Secretaría de Energía

PROSPECTIVA 1999

VERSION PRELIMINAR

Buenos Aires, Diciembre 1999

Secretaría de Energía

PROSPECTIVA 1999

VERSION PRELIMINAR

Secretaría de Energía
Av. Paseo Colón 171, 8º Piso
(C1109ADA) Buenos Aires, ARGENTINA
TE (54-11) 4349-8012/14
FAX (54-11) 4349-8482

http://energia.mecon.gov.ar

Buenos Aires, Diciembre 1999

PROSPECTIVA 1999

INDICE

1. PRESENTACION

2. RESUMEN Y CONCLUSIONES

3. INTRODUCCION

4. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

4.1. Escenarios de Demanda de Energía Eléctrica

4.1.1. Hipótesis adoptadas
4.1.2. Proyecciones de demanda de energía eléctrica
4.1.3. Demanda Neta del MEM y MEMSP

4.2. Escenarios de Oferta de Energía Eléctrica

4.2.1. Hipótesis sobre Yacyretá
4.2.2. Hipótesis sobre Atucha II
4.2.3. Ingresos declarados
4.2.4. Hipótesis sobre nuevos proyectos térmicos
4.2.5. Hipótesis sobre nuevos proyectos hidráulicos
4.2.6. Hipótesis sobre otras formas de energía
4.2.7. Hipótesis sobre nuevas LEAT

4.3. Hipótesis generales de los escenarios

4.4. Descripción de los escenarios

5. LA COMPETENCIA ENERGIA ELECTRICA - GAS EN LA REGION

5.1. La Exportación de Energía Eléctrica

5.1.1. Intercambios con Brasil
5.1.1.1. La Demanda y la Oferta prevista en el Plan Decenal de Expansión 1999-2008
5.1.1.2. Oportunidades de incrementos en el intercambio con Brasil
5.1.1.3. La oferta termoeléctrica en Brasil en el corto plazo
5.1.1.2. Casos de intercambios con Brasil

5.1.2. Intercambios con Chile
5.1.2.1. Análisis FODA
5.1.2.2. Las reglas del Mercado Eléctrico Chileno
5.1.2.3. La Demanda y Oferta prevista por la Comisión Nacional de Energía (CNE)
5.1.2.4. El intercambio con el Sistema Interconectado Norte Grande (SING)
5.1.2.5. El intercambio con el Sistema Interconectado Central (SIC)
5.1.2.6. Los precios monómicos de los Intercambios Eléctricos con Chile

5.1.3. Intercambios con Uruguay

5.2. La Exportación de Gas Natural

5.2.1. Brasil
5.2.1.1. El gas natural en Brasil
5.2.1.3. El precio del gas en Brasil
5.2.1.4. La Demanda Futura de Gas Natural de Centrales Eléctricas
5.2.1.5. La Demanda Futura de Gas Natural de Otros Sectores
5.2.1.6. El abastecimiento de gas a Brasil
5.2.1.7. Gasoductos de Exportación a Brasil

5.2.2. Chile
5.2.2.1. Exportaciones a Chile

5.2.3. Paraguay

5.2.4. Uruguay

6. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

6.1 Introducción

6.2. Evolución del abastecimiento de gas natural
6.2.1. Evolución histórica de la demanda de gas natural
6.2.2. Balances de gas natural
6.2.3. Capacidad de transporte
6.2.4. Financiación de la expansión del sistema de transporte de gas natural
6.2.4. Reservas Actuales
6.2.5. Producción por Cuenca

6.3. Tendencias exploratorias y perspectivas de incorporación de reservas
6.3.1. Cuenca Neuquina
6.3.2. Cuenca Austral
6.3.3. Cuenca Noroeste
6.3.4. Cuenca Golfo San Jorge
6.3.5. Cuenca Cuyana
6.3.6. Reservas a Incorporar
6.3.7. Incentivos a la exploración
6.3.8. Reservas de hidrocarburos en la Región
6.3.9. Integración de las Reservas de Argentina y Bolivia

6.4. Proyección de la demanda de gas natural
6.4.1. Demanda doméstica
6.4.2. Requerimientos de gas para usinas
6.4.3. Exportaciones

6.5. Escenarios de Gas Natural y Energía Eléctrica

6.6. El modelo GASELEC

6.7. Resultados generales
6.7.1. Producción de gas natural
6.7.2. Relación Reservas – Producción
6.7.3. Expansión de la capacidad de transporte
6.7.4. El abastecimiento de gas en la Región
6.7.5. Disponibilidad de gas para usinas
6.7.6. Precios del gas natural en la Región
6.7.7. Análisis de sensibilidad

7. SIMULACIONES DEL SADI

7.1. Resultados generales

7.2. Cubrimiento de la demanda

7.3. Intercambio internacional
7.3.1. Brasil
7.3.2. Chile
7.3.3. Uruguay

7.4. Evolución del precio de la energía

7.5. Evolución de la generación

7.6. Consumo de combustibles

7.7. Consumo específico medio

7.8. Calidad de servicio en el SADI
7.8.1 Introducción
7.8.2. Interrupciones Programadas
7.8.3. Interrupciones no Programadas
7.8.4. ENS total prevista anual para los años de corte 2003 y 2006
7.8.5. Comportamiento histórico del sistema
7.8.6. Conclusiones generales acerca de la calidad de servicio en el SADI
7.8.7. Diferencias con el documento de Prospectiva

8. TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

8.1. Introducción

8.2. Nivel de Muy Alta Tensión

8.2.1. Ampliaciones en curso
8.2.1.1. Interconexión con Brasil desde la E.T. de 500 kV Rincón de Santa María
8.2.1.2. Capacitores Serie en E.T. 500 kV Recreo
8.2.1.3. Cuarta Línea de 500 kV Comahue – GBA
8.2.1.4. Estación Transformadora Macachín 500 kV
8.2.1.5. Estación Transformadora Ramallo 500 kV
8.2.1.6. Estación Transformadora Arroyo Cabral 500 kV
8.2.1.7. Estación Transformadora Agua del Cajón 500 kV
8.2.1.8. Estación Transformadora Plaza Huincul 500 kV

8.2.1.9. Ampliación de la Estación Transformadora Salto Grande Argentina
8.2.1.10. Ampliación de la Estación Transformadora Recreo 500 kV
8.2.1.11. Ampliación de la Estación Transformadora Rosario Oeste 500 kV
8.2.1.12. Ampliación de la Estación Transformadora Bahía Blanca 500 kV

8.2.2. Otras Ampliaciones en el nivel de Alta Tensión
8.2.2.1. Conexión Comahue – Cuyo
8.2.2.2. Interconexión SIP – SADI y Cuyo – NOA
8.2.2.3. Interconexión NOA – NEA
8.2.2.4. Línea Mar del Plata – SADI
8.2.2.5. Interconexión con Brasil – Análisis del Sistema de Transporte para la exportación de los segundos 1.000 MW
8.2.2.6. Ampliación de la Estación Transformadora Colonia Elía 500 kV
8.2.2.7. Ampliación de la Estación Transformadora Campana 500 kV
8.2.2.8. Ampliación de la Estación Transformadora Luján 500 kV
8.2.2.9. Estación Transformadora Matheu 500 kV
8.2.2.10. Apertura de la línea 500 kV Campana – Rodríguez para formar Campana – Matheu y Matheu – Rodríguez
8.2.2.11. Estación Transformadora El Brete 500 kV
8.2.2.12. Estación Transformadora San Isidro 500 kV
8.2.2.13. Central Térmica Tucumán

8.2.3. Obras Menores en el nivel de Alta Tensión

8.3. Nivel de Distribución Troncal

8.4. Evaluación de Desempeño

8.5. Zonas con riesgo de abastecimiento
8.5.1. Area NOA
8.5.2. Area Cuyo
8.5.3. Area Centro
8.5.4. Area Centro-Cuyo-NOA
8.5.5. Area NEA
8.5.6. Area Litoral
8.5.7. Area Comahue
8.5.8. Area Provincia de Buenos Aires
8.5.9. Area La Pampa
8.5.10. Area Gran Buenos Aires
8.5.11. Sistema Patagónico

9. ENERGIAS RENOVABLES

9.1. Introducción
9.2. Abastecimiento eléctrico de la población rural dispersa. Programa PAEPRA
9.3. El proyecto de energías renovables en mercados rurales (PERMER)
9.4. Micro, mini y pequeños aprovechamientos hidráulicos
9.5. Generadores eólicos para sistemas aislados de generación
9.6. Parques o granjas eólicas para la generación vinculada a sistemas interconectados
9.7. Resultados esperados
9.8. Cronograma de incorporaciones

10. USO RACIONAL DE LA ENERGIA

10.1. Las Previsiones para el Uso Eficiente de la Energía en la Ley nacional 24.065 de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico
10.1.1. Las motivaciones para el uso racional de la energía
10.1.2. Condiciones para la promoción del uso racional de la energía en Argentina
10.1.3. Lineamientos para la política de URE
10.1.4. Escenario esperado de distribución de roles en mercados de eficiencia energética

10.2. Actividades en Uso Racional de la Energía

10.3. Programas para promover el URE
10.3.1. Programas Demostrativos
10.3.1.1. Proyecto de Alumbrado Público en la localidad de Gualeguaychú, Entre Ríos
10.3.1.2. Programa ARCO (“Attracting Resources to Cogeneration”)
10.3.1.3. Proyecto ARGURELEC para fomentar el uso eficiente de la electricidad en la Argentina, con la participación de empresas distribuidoras de energía eléctrica.

10.3.2. Proyectos de Eficiencia Energética
10.3.2.1. Proyecto de Calidad de Artefactos Eléctricos para el Hogar (PROCAEH).
10.3.2.2. Proyecto de Calidad de la Iluminación (PROCIL)
10.3.2.3. Proyecto de Calidad de Motores Eléctricos (PROCAME)
10.3.2.4. Proyecto de Calidad de Edificios respecto al uso de la energía (PROCEDIF)

10.3.3. Programas Institucionales
10.3.3.1. Mercados Sostenibles Para Energías Sostenibles (MSES)
10.3.3.2. Eficiencia Energética en Mercados Desregulados
10.3.3.3. Aplicación de Recursos del Fondo Nacional de Energía Eléctrica
10.3.3.4. Financiamiento de obras de eficiencia energética

10.3.4. Programas para el desarrollo de Mercados
10.3.4.1. Proyecto de Alumbrado Público Eficiente
10.3.4.2. Proyecto “Iniciativa para la Iluminación Eficiente”

10.4. Escenarios de la Evolución de la demanda de electricidad con distintos Programas de Uso Racional de la Energía

10.4.1. El Sector Residencial
10.4.2. El Sector Servicios
10.4.3. El Sector Industrial

10.5. Conclusiones

11. LA PROBLEMÁTICA AMBIENTAL

11.1. Introducción

11.2. Problemática Global
11.2.1. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
11.2.2. Tercera Conferencia de las Partes. Protocolo de Kyoto
11.2.3. Cuarta Conferencia de las Partes – Buenos Aires
11.2.4. Quinta Conferencia de las Partes – Bonn
11.2.5. Costos de Mitigación
11.2.6. Mercosur

11.3. Situación del Sector Eléctrico
11.3.1. Centrales Eléctricas
11.3.2. Centrales Hidroeléctricas
11.3.3. Energías No Convencionales
11.3.4. Uso Racional de la Energía
11.3.5. Electroductos

11.4. Situación del Sector Energético
11.4.1. Oferta Eléctrica
11.4.2. Criterios analíticos para el cálculo de emisiones de GEI en Centrales Termoeléctricas (1998-2010)
11.4.3. Cálculo de los GEI – Escenario 3

11.5. Gas Natural

11.6. Conclusiones

ANEXO I. LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO BRASILEÑO

ANEXO II. LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO CHILENO

ANEXO III. EL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO

ANEXO IV. INCORPORACION DE EQUIPAMIENTO - FICHAS TECNICAS

ANEXO V. EXPANSIONES DE CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN EL PERIODO 1994 – 2000.

ANEXO VI. AJUSTES DE LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO

ANEXO VII. BALANCE ENERGETICO NACIONAL 1998

Glosario

ARGENTINA	
MEyOSP	Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos
SE	Secretaría de Energía
SSE	Subsecretaría de Energía
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPREs	Entes Provinciales de Regulación
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
SEyP	Secretaría de Energía y Puertos
CFEE	Consejo Federal de la Energía Eléctrica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
UNPRE	Unidad de Preinversión - Secretaría de Inversión Pública - MEyOSP
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SIP	Sistema Patagónico
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEMSP	Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico
OED	Organismo Encargado del Despacho
EBY	Entidad Binacional Yacyretá
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica
NASA	Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima
ENACE	Empresa Nuclear Argentina de Centrales Nucleares Sociedad Anónima
BRASIL	
MME	Ministerio de Minas y Energía de Brasil
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANP	Agencia Nacional del Petróleo
MAE	Mercado Atacadista Eléctrico
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico
CI	Contratos Iniciales
S-SE-CO	Sistema Interconectado Sul-Sureste-Centro Oeste
N–NE	Sistema Interconectado Norte-Nordeste
MRE	Mecanismo de Relocalización de la Energía
CHILE	
SIC	Sistema Interconectado Central de Chile
SING	Sistema Interconectado Norte Grande de Chile
CNE	Comisión Nacional de Energía
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
PARAGUAY	
ANDE	Administración Nacional de Energía de Paraguay
URUGUAY	
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas
FODA	Fortalezas – Oportunidades – Debilidades - Amenazas
PBI	Producto Bruto Interno
SCN	Sistema de Cuentas Nacionales
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
MAED	Model for Analysis of the Energy Demand
TG	Turbo Gas
TV	Turbo Vapor
CC	Ciclo Combinado

NU	Nuclear
HI	Hidráulico
CH	Central Hidráulica
LEAT	Línea de Extra Alta Tensión
CA	Corriente Alterna
GU	Gran Usuario
GUMA	Gran Usuario Mayor
GUME	Gran Usuario Menor
PPA	Power Purchase Agreement
URE	Uso Racional de la Energía
UEGD	Uso Eficiente de Energía y Gestión de Demanda
ENS	Energía no Suministrada
DAG	Desconexión Automática de Generación
DAC	Desconexión Automática de Carga
PAEPRA	Programa de Abastecimiento a la Población Rural Dispersa
PERMER	Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales
GEF	Global Environmental Facility
GEI	Gases de Efecto Invernadero
COP	Conferencia de las Partes
CDM	Mecanismo de Desarrollo Limpio
OPEP	Organización de los Países Exportadores de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
LNG	Gas Natural Licuado
ET	Estación Transformadora
MT	Media Tensión
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
O&M	Operación y Mantenimiento
PAFTT	Prestadores Adicionales de la Función Técnica del Transporte
FNEE	Fondo Nacional de la Energía Eléctrica
FEDEI	Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior
FCT	Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales
REGIONES ELECTRICAS	
BAS	Provincia de Buenos Aires
CEN	Centro: Córdoba y San Luis
COM	Comahue: Neuquén, Río Negro y La Pampa
CUY	Cuyo: Mendoza y San Juan
GBA	Gran Buenos Aires
LIT	Litoral: Entre Ríos y Santa Fe
NEA	Noreste Argentino: Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones
NOA	Noroeste Argentino: Catamarca, Jujuy, Salta, La Rioja, Santiago del Estero y Tucumán
PAT	Sistema Interconectado Patagónico: Chubut, Parte de Río Negro y Santa Cruz, Sur de Prov. de Buenos Aires.

1. PRESENTACION

El presente informe constituye la actualización del documento *Prospectiva 1998* de mayo de 1999, elaborado en el marco de lo requerido por el Art. 38 de la Ley 24.065.

La Secretaría de Energía tiene la responsabilidad de definir las políticas sectoriales, asegurar la adecuada información acerca de las condiciones de demanda y oferta en el corto, mediano y largo plazo, y evaluar los recursos naturales disponibles para el aprovechamiento energético. En particular, debe dar a conocer “planes orientativos" sobre las condiciones de demanda y oferta del mercado.

En este contexto, en ediciones anteriores de la Prospectiva, el interés se centró en analizar la relación gas natural - energía eléctrica, las exportaciones de energía, particularmente los potenciales intercambios con Brasil, y el impacto de las mismas en el mercado gasífero y eléctrico. Los resultados obtenidos configuraron una primera aproximación a una problemática que se caracteriza por su creciente complejidad.

En estos últimos meses se han presentado una serie de cambios en los supuestos adoptados en los escenarios planteados anteriormente y en las expectativas de funcionamiento futuro del mercado que, por un lado, confirman varias de las tendencias e hipótesis planteadas en aquel momento y, por el otro agregan nuevos elementos a considerar en el planteo de escenarios.

En esta oportunidad, el interés se mantiene básicamente en los mismos temas tratados anteriormente. Los objetivos primordiales planteados en este informe son:

- Identificar las oportunidades de incrementar los intercambios de energía con los países vecinos, en especial Brasil y Chile, en un contexto de integración energética regional y de competencia gas –gas y gas – energía eléctrica.

- Analizar el comportamiento futuro del SADI (Sistema Argentino de Interconexión), sometido a un conjunto de supuestos, en algunos casos extremos, de manera de identificar riesgos potenciales en el funcionamiento del Sector Eléctrico que justifiquen la aplicación de políticas preventivas.

- Analizar la evolución futura del Sector del Gas Natural considerando su relación con el Sector Eléctrico, la incidencia de las exportaciones, la expansión del sistema de transporte y la evolución de las reservas.

Los escenarios consideran, entre los más importantes supuestos, la demanda interna futura de gas, los proyectos de exportación de gas, la evolución de la relación reservas/producción de gas, la disponibilidad de gas para centrales, diferentes posibilidades de intercambios con Brasil, la interconexión con Chile por el Norte Grande y por el área Central, la expansión de la oferta de generación y del transporte en el SADI, y la incorporación de oferta de generación hidroeléctrica hacia el año 2010. Complementariamente se desarrollan los siguientes temas: las energías renovables, la problemática ambiental, el uso racional de energía y la calidad de servicio del SADI.

Adicionalmente, se incorporan a esta nueva versión de la Prospectiva un conjunto de Anexos conteniendo el desarrollo de los siguientes temas:

I. La Regulación del Sector Eléctrico Brasileño
II. La Regulación del Sector Eléctrico Chileno
III. El Precio Internacional del Petróleo
IV. Incorporación de Equipamiento – Fichas Técnicas
V. Expansiones de Capacidad del Sistema de Transporte de Gas Natural en el período 1994 – 2000.
VI. Ajustes de la Regulación del Sector Eléctrico Argentino

2. RESUMEN Y CONCLUSIONES

En esta sección se presentan las conclusiones más importantes obtenidas de los distintos temas analizados. Un mayor detalle se encontrará en los capítulos respectivos.

2.1 SECTOR ELECTRICO

2.1.1. Demanda

Se han planteado, para el período 1999 - 2010, tres escenarios de evolución del PBI con tasas de crecimiento medio anual que varían entre el 3,2% y 5,8% a.a. Se utiliza el nuevo Sistema de Cuentas Nacionales base 1993. La base de las proyecciones de PBI es 1999, año para el cual se registra un valor de 283.263 millones de US$ de 1999.

Las proyecciones de demanda neta, a nivel energía total país, se ubican en una banda comprendida entre el 3,7% y 6,1% a.a.

La evolución prevista para la energía eléctrica facturada a usuario final presenta tasas entre 3,9% y 6,3% a.a. entre los años 1998 y 2010, y plantea los siguientes crecimientos medios por sector:

Residencial	4,1% a 7,1% a.a.
Comercial	4,3% a 6,5% a.a.
Industrial	3,6% a 5,7% a.a.

