se estima la energía anual total aislada como:

$EAA(i) = \text{Min}(EAF_t(i), t = 1979, \dots, 1992)$ (8)

Se calcula la Energía Total Aislada de manera similar a (4)

$EATA = \sum_{i=1}^p EAA(i)$ (9)

La energía integrada por año se calcula de manera análoga a (5), sumando la energía de cada año.

$$EAI(t) = \sum_{i=1}^p EAF_i(i), t = 1979, \dots, 1992 \quad (10)$$

Y la energía anual total integrada corresponderá en consecuencia al valor mínimo de la energía anual integrada:

$$EATI = Min(EAT(t), t = 1979, \dots, 1992) \quad (11)$$

Los resultados de estos cálculos se pueden apreciar en el Cuadro 4.8, donde se agrupan los resultados para los tres grupos de países definidos anteriormente. Es de aclarar que en el primer grupo no fue considerado Chile debido a que no se disponía de la información de caudales de 1981 hasta 1992, en tanto que Paraguay fue analizado conjuntamente con Argentina y Brasil.

Cuadro 4.8 Energía Anual Aislada

País	EEA TWh/mes
Argentina	24.0
Bolivia	1.6
Brasil - Sureste	230.0
Brasil - Sur	27.0
Chile	0.0
Uruguay	8.0
EEAT Grupo 1	290.6
Brasil - Nordeste	34.0
Brasil - Norte	37.0
Colombia	30.0
Ecuador	6.0
Perú	8.0
Venezuela	42.0
EEAT Grupo 2	157.0
EEAT Sudamérica	447.6

En el cuadro 4.9 se presenta la relación entre Energía Anual Aislada Total y la Energía Anual Integrada Total, lo que permite identificar los claros beneficios de la complementariedad entre regiones.

Cuadro 4.9 Oportunidad de complementación anual

	Grupo 1 TWh/mes	Grupo 2 TWh/mes	Grupo 3 TWh/mes
EATA	17.26	6.58	23.85
EATI	21.33	13.01	35.65
Ganancia	4.07	6.43	11.80
Diferencia (%)	23.57	97.60	49.49

3. CONCLUSIONES

Del análisis de los Cuadros 4.7, 4.8 y 4.9 se evidencia la posibilidad de complementariedad hidrológica estacional y anual para los sistemas energéticos de la región y de las diferentes zonas geográficas que la conforman.

Así, para el grupo 1 (países y regiones del Cono Sur) se tiene una oportunidad de complementación estacional del 24% y anual de 10%, para el grupo 2 (norte y noreste de Suramérica), del 98% y del 15%, y para el grupo 3 (toda Suramérica), del 50% y del 21%.

Este tipo de ganancias permite identificar interconexiones potencialmente atractivas entre los países analizados, así como los posibles flujos de energía entre los países en la simulación de sistemas aislados e interconectados.

C
a
p
í
t
u
l
o

V

Análisis del rol y los
precios del gas natural

En este capítulo se analiza 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 la región.

1. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA
DEL GAS EN LA ÚLTIMA DÉCADA

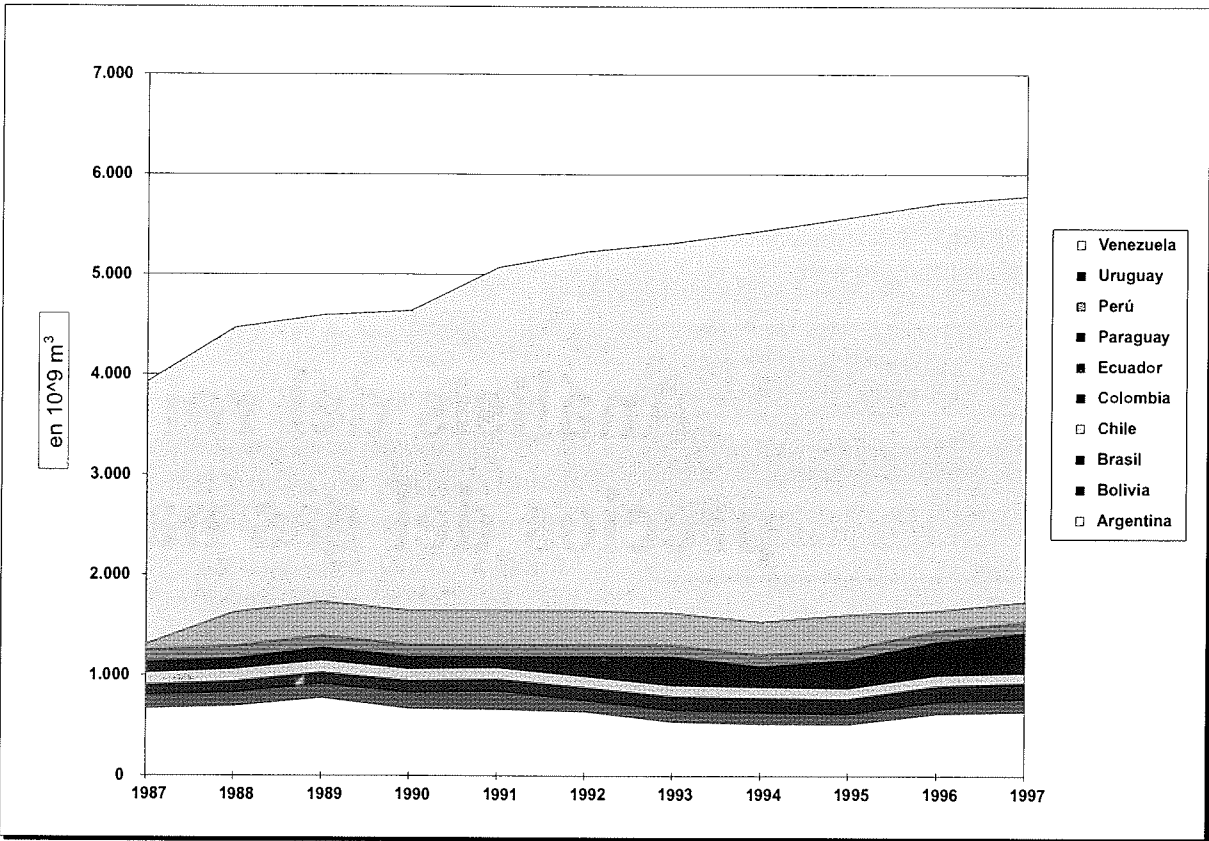
Las reservas de gas natural crecieron a una tasa anual del 3,9% entre 1987 y 1997, pasando de 3.928 a 5.788 miles de millones de metros cúbicos. Sin embargo, prácticamente entre el 65% y el 70% del total de dichas reservas las acumulaba un solo país, Venezuela. Argentina, segundo país con reservas en la región, contaba con 11% del total hacia 1997.

En el Gráfico 5.1 se puede observar la declinación de las reservas en Argentina y el significativo aumento de las mismas en el caso de Venezuela y Colombia. En el resto de los países las reservas han tendido a mantenerse estables o a crecer más lentamente. En este caso se trata también de los países con menor desarrollo relativo de la industria del gas.

En cuanto a la producción comercializada de gas natural en los países estudiados, ésta pasó de 47 x 109m3 en 1987 a 73,1 x 109m3 en 1996, es decir se expandió a una tasa del 4,5% anual, ligeramente superior a la del crecimiento de las reservas, tal como se observa en el Cuadro 5.1.

La distribución de la producción no tiene relación directa con las reservas. Así, Venezuela y Argentina aparecen con volúmenes similares en lo que concierne a la producción comercial (parti-

Gráfico 5.1 Evolución de las reservas de gas natural 1987-1997



Cuadro 5.1. Producción comercializada de gas natural 1987-1996 (10⁹m³) (Continúa)

País / Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Argentina	15,41	18,96	20,38	17,83	18,21	17,24	19,42	22,12	25,09	28,93
Bolivia	2,81	2,78	3,04	3,02	2,95	3,12	3,10	2,97	3,21	3,09
Brasil	2,88	2,76	3,44	2,76	3,33	3,69	3,84	4,24	4,51	5,80
Chile	0,73	1,02	1,61	1,10	1,47	1,57	1,69	1,99	1,90	1,81
Colombia	4,06	4,14	4,13	4,28	4,40	4,26	4,50	4,60	5,10	5,10
Ecuador	0,00	0,01	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,12	0,12
Paraguay										
Perú	1,34	1,25	1,15	1,13	1,00	1,15	1,02	0,98	0,93	0,97
Uruguay										
Venezuela	19,90	19,68	19,55	18,38	23,39	23,75	24,42	24,81	26,29	27,24
Total 10 países	47,13	50,60	53,38	48,60	54,85	54,88	58,09	61,81	67,15	73,06

Producción comercializada de gas natural 1987-1996 (%)

País / Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Argentina	32,7%	37,5%	38,2%	36,7%	33,2%	31,4%	33,4%	35,8%	37,4%	39,6%
Bolivia	6,0%	5,5%	5,7%	6,2%	5,4%	5,7%	5,3%	4,8%	4,8%	4,2%
Brasil	6,1%	5,5%	6,4%	5,7%	6,1%	6,7%	6,6%	6,9%	6,7%	7,9%
Chile	1,5%	2,0%	3,0%	2,3%	2,7%	2,9%	2,9%	3,2%	2,8%	2,5%
Colombia	8,6%	8,2%	7,7%	8,8%	8,0%	7,8%	7,7%	7,4%	7,6%	7,0%
Ecuador	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Paraguay	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Perú	2,8%	2,5%	2,2%	2,3%	1,8%	2,1%	1,8%	1,6%	1,4%	1,3%
Uruguay	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Venezuela	42,2%	38,9%	36,6%	37,8%	42,6%	43,3%	42,0%	40,1%	39,2%	37,3%
Total 10 países	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Estimaciones propias del estudio CIER02 con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

cularmente en los últimos años), pero con un mercado más maduro y diversificado en el caso de Argentina.

La relación reservas/producción, expresada como la cantidad de reservas a fin de cada año dividida por la producción bruta del respectivo año, se ha

mantenido en torno a los 50 años en la región pero presenta fuertes diferencias entre países, como se observa en la Cuadro 5.2.

Se observa que en el caso de Argentina dicha relación ha venido declinando desde una cifra próxima a los 35 años en 1987 a cerca de 18 años en la

Cuadro 5.2. Relación reservas/producción de gas natural 1987-1996 (años)

País / Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Argentina	34,7	30,5	30,5	29,0	28,5	29,0	21,8	19,1	16,9	17,9
Bolivia	30,0	29,5	27,8	30,7	35,0	21,0	21,5	19,9	20,2	24,1
Brasil	16,2	18,0	17,8	18,4	17,4	17,8	18,0	17,7	18,0	15,7
Chile	27,6	27,8	27,8	27,4	27,1	27,2	26,1	25,7	28,6	28,1
Colombia	22,1	22,2	26,2	24,7	22,4	39,4	53,3	38,4	45,1	36,3
Ecuador	308,1	158,3	161,4	160,0	165,7	164,2	162,7	161,2	148,6	100,0
Paraguay										
Perú	28,9	206,1	219,4	222,2	242,1	221,3	229,6	249,6	269,8	160,8
Uruguay										
Venezuela	71,6	75,0	73,7	73,9	77,6	80,3	81,3	87,8	85,5	79,2
Total 10 países	50,2	53,9	52,8	53,4	55,8	57,7	56,0	56,0	54,4	49,1

Fuente: Estimaciones propias del estudio CIER02 con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

actualidad. Ha descendido también en Bolivia y Brasil a pesar del escaso volumen producido y ha sido creciente en Colombia y en Venezuela. En Perú y Ecuador no existe prácticamente desarrollo de la industria del gas, lo que explica la elevada duración de las reservas. En los últimos años Bolivia ha descubierto reservas importantes de gas incentivada por la gran demanda existente en Brasil, a tal punto que se ha construido y está en operación un gasoducto entre estos dos países; hay otro en construcción y varios en proyecto.

Al combinar la información acerca de reservas con la producción bruta se puede obtener la evolución de la incorporación de reservas de gas. Para la década de 1987/1996 la incorporación media anual de reservas ha sido del orden de los 310 miles de millones de metros cúbicos; de esta cantidad, el 67% correspondió a Venezuela y 12,5% a Colombia. En cambio, los países del Cono Sur en conjunto incorporaron un 15,2% del total, valor que llegaría a 21% con Perú. Es sin embargo, en estos últimos países donde se tienen las mayores posibilidades de integración y donde se está impulsando un mayor equipamiento térmico.

En el Gráfico 5.2, se ilustra la comparación media de reservas descubiertas y/o incorporadas al inventario de cada país en promedio en la década de 1987/1996 y el nivel de producción bruta de gas correspondiente a 1996. Se observa que los países del Cono Sur en su conjunto estarían produciendo por encima de las incorporaciones de reservas, mientras que sólo Colombia y Venezuela aparecen con excedentes significativos. Perú también aparece con excedentes debido a que su nivel de consumo actual es muy bajo.

La generación termoeléctrica, con base en gas natural, ha alcanzado una alta participación en los cuatro países que disponen del recurso en forma desarrollada (Argentina, Bolivia, Colombia y Venezuela). En Argentina y Bolivia la participación del parque térmico convencional en el total de la generación es superior al 50%; en cambio en el resto de los países, con la excepción parcial de Chile y Ecuador, la participación es inferior al 30%.

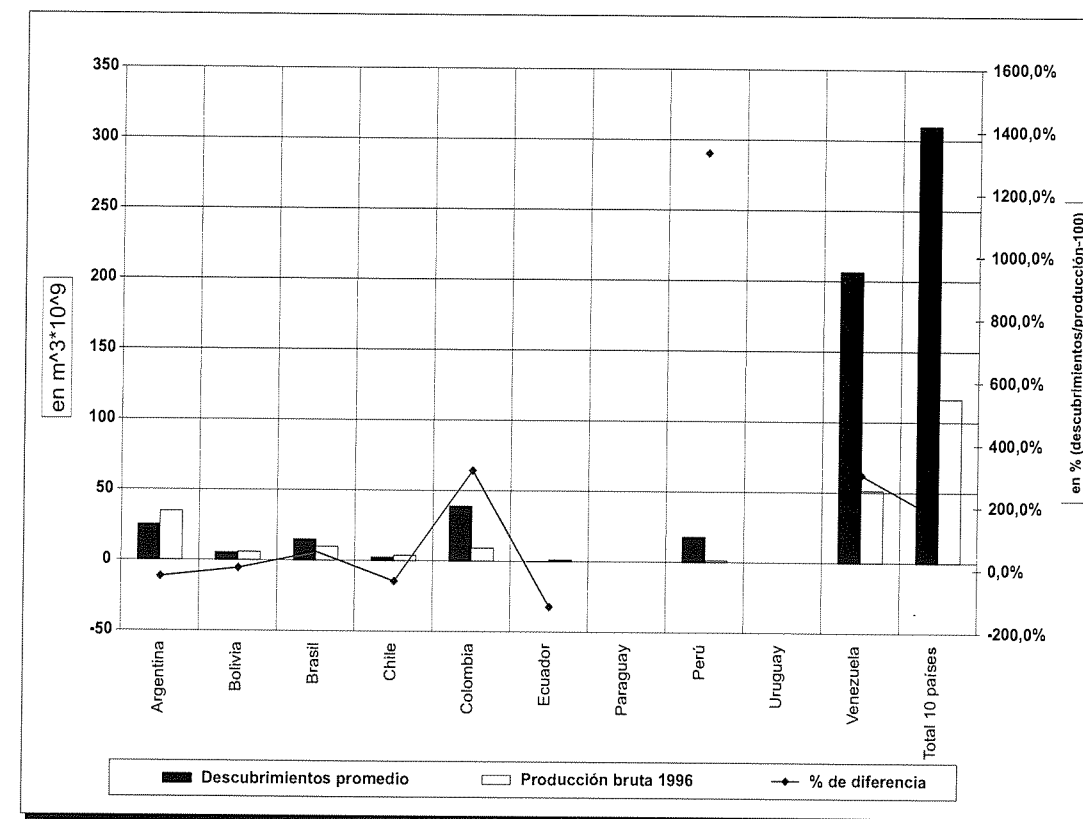
Los bajos precios del gas natural hacen que sea el combustible más competitivo para generación de energía eléctrica en todos los países con respecto a los otros combustibles, con excepción del carbón en Colombia. En este país el precio del gas se encuentra por debajo del costo económico promedio y debe también competir con el Crudo de Castilla y otros similares de muy bajo costo con precios inferiores a los del fuel oil. Es decir, que si no se modifica la situación el gas natural tendrá fuertes restricciones para su penetración para generación eléctrica a pesar de su mayor disponibilidad de oferta en los últimos años. En el resto de los casos no caben dudas acerca de las ventajas competitivas del gas y ello explica el alto grado de utilización del combustible en el total del parque térmico.

2. LA DEMANDA DE GAS EN EL FUTURO PRÓXIMO

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

Las proyecciones del consumo de gas para generación eléctrica se basan en hipótesis de genera-

Gráfico 5.2 Incorporación de reservas y niveles de producción de gas natural



Fuente: Estimaciones propias del estudio CIER02 con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

ción hidráulica media y no incluyen consideraciones acerca de la disponibilidad de gas natural, y en general estas hipótesis reflejan los planes oficiales de los distintos países.

En el Cuadro 5.3 se presentan los volúmenes totales de demanda de gas natural para generación eléctrica.

Aun teniendo en cuenta que en Brasil la tasa media de demanda pudiera estar subestimada, el incremento del consumo proyectado total

presenta una tasa media anual superior al 8,3%, es decir, tres veces el consumo de gas natural en 1996 para generación eléctrica. El panorama es más dinámico todavía si se considera el crecimiento de la demanda esperada sólo en los países del Mercosur, Chile y Perú. En efecto, en este caso el crecimiento sería próximo al 10% anual, es decir, aproximadamente cuatro veces el nivel de demanda de 1996.

El análisis del impacto de la demanda de gas sobre el nivel de reservas futuras se puede realizar en dos formas:

Cuadro 5.3 Consumo proyectado de gas natural para generación eléctrica 1996-2010 (millones M³/año)

Año	1996	2000	2005	2010
Argentina	9.075	11.124	13.375	15.062
Bolivia	510	542	964	1.549
Brasil	0	3.398	4.699	6.777
Chile	0	1.865	4.987	9.861
Colombia	1.834	2.230	4.172	8.240
Ecuador	0	0	0	0
Paraguay	0	0	0	0
Perú	0	1.116	2.017	2.995
Uruguay	0	384	552	719
Venezuela	5.737	5.946	6.848	7.424
TOTAL	17.156	26.605	37.614	52.627

Fuente: Estimaciones propias del estudio CIER02.

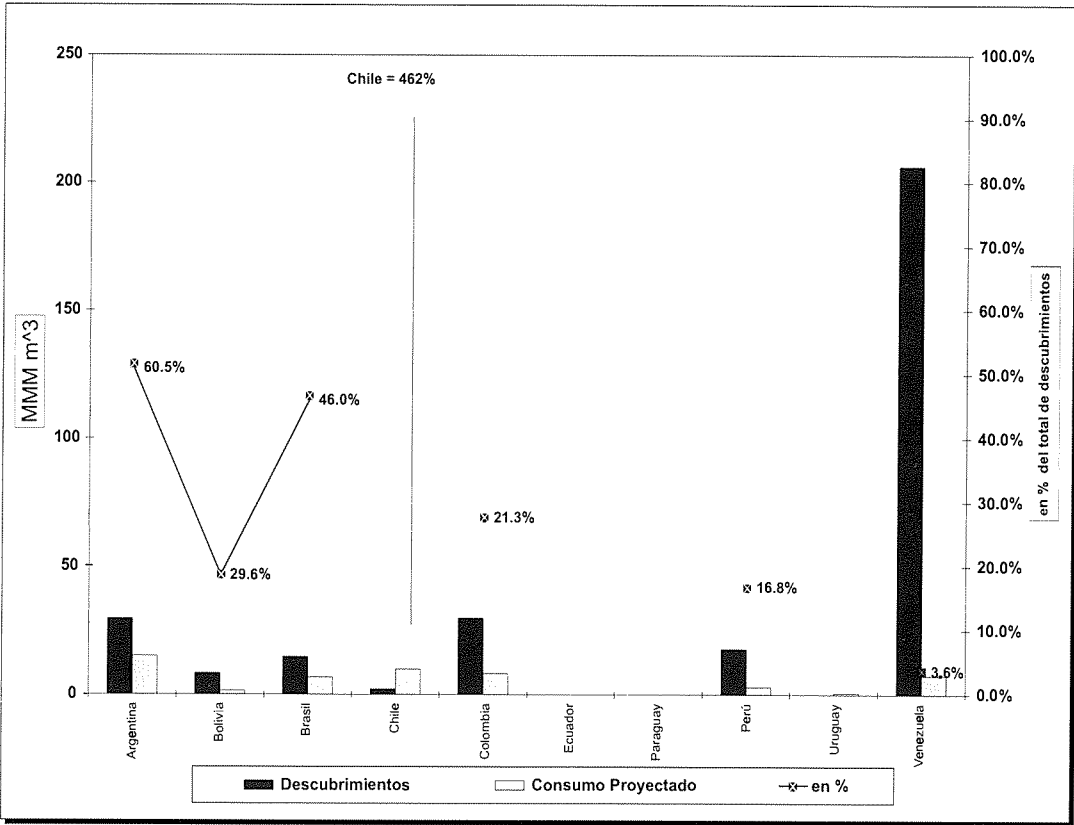
La primera consiste en establecer un valor para la duración media de las reservas de gas en función de los niveles de producción proyectados y obtener así el incremento de reservas necesario para satisfacer la demanda proyectada para el futuro y simultáneamente cumplir con la condición de que la relación reserva/producción sea igual al plazo de duración fijado en el año horizonte. Esto requiere disponer de la proyección total de la demanda.

La comparación entre la magnitud de los descubrimientos necesarios para satisfacer las condiciones de la demanda y duración de las reservas, y la magnitud de los descubrimientos promedio en el pasado en períodos de similar duración a la del período de proyección dan una idea del esfuerzo exploratorio adicional que supone concretar los hallazgos.

La segunda forma es comparar de manera directa lo que representa el consumo del año horizonte con respecto a los descubrimientos históricos promedio, porque da una idea de la incidencia directa del sector eléctrico con respecto a los esfuerzos exploratorios pasados.

Respecto a la segunda forma de medir el impacto, en el Gráfico 5.3 se aprecia que la proyección de la demanda de gas con fines de generación eléctrica representa porciones muy disímiles de los descubrimientos históricos de recursos de gas en cada país. Resulta claro que la demanda representa porcentajes muy elevados de los descubrimientos históricos en Argentina, en Brasil (a pesar de que las proyecciones pudieran estar subestimadas) y en Chile. Por el contrario, en Colombia, Perú y Venezuela los porcentajes son menores (ínfimos en el último caso). Es decir, se con-

Gráfico 5.3 Descubrimientos 1988/1997 respecto al consumo proyectado 2010



Fuente: Elaboración propia con datos del proyecto CIER02.

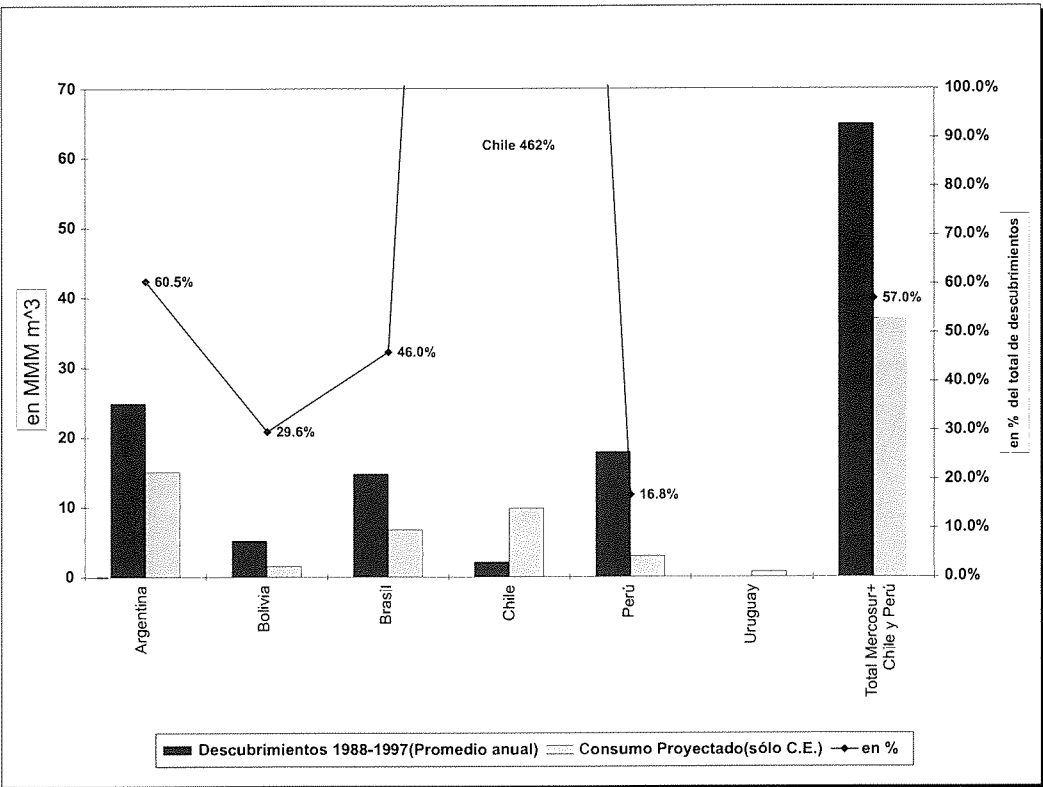
firma que la mayor crisis de reservas podría darse en la región del Mercosur, mientras que en Venezuela y Colombia existe una situación de sobreoferta potencial. Cabe señalar que la situación se agrava cuando se consideran sólo las reservas de Perú, Bolivia y de la cuenca del noroeste argentino.

Cuando se agrupan los datos de los países del Mercosur y se incluye a Chile y Perú en el cálculo, teniendo en cuenta de las transacciones potencia-

les entre estos países en materia de gas natural, los resultados muestran que la demanda proyectada de gas para centrales eléctricas equivaldría al 57% de los descubrimientos promedio de la última década en esa región (Gráfico 5.4).

Respecto a la primera forma de evaluar el impacto de la demanda de gas natural sobre el nivel de reservas futuras, aunque no se cuenta con una demanda total de gas natural proyectada para satisfacer únicamente al mercado interno de cada

Gráfico 5.4 Descubrimientos de gas natural 1987-1997 y demanda de gas natural para generación eléctrica en 2010



Fuente: Elaboración propia con datos del proyecto CIER02.

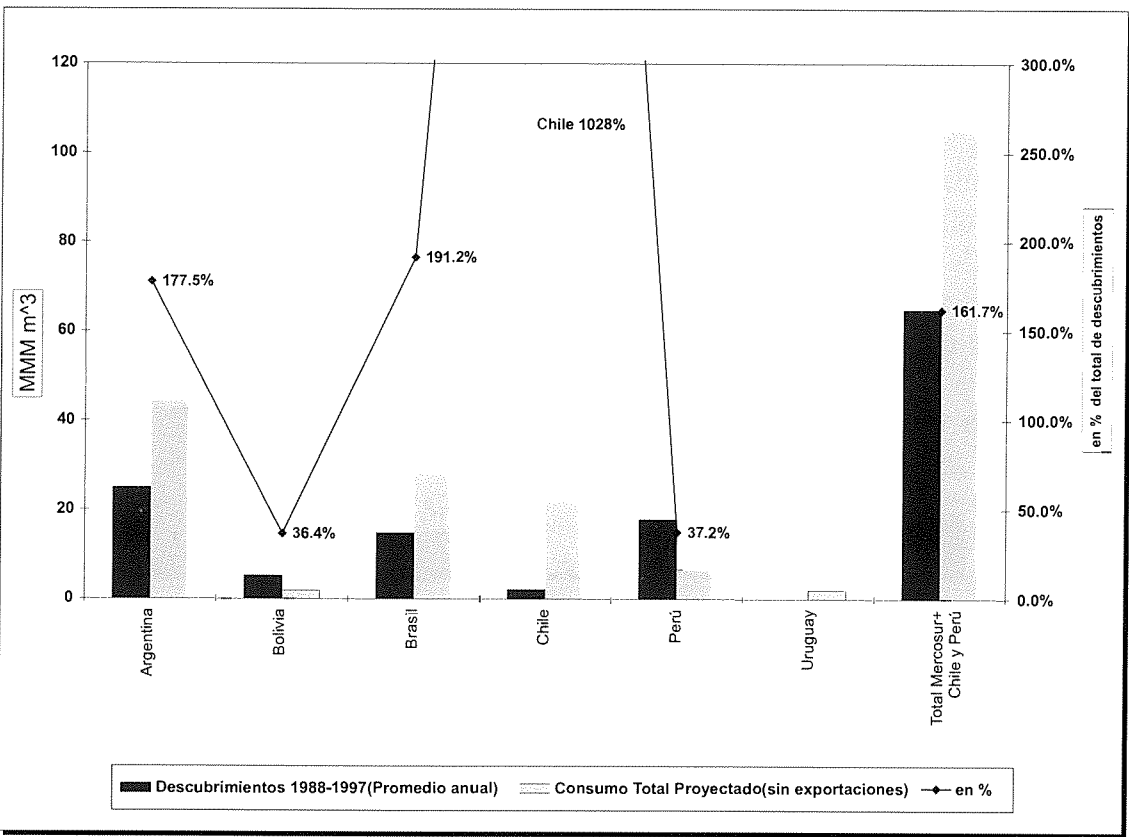
país, es decir, no sólo a las centrales eléctricas sino a todos los sectores pero sin considerar exportaciones, un ejercicio simplificado muestra que los consumos potenciales de gas natural en Suramérica podrían ser equivalentes a casi 162% de los descubrimientos históricos promedio de la última década, con valores más críticos aún para Argentina, Brasil y Chile (Gráfico 5.5).

Si se considera que Brasil y Chile dependerán en buena medida de las reservas del resto de los paí-

ses se ve claro, con base en las magnitudes relativas y absolutas, que el mayor esfuerzo recae en Argentina, ya que Bolivia y Perú no tienen mercados internos muy dinámicos ni desarrollados, y queda la incógnita del propio Brasil.

Dado que no se dispone de información oficial acerca de la producción acumulada total de gas natural proyectada en cada país, que permita realizar el tipo de cálculo mencionado anteriormente, se han adoptado algunas hipótesis con una

Gráfico 5.5 Descubrimiento promedio de gas natural 1988-1997 y demanda de gas natural para el mercado interno de cada país en 2010



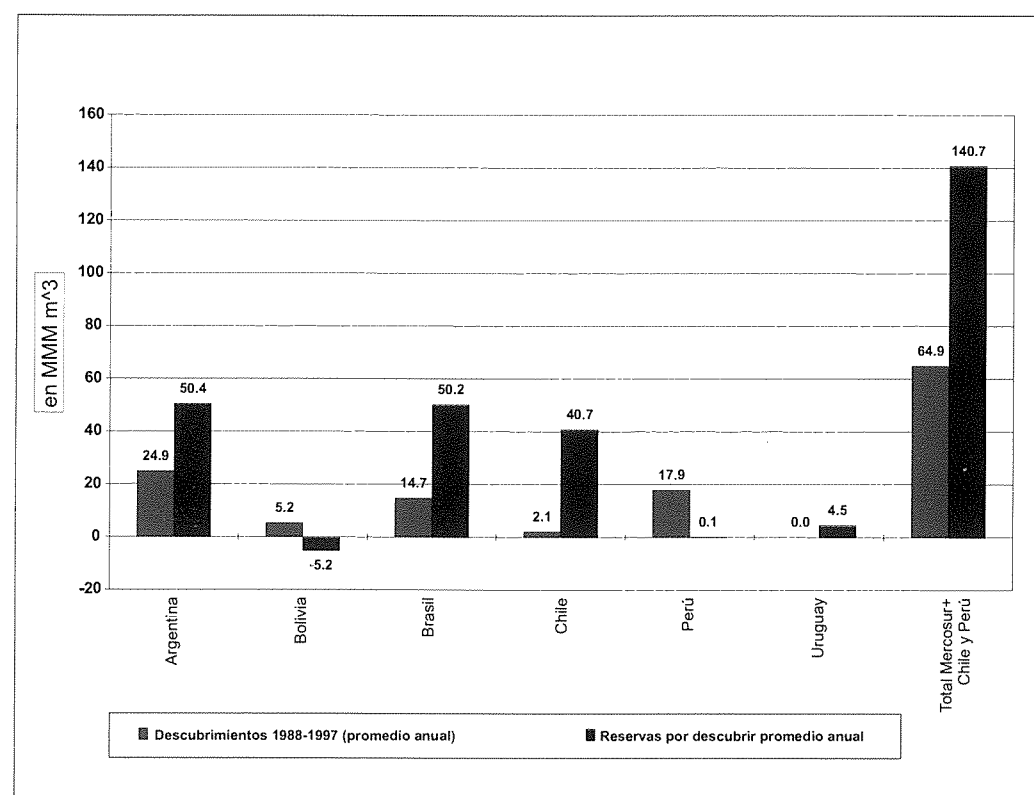
Fuente: Elaboración propia con datos del proyecto CIER02.

estimación similar respecto al consumo total proyectado para el mercado interno como el utilizado para establecer las comparaciones efectuadas en el Gráfico 5.5. Se ha realizado el ejercicio para comparar el esfuerzo exploratorio adicional para mantener una relación reservas /producción igual a 20 años en cada uno de los países de la región crítica dentro de Suramérica. Los resultados, expresados en el Gráfico 5.6, muestran que Argentina debería multiplicar por 2 su nivel de hallazgos,

Brasil por 3,4, Chile por 19,1, y la región en su conjunto por 2,2 veces. Es claro que Chile no puede hacerlo porque está dependiendo fundamentalmente de las reservas de Argentina.

Bolivia y Perú tienen reservas excedentes, pero el balance en conjunto de la región es negativo y la incógnita es cuánto recaerá sobre Argentina de lo que no incorpore como reservas el propio Brasil para satisfacer su demanda.

Gráfico 5.6 Descubrimiento promedio de gas natural 1988-1997 y descubrimientos necesarios para mantener una R/P=20 años y satisfacer el consumo total estimado



Fuente: Elaboración propia con datos del proyecto CIER02.

La situación más crítica obviamente la presenta Argentina, porque tiene ya un mercado altamente desarrollado al que debe satisfacer y ahora también debe cumplir con sus compromisos asumidos de exportación. En este contexto de escasez relativa del recurso gas natural en esta región de Suramérica la demanda de gas para generación

eléctrica podría estar implicando algo así como consumir más de la tercera parte de las reservas al nivel que éstas tenían en 1996-97.

Paradójicamente, los países con altos excedentes en reservas no parecen poder desarrollar esta estrategia de abastecimiento eléctrico con gas na-

tural, y podría darse una estrategia complementaria con gas natural licuado sólo si bajaran los costos de licuefacción y transporte por mar.

3. LOS PRECIOS DEL GAS

Los precios analizados corresponden a valores resultantes y previstos según los diversos proyectos en curso en los distintos países. En principio, se supone que estos precios ya consideran el estímulo necesario al productor para incrementar los niveles actuales de producción y reservas, pero no necesariamente se corresponden con los verdaderos costos económicos de largo plazo, ni aseguran el descubrimiento e incorporación de reservas a la producción. La discrepancia entre los precios y los costos económicos de largo plazo se presentan por una infinidad de causas.

La pregunta que se intenta responder acerca de si con este nivel de precios se asegura o no la reposición de las reservas utilizadas, en especial en países donde esto es crítico, no tiene una respuesta definida y en todo caso pueden hacerse aseveraciones de tipo normativo. Es decir, si bien se puede llegar a vislumbrar con bastante claridad lo que sucedería con la demanda de gas natural a partir de un cierto nivel de precios, es mucho más difícil predecir qué sucederá con la oferta de muy largo plazo (reservas). Primero, porque los descubrimientos no dependen sólo de la —exploración efectiva— aunque aumenta la probabilidad de los hallazgos si se explora más sino de una serie de factores, como por ejemplo oportunidades en otros países con mercados emergentes, procesos de privatización, etc. Además, porque el verdadero nivel de reservas ya descubiertos es información confidencial de las empresas y

es el elemento estratégico por excelencia. Todo esto genera un panorama de incertidumbre respecto al rol de los precios en el desarrollo de los mercados de gas natural.

Debe tenerse en cuenta, por ejemplo, que el concepto de sustentabilidad de una estrategia de abastecimiento de gas para la generación térmica tiene un significado muy distinto para el actor privado que para el público. Para el actor privado, debe cumplir la condición de que el precio sea tal que maximice el beneficio en un plazo dado, para lo cual el precio debe alentar el uso del recurso y simultáneamente maximizar el margen del beneficio total de las operaciones. Pero ello depende de los costos y éstos de quien los ha incurrido, cómo y cuándo. Para la autoridad pública, en cambio, interesará garantizar el suministro a largo plazo en condiciones estables, pero este objetivo puede ser subordinado a otros objetivos de la política macroeconómica.

En este análisis los precios proyectados no necesariamente consideran toda esta complejidad. Los precios de partida son los vigentes en el año 96/97 en cada país según lo reportado oficialmente o inferido a través de información secundaria, y las proyecciones consideran los acuerdos comerciales y tendencias previsibles según la evolución esperada de los combustibles alternativos, en especial los ligados al precio del crudo.

En general, se dan dos tipos de precios. Uno en boca de pozo o el precio en frontera para el gas importado en aquellos países que son importadores netos, y otro el precio en puerta ciudad para el principal centro urbano del país. Si éste no es el caso se indica de qué se trata. En el

Cuadro 5.4 se presenta el escenario de precios del crudo de largo plazo utilizado como marco de referencia para las proyecciones.

Finalmente, en el Cuadro 5.5 se presentan las proyecciones de precios de gas natural en los distin-

tos países. Como se puede apreciar, el precio máximo supuesto del año 2010 es de US\$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.

Cuadro 5.4 Escenario de precios internacionales del crudo (dólares 1996/bbl)

Utilizadas	1996	2000	2005	2010
WTI	22,1	18,4	21,7	25,5
Crudo Local	19,9	16,6	19,5	22,9
FO	14,3	11,9	14,0	16,5

Cuadro 5.5 Proyección de los precios del gas natural para generación eléctrica 1996/7-2010. Precios sin impuestos en dólares 1997 por MMBTU

País - Punto de referencia / Año	1996/7	2000	2005	2010
Argentina				
Boca de pozo	1,21	1,30	1,40	1,47
Buenos Aires	2,22	2,34	2,50	2,68
Bolivia				
Boca de pozo	1,09	1,15	1,25	1,30
La Paz	1,50	1,57	1,69	1,77
Brasil				
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
Chile				
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
Colombia				
Costa Atlántica	1,5	1,5	1,5	1,5
Magdalena Medio	1,75	1,75	1,75	1,75
Ecuador				
Boca de pozo		1,5	1,5	1,5
Quito		2,2	2,2	2,2
Paraguay				
Importación (frontera)	1,03	1,15	1,31	1,42
Perú				
Boca de pozo		1,50	1,50	1,50
Lima		2,50	2,50	2,50
Uruguay				
Importación (frontera)	2,22	2,34	2,50	2,68
Montevideo	2,37	2,49	2,65	2,83
Venezuela				
Boca de pozo	0,09	0,60	0,75	1,00
Caracas	0,09	0,60	1,00	1,35

Fuente: Estimaciones propias del estudio CIER02.
(*) Valores en centro de consumo de ENDESA.
(**) Supone un costo de transporte para el gas del propio Brasil de US\$ 0,50/MMBTU.

4. CONCLUSIONES

- El análisis efectuado ha mostrado que las reservas de gas natural han crecido a un ritmo de 3,9% entre 1987 y 1997. Dichas reservas se calculan en el orden de los 5.788 miles de millones de metros cúbicos en 1997, de los cuales entre el 65% y el 70% se concentran en Venezuela.
- La demanda de gas natural para fines de generación eléctrica podría llegar a ser de más de 52 x 109 m3/año hacia el 2010, esto es, 142,5 millones de m3/día. Esto significa que el consumo para este fin en la región se triplicará entre 1996 y el 2010.
- En general, la producción comercial del gas natural en la región creció más que las reservas, lo que condujo a una ligera disminución de la relación reservas/producción. Sin embargo, esta relación es elevada en términos globales, y próxima a los 50 años para la región. De otro lado, la relación media reservas/producción en todos los países es superior a 15 años.
- Se ha estimado 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 2,2 veces, en promedio en la subregión 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 Argentina. Perú y Bolivia aparecen a corto plazo con reservas excedentes pero insuficientes a la luz de las cifras de 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.
- La incorporación media de reservas en la región fue del orden promedio de los 310 miles de millones m3/ año entre 1987 y 1996. De esta 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 a los demás países con reservas de gas natural.
- De la comparación entre descubrimientos anuales promedio y los volúmenes de producción bruta en 1996 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, Argentina, Chile y Bolivia.
- Por la naturaleza de los actores que intervienen 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 con base en este nivel de precios.

- 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. 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.
- El ritmo de incorporación de reservas tendrá que ser mayor al histórico, lo que significa incrementar la inversión en exploración.
- 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. 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 públicos.

Análisis de los sistemas aislados e integrados

En este capítulo se analizan las simulaciones realizadas tanto a nivel aislado como integrado en los países involucrados en este estudio y los principales beneficios de dicha integración.

El Gráfico 6.1 representa los 10 países involucrados en el estudio: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela.

El Gráfico 6.2 presenta la evolución de la capacidad instalada total de los diez países, para el escenario medio, a lo largo del período de estudio. Se observa un crecimiento muy importante de la oferta de generación, que varía de 135 GW en el año 2000 a 179 GW en el 2005, y llega hasta 210 GW en el 2010. También se observa una rápida expansión de la capacidad térmica en el período 2000-2010, que pasa de aproximadamente el 25% de la capacidad total al 30% de la misma.

Gráfico 6.1 Países involucrados en el estudio



Gráfico 6.2 Evolución de la capacidad instalada total, escenario medio

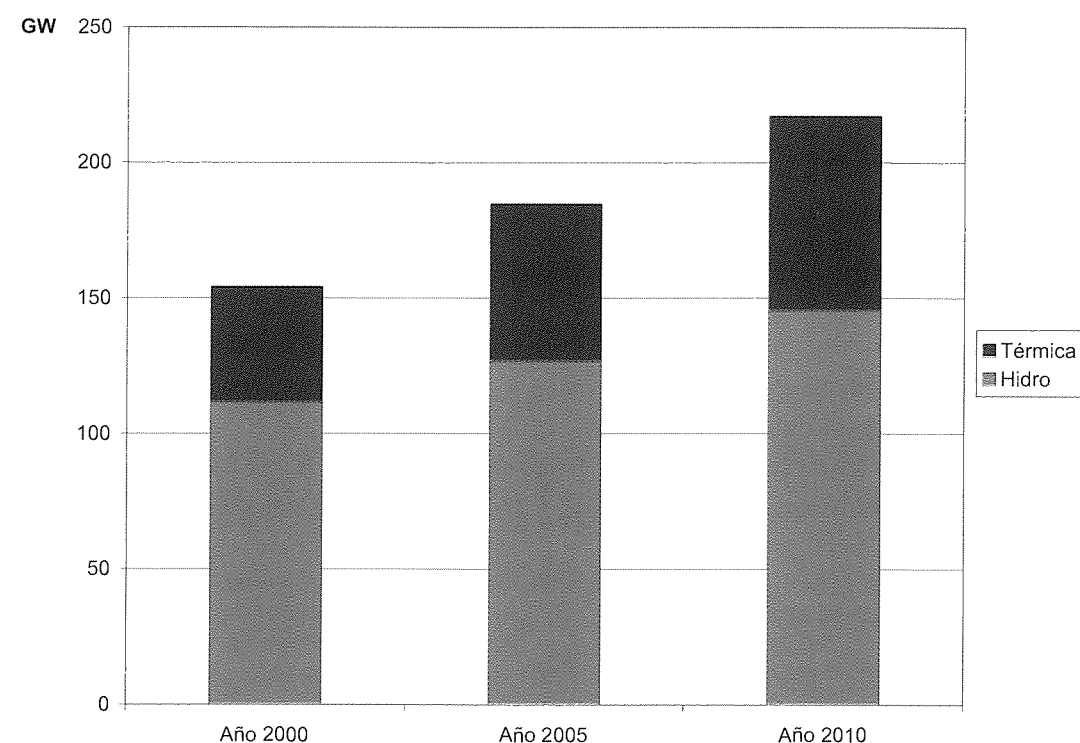


Gráfico 6.3 Evolución de la capacidad instalada por país

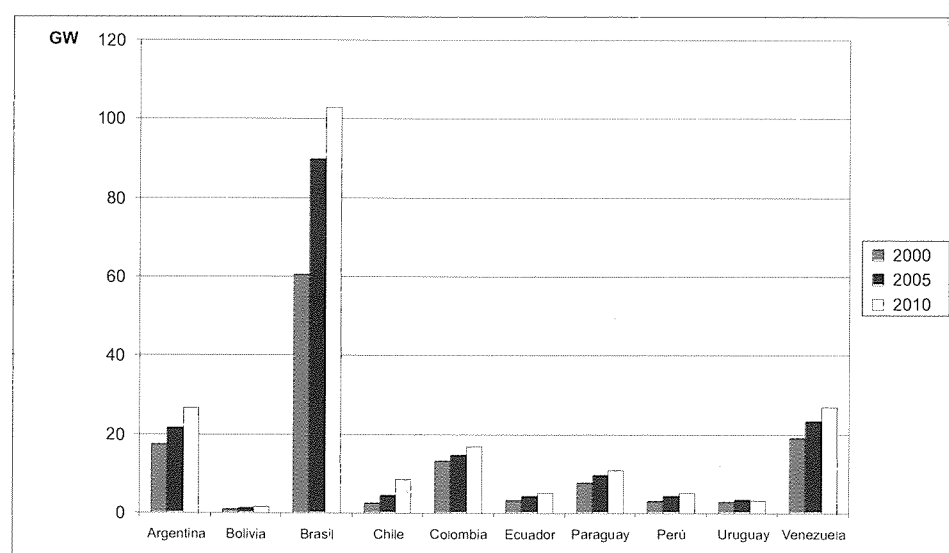
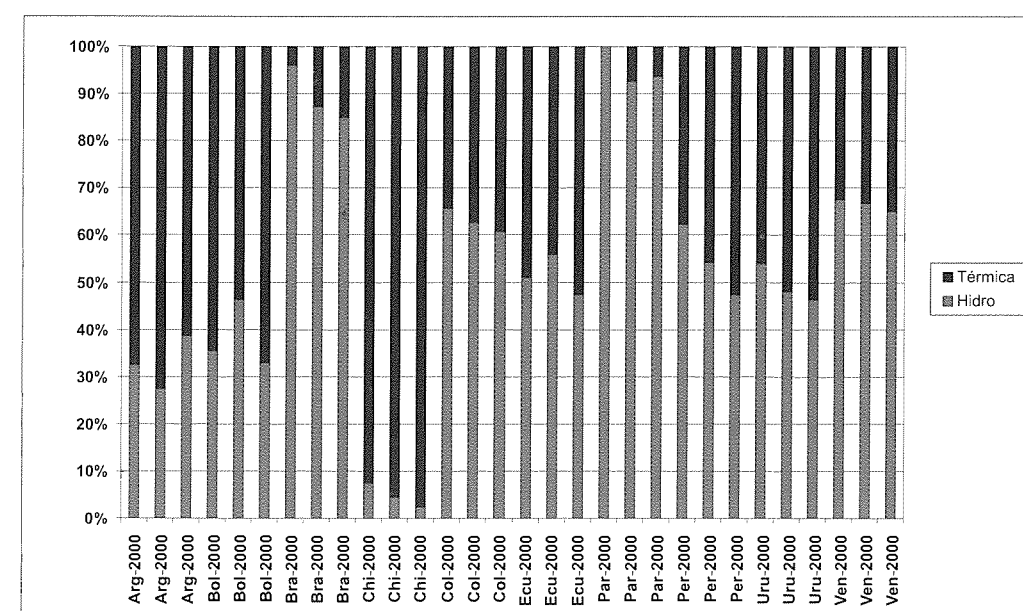


Gráfico 6.4 Composición hidráulica y térmica



Los Gráficos 6.3 y 6.4 muestran respectivamente la evolución de las capacidades instaladas por país, y la proporción hidráulica y térmica en los años 2000, 2005 y 2010 para el escenario medio.

Se observa en los Gráficos 6.3 y 6.4 que además de la importancia de la generación hidroeléctrica hay una gran variabilidad en la participación térmica en los países. Por ejemplo, Brasil y Paraguay presentan un predominio de la producción hidroeléctrica, mientras Argentina y Bolivia son países con predominancia térmica. Estas características ofrecen dos clases de oportunidad para interconexión:

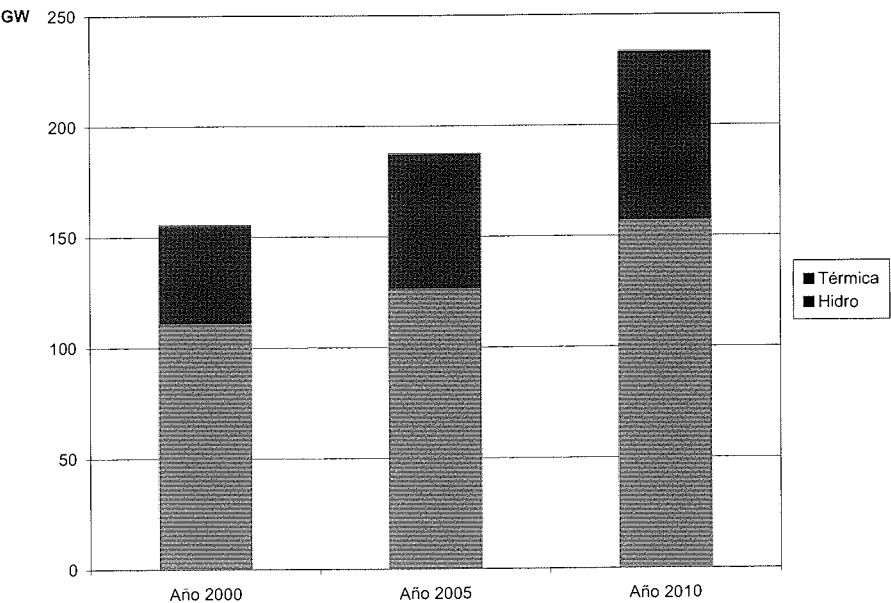
- Complementariedad hidroeléctrica entre países con características hidrográficas distintas.

- Complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidroeléctrica.

No se realizaron simulaciones para el escenario bajo debido a que en el análisis de sensibilidad de la demanda el escenario bajo de crecimiento se encontraba próximo al medio y a que el equipamiento proyectado por los países para este escenario correspondía al retiro de equipos térmicos no necesarios.

Para el escenario alto, en el Gráfico 6.5, se presenta la evolución de la capacidad instalada total de los diez países a lo largo del período de estudio. Se observa un crecimiento importante de la oferta de generación que varía de 140 GW en el año 2000 a 171 GW en el 2005, y llega a 217 GW en el 2010.

Gráfico 6.5 Evolución de la capacidad instalada total, escenario alto



1. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS

1.1 Estudios aislados

Para realizar el estudio se tiene en cuenta la información de oferta, la configuración de cada país, los datos de combustible, las series históricas de caudales, la demanda y los parámetros económicos.

El procedimiento utilizado es el siguiente:

- Se realiza el cálculo de la política operativa óptima para cada país o conjunto de países a través de una metodología de programación dinámica estocástica dual. El objetivo es minimizar el promedio de los costos operativos (combustible y costo del racionamiento)

a lo largo del período de estudio, teniendo en cuenta la incertidumbre de los caudales futuros. Esta incertidumbre se representa a través de un modelo estocástico de caudales autorregresivo periódico multivariado³. Este modelo preserva las estadísticas de la serie histórica, tales como el promedio, la desviación estándar, las correlaciones temporales en meses distintos y las correlaciones espaciales entre los caudales afluentes a diferentes plantas.

- Posteriormente, se efectúa la simulación operativa para el histórico de caudales y se calculan los siguientes parámetros para cada mes del período de estudio y para cada país:

3 En el caso del sistema brasileño, el modelo estocástico utilizado fue ajustado a las secuencias de energías afluentes a los embalses agregados de energía.

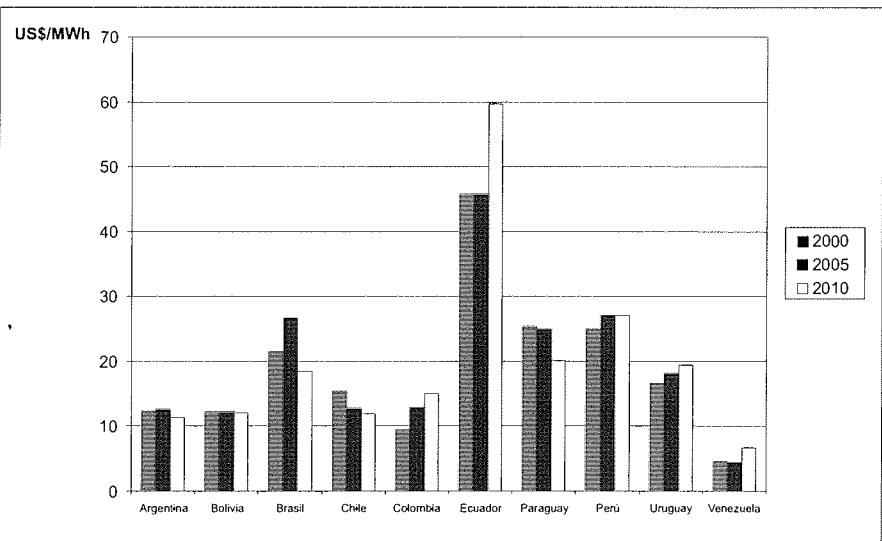
- Costo operativo promedio.
- Generación hidráulica y térmica promedio.
- Racionamiento promedio.
- Distribución de probabilidad de los costos marginales de corto plazo y promedio.

Los Gráficos 6.6 y 6.7 presentan el costo marginal promedio anual para cada país para el escenario medio y para el alto, en los años 2000, 2005 y 2010. Se observa que los países pueden integrarse en dos grupos distintos.

- Costo marginal inferior a US\$15/MWh: Argentina, Bolivia, Chile y Venezuela, para ambos escenarios analizados. Se observa que Colombia tiene un costo marginal inferior a US\$15/MWh para todos los años en el escenario medio, y para el año 2000 en el escenario alto. Sin embargo, su costo marginal es mayor a US\$15/MWh para los años 2005 y 2010 en el escenario alto.

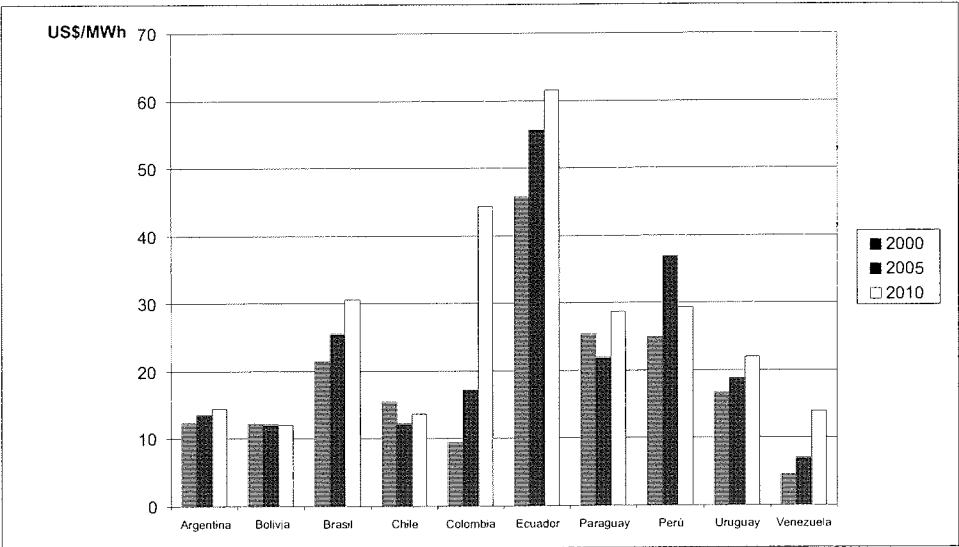
- Costo marginal superior a US\$15/MWh: Brasil, Ecuador, Paraguay, Perú y Uruguay⁴, para ambos escenarios.

Gráfico 6.6 Comparación de los costos marginales, escenario medio



4 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 a Brasil, se podría considerar como costo de oportunidad de la energía en Paraguay el precio "spot" del sudeste de Brasil.

Gráfico 6.7 Comparación de los costos marginales, escenario alto



Los resultados anteriores sugieren un patrón general de exportación de los países con bajo costo hacia los de costo más alto. Los Cuadros 6.1 y 6.2 muestran las interconexiones consideradas potencialmente atractivas para cada país, para los escenarios medio y alto teniendo en cuenta los beneficios de la transmisión y la viabilidad técnica de construcción de la misma. El número correspondiente a cada par de sistemas o países interconectados muestra el beneficio marginal de la interconexión. 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.

En general, los estudios aislados, tanto para los escenarios medio y alto, conducen a la identifica-

ción de un "corredor energético" que va desde la Comunidad Andina hasta el Cono Sur. En la región andina se observa una posibilidad de exportación de Venezuela a Colombia que, a su vez, exportaría a Ecuador. Así mismo, en el Cono Sur se tiene un patrón de exportaciones de Argentina, Bolivia, Paraguay y Uruguay a Brasil, y de exportaciones de Argentina a Chile. En el caso de Argentina y/o Bolivia para Brasil y Argentina a Chile, esta exportación también se puede 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.

(Continúa en pág. 106)

Cuadro 6.1 Interconexiones potenciales, escenario medio- [US\$/MWh]

Argentina	Brasil-S	Brasil-SE	Chile-SIC	Paraguay	Uruguay
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
Bolivia	Brasil-S	Brasil-SE	Perú-SISUR	Uruguay	
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	
Brasil-N	Venezuela				
2000	23,6				
2005	21,7				
2010	15,3				
Brasil-NE	Brasil-S	Brasil-SE			
2000	8,2	4,8			
2005	5,8	2,7			
2010	7,5	4,0			
Brasil-S	Argentina	Bolivia	Brasil-SE	Paraguay	Uruguay
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
Brasil-SE	Argentina	Bolivia	Brasil-S	Brasil-NE	Paraguay
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
Chile-SIC	Argentina	Chile-SING			
2000	8,2	10,3			
2005	5,0	5,1			
2010	3,3	3,4			
Chile-SING	Chile-SIC	Perú-SISUR			
2000	10,3	14,4			
2005	5,1	17,9			
2010	3,4	22,4			
Colombia (*)	Ecuador	Venezuela			
2000	37,0	5,5			
2005	33,4	9,2			
2010	45,4	10,2			
Ecuador	Colombia	Perú-SICN			
2000	37,0	22,4			
2005	33,4	21,2			
2010	45,4	38,3			
Paraguay	Argentina	Brasil-S	Brasil-SE		
2000	24,7	6,5	0,0		
2005	17,7	5,0	0,0		
2010	15,3	5,8	0,0		

Continúa

Viene

Perú-SICN (*)	Ecuador	Perú-SISUR
2000	22,4	0,0
2005	21,2	1,7
2010	38,3	10,4
Perú-SISUR	Chile-SING	Perú-SICN
2000	14,4	0,0
2005	17,9	1,7
2010	22,4	10,4
Uruguay	Argentina	Brasil-S
2000	7,2	21,9
2005	7,2	18,4
2010	8,3	16,9
Venezuela	Brasil-N	Colombia
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

Cuadro 6.2 - Interconexiones potenciales, escenario alto [US\$/MWh]

Argentina	Brasil-S	Brasil-SE	Chile-SIC	Paraguay	Uruguay
2000	18,4	24,7	8,2	24,7	7,2
2005	9,1	14,2	4,2	14,2	7,3
2010	13,8	19,6	3,5	19,6	8,1
Bolivia	Brasil-S	Brasil-SE	Perú-SISUR	Uruguay	
2000	10,8	11,2	12,9	6,2	
2005	7,6	8,6	24,6	5,2	
2010	4,9	6,7	20,4	6,4	
Brasil-N	Venezuela				
2000	23,6				
2005	22,1				
2010	24,5				
Brasil-NE	Brasil-S	Brasil-SE			
2000	8,2	4,8			
2005	11,6	7,4			
2010	25,0	19,4			
Brasil-S	Argentina	Bolivia	Brasil-SE	Paraguay	Uruguay
2000	18,4	10,8	6,5	6,5	21,9
2005	9,1	7,6	5,2	5,2	15,5
2010	13,8	4,9	6,7	6,7	20,2
Brasil-SE	Argentina	Bolivia	Brasil-S	Brasil-NE	Paraguay
2000	24,7	11,2	6,5	4,8	0,0
2005	14,2	8,6	5,2	7,4	0,0
2010	19,6	6,7	6,7	19,4	0,0

Continúa

Viene

Chile-SIC	Argentina	Chile-SING	
2000	8,2	10,3	
2005	4,2	4,4	
2010	3,5	0,0	
Chile-SING	Chile-SIC	Perú-SISUR	
2000	10,3	14,4	
2005	4,4	26,8	
2010	0,0	19,1	
Colombia	Ecuador	Venezuela	
2000	37,0	5,5	
2005	41,2	11,7	
2010	35,0	37,7	
Ecuador	Colombia	Perú-SICN	
2000	37,0	22,4	
2005	41,2	19,0	
2010	35,0	36,0	
Paraguay	Argentina	Brasil-S	Brasil-SE
2000	24,7	6,5	0,0
2005	14,2	5,2	0,0
2010	19,6	6,7	0,0
Perú-SICN	Ecuador	Perú-SISUR	
2000	22,4	0,0	
2005	19,0	0,0	
2010	36,0	6,5	
Perú-SISUR	Chile-SING	Perú-SICN	
2000	14,4	0,0	
2005	26,8	0,0	
2010	19,1	6,5	
Uruguay	Argentina	Brasil-S	
2000	7,2	21,9	
2005	7,3	15,5	
2010	8,1	20,2	
Venezuela	Brasil-N	Colombia	
2000	23,6	5,5	
2005	22,1	11,7	
2010	24,5	37,7	

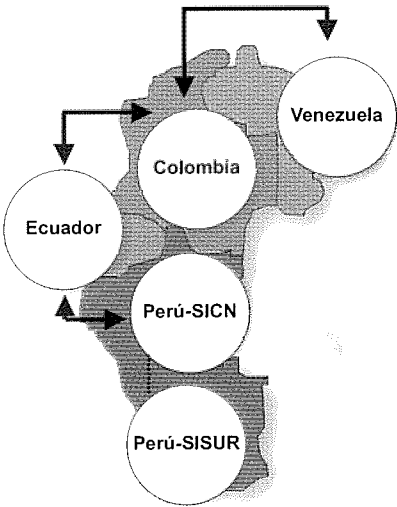
1.2 Estudios integrados

Para el análisis integrado se efectuaron simulaciones con una política operativa integrada, mediante un procedimiento iterativo donde se simula la operación conjunta de los sistemas y se utiliza el intercambio promedio de cada mes para ajustar las demandas. En este caso, la política operativa se calcula de manera tal que se minimicen los costos operativos globales.