Se prevé un ritmo por encima del 5% a.a. en el crecimiento de la demanda industrial para el escenario de media, que incluye la demanda prevista para minería y, en general, una mayor utilización de la electricidad en usos calóricos.

Estos resultados no consideran los potenciales ahorros que podrían obtenerse de la aplicación de programas de Uso Racional de la Energía.

Las proyecciones plantean que la participación de la región GBA en la demanda total caerá, del 43% del MEM actual al 41% en el 2010, en favor del resto de las regiones eléctricas del país.

El nivel de pérdidas eléctricas en subtransmisión y distribución, registrado en 1998 para el total del país, es de 11,74% de la demanda neta del servicio público y se ha supuesto su reducción a alrededor del 9% hacia el año 2010, en función de lo observado en las distribuidoras de GBA, en cuanto a la disminución de las llamadas pérdidas no técnicas, y en las provincias, en lo referente a las mejoras implementadas y a implementar en la gestión de los servicios eléctricos.

El ingreso anual per cápita evolucionaría de 7.746 US$/hab, en 1999, a 9.700 – 12.700 US$/hab en el año 2010, en los escenarios considerados, expresados en US$ de 1999.

El consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.810 kep/hab-año en 1998 a 2.380 kep/hab-año en el 2010.

El consumo de electricidad por habitante crecerá desde los actuales 1.928 kWh/hab-año a 2.500 – 3.200 kWh/hab-año en el 2010.

La intensidad energética, definida como la relación entre el consumo final de energía eléctrica y el PBI, expresada en MWh/1.000 US$ de PBI, se mantendrá en el entorno de los 0,25 MWh/1.000 US$ en el 2010.

El grado de electrificación, medido como la relación entre población abastecida y población total, aumentará desde el actual 93% al 95% en el 2010.

A modo de comparación, según datos del Banco Mundial, España registra en 1997 un ingreso por habitante de 15.500 US$ /hab y de consumo de energía eléctrica del orden de 3.900 kWh/hab-año.

En la medida que se profundice la integración energética con los países vecinos y Argentina se afiance en su rol de exportador neto de energía se requerirá dar continuidad al análisis de la demanda doméstica en el contexto de la demanda de energía de la región.

Frente a los importantes crecimientos de la demanda esperados en los próximos años, es necesario incrementar las señales de gestión de demanda, caso contrario se mantendrían los bajos factores de carga actuales y, por consiguiente, un uso ineficiente de la infraestructura.

2.1.2. Oferta Eléctrica

Generación

Se consideraron los proyectos informados por los agentes para el período 2000 - 2006, que totalizan 7.070 MW, entre incorporaciones de nuevos agentes (2.862 MW), ampliaciones de los existentes (3.202 MW) y centrales en construcción (1.006 MW). Hacia el mediano plazo, se ha supuesto la incorporación de ciclos combinados en las regiones de Comahue, GBA-BAS, NOA y Cuyo. Estos ingresos se justifican económicamente bajo la hipótesis de una tasa de descuento del 12% y un precio monómico de corte para la energía que oscila entre los 24 y 26 US$/MWh.

Para todo el período 1999 – 2010 se requiere incorporar una potencia promedio anual entre 1.700 MW (Escenario 1) y 800 MW (Escenario 5).

Se ha supuesto el incremento de cota de Yacyretá, hasta nivel de proyecto (83 m), en el año 2004 en el escenario más optimista (Escenario 1, de fuerte crecimiento e integración energética regional), y en el año 2006 en los escenarios medios (Escenarios 2 a 4), no considerándose en el escenario de bajo crecimiento (Escenario 5). En el año 2006, se plantea el ingreso de la central nuclear Atucha II, según el cronograma de privatización establecido en el Decreto Nº 1.390/98. En el año 2005 se considera en todos los escenarios la incorporación del aprovechamiento binacional del río Bermejo, compuesto por tres centrales que totalizan 283 MW, que actualmente se encuentran en proceso de licitación.

No se ha considerado un retiro significativo de equipamiento existente, bajo el supuesto de su permanencia como reserva de nuestro mercado o de los contratos de exportación.

Transporte

En lo que hace a la expansión de transporte en muy alta tensión del SADI, se han considerado las necesidades de incorporación de transporte asociadas a cada escenario, con el objetivo básico de mantener, al menos, las condiciones actuales de calidad y seguridad en el SADI, especialmente ante la posibilidad del establecimiento de intercambios crecientes con los países vecinos.

Renovables

Con referencia a las energías renovables, en particular la eólica, en áreas con abundante disponibilidad de recurso eólico y en determinadas áreas de distribución, en la medida que continúe la tendencia decreciente de sus costos de instalación, y con el aporte de los subsidios establecidos en la Ley Eólica, es esperable que la oferta eólica pueda llegar a incrementar su participación. Las incorporaciones registradas en algunas localidades del sur del país constituyen un ejemplo de esa tendencia.

Con el objeto de satisfacer necesidades mínimas de electrificación de alrededor de 3 millones de habitantes del territorio argentino que no disponen de servicio eléctrico, la Secretaría de Energía está desarrollando el Programa de Abastecimiento a la Población Rural Dispersa (PAEPRA) destinado a brindar oportunidades de acceso al servicio a un tipo especial de demanda, dispersa en áreas rurales y cuya casi única alternativa de suministro es a través de energías renovables. Dicho programa, alineado con las premisas de transformación sectorial, se basa en el otorgamiento de concesiones al sector privado, con subsidio explícito gubernamental.

En busca de los necesarios recursos económicos para impulsar un programa de las características del PAEPRA, la Secretaría de Energía inició gestiones para la obtención de un préstamo del Banco Mundial (BM), proceso que está ya en sus tramos finales. El monto solicitado, 30 millones de US$, permitirá, junto con los aportes provinciales, de los usuarios y los concesionarios, proveer servicios eléctricos básicos a unos 85.000 usuarios dispersos y unos 3.500 servicios públicos (escuelas, dispensario médicos, etc.).

Concurrentemente GEF (Global Environmental Facility) realizará una donación de aproximadamente US$ 10 millones con el objeto de remover las barreras técnico económicas que dificultan la diversificación de las tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables. Estos fondos tienen en parte por destino subsidiar la inversión en equipamiento y, por otra, brindar asistencia técnica y llevar a cabo estudios para mejorar el conocimiento de problemáticas específicas de estas tecnologías.

El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) es, entonces, el instrumento de canalización del préstamo del BM y la donación del GEF, que las provincias pueden utilizar para aplicar a sus políticas de abastecimiento eléctrico rural. En el marco de la política de privatización de los servicios públicos, reservando para el Estado el rol de controlador, y buscando la sostenibilidad en el tiempo de la

prestación de este servicio público, los fondos del PERMER para inversiones tienen por destinatarias sólo las provincias que hayan iniciado el proceso de reforma de su sector eléctrico.

El Proyecto, parcialmente financiado por concesionarios privados, está orientado a desarrollar mercados eléctricos sustentables en áreas dispersas, usando, donde sea posible, recursos renovables y tecnologías ambientalmente limpias. El modelo de concesión propuesto para los servicios eléctricos fuera de la red tiene muchas ventajas potenciales, y ya ha sido implementado en las provincias de Salta y Jujuy. Además, este modelo es novedoso y sería aplicable en regiones similares de otros países.

2.1.3. Simulaciones del SADI

Las simulaciones del SADI se realizaron considerando las 56 crónicas hidrológicas disponibles, los resultados obtenidos surgen del promedio de los resultados parciales de cada crónica.

2.1.3.1. Resultados Generales

El ingreso de generación previsto en el período, con centrales de ciclo combinado de alto rendimiento, la incorporación de nuevos corredores y la ampliación de la capacidad de los existentes, responde a la necesidad de que, planteados los distintos niveles de exportación a los países vecinos, no se vea afectada la calidad actual del sistema, ni tampoco comprometida la seguridad del SADI, evitando la generación de precios locales. Por consiguiente, bajo esta premisa, se ha incorporado en cada escenario la oferta de mínimo costo, tanto de generación como de transporte, necesaria para abastecer la demanda interna y la exportación, manteniendo los precios del mercado en un nivel competitivo y sin afectación de la calidad de servicio del SADI.

Los nuevos ciclos combinados desplazan horas de funcionamiento de los grupos turbo vapor (TV) actuales con la consiguiente disminución del consumo específico promedio del parque. El mayor o menor despacho en invierno de grupos TV depende del nivel de exportación del escenario considerado.

Hasta el año 2000 el precio de la energía en la barra mercado se encuentra alrededor de 16 $/MWh en todos los escenarios, debido a que se produjo el ingreso anticipado de equipamiento térmico de alto rendimiento para cubrir las necesidades de exportación ya establecidas. Para los siguientes años, los precios de la energía presentan una tendencia a la suba, consecuencia de los supuestos adoptados en cuanto al crecimiento de la demanda, exportación a países vecinos e hipótesis de incorporación de equipamiento térmico, estabilizándose alrededor de los 19 y 20 $/MWh en el año 2010.

A diferencia de la prospectiva anterior, donde las centrales eléctricas tenían la característica de consumidores marginales de gas y las expansiones de la capacidad de transporte del sistema troncal de gasoductos eran definidas por el crecimiento de los picos invernales de la demanda firme, en esta oportunidad las simulaciones fueron realizadas bajo la hipótesis de que las usinas pagan parte de la expansión de gasoductos a futuro. De esta manera la restricción invernal hacia el largo plazo no superaría los dos meses, es decir, levemente superior al valor actual.

2.1.3.2. Intercambio Internacional

Los beneficios derivados de la interconexión serán múltiples como por ejemplo, compartir reservas, optimizar el despacho, aprovechar las diferencias de consumo horario y estacional y las diferencias de oferta hidroeléctrica entre cuencas. A éstas deben agregarse las ventajas derivadas del desarrollo de infraestructura de transporte eléctrico que permitirá mejorar la calidad de servicio y la confiabilidad del SADI.

Las oportunidades de incrementar el nivel de intercambio de potencia y energía se presentan fundamentalmente con Brasil y Chile, y en menor medida con Uruguay.

La conformación de un mercado regional de energía requiere, para su adecuado funcionamiento, de una situación regulatoria armonizada entre los países, es decir sin la existencia de asimetrías que obstaculicen las posibilidades de establecer intercambios energéticos. Para ello, el tránsito hacia aquel mercado ampliado debe ser acompañado por una búsqueda permanente de la convergencia regulatoria en el largo plazo. En este sentido, los acuerdos suscritos en el ámbito de Mercosur, en materia de integración energética, representan una clara referencia del camino a seguir por los países de la Región.

Con Brasil

Como se señaló en la *Prospectiva 1998*, el nuevo contexto regulatorio del sector eléctrico en Brasil ha contribuido a establecer condiciones de simetrías mínimas que permiten que ambos sistemas puedan integrarse bajo un esquema de intercambios previsibles (contratos) sin afectación del funcionamiento de los respectivos mercados.

El mercado potencial, adicional a 2.000 MW que se consideran como ya acordados[1], que presenta el sistema S-SE-CO de Brasil, en función de las previsiones y supuestos del Plan Decenal 1999-2008, es de 1.000 MW en el año 2003, 5.000 MW en el 2005 y un máximo posible de 11.000 MW en el año 2007. Este potencial identificado está constituido por proyectos que competirían con la oferta energética argentina. Los mismos representan poco más del 25% de la demanda actual del sistema S-SE-CO y es de una magnitud tal que permite viabilizar proyectos de exportación de gas y/o de energía eléctrica.

Si las previsiones del Plan Decenal se verifican, más aún si el Plan de Termogeneración del Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil (que de alguna manera reemplaza al Plan Decenal en el período 2000 – 2002) se cumple, las posibilidades de incrementar los niveles de intercambio con Brasil en ese período serían reducidas, dado que se prevé una importante incorporación de oferta de generación térmica (5.400 MW a gas en el sistema S-SE-CO), que contará con un precio especial de gas, resultado del ponderado entre los precios del gas importado de Bolivia y del doméstico.

[1] Los primeros 1.000 MW se encuentran autorizados por la Secretaría de Energía, previéndose la entrada en servicio de la interconexión en mayo del año 2000. Los segundos 1.000 MW se encuentran en trámite de autorización en la Secretaría de Energía.

A partir del año 2003, las oportunidades serían más claras para la oferta argentina, dado que en ese año se iniciará la liberación de la demanda asociada a los llamados Contratos Iniciales, a razón de un 25% anual hasta la liberación total (distribuidoras y grandes usuarios) y que la mayor parte del plan térmico del MME se prevé esté instalado.

No obstante, estas oportunidades enfrentan la competencia de la generación térmica futura, a instalarse en el sistema S-SE-CO, con gas de Brasil, en el caso que se profundice la componente térmica por encima de las previsiones actuales y, adicionalmente, las posibilidades de generación térmica, que instalada en Bolivia generando a 60 Hz, podría llegar a San Pablo en corriente alterna (CA) o corriente continua (CC).

Por otro lado, el mismo Plan Decenal de Brasil señala que con relación al programa de generación térmica a gas, aún existen indefiniciones con relación a la localización física de las usinas, fecha de entrada en operación y ciclo diario de operación. Aún cuando el Ministerio de Minas y Energía de Brasil se encuentra abocado a reducir estas incertidumbres a través, entre otras medidas, de una política de precio de gas para usinas, se entiende que podrían existir riesgos de retrasos en el plan térmico que representarían oportunidades adicionales para la oferta argentina.

Debe tenerse en cuenta que las incorporaciones previstas para el año 2002, a diferencia de la prospectiva anterior, se han considerado como firmes, pero se trata en su gran mayoría (más de 3.000 MW) de centrales hidráulicas que han sufrido postergaciones en los sucesivos Planes Decenales, lo cual hace suponer que su grado de incertidumbre es relativamente alto.

Adicionalmente, incrementos de la demanda brasileña superiores a los considerados en el Plan Decenal, podrían plantear la necesidad de nuevas interconexiones entre Argentina y Brasil.

De todos modos, a partir del año 2003, sería posible incrementar los niveles de intercambio con Brasil en forma considerable, dado que hay mercado potencial y se puede acceder al sistema S-SE-CO con distintas alternativas y costos medios, para un factor de utilización del transporte del 70%, entre 29 y 36 $/MWh, resultando competitivos con relación a los precios actuales de los contratos que exhibe el sistema S-SE-CO (35-40 $/MWh), y próximos al costo marginal de largo plazo estimado para Brasil en el último Plan Decenal de Expansión 1999-2008 (del orden de 36 u$s/MWh), ubicándose dentro de la banda de Valores Normativos (VN) establecidos por la ANEEL en la Resolución Nº 233/99, a los fines del traspaso a las tarifas de distribución de los precios de compra de los contratos bilaterales.

Se concluye que es posible establecer un nivel de intercambio con Brasil de 5.000 MW, es decir 3.000 MW adicionales a los 2.000 MW planteados sin afectación en la operación del MEM.

Intercambios superiores a los 2.000 MW requieren de una significativa expansión de la capacidad de transporte del SADI.

Para niveles de intercambio de 2.000 MW en el año 2001, 3.000 MW en el 2003 y 5.000 MW en el 2005 y como promedio de situaciones hidrológicas en Brasil, el factor de utilización de la interconexión en situación de exportación resulta en la

banda de 35% – 60%. En tanto, el ingreso de energía secundaria en el MEM presenta un factor de utilización de la interconexión inferior al 10%.

La probabilidad de ocurrencia de la exportación a Brasil es mayor en el período de invierno (70%) en relación con las probabilidades de ocurrencia durante el verano (55%) y durante todo el año (30%). De acuerdo a las condiciones hidrológicas en Brasil, durante los meses de "Verano", es muy probable que existan excedentes hidrológicos, los cuales podrán ser absorbidos por el mercado eléctrico de Argentina en condiciones económicas muy favorables. Durante los meses de "Invierno", la probabilidad de ocurrencia de las exportaciones de energía eléctrica a Brasil se incrementa, debido a que la cuenca del Paraná en Brasil atraviesa por la época seca, por lo tanto se requeriría energía eléctrica de Argentina.

Con Chile

En el caso de Chile, los fuertes incrementos de la demanda registrados en los últimos años en el Norte Grande, derivados de la actividad minera desarrollada en esa región, impulsaron, junto con la apertura del sector energético argentino y el proceso de integración económica, la concreción de dos gasoductos, Atacama y Norgas, que totalizan una capacidad de transporte de alrededor de 10 MM m3/día de gas destinada en gran parte para la generación eléctrica, y una línea en 345 kV que permitiría evacuar la energía de 600 MW de generación. Estos emprendimientos vinculan la Cuenca Noroeste de Argentina con el Norte Grande de Chile.

De cumplirse las previsiones de obras de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Sistema Interconectado Norte Grande (SING), hacia fines del año 1999, tendría una sobreoferta de generación del orden los 600 MW. Este excedente de generación buscaría capturar la demanda localizada en la parte norte del Sistema Interconectado Central (SIC). La demanda estaría constituida básicamente por proyectos mineros que se desarrollan a lo largo de la cordillera, en el SIC. Además, la generación instalada en el SING podría abastecer a proyectos mineros localizados en territorio argentino y cercanos al corredor eléctrico del SIC.

Como se señaló en la *Prospectiva 1998*, se estima que el beneficio de una posible integración con el SADI, en el caso de la interconexión con el Norte Grande de Chile (SING), sería el respaldo que este sistema podría brindarle a una parte de la futura demanda del SING, ante la pérdida fortuita de generación (Termoandes), además de permitir colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación (alrededor de 300 MW). Se estima que el área NOA, con el sistema de transporte actual, podría soportar una carga adicional del orden de 100/150 MW ante un desenganche de Termoandes, para lo cual deberían existir los elementos de transformación adecuados a tal fin.

La interconexión eléctrica entre el SIC y la Argentina se podría concretar desde la región Cuyo hasta Santiago (Chile) o desde la región Comahue hasta la zona sur del SIC (probablemente el nudo Temuco), o desde la región Comahue hasta el nudo Ancoa.

Existen determinadas condiciones que favorecen estos proyectos, entre los más importantes se encuentran: la relativa proximidad entre el SIC y el MEM argentino (100 – 300 km), pasos fronterizos accesibles (alturas entre 2.300 – 3.000 m), oferta

de gas en la cuenca Neuquina con precios competitivos, la posibilidad de negociar energía secundaria en el MEM.

Por otro lado, las exportaciones de gas natural, que hoy día se realizan hacia Chile, compiten en forma directa con cualquier proyecto de exportación de energía eléctrica desde Argentina. El factor de utilización del transporte (gasoducto o electroducto) resulta fundamental para la conveniente elección de una u otra forma de exportación.

La regulación del transporte eléctrico chileno establece que los peajes por el uso de la red eléctrica son negociados libremente por las partes. Dado el grado de concentración que exhibe la oferta eléctrica, la propiedad compartida de los medios de transporte y generación y la falta de un peaje objetivo y de mecanismos ejecutivos para su implementación, existirían riesgos de discriminación y falta de transparencia en el acceso a la transmisión y en el establecimiento de su peaje. Lo anterior se potencia en el sistema de distribución, donde la metodología para el establecimiento de peajes admite un grado de discrecionalidad que puede permitir la exclusión de la competencia.

La falta de la figura del Comercializador en la normativa del sector eléctrico chileno, hace que la operatoria comercial de los intercambios, en relación con el mercado contratado, se vea dificultada.