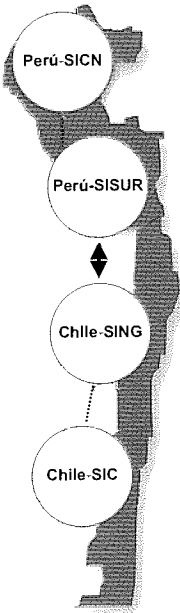
Los datos usados son los mismos de los estudios aislados. Sin embargo, el manejo de la hidrología fue distinto. Para la simulación operativa de Argentina, Brasil y Uruguay se utilizó la intersección de los registros históricos de cada país, es decir, la coincidencia histórica de los caudales de cada país. Para la simulación de los demás países, donde esta concordancia de los datos históricos era muy corta, se utilizaron caudales sintéticos multivariados.

Se presentan las interconexiones investigadas a continuación:

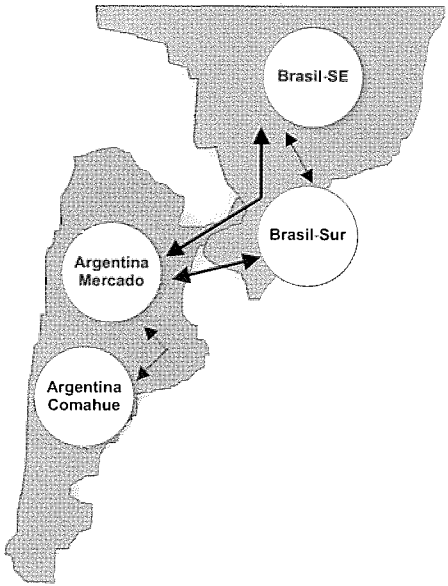
1. Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela



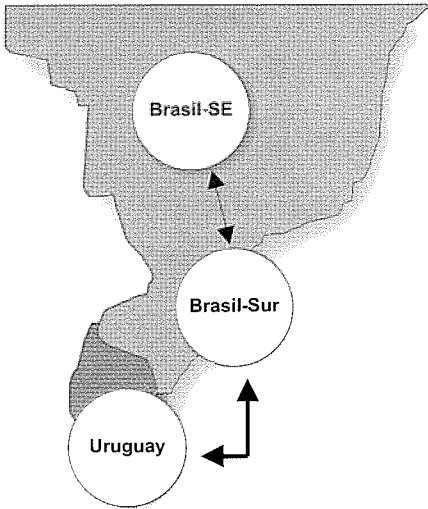
2. Chile y Perú



3. Argentina y Brasil



4. Brasil y Uruguay



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

- Generación hidráulica.
- Generación térmica.
- Costo operativo.
- Ingresos de los generadores de cada país (precio "spot" x producción de energía).
- Distribución de probabilidad de los precios "spot".
- Distribución de probabilidad de los intercambios.

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

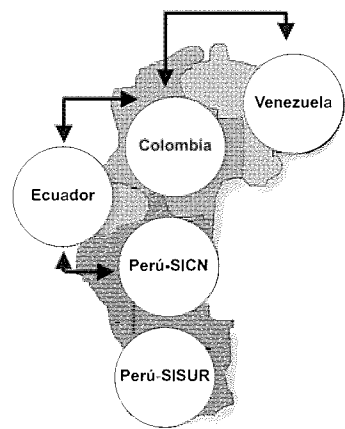
los equipos y de los aspectos hidrológicos, pero relativamente sencillo con respecto a la dinámica de los mercados y de los marcos regulatorios.

1.2.1 Interconexión Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela

A modo de ejemplo de los resultados obtenidos, se presenta la interconexión Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela para el año 2005, con dos niveles de interconexión (casos A y B).

El Cuadro 6.3 presenta las capacidades de las interconexiones del caso de referencia y de los casos interconectados. En los Cuadros 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8 y 6.9 se presentan los resultados para este ejemplo en particular.

Cuadro 6.3 Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela. Límites de interconexión



Sistema		Ref	Caso A	Caso B
De	Para	(MW)	(MW)	(MW)
Perú	Ecuador	0,0	200,0	400,0
Ecuador	Colombia	0,0	200,0	400,0
Colombia	Venezuela	0,0	50,0	1.000,0

1.2.1.1 Escenario medio, año 2005

Cuadro 6.4 Generación hidráulica (total anual promedio)

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(GWh)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Perú	18.164,2	18.120,7	-0,2	18.100,0	-0,4
Ecuador	12.376,6	12.370,3	-0,1	12.326,9	-0,4
Colombia	43.373,4	43.148,1	-0,5	43.384,4	0,0
Venezuela	85.712,9	86.388,0	0,8	86.353,7	0,7
TOTAL	159.627,1	160.027,1	0,3	160.165,1	0,3

Cuadro 6.5 Generación térmica (total anual promedio)

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(GWh)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Perú	9.307,9	9.841,9	5,7	8.845,5	-5,0
Ecuador	4.617,4	2.395,0	-48,1	1.711,4	-62,9
Colombia	17.142,6	15.067,7	-12,1	12.677,3	-26,0
Venezuela	15.300,6	18.691,4	22,2	22.623,7	47,9
TOTAL	46.368,5	45.996,0	-0,8	45.857,8	-1,1

En el Cuadro 6.6 se muestra la reducción de los costos operativos que alcanzan aproximadamente US\$150 millones por año en el caso B, equivalentes a una reducción del 24%. La reducción de los costos operativos de Ecuador y Colombia fue

sustancial en el caso A, mientras Perú y Venezuela tuvieron aumentos en sus costos operativos. El aumento de la interconexión en el caso B lleva a una reducción en el costo operativo de Perú.

Cuadro 6.6 Costos operativos anuales (total anual promedio)

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ 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
TOTAL	618,8	520,1	-15,9	470,3	-24,0

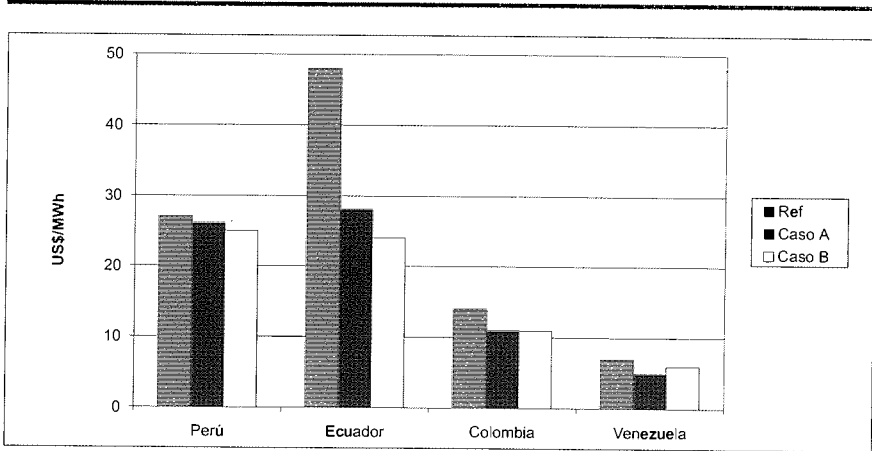
En el Cuadro 6.7 se observa que en ambos casos todos los países tuvieron reducciones en los costos marginales.

Cuadro 6.7 Promedio de los costos marginales anuales

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(US\$/GWh)	(US\$/GWh)	(%)	(US\$/GWh)	(%)
Perú	27,0	26,4	-2,1	25,2	-6,3
Ecuador	48,3	28,3	-41,5	23,5	-51,4
Colombia	13,9	11,3	-18,5	10,6	-23,9
Venezuela	7,4	5,3	-28,7	5,7	-22,5

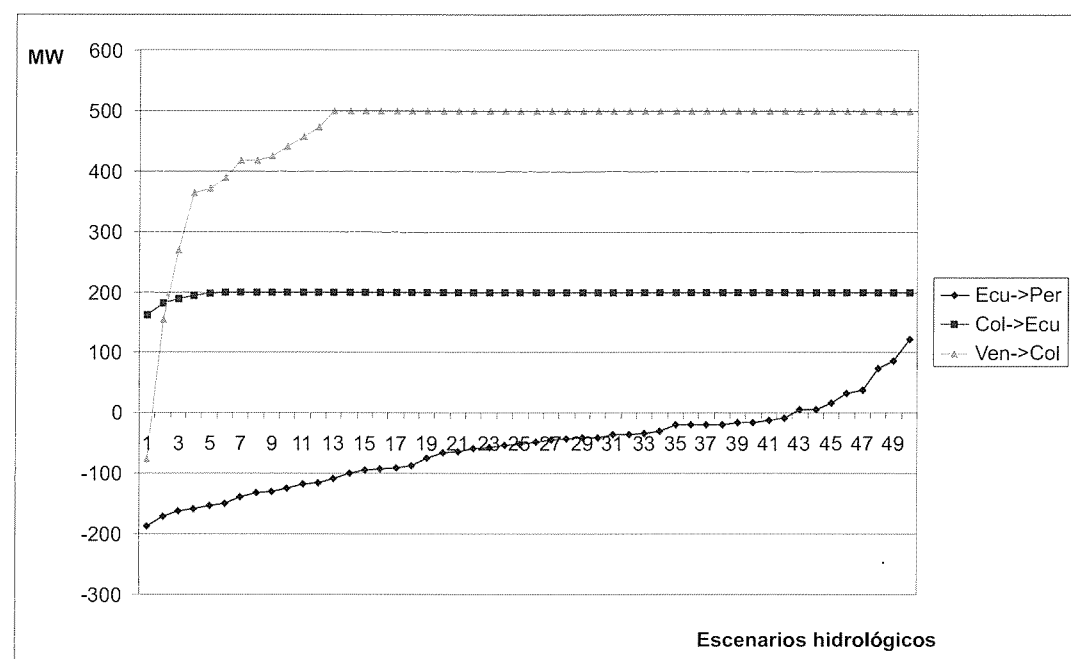
El Gráfico 6.8 muestra la reducción de los precios "spot" promedio de cada país para los diferentes niveles de interconexión.

Gráfico 6.8 Precios "spot". Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela, 2005



El Gráfico 6.9 muestra la distribución del promedio anual de los flujos en las interconexiones con respecto a la hidrología para el caso A.

Gráfico 6.9 Distribución del promedio anual de flujos entre interconexiones. Caso A



Se observa una transferencia casi constante de Venezuela para Colombia y de Colombia para Ecuador en el límite de las respectivas interconexiones. Sin embargo, hay escenarios donde Colombia envía energía para Venezuela, evitando el racionamiento mencionado anteriormente. A su vez, la dirección y la magnitud del intercambio entre Ecuador y Perú son bastante variables. Esto se debe a la fuerte estacionalidad del sistema ecuatoriano, lo que reduce los requerimientos de importación en algunos meses.

1.2.1.2 Escenario alto, año 2005

Se analizó la misma interconexión del ejemplo anterior, con los límites de intercambio establecidos para los casos A y B, pero esta vez para el escenario alto.

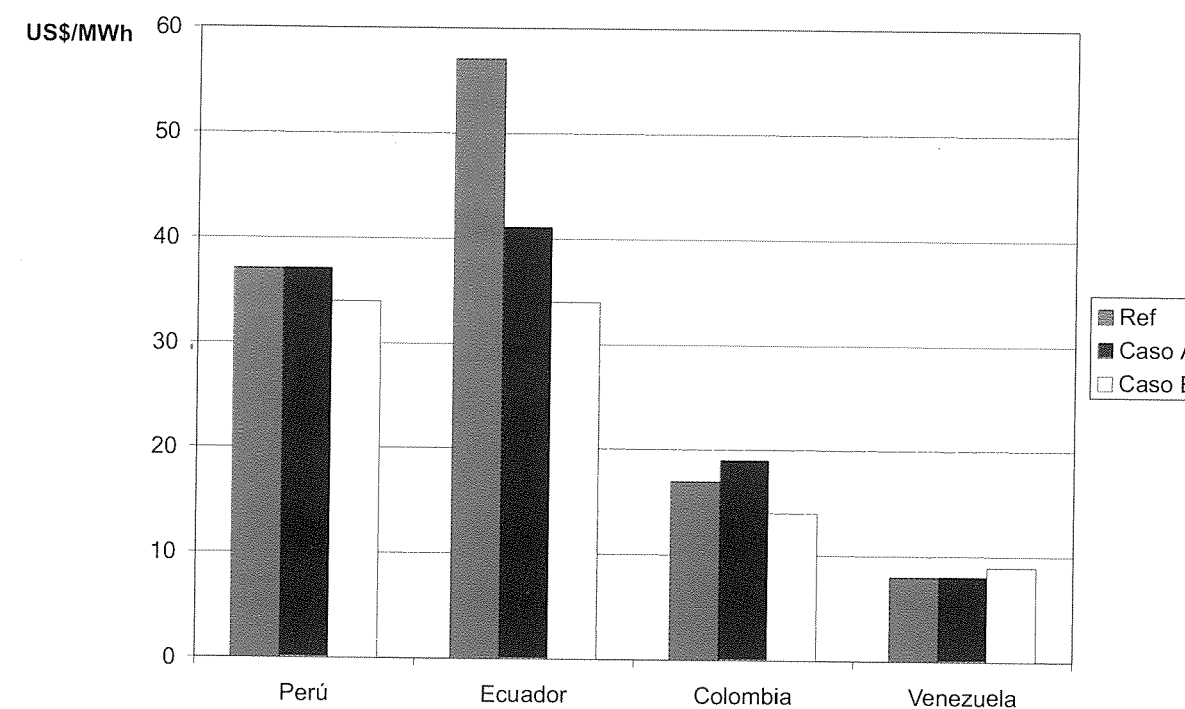
El Cuadro 6.10 muestra la reducción de los costos operativos, que alcanza US\$168 millones por año en el caso B, equivalente a una reducción del 19%.

Cuadro 6.10 Costos operativos
Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela, 2005

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(M US\$)	(M US\$)	(%)	(M US\$)	(%)
Perú	262.1	290.4	10.8	247.0	-5.8
Ecuador	249.7	124.3	-50.2	99.2	-60.2
Colombia	225.1	205.5	-8.7	171.8	-23.7
Venezuela	149.0	179.4	20.3	200.1	34.3
Total	886.0	799.6	-9.8	718.2	-18.9

El Gráfico 6.10 muestra la variación de los precios "spot" promedio de cada país para los diferentes niveles de interconexión.

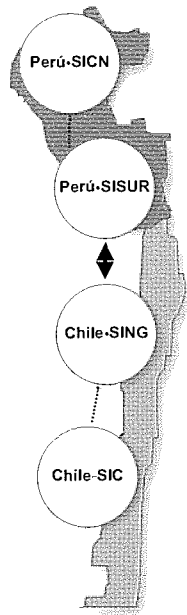
Gráfico 6.10 Precios "spot" Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela, 2005



1.2.2 Interconexión Chile-Perú

Cuadro 6.11 Perú-Chile. Límites de interconexión

Sistema		Ref	Caso A	Caso B
De	Para	(MW)	(MW)	(MW)
Perú	Chile-SING	0,0	200,0	400,0



1.2.2.1 Escenario medio, año 2005

Cuadro 6.12 Generación hidráulica (total anual promedio)

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(GWh)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Perú	18.126,8	18.105,5	-0,1	18.101,5	-0,1
Chile	23.075,9	22.153,8	-4,0	23.027,9	-0,2
Total	41.202,7	40.259,3	-2,3	41.129,4	-0,2

Cuadro 6.13 Generación térmica (total anual promedio)

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(GWh)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Perú	9.345,2	7.614,6	-18,5	5.866,5	-37,2
Chile	34.457,2	37.131,3	7,8	38.009,2	10,3
Total	43.802,4	44.745,9	2,2	43.875,7	0,2

El Cuadro 6.14 muestra los costos operativos de cada país y total para los diferentes escenarios de interconexión. La reducción de los costos operativos de Perú fue sustancial (40%), mientras Chile tuvo un aumento en sus costos operativos (9%).

Cuadro 6.14 Costos operativos anuales (total anual promedio)

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(M US\$)	(M US\$)	(%)	(M US\$)	(%)
Perú	192,7	151,5	-21,4	115,6	-40,0
Chile	410,5	440,9	7,4	447,2	8,9
Total	603,2	592,4	-1,8	562,8	-6,7

El Cuadro 6.15 muestra la evolución de los costos marginales. Perú tuvo una reducción importante (25%), mientras Chile no fue afectado.

Cuadro 6.15 Promedio de los costos marginales anuales

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(US\$/MWh)	(US\$/MWh)	(%)	(US\$/MWh)	(%)
Perú	26,9	22,5	-16,5	20,2	-24,9
Chile	12,3	12,3	0,2	12,3	0,0

1.2.2.2 Escenario alto, año 2005

Los Cuadros 6.16 y 6.17 muestran para cada país los costos operativos y los costos marginales respectivamente. Para ambos costos se observan reducciones para Perú e incrementos para Chile.

Cuadro 6.16 Costos operativos anuales (total anual promedio)

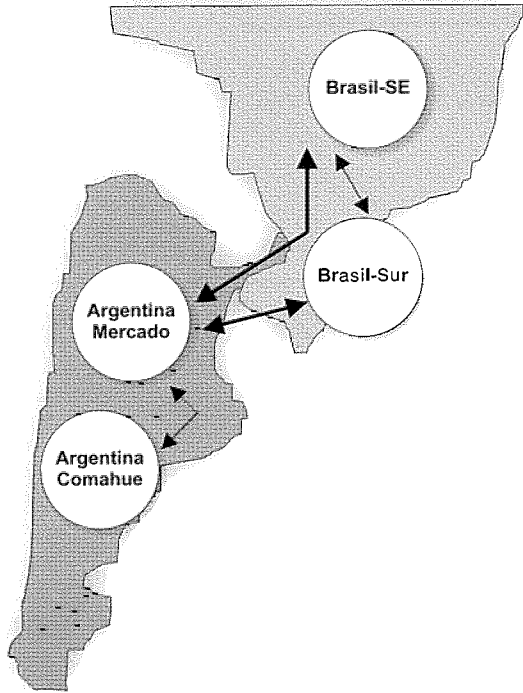
Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(M US\$)	(M US\$)	(%)	(M US\$)	(%)
Perú	263,1	205,5	-21,9	157,3	-40,2
Chile	453,1	473,2	4,4	492,0	8,6
Total	716,2	678,7	-5,2	649,4	-9,3

Cuadro 6.17 Promedio de los costos marginales anuales

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(US\$/MWh)	(US\$/MWh)	(%)	(US\$/MWh)	(%)
Perú	36,9	29,7	-19,5	26,7	-27,7
Chile	12,1	12,1	-0,2	13,8	14,3

1.2.3 Interconexión Brasil-Argentina

Cuadro 6.18 Brasil-Argentina. Límites de interconexión



Sistema		Ref	Caso A
De	Para	(MW)	(MW)
Brasil - SE	Argentina - Me	0	1.000
Brasil - S	Argentina - Me	1.000	2.000

1.2.3.1 Escenario medio, año 2005

Cuadro 6.19 Generación hidráulica (total anual promedio)

País / Estudio	REF (TWh)	Caso A (TWh)	Δ A (%)
Brasil - SE	254,90	257,00	0,82
Brasil - S	54,32	55,86	2,84
Brasil - NE	59,50	61,02	2,57
Brasil - N	33,01	33,39	1,17
Argentina - Me	23,07	23,06	-0,02
Argentina - Co	15,02	15,07	0,33
Total	439,81	445,41	1,27

Cuadro 6.20 Generación térmica (total anual promedio)

País / Estudio	REF (TWh)	Caso A (TWh)	Δ A (%)
Brasil - SE	28,40	28,27	-0,46
Brasil - S	9,79	9,77	-0,19
Brasil - NE	1,49	1,47	-0,93
Brasil - N	0,04	0,03	-5,33
Argentina - Me	41,18	36,91	-10,38
Argentina - Co	5,46	4,53	-17,17
Total	86,35	80,97	-6,23

El Cuadro 6.21 muestra que la reducción⁸ de los costos operativos de Brasil del caso de referencia, para el de interconexión máxima, fue del orden de 16%. Argentina también tuvo reducciones sus-

8 Se calcula como la diferencia entre la suma de los valores del caso de referencia y la suma de los valores del caso A, en relación con la suma de los del caso referencia: $(\sum \text{Caso A} - \sum \text{REF}) / \sum \text{REF}$. Este cálculo se realiza para los costos operativos anuales, las tarifas de los consumidores y los ingresos de los generadores.

Cuadro 6.21 Costos operativos anuales (total anual promedio)

País / Estudio	REF (US\$ millones)	Caso A (US\$ millones)	Δ A (%)
Brasil - SE	434,75	310,68	-28,54
Brasil - S	184,40	184,10	-0,16
Brasil - NE	124,51	104,62	-15,98
Brasil - N	30,25	51,54	70,38
Argentina - Me	310,35	275,56	-11,21
Argentina - Co	55,00	45,84	-16,66
Total	1139,25	972,33	-14,65

tanciales, alrededor de 12%. El Cuadro 6.22 muestra la evolución de los costos marginales para diferentes niveles de interconexión. De este cuadro puede estimarse una reducción total de los costos marginales de Brasil, del caso de máxima interconexión en relación con el de referencia, de aproximadamente el 10%. A su vez, Argentina tuvo una reducción total del orden de 6%.

Cuadro 6.22 Promedio de los costos marginales anuales

País / Estudio	REF (US\$ / MWh)	Caso A (US\$ / MWh)	Δ A (%)
Brasil - SE	24,94	18,84	-24,46
Brasil - S	21,17	17,34	-18,11
Brasil - NE	30,81	30,90	0,29
Brasil - N	29,84	28,53	-4,37
Argentina - Me	12,58	11,87	-5,87
Argentina - Co	12,52	11,78	-5,91
Total	131,86	119,26	-9,56

1.2.3.2 Escenario alto, año 2005

El Cuadro 6.23 muestra que la reducción de los costos operativos de Brasil del caso de máxima interconexión con respecto al de referencia fue del orden del 14%. Argentina también tuvo reducciones sustanciales, alrededor del 11%.

Cuadro 6.23 Costos operativos anuales (total anual promedio)

País / Estudio	REF (US\$ millones)	Caso A (US\$ millones)	Δ A (%)
Brasil - SE	472,34	400,40	-15,23
Brasil - S	184,16	184,10	-0,04
Brasil - NE	117,32	86,56	-26,22
Brasil - N	36,74	27,06	-26,37
Argentina - Me	345,62	309,59	-10,43
Argentina - Co	59,55	50,32	-15,50
Total	1.215,74	1.058,02	-12,97

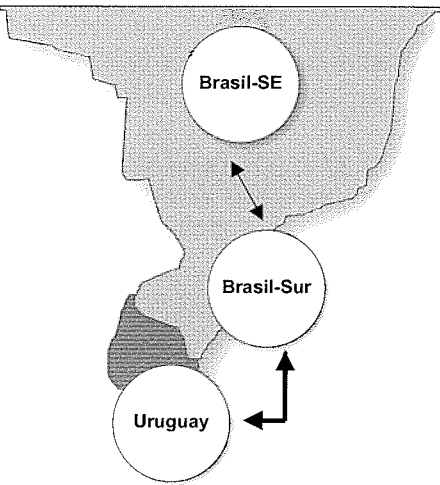
En el Cuadro 6.24 se observa que la reducción de los costos marginales de Brasil del caso de máxima interconexión en relación con el caso de referencia fue de aproximadamente el 19%. A su vez, Argentina tuvo una reducción aproximadamente del 1%.

Cuadro 6.24 Promedio de los costos marginales anuales

País Estudio	REF (US\$ / MWh)	Caso A (US\$ / MWh)	Δ A (%)
Brasil - SE	21,91	17,76	-18,94
Brasil - S	17,26	15,76	-8,70
Brasil - NE	32,15	25,84	-19,65
Brasil - N	30,55	23,64	-22,61
Argentina - Me	13,52	13,36	-1,21
Argentina - Co	13,45	13,29	-1,16
Total	128,84	109,65	-14,90

1.2.4 Interconexión Brasil-Uruguay

Cuadro 6.25 Brasil-Uruguay. Límites de interconexión



Sistema		Ref	Caso A
De	Para	(MW)	(MW)
Brasil - S	Uruguay	0	500
Brasil - SE	Argentina - Me	1.000	1.000
Brasil - S	Argentina - Me	2.000	2.000

1.2.4.1 Escenario medio, año 2005

Cuadro 6.26 Generación hidráulica (total anual promedio)

País Estudio	REF (TWh)	Caso A (TWh)	Δ A (%)
Brasil - SE	254,90	254,46	-0,17
Brasil - S	54,32	55,52	2,21
Brasil - NE	59,50	60,48	1,65
Brasil - N	33,01	33,13	0,37
Uruguay	7,24	7,63	5,37
Total	408,96	411,22	0,55

Cuadro 6.27 Generación térmica (total anual promedio)

País Estudio	REF (TWh)	Caso A (TWh)	Δ A (%)
Brasil - SE	28,40	28,24	-0,57
Brasil - S	9,79	9,78	-0,04
Brasil - NE	1,49	1,49	0,00
Brasil - N	0,04	0,04	1,33
Uruguay	2,99	1,86	-37,84
Total	42,70	41,40	-3,04

En el Cuadro 6.28 se muestra que la reducción de los costos operativos de Brasil-SE, Brasil-S y Brasil-NE del caso de referencia, para el de interconexión máxima, fue del orden del 2%; por otra parte, los costos operativos de Brasil-N aumentaron 29% y Uruguay tuvo reducciones de alrededor de 29%.

Cuadro 6.28 Costos operativos anuales (total anual promedio)

País Estudio	REF (US\$ millones)	Caso A (US\$ millones)	Δ A (%)
Brasil - SE	434,75	378,62	-12,91
Brasil - S	184,40	184,28	-0,06
Brasil - NE	124,51	138,41	11,16
Brasil - N	30,25	39,05	29,10
Uruguay	80,06	56,20	-29,80
Total	853,96	796,56	-6,72

El Cuadro 6.29 muestra que la disminución de los costos marginales de Brasil-SE y Brasil-S del caso de referencia, para el de interconexión máxima, fue de 11% en promedio; por otra parte, los costos marginales de Brasil-NE y Brasil-N aumentaron 9%. A su vez, Uruguay tuvo una reducción de 24%.

Cuadro 6.29 Promedio de los costos marginales anuales

País Estudio	REF (US\$ / MWh)	Caso A (US\$ / MWh)	Δ A (%)
Brasil - SE	24,94	22,54	-9,63
Brasil - S	21,17	18,33	-13,42
Brasil - NE	30,81	34,29	11,31
Brasil - N	29,84	31,70	6,25
Uruguay	18,05	13,71	-24,05

1.2.4.2. Escenario alto, año 2005

En el Cuadro 6.30 se observa que la reducción de los costos operativos de Brasil-SE, Brasil-S y Brasil-NE del caso de referencia, para la interconexión máxima, fue del orden de 5%, y los costos operativos de Brasil-N, 14%; por otra parte, Uruguay tuvo reducciones de alrededor de 35%.

Cuadro 6.30 Costos operativos anuales (total anual promedio)

País Estudio	REF (US\$ millones)	Caso A (US\$ millones)	Δ A (%)
Brasil - SE	472,34	467,50	-1,03
Brasil - S	184,16	184,13	-0,02
Brasil - NE	117,32	113,12	-3,58
Brasil - N	36,74	31,67	-13,81
Uruguay	84,44	54,72	-35,20
Total	895,01	851,13	-4,90

El Cuadro 6.31 muestra que la reducción de los costos marginales de Brasil del caso de referencia, para el de interconexión máxima, fue de 15% en promedio. A su vez, Uruguay tuvo una disminución de 26%.

9 La exportación de Chile a Brasil vía indirecta por Argentina también es una posibilidad, dado el interés detectado en ciertos inversionistas.

Cuadro 6.31 Promedio de los costos marginales anuales

País Estudio	REF (US\$ / MWh)	Caso A (US\$ / MWh)	Δ A (%)
Brasil - SE	21,91	20,02	-8,65
Brasil - S	17,26	15,32	-11,24
Brasil - NE	32,15	26,79	-16,69
Brasil - N	30,55	24,87	-18,61
Uruguay	18,77	13,93	-25,77

2. RESUMEN DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Se identificaron los siguientes "corredores energéticos" para los diez países del estudio:

- En la Comunidad Andina se observa una posibilidad de exportación de Venezuela para Colombia que, a su vez, exportaría a Ecuador.
- En el Cono Sur se tiene un patrón de exportaciones de Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay para Brasil⁹.
- 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.

Se realizaron estudios específicos de interconexión para Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela, Chile-Perú, Argentina-Brasil y Brasil-Uruguay.

- 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).

- 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 de alrededor de 3.000 MW.
- El estudio de interconexión Brasil-Uruguay indicó beneficio para la integración energética de los países. La reducción de los cos-

tos operativos de Brasil varía de 12,6% en el 2000 hasta 2,6% en el 2005 y en el 2010. En 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.

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 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, aspecto directamente involucrado con el tema regulatorio.

C
a
p
í
t
u
l
o

VII

Marco institucional regulatorio

1. 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 los países de Suramérica. El proceso comenzó anticipadamente en el caso de Chile, alrededor de 1982, segmentándose las principales empresas eléctricas y privatizándose sus unidades de negocios. En los años previos a dichas reformas el servicio eléctrico en Suramérica 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 parte del 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, con base en costos marginales.
- Interconexiones e intercambios internacionales realizados con base en acuerdos o contratos entre los países participantes, y a la distribución equitativa de los beneficios re-

sultantes. En varios casos las interconexiones internacionales se desarrollaron a partir de la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos binacionales.

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 externa¹⁰. 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 cada aplicación nacional tiene características propias, razón por la cual podrán evidenciarse, en cada caso, diferencias con algunos de los elementos aquí descritos.

- 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 y 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) y 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 máximo de participación en la propiedad de un segmento. Sin embargo, 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 mercado¹¹. 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

10 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.

11 Marcos regulatorios en el sector eléctrico suramericano. Pedro Gatica y Esteban Skocnik. CHICIER, junio/96.

potencia, reserva, calidad (costo de racionamiento, energía no suministrada), regulación, etc., que son variables según el país de aplicación.

- Retiro total o parcial del Estado de la función empresarial, 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, puede adoptarse cierto tipo de decisiones sobre 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 los que se reconoce la existencia de monopolios naturales, es decir, la distribución y el 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 con base en costos marginales de corto y largo plazo y costos medios estándar.
- 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 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 suramericanos, pudiendo establecerse al respecto:

- 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.
- Países en proceso de transición, tanto en las reformas estructurales como en los procesos de privatización: Brasil.
- 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.

2.1 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 elaboró, mediante resoluciones de la Secretaría de Energía, un amplio conjunto de normativas, compendiadas en el manual de "Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios".

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.

2.2 Bolivia

Las reformas en el sector eléctrico en Bolivia comenzaron en 1994 con la promulgación de la Ley de Electricidad No. 1604 y sus reglamentos de operación del mercado eléctrico, precios y tarifas, concesiones, licencias y licencias provisionales, usos de bienes de dominio público, de calidad de distribución e infracciones y sanciones, contenidas en el Decreto Supremo N° 24043.

Con la transferencia de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) al sector privado en 1995, el sector eléctrico en Bolivia se ha estructurado en seis empresas privadas que operan en generación de electricidad, una empresa privada en transmisión y siete empresas en distribución.

Desde el inicio de las reformas, las inversiones en el sector eléctrico han sobrepasado los US\$420 millones, incrementando la capacidad de generación en más de 50%.

2.3 Brasil

Brasil se encuentra en un proceso de transición en su transformación regulatoria. Las primeras medidas son de los años 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), la reglamentación de la producción eléctrica por el productor independiente o el autoprodutor (Decreto 2003) e instituyen la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) como órgano regulador (Ley 9427).

Las modificaciones significativas posteriores se producen en el año 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 definen las atribuciones del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) y se establecen sus reglas de organización. Así mismo, se autoriza al poder ejecutivo a proceder a la reestructuración de Eletrobras (Ley 9648 y Decreto 2655 de 1998).

Tanto a nivel nacional como estatal, está en marcha el proceso de reestructuración, privatización y segmentación vertical de las principales empresas del sector eléctrico. La mayor parte de la distribución está privatizada.

2.4 Chile

Como se mencionara, Chile tomó la iniciativa en el proceso de reformas en el sector eléctrico,

co, 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, elaborar normativas, calcular tarifas y precios y realizar propuestas de privatización. 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.

2.5 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 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Se estima que el proceso de transformación se 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.

Colombia cuenta actualmente con una participación privada importante, tanto en generación como en comercialización. En la transmisión esta participación es aún muy limitada.

2.6 Ecuador

El sector eléctrico se encuentra en la etapa inicial de un proceso de transformación. Desde el punto de vista de los instrumentos legales, este proceso se inicia con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano (LRSE) y el reglamento general de la LRSE que datan de 1996. En sus lineamientos generales ellos establecen:

- 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.

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, reciente-

mente, 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 finales de 1998 se realizó durante 1999.

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 el segundo semestre del año 2000.

El INECEL entregó las acciones de 18 de las 19 empresas de distribución 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.

A principios del año 2000, el Congreso aprobó un paquete de reformas al sector eléctrico que viabiliza una participación privada mayoritaria, pues se establece que el Fondo de Solidaridad pondrá a disposición del sector privado un porcentaje de hasta el 51% de acciones con derecho a voto. Se incluyen disposiciones para fomentar la competencia y establecer tarifas que reflejen los costos reales del servicio basados en parámetros internacionales de calidad y efi-

ciencia, pero se recalca que las tarifas no podrán ser superiores a las que rijan en el mercado internacional.

2.7 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. 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.

2.8 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 sujetas 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."

El sistema regulatorio está compuesto por cinco entidades públicas: el Comité de Tarifas Eléctricas, regulador de precios; el Organismo Supervisor de Inversión en Energía, a cargo de control de calidad; el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual, supervisor de la competencia; los Comités de Operación Económica del Sistema, a cargo de las operaciones del sector, y el Ministerio de Energía y Minas, a cargo de la planificación sectorial.

Como resultado de las reformas llevadas a cabo, la cobertura eléctrica se ha incrementado, se han reducido las pérdidas eléctricas y la capacidad instalada de generación ha aumentado. Si bien inicialmente se incrementaron las tarifas eléctricas con la finalidad de realinearlas con los costos marginales, éstas se han reducido gradualmente, en sintonía con el aumento en la oferta y las mejoras registradas en eficiencia operativa.

Hasta la fecha se ha privatizado más del 62% de la capacidad generadora y el 75% de la distribución de energía eléctrica.

2.9 Uruguay

La normativa que regula el sector eléctrico de Uruguay está regida fundamentalmente por la Ley 16.832 de junio de 1997 y su Decreto Reglamentario del 26 de enero de 1999.

En forma complementaria se elaboraron los reglamentos de peaje que posibilitan, entre otros, a los grandes consumidores de Argentina y Uruguay comercializar en ambos mercados.

La empresa Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), de integración vertical, si bien no tiene el monopolio en el Sector Eléctrico, sigue teniendo un papel preponderante, cuenta con la administración total de la distribución y gran parte de la transmisión, actividades que según el Marco Regulatorio tienen el carácter de servicio público y son regulados por el Estado.

La generación pierde su carácter de servicio público; la misma podrá ser realizada por cualquier agente, en régimen de libre competencia, deberá respetar las normas del MME (Mercado Mayorista de Energía Eléctrica) y ser despachada por el DNC.

2.10 Venezuela

A finales de 1999 fue publicada la Ley del Servicio Eléctrico, cuyo objetivo es regular el servicio eléctrico del país en todas sus fases: generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), distribución y comercialización, así como la actuación de los agentes que intervienen en el servicio.

El órgano rector de las políticas concernientes al sector eléctrico es el Ministerio de Energía y Minas (MEM). Por delegación del MEM, la supervisión, regulación fiscalización y control de las actividades del sector eléctrico estarán a cargo de un nuevo organismo, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Entre las funciones de la CNEE estará establecer la metodología para la fijación de tarifas aplicables al mercado regulado de electricidad, los límites de cobertura geográfica y de mercado para las empresas del sector y las modalidades, condiciones y garantías que regirán los mercados mayorista y de tarifas reguladas. Además, tiene como responsabilidad la publicación de evaluaciones periódicas del desempeño (calidad y gestión) de las empresas del sector.

Se creará el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE), propiedad de la República, supervisado y fiscalizado por el MEM, por órgano de la CNEE, que centralizará la gestión del SEN. Su función será controlar, supervisar y coordinar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SEN, así como administrar el Mercado Mayorista de Electricidad. Previa opinión de la CNEE, el ejecutivo podrá ordenar la separación jurídica de las gestiones económica y técnica del CNGSE.

La ley prohíbe que una misma empresa realice simultáneamente dos o más de las siguientes actividades: generación, transmisión, gestión del SEN y distribución. Cada una de estas actividades deberá ser desarrollada por una empresa distinta. La comercialización a usuarios con tarifa regulada sí podrá ser realizada por generadores, distri-

buidores o por empresas especializadas en comercialización

Para la implementación definitiva de la Ley del Servicio Eléctrico se estableció un régimen de transición, el cual fija que las empresas tienen un plazo de dos (2) años para separar jurídicamente las actividades conjuntas que realicen de generación, transmisión y/o distribución. Además, establece que tanto la CNEE como el CNGSE entrarán en funcionamiento en un plazo máximo de dos años.

3. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se desarrolla aquí una síntesis de las regulaciones y normativas vinculadas a los intercambios internacionales en cada país.

3.1 Argentina

- 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.

3.2 Bolivia

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.

3.3 Brasil

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 suscrito con el país vecino, teniendo como meta la optimización del uso de los recursos energéticos. Los reglamentos para esta operación serán aprobados por 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.

- 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 está reglamentada 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 transportador.

3.4 Chile

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 promulgaron las "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 ésta propia o contratada; tal antecedente permitirá a los Gobiernos considerar las solicitudes y otorgar los respectivos permisos en la medida en que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento.
- Autorizaciones requeridas:
 - Según lo establecido en las "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.

- Mecanismo de licitación para contratos:

No está establecido un mecanismo de licitación para los contratos de importación o exportación.
- Libre acceso para intercambios internacionales:
 - No están establecidos los tipos de agentes que pueden o no participar en el intercambio, pero sí se establece que deben cumplir con la legislación de cada país. No existen mayores restricciones, salvo que no está contemplada la existencia de comercializadores.
 - Sólo se ha especificado que las transacciones deben tener límites o restricciones, de tal forma que no se comprometa el abastecimiento interno. Es un poco general, pero permite interpretarlo como que las restricciones serán mínimas.
 - 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.

- Aún no están disponibles los pasos y procedimientos requeridos para realizar las obras de transporte de una interconexión internacional.

3.5 Colombia

En mayo de 1998 se emitió la Resolución CREG 057, por la cual se aprobaron disposiciones reglamentarias aplicables a las interconexiones internacionales, que complementaron lo dispuesto en la Resolución 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.
- 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 mismos, en caso de 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: a partir del año 2000, los correspondientes a la Transmisión Nacional y a partir del 2002, los Regionales o Locales.

La modificación más sustancial con relación a los intercambios internacionales y la que define

probablemente el régimen más avanzado en Suramérica al respecto resulta de la Resolución CREG112, del 29 de septiembre de 1998.

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, 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. La demanda doméstica o nacional y la 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 con 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.

3.6 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 satisfecha 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 suscriben contratos de intercambio con agentes de Colombia, en los que se definen las modalidades "spot", término, tarifas, etc. Las transacciones comerciales y técnicas se definirán en la barra frontera.

3.7 Paraguay

- Los intercambios internacionales de energía eléctrica, actualmente sólo 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 (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 través de 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.

3.8 Perú

No existe reglamentación al respecto. Recientemente se ha comenzado a elaborar este aspecto en función de los tratados que se están realizando para la Interconexión Internacional Peruano-Ecuatoriana.

3.9 Uruguay

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 del Uruguay. Con la aprobación del Poder Ejecutivo se puede desarrollar cualquier actividad vinculada a la actividad eléctrica también en el exterior.

3.10 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.

Análisis de las oportunidades de integración

En el presente capítulo se analizan los beneficios de cada uno de los corredores energéticos, para lo cual se tiene en cuenta las simulaciones de la operación de sistemas aislados e integrados realizadas en el capítulo VI, sobre la base de las proyecciones de demanda y equipamiento nacionales hasta el año 2010. Los resultados de las simulaciones permiten cuantificar los beneficios de cada interconexión y la reasignación de los ingresos y, por lo tanto, los impactos resultantes entre los diversos agentes y los consumidores.

Cabe aclarar que a los efectos de la medición de los impactos de la integración se consideró una regulación tipo de los mercados para todos los países suramericanos, aun cuando existan algunas diferencias en la normativa actualmente vigente.

Aunque una interconexión reporte beneficios globales, la reasignación de ingresos proveniente

de la misma no necesariamente favorece a todos los actores, pudiendo perjudicar a algunos o generar desarrollos débilmente sustentables.

Esta oposición entre beneficios globales y algunos ingresos sectoriales puede originar resistencias en los actores, la comunidad y/o gobiernos, promoviendo barreras a la integración, no obstante haberse demostrado las ventajas globales de la misma.

Una primera selección de corredores de integración eléctrica se realizó considerando los costos marginales de demanda de cada país, entendiendo por tal el costo de la máquina indicativa del costo marginal en cada sistema o subsistema nacional y que, consecuentemente, fija el precio de ese mercado. Ello sugiere un flujo de exportaciones desde los países de menor costo hacia los de mayor costo, detectándose, en la primera aproximación, un conjunto de demandantes y otro de

oferentes. En función de ello, y de las posibilidades físico-geográficas de vinculación, fueron preseleccionadas las siguientes interconexiones para su análisis:

- Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela
- Perú-Chile
- Argentina-Brasil
- Brasil-Uruguay

Adicionalmente fueron establecidos tentativamente, en función de los flujos en juego, los límites de las interconexiones, es decir, las capacidades de transporte definidas entre cada tramo del sistema de transporte internacional para cada año de corte.

1. BENEFICIOS DE LAS INTERCONEXIONES

Las opiniones respecto a las ventajas de la integración no son necesariamente convergentes. La duda frecuentemente aparece porque, no obstante resultar beneficios reales para el conjunto, existen otros impactos singulares que pueden provocar perjuicios a determinados actores.

Ello indica la necesidad de una correcta identificación conceptual y medición de los efectos resultantes de la integración, las ventajas y las resistencias y barreras que pueden generar y el instrumental regulatorio para evitarlas o, al menos, disminuirlas.

Una vez diferenciados y cuantificados los beneficios, la conclusión es clara: si la interconexión produce beneficios netos, su realización es conve-

niente. Si concurrentemente sus impactos distributivos son perjudiciales, la interconexión mantiene su bondad pero la que resulta inadecuada es su regulación. En este último caso la importancia de una diferenciación conceptual clara es que los esfuerzos de los sectores afectados converjan en la necesidad de una modificación regulatoria y no en la oposición a los procesos de integración.

Los beneficios de una interconexión son cuantificados por los ahorros de costos que posibilita. Establecido un conjunto de sistemas potencialmente interconectables, se determinan los costos para abastecer la misma demanda total, mediante dos alternativas: una con y otra sin la interconexión. La diferencia entre esta última y la primera define los beneficios (o perjuicios) de dicha interconexión.

Dado que ambas alternativas se han considerado sobre el mismo parque generador, sin modificaciones, los ahorros de costos considerados son operativos, en particular de combustibles, y no de costos de inversión (ni de costos fijos en general). Si estos últimos se adicionaran, el ahorro de costos sería mayor.

Sin perjuicio de ello, en la simulación de los Sistemas Integrados se hace una comparación entre el ingreso de la interconexión o Beneficio Financiero Potencial de la interconexión y el costo de inversión anual equivalente de la transmisión propuesta, para verificar la viabilidad preliminar de esta última. El concepto de Beneficio Financiero Potencial de la interconexión es distinto del de reducción de costos operativos. La cuantificación de este concepto se establece mediante el produc-

to de la energía transportada por la diferencia de costos marginales entre los dos mercados que se vinculan, con posterioridad a su interconexión.

Las simulaciones entregan los costos totales operativos considerando los costos marginales individuales de cada máquina que opera, independientemente del nivel que alcance el costo marginal del sistema o de la demanda, destinado a fijar precio en el mercado. En consecuencia, la diferen-

cia de costos operativos de las alternativas consideradas define el ahorro de costos de la interconexión debido a la diferencia de costos totales de los combustibles utilizados. A esto último debe agregarse en caso de racionamiento el costo de la energía no suministrada, conforme al mercado donde ello ocurra. En los Cuadros 8.1, 8.2, 8.3 y 8.4 se presentan los valores de reducción de costos operativos anuales para todas las interconexiones y años de corte.

Cuadro 8.1 Montos totales y reducciones de costos operativos anuales. Interconexión Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela

Año de Corte	País	Referen.	Caso A	Variac. A s/Ref.		Caso B	Variac. B s/Ref.	
		M US\$	M US\$	M US\$	%	M US\$	M US\$	%
2000	Perú	62,8	72,9	10,1	16,1	----	----	----
	Ecuador	164,0	68,8	-95,2	-58,0	----	----	----
	Colombia	61,5	40,5	-21,0	-34,1	----	----	----
	Venezuela	142,2	157,7	15,5	10,9	----	----	----
	Total	430,5	339,9	-90,6	-21,0	----	----	----
2005	Perú	191,6	204,5	12,9	6,7	180,6	-11,0	-5,7
	Ecuador	159,0	70,7	-88,3	-55,5	50,6	-108,4	-68,2
	Colombia	168,8	141,1	-27,7	-16,4	116,3	-52,5	-31,1
	Venezuela	99,4	103,8	4,4	4,4	122,8	23,4	23,5
	Total	618,8	520,1	-98,7	-16,0	470,3	-148,5	-24,0
2010	Perú	318,7	366,0	47,3	14,8	409,9	91,2	28,6
	Ecuador	542,7	335,1	-207,6	-38,3	145,8	-396,9	-73,1
	Colombia	269,2	252,5	-16,7	-6,2	222,5	-46,7	-17,3
	Venezuela	121,8	137,7	15,9	13,1	163,6	41,8	34,3
	Total	1.252,4	1.091,3	-161,1	-12,9	941,8	-310,6	-24,8

Cuadro 8.2 Montos totales y reducciones de costos operativos anuales. Interconexión Perú-Chile

Año de Corte	País	Referen.	Caso A	Variac. A s/Ref.		Caso B	Variac. B s/Ref.	
		M US\$	M US\$	M US\$	%	M US\$	M US\$	%
2000	Perú	61,2	26,6	-34,6	-56,5	----	----	----
	Chile	85,5	102,2	16,7	19,5	----	----	----
	Total	146,7	128,8	-17,9	-12,2	----	----	----
2005	Perú	192,7	151,5	-41,2	-21,4	115,6	-77,1	-40,0
	Chile	410,5	440,9	30,4	7,4	447,2	36,7	8,9
	Total	603,2	295,4	-10,8	-1,8	562,8	-40,4	-6,7
2010	Perú	321,3	272,2	-49,1	-15,3	236,6	-84,7	-26,4
	Chile	374,7	378,8	4,1	1,1	398,9	24,2	6,5
	Total	696,0	851,0	-45,0	-6,5	635,5	-60,5	-8,7

Cuadro 8.3 Montos totales y reducciones de costos operativos anuales.
Interconexión Argentina-Brasil

Año de Corte	País	Referen.	Caso A	Variac. A s/Ref.		Caso B	Variac. B s/Ref.	
		M US\$	M US\$	M US\$	%	M US\$	M US\$	%
2000	Brasil-SE	616,7	281,3	-335,4	-54,4	----	----	----
	Brasil-SE	142,1	137,4	-4,7	-3,3	----	----	----
	Brasil-NE	103,4	68,8	-34,6	-33,5	----	----	----
	Brasil-N	16,5	5,4	-11,1	-67,1	----	----	----
	Subtotal Brasil	878,6	492,9	-385,8	-43,9	----	----	----
	Argentina-ME	231,6	159,6	-72,1	-31,1	----	----	----
	Argentina-CO	71,7	34,6	-37,1	-51,8	----	----	----
	Stot Argentina	303,3	194,1	-109,2	-36,0	----	----	----
2005	Total	1.181,9	687,0	-494,9	-41,9	----	----	----
	Brasil-SE	434,8	310,7	-124,1	-28,5	----	----	----
	Brasil-SE	184,4	184,1	-0,3	-0,2	----	----	----
	Brasil-NE	124,5	104,6	-19,9	-16,0	----	----	----
	Brasil-N	30,3	51,5	21,3	70,4	----	----	----
	Subtotal Brasil	773,9	650,9	-123,0	-15,9	----	----	----
	Argentina-ME	310,4	275,6	-34,8	-11,2	----	----	----
	Argentina-CO	55,0	45,8	-9,2	-16,7	----	----	----
2010	Stot Argentina	365,4	321,4	-44,0	-12,0	----	----	----
	Total	1.139,3	972,3	-166,9	-14,7	----	----	----
	Brasil-SE	500,3	337,0	-123,3	-24,6	----	----	----
	Brasil-SE	207,3	207,1	-0,2	-0,1	----	----	----
	Brasil-NE	189,4	197,7	8,3	4,4	----	----	----
	Brasil-N	1,9	2,0	0,2	9,7	----	----	----
	Subtot. Brasil	898,8	783,8	-115,0	-12,8	----	----	----
	Argentina-ME	258,3	224,6	-33,7	-13,1	----	----	----
2010	Argentina-CO	46,6	37,4	-9,3	-19,9	----	----	----
	Stot. Argentina	305,0	262,0	-43,0	-14,1	----	----	----
	Total	1.203,8	1.045,8	-158,0	-13,1	----	----	----

Cuadro 8.4 Montos totales y reducciones de costos operativos anuales.
Interconexión Brasil-Uruguay

Año de Corte	País	Referen.	Caso A	Variac. A s/Ref.		Caso B	Variac. B s/Ref.	
		M US\$	M US\$	M US\$	%	M US\$	M US\$	%
2000	Brasil-SE	616,7	509,5	-107,2	-17,4	----	----	----
	Brasil-SE	142,1	137,6	-4,4	-3,1	----	----	----
	Brasil-NE	103,4	108,7	5,3	5,1	----	----	----
	Brasil-N	16,5	12,3	-4,2	-25,3	----	----	----
	Subtot. Brasil	878,6	768,2	-110,4	-12,6	----	----	----
	Uruguay	59,9	47,3	-12,6	-21,1	----	----	----
	Total	938,5	815,5	-123,1	-13,1	----	----	----
2005	Brasil-SE	434,8	378,6	-56,1	-12,9	----	----	----
	Brasil-SE	184,4	184,3	-0,1	-0,1	----	----	----
	Brasil-NE	124,5	138,4	13,9	11,2	----	----	----
	Brasil-N	30,3	39,1	8,8	29,1	----	----	----
	Subtot. Brasil	773,9	740,4	-33,6	-4,3	----	----	----
	Uruguay	80,1	56,2	-23,9	-29,8	----	----	----
	Total	854,0	796,6	-57,4	-6,7	----	----	----
2010	Brasil-SE	500,3	447,1	-53,2	-10,6	----	----	----
	Brasil-SE	207,3	207,4	0,0	0,0	----	----	----
	Brasil-NE	189,4	219,0	29,7	15,7	----	----	----
	Brasil-N	1,9	1,9	0,1	3,8	----	----	----
	Subtot. Brasil	898,8	875,4	-23,4	-2,6	----	----	----
	Uruguay	98,0	58,4	-39,7	-40,5	----	----	----
	Total	996,8	933,8	-63,1	-6,3	----	----	----

Cuadro 8.5 Reducciones totales de costos operativos anuales

Interconexiones	Caso A			Caso B		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Pe-Ec-Co-Ve	90,6	98,7	161,1		148,5	310,6
Chile-Perú	17,9	10,8	45,0		40,4	60,5
Brasil-Argentina	494,9	166,9	158,0			
Brasil-Uruguay	123,1	57,4	63,1			

En el Cuadro 8.5 se presentan las reducciones totales de los costos operativos para cada una de las interconexiones. Los mayores beneficios de las interconexiones, es decir, los ahorros anuales de costos operativos, son los siguientes:

- Interconexión Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela:
310,6 millones US\$/año (Caso B-2010).
- Interconexión Perú-Chile:
60,5 millones US\$/año (Caso B-2010).
- Interconexión Argentina-Brasil:
494,9 millones US\$/año (Caso A-2000).
- Interconexión Brasil-Uruguay:
123,1 millones US\$/año (Caso A-2000).

Los beneficios de las interconexiones son significativos y resultan en todos los casos positivos. Consecuentemente, las realizaciones de todos los corredores eléctricos considerados son convenientes en las oportunidades señaladas. Es importante anotar que en la cuantificación de beneficios no se ha considerado los provenientes de aplazamiento de inversiones debido a que en el estudio se mantuvieron los planes de expansión de generación en cada país. Sin embargo, en forma indi-

cativa, si se considerara la oportunidad de complementación anual de los recursos hídricos de la región (capítulo IV) que ascienden en total a 21,2 TWh/año, el ahorro en capacidad instalada equivalente en ciclos combinados sería de aproximadamente 3.500 MW considerando un factor de utilización de 0,7. Esto equivaldría a un ahorro de 2.100 millones de dólares (suponiendo que el KW instalado de ciclo combinado tiene un valor de 600 US\$/KW).

2. IMPACTO DE LAS INTERCONEXIONES

2.1 Comportamientos de los mercados y supuestos regulatorios de la simulación

El supuesto regulatorio fundamental adoptado en la simulación para el cálculo de impactos es que el precio de venta de la electricidad en cada mercado se realizará al correspondiente costo marginal del sistema.

En términos generales, el precio mayorista interno de la electricidad en los países suramericanos, después de las reformas institucionales y regulatorias, se corresponde con el costo marginal del sistema para cada nivel de demanda. Al respecto pueden existir algunas diferencias en la reglamentación de los diferentes países: costo

marginal contra precio ofertado. Sin embargo, los precios ofertados también están relacionados con los costos marginales de combustible, admitiendo un cierto margen adicional para contemplar otros costos variables diferentes del combustible (regulación en Argentina).

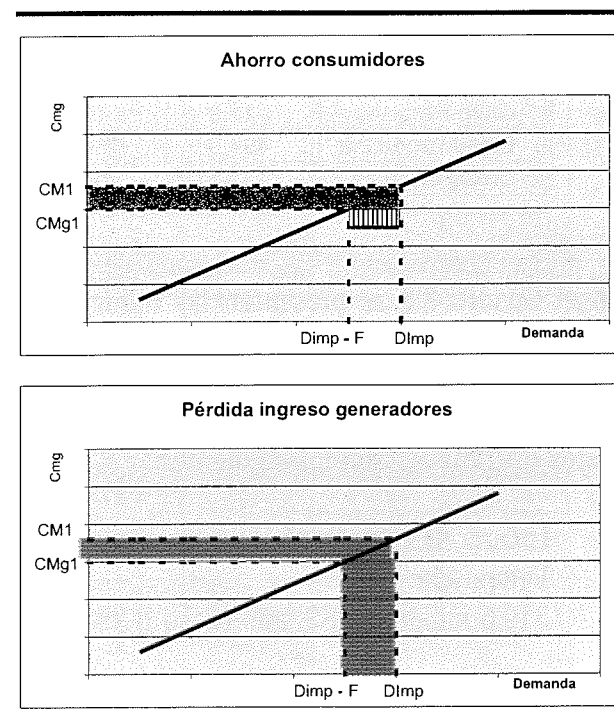
A fin de visualizar mejor las implicaciones de este tipo de regulación sobre los impactos del comercio internacional de electricidad, en los Gráficos 8.1 y 8.2 se presentan las situaciones posibles en los sistemas importador y exportador, respectivamente.

En el Gráfico 8.1 se muestran separadamente los ahorros de los consumidores debido a la importación y las pérdidas de ingreso de los generadores del sistema importador en un intervalo de tiempo en el cual se transmite el flujo F por el corredor de interconexión.

A los efectos de los temas que se discuten a continuación se definen las siguientes variables y la nomenclatura utilizada es:

- D_{Imp} : Demanda del sistema importador.
- D_{Exp} : Demanda del sistema exportador.
- F : Flujo por la interconexión.
- $CM1$: Costo marginal del sistema importador, antes de la interconexión.
- $CM2$: Costo marginal del sistema exportador, antes de la interconexión.
- $CMg1$: Costo marginal del sistema importador, posterior a la interconexión.
- $CMg2$: Costo marginal del sistema exportador, posterior a la interconexión.

Gráfico 8.1 Efectos sobre el sistema importador



El área amarilla en el Gráfico 8.1 de Ahorro de los Consumidores representa el impacto total sobre los consumidores, ya que la energía importada es valorizada al nuevo costo marginal del sistema importador ($CMg1$).

El área del rectángulo rayado del mismo gráfico corresponde al ingreso de la interconexión (beneficio financiero potencial de la interconexión), esto es, la diferencia entre el costo marginal de ambos sistemas por el flujo que transporta la línea. Es importante notar que esta área desaparecería si los flujos no estuvieran limitados por la capacidad de la línea de interconexión entre ambos sistemas.

La importación representa para los generadores del sistema importador una pérdida de ingresos,

representada por la superficie lila en Gráfico 8.1, debida tanto a la disminución en sus ventas (pasando de D_{Imp} a D_{Imp-F}) como a la reducción de precios en el mercado "spot" del sistema importador (pasando de $CM1$ a $CMg1$). Sin embargo, el verdadero perjuicio a los generadores de este sistema es menor que la reducción de ingreso, debido a los costos evitados para la generación eléctrica remplazada por el flujo de importación. Estos costos evitados se representan por el trapecio lila, ubicado debajo de la curva de costos marginales, debiéndose deducir esta superficie de la total de ingresos para cuantificar la pérdida neta.

En el sistema exportador, por su parte, los consumidores locales sufrirán una pérdida originada en el incremento de precios internos, representada en el Gráfico 8.2 por el área del rectángulo naranja.

Por el contrario, los generadores del sistema exportador tendrán un incremento de ingresos dado por la venta internacional, representada en el Gráfico 8.2 por el área lila lisa, más el aumento de precios en el mercado local (área lila rayada en

coincidencia con el perjuicio causado a los consumidores del sistema exportador).

También en este caso debe distinguirse entre ingresos y beneficios de los generadores, ya que el incremento de generación tiene asociado un costo que debe ser cubierto con una parte de los mayores ingresos recibidos por los generadores. Este costo está representado por el trapecio lila por debajo de las curvas de costos marginales y su superficie debe deducirse de la total de ingresos, para definir el ingreso neto o ganancia de los generadores.

Las transferencias de ingresos y las apropiaciones de beneficios de la interconexión bajo las normas regulatorias consideradas, en ambos sistemas, pueden apreciarse sintéticamente en el Gráfico 8.3. En él se visualiza en rojo el área representativa de las transferencias en el sistema importador, de los generadores a los consumidores, y en el sistema exportador, en verde, de los consumidores a los generadores. En la superficie limitada por el flujo F pueden apreciarse las apropiaciones del sistema importador (consumidores), la del sistema exportador (generadores) y el ingreso de la Interconexión.

Gráfico 8.2 Efectos sobre el Sistema Exportador

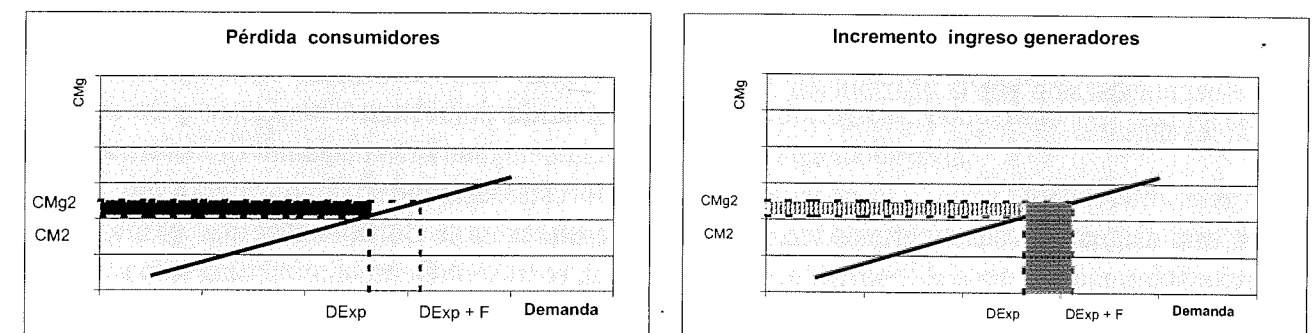
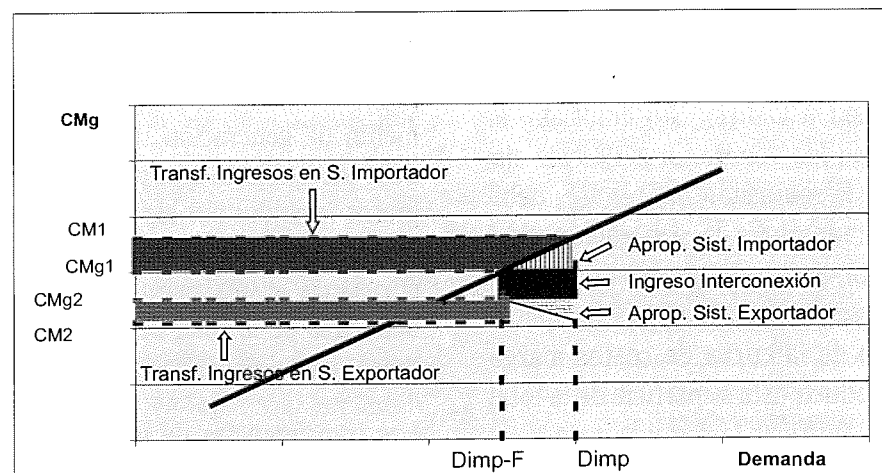


Gráfico 8.3 Transferencias y apropiación de los beneficios operativos



2.2 Barreras a la integración eléctrica

La definición de barreras comprende todos aquellos aspectos que pueden obstaculizar la integración eléctrica.

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, si es posible, mantener una asignación de beneficios razonable dentro de los mecanismos de mercado, y una primera respuesta parece proporcionarla la normativa adoptada en Colombia en la Resolución CREG112 de septiembre de 1998. Una ex-

portación 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 está aportando al mejor abastecimiento de otro reciba como "beneficio" un encarecimiento de sus costos locales. 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 primera es la demanda doméstica o nacional, y la segunda es 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.

La norma antes citada de la CREG obliga a los generadores y comercializadores a participar dentro de la Bolsa de Energía. En Suramérica existen actualmente vinculaciones internacionales no sujetas ni física ni regulatoriamente al Mercado Mayorista, lo cual parecería inconveniente, pues genera exclusividades inequitativas.

Aun 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:

- La detección de beneficios de cuantificación más compleja y la permanencia, en el tiempo, de dichos beneficios.
- La conveniencia y las necesidades del conjunto de actores y de la comunidad.

En los casos en los que la libre disponibilidad del recurso y el libre acceso a los mercados dan preferencia 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, es importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los operadores privados en favor de proyectos de integración energética, y atiendan a principios de equidad en la distribución de los costos.

De acuerdo con los resultados de las simulaciones realizadas para la operación de los principa-

les corredores de interconexión en el área suramericana, referidos a los impactos sobre los agentes y consumidores nacionales, bajo los mismos supuestos regulatorios empleados en el capítulo VI, se realiza un análisis con el fin de mostrar la disparidad que pueda existir entre los beneficios económicos de las interconexiones y los impactos sobre consumidores y generadores, a menos que se tomen medidas específicas en la regulación del comercio exterior de electricidad.

2.2.1 Impacto sobre los precios en el mercado "spot"

En el Cuadro 8.6 se resume el efecto de las interconexiones sobre los costos marginales de demanda (precio "spot" en cada mercado) en cada país que interviene, para cada uno de los corredores de interconexión analizados para el escenario medio.