Desde el punto de vista contractual, enfoque éste que surge de la regulación argentina en materia de intercambios de energía con los países vecinos, la comparación de los costos medios de cada alternativa planteada con el costo medio de producción, con gas argentino, en Polpaico (SIC), resulta favorable a ésta última. Sin embargo, se entiende que existen otros factores, justamente de tipo contractual, no analizados en esta oportunidad, que podrían viabilizar un contrato de exportación al SIC de Chile, en el marco de la Resolución Nº 21/97.

2.1.3.3. Precios de la Energía

Los precios medios se calcularon como valores medios ponderados de los resultados de las 56 hidrologías.

Los escenarios fueron establecidos de manera que no se produzcan restricciones de transporte que provoquen precios locales.

No se espera afectación en los precios medios de la energía eléctrica en el MEM. La volatilidad de precios en el mercado Spot se incrementará sustancialmente con el incremento en el nivel de intercambio con Brasil, siendo, por lo tanto, aconsejable facilitar a los usuarios la contratación de potencia y energía.

Para la barra de Mercado, y al nivel de precios medios anuales de la energía, en el año 2000, los precios se mantienen bajos (entre 15.6 y 17.1 $/MWh) debido a la sobreoferta determinada por los ciclos combinados instalados en Buenos Aires. En el resto de los años simulados los precios están en la banda de 18 a 20 $/MWh con excepción del año 2005 para el escenario 1 (22.3 $/MWh) como consecuencia del incremento de la exportación de 3.000 a 5.000 MW y en los años 2003 y 2010 del escenario 5 (15.3 y 17.1 $/MWh respectivamente) debido al muy bajo nivel de crecimiento de la demanda. En relación a los valores por semestre se puede

observar que en todos los escenarios las diferencias entre precios de verano e invierno se amplifican como respuesta a que el crecimiento de la oferta viene dado por centrales de base (ciclos combinados) lo que no permite cubrir la demanda en los pico de carga con facilidad para las semanas de mayor demanda invernal.

Para la barra de exportación a Brasil, en el año 2000, se obtiene un precio de la energía de 25 $/MWh para todos los escenarios, en tanto que para el 2003 son muy diferentes; en particular para los escenarios 1 y 2 los valores son altos debido a que es el primer año en que la exportación se eleva a 3.000 MW. En el año 2005 los valores están entre 21 y 25 $/MWh en todos los escenarios, mientras que al 2010 bajan a 17 $/MWh, salvo en el escenario 2 que mantiene su nivel de 25 $/MWh (exportación alta). En el año 2010 del Escenario 1, a pesar de ser el de mayor crecimiento de demanda y máxima exportación a Brasil, se explica la caída abrupta de precio por la incorporación de la central hidráulica Corpus.

Para considerar las “condiciones medias”, como lo pide la regulación, éstas no deben ser referidas a la hidrología sino a los precios medios ponderados de todas ellas, lo que determina la necesidad de procesar, en todos los casos, las 56 crónicas disponibles.

Adicionalmente, en el caso particular de la exportación, la regulación exige la no-saturación del sistema de transporte por efecto de la magnitud a exportar requerida. Considerar sólo la hidrología media, en la cual no aparezcan saturaciones del sistema de transporte, no garantiza que no aparezcan precios locales en la zona de la exportación para otras hidrologías. Por ello es necesario la consideración de todas las hidrologías para determinar las ampliaciones del sistema de transporte necesarias para cada nivel de potencia a exportar.

2.1.3.4. Consumo de Combustibles

En los meses de invierno crece apreciablemente el consumo de combustibles líquidos, manteniéndose en alrededor de dos meses el lapso de mayor restricción en el suministro de gas. Hacia el final del período de análisis la restricción se profundiza, pero no aumenta la amplitud. Esto se debe a que la capacidad de empuntamiento de las centrales hidráulicas es relativamente menor a lo largo del tiempo, ya que la generación hidráulica permanece constante en valor absoluto.

Es importante destacar que las simulaciones fueron realizadas bajo la hipótesis de que las usinas pagan parte de la expansión de gasoductos a futuro, dado que, de no ser así, aproximadamente a partir del año 2002, el gas disponible en condiciones totalmente interrumpibles no sería suficiente para satisfacer la demanda de generación. Por lo tanto, las centrales eléctricas pagarían parte de su abastecimiento en condiciones firmes, manteniéndose un mix óptimo de consumo de combustible alternativo. De esta manera la restricción invernal hacia el largo plazo no superaría los dos meses.

Los requerimientos de gas asociados a volúmenes de exportaciones de energía eléctrica a Brasil de hasta 5.000 MW son factibles de ser sustentados por el actual nivel estimado de reservas de gas (100% Comprobadas + 50% Probables = 809.000 MM m3, a diciembre de 1998). Es decir, se considera que el gas asociado a los 5.000 MW de capacidad de intercambio está incluido en la demanda de gas para usinas, conjuntamente con el resto de la demanda doméstica prevista para los otros

sectores de consumo (Residencial, Comercial, Industrial y Transporte). Por lo tanto no existirían dificultades, por el lado del gas, para satisfacer los requerimientos de la exportación a Brasil para los niveles de intercambio planteados. La demanda de gas para usinas presentaría fuertes oscilaciones que dependen de la situación de intercambio, que a su vez queda determinada por las condiciones hidrológicas del sistema eléctrico S-SE-CO- de Brasil.

Este nivel de exportación de energía eléctrica implicaría el equivalente a un promedio de 10 MM m3/día de gas, en el período 2000 – 2010 y para una situación de hidrología media en Brasil, con un máximo de 25 MM m3/día al 100% del tiempo, en condiciones de año seco en Brasil. Esto implica una utilización promedio de la infraestructura de transporte de gas, vinculada a la exportación de energía eléctrica, del 40%.

2.1.3.5. Calidad de Servicio del SADI

En primer lugar, debe admitirse que en realidad, en los últimos años, las ampliaciones en el Sistema de Transporte no se han implementado con la prontitud con que en un primer momento se esperaba. Las actuales instalaciones no ofrecen el nivel de confiabilidad esperado. Este hecho se hace más relevante en los Sistemas de Transporte Regionales, en los cuales el nivel de confiabilidad es muy precario. Con el fin de aportar procedimientos que faciliten la toma de decisiones y la consecuente realización de las obras necesarias, la Secretaría de Energía ha emitido las Resoluciones 208/98 y 543/99, que incluyen nuevos instrumentos de usos de fondos y de procesos de gestión, destinados a facilitar la concreción de las ampliaciones de transporte necesarias.

Para determinar el posible comportamiento del SADI en los próximos años se ha tomado como base los resultados de la última simulación del sistema elaborada por CAMMESA y disponible al momento de la preparación del presente documento (“Informe de Simulación de Mediano y Largo Plazo, 1999-2006”).

Del mencionado informe se han seleccionado los resultados del Escenario 3, el cual se basa en una tasa de crecimiento de la demanda del 5%, prácticamente coincidente con la adoptada en el presente documento. Existen diferencias en las hipótesis de oferta de generación que se incorpora en el periodo en estudio, siendo los valores adoptados por CAMMESA menores a los asumidos en este análisis, donde se ha considerado un nivel de incorporación de generación mayor que el planteado por CAMMESA en su estudio en un valor de 1.400 MW más hasta el año 2003 y 1.000 MW adicionales hasta el año 2005.

De allí que el comportamiento de la calidad del sistema correspondiente a los supuestos de incorporación de equipamiento previstos en el Escenario 3 de esta *Prospectiva 1999*, debería ser, en todo caso, más favorable que el obtenido en el informe de simulación de CAMMESA.

Con relación a los resultados obtenidos por CAMMESA se observa, en los primeros años, una mejora en los indicadores de calidad de servicio ante situaciones de déficit de potencia o programadas, dada por una mayor instalación de potencia con respecto al crecimiento de la demanda, y también por la generación instalada ante la posibilidad de exportar a Brasil.

En una consideración global, el luego paulatino desmejoramiento que se advierte a partir del año 2003 en la calidad de servicio ante Interrupciones Programadas, se debe a una disminución en el volumen de la nueva generación previsto en la simulación realizada por CAMMESA, y que se prevé incorporar en el periodo considerado. Esta circunstancia se da también, muy especialmente, en lo relativo a las ampliaciones del sistema de transporte.

Si bien el futuro decrecimiento de la calidad de servicio para el caso de interrupciones No Programadas no es tan evidente como en el caso de las Programadas, la no aparición de importante oferta de generación, el agotamiento de las posibilidades de incorporar mecanismos que garanticen un comportamiento más confiable del funcionamiento del sistema de transporte, y la no aparición de importantes ampliaciones de ese sistema, llevaría también en el mediano plazo a un pequeño desmejoramiento de la calidad de servicio.

2.1.4. Transporte de Energía

Según lo establece la regulación del transporte eléctrico, la remuneración de las empresas transportistas debe cubrir básicamente sus costos de operación y mantenimiento, sin proveer fondos para las ampliaciones que se consideren necesarias. Las inversiones quedan a cargo de quienes deberían servirse de la correspondiente ampliación. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que las instalaciones de transporte, principalmente las de distribución troncal, han sido exigidas en forma creciente, en ciertos casos obligando a un funcionamiento con niveles de tensión fuera de las bandas permitidas, u obligando al despacho de generación forzada local de bajo rendimiento, a fin de compensar faltantes tanto de potencia activa como de reactiva.

En sus Guías de Referencia, las empresas transportistas exponen los problemas que exhiben sus respectivos sistemas, a fin que los usuarios de esos sistemas encaren las obras que aporten las debidas soluciones. En el Capítulo 8 se hace una detallada referencia a las obras de transmisión y transformación en curso en el Sistema de Alta Tensión, y que consisten principalmente en la instalación de la cuarta línea Comahue – GBA, la interconexión con Brasil, y la instalación de aproximadamente 2.000 MVA de potencia de transformación en el nivel de 500 kV. Se indican además las instalaciones cuya implementación también debería encararse. En el nivel de distribución troncal se detallan las áreas con riesgo de abastecimiento y las obras propuestas para su solución.

2.1.5. Uso Racional de la Energía

La principal motivación para el desarrollo de una política para el uso racional de la energía (URE) dentro del proceso de la transformación sectorial, es la eficiencia económica, base de la competitividad de la industria y del bienestar general.

Las cuestiones ambientales debidamente consideradas en la normativa sectorial, no constituyen un condicionante inmediato de política de eficiencia energética, en el caso de la electricidad, debido a:

- Una elevada proporción de generación hidroeléctrica (aproximadamente un 40%)

- La generación térmica basada en el gas natural, combustible caracterizado como el más benigno desde el punto de vista ambiental, entre los recursos convencionales.

El uso racional de la energía es condición necesaria para la sustentabilidad energética y ambiental a largo plazo. La función del Estado en esa búsqueda debe ser compatible con las condiciones de desregulación y competencia derivadas del marco de la transformación económica argentina y del sector energético en particular. Por ello las políticas para la promoción de la eficiencia energética deben basarse en los siguientes pilares:

Sostenibilidad Económica: Se procura que las actividades se desarrollen dentro de esquemas que brinden razonables beneficios a los actores mediante inversiones de riesgo sin garantía pública en un contexto de respeto a las reglas de mercado.

Sostenibilidad Institucional: Es deseable que las políticas públicas en la materia, si bien exhiben a las autoridades energéticas como Autoridad de Aplicación, resulten de la acción coordinada de los organismos con los cuales se intersectan las responsabilidades.

Sostenibilidad Social: Se impulsa un acompañamiento público basado en la información y difusión transparente de experiencias y resultados, junto con el impulso de normativa general y específica, con el fin de mejorar paulatinamente la calidad en los bienes y servicios vinculados con la eficiencia energética.

En el capítulo correspondiente a Uso Racional de la Energía, se han desarrollado lineamientos generales para una política de URE, que procura un abordaje de la problemática de tipo “MIXTO”, es decir con un componente de política Pública, en cuanto a las directrices, normativa y acciones que impulsen el desarrollo de mercados para la eficiencia energética, pero con responsabilidad privada en la ejecución y asunción de riesgos. Los programas que se han identificado, algunos de los cuales se encuentran en ejecución y otros constituyen propuestas alineadas con las directrices, son: Programas de tipo institucional, normativos, demostrativos y de calidad, entre otros.

Se entiende que existe un potencial de entre 15 - 25% de ahorro posible en el contexto de las políticas delineadas que se podrían resumir en los siguientes puntos:

- En la demanda, incrementar la competencia por la prestación de servicios y mejorar las señales hacia el usuario. Además, desde el Estado favorecer el etiquetado de artefactos, dar base a proyectos de ahorro en edificios públicos para impulsar el desarrollo de estos servicios.

- En la distribución, mejora de señales y planes impulsados por el regulador.

- En la generación, continuar la mejora de las señales hacia la eficiencia.

2.1.6. Medio Ambiente

Argentina llevó adelante la transformación del sector eléctrico en forma ambientalmente positiva, reduciendo las emisiones de gases nocivos.

La incorporación de los ciclos combinados de última tecnología y el aumento en la eficiencia del ciclo térmico que conllevan, producirán una disminución relativa de los gases de efecto invernadero respecto del crecimiento de la generación termoeléctrica.

La disminución relativa del CO_2 se acentúa además por el uso masivo de gas natural y por el menor factor de emisión frente a los combustibles líquidos y el carbón.

Se suma a ello la disminución de NO_x por la incorporación de nuevas tecnologías, tal como la nueva generación de quemadores de baja emisión de NO_x.

El uso del gas natural permite, finalmente, asegurar que también se reducen en el período proyectado las emisiones de los contaminantes locales, ya que al ser un combustible exento de azufre y limpio, prácticamente se eliminará de hecho la presencia de SO_2 y material particulado.

Como consecuencia de ello, y en concordancia con los principios básicos de la Convención de Cambio Climático, Argentina actualmente no necesita imponer restricciones a sus emisiones y puede aumentar su oferta energética con parque convencional, según su derecho al desarrollo económico y social, sin ningún aumento de contaminación local y con poca participación en las emisiones globales de gases de efecto invernadero. Es decir, que el desarrollo del sector en forma económica no necesariamente implicará mayor contaminación. No obstante, y bajo la perspectiva de los compromisos voluntarios, cuenta con alternativas de mitigación que deberán desarrollarse con la debida anticipación.

Como se mencionó antes, Argentina, por no ser un país del Anexo I, no tiene obligaciones de reducción de sus emisiones. No obstante, en la COP4, se anunció la posibilidad de que Argentina asuma “Compromisos Voluntarios” de limitación de la tasa de crecimiento de sus emisiones y que como contrapartida se le permita acceder a todos los mecanismos del Protocolo: Implementación Conjunta (JI) y Comercio de Emisiones, además del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) que ya le corresponde por el Protocolo de Kyoto (PK).

Estas metas fueron definidas con la participación de todos los sectores sociales (organismos oficiales, cámaras empresariales de la producción y ONGs). Este compromiso se presentó en la 5° Conferencia de las Partes (COP5), y se asumirá para el período 2008-2012 si se acepta la propuesta argentina.

Esta posibilidad, no significa el ingreso del país al Anexo I de la Convención, pero la actitud de fijar sus metas de emisión de GEI tiende a lograr, en el marco de la política de desarrollo del país, una reducción de la tasa de crecimiento de la emisión de dichos gases, a través de medidas de mitigación y de la adopción de medidas que contribuyan a la concreción del proceso de desarrollo sustentable. De esta forma se está propiciando la creación de una nueva vía dentro de la Convención, que permita a los países que deseen adoptar este tipo de compromisos acceder a todos los mecanismos del PK.
La posición de Argentina al presente, luego de su exposición en la COP5, está siendo considerada favorablemente por un grupo de países latinoamericanos y otro de países africanos.

Se debe recordar, que el PK sólo entrará en vigencia cuando sea ratificado por al menos 55 países cuyas emisiones sumen el 55% del total mundial y hasta ahora ninguna de las naciones desarrolladas lo ha hecho. La propuesta Argentina, en tanto sea adoptada por otros países en desarrollo, deja sin excusas a los países centrales para ratificar el PK, mientras esto no suceda el acuerdo pierde sentido y se corre el riesgo de perder los compromisos alcanzados hasta el presente.

Estas metas, hasta tanto sean reconocidas por los instrumentos de la Convención, serán de cumplimiento doméstico para el período 2008-2012.
Para este marco de *compromisos voluntarios*, la Secretaría de Energía ha considerado conveniente impulsar esta iniciativa y convocó a los actores del sector energético para conocer sus opiniones sobre los escenarios posibles, las potenciales acciones y las consecuencias sobre la industria energética.

Se abre así, la posibilidad de internalizar costos ambientales en la actividad energética en particular, y obtener como contrapartida, ingresos adicionales provenientes de la comercialización de certificados de emisión, para todos aquellos proyectos desarrollados bajo esta iniciativa de compromisos voluntarios o bien con el CDM.

Las centrales hidroeléctricas son menos contaminantes a escala global, pero impactan significativamente sobre el medio regional y local, por las modificaciones que producen en él.

Por ello es imprescindible la adopción, en sus distintas etapas, de las medidas necesarias para lograr una adecuada articulación de las obras y el medio, reduciendo al máximo sus efectos negativos y potenciando los beneficios que producen, posibilitando de ese modo un resultado positivo para el desarrollo regional.

Se supuso que la normativa ambiental en el período considerado continuará la tendencia actual de refuerzo en todos los niveles jurisdiccionales: compromisos internacionales en materia ambiental y de desarrollo sustentable, Instrumento Jurídico Ambiental de MERCOSUR ya elaborado y en etapa de discusión, en el nivel federal, a través del dictado de los principios básicos que la Constitución asigna a la Nación, mediante leyes generales y normas sectoriales; y en el nivel provincial, mediante el dictado y actualización legal que complementa los principios básicos nacionales.

Por otra parte, la gestión privada está implementando progresivamente las pautas que surgen de las Normas ISO 9.000 (Calidad) e ISO 15.000 (Sistemas de Gestión, Gerenciamiento y Calidad Ambiental), haciendo sus actividades competitivas a niveles nacional, regional y mundial.

Los porcentajes de venteo de gas irán disminuyendo hasta alcanzar porcentuales muy bajos de la producción bruta de gas natural.

Finalmente, por su mayor percepción frente a la problemática ambiental, se prevé un incremento de la importancia que la sociedad le otorga a estos temas y paulatinamente una mayor participación de la comunidad en los mismos.

Por todo ello se estima que la dimensión ambiental seguirá siendo sustancial en los estudios de factibilidad de los proyectos y en la elección de las alternativas en cualquier actividad del sector eléctrico.

Sin embargo no se visualizan al momento razones ambientales que justifiquen afectar el ingreso de equipamiento térmico de alta eficiencia (ciclo combinado), que representa la opción tecnológica más económica definida por el mercado.

2.2 SECTOR GAS NATURAL

Los resultados que a continuación se presentan se corresponden con una hidrología media, confeccionada sobre la base de los aportes medios semanales de cada cuenca o aprovechamiento hidráulico. La condición hidrológica es el principal factor que determina la demanda de gas para usinas, la que surge como un resultado endógeno del modelo GASELEC. En algunos casos, en los cuales se simuló la sensibilidad frente a los aportes hidráulicos, se analizaron los resultados específicos correspondientes a una hidrología de aportes ricos y otra de aportes pobres.

2.2.1. Demanda

Se prevé un incremento de la demanda interna firme de gas de 3,3% a.a. para el período de análisis 1998-2010. Esta demanda firme incluye los sectores residencial, comercial, oficial y transporte (GNC).

El crecimiento previsto para la demanda del sector residencial es de 2,8%. Suponiendo un consumo por usuario constante, la relación usuario - habitante pasa de 0,15 en 1998 a 0,19 en el año 2010.

La demanda prevista para el sector industrial presenta un crecimiento de 3,1% a.a. entre 1998 y el 2010.