En cada caso se muestra la variación absoluta del precio "spot", con su signo, así como el porcentaje de modificación medido respecto del precio medio esperado en los sistemas aislados (caso de referencia).

Los precios considerados en todos los casos corresponden al promedio de los precios mensuales esperados teniendo en cuenta todas las condiciones hidrológicas, ponderado por las demandas mensuales de energía.

Adicionalmente, en cada corredor de interconexión se indica la condición de cada país participante: importador neto o exportador neto. En aquellos casos en los cuales el flujo neto anual cambia de sentido a lo largo del período se asocia en una

misma fila la condición del país con la variación de los costos marginales (ejemplo: Perú en la interconexión con Ecuador, Colombia y Venezuela para una capacidad de transporte de 400 MW).

Algunas conclusiones de los resultados obtenidos se resumen a continuación.

Corredor Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela:

Las exportaciones desde Venezuela y Perú hacia Colombia y Ecuador producirían un fuerte impacto en los precios internos de los países importadores, especialmente en Ecuador con reducciones del precio superiores al 40% hasta el año 2005. Debe destacarse, sin embargo, que estos ahorros podrían sufrir modificaciones importantes al re-

hacer la simulación de la operación con los nuevos precios de combustibles.

Hacia el año horizonte se requeriría un refuerzo de las líneas de interconexión para mantener la tendencia a la reducción de costos marginales en los sistemas importadores. De no producirse esta ampliación, el impacto sobre los precios "spot" sería limitado, tanto en Colombia como en Ecuador.

La situación esperada para el año 2005 merece una aclaración especial. Tal como se observa en el Cuadro 8.5, cabría esperar una reducción de los costos marginales promedio en todos los sistemas que intervienen, con independencia del sentido de los flujos netos. Este resultado, que aparentemente contradice la lógica económica del

Cuadro 8.6 Variación de los precios "spot" en el escenario medio

Interconexión	País	Cond.	Año 2000		Año 2005		Año 2010	
			US\$/MWh	%	US\$/MWh	%	US\$/MWh	%
Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela Caso A	Colombia	Imp.	- 0,9	- 9,7	- 2,6	-18,7	-0,3	- 2,0
	Ecuador	Imp.	-20,9	-43,4	-20,0	-41,4	-0,4	- 0,7
	Perú	Exp.	-	0	- 0,6	- 2,2	2,9	10,7
	Venezuela	Exp.	0,8	17,0	- 2,1	-28,4	1,7	29,3
Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela Caso B	Colombia	Imp.	-		- 3,3	-23,7	- 1,3	- 8,8
	Ecuador	Imp.			-24,8	-51,3	-11,9	-20,0
	Perú	Imp.			- 1,8	- 6,7	6,7	24,8
	Venezuela	Exp.			- 1,7	-23,0	1,8	31,0
Chile-Perú Caso A: 200 MW	Chile	Exp.	-	0	-	0	-	0
	Perú	Imp.	-7,4	-29,5	-4,5	-16,7	-4,6	-17,0
Chile-Perú Caso B: 400 MW	Chile	Exp.	-	-		0	0,5	4,2
	Perú	Imp.			-6,8	-25,2	-6,8	-25,2
Argentina-Brasil	Argentina	Imp.	-2,9	-23,3	-0,7	- 5,6	-1,1	- 9,4
	Brasil	Exp.	-8,1	-34,3	-4,5	-17,6	-2,3	-11,8
Brasil-Uruguay	Brasil	Exp.	-2,4	-10,3	-1,3	-5,2	-0,3	-1,7
	Uruguay	Imp.	-5,4	-32,2	-4,3	-24,0	-5,8	-29,9

intercambio, es producto del promedio ponderado de situaciones en las cuales el costo marginal sube por efecto de las exportaciones y otras veces en las que el costo marginal baja como resultado de las importaciones.

Corredor Chile-Perú:

En este caso la expansión del parque generador en el Sistema Interconectado Norte Grande de Chile con ciclos combinados de alta eficiencia, prevista a partir de la disponibilidad de gas natural importado, favorecería la exportación de electricidad al sistema peruano.

Esta exportación permitiría reducir al menos en un 17% los costos marginales en Perú, con escaso o nulo impacto sobre los precios en el sistema chileno. Tal como se aprecia en el Cuadro 8.5, en tanto la capacidad de la línea de interconexión se mantenga en 200 MW, la demanda adicional no sería suficiente para incrementar los costos marginales en el sistema chileno.

Corredor Argentina-Brasil:

De acuerdo con los resultados de las simulaciones, los flujos entre Argentina y Brasil permitirían mejorar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica disponible en abundancia en Brasil. En efecto, el incremento de la generación hidroeléctrica durante todo el período supera los flujos netos por la interconexión internacional.

El impacto de esta interconexión sobre el sistema argentino es la disminución de la generación tér-

mica, con el consiguiente ahorro de combustible. Los precios medios del mercado "spot" bajarían en un 23% en el año 2000 y alrededor del 9% en el año 2010 como consecuencia de las importaciones.

Por su parte, los costos marginales promedio en el sistema brasileño también se reducirían en porcentajes que oscilan entre el 34% (año 2000) y el 12% (año 2010). Nuevamente, el beneficio para el sistema brasileño es producto de la reducción del riesgo de falla en condiciones hidrológicas críticas gracias a las importaciones de energía térmica desde Argentina.

Es importante destacar que la energía secundaria de las centrales hidroeléctricas brasileñas fue valorizada a costo cero (condición de vertimiento) frente a un costo de falla de 540 US\$/MWh. Esto explica la importante rebaja en el costo marginal medio anual esperado en el mercado brasileño por la mitigación de la falla ante condiciones hidrológicas críticas, aun cuando su probabilidad de ocurrencia sea relativamente baja.

Corredor Brasil-Uruguay:

Los efectos de esta interconexión son similares a los descritos para el corredor Argentina-Brasil, aun cuando la gran asimetría en el tamaño de los sistemas reduce los beneficios para Brasil por el auxilio que el sistema uruguayo pueda prestarle en años extremadamente magros.

En este caso, la interconexión permitiría reducir el vertimiento de energía hidroeléctrica secundaria en ambos sistemas, si bien el mercado uruguayo ofrecería a las centrales brasileñas menores oportunidades que el sistema argentino para colocar sus excedentes.

Este hecho se refleja en menores reducciones del costo marginal en Brasil que oscilan entre 10% y 1,7% a lo largo de todo el período. Por el contrario, la disminución de precios en el mercado "spot" uruguayo sería superior a la esperada en el sistema argentino, oscilando entre el 24% y el 32%, dependiendo de los años.

2.2.2 Generación de barreras opuestas a la integración

La totalidad de las interconexiones propuestas para el análisis arrojaron beneficios sustantivos, resultantes de ahorros de costos operativos de magnitud. De ello cabe inferir, en una primera aproximación, la conveniencia de la realización de estas interconexiones, a fin de aprovechar sus beneficios cuantificados.

No obstante ello, el análisis de los impactos de estas integraciones sobre los actores participantes en el sector presenta ciertas facetas negativas, las cuales residen básicamente en:

- Una acentuada desproporción entre la mayoría de los impactos que reciben los actores debido a las interconexiones, en relación con sus situaciones previas sin ellas, y los valores de beneficios resultantes de dichas interconexiones, originados en el ahorro de costos operativos. Como se viera, los impactos implican valores que, en muchos casos, multiplican en varias veces el valor de estos beneficios.
- Adicionalmente a la desproporción antes mencionada en valores absolutos, muchos

actores sufren pérdidas acentuadas en los procesos de integración, no obstante existir una ganancia real de conjunto.

Estos perjuicios pueden inducir la creación de barreras a la integración por parte de los actores privados y posiblemente también por las autoridades públicas.

En el caso de los actores privados, la resistencia puede manifestarse pasiva o activamente. En el primer caso significa la falta de iniciativa privada respecto a la integración, en mercados en los que esta iniciativa es crecientemente priorizada. En el segundo, una oposición activa por los canales disponibles, destinada a desalentar actividades que les acarreen perjuicios. En el conjunto de actores cabe señalar principalmente los generadores y los transportadores internacionales, ya que los distribuidores prácticamente no son afectados.

Los consumidores también pueden recibir impactos importantes y pueden desarrollar presiones contrarias a la integración. Finalmente, las autoridades públicas no pueden desconocer impactos que afectan sectores importantes de la comunidad y, en cierta medida, el desarrollo estratégico del país.

Si la interconexión produce beneficios, el problema parece orientarse a la solución mediante la modificación regulatoria. En este aspecto, las alternativas y acuerdos acentúan el rol de la autoridad pública, en coordinación con los actores privados, incluidos los consumidores. Las decisiones que se adopten dependen de este conjunto de sectores actuantes y de los objetivos de la comunidad y los actores involucrados.

2.3 Comparación de los impactos de las interconexiones

Los beneficios económicos de las interconexiones eléctricas entre países suramericanos están dados por el ahorro de costos operativos en los países participantes de cada corredor. A fin de facilitar las comparaciones, los resultados obtenidos se presentan en los Gráficos 8.4, 8.5, 8.6 y 8.7, correspondientes a los corredores Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela, Argentina-Brasil, Perú-Chile y Brasil-Uruguay, respectivamente. Los años de corte incluidos son los dos extremos, 2000 y 2010.

En cada gráfico se muestran simultáneamente los ahorros de costos operativos anuales, los ingresos de las respectivas interconexiones, las ganancias de los generadores y los ahorros de los consumidores, para los flujos resultantes de las simulaciones. Los valores positivos representan impactos beneficiosos y los valores negativos, perjuicios para los agentes correspondientes.

Los valores asignados como ingreso de la interconexión (Beneficio Financiero Potencial de la interconexión) corresponden a la sumatoria sobre todas las líneas del corredor y fueron calculados

apropiando a la interconexión la diferencia entre los costos marginales de los sistemas importador y exportador por el flujo previsto en cada mes de cada condición hidrológica. Por lo tanto, estos ingresos, al igual que los restantes valores mostrados en los gráficos representan el valor medio esperado teniendo en cuenta las diferentes condiciones hidrológicas analizadas.

Para los años de corte graficados, en los corredores Argentina-Brasil, Brasil-Uruguay y Chile-Perú los impactos alcanzan hasta siete veces el beneficio económico de la interconexión (ver Gráficos 8.5, 8.6 y 8.7). En lo que respecta al corredor Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela esta misma asimetría llega a un orden de 3,3 veces (ver Gráfico 8.4). Además de las disparidades en valor absoluto, cabe señalar las fuertes pérdidas que experimentan algunos actores del mercado, no obstante el beneficio global obtenido por el conjunto a través de la reducción de costos. Esta disparidad entre las magnitudes de los impactos sobre los agentes y los beneficios económicos significa que cabe esperar importantes transferencias de ingresos entre las diferentes categorías de agentes, si se aplicaran los mecanismos supuestos para la fijación de los precios internos de la electricidad.

Comparación de impactos y beneficios

Gráfico 8.4 Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela. Caso A

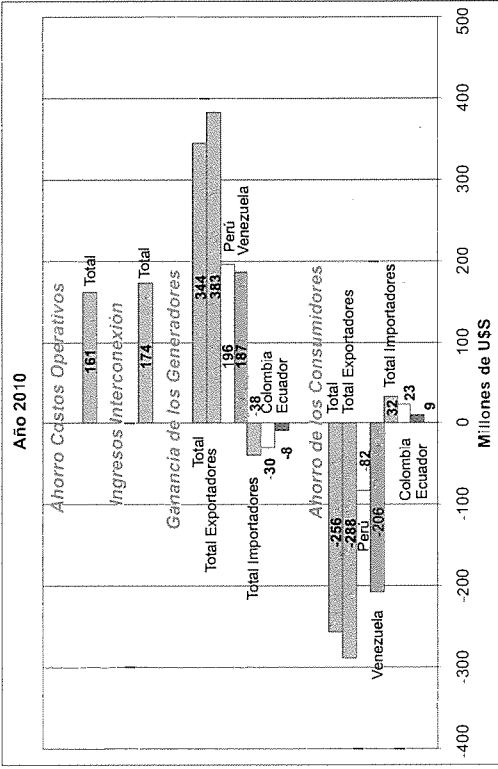
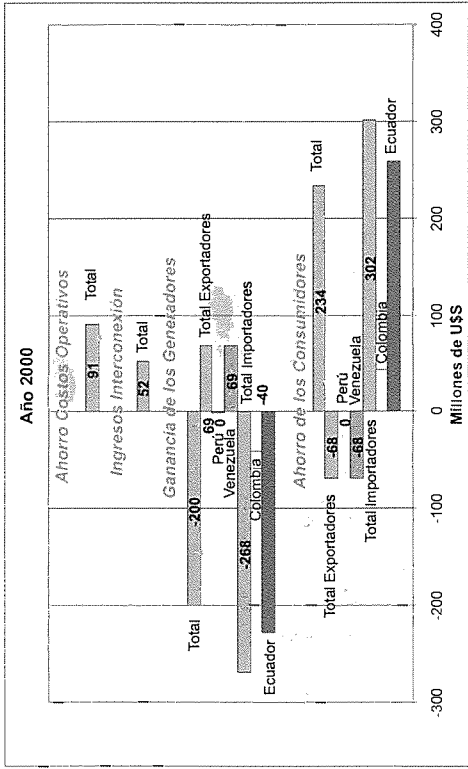


Gráfico 8.5 Argentina-Brasil. Caso A

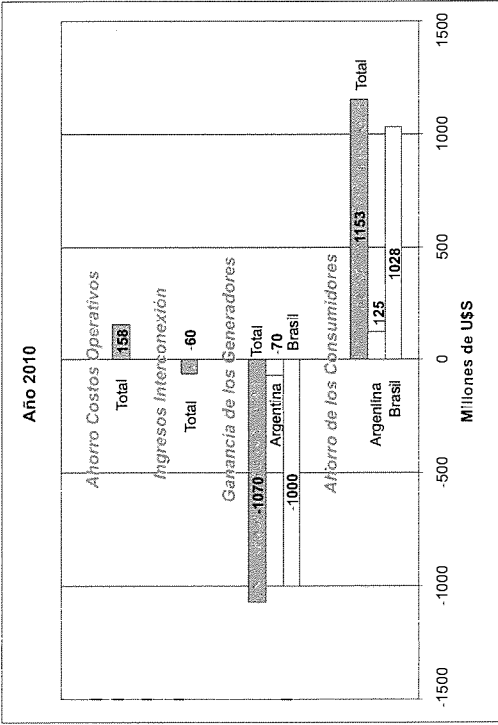
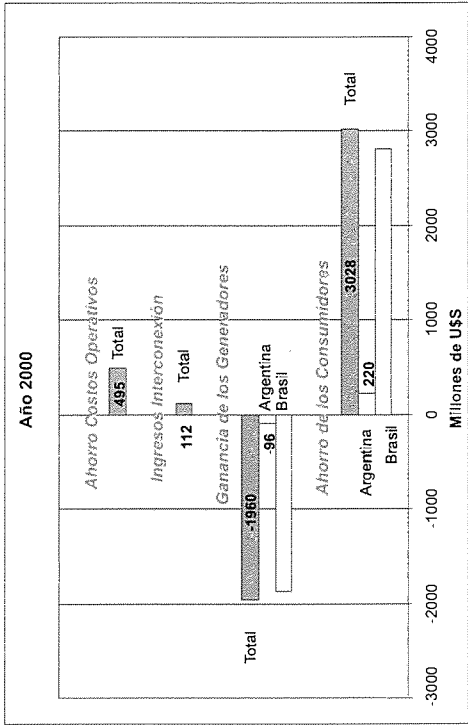


Gráfico 8.6 Chile-Perú. Caso A

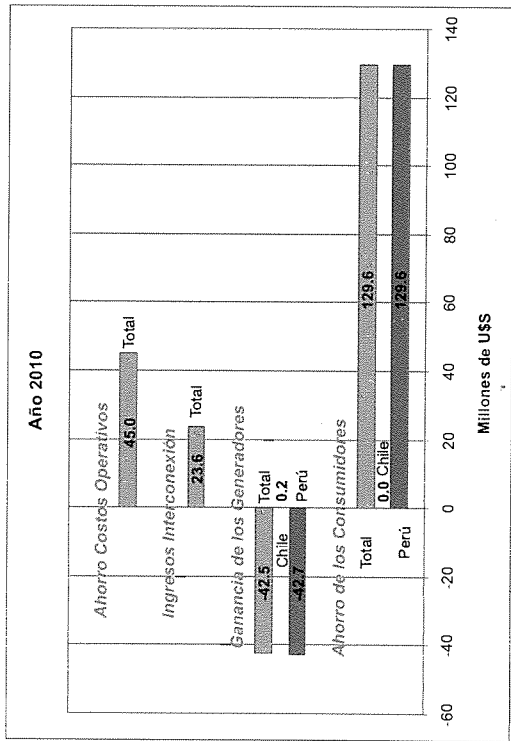
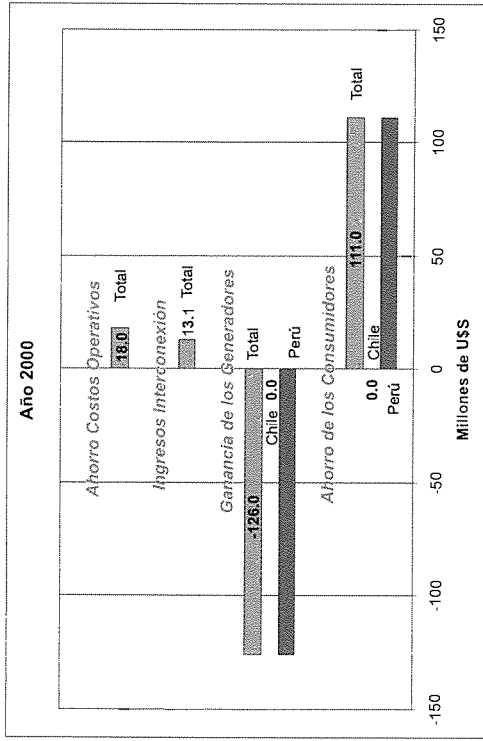
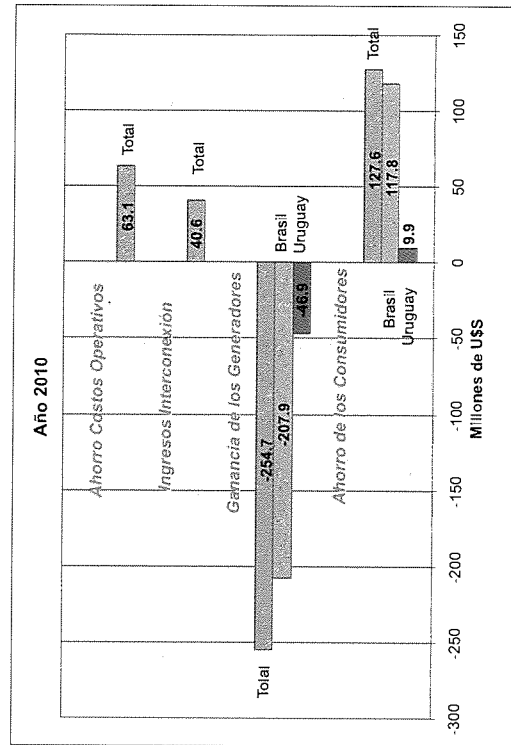
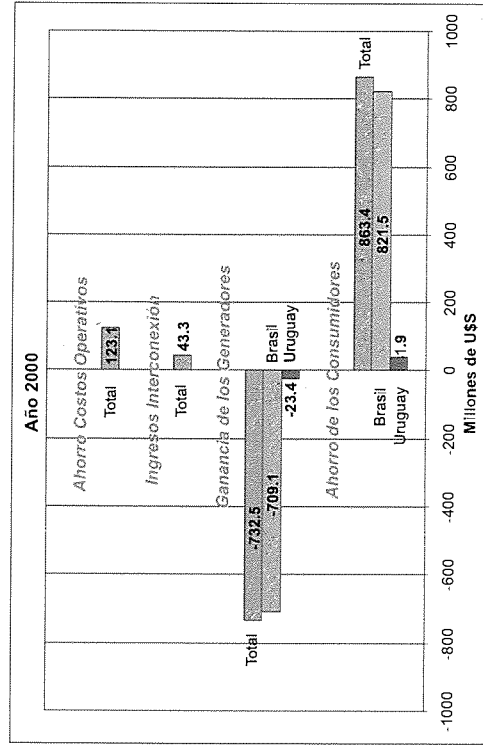


Gráfico 8.7 Brasil-Uruguay. Caso A



3. FACTORES DINAMIZANTES DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES EN LA REGIÓN

Los factores dinamizantes que influyen en el comportamiento de cada uno de los corredores seleccionados se muestran a continuación.

3.1 Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela

- Se observan posibilidades de exportación desde ambos extremos Venezuela y Perú hacia Colombia y Ecuador, incluyendo flujos adicionales de Colombia hacia Ecuador. Puede haber flujos bidireccionales en algunos casos. Las exportaciones producen fuertes impactos en países importadores, principalmente Ecuador con reducciones de precio superiores al 40% hasta el 2005.
- Una primera explicación de los flujos reside en los combustibles de que disponen, actual o potencialmente, estos países. Venezuela tiene las mayores reservas y los menores precios de gas de Suramérica, Perú tiene reservas importantes en Camisea, y Colombia dispone también de gas, pero en condiciones menos favorables (volúmenes y precios) que Venezuela. Ecuador sólo dispone actualmente de hidrocarburos líquidos, de precios muy superiores al gas.
- En Venezuela, no obstante el fuerte equipamiento en ciclos combinados y turbogás, cabe señalar el aún más acentuado ritmo hidroeléctrico, en especial desde el año 2005 hacia adelante, con centrales de gran porte como Caruachi y Tocomá.

- En Colombia los equipamientos térmicos principalmente de gas y en mucho menor medida de carbón tienen un ritmo de expansión mayor que el hidroeléctrico, posibilitando una mayor compensación térmica, luego de la prolongada sequía de 1997 y principios de 1998. En estas condiciones cabe señalar que no obstante la característica de exportador neto de Venezuela hacia Colombia se producen flujos bidireccionales que, en el corte al año 2005, modifican la tendencia general al aumento de precios en el país exportador, ya que los flujos desde Colombia, a niveles de costo de falla, reducen los precios promedio de Venezuela.
- También se acusa cierto grado de bidireccionalidad en los flujos entre Perú (exportador neto) y Ecuador (importador neto) por efecto de la marcada estacionalidad de aportes hidráulicos de este último, lo que limita sus requerimientos de importación durante algunos meses.
- En cuanto al equipamiento, en Perú se observa una fuerte expansión de ciclos combinados y grupos turbogás utilizando combustible de Camisea.

3.2 Chile-Perú

- En todas las alternativas, la dirección del flujo es desde Chile hacia Perú. El factor dinamizante se vincula a los ciclos combinados de alto rendimiento, previstos en el sistema chileno, alimentados con gas de Argentina de bajo costo a través de gasoductos en operación, en construcción y previstos, que parten de este último país.

- Dado que el equipamiento previsto en Chile prevé homogéneamente incorporaciones de esta tecnología, los costos marginales del exportador no sufren incrementos en la mayoría de los casos.

3.3 Argentina-Brasil

A continuación se presentan las estructuras de generación complementarias que son favorables a esta interconexión:

Argentina:

- Tiene el mayor equipamiento térmico de Suramérica. Una buena proporción de éste es de ciclo combinado, el cual tiene un alto rendimiento. Adicionalmente, Argentina cuenta con alta disponibilidad de gas a bajo costo.
- Puede compensar los períodos de bajos aportes en Brasil, debido a que ante esta situación se presenta riesgo de falla y costos altos.
- Puede absorber energía excedente o secundaria de Brasil, cuando en éste se presentan altos aportes.

Brasil:

- Tiene el mayor equipamiento hidroeléctrico de Suramérica (actual y en expansión).
- Tiene complementariedad con Argentina, debido a que los excedentes hidroeléctricos son frecuentes y en los períodos de bajos

aportes la energía es valorada a costo de racionamiento.

Flujo Bidireccional:

- Argentina exporta con menos frecuencia, pero a un costo más alto (en Brasil al costo de racionamiento). Los beneficios obtenidos son la reducción en la generación térmica y, en consecuencia, el ahorro de combustible.
- Brasil es un exportador neto de energía hidroeléctrica secundaria, acentuado por contratos "take or pay" de gas. Los beneficios que obtiene son la reducción del riesgo de falla en períodos hidrológicos críticos por la importación de la energía térmica desde Argentina.
- La valoración de la energía en las simulaciones se hizo de la siguiente manera: la energía secundaria se valoró a costo cero (vertimiento), con una variante de 6 US\$/MWh (impuesto ambiental); el costo de falla en Brasil (extendido a Argentina) es de 560 US\$/MWh. Estas condiciones difieren en cierta medida de situaciones contractuales y reales que se comentan más adelante.

3.4 Brasil-Uruguay

Presenta condiciones similares a la interconexión Argentina-Brasil, en escala más reducida. Brasil es exportador neto de energía hidroeléctrica excedente y Uruguay exporta en menor medida, a precios más altos.

La diferencia entre ambos flujos es menor que en el caso Argentina-Brasil. Ambos países resultan

beneficiados. Inicialmente Brasil, en mayor medida hasta el 2005, y posteriormente Uruguay hasta el 2010. Las regiones nordeste y posteriormente norte del Brasil registran aumentos en sus costos operativos.

4. IDENTIFICACIÓN DE DIRECTRICES COMUNES PARA FACILITAR LA INTEGRACIÓN

4.1 Posibles alternativas regulatorias y alcances de la autoridad pública

En esta sección se hace un análisis de las posibles alternativas regulatorias considerando aspectos relacionados con las transferencias y reasignaciones de ingresos. De otro lado, se analizan los alcances de la autoridad pública teniendo en cuenta diversos temas cuya evolución en el corto plazo podría resultar conveniente monitorear por sus eventuales efectos.

4.1.1 Transferencias y reasignaciones de ingresos

Las situaciones y factores antes descritos son analizados asociados a interconexiones concretas, el Corredor Andino y la interconexión Argentina-Brasil, sobre las cuales se analizan también las propuestas regulatorias destinadas a moderar o solucionar los problemas de impacto

4.1.1.1 Corredor Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela

En principio, se analizan las situaciones extremas representadas por Venezuela, en el rol de exportador neto, y Ecuador, en el de importador

neto, comenzando por el año de corte 2000. Venezuela tiene en este año un costo operativo adicional de US\$ 15,2 millones por el incremento de generación destinada a la exportación. Pero el nuevo costo marginal, incrementado debido a la exportación, no se aplica exclusivamente a ésta sino a la totalidad del mercado local, beneficiando no sólo a los generadores que exportan sino también a los que abastecen a la demanda local.

Con ello, el costo adicional de los consumidores venezolanos por compra de energía alcanza a US\$ 68,1 millones adicionales. Por otra parte, la ganancia adicional de los generadores venezolanos es de US\$ 69,1 millones. Como puede apreciarse, los consumidores pagan el cuádruple del costo de una energía adicional no destinada a ellos y los generadores cuadruplican sus ingresos en relación con su costo operativo incremental.

En cuanto a Ecuador, dados sus altos costos, la reducción de costos operativos de generación asciende a US\$ 95,2 millones. La disminución de importes a pagar por los consumidores es de US\$ 258,7 millones y la pérdida de ingresos por los generadores es de US\$ 228,2 millones.

Tanto en Venezuela como en Ecuador se perciben fuertes transferencias internas de ingresos (respecto a los costos adicionales incurridos) de los consumidores a los generadores, en el primer caso, y de los generadores a los consumidores, en el segundo.

Es razonable suponer que un abrupto aumento de los precios de los consumidores venezolanos, debido exclusivamente a la exportación, pudiera promover una reacción contraria de éstos hacia

la misma. Cabe aclarar, sin embargo, que no obstante los altos beneficios del consumidor ecuatoriano, la transferencia de ingreso es interna y debida a una modificación de los costos marginales del mercado local.

Por otra parte, las autoridades públicas tendrían dificultades para respaldar este aumento, que afectaría socialmente a la población y económicamente a los sectores productivos, disminuyendo las ventajas económicas comparativas de Venezuela.

Dadas estas condiciones, podría ser plausible la adopción de una normativa similar a la implantada en Colombia, segmentando el mercado internacional del local y asignando precios diferentes a cada uno, definidos por el costo marginal o precio ofertado correspondientes a los niveles de demanda de cada mercado.

En el Gráfico 8.8 puede visualizarse una figura ilustrativa de esta nueva regulación. En cuadrícu-

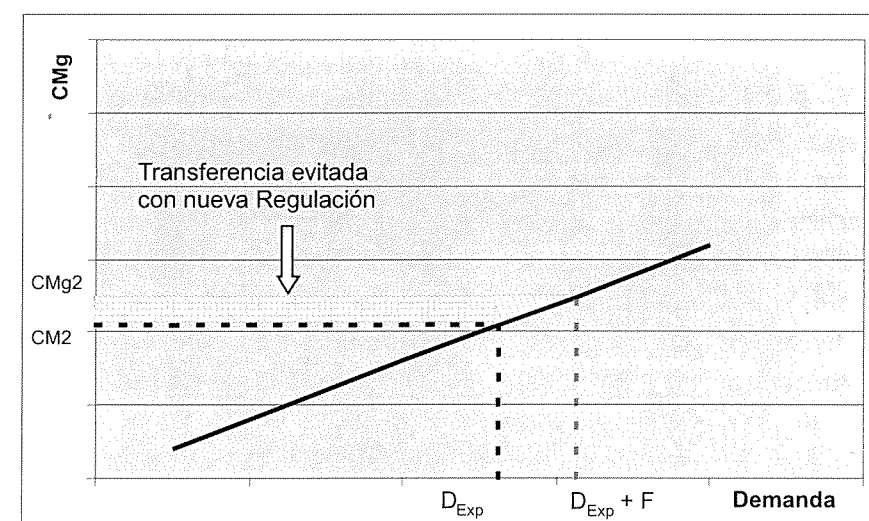
lado verde puede observarse la porción de transferencia evitada con esta nueva regulación. En rayado verde aparece la ganancia neta de los generadores exportadores, en función de los nuevos precios y ofertas internacionales.

Por otra parte, cabe señalar que esta solución no afecta al comercio internacional, ya que mantiene el mismo precio de venta. Sólo involucra al mercado interno, al que mantiene en sus condiciones originales, evitando las modificaciones o transferencias que se originan por la interconexión.

En relación con Ecuador, la situación puede explicarse por razones similares, pero los roles están invertidos: la transferencia es del generador al consumidor.

Las consecuencias son diferentes: Las pérdidas pueden quebrar económicamente a los generadores ecuatorianos, lo que implica un grave riesgo, dada la posibilidad de que se invierta el flujo y

Gráfico 8.8 Sistema exportador con nueva regulación



que en esas circunstancias Ecuador carezca de generación propia suficiente para su abastecimiento, sin contar con ayuda externa. Ello podría ser delicado en los casos de aparición del fenómeno El Niño, que afecta la generación de países vecinos. Por otra parte, situaciones críticas se verifican también en años de corte posteriores.

Una posible solución podría ser reducir la transferencia, lo que implicaría:

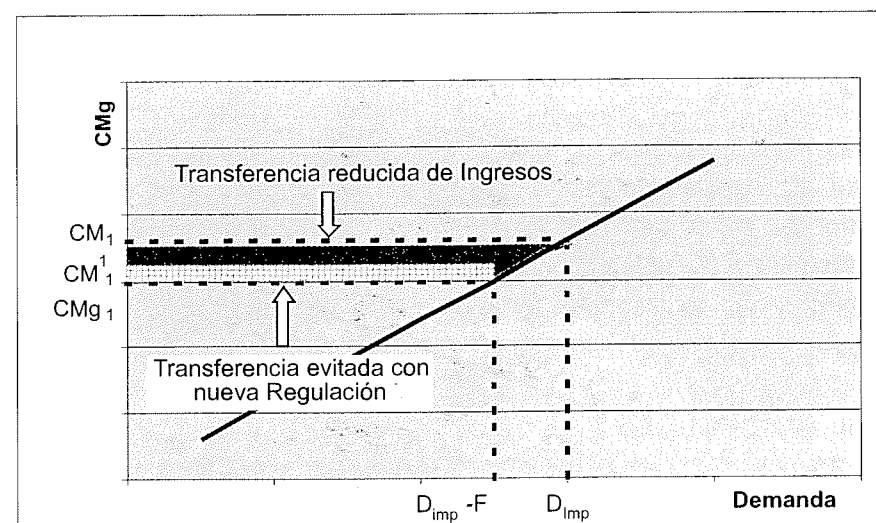
- El valor del costo marginal para la compra-venta en Ecuador se fijaría en un valor CM_{g11} intermedio entre CM_1 y CM_{g1} .
- La diferencia representaría un ingreso adicional para los generadores ecuatorianos, que debiera permitir como mínimo su supervivencia, una retribución equivalente al pago de la totalidad de los costos con obligación de pago o de los costos totales, en el caso de expansiones.

De tal manera, los consumidores ecuatorianos percibirían una reducción de precio como consecuencia de la interconexión, pero menos desproporcionada que la examinada anteriormente. Los generadores ecuatorianos disminuirían su fuerte carga a niveles más razonables, como mínimo de supervivencia, posibilitando el mantenimiento de este segmento productivo esencial.

El Gráfico 8.9 permite visualizar las condiciones de esta nueva regulación. En amarillo claro aparece la transferencia evitada, a los efectos de permitir la sustentabilidad de los generadores. En amarillo más oscuro puede apreciarse la transferencia de ingresos, más reducida, que se mantiene.

En el año 2005 el flujo muestra un cambio sensible: todos los generadores acusan pérdidas, incluso los que en el corte previo mostraban ganancias. Por otra parte, todos los consumidores redu-

Gráfico 8.9 Sistema importador con nueva regulación



cen sus pagos, aun los que en el año antes examinado evidenciaban pérdidas.

Ello se debe a que se establecen flujos preponderantemente bidireccionales. El de sentido inverso al anterior es motivado por situaciones críticas de Venezuela, que mantiene una importante expansión hidroeléctrica y requiere importaciones para solucionar situaciones deficitarias. Aunque el flujo físico es menor que el de sentido contrario, su valor monetario en Venezuela es importante porque evita generación valorada a costo de falla. En Venezuela este costo es alto, alcanza a 2.000 US\$/MWh y debe tenerse en cuenta que el sistema venezolano tiene mayor dimensión que el ecuatoriano.

Respecto a los generadores, los ecuatorianos mantienen su situación previa de pérdida. En cuanto a los venezolanos, no obstante los beneficios de la exportación, no alcanzan a compensar las pérdidas originadas por la importación, que se valorizan al costo de falla.

Los consumidores venezolanos alcanzan el nivel positivo de beneficios, no obstante las pérdidas registradas en el corte anterior. Ello también se debe a que sus nuevos beneficios también se valoran al costo de energía eléctrica no suministrada.

En lo que respecta al año 2010, sus características son similares a las que presenta el 2000, aun cuando se aprecian variaciones de magnitudes y proporciones en algunas barras.

Cabe señalar que las modificaciones regulatorias sugeridas conservan su validez en los casos de flujos bidireccionales. Su aplicación requeriría un

seguimiento del sentido de los flujos, de manera de aplicar a los actores la regulación de sistema importador o exportador, según correspondiese. Esto probablemente implicaría la participación de los centros de despacho en la administración y de los entes reguladores en la normativa, además de la participación privada.

4.1.1.2 Corredor Argentina-Brasil

En los tres cortes anuales considerados (2000, 2005 y 2010) se visualizan características similares: pérdidas sustantivas para los generadores de ambos países y ganancias sustantivas para los consumidores de ambos países. La ruptura de la asimetría entre el país exportador y el país importador (en los análisis anteriores el mismo tipo de agente que ganaba en un país perdía en el otro) se debe a que los flujos son bidireccionales. Se plantea el envío frecuente de energía hidroeléctrica secundaria excedente, desde Brasil hacia Argentina, y energía con sentido inverso para solucionar situaciones críticas en el abastecimiento brasileño, transmitidas con menor frecuencia, pero con mayor valor, a niveles de costo de falla en el país de destino.

La disparidad entre generadores con pérdidas y consumidores con ganancias es también explicable. Los generadores ganan habitualmente en el sistema exportador y pierden en el sistema importador. Dado que el mercado exportador tiene menores costos marginales que el mercado importador, para un mismo flujo, los generadoresExp siempre ganan menos de lo que pierden (en valores absolutos) los generadoresImp. En consecuencia, para el generador las diferencias menores en el mercado exportador implican menores ganan-

cias que los niveles de pérdidas, medidos en el mercado importador, es decir, los generadores están operando, en promedio, a pérdida neta.

La situación de los consumidores es absolutamente inversa: tienen ganancias (mercado importador) mayores que las pérdidas (mercado exportador). En consecuencia, los consumidores compran, en promedio, con ganancia neta, a partir de la interconexión.

Los flujos en ambos sentidos tienen naturaleza distinta. El de Brasil-Argentina es fundamentalmente energía secundaria considerada de costo nulo en las simulaciones. Ello implica beneficio nulo para los generadores exportadores de Brasil. Sin embargo, el consumidor argentino sería beneficiado porque los excedentes brasileños provocarían la caída de los precios "spot" en el mercado argentino por debajo de los 6 US\$/MWh al menos el 25% del tiempo. En cuanto al generador argentino, éste pierde sustancialmente, y el consumidor brasileño, en tanto se trate de energía secundaria, no sufre prácticamente alteraciones.

En el sentido inverso, el flujo desde Argentina abastece a Brasil en sus períodos críticos, en los que se está valorando la energía frecuentemente a costo de falla. El generador argentino gana poco, dado que la pendiente de la curva de costos argentina es baja. En cambio, el consumidor brasileño gana por la diferencia de costos marginales especialmente por el altísimo nivel del costo de falla¹², aunque la frecuencia del suministro sea menor. El generador brasileño pierde sustan-

cialmente y el consumidor argentino pierde poco, dada la baja pendiente relativa de los costos marginales argentinos en ese momento.

Las situaciones reales, sin embargo, se diferencian actualmente de las supuestas en las simulaciones por diversas circunstancias particulares.

El valor de la energía secundaria podría considerarse nulo desde el punto de vista de su costo de oportunidad. Sin embargo, su valor comercial será seguramente no nulo. En las nuevas simulaciones del Mercosur en conjunto, se supondrá un valor de 6 US\$/MWh. Este valor en el Acuerdo de Suministro N°1 del Contrato de Interconexión vinculado a la interconexión Uruguayana-Paso de los Libres, fue establecido originalmente en 12,5 US\$/MWh. A ello se adiciona el hecho de que la energía secundaria carece actualmente en Argentina de una red con capacidad suficiente para su transporte. (Su transporte coincidiría con años ricos de Brasil, por lo que debería disponerse de capacidad para Yacyretá y para la energía secundaria conjuntamente).

En el sentido inverso, el precio establecido para la energía es relativamente bajo y fijo, en relación con las variaciones coyunturales por déficit en Brasil, aun cuando las mismas se midieran por variación de los costos de oferta en el mercado argentino, que serían menores. Como puede apreciarse, las condiciones reales implican disminución de ventajas para los actores argentinos.

Probablemente esto requeriría un acuerdo marco a nivel de autoridades públicas que definiera re-

gulaciones internacionales en un grado más detallado que las actuales, proclives en general a la no participación de dichas autoridades.

En general las alternativas regulatorias sugeridas mantienen su validez, con los condicionantes establecidos para los flujos bidireccionales en la interconexión antes analizada.

Dada la volatilidad de precios generada por esta interconexión, sería interesante considerar si parte del monto que es dimensionado para transferir al generador no debería incluir un fondo estabilizador que compense la fluctuación de precios.

4.1.2 Alcances de la autoridad pública

En el ámbito local las modificaciones regulatorias son resorte de la autoridad pública, la que, en función tanto de sus objetivos y concepciones como de la problemática que concretamente debe abordar y resolver en su gestión, tiene las atribuciones para asumir las decisiones pertinentes, considerando la participación privada y la concertación con la comunidad en su conjunto.

Las regulaciones del intercambio eléctrico internacional cumplen los requisitos señalados para el ámbito local y, consecuentemente, también los acuerdos que adopten en conjunto las autoridades públicas de los países participantes, cuyo grado de especificidad y detalle pueden tener un margen de variación amplio, los que son complementados por los contratos y decisiones de intercambio privadas.

Tanto en relación con los impactos locales como con los internacionales, las autoridades pueden

tener en cuenta no solamente un proceso de integración eléctrico sino, también, uno de mayor amplitud: económico, social y/o político. Ello implica un balance no solamente sectorial sino global de las ventajas y desventajas a evaluar en las decisiones y, consecuentemente, en las regulaciones.

La regulación debe adecuarse específicamente a los propósitos y objetivos contemplados por las autoridades públicas de cada país, al alcance sectorial y/o global de la integración que se considera y, además, a otros factores adicionales que puedan tener relevancia. En función de ellos, la gama de soluciones es variable, por lo que se estima conveniente auscultar someramente el campo de alternativas.

Es conveniente entonces explorar someramente los ámbitos, alcances y límites de aplicación de medidas regulatorias. Cabe aclarar que estas medidas sólo intentan una primera guía exploratoria del campo de aplicación de medidas y respuestas de los mercados, sin pretender recomendar una solución determinada que corresponda al ámbito de la autoridad regulatoria.

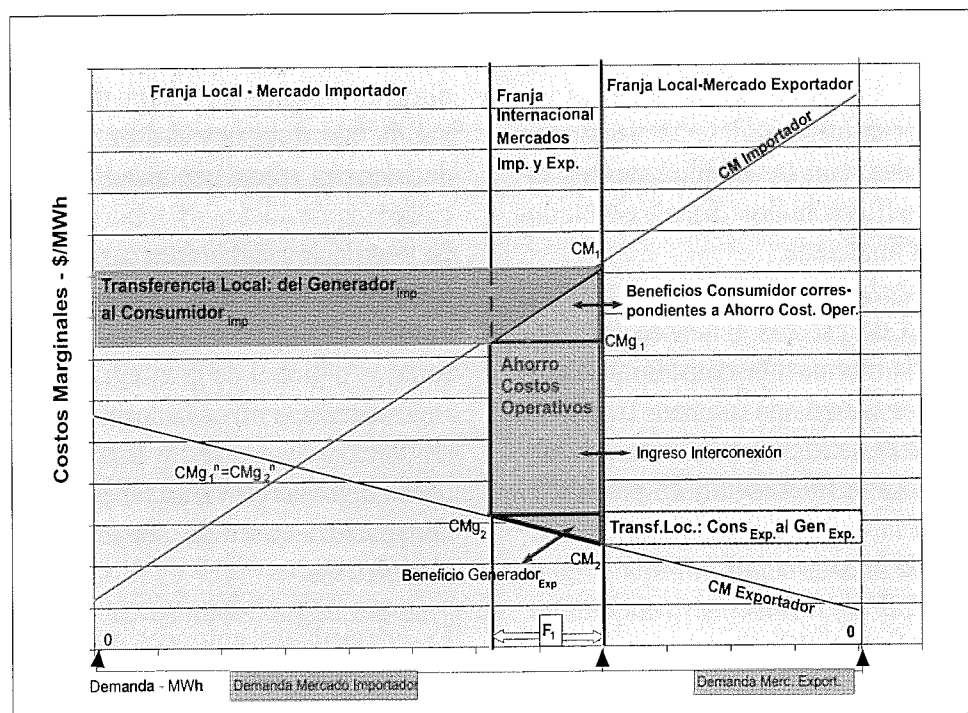
Con el fin de facilitar la exposición conceptual, en el Gráfico 8.10 se ilustran los principales aspectos para ser comentados.

Pueden observarse los dos mercados importador y exportador señalados en el eje de abscisas a través de ambas demandas. Estas tienen orígenes diferenciados, ubicados en ambos extremos de la figura, con crecimientos en dirección opuesta, ambos hacia el centro del dibujo.

El gráfico está dividido en tres franjas, identificadas en la parte superior y delimitadas con líneas

12 No obstante haberse considerado para el Mercosur el costo de energía no suministrada de Brasil, que alcanza a 540 US\$/MWh, inferior al de Argentina, de 1.500 US\$/MWh y al de Venezuela, 2.000 US\$/MWh.

Gráfico 8.10 Franjas locales e internacionales. Beneficios, transferencias



verticales rojas. Comprende dos franjas locales, de los mercados importador y exportador y una franja internacional correspondiente al área del mercado importador, abastecida por la oferta internacional del sistema exportador. Esta última área de intercambio está además identificada como F1, correspondiente al flujo de la interconexión.

Dentro de la franja internacional se indica en verde claro el ahorro total de costos operativos, debidos a la interconexión. En efecto, esta franja, cuyo ancho representa la totalidad del flujo de intercambio F1, está comprendida entre la curva de costos marginales del sistema importador, y la curva de costos marginales del sistema exportador,

exactamente en el tramo en el que estos últimos sustituyen a los primeros, delimitándose, entre ambas, el ahorro de costos obtenido.

El área de ahorro de costos operativos comprende:

- Los beneficios del consumidorImp, correspondientes al ahorro de costos operativos. Estos son los únicos beneficios del consumidorImp originados en un ahorro real de los sistemas, ya que los restantes se deben exclusivamente a transferencias¹³.
- El denominado Ingreso de la Interconexión (Beneficio Financiero Potencial de la inter-

conexión), igual al producto de la diferencia de los costos marginales de ambos sistemas, posteriores a la interconexión, por el flujo de ésta. La asignación de este Ingreso es variable, pudiendo fluctuar desde la participación exclusiva del transportador hasta la de todos los posibles actores en el negocio de la interconexión.

- Los beneficios (ingresos menos costos) del generadorExp corresponden a un ahorro real de costos operativos ya que los restantes se deben exclusivamente a transferencias.

Fuera de la franja internacional¹⁴ existen solamente dos grandes cambios originados por la existencia de la Interconexión (en ambos casos se trata solamente de transferencias, no habiendo ningún ahorro de costos resultante de los mismos). Ellos son:

- En el mercado importador la transferencia local del generadorImp al consumidorImp, en la que una parte de las pérdidas del primero pasa a engrosar los ingresos del segundo (área naranja en el gráfico). Respecto al triángulo naranja incluido en la franja internacional cabe aclarar que, aunque desde el punto de vista del flujo físico, esta área está comprendida en un área de sustitución de energía local por importada, considerada desde el punto de vista de flujo monetario, limitada al nivel superior a la curva de costos marginales del sistema importador, ella constituye una transferencia local de pérdidas del generadorImp a ingresos del consumidorImp. Por ello la línea vertical roja se marca punteada en este tramo.

- En el mercado exportador la transferencia local del consumidorExp al generadorExp, en la que las pérdidas del primero pasan a engrosar los ingresos del segundo (rayado semirrojo en el gráfico).

Las áreas con color (distinto del gris) en el Gráfico 8.10 delimitan el campo total de modificaciones introducidas por la interconexión y constituyen también, por lo tanto, el campo total en el que pueden ser aplicadas medidas regulatorias para modificar los impactos producidos por aquélla.

Dentro de este campo total las áreas "locales", correspondientes a transferencias de este tipo, son dos: la naranja (importador) y la semirroja de rayado horizontal (exportador).

Una conclusión importante, dado el ámbito puramente local de estas transferencias, es que las medidas regulatorias pueden ser adoptadas por las autoridades domésticas exclusivamente, sin mediar otra intervención.

Comenzando por la transferencia en el sistema exportador, pueden plantearse dos enfoques respecto a ella: considerar un solo mercado integrado o considerar dos mercados segmentados: el local y el internacional.

En el primer caso el consumidor_{Exp} local paga antes de la Interconexión el precio CM₂. En cambio, a partir de la Interconexión pasa a pagar el precio mayor CMg₂. Consecuentemente, el consumidor_{Exp} es perjudicado por esta normativa a partir de la

13 Se identifica como beneficio del consumidor la reducción en sus pagos por compra de energía.

14 Salvo la porción naranja comprendida en la franja Internacional, que también se considera en este segundo conjunto.

interconexión, no obstante su pertenencia a un sistema que obviamente tiene ventajas comparativas.

En el segundo caso, de mercados segmentados, el mismo precio preexistente antes de la Interconexión, CM2, se mantiene después de ésta para el consumidor_{Exp}. Pero respecto a la energía exportada exclusivamente, el generador_{Exp} puede cobrar un precio mayor: CMg2.

Como se comentara, la autoridad local tiene atribuciones para adoptar esta normativa (segmentación) ya que sus efectos se limitan al mercado local. Esta modificación regulatoria fue adoptada recientemente por Colombia en 1998 pero, en general, y hasta la actualidad, los países con reformas no han realizado este cambio.

Cabe agregar que los precios regulables, para el mercado interno, pueden oscilar en valores comprendidos entre los antes mencionados: CM2 y CMg2.

Examinando ahora la transferencia en el sistema importador pueden plantearse también, y fundamentalmente desde el punto de vista de sanción del precio, los mismos dos enfoques anteriores, que delimitan el campo de alternativas: considerar un solo mercado integrado o considerar dos mercados segmentados: el local y el internacional. En primera instancia, el generadorImp es afectado por un perjuicio común a ambos enfoques. Sus ingresos se reducen por la disminución de su venta en F1, la porción de mercado que pierde por la importación de energía. Ello incluye la pérdida

del correspondiente beneficio (neto), señalado por el triángulo naranja en la franja internacional¹⁵. Los beneficios netos del generador se transfieren íntegramente al consumidorExp.

En cuanto a los efectos específicos, considerando el primer enfoque, el generadorImp cobra antes de la Interconexión el precio CM1. A partir de la Interconexión el generadorImp pasa a cobrar un precio menor CMg1. Consecuentemente, el generadorImp es perjudicado por esta normativa a partir de la interconexión. Para algunos generadores esta reducción de ingresos puede llegar a ocasionar un quebranto económico sensible, conducente a la eliminación de su actividad.

Si se estableciera un mercado segmentado, similar al considerado anteriormente en el sistema exportador, el precio preexistente antes de la interconexión, CM1, podría mantenerse después de ésta para el generadorImp, salvo en lo que respecta al triángulo naranja, comprendido en la franja F1, el que sería sustituido por energía de importación.

Entre las dos opciones consideradas, CM1 y CMg1, que delimitan el campo de posibilidades, podrían adoptarse valores variables, intermedios entre ellas. Un valor intermedio, representativo del valor medio en cada período entre las dos posibilidades límite.

Respecto a la autoridad de aplicación, conforme ya se expresara en el caso anterior, la jurisdicción es local, ya que los efectos de esta transferencia se limitan exclusivamente a dos categorías de actores del ámbito local.

Con este examen de los campos de posibilidades en los ámbitos locales de los sistemas exportador e importador se provee una primera visión de las variantes de regulación adoptables. En ambas se mantiene la competencia y los mercados. Estos últimos tienen en ambos casos un funcionamiento interno en cierta manera encapsulado, no obstante la vinculación externa, ya que en ambos casos se mantienen las funciones de costos marginales de cada mercado, al menos hasta su igualación, incorporando una demanda u oferta adicional, según se trate de un sistema exportador o importador, respectivamente. Estas adiciones pueden afectar los mercados internos totales o sólo una parte de ellos, en el caso de segmentación.

Si la conveniencia de los beneficios adicionales de la integración no se pone en duda, entonces el dilema parece plantearse entre una regulación que puede afectar seriamente a determinados actores participantes—premiando desproporcionadamente a otros, más allá de los reales ahorros de costos obtenidos por la interconexión— u otra regulación que estimule más moderadamente a los beneficiarios y que no ocasione perjuicios sensibles al resto de los actores.

En cuanto a las autoridades de aplicación, los dos casos analizados hasta el momento parecen encuadrarse dentro de la jurisdicción doméstica, sin requerimiento de acuerdo internacional, dado el alcance local de sus impactos y de los actores afectados. La decisión regulatoria es, por lo tanto, resorte de la autoridad local. Consecuentemente, los análisis realizados y las observaciones que se efectúen tienden únicamente a aclarar y profundizar estos aspectos, con el propósito de contribuir a la acción de la autoridad regulatoria y de los actores participantes.

Una observación se relaciona con el aumento de los precios al consumidor en el país exportador, lo que daría una señal favorable para nuevas inversiones locales en generación, las que, a su vez, inducirían una reducción de precios a los niveles de equilibrio previos.

Cabe aclarar que este caso podría verificarse en flujos unidireccionales, ya que en parte de los bidireccionales existe la posibilidad de pérdidas en los generadores de ambos sistemas, en cuyo caso la señal quedaría anulada.

Por otra parte, el estímulo de la señal puede residir en el precio alto ex ante pero no necesariamente en la baja ex post que podría producir la inversión una vez realizada. De tal manera, la señal puede no inducir la inversión o bien, aun en el caso de llegar ésta a realizarse, ser impulsada por la expectativa de que el precio no baje. Algunos economistas de energía de la Universidad de California 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. A ello se agrega el eventual aumento del precio del recurso energético utilizado, en función del incremento de la demanda y las eventuales pérdidas de las ampliaciones de la interconexión a partir de cierto nivel.

Cabe pensar que si el país exportador contribuye al abastecimiento del importador puede resultarle difícil aceptar una "retribución" que redunde en el aumento de sus propios precios locales, principalmente si la opción, como en este caso, depen-

15 La restante pérdida de ingresos se anula por su igualdad con la reducción de los costos operativos. Como se aclarara, el análisis no incluye la cuantificación de costos fijos.

de de su propia decisión, salvo que el objetivo excluyente sea la expansión de sus exportaciones u otro de requerimientos similares. Consecuentemente cabe pensar que, de no mediar una adecuación regulatoria, es de esperar una reacción desfavorable de los consumidores, acompañada quizá concurrentemente por la de sus autoridades públicas.

En el sistema importador, por otra parte, puede resultar poco aceptable penalizar a generadores que en algunos casos están operando a niveles lindantes con las pérdidas, dentro de un sistema marginal que, en ciertas circunstancias, no alcanza a remunerar sus costos medios totales. Ello se agudiza si se piensa en la aleatoriedad de las variables hidrológicas influyentes en todo el subcontinente que puede llegar a requerir críticamente la prestación de generadores cuya penalización previa hubiera conducido a su desaparición.

Finalmente, resta comentar la franja internacional, la que define el nivel real de ahorro de costos operativos de la interconexión y cuya composición en tres áreas principales, comprendidas en la zona verde del Gráfico 8.10, ya fuera examinada previamente en este punto.

En las simulaciones, la determinación de costos marginales ex post del intercambio define los precios instantáneos de cada sistema y su diferencia, el ingreso de la interconexión (Beneficio Financiero Potencial de la interconexión). Estos supuestos, que definen impactos sobre los actores en las simulaciones, en

condiciones de mercado "spot", pueden ser modificados significativamente por contratos, acuerdos o condiciones internacionales.

Es conveniente, por parte de los actores privados y las autoridades públicas un monitoreo de las condiciones particulares de intercambios posibles, para evaluar ajustadamente los impactos específicos y definir claramente las medidas regulatorias adoptables.

4.1.3 Aspectos adicionales para tener en cuenta

Existen otros aspectos de participación de la autoridad pública, generalmente de repercusión a largo plazo, sobre los que se hacen comentarios a continuación.

Las regulaciones y políticas anteriores a las reformas consideran la energía eléctrica y el gas como servicios estratégicos, propendiendo a la autonomía eléctrica, sin dependencia significativa de otros países para el abastecimiento. Un factor asociado es la preservación del recurso no renovable, en particular del gas.

En los países con reformas realizadas, estos supuestos se han eliminado o relativizado. Sin embargo, parece conveniente examinar el tema, tendiendo a aclarar y ponderar equilibradamente sus posibles alcances.

En el caso del gas, en particular en el Cono Sur y en la situación actual, existen seis mercados na-

cionales, algunos de gran dimensión como Brasil que demandan este fluido a sólo dos oferentes: Argentina y Bolivia¹⁶. Esta demanda tiene un ritmo acentuado por sus características competitivas de bajo costo y versatilidad, extensibles también a su uso en la generación eléctrica. Esta última también constituye un soporte, en muchos casos, para la exportación del gas.

En algunas situaciones en las que los flujos de gas y electricidad actuales y previstos son de magnitud significativa y realizados por actores privados, por ejemplo entre Argentina y Chile, cabe considerar la conveniencia de una previsión clara por las autoridades públicas de los requerimientos totales a largo plazo, de las reservas necesarias para su abastecimiento y de las fluctuaciones de costos en función de estos factores.

La importancia de ello reside en que la energía eléctrica y el suministro vinculado de gas no revisten el carácter de mercancías comunes ya que, a diferencia de éstas, su falta de abastecimiento altera fuertemente el funcionamiento socioeconómico del conjunto de la comunidad, en aspectos críticos: iluminación y fuerza motriz, servicios sanitarios y de agua, servicios de transporte, afectación de sectores productivos y de servicios, conservación de alimentos, sistemas informáticos y de comunicación, sistemas de calefacción y refrigeración, etc.

De ello se infiere la conveniencia de establecer compromisos con un horizonte claro de las posibilidades de abastecimiento a largo plazo, tanto por los actores privados como por los poderes públicos, ya que el incumplimiento de condiciones contractuales como también la escasez o encarecimiento futuros de recursos ener-

géticos pueden afectar intereses nacionales, no exclusivamente privados, perjudicando el proceso de integración.

Otro aspecto no ajeno a la autoridad pública se relaciona con la construcción y explotación de aprovechamientos hidroeléctricos. Sus costos de inversión vuelven inviables en algunos casos su realización, restringida a un mercado nacional con posibilidad de ofertas más económicas. Sin embargo, puede resultar atractivo para otros mercados con previsión de equipamientos más costosos.

Las nuevas regulaciones posibilitan un mayor grado de flexibilidad en este aspecto, permitiendo la inversión privada, con posibilidad de ventas a terceros países, con destinos que pueden fluctuar en el tiempo, conforme al pronóstico futuro de la oferta y su costo, opciones que pueden ser contractualmente previstas.

Sin embargo, en estos casos de abastecimientos plurinacionales parece necesaria la preparación de las condiciones previas, acuerdos nacionales, orientaciones contractuales y, posiblemente, llamados a licitación para construcción y explotación por parte de las autoridades públicas. Ello puede constituir una interesante expresión de las posibilidades de concertación de las iniciativas y esfuerzos gubernamentales y privados, para la integración regional y la diversificación de los recursos energéticos utilizados.

4.2 Efecto de las medidas regulatorias sobre la volatilidad de precios

A fin de analizar la eficacia de la regulación de los precios internos en el mercado "spot" para

¹⁶ En la actualidad y por diversas razones no hay exportaciones significativas de gas de Venezuela (aprox. 70 % de las reservas de Suramérica) ni de Perú (explotación potencial de Camisea).

atenuar la volatilidad de los mercados se verificó la variabilidad de los precios "spot" bajo las alternativas regulatorias propuestas en dos de los corredores internacionales estudiados en el marco de este proyecto: el Corredor Andino y la interconexión Argentina-Brasil.

De acuerdo con los resultados de estos análisis, la efectividad de los mecanismos propuestos para reducir la volatilidad de precios en los mercados eléctricos depende de las características del corredor de interconexión y de la particular situación en la que se encuentren los mercados que lo integran. Es importante tener presente que este tipo de mecanismos no es apto para reducir la variabilidad de precios propia de cada sistema, ya sea que ésta se origine por fluctuaciones severas en los aportes hidroeléctricos o bien en limitaciones circunstanciales de la oferta (costo de falla).

En consecuencia, cuando un mercado es de por sí volátil y el comercio exterior puede contribuir a la estabilización de precios internos, la aplicación de estos mecanismos podría resultar contraproducente en términos de la variabilidad de precios, como es el caso esperado en la mayoría de los países del Corredor Andino para el año 2005. A modo de ejemplo, en el Gráfico 8.11 se muestra la secuencia de costos marginales en el sistema ecuatoriano para el año 2005 en tres variantes: operando en forma aislada (Caso referencia), interconectado a los sistemas colombiano y peruano mediante líneas de 400 MW de capacidad cada una (Caso B) e interconectado con la nueva regulación de precios (Nueva Regulación Caso B).

Por el contrario, cuando la inestabilidad de precios es inducida por la integración eléctrica con

un mercado más volátil o de mayor tamaño, los mecanismos regulatorios analizados son efectivos para lograr una mayor estabilización de precios internos, aun cuando no pueden evitar totalmente la transferencia de inestabilidad. Como ejemplo de este tipo de situación se muestra en el Gráfico 8.12 la secuencia que tendrían los costos marginales del sistema argentino en el año 2000 también en tres variantes: operando con una interconexión con el sistema brasileño limitada a 1.000 MW de capacidad (referencia), con una ampliación de la capacidad de transporte entre ambos sistemas hasta un total de 3.000 MW (Caso A) y operando bajo las nuevas reglas regulatorias con una capacidad de transporte de 3.000 MW (Nueva Regulación - Caso A).

Desde el punto de vista regulatorio, la dificultad reside en que las características de los sistemas, en términos de la volatilidad propia de sus precios, puede ser variable en el tiempo, en tanto se pretende que la normativa que regule los intercambios eléctricos sea de tipo general y aplicable en todos los casos. Demoras en la construcción de ciertas obras hidroeléctricas, por ejemplo, podrían alterar sustancialmente la volatilidad de los mercados, aun cuando esta modificación fuera transitoria. Por el contrario, la progresiva pérdida de participación de la generación hidroeléctrica, que se espera en algunos países suramericanos en los próximos años, contribuiría a consolidar la estabilidad de sus precios.

El aislar las operaciones del mercado internacional siempre es efectivo para proteger a los consumidores locales del alza de los precios por efecto de la exportación. Pero no limita en absoluto el perjuicio a los generadores ni evita la reducción

del volumen de su negocio por efecto de las importaciones. Cuando la importación no es marginal respecto del volumen total comercializado en el mercado, el monto de la transferencia interna de los generadores hacia los consumidores locales puede ser muy grande, al igual que el perjuicio que podrían sufrir los generadores.

El establecimiento de topes de fluctuación en los precios, una especie de flotación "sucia", presenta, por su parte, algunas dificultades de implementación. En primer lugar, debe definirse cuáles son los límites razonables a admitir; en segundo lugar, qué generadores locales son pasibles de ser compensados en períodos en los que el precio cae por debajo del mínimo y, finalmente, debe determinarse cómo se implementa la compensación.

Dado que la volatilidad de precios no sería un fenómeno novedoso en los mercados eléctricos de la región introducido por la integración de mercados, varios países han diseñado mecanismos de amortiguación de las fluctuaciones de los precios. Un ejemplo es el utilizado en Argentina para mantener la reserva térmica de base (potencia térmica que sería necesaria para cubrir la demanda en años hidrológicos secos).

Un concepto similar podría utilizarse en caso de la interconexión con Brasil, sólo que no sería suficiente definirlo en función de la hidrología de los ríos argentinos, sino que debería responder a las variaciones de la hidrología conjunta. El problema reside en que se remuneraría por potencia de reserva a generadores que rara vez serían convocados por el despacho y habría que diseñar mecanismos para comprobar la efectiva disponibilidad de las unidades y evitar la repetición de

experiencias pasadas en las que se comprobó que las unidades supuestamente disponibles para reserva no estaban en condiciones de entrar en operación.