Para el período 1998/2010, se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas del Escenario 3, se incremente a un ritmo de 4,3% a.a. Hacia fines del período, la demanda de centrales y de transporte crecerían levemente en participación a expensas del resto de los sectores.

2.2.2. Exportaciones

A partir de los pedidos de autorización de exportación de gas otorgados, los que se encuentran en trámite y estimaciones de la demanda potencial de gas en los países vecinos, se plantearon escenarios de exportación de gas. Es posible exportar, sujeto a la incorporación suficiente de reservas, un promedio de entre 33 MM m3/día y 43 MM m3/día, en el período 1999 – 2010, siendo Chile y Brasil, en ese orden, los principales destinatarios del gas argentino.

Para las condiciones de demanda y abastecimiento adoptadas para analizar las exportaciones de gas a Brasil, donde se considera la demanda de usinas térmicas y de los otros sectores creciendo hasta alcanzar en el año 2010 el 12% de la oferta interna de energía primaria; la garantía del cumplimiento por parte de Bolivia, y desde el punto de vista de las reservas de gas, de los contratos asociados al gasoducto Bolivia – San Pablo; y el crecimiento previsto de la producción de gas brasileño, asociada a la búsqueda del autoabastecimiento de petróleo, resultan en

una disminución de las expectativas que existían sobre las posibilidades de colocar grandes volúmenes de gas argentino en Brasil. Las oportunidades del gas de Argentina se limitarían a la región Sul de Brasil (Porto Alegre), a través, fundamentalmente, del gasoducto Uruguayana – Porto Alegre. La alternativa desde Montevideo, no surge como económicamente conveniente dentro del período analizado.

2.2.3. Producción

La producción de gas se considera al nivel de producción neta de reinyección a formación, con destino al mercado doméstico y a la exportación, comprendiendo el gas inyectado en cabecera de gasoductos, el consumo en yacimiento, el líquido retenido en planta y el venteo de gas.

Los resultados obtenidos son fuertemente dependientes de las hipótesis adoptadas en cuanto a las expectativas de incorporación de reservas en las cuencas Neuquina y Noroeste, que se traducen en los niveles de producción máxima de 79 y 53 MM m3/día respectivamente. Para otras hipótesis de incorporación de reservas, resultarán otros niveles de producción posibles de alcanzar.

La limitación planteada a la producción máxima de la cuenca Neuquina conduce a la pérdida de su protagonismo en el abastecimiento al mercado. Del 57% de participación en la producción que registró en 1998, evolucionaría hasta alcanzar en el año 2010 entre el 37% y el 46% de la producción total.

Por otro lado, la cuenca Noroeste incrementaría su participación en la producción total, pasando del actual 14 % a valores entre 24% y 30% en el año 2010.

En el área central del consumo de gas, que se abastece principalmente de la cuenca Neuquina, se presentará en el mediano plazo (hacia el año 2003), la necesidad de recurrir a mayores suministros de la cuenca Noroeste y Austral.

La cuenca Noroeste deberá incrementar su producción en el año 2000 para enfrentar el incremento de las exportaciones de gas al Norte Grande de Chile y reemplazar la importación de gas de Bolivia, interrumpida en setiembre de 1999. La producción en Noreste alcanzaría el máximo entre los años 2005 y 2010, según el escenario.

En todos los casos analizados, la producción de la cuenca Austral permanece constante hasta el año 2005, momento a partir del cual se verifica un fuerte crecimiento de la producción y la consecuente ampliación del gasoducto San Martín para abastecer los incrementos de demanda del mercado doméstico.

El incremento de la participación de la cuenca Austral en la producción de gas se verifica cuando las otras opciones (Neuquina y Noroeste) alcanzan su nivel máximo de producción por restricciones de incorporación de reservas. Este retraso en el desarrollo de la cuenca Austral está vinculado con los costos de expansión de capacidad de transporte.

La sensibilidad de la producción de gas a los aportes hidráulicos, variables de un año a otro, influyen sobre la demanda de usinas. La diferencia es notoria para la

producción de la cuenca Neuquina, algo menos para la de la cuenca Noroeste e indiferente para la cuenca Austral. Respecto a la producción de la cuenca Neuquina, resulta más importante la influencia en años ricos, en los que disminuye la producción (casi un 20% respecto de la situación promedio), y menor en años pobres, en los que la producción aumenta.

2.2.4. Reservas

El total de las reservas consideradas para este trabajo surge de la suma de las Reservas Comprobadas, más el 50% del volumen de Reservas Probables, determinadas al 31/12/98 y las Reservas Estimadas a Incorporar en las cinco cuencas actualmente en producción. El total de reservas estimado alcanzaría a 1.319 miles de MM de m3 (estimación propia de la Secretaría de Energía). Por otro lado, se señala que en estudios realizados por encargo de las principales empresas petroleras que operan en el país[2], se identificaron recursos gasíferos por alrededor de 1.900 miles de MM de m3, circunscriptos también a las cinco áreas actualmente productivas

Se requerirá incorporar un promedio de 57.500 MM m3 al año de reservas de gas en el período 1999 – 2010, que permitirá arribar al año 2010 con una relación R/P entre 8 y 10 años. Este ritmo de incorporación de reservas de gas implica más que duplicar el esfuerzo realizado en el pasado, que registra un promedio histórico de 25.000 MM m3/año entre 1980 y 1996.

A su vez, el requerimiento de producción acumulado hasta el año 2010, para el Escenario 3B, que considera el abastecimiento durante todo el período de la demanda doméstica, la exportación de 2.000 MW a Brasil y las autorizaciones de exportaciones de gas otorgadas y las que se encuentran en trámite a la fecha, equivale prácticamente al total de las reservas comprobadas actuales (687.000 miles de MM m3). Lo que implica que todo nuevo pedido de autorización de exportación de gas por cantidades significativas deberá seguir los procedimientos establecidos en la Resolución SE Nº 299/98, es decir, toda exportación debería tener reservas asociadas a precios competitivos con otros sustitutos en los países vecinos.

Los análisis de escenarios realizados parten de un determinante que es la demanda. Se entiende que en un mercado esto es así, pero cuando se induce demanda de exportación, por la cual se debe competir, sólo se capturaría aquella demanda a la cual se accede con precios económicos. No existe en esta propuesta evaluación de costos de incorporación de reservas, pero dado el tipo de mercado a atender, precios superiores a los actuales probablemente limiten las exportaciones posibles.

2.2.5. Importación

Dado el supuesto de limitación a la producción de la cuenca Noroeste en 53 MM m3/día, adoptado en función de las expectativas de incorporación de reservas planteadas para esta cuenca en el período de análisis, aparece a partir de la segunda mitad de la próxima década (entre los años 2006 y 2008) la conveniencia de importar gas desde Bolivia, con volúmenes crecientes, dependientes del escenario, alcanzando en el año 2010, alrededor de 5 MM m3/día.

[2] "La evaluación de solicitudes para la exportación de gas natural en la República Argentina". Gaffney, Cline & Associates. Noviembre de 1997.

2.2.6. Transporte

Acompañando el incremento de la demanda prevista de gas natural en el período, se prevé un importante incremento de la capacidad del sistema troncal de transporte.

Dependiendo del escenario se obtiene un incremento de 46 a 87 MM de m3/dia de capacidad de inyección, equivalentes respectivamente al 45% y al 85% de la capacidad actual. Estos valores no incluyen ampliaciones vinculadas a exportaciones directas desde yacimiento.

En el mediano plazo las ampliaciones están vinculadas fundamentalmente a incrementar el nivel de evacuación desde la cuenca Neuquina, a través de expansiones del gasoducto Centro Oeste, mientras que para el largo plazo los mayores incrementos en la capacidad de transporte están relacionados con los mayores flujos de las cuencas del Noroeste y Austral. Para esta última cuenca, en los escenarios considerados, se estima la necesidad de la ampliación del transporte del gasoducto San Martín a partir de los años 2003 - 2005.

Los resultados señalan la conveniencia económica de que las usinas contribuyan a la expansión de los gasoductos, participando en el pago de reserva de capacidad de transporte de gas. Con ello, la restricción invernal de gas se mantendría en dos meses al año y el consumo de combustibles alternativos resultaría, como máximo, en un 10% del total de requerimientos de kcal (gas natural, más fuel oil, más gas oil). De no ser así, hacia el año 2002, y por agotamiento del suministro de gas para usinas en condiciones interrumpibles, las usinas enfrentarían un aumento, sostenido en el tiempo, del período de restricción invernal y una profundización, cada vez mayor, en el porcentaje de uso de alternativos.

La cuenca Neuquina modula la demanda de gas del mercado interno. No se requiere de ampliaciones de los gasoductos Neuba presentando, en promedio para todo el período, un bajo factor de utilización.

Las ampliaciones del tramo inicial del gasoducto Centro Oeste se asocian a la necesidad de satisfacer, principalmente, los sucesivos incrementos de exportación de gas a Chile, a través del gasoducto Gasandes y luego la exportación a Brasil por el gasoducto Uruguayana – Porto Alegre y a Uruguay por Paysandú, suponiendo que él gas de estas exportaciones está contratado sobre la cuenca Neuquina, mediante contratos de largo plazo.

El gasoducto Norte incrementa su capacidad, en todo su recorrido, a los efectos de cubrir los aumentos de demanda de los centros de consumo por donde pasa, incluído parte del abastecimiento a la exportación a Brasil, a través del gasoducto Uruguayana – Porto Alegre.

La ampliación del gasoducto San Martín se destina a abastecer, principalmente, los incrementos de demanda de la región GBA.

2.2.7. Instalaciones de acumulación de gas

A los fines de las simulaciones, se ha considerado, como alternativa de expansión a largo plazo, la posibilidad de instalar plantas de almacenamiento criogénico de

metano (peak shaving), con 25 MM m3 de capacidad, de módulo y condiciones operativas de funcionamiento similares a la que actualmente se encuentra instalada en el Gran Buenos Aires (Gasban). Asimismo, se incluyó la alternativa de importación de Gas Natural Licuado (LNG), para un precio CIF de 3,5 US$/MM BTU, y las instalaciones necesarias de recepción y regasificación.

La participación o no de las usinas en el pago de la reserva de capacidad de gasoductos, resulta en soluciones muy diferentes para la expansión futura del sistema de transporte troncal de gas.

Como se ha señalado antes, para un escenario en el que se plantea el suministro de gas a usinas en condiciones interrumpibles, y donde la expansión de gasoductos está a cargo de los segmentos tarifarios que pagan reserva de capacidad (demanda firme), la capacidad del sistema de gasoductos crecerá acompañando, exclusivamente, los incrementos de la demanda firme. En estas condiciones, como se ha señalado antes, se verifica que las usinas enfrentarán, hacia el año 2002, el agotamiento del gas en condiciones interrumpibles y el incremento de la restricción invernal y del uso de combustibles alternativos. Adicionalmente, se mejora la utilización de los gasoductos y surge la conveniencia de la importación de Gas Natural Licuado (LNG) a partir del año 2005.

Para los escenarios planteados, para los cuales las usinas harían su contribución al pago de la expansión de los gasoductos, no surge la necesidad de recurrir a importaciones de LNG en todo el período de estudio (1999-2010), ni tampoco a la instalación de nuevas plantas de peak shaving.

Los resultados de las simulaciones indican que la actual planta de peak shaving, instalada en el área de Gasban, comenzaría a utilizarse plenamente, desde el punto de vista de la conveniencia económica, a partir del año 2002.

2.2.8. Precios del gas

La demanda de gas se caracteriza por tener un segmento inicial inelástico, representado por los usuarios con menores posibilidades de sustitución de gas (core market), el segmento siguiente es elástico, y está dado por los consumidores con posibilidades de sustitución, mientras que el segmento final nuevamente presenta bajo nivel de elasticidad a las variaciones de la demanda con el precio.

La demanda puede contar con varios segmentos elásticos, en caso de que existan distintos combustibles alternativos por ejemplo fuel oil y gas oil.

El precio del gas natural en condiciones competitivas se determina por la intersección de oferta y demanda. Si la intersección se produce en los segmentos inelásticos de la curva de demanda, es el comportamiento de la oferta de gas el factor más importante para determinar el precio. Este aspecto está asociado a la competencia de distintos productores entre sí. Si la intersección se produce en los segmentos elásticos de la curva, el precio del gas está fuertemente afectado por el valor del combustible alternativo que corresponda.

En la Argentina, el primer segmento inelástico de la demanda está asociado a la demanda residencial y comercial, la cual representa el 31% de la demanda total de gas.

Los segmentos elásticos de la demanda están representados por los sectores industrial y usinas, los cuales constituyen casi el 70% de la demanda total de gas.

Bajo estas condiciones, la banda del precio del gas natural, en condiciones de competencia, estaría determinado en la demanda de pico (invierno), por el precio del combustible sustituto relevante (fuel oil o gas oil), y en la estación de baja demanda (verano) por la competencia entre productores.

En la Argentina, el precio city gate Buenos Aires determina los valores net back de las cuencas productivas, descontando del mismo los costos de transporte asociados.

Las tarifas máximas autorizadas a las Distribuidoras no reflejan los importantes descuentos que las mismas aplican a sus principales contratos, como así tampoco el valor del gas entregado en el marco de by pass físicos y comerciales. Estos descuentos han evolucionado desde un valor del 3%, en 1993, al 32% en 1997.

Efectuando un promedio ponderado de las tarifas FD e ID, el descuento promedio a nivel del total del país resulta, a julio de 1999, del 14% sobre el margen de distribución y del 2,3% sobre la tarifa plena (Gas + Transporte + Distribución).

Por tratarse de descuentos promedio, los valores particulares que adoptan dichos descuentos en determinados contratos, pueden ser mucho más significativos.

Ante la falta de un mercado transparente de heating oil (fuel oil y gas oil) y la existencia de descuentos en las tarifas, no es fácil determinar como se encuentran actualmente los precios del gas natural respecto de sus combustibles alternativos.

Como hipótesis se considera el valor de la tarifa ID (precios a usuarios finales abastecidos por un servicio interrumpible en distribución) como una referencia de comparación frente al precio del combustible alternativo, que se asume es el fuel oil.

El cargo por m3 consumido de la tarifa ID en Buenos Aires, correspondiente al período de invierno, se encuentra casi un 30% por debajo del precio del Fuel Oil declarado por los generadores (100 US$/ton).

Con referencia al efecto de las exportaciones en la evolución del precio doméstico, bajo condiciones de competencia, estará afectado tanto por el precio de los combustibles alternativos en los países destinatarios del gas argentino, como de los costos de transporte y los costos de conversión de los usuarios.

En consecuencia, bajo condiciones de competencia, el precio de los combustibles alternativos constituye un factor importante en la definición de los precios de mercado del gas en la región.

En función de los resultados obtenidos de las simulaciones, el precio promedio anual city gate Buenos Aires del gas se mantendría relativamente constante hasta el año 2003, para luego evolucionar según un sendero de precio creciente, aunque siempre por debajo del precio del sustituto de referencia. El incremento estaría determinado por las necesidades de mayores inversiones en el desarrollo de infraestructura de transporte y por un efecto net back value, consecuencia de la hipótesis adoptada de producción máxima, compatible con un dado nivel de reservas, en las cuencas

Neuquina y Norte, y que reflejaría un cierto efecto de escasez. Por otro lado, hacia el mediano – largo plazo, el consumo de gas oil de las usinas se incrementaría, por la mayor instalación de ciclos combinados e incremento del uso de alternativos, resultando un precio mayor del sustituto ponderado fuel oil más gas oil, referencia del precio de gas para usinas en el largo plazo.

2.2.9. Utilización del Parque Térmico en Brasil

La utilización del parque térmico alimentado a gas en Brasil resultaría en un factor de alrededor del 70% para condiciones hidrológicas medias, dependiendo del año y escenario considerado.

Esta utilización puede incrementarse hasta 88% en el caso de aportes hidrológicos muy por debajo de la media y reducirse al 18% en caso de aportes ricos.

3. INTRODUCCION

Argentina se está perfilando como exportador neto de energía, exportando actualmente petróleo a Brasil y petróleo y gas a Chile. En energía eléctrica, se realizan intercambios marginales con Uruguay, Brasil y Paraguay. Están previstas exportaciones por 2.000 MW a Brasil y 600 MW a Chile, impulsadas por generadores locales.

La actual regulación argentina en materia de importación y exportación de energía eléctrica permite concretar, previa autorización de la Secretaría de Energía, intercambios firmes por contratos (potencia y energía) en el Mercado a Término del MEM e intercambios de oportunidad (excedentes de energía) en el Mercado Spot del MEM.

Brasil se presenta como el principal mercado destinatario de exportaciones adicionales de energía eléctrica provenientes de Argentina. La transformación del sector eléctrico brasileño, basada en la implementación de reglas de mercado y la participación del capital privado, es fuente de oportunidades tanto para la industria eléctrica como para la industria gasífera de Argentina.

El proceso de integración energética en la región se está planteando en el contexto de la competencia gas – gas y gas - energía eléctrica, en el que se evidencia la posición de Argentina y Bolivia en el rol de proveedores de gas y/o de energía eléctrica a Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.

Desde el punto de vista del aprovechamiento óptimo de los recursos (uno de los beneficios de la integración) es difícil anticipar la configuración resultante, hacia el mediano – largo plazo, de las exportaciones argentinas de energía eléctrica y gas natural, sobre todo con relación a Brasil.

En realidad, serán las decisiones de los agentes del mercado ampliado, en un contexto regulatorio adecuado, las que determinarán la estructura resultante de los intercambios de energía. Los proyectos identificados a la fecha representan tendencias claras de la dirección que está tomando el proceso de integración energética.

La conformación de un mercado regional de energía requiere superar las asimetrías que obstaculizan las posibilidades de incrementar los intercambios energéticos. Para ello, se impone la necesidad de acompañar el actual proceso de integración energética regional con un esfuerzo conjunto de los países en la búsqueda de la armonización de las regulaciones.

Por otro lado, las previsiones de la demanda de energía eléctrica en la Argentina plantean importantes crecimientos en el mediano y largo plazo.

Esta situación implica una trayectoria de fuerte expansión de la oferta eléctrica sobre la base de equipamiento predominantemente térmico, que se traduce en importantes requerimientos de gas natural.

La estrategia de expansión adoptada por el sector eléctrico argentino implica una profunda interacción con la industria del gas natural. En consecuencia, la

sustentabilidad de la trayectoria prevista para la oferta eléctrica está íntimamente relacionada con la evolución que experimente el sector gasífero.

A fin de analizar la viabilidad de la alternativa predominantemente térmica de expansión del sector eléctrico, se impone la necesidad de estudiar la industria del gas natural en su conjunto.

Es preciso señalar que el sector de gas natural registrará en los próximos años importantes incrementos de producción como consecuencia del incremento de las exportaciones a los países limítrofes que involucran volúmenes significativos.

En este contexto, al tratarse el gas natural de un recurso no renovable, la cuestión de las reservas adquiere significativa importancia, pues es necesario contar con las reservas necesarias para sostener en el largo plazo el abastecimiento interno y los compromisos de exportación que se adquieran.

El sistema troncal de gasoductos aumentará su capacidad de transporte acompañando el crecimiento de los picos invernales de la demanda firme doméstica y los mayores requerimientos de la exportación de gas. Adicionalmente, las usinas deberán contribuir también a la expansión de los gasoductos, de manera de mantener la restricción invernal en los niveles económicos convenientes.

A través de la simulación de la operación conjunta de los sectores eléctrico y gasífero, en el presente documento se analizan estas cuestiones y se determinan los requerimientos futuros de gas y la necesaria adecuación, por parte de la oferta, para satisfacerlos.

En particular, merece especial atención la disponibilidad de gas para usinas en todo el período de estudio y la evolución de la restricción de gas y el consumo de líquidos en los meses de invierno.

Las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos se visualizan como una oportunidad que tiene la industria de colocar los actuales excedentes, y eventualmente incrementar los futuros intercambios en el contexto de una creciente integración energética en la región.

Adicionalmente, las exigencias de no empeorar la calidad de servicio del SADI, como consecuencia del establecimiento de interconexiones internacionales, presentes en la actual regulación, implican a tales efectos la adecuada expansión de la capacidad de transporte del SADI. En este informe se analizan las alternativas de exportación planteadas a la fecha con Chile, Brasil y Uruguay y su impacto en el mercado local.

En cuanto a la expansión del transporte eléctrico, en los distintos escenarios planteados se considera la instalación en el SADI de nuevos vínculos en 500 kV. Para las LEAT Comahue – Cuyo, NOA – NEA, NOA – Cuyo (Línea Minera) y MEM – MEMSP, se presenta el respectivo cálculo de beneficiarios, según los lineamientos de la regulación vigente.

Con referencia a futuros proyectos hidroeléctricos, se ha incorporado el aprovechamiento binacional argentino – boliviano de los ríos Grande de Tarija y Bermejo, proyecto actualmente en proceso licitatorio. Hacia el final del período se ha

supuesto el ingreso de oferta hidroeléctrica adicional. Esta incorporación se asume posible hacia el largo plazo sobre la base de considerar su concreción por parte de inversores privados, bajo determinadas condiciones técnicas, económicas y financieras que harían competitiva la colocación de su energía en un futuro mercado ampliado.

El crecimiento registrado por la demanda en estos últimos años ha provocado el aumento sostenido del pico del sistema, situación que anticipa la necesidad de implementar acciones de gestión de demanda y de uso racional de la energía, en el contexto de un mercado eléctrico cada vez más competitivo. Estos temas se discuten en el presente informe, planteándose los lineamientos generales para una política de URE, que procura un abordaje de la problemática de tipo “mixto”, es decir con un componente de política Pública, en cuanto a las directrices, normativa y acciones que impulsen el desarrollo de mercados para la eficiencia energética, pero con responsabilidad privada en la ejecución y asunción de riesgos.

Desde hace varios años se verifica en el mundo una creciente preocupación por las modificaciones que la actividad humana produce en el medio ambiente, tanto en el ámbito local como global. Un aspecto particularmente crítico es la concentración en la atmósfera de gases termoactivos, denominados “gases de efecto invernadero”, y su influencia en el calentamiento de la atmósfera. Entre esos gases termoactivos se cuenta el anhídrido carbónico, producto final de la combustión de los hidrocarburos.

También preocupan la acidificación de la atmósfera y el suelo, consecuencia de la emisión de ciertos contaminantes, el impacto regional y local de determinados proyectos, como los hidroeléctricos, los posibles efectos de los campos electromagnéticos de baja frecuencia, el impacto visual de las obras, etc. Todas estas cuestiones se han tenido en cuenta, tanto en los aspectos normativos como en su cuantificación.

4. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

En este capítulo se presenta un resumen de los escenarios de funcionamiento del Mercado que se han considerado para el análisis del período 1999 – 2010.

Para ello se plantean tres hipótesis de evolución de la demanda de energía eléctrica del MEM (casos A, B y C), y para la oferta se consideran como base los proyectos informados de incorporación de equipamiento en el período, tanto de generación como de transporte. Estos casos de oferta y demanda se combinan con los tres casos de exportación a Brasil que se habían analizado en la *Prospectiva 1998* (2.000, 3.000 y 5.000 MW), incorporándose distintas alternativas de exportación a Chile y Uruguay.

De las alternativas posibles de analizar, que surgen de la combinación de los casos de oferta - demanda - exportaciones, se han seleccionado cinco escenarios que permiten evaluar situaciones extremas del comportamiento del mercado, sobre los cuales se han realizado las simulaciones y el análisis de resultados.

A continuación se presentan los escenarios de demanda de energía eléctrica adoptados y las hipótesis de incorporación de oferta para abastecer la demanda doméstica y la exportación, lo que resulta en la definición de los escenarios a analizar.

4.1. ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

La metodología utilizada para la proyección de demanda de energía eléctrica se basa fundamentalmente en la aplicación del modelo MAED (Model for Analysis of the Energy Demand) ([3]) y del modelo econométrico usado en proyecciones anteriores. Este último regresa la oferta de generación de energía eléctrica destinada a Servicio Público y el Producto Bruto Interno, en valores trimestrales.

En cuanto al modelo MAED, el año base adoptado es 1998 y se consideró un horizonte prospectivo hasta el 2010, con los años de corte 2000, 2003, 2005 y 2010.

4.1.1. HIPOTESIS ADOPTADAS

Se plantean tres escenarios socioeconómicos, los casos A, B y C, caracterizados, principalmente, por la evolución prevista para el PBI.

Es importante destacar que durante el presente año se ha publicado el nuevo Sistema de Cuentas Nacionales (SCN) base 1993, lo que significa un cambio del año base para el cálculo de PBI. Hasta el momento se utilizaba el SCN base 1986. Los cambios ocurridos en la economía argentina como consecuencia de los procesos de apertura comercial, desregulación económica y privatización, han resultado en una estructura económica que tiene importantes diferencias respecto de la observada en 1986. La mayor estabilidad económica imperante durante el

[3] El modelo MAED (Model for Analysis of the Energy Demand) es un módulo del paquete ENPEP (Energy Power Evaluation Program) desarrollado por el Argonne National Laboratory, dependiente del DOE de Estados Unidos, y la International Atomic Energy Agency.

último período ha permitido obtener una mejora en la calidad y precisión de la información, se han producido cambios de tecnologías que redundan en variaciones de la función de producción de las empresas y reemplazo de productos por parte de los consumidores. Todo esto resulta en un cambio de la estructura de composición del PBI, pasando a tener mayor relevancia el sector productor de servicios en detrimento del sector productor de bienes. En resumen, el nuevo SCN base 1993 representa un importante cambio metodológico, con la incorporación de las diferencias producidas en la composición sectorial del PBI, mayor nivel de desagregación de las variables y la utilización de la versión revisada de la Clasificación Internacional Industrial de Actividades Revisión 3 (CIIU 3). ([4])

Para 1999 se utilizaron estimaciones oficiales y para el resto de los años se hicieron supuestos, válidos sólo para el planteo de los escenarios de demanda. La base de las proyecciones del PBI es 1999, año para el cual se registra 283.263 millones de US$ de 1999 ([5]). El escenario medio de PBI (caso B), corresponde a estimaciones oficiales utilizadas a los efectos de la elaboración del Presupuesto Nacional Año 2000.

Se ha supuesto que la población evolucionará a un ritmo de 1,15% a.a. en el período 1999 – 2010, según estimaciones del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). Para el año 1999 resulta entonces una población de 36.567.643 habitantes.

ESCENARIOS DE PBI

	1999	1999/2000	2000/2005	2005/2010
A	-3,0%	4,5%	6,3%	5,5%
B	-3,0%	3,5%	5,1%	5,0%
C	-3,0%	2,9%	3,5%	3,0%

A modo de comparación, se presenta a continuación el escenario B de PBI considerado en el Informe de “Prospectiva 1998”, donde puede apreciarse por una parte la influencia del cambio de año base en el cálculo del PBI (se utilizó la base año 1986), y por otra, la recesión producida en el año 1999, no prevista en las estimaciones anteriores.

	1998	1999	2000	2000/2005	2005/2010
Prosp.98	5,3%	5,6%	5,6%	4,8%	4,6%
Prosp.99	3,9%	-3,0%	3,5%	5,1%	5,0%

Estas diferencias afectan las proyecciones de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, como se detalla en el punto siguiente.

[4] Para mayor detalle puede consultarse la publicación “Sistema de Cuentas Nacionales - Argentina - Año base 1993”, disponible en la web del Ministerio de Economía: **www.mecon.ar**
[5] Fuente Dirección Nacional de Cuentas Nacionales.

4.1.2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Se establecieron tres casos de crecimiento de la demanda en correspondencia con los escenarios de PBI, casos A, B y C. Para los tres se prevé el mantenimiento de las tendencias de incrementos en participación de los sectores residencial y servicios evidenciadas en el período 1990-1998. Estos valores pueden verificarse en el *Cuadro Nº 1*.

Los resultados de las proyecciones de la demanda interna de energía eléctrica por sector y para cada caso, a nivel energía eléctrica facturada Servicio Público, se presentan en los *Cuadros Nº 2, 3 y 4*.

El ingreso anual per cápita evolucionaría de 7.746 US$/hab en 1999, a 9.700 – 12.700 US$/hab en el año 2010.

El consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.810 kep/hab-año en 1998 a 2.380 kep/hab-año en el 2010.

El consumo de energía eléctrica por habitante evolucionará de los actuales 1.928 kWh/hab a 2.500 – 3.300 kWh/hab en el 2010.

La intensidad energética, definida como la relación entre el consumo final de energía eléctrica y el PBI, expresada en MWh/1.000 $ de PBI, se mantendrá en el entorno de los 0,25 MWh/1.000 $ en el período.([6])

El grado de electrificación, medido como la relación entre población abastecida y población total, aumentará desde el actual 93% al 95% en el 2010.

A modo de comparación, según datos del Banco Mundial, España registra en 1997 un ingreso por habitante de 15.500 US$/hab y de consumo de energía eléctrica de 3.900 kWh/hab.

La demanda neta se desagrega para los tres casos considerados en MEM, MEMSP, Patagónico Sur y Resto. Para 1998, del total de la demanda neta, el MEM representa el 92.3%, el MEMSP 4.8%, Patagónico Sur 0.5% y 2.4% para el Resto. Para los tres casos se estimó una evolución de la participación de cada mercado que se presenta en el *Cuadro Nº 5.*

El actual nivel de pérdidas eléctricas para el total del país en subtransmisión y distribución es de 11.74% ([7]) de la demanda neta del servicio público. Se prevé que las pérdidas continuarán la tendencia decreciente hacia el 2010, en función de lo observado en las distribuidoras de GBA en cuanto a la reducción de las llamadas pérdidas no técnicas y las reformas institucionales realizadas y a realizar en el sector eléctrico de las provincias. Estas reformas, básicamente la mejora de los servicios eléctricos, la implementación de marcos regulatorios provinciales, las privatizaciones

[6] Cabe aclarar que los valores de este indicador publicados en versiones anteriores de la "Prospectiva" fueron determinados considerando 1986 como año base de cálculo de PBI, por lo cual no son comparables con los resultantes del presente documento, con año base 1993.

[7] Estimado en base a datos provisorios del "Informe del Sector Eléctrico 1998" – Dirección Nacional de Prospectiva – Secretaría de Energía

de las distribuidoras provinciales y las acciones de control a realizar por los respectivos Entes Reguladores, conducirán a la mejora de la gestión de las empresas y de la calidad de servicio. Para el 2010, se plantea un nivel de pérdidas técnicas de alrededor del 9%, considerado como posible de alcanzar, en términos de promedio país, en las condiciones de contexto señaladas.

A continuación se expone un resumen de los tres casos planteados para la demanda del MEM. Los valores están expresados en GWh.

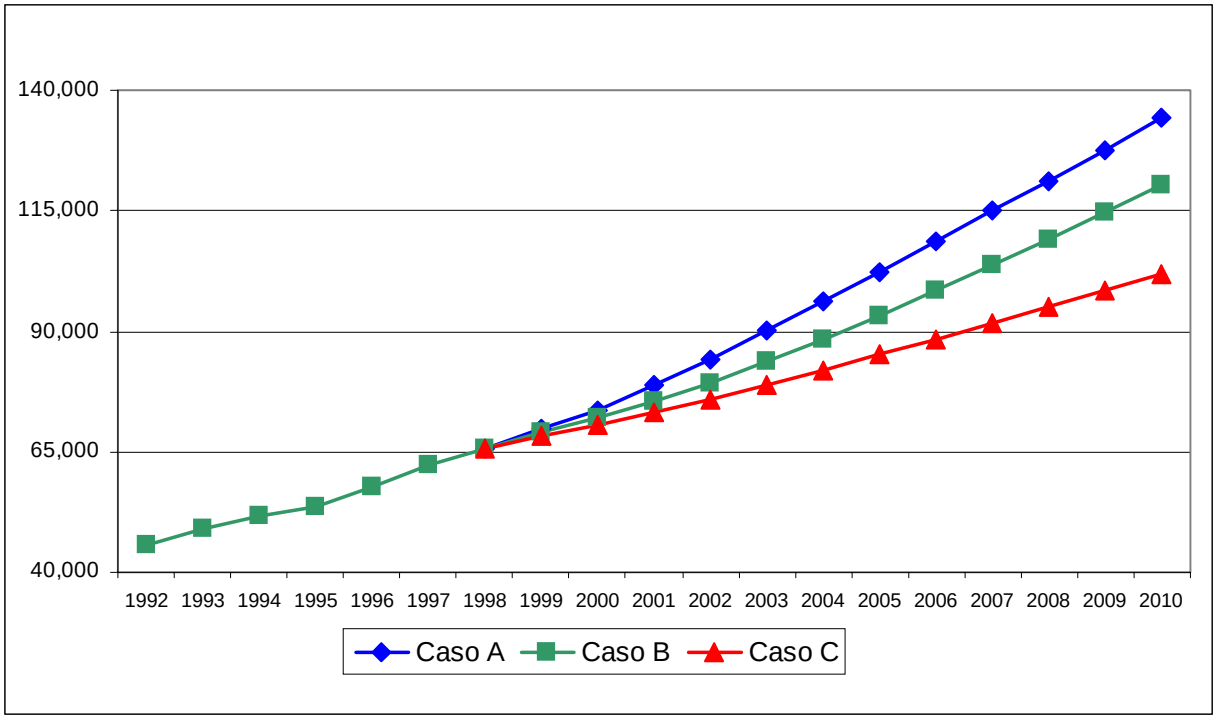
DEMANDA NETA – MEM

	GWh			TASAS DE CRECIMIENTO		
	A	B	C	A	B	C
1998	65.894	65.894	65.894			
1999	69.796	69.186	68.150	6,0%	5,1%	3,5%
2000	73.635	72.140	70.535	5,5%	4,3%	3,5%
2003	90.022	83.837	78.773	6,9%	5,1%	3,8%
2005	102.438	93.385	85.131	6,8%	5,5%	4,0%
2010	134.263	120.526	101.906	5,6%	5,2%	3,8%

TASAS ANUALES ACUMULADAS

PERIODO	A	B	C
1998-2000	5,7%	4,7%	3,5%
2000-2005	6,8%	5,3%	3,8%
2005-2010	5,6%	5,2%	3,7%
1998-2010	6,1%	5,2%	3,7%

DEMANDA NETA - MEM



4.1.3. DEMANDA NETA DEL MEM y MEMSP

En el *Cuadro Nº 6* se presentan los escenarios de las demandas regionales del MEM, en términos de Demanda Neta, para el caso B (demanda media), consistente con el respectivo escenario socioeconómico.

Los escenarios regionales de demanda de energía eléctrica se han elaborado a partir de:

- La división del país en regiones eléctricas.
- Los escenarios macroeconómicos planteados a través de la evolución de la variable explicativa PBI.
- Las hipótesis generales de escenario para las economías regionales elaborados por el Ministerio de Economía.
- Los resultados obtenidos de la proyección de demanda de energía eléctrica, desarrollado en el punto 5.2 de este informe, que surgen de la aplicación del modelo MAED y del modelo econométrico.
- Los pronósticos de corto plazo, a nivel de Demanda Neta, período 1999-2001, elaborados por los agentes del MEM para CAMMESA, y utilizados por ésta para la elaboración de las Programaciones Estacionales del MEM.
- Los análisis realizados sobre la evolución de la energía eléctrica facturada para las distintas jurisdicciones, en el período 1980-1998, a partir de información producida por la Subsecretaría de Energía, que permitieron elaborar ejercicios tendenciales a nivel regional.
- Las hipótesis de escenario adoptadas para la evolución de la demanda de energía eléctrica en las distintas regiones eléctricas para el mediano y largo plazo.
- El análisis histórico de la estructura regional de la demanda.

Se consideraron además demandas extratendenciales, como es el caso de los emprendimientos mineros previstos en Cuyo y NOA. Con los datos suministrados por la Subsecretaría de Minería se establecieron dos escenarios de requerimiento de energía de acuerdo a las potencias declaradas en cada proyecto: escenario bajo y alto de demanda minera.

Se adoptaron los escenarios de demanda de proyectos mineros definidos en la Prospectiva 1998, con algunas postergaciones de los ingresos adoptados en dicho documento. Para el área de Cuyo en el escenario de bajo requerimiento se alcanza una potencia aproximada de 70 MW al año 2005, mientras que en el escenario de alta se llega a un máximo de 150 MW en ese año y 200 MW al 2007. En la región NOA se considera que en el escenario de baja demanda se alcanza a 215 MW a mediados del período de estudio, mientras que en el escenario de alta se llega a 425 MW.

Análisis regional

En el análisis que se presenta a continuación se muestra la participación que cada región eléctrica tiene en la estructura de Demanda Neta del MEM, tomando como base el año 1999 (datos de la programación estacional vigente). Para cada región se describe el porcentaje respecto del total correspondiente a Distribuidores, Grandes Usuarios y Cooperativas. Es importante aclarar que sólo se consideran los agentes del mercado, es decir, en el caso de Cooperativas o Grandes Usuarios que compran directamente al distribuidor provincial no participan de los porcentajes indicados. Por ejemplo, vale destacar el caso de las cooperativas de la provincia de Santa Fe, donde ninguna es agente del mercado y están consideradas dentro de la demanda correspondiente a la EPESF, o el caso de las cooperativas de la provincia de Buenos Aires, donde algunas son agentes del MEM, y otras compran a las tres distribuidoras existentes en la provincia. ([8])

Se indica también el porcentaje anual acumulado resultante de las proyecciones esperado para cada región en el período de estudio 1999-2010.

Debe destacarse que en este análisis sólo se considera la demanda doméstica del MEM, y los crecimientos indicados para el período 1999-2010 son los correspondientes al caso B.

GBA
Esta región representa actualmente el 43,6% de la demanda total del MEM, con una demanda de más de 30.000 GWh anuales.

EL 84% de esta demanda es abastecida por las distribuidoras EDENOR, EDESUR y EDELAP, y el 16% restante son los Grandes Usuarios del MEM.

El crecimiento de la demanda para el período 1999-2010 es del 4,6% a.a.

Litoral
El mercado del Litoral representa el 12,5% de la demanda total del MEM, y no se prevén cambios significativos de este porcentaje hacia el 2010. La demanda anual es de aproximadamente 8.800 GWh.

El 78% de la demanda lo abastecen las distribuidoras de la provincia de Santa Fe (80%) y Entre Ríos (20%), en tanto que el 22% restante corresponde a los Grandes Usuarios.

El crecimiento de la demanda para el período 1999-2010 es del 6,0% a.a.

Comahue
La región de Comahue participa con el 4,3% de la demanda total del MEM.

Considerando sólo la demanda de distribuidores (un 65% del total regional), la provincia de Neuquén participa con el 43,1%, en tanto que las provincias de Río Negro y La Pampa lo hacen con el 33,1% y el 23,8% respectivamente. Los Grandes Usuarios de esta zona representan el 35% de la demanda neta total de Comahue,

[8] Un mayor detalle de la participación de Cooperativas en los totales de distribución provinciales está disponible en los “Informes del Sector Eléctrico” e “Informes de Cooperativas” elaborados en la Dirección Nacional de Prospectiva – Secretaría de Energía.

teniendo en cuenta que entre ellos se encuentra la CALF, que es la cooperativa encargada de la distribución en la ciudad de Neuquén.