5. CONCLUSIONES

- Bajo los supuestos regulatorios utilizados en la simulación (precio en cada mercado igual a costo marginal de demanda), los impactos sobre los actores muestran sensibles divergencias, evidenciando fuertes ingresos para algunos y sensibles pérdidas para otros. En la mayoría de los casos estos impactos son, en valor absoluto, significativamente superiores a los beneficios, multiplicando repetidas veces el valor de estos últimos. Los impactos varían según la configuración de cada corredor, influyendo también, entre otros factores, el sentido del flujo expresado en su valor monetario, ya sea éste unidireccional o bidireccional.
- Flujos preponderantemente unidireccionales se verifican en el Corredor Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela (año 2010) y Chile-Perú (año 2010). En estos casos, en los países exportadores (Venezuela y Perú, en el primer corredor, y Chile en el segundo) los generadores registran ganancias y los consumidores, pérdidas. En cuanto a los países importadores, la situación es inversa: los generadores pierden y los consumidores ganan.
- En flujos preponderantemente bidireccionales, como los de Argentina-Brasil, Brasil-Uruguay y, en el año 2005, Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela, la totalidad de los generadores resulta perjudicada y los con-

sumidores de todos los países obtienen beneficios. En muchos de los casos una dirección comprende energía hidroeléctrica excedente, de bajo costo, y la otra, energía termoeléctrica que ayuda a superar condiciones de emergencia en el sistema importador, menor en volúmenes físicos pero valorizada a costo muy alto (costo de falla en mercado importador).

- La reducción de costos operativos proviene de la sustitución de la energía más cara del sistema importador por energía de menor costo, disponible en el país exportador, en cantidades determinadas por el flujo de la interconexión.
- En el análisis de la volatilidad del precio, en los países con preponderancia hidroeléctrica se observa alta variabilidad propia de los precios originada por distintas causas: Existencia de Riesgo de Falla (Brasil, Venezuela, Colombia) y Fluctuaciones en la generación hidráulica, sin peligro de falla (Perú, Ecuador). En estos países, cualquiera que sea la causa de la variabilidad propia, las interconexiones contribuyen a reducir la volatilidad de precios. Los precios son más estables en Argentina, Chile y Uruguay. Las interconexiones incrementan la volatilidad de los precios en los mercados más estables.
- En cuanto a las barreras a la integración se pueden dar porque los inversionistas no identifiquen las oportunidades económicas de una mayor integración eléctrica o que exista asimetría en la apropiación de los beneficios económicos con perjui-

cio para alguna de las partes, además de que se incrementen los riesgos económicos para algunos agentes por incremento de la volatilidad de precios.

- Los impactos de la integración pueden ser amortiguados con medidas regulatorias. Su adopción depende esencialmente de la autoridad regulatoria. Si la integración produce beneficios adicionales, la opción se plantea entre afectar seriamente a determinados actores, premiando desproporcionadamente a otros, sin relación con los beneficios de conjunto que se pueden obtener, o efectuar reformas regulatorias que estimulen más moderadamente a los beneficiarios y no ocasionen perjuicios sensibles al resto de los actores.
- Se analizaron detalladamente las transferencias de ingresos entre actores, tanto a nivel local como internacional. Las primeras, en general de fuerte dimensión, no se originan en los ahorros de costos operativos sino esencialmente en las variaciones de precios domésticos debidos a la integración. Las internacionales, en cambio, obedecen sustancialmente a los ahorros de costos operativos provenientes de la interconexión. Ello orienta inicialmente la regulación amortiguadora de impactos hacia la autoridad y regulación locales, la que puede adoptar medidas respecto de las segmentaciones de los mercados doméstico e internacional. Adicionalmente, se plantea la posibilidad de que las medidas regulatorias sean complementadas con instrumentos financieros que permitan a los agentes mitigar los riesgos y evitar así tener pérdidas.

Gráfico 8.11 Ecuador. Secuencia de precios locales, año 2005

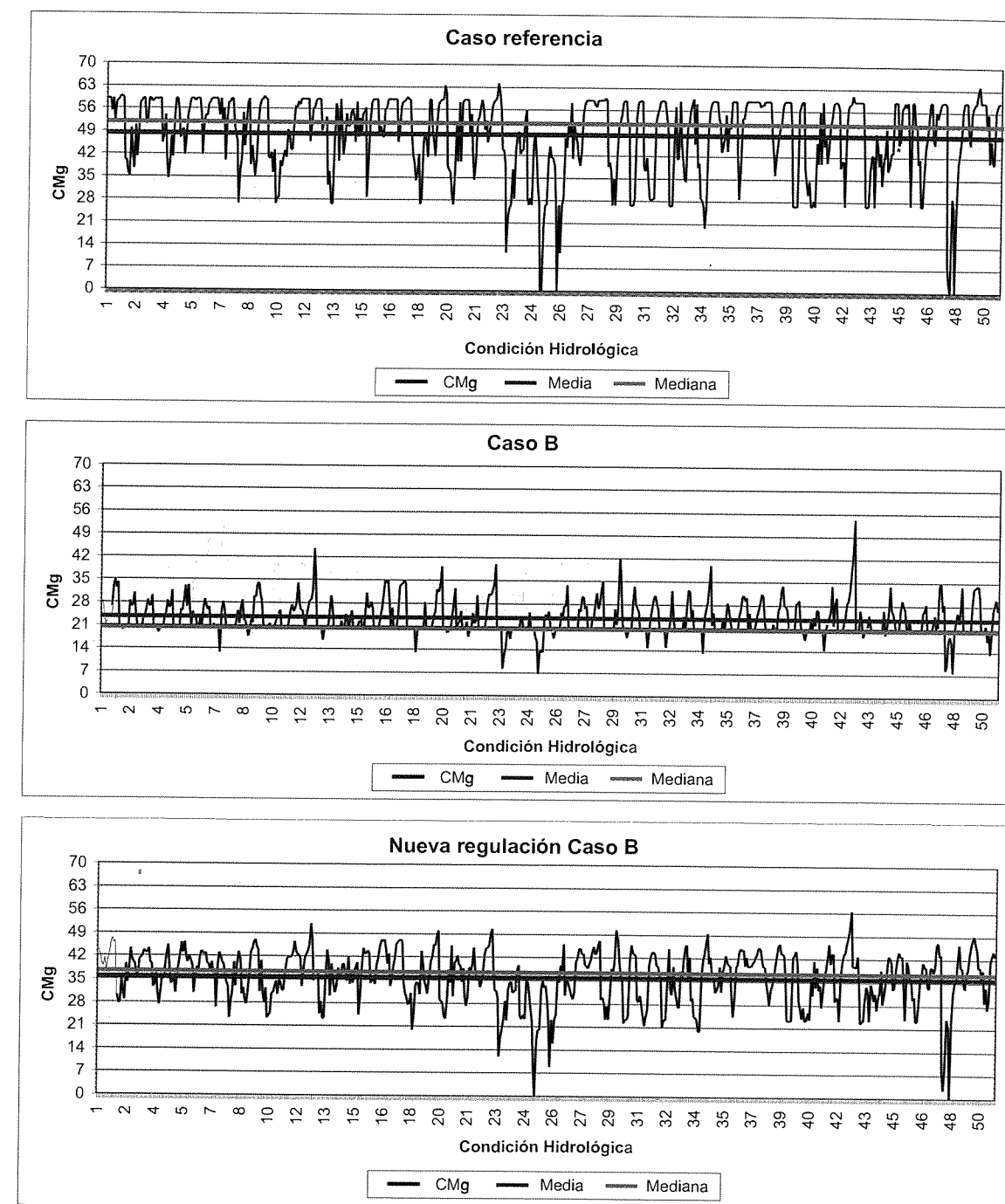
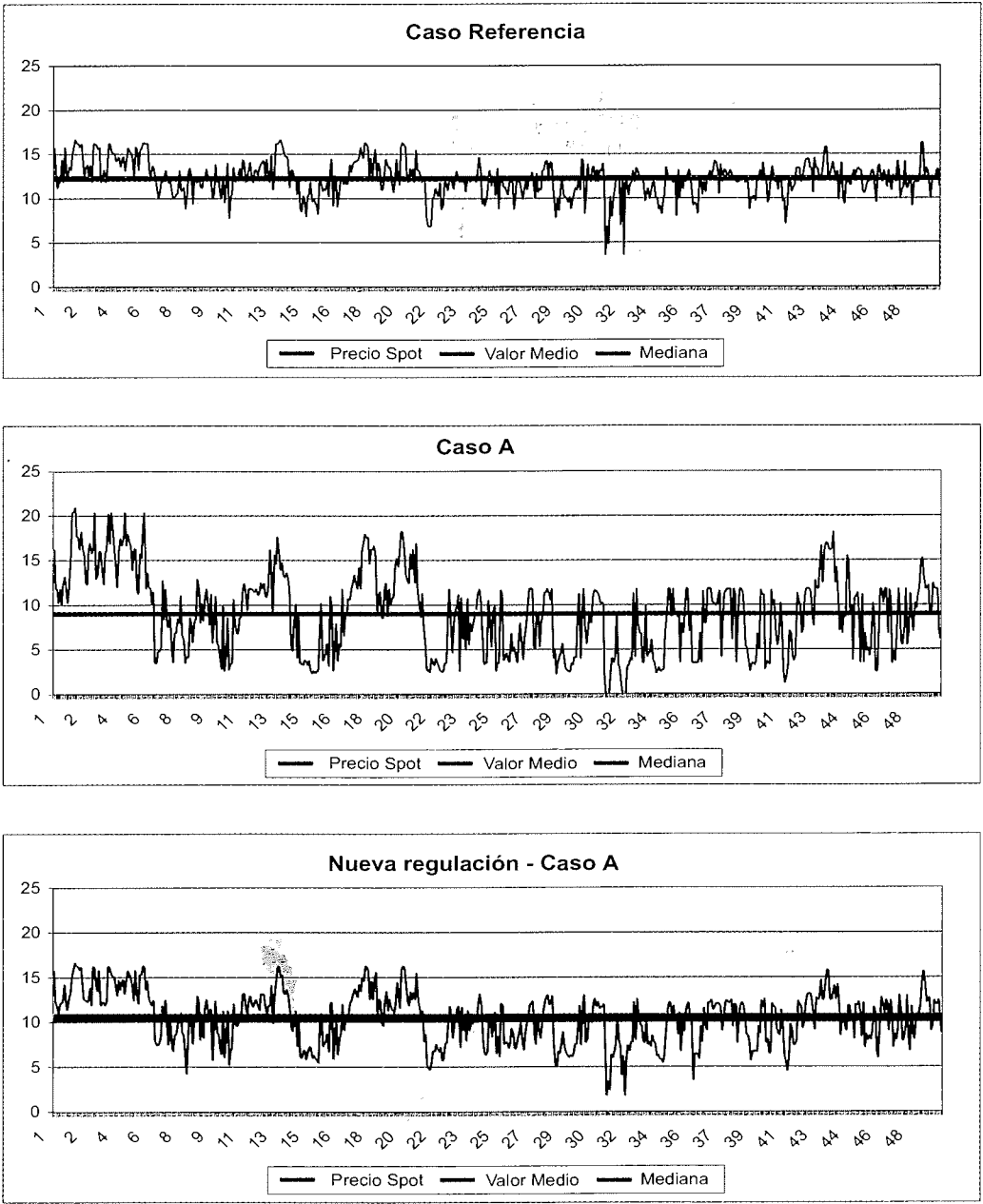


Gráfico 8.12 Argentina. Secuencia de precios locales, año 2000



C
a
p
í
t
u
l
o

IX

Beneficio ambiental en el contexto del Convenio de Cambio Climático

Este capítulo estima la contribución de las interconexiones a la reducción de emisiones de gases termoactivos y presenta una breve evaluación de la normativa ambiental y su relación con el sector eléctrico.

1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA NORMATIVA AMBIENTAL DE LOS PAÍSES SURAMERICANOS

Se analiza la situación en cada uno de los países suramericanos, y se consideran las normas ambientales generales y/o las leyes y reglamentos que regulan las actividades del sistema eléctrico. Posteriormente, se identifican las normas que vinculan las actividades del sistema eléctrico con la protección del medio ambiente y se determina si, en las normas ambientales generales o en las leyes y reglamentos del sector eléctrico, existen referencias explícitas o implícitas a la problemática ambiental de las actividades del sistema eléctrico.

Las normas analizadas han permitido concluir el siguiente agrupamiento:

- Argentina, Brasil, Colombia y Perú cuentan con normas ambientales específicas para las actividades del sistema eléctrico y, en algunos casos, diferenciadas por tipo de actividad, como en Brasil, Argentina y Colombia.
- Chile, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela disponen, ya sea en las normas ambientales generales o en las normas que regulan las actividades eléctricas, de disposiciones explícitas respecto de los impactos ambientales desfavorables de las actividades del sector.
- Bolivia tiene normas ambientales generales que implícitamente involucran a las actividades del sistema eléctrico.

Puede concluirse, entonces, que en ninguno de los países analizados dejan de existir normas ambientales generales que involucren a las actividades del sistema eléctrico, muy especialmente las de Generación Termoeléctrica e Hidroeléctrica.

2. ESTIMACIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN DE LAS INTERCONEXIONES A LA REDUCCIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES

La creciente preocupación internacional acerca de los cambios climáticos creó la necesidad de evaluar la problemática de la elevación de temperatura, que se produce por la acumulación de CO₂, metano (CH₄), fluorclorocarbonos y otros gases que se encuentran en la atmósfera, denominados Gases de Efecto Invernadero. El proceso de acumulación de lluvia ácida (SO₂ y NO_x) y material particulado, con marcados efectos de carácter local, también forma parte del alerta ambiental internacional.

La generación de energía eléctrica mediante la combustión de combustibles fósiles produce, entre otros, los siguientes contaminantes: partículas, NO_x y SO₂ y el dióxido de carbono, principal responsable del calentamiento global.

A nivel mundial esta actividad produce una elevada porción del total de las emisiones de CO₂. En 1996, el sector eléctrico produjo 7,3 miles de millones de toneladas de este contaminante, representando el 32% de las emisiones totales. El 71% de esta porción proviene de la combustión del

carbón mineral¹⁷. Las emisiones de CO₂ /kWh generado (emisiones específicas), ascienden a 540 g/kWh. En América del Sur este panorama es significativamente diferente. El sector eléctrico participa con un 9,4% de las emisiones totales de CO₂, que ascendían en 1996 a 712.742 miles de toneladas¹⁸. Las emisiones específicas medias de la región son de 107 g de CO₂/kWh generado. A nivel nacional estos valores se modifican, oscilando entre los 2 (Paraguay) y 400 g (Bolivia) de CO₂/kWh.

Existen diversos factores que determinan esta favorable posición, entre los que se destacan:

- Las políticas energéticas desarrolladas por diversos países de la región, aprovechando la disponibilidad relativa de recursos renovables. Dichas políticas se materializaron en la expansión de los sistemas de generación con una elevada participación hidroeléctrica (asciende al 83% del total en 1996), a pesar de que las ecuaciones económicas no siempre fueran favorables a las mismas. El objetivo de minimizar impactos en divisas, desarrollar las fuentes de mayor abundancia relativa, disminuir la presión sobre los recursos no renovables y garantizar el abastecimiento futuro, actuaron como los motores de dicha política de expansión y generaron beneficios colaterales sobre el medio ambiente.
- El gas natural es un recurso no renovable, aunque abundante, cuya relación reservas/

producción en la región es de 49 años (1996). Este combustible, que participa con un 63% en el total de los fósiles utilizados en generación termoeléctrica, presenta sustantivas ventajas desde el punto de vista ambiental. Entre las mismas se destaca la no emisión de SO₂, bajas cantidades de NO_x (0.3 a 1 g/kWh), bajo contenido de carbono (30% menos que los derivados de petróleo y más del 50% menos que el carbón mineral) y, por lo tanto, de emisiones de CO₂.

- Las nuevas tecnologías de generación térmica que utilizan gas permiten, con elevadas eficiencias, limitar el consumo de combustible por unidad producida. Por ejemplo, las emisiones en ciclos combinados (de más de 50% de eficiencia) producen 38% menos de emisiones de CO₂ que una planta de 40% de eficiencia que utiliza derivados de petróleo y 50% que una similar que usa carbón mineral.

Si, además de los factores mencionados, se consideran los beneficios asociados a potenciales interconexiones eléctricas, seguramente las condiciones ambientales, desde el punto de vista de las emisiones contaminantes, serán aún más favorables que las existentes en el año 1996.

2.1 Metodología

Como resultado de las simulaciones aisladas e integradas se obtuvieron los siguientes datos: generación de cada país, costos operativos, consu-

mos de combustibles y déficits. Adicionalmente, del análisis de los sistemas aislados surgió el Costo Marginal de Demanda para cada país y año de corte. En forma preliminar, esto sugirió, en general, un flujo de exportaciones desde los países de menor costo hacia los de mayor costo, detectándose un conjunto de demandantes y otro de oferentes.

En función, principalmente, de estos elementos y de otras consideraciones adicionales fueron preseleccionadas, como se observa en el capítulo VI, las siguientes interconexiones para su análisis:

- Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela
- Perú-Chile
- Argentina-Brasil
- Brasil-Uruguay

Se simularon estas interconexiones, incluyendo en algunos casos una alternativa (caso "B"), correspondiente a ampliaciones de la capacidad de la interconexión inicial (caso "A"), en el supuesto que esta última fuera aconsejable. Para la realización del presente análisis se han tomado los resultados correspondientes a los consumos de combustibles utilizados en la generación térmica en forma aislada e interconectada.

Luego, se calcularon las emisiones de CO₂, NO_x, Partículas y SO₂ asociadas a las generaciones térmicas.

Los coeficientes de emisión utilizados (ver Cuadro 9.1) para el cálculo han sido extraídos de bibliografía internacional¹⁹. Son coeficientes medios por combustible expresados en gramos por

17 Natural Gas in Power Generation, Cedigaz, febrero 1999.

18 SIEE, Sistema de Información Económico Energética de OLADE, 1997.

19 Greenhouse Gas Inventory Reporting Instructions. Intergovernmental Panel on Climate Change, Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) and International Energy Agency (IEA), 1997.

Cuadro 9.1 Coeficientes de emisión (g/Kcal consumidas en generación)

Combustible	CO ₂	NO _x	Partículas	SO ₂
Carbón Mineral	0.39	0.001377	0.000402	0.002303
Gas Natural	0.23	0.000787	0.000001	0.000003
Gas Oil	0.31	0.001174	0.000002	0.000356
Fuel Oil	0.33	0.001181	0.00009	0.000419

kilocaloría consumida, y consideran valores de tecnologías con eficiencias medias de generación y controles medios de emisión.

2.2 Principales resultados y comentarios

Uno de los impactos globales más importantes es la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), en particular de CO2. En el caso de las emisiones atmosféricas de este compuesto, la utilización de combustibles fósiles en usos energéticos es la principal fuente antropogénica de vertido del mismo a los ciclos naturales.

De acuerdo con la literatura especializada en el tema²⁰, los costos de mitigación de GEI (que pueden ser calculados en términos totales, medios o marginales y sobre una base bruta o neta) se calculan como la diferencia de costos entre la situación de referencia (baseline) y una caracterizada por una emisión menor. A su vez, ciertas acciones pueden traer aparejados beneficios secundarios

(aquellos adicionales a las reducciones de emisiones de CO2 que tienen como efecto reducir los costos de mitigación que efectivamente asume la sociedad).

En los casos en los que los beneficios secundarios de determinadas acciones de mitigación igualan o exceden los costos brutos de la aplicación de las mismas se está en presencia de las denominadas medidas win-win²¹, que serían aquellas que se deberían llevar a cabo de todos modos (aun sin contar con financiamiento adicional para ello), porque valdría la pena realizarlas más allá de cuestiones relacionadas con el Cambio Climático Global.

En el caso de las interconexiones, entre los beneficios directos se encuentran las reducciones en las emisiones de CO2 (respecto de un escenario aislado) .

De este modo se puede intentar una valorización económica de estas toneladas de CO2 no emiti-

20 Principalmente, los siguientes trabajos :
ANDERSON, Dennis and WILLIAMS, Robert (1993). *The Cost-Effectiveness of GEF Pojects*. UNDP/UNEP/The World Bank. Working Paper N°6.
KING, Ken (1993). *Issues to be Adressed by the Program for Measuring Incremental Costs for the Environment*. UNDP/UNEP/The World Bank. Working Paper N°8.
KING, Ken (1993). *The Incremental Costs of Global Environment Benefits*. UNDP/UNEP/The World Bank. Working Paper N°5.
MINTZER, Irving (1993). *Implementing the Framework Convention on Climate Change. Incremental Costs and the Role of the GEF*. UNDP/UNEP/The World Bank. Working Paper N° 4.
AHUJA, Dilip (1993). *The Incremental Costs of Climate Change Mitigation Projects*. UNDP/UNEP/The World Bank. Working Paper N° 9.
Estos trabajos forman parte de una serie correspondiente al Program for Measuring Incremental Costs for the Environment (PRINCE) del GEF. Además :
INTERGOVERNMENTAL PANNEL ON CLIMATE CHANGE (1996). *Climate Change 1995. Economic and Social Dimension on Climate Change*. Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the IPCC. UNEP/WMO. Cambridge University Press.

21 Este concepto supone una óptica desde la economía en su conjunto.

das, a partir de la comparación entre las emisiones que se producirían en la situación aislada. A partir de las emisiones de CO2 ahorradas en el período de vida útil de la interconexión se puede intentar una valorización económica de las mismas como manera de cuantificar el beneficio en términos ambientales globales derivados del remplazo de la generación disponible por el uso racional de los recursos o el aprovechamiento de las complementariedades.

Como la literatura sobre mitigación de GEI muestra una amplia gama de estimaciones divergentes, se tratará de escoger la más adecuada de acuerdo con las características del presente caso. En este sentido, según los estudios realizados por UNEP/RISO (United Nations Enviromental Programme/RISO National Laboratory), la valorización de reducción de una tonelada de carbono emitido oscila entre US\$ 20 y US\$ 100 en los países desarrollados y entre US\$ 2 y US\$ 80 en los países en desarrollo²² . La Corporación Andina de Fomento (CAF) propone utilizar un precio intermedio de US\$ 10 para la valorización actual de cada tonelada de carbono que se ahorra de emitir.

Esta valorización de alrededor de US\$ 10 la tonelada de CO2 se corresponde con cifras que pueden tomarse como adecuadas para la época actual. No obstante, el enfoque propuesto por los organismos internacionales antes citados va en el sentido de brindarle mayor importancia económica a las reducciones de emisiones de GEI futuras, en el entendimiento de que no se trata de diferir indefinidamente el problema del Cambio Climático para el futuro sino en hallarle una solución. Esta solución debería basarse en un escenario en el que las acumulaciones de CO2 en la atmósfera quedaran establecidas a un nivel seguro a largo plazo que evitara futuros episodios de Calentamiento Global.

A fin de simplificar y a título ilustrativo, se han calculado las emisiones acumuladas de gases termoactivos²³ evitadas o ahorradas para cada interconexión, solamente hasta el año horizonte de este estudio (2010), y se han calculado los costos de mitigación según el precio anteriormente propuesto. En el Cuadro 9.2 pueden observarse los resultados de dicha aproximación, los que reflejan cifras de gran magnitud en relación con las obras de infraestructura necesarias para las interconexiones. En los Gráficos 9.1, 9.2. y 9.3 se visualizan los valores presentados en el Cuadro 9.2.

22 United Nations Enviromental Programme (UNEP) and Riso National Laboratory (1992). *UNEP Greenhouse Gas Abatement Costing Studies*. Phase One Report. Roskilde (Denmark).

23 Emisiones de CO2 y NOx acumuladas a lo largo del período, expresadas en el potencial del calentamiento del CO2.

Cuadro 9.2 Emisiones acumuladas equivalentes de CO₂

Interconexiones	Emisiones acumuladas de CO ₂ equivalentes (10 ⁶ Tons)			Ahorros de emisiones acumuladas (10 ⁶ Tons CO ₂)		Ahorros de costos de mitigación (MU\$)	
	Aislados	Caso A	Caso B	Caso A	Caso B	Caso A	Caso B
Pe-Ec-Co-Ve	226.5	215.8	211.6	10.6	14.9	318.7	447.0
Chile-perú	144.2	138.8	112.8	5.3	14.7	160.0	439.7
Brasil-Argentina	317.4	257.3	257.3	60.1	60.1	1.802.7	1.802.7
Brasil-Uruguay	139.3	133.5	133.5	5.9	5.9	176.7	176.7
Total	827.4	745.4	715.2	81.9	95.5	2.458.0	2.866.0

Gráfico 9.1

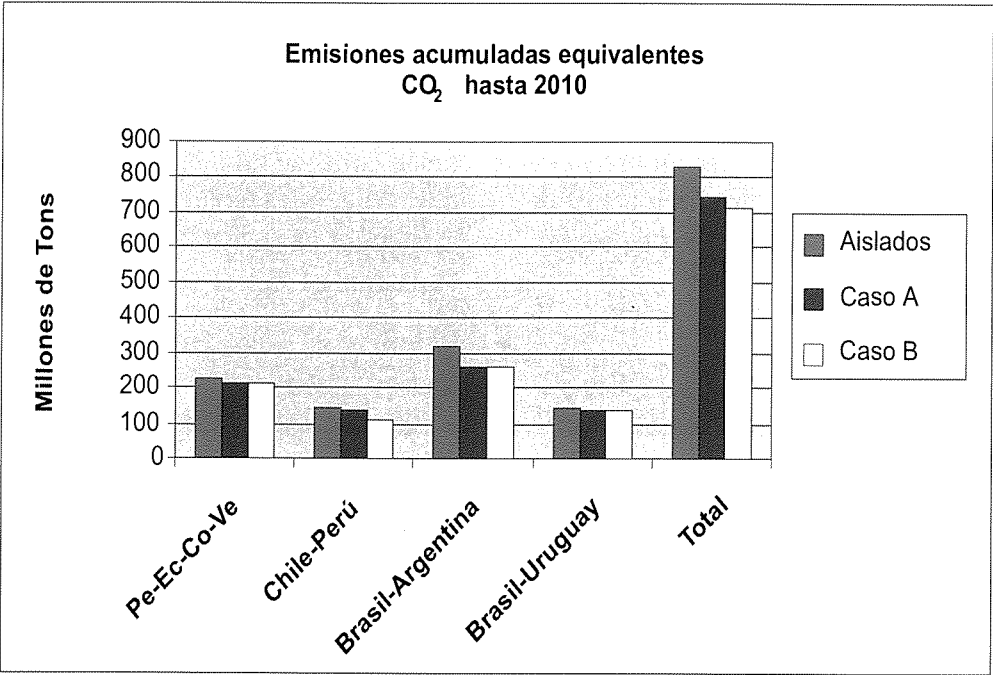


Gráfico 9.2

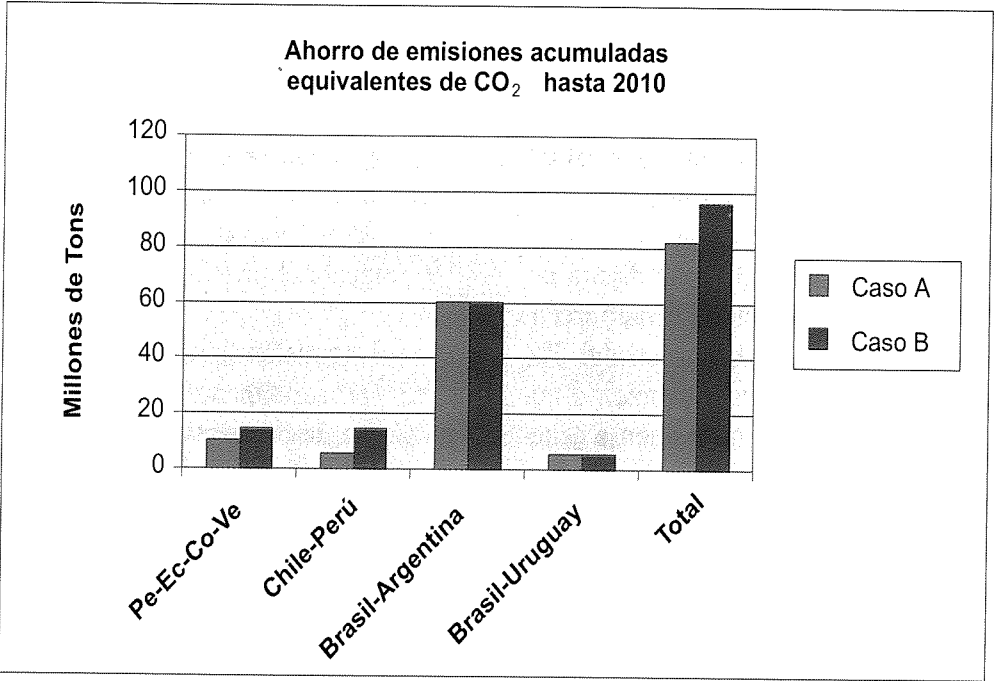
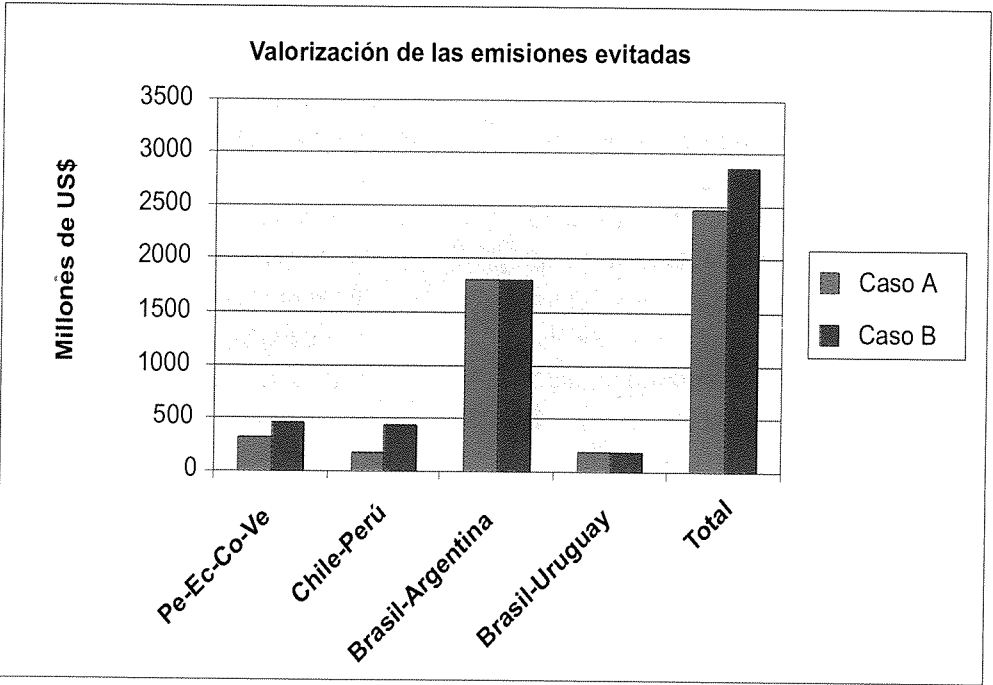


Gráfico 9.3



3. CONCLUSIONES

- Dada la participación de la generación hidroeléctrica en el sector eléctrico suramericano, las emisiones de gases presentan bajos niveles de emisión sectorial (sólo el 9,4% de las emisiones totales).
- Hacia el año horizonte del estudio (para un escenario medio de demanda) dicho porcentaje se reducirá dentro del orden del 5%, dando lugar a un pequeño crecimiento nuclear, pero sobre todo a una creciente generación térmica de elevada eficiencia, quemando gas natural (con menores factores de emisión que los derivados de petróleo).
- La conjugación de esos factores determinará el crecimiento de las emisiones totales de gases termoactivos, aunque con una tasa menor (4,3%) que el crecimiento de la generación eléctrica total (4,9%). Mientras que las emisiones asociadas a generación térmica exclusivamente por kWh generado (emisiones específicas) decrecerán en el período de análisis a una tasa del 3%, las emisiones específicas totales se reducirán en un 0,6%.
- Adicionalmente, las complementariedades estacionales y horarias de la demanda y de los regímenes hidrológicos han permitido detectar en la comparación de los resulta-

dos de las simulaciones de los sistemas nacionales "aislados", con las de los interconectados (para los corredores simulados), la posibilidad de ahorros sustantivos de combustible y de emisiones asociadas, de gases termoactivos, en especial aquellas que favorecen al Cambio Climático (CO₂ y NO_x). Estos ahorros son mayores a medida que aumenta el nivel de intercambio internacional.