Invirtiendo la tendencia de 1997 y 1998 (20,8% y 7,4% respectivamente), se prevén en Comahue tasas muy bajas de crecimiento en los siguientes tres años, debido principalmente a la disminución de la demanda en Neuquén de la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP). Estas fuertes variaciones demuestran la gran influencia que tienen tanto la PIAP como las petroleras establecidas en la zona, en la evolución de la demanda regional. Hacia el largo plazo se espera un ritmo de crecimiento del 4,3% a.a, con lo que resulta un 3,8% a.a. para el período completo (1999-2010).

Buenos Aires
Esta provincia participa con el 12,6% de la demanda total del MEM, con 8.700 GWh anuales aproximadamente. En este caso la demanda abastecida por distribuidores y cooperativas es el 78% del total del MEM, y los grandes usuarios son el 22% restante.

Desde el año 1997 el servicio de distribución está a cargo de las distribuidoras EDEN, EDES y EDEA, que participan con el 37,4%, 10,7% y 33,7% respectivamente del total de demanda MEM de distribución. El 18,2% restante es abastecido por cooperativas.

El crecimiento esperado de la demanda para el período 1999-2010 es del 5,0% a.a.

Centro
Esta región demanda aproximadamente 5.900 GWh anuales, siendo así el 8,7% de la demanda total del MEM. La demanda es abastecida casi en su totalidad por distribuidores (93%), siendo los grandes usuarios el 7% restante.

La distribución está a cargo de EPEC en la Provincia de Córdoba y de EDESAL en San Luis, que participan con el 87,7% y 12,3% respectivamente del total de demanda MEM de distribución.

El crecimiento esperado de la demanda regional para el período 1999-2010 es del 4,7% a.a.

Cuyo
La demanda regional actual es de aproximadamente 4.500 GWh, lo que significa un 6,6% de la demanda total del MEM. El 77% es abastecido por distribuidores y los grandes usuarios representan el 23% restante.

En la Provincia de Mendoza el servicio de distribución lo prestan EDEMSA (privatizada en agosto de 1998) y EMSE residual, que constituye la futura unidad de negocio “EDESTE SA”, y abastece básicamente la venta a cooperativas. La primera tiene casi el 60% del mercado regional y la segunda el 18%, mientras que el 22% restante corresponde a la distribuidora de la provincia de San Juan ESJ SA.

Para las proyecciones de demanda de esta región se han tomado como base los datos informados por los agentes del mercado para el próximo trienio, incorporados a la Programación Estacional vigente, y una demanda extratendencial de minería basada en dos escenarios de incorporación de proyectos mineros. La potencia

considerada por minería oscila entre los 70MW y los 200MW para cada escenario, y se incorpora progresivamente desde el año 2001.

El crecimiento de la demanda regional para el período 1999-2010 es del 6,0% a.a.

NEA

Se considera en este caso la demanda de las provincias de Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones, lo que totaliza aproximadamente 3.100 GWh anuales (4,5% de la demanda total MEM).

En esta región los grandes usuarios representan sólo un 4% de la demanda total del MEM. El 96% correspondiente a la distribución se compone de la siguiente manera: la distribuidora DPC de Corrientes(33%), SECHEEP de Chaco (31,4%), EDEFOR de Formosa (14,4%) y EMSA de Misiones (21,3%).

El crecimiento de la demanda regional para el período 1999-2010 es del 5,7% a.a.

NOA

Esta región está compuesta por seis provincias que actualmente demandan alrededor de 4.900 GWh anuales, lo que representa un 7,1% de la demanda MEM.

Los grandes usuarios representan un 25% de la demanda de la región. La composición del 75% correspondiente a distribuidoras es la siguiente: EDECAT de la provincia de Catamarca con 8,1%, EJE y EJSED (Jujuy) con el 9,4%, EDELAR de La Rioja participa con el 12,9%, DPES (Salta) con el 21,4%, EDESE (Santiago del Estero) con el 13,1% y EDET de Tucumán con el 35,1%.

En esta región también se ha considerado una demanda de minería que se suma a la demanda de las provincias. Tal como se detallara anteriormente, las demandas de potencia oscilan entre 200MW y 420MW anuales hacia el mediano-largo plazo, correspondiente a los dos escenarios planteados.

El crecimiento de la demanda regional para el período 1999-2010 es del 7,4% a.a.

CUADRO Nº 1

EVOLUCION DE LA ENERGIA ELECTRICA FACTURADA
SERVICIO PUBLICO POR SECTOR DE CONSUMO
Período 1990-1998
Valores en GWh

GWh	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
RESIDENCIAL (1)	11.121	12.014	13.359	14.683	15.916	17.088	17.629	18.514	19.057
COMERCIAL (2)	7.124	8.190	9.085	9.594	11.045	11.831	12.858	13.769	15.120
INDUSTRIAL (3)	17.558	17.648	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	25.652	27.727
AGROPECUARIO (4)	408	454	384	384	435	457	469	535	554
TRANSPORTE (5)	315	247	278	275	299	344	420	437	488
TOTAL	36.526	38.552	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	58.907	62.947

ESTRUCTURA (%)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
RESIDENCIAL	30,4	31,2	32,3	33,0	33,1	33,2	32,5	31,4	30,3
COMERCIAL	19,5	21,2	22,0	21,5	23,0	23,0	23,7	23,4	24,0
INDUSTRIAL	48,1	45,8	44,1	44,0	42,3	42,2	42,2	43.6	44.0
AGROPECUARIO	1,1	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
TRANSPORTE	0,9	0,6	0,7	0,6	0,6	0,7	0,8	0,7	0,8
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

TASAS (%)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
RESIDENCIAL		8,0	11,2	9,9	8,4	7,4	3,2	5,0	2,9
COMERCIAL		15,0	10,9	5,6	15,1	7,1	8,7	7,1	9,8
INDUSTRIAL		0,5	3,5	7,5	3,6	6,9	5,5	12,0	8,1
AGROPECUARIO		11,3	-15,4	-0,1	13,4	4,9	2,8	14,1	3,6
TRANSPORTE		-21,8	12,9	-1,3	8,9	15,1	22,0	4,0	11,8
TOTAL		5,5	7,3	7,7	7,8	7,1	5,5	8,5	6,9

Fuente: “Informes del Sector Eléctrico” – Estadísticas eléctricas publicadas por la Secretaría de Energía – Dirección Nacional de Prospectiva.

(1) Residencial y Electrificación Rural
(2) Comercial, Servicio Sanitario, Alumbrado Público y Oficial
(3) Industrial (incluye Construcción, Minería y Explotación de Petróleo) y Otros
(4) Riego Agrícola
(5) Tracción Eléctrica

CUADRO Nº 2

CASO A - ESCENARIO ALTO
PROYECCION ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO
Valores en GWh

GWh	1998	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL (1)	19.057	21.760	27.412	31.973	43.396
COMERCIAL (2)	15.120	17.085	21.219	24.542	32.076
INDUSTRIAL (3)	27.727	30.978	37.315	41.456	53.906
AGROPECUARIO (4)	554	600	694	765	931
TRANSPORTE (5)	488	518	583	630	723
TOTAL	62.947	70.941	87.222	99.367	131.032

ESTRUCTURA	1998	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	30,3%	30.7%	31.4%	32.2%	33.1%
COMERCIAL	24,0%	24.1%	24.3%	24.7%	24.5%
INDUSTRIAL	44.0%	43.7%	42.8%	41.7%	41.1%
AGROPECUARIO	0,9%	0.8%	0.8%	0.8%	0.7%
TRANSPORTE	0,8%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1998 - 2000	2000 -2005	2005 -2010	2010 –1998
RESIDENCIAL	6.9%	8.0%	6.3%	7.1%
COMERCIAL	6.3%	7.5%	5.5%	6.5%
INDUSTRIAL	5.7%	6.0%	5.4%	5.7%
AGROPECUARIO	4.0%	5.0%	4.0%	4.4%
TRANSPORTE	3.0%	4.0%	2.8%	3.3%
TOTAL	6.2%	7.0%	5.7%	6.3%

(1) Residencial y Electrificación Rural
(2) Comercial, Servicio Sanitario, Alumbrado Público y Oficial
(3) Industrial (incluye Construcción, Minería y Explotación de Petróleo) y Otros
(4) Riego Agrícola
(5) Tracción Eléctrica

CUADRO Nº 3

CASO B - ESCENARIO MEDIO
PROYECCION ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO
Valores en GWh

GWh	1998	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL (1)	19.057	20.898	24.755	27.659	35.411
COMERCIAL (2)	15.120	16.893	19.977	22.394	29.686
INDUSTRIAL (3)	27.727	30.686	35.522	39.479	50.867
AGROPECUARIO (4)	554	599	693	764	970
TRANSPORTE (5)	488	508	547	575	660
TOTAL	62.947	69.583	81.494	90.870	117.594

ESTRUCTURA	1998	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	30.3%	30.0%	30.4%	30.4%	30.1%
COMERCIAL	24.0%	24.3%	24.5%	24.6%	25.2%
INDUSTRIAL	44.0%	44.1%	43.6%	43.4%	43.3%
AGROPECUARIO	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%	0.8%
TRANSPORTE	0.8%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

TASAS	1998 - 2000	2000 -2005	2005 -2010	2010 –1998
RESIDENCIAL	4.7%	5.8%	5.1%	5.3%
COMERCIAL	5.7%	5.8%	5.8%	5.8%
INDUSTRIAL	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%
AGROPECUARIO	3.9%	5.0%	4.9%	4.8%
TRANSPORTE	2.0%	2.5%	2.8%	2.5%
TOTAL	5.1%	5.5%	5.3%	5.3%

(1) Residencial y Electrificación Rural
(2) Comercial, Servicio Sanitario, Alumbrado Público y Oficial
(3) Industrial (incluye Construcción, Minería y Explotación de Petróleo) y Otros
(4) Riego Agrícola
(5) Tracción Eléctrica

CUADRO Nº 4

CASO C - ESCENARIO BAJO
PROYECCION ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO
Valores en GWh

GWh	1998	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL (1)	19.057	20.708	23.293	25.245	30.715
COMERCIAL (2)	15.120	16.448	18.662	20.302	24.939
INDUSTRIAL (3)	27.727	29.875	33.359	35.999	42.436
AGROPECUARIO (4)	554	588	638	679	783
TRANSPORTE (5)	488	508	537	561	610
TOTAL	62.947	68.127	76.490	82.786	99.483

ESTRUCTURA	1998	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	30.3%	30.4%	30.5%	30.5%	30.9%
COMERCIAL	24.0%	24.1%	24.4%	24.5%	25.1%
INDUSTRIAL	44.0%	43.9%	43.6%	43.5%	42.7%
AGROPECUARIO	0.9%	0.9%	0.8%	0.8%	0.8%
TRANSPORTE	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

TASAS	1998 - 2000	2000 -2005	2005 -2010	2010 –1998
RESIDENCIAL	4.2%	4.0%	4.0%	4.1%
COMERCIAL	4.3%	4.3%	4.2%	4.3%
INDUSTRIAL	3.8%	3.8%	3.3%	3.6%
AGROPECUARIO	3.0%	2.9%	2.9%	2.9%
TRANSPORTE	2.0%	2.0%	1.7%	1.9%
TOTAL	2.7%	4.0%	3.7%	3.9%

(1) Residencial y Electrificación Rural
(2) Comercial, Servicio Sanitario, Alumbrado Público y Oficial
(3) Industrial (incluye Construcción, Minería y Explotación de Petróleo) y Otros
(4) Riego Agrícola
(5) Tracción Eléctrica

CUADRO Nº 5

ESCENARIOS DE DEMANDA NETA DE ENERGIA ELECTRICA
SERVICIO PUBLICO

CASO A

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR (1)		RESTO (2)		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1998	71.322	5,2	3.443	-10,8	345	7.7	1.689	19,1	65.845	5,8
1999	74.861	5,0	2.920	-15,2	354	2.8	1.791	6,0	69.796	6,0
2000	79.919	6,8	4.032	38,1	363	2.5	1.889	5,5	73.635	5,5
2003	97.467	6,8	4.854	6,4	385	2.0	2.206	5,3	90.022	6,9
2005	110.476	6,5	5.200	3,5	401	2.0	2.437	5,1	102.438	6,7
2010	143.991	5,4	6.176	3,5	443	2.0	3.110	5,0	134.263	5,6

CASO B

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR (1)		RESTO (2)		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1998	71.322	5,2	3.443	-10,8	345	7,7	1.689	19,1	65.845	5,8
1999	74.234	4,1	2.920	-15,2	354	2,8	1.774	5,0	69.186	5,1
2000	78.389	5,6	4.032	38,1	363	2,5	1.854	4,5	72.140	4,3
2003	91.066	5,1	4.761	5,7	385	2,0	2.083	4,0	83.837	5,1
2005	101.028	5,3	5.002	2,5	401	2,0	2.240	3,7	93.385	5,5
2010	129.224	5,0	5.659	2,5	443	2,0	2.597	3,0	120.526	5,2

CASO C

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR (1)		RESTO (2)		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1998	71.322	5,2	3.443	-10,8	345	7,7	1.689	19,1	65.845	5,8
1999	73.181	2,6	2.920	-15,2	354	2,8	1.757	4,0	68.150	3,5
2000	76.748	4,9	4.032	38,1	363	2,5	1.819	3,5	70.535	3,5
2003	85.474	3,7	4.327	2,4	385	2,0	1.989	3,0	78.773	3,8
2005	92.040	3,8	4.423	1,1	401	2,0	2.086	2,4	85.131	4,0
2010	109.322	3,5	4.671	1,1	443	2,0	2.303	2,0	101.906	3,7

(1) Comprende la Provincia de Santa Cruz a excepción del Dpto. Deseado y la Provincia de Tierra del Fuego.
(2) Incluye sistemas interconectados que no participan del MEM y sistemas aislados.

CUADRO Nº 6

CASO B
DEMANDA NETA SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
DEMANDAS REGIONALES (en GWh)

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	28.693	8.406	2.933	8.575	5.664	4.363	2.610	4.602	65.845
1999	30.179	8.670	2.999	8.738	5.992	4.595	3.102	4.911	69.186
2000	31.474	9.228	3.017	9.276	6.239	4.703	3.162	5.041	72.140
2003	36.151	10.948	3.349	10.573	7.139	5.761	3.752	6.163	83.837
2005	39.554	12.302	3.644	11.657	7.841	6.790	4.224	7.375	93.385
2010	49.527	16.462	4.497	14.948	9.959	8.725	5.679	10.727	120.526

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONALES

PERIODO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1999-2000	4.3%	6.4%	0.6%	6.2%	4.1%	2.4%	1.9%	2.6%	4.3%
2000-2005	4.7%	5.9%	3.8%	4.7%	4.7%	7.6%	6.0%	7.9%	5.3%
2005-2010	4.6%	6.0%	4.3%	5.1%	4.9%	5.1%	6.1%	7.8%	5.2%
1999-2010	4.6%	6.0%	3.8%	5.0%	4.7%	6.0%	5.7%	7.4%	5.2%

PARTICIPACION REGIONAL EN EL TOTAL

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	43.6%	12.8%	4.5%	13.0%	8.6%	6.6%	4.0%	7.0%	100.0%
1999	43.6%	12.5%	4.3%	12.6%	8.7%	6.6%	4.5%	7.1%	100.0%
2000	43.6%	12.8%	4.2%	12.9%	8.6%	6.5%	4.4%	7.0%	100.0%
2003	43.1%	13.1%	4.0%	12.6%	8.5%	6.9%	4.5%	7.4%	100.0%
2005	41.1%	13.7%	3.7%	12.4%	8.3%	7.2%	4.7%	8.9%	100.0%
2010	41.1%	13.7%	3.7%	12.4%	8.3%	7.2%	4.7%	8.9%	100.0%

4.2. ESCENARIOS DE OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

En este punto se describen las incorporaciones de oferta eléctrica al MEM y MEMSP que han sido consideradas, y las hipótesis que se establecieron en cada caso.

4.2.1. HIPOTESIS SOBRE YACYRETA

La Central Hidroeléctrica de Yacyretá, ubicada sobre el río Paraná en la frontera con Paraguay, en 1998 finalizó la incorporación de turbinas iniciada en el año 1994. El proyecto original consiste en 20 grupos de 155 MW de potencia nominal a máximo salto (cota 83), con una energía media anual de 19.000 GWh. Actualmente los turbogrupos pueden producir una potencia limitada (94 MW en invierno, 85 MW en verano) porque operan con salto reducido (correspondiente a cota de embalse 76 metros).

Se supuso que la cota de embalse se incrementa a 83 metros en el año 2004 en el escenario 1, y en el año 2006 en los escenarios 2 a 4, no previéndose la elevación

de cota en el escenario 5. Este aumento de cota equivale a un incremento de potencia de 1.200 MW adicionales.

En esta oportunidad se agrega la hipótesis de que la República de Paraguay comenzaría a requerir mayores niveles de potencia que los que toma en la actualidad. Es así que se considera que a partir del año 2001 tomaría 250 MW, incrementándose gradualmente el requerimiento hacia el mediano-largo plazo, llegando a un máximo de 500 MW en el año 2010.

4.2.2. HIPOTESIS SOBRE ATUCHA II

La central Nuclear Atucha II se encuentra en etapa de construcción y se ubica a escasos metros de la C.N. Atucha I, a poco más de 100 km al noroeste de la Capital Federal, en la margen derecha del Río Paraná y próxima a la localidad de Lima, partido de Zárate, Provincia de Buenos Aires.

Para la ejecución de la C.N. Atucha II que comenzó en 1981 se creó una empresa mixta llamada ENACE (Empresa Nuclear Argentina de Centrales Nucleares Sociedad Anónima) integrada por la CNEA y SIEMENS. En virtud del Decreto Nº 1.540/94 se constituyó Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA) quien se hizo cargo de la generación nucleoeléctrica de las centrales nucleares Atucha I y Embalse y de la construcción del la C.N. Atucha II. En 1996 la asamblea extraordinaria de accionistas declara en liquidación a ENACE por expiración del plazo de vigencia estatutario.

En 1997 se sanciona la Ley Nacional de Actividad Nuclear Nº 24.804 por la cual se declara sujeta a privatización la generación nucleoeléctrica a cargo de NASA y se establece la obligación de la terminación de la C.N. Atucha II en el término de 6 años. En 1998 se dicta el Decreto Nº 1.390 de Ejecución de la Privatización y Reglamentario de la Ley.

En cuanto a la situación actual, las obras se encuentran paralizadas, habiendo alcanzado un avance general del 80%. Las tareas que faltan para completar la central tienen que ver fundamentalmente con el montaje del reactor y con los procedimientos de puesta en marcha. Las obras civiles están ejecutadas en un 85% y los suministros de origen extranjero se encuentran en obra en un 95% almacenados en galpones y carpas en adecuadas condiciones de temperatura y humedad y sometidas a un riguroso mantenimiento por parte del personal de obra.

Paralelamente se realizan tareas diversas de acuerdo a las disponibilidades presupuestarias de NASA, mereciéndose destacar el emplazamiento definitivo del Recipiente de Presión del Reactor el 13 de octubre de 1999.

El plazo de ejecución de los trabajos para el completamiento de la C.N. Atucha II demandará entre cinco y seis años. En base a esta consideración, en los escenarios del presente documento se supuso el ingreso de la central en el año 2006, teniendo en cuenta que la privatización debería completarse durante el año 2000, de acuerdo al siguiente calendario de privatizaciones:

Llamado: primer trimestre año 2000
Adjudicación: segundo trimestre año 2000
Transferencia: tercer trimestre año 2000

Con respecto a la situación contractual, cabe destacarse que la ingeniería, diseño y componentes principales de la central están a cargo de Siemens, quien se encuentra vinculada a NASA mediante tres contratos principales. Ellos son: el contrato para la provisión en condiciones FOB de los suministros de origen extranjero necesarios para la central; el contrato para la prestación de servicios de origen extranjero para la coordinación general del proyecto, ingeniería, dirección general de la obra, supervisión del montaje y dirección general de puesta en marcha y los contratos de garantías.

4.2.3. INGRESOS DECLARADOS

Se ha considerado que ingresan al MEM todos los proyectos declarados, diferenciando aquellos que se incorporan como nuevos agentes (2.862 MW), las ampliaciones de los existentes (3.202 MW) y los ingresos de centrales actualmente en construcción (1.006 MW). Se consideran también los ingresos previstos en el MEMSP (153 MW). En todos los casos se distinguen los proyectos firmes de aquellos que cuentan con una menor probabilidad de ingreso en función de su grado de avance.

En el caso de nuevos agentes, se incluyen todos aquellos cuya solicitud ha sido aprobada por la Secretaría de Energía, con las fechas declaradas de posible ingreso. Las ampliaciones de centrales de agentes ya existentes son informadas al ENRE, y se consideran también con las fechas estimadas de incorporación al MEM.

En ambos casos se trata exclusivamente de proyectos térmicos que se incorporarían con inversiones del sector privado. Se consideran como proyectos firmes aquellos con ingreso autorizado en los años 2000 y 2001, que cuentan con un grado de avance significativo en lo que hace a la disponibilidad de terrenos, acceso a la capacidad de transporte, contratos de abastecimiento de gas, financiamiento, etc. Son incluidos con la misma fecha en todos los escenarios. Para el resto de los proyectos considerados no firmes las fechas de ingreso, posteriores al año 2001, varían según el escenario de acuerdo a las necesidades de cubrimiento de demanda y expansión de la red de transporte.

En cuanto a las centrales en construcción, se trata de proyectos iniciados por el Estado Nacional. La C.H. Pichi Picún Leufú ha sido transferida al operador privado en noviembre de 1997, y se considera su ingreso a pleno en el año 2000 (en agosto del corriente año se ha iniciado el ingreso escalonado de sus tres grupos). La central nuclear Atucha II, tal como se describiera en el punto anterior, está aún en proceso de privatización, hecho que podría modificar las hipótesis de ingreso que se estiman a la fecha. Considerando que durante el transcurso del año 2000 se concrete la privatización, se calcula su ingreso en el año 2006.

Como un caso particular se consideró el ingreso de la central Termoandes, actualmente en servicio pero operando fuera del MEM, con 100 MW en el año 2002 y otros 200 MW en el 2003. La central Termoandes cuenta en total con 632,7 MW, de los cuales entrega en el Sistema Interconectado Norte Grande de Chile (SING) aproximadamente 110 MW firmes con un contrato, y 200 MW al mercado Spot. Existe la posibilidad que hacia el mediano plazo el remanente pueda ser inyectado

en el sistema argentino si se completan las líneas que lo vincularían en 132 kV a un nodo argentino (por ejemplo, Güemes que se encuentra a 10 km de distancia).

En el *ANEXO IV* se presentan las fichas técnicas con una descripción sintética de cada proyecto.

NUEVOS AGENTES

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGRESO OPERACION
Ingresos firmes				
AES PARANA (San Nicolás)	BUENOS AIRES	CC	845	2001
ENARGEN	NEUQUEN	CC	480	2001
Ingresos no firmes				
CEBAN	BUENOS AIRES	CC	775	2001/2005
ENTERGY	BUENOS AIRES	CC	762	2003
TOTAL			**2.862**	

AMPLIACIONES

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGR. OPERACION
Ingresos firmes				
PUERTO	CAP. FEDERAL	CC	800	2000
AGUA DEL CAJON (Conversión)	NEUQUEN	CC	270	2000
DOCK SUD	GBA	CC	780	2000
LOMA DE LA LATA (Conversión)	NEUQUEN	CC	180	2001
Ingresos no firmes				
TERMOANDES (*)	SALTA	CC	300	2002/2003
S. M. DE TUCUMAN (Conversión)	TUCUMAN	CC	270	2002/2006
TERMOROCA (Conversión)	NEUQUEN	CC	60	2003/2004
LAS PLAYAS	CORDOBA	CC	240	2003
INDEPENDENCIA	TUCUMAN	CC	242	2001/2006
SAN PEDRO	JUJUY	CC	60	2002/2006
TOTAL			**3.202**	

(*) Se incorpora al SADI

EN CONSTRUCCIÓN

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGR. OPERACION
PICHI PICUN LEUFU	NEUQUEN	HI	261	1999/2000
ATUCHA II	BUENOS AIRES	NU	745	2004
TOTAL			**1.006**	

Debe destacarse que en los escenarios de oferta no se consideran en ningún caso las bajas de los equipos existentes. De todas formas, cabe aclarar que durante el último trimestre de 1999 se produjo el retiro de 3 grupos de 40 MW de la central Ave Fénix, localizada en Tucumán, y por otro lado en la Secretaría hay presentada una nota de ESEBA Generación informando que en el año 2002 retiraría del sistema todas sus instalaciones de generación localizadas en la costa atlántica, que totalizan alrededor de 400 MW.

4.2.4. HIPOTESIS SOBRE NUEVOS PROYECTOS TERMICOS

En el presente ejercicio se ha considerado una fuerte incorporación de equipamiento térmico, consistente en centrales de ciclo combinado de módulo importante, basándose en las siguientes razones:

- Mejoras considerables en el rendimiento de los ciclos combinados de última tecnología (en la actualidad se están incorporando equipos que tienen un consumo específico medio de hasta 1.560 kcal/kWh)

- Importante reducción de los costos unitarios de inversión registrados en las unidades de ciclo combinado y turbogas

- Disponibilidad de gas

- Precios de gas relativamente bajos

- Rapidez de instalación y puesta en servicio (lo que favorece una rápida recuperación del capital)

Estos ingresos se justifican económicamente bajo la hipótesis de una tasa de descuento del 12% y un precio monómico de corte que oscile entre los 24 y 26 $/MWh.

Los ingresos se consideraron en las áreas Comahue, GBA-BAS, NOA y Cuyo.

4.2.5. HIPOTESIS SOBRE NUEVOS PROYECTOS HIDRAULICOS

En los escenarios planteados se ha considerado la incorporación de equipamiento predominantemente térmico. Cabe destacar de todas formas que, si bien no se detectan problemas de disponibilidad de gas, las hipótesis de exportación sostenida

que se plantean requieren la incorporación de un volumen importante de reservas, que permita asegurar el abastecimiento de la demanda con un margen adecuado de las mismas.

Por otro lado, en lo que hace al funcionamiento del mercado eléctrico, se detecta un fuerte incremento en los requerimientos de punta, para los que las centrales hidráulicas son particularmente aptas. Por lo tanto, en el futuro mejorarían su nivel de competitividad frente a alternativas térmicas.

Dada la vital importancia que tiene el recurso agua para la actividad humana, es responsabilidad del Estado el control de la conservación de su calidad y la compatibilización de usos en las distintas etapas de su desarrollo. Se considera una responsabilidad pública la selección de sistemas de aprovechamientos que permitan la operación racional del recurso hídrico, y el establecimiento de un entorno para algunos parámetros energéticos y físicos (potencia instalada, niveles de embalse, caudales característicos, etc.)

Por ello, se ha previsto reservar para el Estado las primeras etapas del proceso de identificación del recurso (esquema preliminar, inventario y prefactibilidad técnica y económica), dejando bajo responsabilidad del inversor privado las etapas de factibilidad, proyecto básico y proyecto ejecutivo.

La República Argentina posee un potencial hidroeléctrico identificado de aproximadamente 170.000 GWh/año, de los cuales 130.000 GWh/año corresponden a proyectos inventariados que han alcanzado un grado heterogéneo de desarrollo. Los mismos han sido ejecutados en distintas épocas y por diversos equipos técnicos, con grados de avance variables y criterios técnicos y económicos que en general han sido superados. Esos estudios deberán ser actualizados en el marco del ordenamiento vigente y con las expectativas presentes de evolución del Sector Eléctrico. Dentro del potencial inventariado, 35.000 GWh/año corresponden a obras ya construidas o en construcción.

En el Archivo Técnico ([9]) de la Subsecretaría de Energía está concentrada la información técnica relacionada con los estudios y proyectos hidroeléctricos elaborados por las ex empresas Agua y Energía Eléctrica S.E. e HIDRONOR S.A. y la propia Secretaría de Energía. La documentación referida comprende informes sobre estudios básicos y desarrollos de ingeniería, memorias de cálculo y planos, de acuerdo al grado de avance alcanzado en cada caso.

Se ha elaborado una recopilación de proyectos hidroeléctricos con potencias mayores que 5 MW, y otra correspondiente a proyectos con potencia igual o menor que 5 MW. Ambos documentos resumen las características técnicas de cada proyecto (ubicación geográfica, nivel de desarrollo alcanzado, módulo del río, sistema hidrográfico, caudal y salto de diseño, superficie y volumen útil del embalse, niveles significativos, potencia instalada, energía media anual, estimación de costo, etc.).

La información disponible en el Archivo Técnico ha sido clasificada y se sistematizaron sus principales datos, de modo que pueda localizarse rápidamente un

[9] La información mencionada se encuentra disponible para consulta gratuita en la sede del Archivo Técnico, sita en la calle Cuzco 3.220 - Villa Tessei - Partido de Hurlingham - Pcia. de Buenos Aires (teléfono 011-4662-2467).

documento solicitado, y también acceder a información resumida sobre el proyecto elaborado.

Se ha habilitado también una boca de consulta en la Biblioteca Técnica del Ministerio de Economía [10]. En ella se puede consultar la base de datos elaborada, las dos recopilaciones mencionadas, e información sobre los principales proyectos disponibles.

En todos los casos se deberá efectuar un profundo estudio del impacto ambiental e implementar una gestión adecuada a lo largo de la construcción y operación.

En particular, cabe mencionar el caso de algunos aprovechamientos importantes en el marco de la integración regional.

El ***Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí*** fue incluido en el "PROTOCOLO DE INTENCIONES ENTRE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REPUBLICA ARGENTINA SOBRE INTEGRACION EN MATERIA ENERGETICA", suscripto el 9 de abril de 1996, que en su punto N° 2 reafirma el interés en la concreción de este aprovechamiento y compromete la modificación del Tratado y la elaboración de recomendaciones jurídicas, técnicas, operativas y comerciales para viabilizar la concreción del proyecto mediante el otorgamiento en concesión para su construcción, mantenimiento y operación por capitales privados de riesgo.

En abril de 1997 fue suscripta la "Declaración de Río de Janeiro", que reafirma las instrucciones impartidas en el Protocolo de Intenciones mencionado, y ordena además la ejecución de las evaluaciones técnicas y económicas que permitan viabilizar el objetivo de privatización, atribuyendo un tratamiento prioritario a las cuestiones ambientales.

Los estudios sobre el tramo limítrofe del Alto Uruguay se iniciaron en 1972. En 1988 fue concluido el proyecto básico de Garabí, que preveía una potencia instalada de 1.800 MW y una generación media anual de 6.080 GWh. Con posterioridad a esa fecha se efectuaron algunos estudios ambientales y de optimización del proyecto.

Como consecuencia de los compromisos asumidos por los Estados, se constituyó un grupo de trabajo binacional encargado de elaborar las recomendaciones encomendadas en el Protocolo de Intenciones. Por otra parte, en el ámbito de la Secretaría de Energía, entre julio y agosto de 1996 se efectuó el análisis del proyecto básico, tanto en sus aspectos técnicos como ambientales, con el objeto de definir pautas para su ajuste por parte del inversor privado. Algunas de las principales conclusiones consisten en la recomendación de efectuar un estudio completo de impacto ambiental, revisar en ese marco el nivel máximo de embalse, y reestudiar el nivel óptimo de potencia instalada.

Cuando finalice la etapa de revisión conjunta y se firmen los correspondientes acuerdos y protocolos binacionales, se estará en condiciones de elaborar los pliegos licitatorios.

El proyecto ***de Aprovechamiento Hidroeléctrico Binacional Corpus Christi*** prevé la construcción de un cierre sobre el río Paraná, aguas arriba de la Ciudad de

[10] Avenida Paseo Colón 171, 1° Piso, Capital Federal (teléfono 4349-8063).

Posadas (Provincia de Misiones), en el tramo limítrofe con la República del Paraguay. El proyecto finalizado en 1982 preveía una potencia instalada de 4.600 MW, con una energía media anual del orden de 20.100 GWh/año. Estudios posteriores mostraron que es conveniente reducir el número de máquinas hasta una potencia del orden de 2.900 MW. Por otra parte, la traza adoptada en el proyecto original ha sido descartada, y actualmente se están analizando otras alternativas de ubicación de las obras, aguas arriba de la anterior.

El 9 de junio de 1995 las Repúblicas de Bolivia y Argentina suscribieron el "Acuerdo para el ***Aprovechamiento Múltiple de los Recursos de la Alta Cuenca del Río Bermejo y del Río Grande de Tarija***", en San Ramón de la Nueva Orán, Salta. Mediante Ley 24.639 del 9 de mayo de 1996, se aprobó dicho Acuerdo y se creó la Comisión Binacional correspondiente, presidida por representantes de ambas Cancillerías. La misma es responsable de ofrecer a inversores privados la concesión para la construcción y explotación de tres emprendimientos: *Cambarí*, sobre el Río Tarija, con una potencia prevista de 102 MW y Energía Media Anual (EMA) de 543 GWh, y sobre el Río Bermejo los cierres *Las Pavas* (P.I. 88 MW, EMA 372 GWh) y Arrazayal (P.I. 93 MW, EMA 423 GWh).

Actualmente la provincia del Neuquén analiza la propuesta de un inversor privado para la construcción y explotación del proyecto Chihuido II, sobre el río Neuquén, con potencia instalada 228 MW y generación media anual de 1.050 GWh.

Como hipótesis de incorporación de oferta hidroeléctrica se incluyen en todos los escenarios las centrales que están actualmente en construcción, tomando como fecha de ingreso general el año de corte 2003, si bien algunas de ellas se incorporarían antes, como es el caso de Las Maderas y Cuesta del Viento. A continuación se presenta un detalle de la potencia y energía media anual consideradas para cada proyecto:

CENTRAL	**POTENCIA (MW)**	**EMA (GWh)**
Las Maderas	30	120
Cuesta del Viento	9	33
Los Caracoles	123,4	545
Punta Negra	60	296
Potrerillos	129	566
TOTAL	**351,4**	**1.560**

En el año 2005 se considera la incorporación en todos los escenarios del aprovechamiento de los ríos Tarija y Bermejo, en su tramo internacional, centrales Las Pavas, Arrayazal y Cambarí, que totalizan 283 MW y se encuentran en proceso de licitación.

En el escenario 1 y hacia el fin del período analizado, se agregan 19.000 GWh adicionales, ejemplificados por el proyecto Corpus Christi.

Es importante destacar que los escenarios planteados en el informe consideran una evolución de la oferta consistente con las condiciones tecnológicas y económicas actuales, que inducen una expansión apoyada fundamentalmente en centrales térmicas de ciclo combinado de última generación que consuman gas natural. Sin

embargo, la Argentina cuenta con otros recursos energéticos, como la hidroelectricidad o la energía eólica, que hacia el mediano o largo plazo podrían incrementar su participación por encima de los niveles considerados en los escenarios incluidos en el informe, en la medida que se produzcan cambios en las relaciones técnico-económicas entre las fuentes, que se asignen equitativamente los costos entre los distintos beneficiarios de proyectos multipropósito, o que se de valor a la compensación ambiental mediante los mecanismos establecidos en el Protocolo de Kyoto ([11]).

4.2.6. HIPOTESIS SOBRE OTRAS FORMAS DE ENERGIA

Con referencia a la energía nuclear debe señalarse que esta opción energética no está cerrada en Argentina, aunque no se visualiza la conveniencia económica de su incorporación en el horizonte analizado en este documento.

Según el informe sobre "Alternativas de Expansión del Sistema Eléctrico Argentino" elaborado por la Comisión Nacional de Energía Atómica[12], la alternativa nuclear sería factible bajo condiciones especiales que podrían presentarse después del año 2010, tales como restricciones ambientales más severas para paliar los efectos del calentamiento global como consecuencia de la emanación de gases de efecto invernadero por parte de las centrales térmicas convencionales y mayores restricciones en el uso de gas natural disponible para usinas.

En el capítulo 10 se analiza además la conveniencia de incorporación de otras formas de energía, particularmente la eólica y solar, especialmente adaptables en mercados aislados.

4.2.7. HIPOTESIS SOBRE NUEVAS LEAT

Se han considerado en esta oportunidad las necesidades de incorporación de transporte asociadas a cada escenario, con el objetivo básico de mantener las condiciones actuales de calidad y seguridad en el SADI, especialmente ante la posibilidad de intercambios crecientes con los países vecinos.

Es así que, además de las ampliaciones en curso, se ha estudiado la posibilidad de incorporar nuevas líneas bajo dos modalidades: las líneas de "mercado", que se incorporan de acuerdo a las necesidades del mismo y las líneas de "no mercado", cuando los agentes no visualizan la necesidad de establecer o ampliar un vínculo.

Como ampliaciones en curso, la más importante es la cuarta línea de 500kV Comahue-GBA, de casi 1.300 km de longitud, que entraría en servicio a fines del corriente año.

En el Capítulo 8, donde se analiza con detalle el tema de incorporaciones de transporte, se detalla el resto de las ampliaciones en curso, tratándose en su mayoría de estaciones transformadoras.

Como línea de mercado, asociada particularmente a los casos de exportación a Brasil planteados en los escenarios 1 y 2 donde se alcanzaría en el año 2003 un

[11] Aspectos desarrollados en el Capítulo "La Problemática Ambiental"
[12] Documento técnico elaborado el 16-9-98.

nivel de intercambio de 3.000 MW, se incorpora la línea El Bracho – Resistencia – Rincón (NOA-NEA), con una capacidad de transporte de 1.000 MW.

También en el año 2003, para los escenarios 1 y 2, se plantea el ingreso de la línea Comahue-Gran Mendoza, asociada en este caso a la exportación hacia Chile a través del nodo Cuyo.

Acompañando el incremento de los niveles de intercambio con Brasil, en el escenario 1 se plantea una línea adicional en el corredor NOA-NEA en el año 2005 y una tercera línea en el corredor GBA-NEA en el año 2010, así como la línea asociada a la incorporación en este mismo año de la central hidroeléctrica de Corpus.

Como líneas “no mercado”, se analizó la incorporación del vínculo entre el sistema interconectado patagónico y el SADI, materializado mediante una línea entre Choele Choel y Puerto Madryn. Este corredor fue planteado para el año 2002 en los escenarios 1, 2 y 4.

Por último, se analizó también como línea “no mercado”, la unión Gran Mendoza-El Bracho, conocida como línea minera, planteada en los años 2004 en el escenario 1 y 2005 en el escenario 4.

En resumen, en todos los escenarios se incorporan las ampliaciones previstas como caso base; en el escenario 1, de máximo crecimiento de demanda interna y máximos niveles de intercambio, se han incorporado todas las líneas de mercado y no mercado; en el escenario 2, de crecimiento moderado interno y de intercambios, se visualizan principalmente las líneas de mercado, y por último se eligió el escenario 4 para analizar la incorporación de las líneas no mercado, bajo la hipótesis de un crecimiento moderado de la demanda.