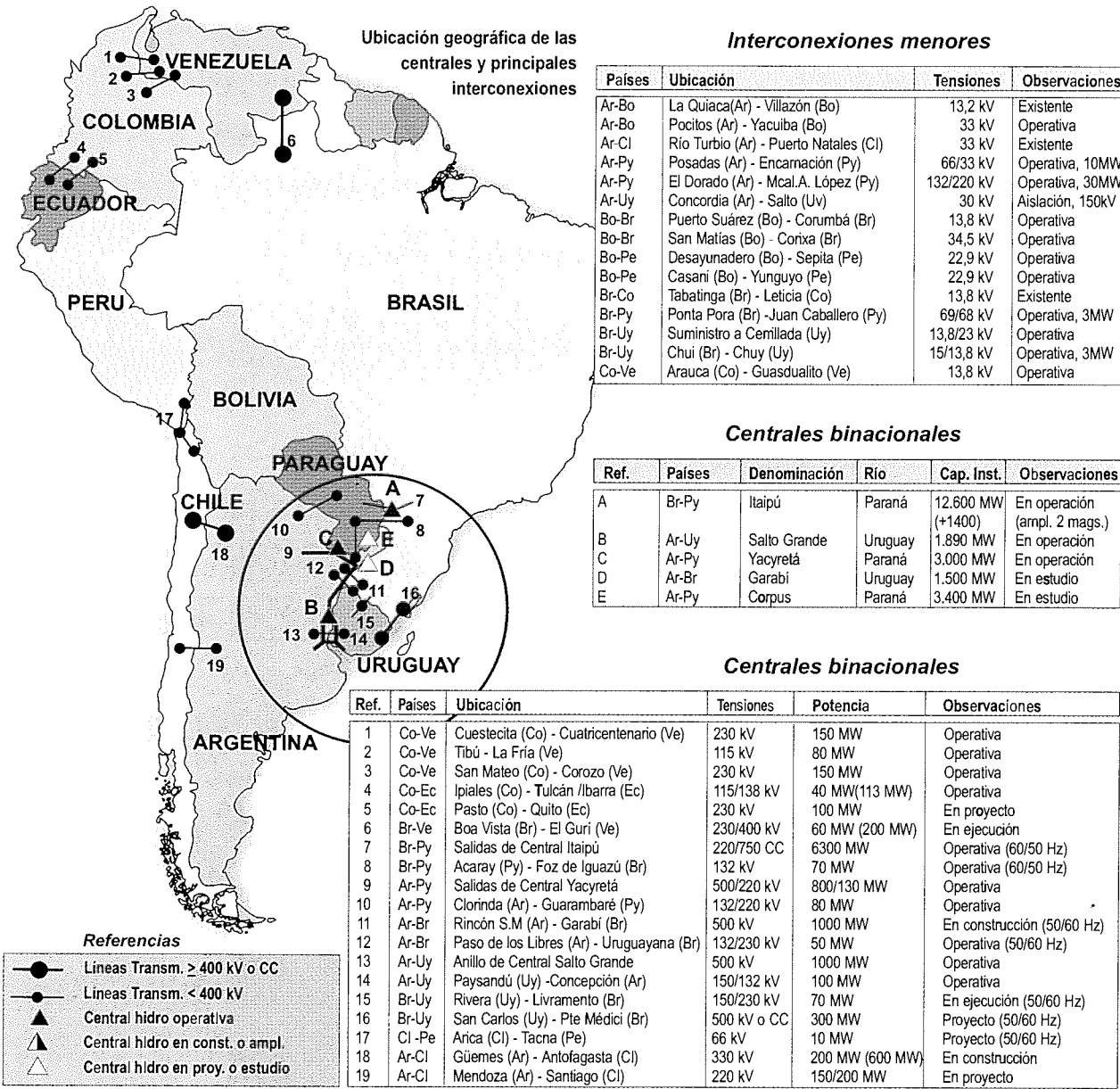
- La emisión de Gases de Efecto Invernadero (principalmente CO₂ proveniente de la quema de combustibles fósiles) es uno de los impactos globales más importantes de los causados por las actividades humanas. En algún momento tendrán que implementarse medidas que eviten aumentos en las concentraciones atmosféricas de estos gases más allá de ciertos límites que pudieran traer consecuencias considerables sobre el funcionamiento del clima del planeta.
- El hecho de fijarse un límite más allá del cual no puedan seguir aumentando las concentraciones atmosféricas de estos gases implica que, en algún momento en el tiempo, se tendrá que producir una sustitución de tecnologías con mayores niveles de emisión de GEI, en favor de aquellas (backstop technologies) de emisión cero. En los trabajos del PNUD/GEF/WB citados, este momento se fija en el año 2010.²⁴

- Los ahorros acumulados de este tipo de emisiones (llevados a CO₂ equivalente) han sido del 10% (Caso A) y del 12% (Caso B), según el nivel creciente de interconexión propuesto. Por lo tanto, la interconexión de los sistemas eléctricos podría considerarse como un potencial aporte más de la región a la mitigación de emisiones de los gases de efecto invernadero.
- El 73% del ahorro de emisiones acumuladas se lograría a través de la interconexión Argentina-Brasil, gracias al aprovechamiento de los excedentes hidroeléctricos brasileños (energía secundaria). La exportación de energía secundaria en la interconexión Brasil-Uruguay aportaría un 7% adicional de ahorro total.
- En caso de ratificarse el Protocolo de Kyoto, los países de la región podrían participar de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (CDM), los que podrían transformarse en una de las fuentes de financiamiento de proyectos de expansión no contaminantes o de emisión "0", en particular proyectos de interconexiones eléctricas.
- La eventualidad de que los proyectos de interconexión puedan certificarse como proyectos que reducen o evitan emisiones, y que tal consideración diera acceso a créditos de emisiones evitadas a los países que intervienen, generaría una nueva fuente de recursos que podría contribuir al financiamiento de dichos proyectos. Las emisiones acumuladas evitadas estimadas, dependiendo del precio por tonelada que fijara un potencial mercado, podría generar recursos de varios miles de millones de US\$.
- Esta posibilidad le confiere un valor económico a cada tonelada ahorrada (no emitida) de CO₂. Tomando un precio intermedio de US\$ 10, para la valorización de cada tonelada no emitida de CO₂, se ha calculado un ahorro acumulado que para el nivel de interconexión más débil o Caso A, de casi 2.458 millones de US\$, y para el caso B dicha cifra ascendería a casi 2.866 millones de US\$. A un costo medio de 400.000 US\$/Km de línea, dichos fondos permitirían construir más de 6.000 km de vínculos internacionales.

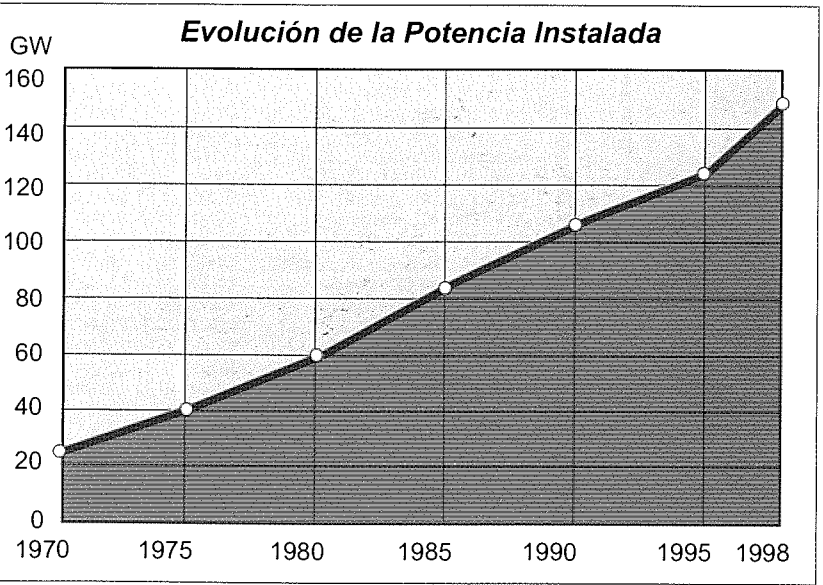
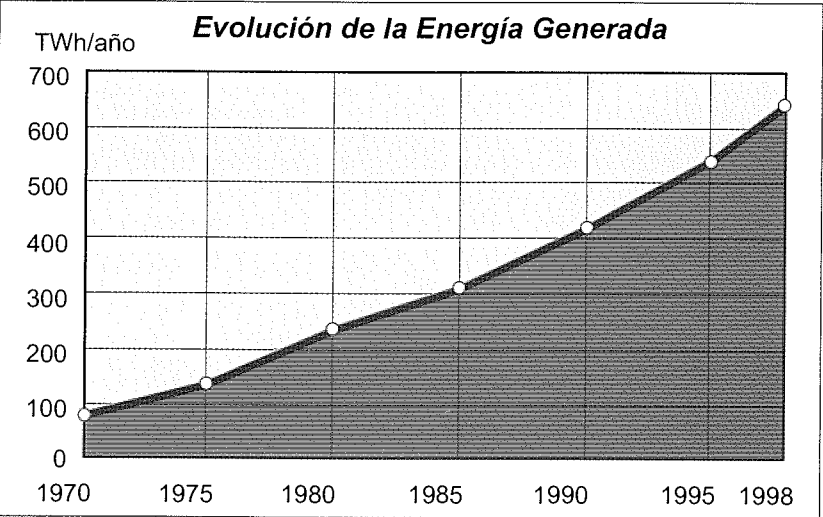
²⁴ Ver principalmente Anderson and Williams (1993). Hay que destacar que estos trabajos son los que fijan las pautas de análisis, evaluación y elegibilidad de los proyectos que se presenten al GEF, a partir de las cuales dicho organismo va a seleccionar cuáles son los proyectos prioritarios para recibir el apoyo financiero correspondiente.

Interconexiones eléctricas en Suramérica

Cifras históricas 1970-1998

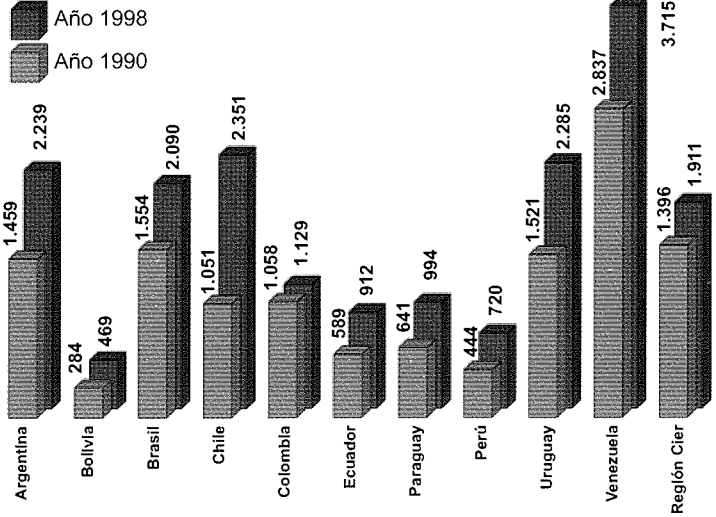


Evolución del Servicio Eléctrico 1970 - 1998				
	1970	1990	1998	% 98/99
Población Región CIER (millones)	187	291	332	14
Potencia instalada (MW)	23.289	107.438	147.199	37
Población generada (Gwh)	88.603	412.777	635.103	54
Consumo por hab. (kWh/hab.)	473	1.396	1.911	37
PBI per capita (\$US)	2.117	2.744	3.235	18



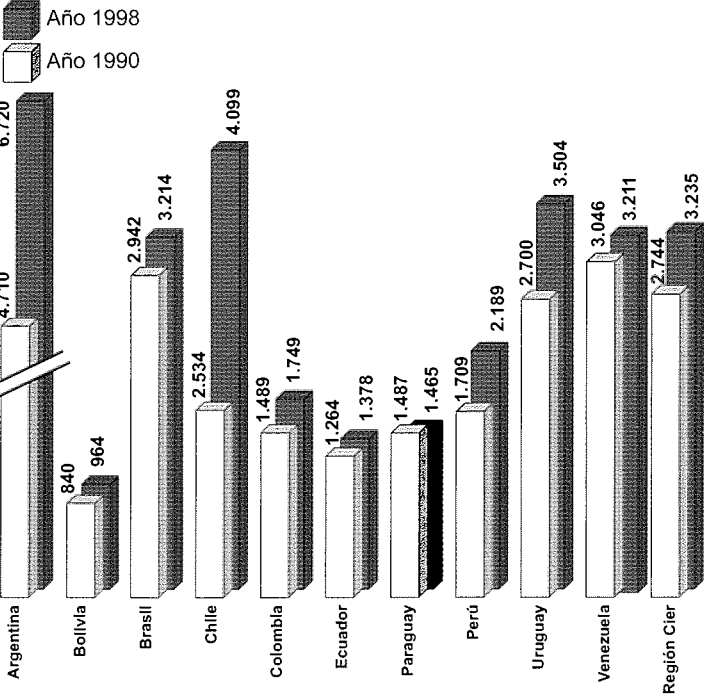
Evolución de la energía disponible “per capita” 1990-1998

Consumo en kWh/hab./año
Exclusivamente Servicios Públicos



Evolución del Producto Bruto Interno (PBI) “per capita” 1990-1998

En dólares USA de 1990



Fuente: BID. Informe Anual 1998

Cuadro 1: Precio de la Energía Eléctrica a Consumidores Finales.

- Consumos típicos en kW (potencia) y kWh/mes (energía).
- Valores en \$US/MWh sin y con impuestos vigentes a enero de 1999.

CLIENTES	Residenciales		Industriales			Comerciales	
Carga Max. (kW)	3	10	30	1.750	10.000	20	200
Energía (kWh/mes)	200	1.600	5.000	500.000	5.000.000	2.000	50.000

EMPRESA	s/imp c/ imp	s/imp c/ imp	s/imp c/ imp	s/imp c/ imp	s/imp c/ imp	s/imp c/ imp	s/imp c/ imp
Región/Ciudad							
ARGENTINA							
EDERSA							
Paraná	79 136	142 248	98 139	52 74	29 41	124 196	58 91
EDELAP							
La Plata	77 111	102 147	100 153	54 83	33 51	131 210	76 122
EDENOR							
Cap. Federal	83 106	110 141	108 116	48 52	36 39	141 150	82 88
EDESUR							
Cap. Federal	82 105	103 131	108 115	78 84	61 65	140 149	82 87
EMSA							
Misiones	130 150	190 230	110 140	80 102	71 91	140 180	80 100
EPEC							
Córdoba	123 162	138 181	140 141	55 55	34 34	141 156	57 60
BOLIVIA							
CRE							
Sla Cruz de la Sierra	63 69	66 72	57 63	63 63	55 55	118 130	125 137
ELFEC S.A.							
Cochabamba	75 88	91 108	58 69	59 70	57 68	146 174	126 151
SETAR							
Tarija	81 81	109 109	67 67	59 59	54 54	204 204	200 200
BRASIL							
CEEE							
Est. Rio Gde do Sul	111 150	111 150	111 136	78 95	51 62	111 150	78 105
CELPE							
Pernambuco	106 127	106 125	102 102	56 56	43 43	95 115	60 72
CEMIG							
Est. Minas Gerais	110 157	110 157	103 147	75 108	38 54	103 147	69 98
COPEL							
Est. Paraná	109 159	109 147	102 136	54 72	34 45	102 137	68 91
COSERN							
Est. Rio Gde do Norte	110 132	110 147	110 132	77 93	46 56	110 132	79 96
CHILE							
CONAFE							
Viña del Mar	84 99	88 104	85 101	35 41	30 35	126 149	59 70
COLOMBIA							
EPPM							
Medellín	39 39	81 81	99 99	62 62	41 41	152 152	86 86
ESSA							
Santander	62 68	86 95	112 118	107 107	105 105	112 129	105 121
ECUADOR							
EERCSCA							
Azuay, Cañar y Morona Santiago	60 76	62 78	52 64	45 56	41 51	62 88	46 66
PARAGUAY							
ANDE							
Capital e Interior	57 62	57 62	48 53	37 41	24 26	60 66	42 46
PERU							
LUZ DEL SUR							
Lima	95 111	88 104	109 129	58 69	42 49	168 198	61 72
URUGUAY							
UTE							
Nacional	120 148	137 168	104 104	59 59	31 31	142 142	97 97
VENEZUELA							
CADAFE							
Nacional	31 31	66 66	72 84	67 78	42 49	76 88	64 75
ENELBAR							
Barquisimeto	26 26	42 42	54 63	27 32	25 30	55 64	40 47
ENELCO							
Costa Oriental	26 26	39 39	47 55	48 56	40 45	49 57	51 58
ENELVEN							
Estadio Zulia	26 26	39 39	45 52	43 51	35 40	47 54	46 54

Cuadro 2: Evolución de la Energía generada en los países que integran la CIER desde 1970

- Potencia de generación instalada (MW)
- Energía generada (GWh)
- Energía consumida por habitante (kWh/hab)

País	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1998	% crec. 89/90
Ar MW	4.871	7.286	10.079	13.476	14.966	18.511	23.534	57
GWh	16.800	24.554	35.875	3.887	45.303	62.809	73.875	63
kWh/hab	718	967	1.280	1.360	1.459	1.882	2.239	53
Bo. MW	128	267	392	470	525	709	1.043	99
GWh	542	772	1.253	1.429	1.901	2.792	3.710	95
kWh/hab	116	138	228	222	284	378	469	65
Br. MW	10.283	19.578	28.524	40.515	49.603	55.497	61.312	24
GWh	42.017	75.846	129.181	178.247	211.328	261.060	302.705	43
kWh/hab	450	708	1.076	1.336	1.554	1.886	2.090	34
Cl. MW	1.440	1.862	2.195	3.084	3.372	5.275	8.488	151
GWh	4.896	6.203	8.658	16.902	13.851	25.106	35.272	155
KWh/hab	521	599	773	896	1.051	1.763	2.351	124
Co. MW	2.078	3.200	4.475	6.349	8.312	10.156	12.565	51
GWh	7.838	12.437	21.454	25.734	33.877	41.908	45.997	36
kWh/hab	367	477	774	925	1.058	1.088	1.129	7
Ec. MW	240	437	862	1.623	1.717	2.465	3.007	75
GWh	829	1.390	3.090	4.524	6.361	8.405	10.892	71
kWh/hab	134	198	370	484	589	734	912	55
Py. MW	130	170	273	1.324	6.178	6.933	8.079	31
GWh	169	534	700	3.999	27.158	41.607	48.224	78
kWh/hab	71	202	221	374	641	890	994	55
Pe. MW	863	1.140	2.037	2.519	2.842	3.196	5.513	94
GWh	2.940	4.566	6.795	8.380	9.558	13.080	18.583	94
kWh/hab	216	309	396	426	444	558	720	62
Uy. MW	541	671	795	1.881	1.909	2.108	2.115	11
GWh	2.131	2.374	3.279	6.517	7.244	6.252	9.479	31
kWh/hab	761	859	1.145	1.317	1.521	1.934	2.285	50
Ve. MW	2.661	5.015	7.807	12.453	18.014	18.161	21.543	20
Gwh	10.441	16.674	33.426	37.988	56.196	70.672	86.368	54
kWh/hab	1.004	1.336	2.248	2.194	2.837	3.226	3.715	31
Total MW	23.289	39.926	57.439	83.694	107.438	123.011	147.199	37
GWh	88.603	145.350	243.512	316.595	412.777	533.691	635.103	54
kWh/hab	473	679	1.020	1.195	1.96	1.780	1.911	37

Cuadro 3: Niveles de electrificación alcanzados por los países que integran la CIER. Año 1998

- Niveles en población y en viviendas.
- Suministradores de servicio público.
- Cantidades en miles.

País	Pobl. Total	Citienes serv.	Pobl. serv.	% electrif.	Vivien. total	Vivien. electrif.	% electrif.
Argentina	36.579	10.975	34.021	93,0	10.255	9.712	94,7
Bolivia	7.950	902	4.905	61,7	2.065	1.276	61,8
Brasil	162.606	43.328	156.102	96,0	42.100	39.100	92,9
Chile	15.000	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
Colombia	40.773	7.439	35.715	87,6	9.136	7.494	82,0
Ecuador	11.937	2.237	9.514	79,7	2.740	2.237	81,6
Paraguay	5.287	897	4.315	81,6	1.175	897	76,3
Perú	25.808	3.057	16.814	65,2	5.259	2.795	53,1
Uruguay	3.204	1.144	3.040	94,9	1.153	1.087	94,3
Venezuela	23.242	4.208	21.320	91,7	4.077	3.741	91,8
Total CIER	332.386	74.187	285.746	86,0	77.960	68.339	87,7

Cuadro 4: Energía eléctrica facturada según sectores de consumidores finales en los países que integran la CIER. Año 1998

- Suministradores de servicio público
- Cantidades en GWh/año

País	Consumos residenciales	Consumos Industriales	Consumos comerciales	Alumbr. Púb. y Otros	Total facturado	Consumos prop. y pérd.
Argentina	26.147	19.067	8.633	8.260	62.107	14.094
Bolivia	1.238	1.049	576	195	3.058	489
Brasil	79.358	124.699	41.573	40.255	285.885	52.396
Chile	9.433		20.055		29.488	3.754
Colombia	14.518	11.404	3.353	3.450	32.725	11.228
Ecuador	3.403	2.072	1.377	1.765	8.617	2.276
Paraguay	1.814	811	782	567	3.974	1.282
Perú	3.639	7.368	1.615	1.387	14.009	2.808
Uruguay	2.581	1.215	1.224	786	5.806	1.517
Venezuela	14.406	27.061	7.914	10.191	59.572	19.842
Total CIER	156.537				505.241	109.686

Cuadro 5: Potencia de generación instalada y energía generada de los países que integran la CIER. Año 1998.

País		Térmico Vap. Conv.	Turbo gas y C. Comb.	Diesel y otras fuentes	Nuclear	Hidroelect.	Autopr. y otros	Total
Argentina	MW	4.603	6.246	570	1.018	9.321	1.776	23.534
	GWh	15.915	17.866	438	7.453	26.503	5.700	73.875
Bolivia	MW	--	563	44	--	336	100	1.043
	GWh	--	1.926	89	--	1.516	179	3.710
Brasil	MW	1.415	320	3.063	657	55.857	--	61.312
	GWh	4.630	0	6.912	3.265	286.391	1.507	302.705
Chile	MW	2.098	1.211	709	--	3.911	559	8.488
	GWh	12.482	3.924	1.614	--	15.222	2.030	35.272
Colombia	MW	688	3.056	86	--	8.137	598	12.565
	GWh	3.251	10.039	83	--	30.559	2.065	45.997
Ecuador	MW	554	658	294	--	1.501	--	3.007
	GWh	2.412	1.812	160	--	6.506	--	10.890
Paraguay	MW	39	0	0	--	8.040	--	8.079
	GWh	3	0	0	--	48.221	--	48.224
Perú	MW	291	909	965	--	2.467	881	5.513
	GWh	1.233	1.233	993	--	13.367	1.767	18.583
Uruguay	MW	313	250	18	--	1.534	--	2.115
	GWh	232	96	0	--	9.151	--	9.479
Venezuela	MW	4.615	2.690	104	--	13.224	910	21.543
	GWh	6.701	14.579	236	--	57.923	6.929	86.368
Total CIER	MW	14.616	15.903	5.853	1.675	104.328	4.824	147.199
	GWh	46.859	51.465	10.525	10.718	495.359	20.177	635.103

Cuadro 6: Longitudes de líneas de Alta Tensión de países que integran la CIER en km. Año 1998

(*) Valores del año 1997

País/ Tensión	Ar.	Bo.	Br.	Cl.	Co.	Ec.	Py.	Pe.	Uy.	Ve.	Total CIER
100a150kV	2092	122	5000	248	789	129	-	237	137	1170	1656
151a265kV	195	55	3045	755	939	120	273	457	-	457	6290
266a475kV	1111	-	1425	148	-	-	-	-	-	288	1902
>475kV	930	-	1588	-	108	-	-	-	70	218	2930
C.Continua	-	-	1612	-	108	-	-	-	-	-	288

Bibliografía

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

1.	Argentina	2.	Bolivia
1.1	Prospectiva del Sector Eléctrico. Cammesa. Secretaría Energía, 1996-1997.	2.1	La transformación del mercado eléctrico Mayorista boliviano (leyes y artículos, cálculo de precios de la energía y la potencia y otros).
1.2	Simulaciones de la Operación de Mediano y Largo Plazo 1997-2005. Cammesa. Junio de 1996.	2.2	Precios Referenciales en el Sistema Interconectado Nacional. Período Mayo-Octubre 1997.
1.3	Simulaciones de la Operación de Mediano y Largo Plazo 1997-2005. Cammesa. Diciembre de 1996.	2.3	Cuadros de proyecciones 1996-2001: demandas mensuales de energía y potencia, transacciones económicas (inyecciones y retiros al sistema troncal interconectado)
1.4	Programación Estacional. Definitiva. MEM. Cammesa. Mayo 97-Octubre 97.	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.
1.5	Complementos de la Programación Estacional. Definitiva. MEM. Cammesa. Mayo-Octubre de 1997.	2.5	Cortes de producción y turbinas de gas.
1.6	Reprogramación Trimestral. MEM. Cammesa. Febrero-Abril de 1997.	2.6	cuadro resumido del Parque hidro-térmico.
1.7	Complementos de la Reprogramación Trimestral. Definitiva. MEM. Cammesa. Febrero-Abril de 1997.	2.7	Ley 1604(12/94) de transformación del Sector Eléctrico.
1.8	Programación Estacional. Definitiva. MEM. Cammesa. Noviembre 96-Abril 97.		
1.9	Complementos de la Programación Estacional. MEM. Cammesa. Noviembre 96-Abril 97.	3.	Brasil
1.10	Datos Margo. Cammesa. Prog. Mayo 97-Octubre 97.	3.1	Plano Decenal de Expansão 1997-2006. Grupo Coordinador de Planejamento dos Sistemas Eletricos. Eletrobras. 191 páginas. Dezembro 1996.
1.11	Base de Datos Eléctrica. Versión Provisoria. Cammesa. Marzo de 1997.	3.2	Plano de Operação para 1997 - Sul/Sudeste-Norte/Nordeste. Grupo Coordinador para Operação Interligada. 197 páginas. Dezembro 1996.
1.12	Generaciones Horarias 1993. 1994-1996. Cammesa.	3.3	Mercado de Energia Eletrica - Ciclo 1996. Brasil. Regiões e Concessionárias. Relatório Analítico. Grupo Coordinador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. Eletrobras. Volume I, 210 páginas. Vol. II, 119 páginas. Maio 1997.
1.13	Informe Anual 1995. Cammesa.	3.4	Ciclo de Planejamento '97. Premissas Básicas. Parecer Técnico. GCPS-CTEM. Maio 1998, 14 páginas.
1.14	Informe Anual Provisorio 1996. Cammesa.	3.5	Gas Natural. Políticas Alternativas. Instituto Liberal. Novembro 1995.
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.	3.6	Plano Decenal de Expansão 1998-2007. Grupo Coordinador de Planejamento dos Sistemas Eletricos. Eletrobras. 353 páginas. 1998.
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.	3.7	Leyes 8987 y 9074/95, Decreto 2003/96 Expansão 1998-2007. Grupo Coordinador de Planejamento dos Sistemas Eletricos. Eletrobras. 353 páginas. 1998.
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.		

- 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 Periodo 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	11.	Otra Documentación Utilizada
10.1	Estadísticas consolidadas, año 1996. Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica.	11.1	Comparación de los Sistemas Regulatorios Eléctricos de América del Sur CIER. 6/96.
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).	11.2	El Gas Natural en la Política Energética de América Latina y Caribe, Documento de Trabajo, Proyecto E&D-OLADE-CEPAL-GTZ.
10.3	Sistema Eléctrico Nacional Pronósticos de energía y potencia eléctrica: Período 1996-2020 (actualización, Enero1997 e Informe final Mayo 1995).	11.3	OLADE-CEPAL-GTZ. Argentina. Tendencias de las reservas de Gas. Enero 1998.
10.4	Evaluación de la oferta de Generación, Período 1996-2005. Actualización. Abril 1997.	11.4	Artículos diversos de Petroleum Economist.
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.	11.5	Proceedings-Meeting on Natural Gas and Electric Power Integration in Southern Cone, Septiembre 1997. Montevideo Artículos diversos de Petroleum Economist.
10.6	- Parque de generación hidrotérmico actual. - Datos solicitados del SDDP. - Aportes al Embalse de Guri.	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.
10.7	Descripción del Sistema Eléctrico Venezolano situación en el año 1995. EDELCA, Julio 1996.	11.7	Seminario Internacional sobre Reestructuración y Regulación del Sector Eléctrico. ENRE de Argentina. Noviembre/95.
10.8	"Evaluación de la Oferta de generación. Período 1996-2005". Comité de Planificación de OPSIS.	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.
10.9	Estimación del Consumo de Combustibles en el Sistema Eléctrico Nacional 1996-2006. División de Planificación de Sistemas Eléctricos de EDELCA.	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

CAF - Corporación Andina de Fomento

Eco. Antonio Juan Sosa Vicepresidente de Infraestructura	Ing. Carmen Elena Carbonell Director de Energía, Agua y Project Finance
Ing. Carlos Romero C. Vicepresidencia de Infraestructura Coordinador Libro CAF/CIER	Eco. Seyril Siegel Director Cooperación Técnica
Ing. Ricardo Malla Asesor Técnico VIN	Lic. Marcela Calvo Unidad de Publicaciones. Secretaría y Relaciones Externas

Comisión Europea

Sr. François Casana
Programa de Cooperación con Países
del Tercer Mundo
Administrador, Bruselas-Bélgica
Dirección General XVII de Energía Programa
Synergy

CIER - Comisión de Integración Eléctrica Regional

Ing. Mario Fernando Santos Presidente (hasta Nov.99)	Dra. Ester Beatriz Fandiño Presidente (desde Nov.99)
Ing. León Darío Osorio Vicepresidente	Ing. Mario César Orué Delgado Vicepresidente
Ing. Carlos Pérez Mibelli Vicepresidente	Ing. Hugo L. Rincón Sergent Director Ejecutivo
Ing. Antonio Vignolo Sub-Director Ejecutivo	Ing. José Vicente Camargo Coordinador Internacional Generación y Transmisión

GTMMI - Grupo de Mercado Mayorista y Factibilidad de Interconexiones

Equipo Coordinador. ISA, Colombia Centro Nacional de Despacho	Bolivia - CRE/BOCIER
Argentina - CAMMESA	Chile - ENDESA
Brasil - ELETROBRAS/BRACIER	Ecuador - CENACE
Colombia - ISA/EEPPM	Perú - PECIER
Paraguay - ANDE/PACIER	Venezuela - EDELCA/VERCIER/ELECAR
Uruguay - UTE/CUCIER	

Consultores Externos

<i>Fundación Bariloche - FB</i>	<i>Equipo de elaboración del estudio:</i>
<i>Instituto de Economía Energética - IDEE</i>	Ing. Rafael Alfredo Hasson (Coordinador)
Dr. Carlos Suárez	Ing. Hilda Dubrovsky
Presidente - FB	Lic. Roberto Kozulj
	Lic. Gustavo Nadal
Lic. Héctor Pistonesi	Ing. Víctor Bravo
Presidente IDEE	Ing. Marco Compolonghi
	Lic. Graciela Díaz Hasson

Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica - CEPEL

Ing. Joao Carlos Mello	Ing. María Elvira P. Maceira
Ing. André Luis Marquez Marcato	Ing. Cecilia María Bezerra Mercio
Ing. Gerson Couto Oliviera	Ing. Afranio Terry

Power System Research Inc. - PSRI

Ing. Mario Pereira	Ing. María Cándida Lima
Ing. Rafael Kelman	Ing. Luiz Mauricio Thomé
Ing. María Noélia Pontes	