4.3. HIPOTESIS GENERALES DE LOS ESCENARIOS

Como puede observarse en la planilla resumen, se diferencian dos subperíodos en el análisis. El corto plazo, hasta el año 2001, es común a todos los escenarios (intercambios, incorporación firme de generación y transporte), distinguiéndose solamente por los distintos casos de evolución de demanda. En el mediano-largo plazo cada escenario tiene distintas hipótesis, donde las incorporaciones acompañan el crecimiento de la demanda interna y la exportación.

En lo que hace a la oferta, en el corto plazo se consideran como ingresos firmes los proyectos que a la fecha cuentan con un importante grado de avance ya sea en la construcción, autorizaciones, provisión de gas y/o financiamiento, con lo cual su incorporación en tiempo y forma cuenta con un alto grado de certeza. Tal es el caso de las centrales de Puerto, Dock Sud, San Nicolás, Pichi Picún Leufú, y la conversión a ciclo combinado de la central Loma de la Lata y el ingreso de Enargen, estos últimos asociados a la finalización de la cuarta terna Comahue-Buenos Aires. En el MEMSP se considera firme el ingreso al sistema interconectado de 50MW de granjas eólicas en el 2000 y en el 2001 de Los Perales. Hacia el mediano plazo se prevé la conversión a ciclos combinados de las TG existentes de mejor rendimiento y/o la instalación de nuevos grupos, hipótesis válida para todos los escenarios.

Dentro del mediano plazo, estimándose su ingreso en el año 2005, se considera en todos los escenarios la incorporación del Aprovechamiento del Río Bermejo en el NOA, emprendimiento de carácter binacional, fundamentalmente enfocado al desarrollo regional.

Se agrega en esta oportunidad la hipótesis en todos los escenarios de toma de potencia por parte de Paraguay de la central Binacional de Yacyretá, según previsiones de la Administración Nacional de Energía (ANDE) de Paraguay, con 250 MW a partir del año 2001. No se trata estrictamente de un intercambio, sino de una modificación en las condiciones con que Paraguay dispone de su mitad de la central. En el cuadro resumen de escenarios se incluye el cronograma de toma de potencia estimado hasta el año 2010.

Los casos base de intercambios considerados son 2.000 MW a Brasil, 300 MW al Sistema Interconectado Norte Grande de Chile (SING), 300 MW al Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) y 200 MW con Uruguay.

En lo que hace a los 2.000 MW de exportación base a Brasil, el primer contrato de 1.000 MW, autorizado para mayo del 2000, fue suscripto entre CIEN (Comercializadora Internacional de Energía) y FURNAS-ELETROSUL (transferido luego de la privatización a GERASUL), producto de la licitación convocada por estos últimos. La comercializadora del lado argentino es Comercializadora de Energía del Mercosur S.A. (CEMSA). La composición accionaria, tanto de CIEN (en Brasil) como de CEMSA (en Argentina), se distribuye entre ENDESA Internacional (55%) y CONOSUR (45%, filial de ENDESA Chile). Los segundos 1.000 MW, en proceso de autorización, están previstos para el año 2001, y son de potencial interés para las empresas distribuidoras COPEL (Estado de Paraná) y CELESC (Estado de Santa Catarina). Estarían destinados a formar parte de programas de promoción industrial para la radicación de nuevas industrias en esos estados brasileños.

En cuanto a los intercambios con Chile, se diferencian dos proyectos, uno en el Norte, considerado de base y el segundo en el Centro, que cuenta con una altísima probabilidad de concreción, previsto para el mediano plazo (año 2003). Los 300 MW al Sistema Interconectado Norte Grande de Chile (SING) están asociados a la operación de la central Termoandes localizada en Salta, cuyo cronograma de ingreso es: 1ª TG de 203 MW el 31/9/99, 2ª TG de 203 MW el 31/10/99 y cierre del ciclo combinado el 31/1/2000 totalizando 632,7 MW. Está prevista una vinculación al sistema argentino de forma de vender el remanente de potencia de esta central, de aproximadamente 300 MW, a partir del año 2002. El proyecto de interconexión al SIC definido para el mediano plazo sería un vínculo en 220kV del nodo argentino Gran Mendoza hacia Santiago de Chile, con alrededor de 300 MW.

Los 200 MW a Uruguay planteados se basan en la solicitud de autorización ante la Secretaría de Energía efectuada por las Centrales Puerto y Piedrabuena, agentes del mercado argentino, para abastecer un contrato de suministro de potencia y energía suscripto con la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) de la República Oriental del Uruguay, definiendo Colonia Elía como nodo frontera. Dada la firma de las notas reversales celebrada entre Argentina y Uruguay en noviembre de 1999, se dan las condiciones para la autorización correspondiente en los términos definidos en Los Procedimientos.

En lo que respecta al transporte, está confirmada la cuarta terna Comahue Buenos Aires para fines del año en curso.

Hacia el mediano plazo se contempla la posibilidad de ingreso de otros proyectos declarados, en proceso de autorización, que por su grado de avance no se los considera firmes, y las fechas estimadas de entrada responden a las necesidades de incorporación según el requerimiento interno y de exportación supuesto.

El mismo tratamiento se aplicó a la posibilidad de elevación de cota de la central Yacyretá y el ingreso de la central Atucha II. La elevación a cota de proyecto (83m) de la central Yacyretá, está sujeta a la concreción del proyecto de tercerización de las obras complementarias necesarias. La terminación de la central Atucha II está supeditada a la conclusión del proceso de privatización iniciado y los plazos de ingreso se calculan a partir de esa fecha.

El resto de la incorporación de generación consiste en ciclos combinados de alto rendimiento que se incluyen en Comahue, NOA, Cuyo y el nodo Mercado.

En el caso del transporte, se analizan distintos corredores que serían factibles según el esquema de intercambios planteados. Se estudian los nuevos corredores NOA-NEA y Comahue-Cuyo y las líneas que podrían incorporarse en el marco del desarrollo regional, definidas como “no mercado”, que son los corredores NOA-Cuyo (línea minera) y SIN-SIP (vínculo patagónico).

En todos los escenarios se adopta la hipótesis de precios constantes de combustibles líquidos (fuel oil y gas oil) con base en los precios de referencia definidos en la Programación Estacional Nov99/Abr00.

4.4. DESCRIPCION DE LOS ESCENARIOS

Escenario 1. Máximo Desarrollo del Sistema
Demanda Caso A. 6,1% a.a. de incremento. Se considera como demanda extratendencial el requerimiento de proyectos mineros en NOA y Cuyo, caso alto.
Intercambios: Exportación a Brasil 2.000 MW de base, 3.000 MW (año 2003) y hasta 5.000 MW a partir del año 2005. Exportación a Chile 300 MW al SING (año 2000), 300 MW al SIC en el año 2003 y hasta 500 MW al SIC a partir del 2005. Exportación a Uruguay 200 MW de base (2000) y hasta 500 MW en el 2003.
Se considera que Paraguay toma potencia de la central Yacyretá desde 250 MW en el 2001 hasta 500 MW a partir del 2004.
Oferta: Incorporaciones declaradas y ciclos combinados (CC). Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2004 y Atucha II en 2006. Ingreso hidráulico hacia el largo plazo. Incorporación acumulada 2000-2010: 18.336 MW.
Transporte: cuarta terna Comahue-GBA, línea El Bracho - Resistencia - Rincón (NOA-NEA), línea Comahue - Gran Mendoza, línea G.Rodríguez-C. Elía, línea S. Grande-Rincón y las líneas “no mercado” Gran Mendoza-El Bracho (línea minera) y línea Choele Choel-Puerto Madryn (SIN-SIP, vinculación MEMSP).

Escenario 2. Desarrollo Medio con Expansión de Transporte
Demanda Caso B. 5,2% a.a. de incremento. Se considera como demanda extratendencial el requerimiento de proyectos mineros en NOA y Cuyo, caso bajo.

Intercambios: Exportación a Brasil 2.000 MW de base y 3.000 MW (año 2003). Exportación a Chile 300 MW al SING (año 2000) y 300 MW al SIC en el año 2003. Exportación a Uruguay 200 MW de base (año 2000) y hasta 500 MW en el 2003.
Se considera que Paraguay toma potencia de la central Yacyretá desde 250 MW en el 2001 hasta 500 MW en el 2010.
Oferta: Incorporaciones declaradas y ciclos combinados (CC). Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2006 y Atucha II en 2006. Incorporación acumulada 2000-2010: 13.056 MW.
Transporte: cuarta terna Comahue -GBA, línea El Bracho - Resistencia – Rincón, línea Comahue - Gran Mendoza, y la línea "no mercado" Choele Choel-Puerto Madryn (SIN-SIP, vinculación MEMSP).

Escenario 3. Desarrollo Medio sin Expansión de Transporte
Demanda Caso B. 5,2% a.a. de incremento. Demanda extratendencial ídem anterior.
Intercambios: Exportación de base a Brasil (2.000 MW – año 2001) y a Uruguay (200 MW – año 2000).
Exportación a Chile 300 MW al SING (año 2000) y 300 MW al SIC en el año 2003.
Se considera que Paraguay toma potencia de la central Yacyretá desde 250 MW en el 2001 hasta 500 MW en el 2010.
Oferta: Incorporaciones declaradas y ciclos combinados (CC). Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2006 y Atucha II en 2006. Incorporación acumulada 2000-2010: 12.386 MW.
Transporte: cuarta terna Comahue-GBA. (Caso Base)

Escenario 4. Desarrollo Medio con Expansión de Transporte "No Mercado"
Demanda Caso B. 5,2% a.a. de incremento. Demanda extratendencial ídem anterior.
Intercambios: Exportación de base a Brasil (2.000 MW – año 2001) y a Uruguay (200 MW – año 2000).
Exportación a Chile 300 MW al SING (año 2000), 300 MW al SIC en el año 2003 y 500 MW en el 2005.
Se considera que Paraguay toma potencia de la central Yacyretá desde 250 MW en el 2001 hasta 500 MW en el 2010.
Oferta: Incorporaciones declaradas y ciclos combinados (CC). Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2006 y Atucha II en 2006. Incorporación acumulada 2000-2010: 12.256 MW.
Transporte: cuarta terna Comahue-GBA y las líneas "no mercado" Gran Mendoza-El Bracho (línea minera) y línea Choele Choel-Puerto Madryn (SIN-SIP, vinculación MEMSP).

Escenario 5. Desarrollo Bajo sin Expansión de Transporte
Demanda Caso C. 3,7% a.a. de incremento. Incluye demanda extratendencial de proyectos mineros en NOA y Cuyo, caso bajo.
Intercambios: Exportación de base a Brasil (2.000 MW – año 2001), a Uruguay (200 MW – año 2000) y a Chile 300 MW al SING (año 2000).
Se considera que Paraguay toma potencia de la central Yacyretá desde 250 MW en el 2001 hasta 500 MW en el 2010.
Oferta: Incorporaciones declaradas y ciclos combinados (CC). Sin elevación de cota de Yacyretá a 83 m. Incorporación acumulada 2000-2010: 8.509 MW.
Transporte: cuarta terna Comahue-GBA.

ESCENARIOS			ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
DEMANDA (en GWh)			**caso A: 6.1%**	**caso B: 5.2%**	**caso B: 5.2%**	**caso B: 5.2%**	**caso C: 3.7%**
INTERCAMBIOS		**Capacidad (MW)**	**Año de inicio del intercambio**				
Brasil	*Exp/Imp*	*1000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
Brasil	*Exp/Imp*	*2000*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*
Brasil	Exp/Imp	3000	2003	2003			
Brasil	Exp/Imp	5000	2005				
Chile SING	*Exp/Imp*	*300*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
Chile SIC	Exp/Imp	300	2003	2003	2003	2003	
Chile SIC	Exp/Imp	500	2005			2005	
Uruguay	*Exp/Imp*	*200*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
Uruguay	Exp/Imp	500	2003	2003			
Toma de potencia de la central Yacyretá:							
Paraguay		*250*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*
Paraguay		300	2002	2003	2003	2003	2003
Paraguay		400	2003				
Paraguay		500	2004	2010	2010	2010	2010
OFERTA	**Tipo**	**Potencia (MW)**	**Año de ingreso**				
Existente		**19.570**					
Puerto	*CC*	*800*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
Dock Sud	*CC*	*780*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
Conversión.A.Cajón	*CC*	*270*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
Pichi P.Leufú	*HID*	*261*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
San Nicolás	*CC*	*845*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*
ENARGEN (Comahue)	*CC*	*480*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*
Conv. Loma de la Lata	*CC*	*180*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*	*2001*
Termoandes	CC	100	2002	2002	2002	2002	2003
Termoandes	CC	200	2003	2003	2003	2003	2003
Ceban	CC	775	2001	2003	2003	2003	2005
ENTERGY	CC	762	2003	2003	2003	2003	
Conv. S.M. de Tucumán	CC	270	2002	2002		2004	2006
Independencia	CC	242	2001	2001	2006	2006	2006
San Pedro	CC	60	2002	2004	2006	2006	2006
Conversión Termoroca	CC	60	2003	2003	2004	2004	2004
Las Playas (EPEC)	CC	240	2003	2003	2003	2003	
Otras hidráulicas	HID	350	2003	2003	2003	2003	2003
Yacyreta (cota 83)	HID	1.200	2004	2006	2006	2006	
Bermejo	*HID*	*283*	*2005*	*2005*	*2005*	*2005*	*2005*
Atucha 2	NUC	745	2006	2006	2006	2006	
Corpus	HID	2.880	2010				
CC Futuro Mercado 1	CC	800	2003	2008	2009	2009	2009
CC Futuro Mercado 2	CC	800	2006	2009			
CC Futuro Mercado 3	CC	800	2009				
CC Futuro Mercado 4	CC	800	2010				
CC Futuro Cuyo 1	CC	400	2010	2008	2003	2003	2003
CC Futuro Cuyo 2	CC	400			2009		
CC Futuro Comahue 1	CC	400	2004	2004	2007	2007	2007
CC Futuro Comahue 2	CC	400	2008	2008	2008	2008	2008
CC Futuro Comahue 3	CC	400	2010				
CC Futuro NOA 1	CC	800	2003	2007	2007	2007	
CC Futuro NOA 2	CC	400	2004	2008	2008	2008	2008
CC Futuro NOA 3	CC	400	2005				
Los Perales (MEMSP)	*TG*	*78*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
Eólico (MEMSP)	*EO*	50	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
CC Futuro (MEMSP)	CV	75	2003	2003	2003	2003	2003

ESCENARIOS	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
INCORPORACION ANUAL (en MW)					
2000	2.189	2.189	2.189	2.189	2.189
2003	6.239	4.579	4.407	4.407	2.630
2005	2.683	743	343	613	343
2010	7.225	5.545	5.447	5.047	3.347
TOTAL	**18.336**	**13.056**	**12.386**	**12.256**	**8.509**
INCORPORACION ACUMULADA (en MW)					
2000	2.189	2.189	2.189	2.189	2.189
2003	8.428	6.768	6.596	6.596	4.819
2005	11.111	7.511	6.939	7.209	5.162
2010	18.336	13.056	12.386	12.256	8.509
PROMEDIO DE INCORPORACION ANUAL (en MW)	**1.667**	**1.187**	**1.126**	**1.114**	**774**

TRANSPORTE	Año de ingreso				
Cuarta Terna Comahue - GBA	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*	*2000*
Línea Choele Choel - Pto. Madryn	2002	2002		2002	
Línea El Bracho - Resistencia - Rincón	2003	2003			
Línea Comahue - Gran Mendoza	2003	2003			
Línea Gran Mendoza - El Bracho	2004			2005	
Línea El Bracho - Resistencia - Rincón	2005				
Línea Corpus - Posadas x 1	2010				
Línea G.Rodríguez - C. Elía - S. Grande - Rincón	2010				

NOTA:
El texto en estilo *itálico* distingue los proyectos o intercambios considerados “firmes”, es decir, con alta probabilidad de cumplirse en los tiempos planteados.

5. LA COMPETENCIA ENERGIA ELECTRICA - GAS EN LA REGION

5.1. LA EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA

5.1.1. Intercambios con Brasil

En el documento *Prospectiva 1998* se realizó un análisis sobre las posibilidades de incrementar el nivel de intercambio con Brasil, por encima de los 2.000 MW considerados como acordados hasta el momento. En el citado informe se consignaron los principales factores determinantes del posible incremento de las exportaciones de potencia y energía a Brasil, se analizaron las nuevas reglas del mercado eléctrico brasileño, la demanda y la oferta prevista en el Plano Decenal de Expansión 1998-2007. Como resultado se identificó en el mercado brasileño un potencial máximo de 11.000 MW, posible de ser abastecido, en condiciones de competencia entre la oferta del Plan Decenal y la oferta argentina.

Complementariamente, se determinaron las posibles configuraciones de transporte eléctrico, para distintas alternativas de ingreso al sistema Sur – Sudeste – Centro Oeste (S-SE-CO) de Brasil, y los costos asociados para cada caso, que consideraban la posibilidad de establecer intercambios de hasta 5.000 MW.

En esta oportunidad, y en lo referente a las posibilidades de incrementar los intercambios con Brasil, se mantienen las conclusiones básicas surgidas del análisis realizado en la *Prospectiva 1998*. Es decir, se entiende que no se han registrado, en el transcurso de 1999, novedades de magnitud suficiente como para justificar un cambio sustancial en las conclusiones obtenidas en el anterior ciclo prospectivo.

La base de las exportaciones de energía eléctrica a Brasil la constituyen 2.000 MW. Este nivel de intercambio surge de los primeros 1.000 MW, acordados entre la comercializadora CIEN y ELECTROSUL y FURNAS, cuyo ingreso está programado para mayo del año 2000, y otros 1.000 MW adicionales, previstos para el año 2001, impulsados también por CIEN, de interés para las empresas distribuidoras COPEL (Estado de Paraná) y CELESC (Estado de Santa Catarina).

En este capítulo se plantean escenarios con incrementos de 1.000 y 3.000 MW adicionales a los 2.000 MW considerados como de base.

En el presente capítulo se analiza el nuevo Plan Decenal 1999 – 2008 de Brasil, que registra algunos cambios respecto a su versión anterior, y la propuesta del Ministerio de Minas y Energía, referente a un plan de emergencia para incentivar la instalación de equipamiento térmico hasta el año 2003, con relación a las posibilidades de incrementar las exportaciones argentina de energía y potencia.

5.1.1.1. La Demanda y la Oferta prevista en el Plan Decenal de Expansión 1999-2008

En la *Prospectiva 1998* se realizó un análisis detallado de las previsiones de demanda y oferta contenidas en el “PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007”, elaborado por ELETROBRAS y publicado en marzo de 1998, a fin de cuantificar el

potencial presente en el mercado brasileño para posibles incrementos de las exportaciones de energía eléctrica de Argentina a Brasil. En esta oportunidad se actualiza el análisis anterior presentando las principales características y diferencias incorporadas en el "PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1999/2008", publicado en junio de 1999.

Potencia instalada en Brasil

Las oportunidades de incrementar las exportaciones de potencia y energía eléctrica a Brasil se presentan en el subsistema interconectado del Sul (S), integrado por los estados de Río Grande do Sul (RS), Santa Catarina (SC), Paraná (PR) y Mato Grosso do Sul (MS), y en el subsistema interconectado del Sudeste - Centro Oeste (SE-CO), conformado por los estados de San Pablo (SP), Río de Janeiro (RJ), Espirito Santo (ES), Minas Gerais (MG), Goiás (GO) y Mato Grosso (MT).

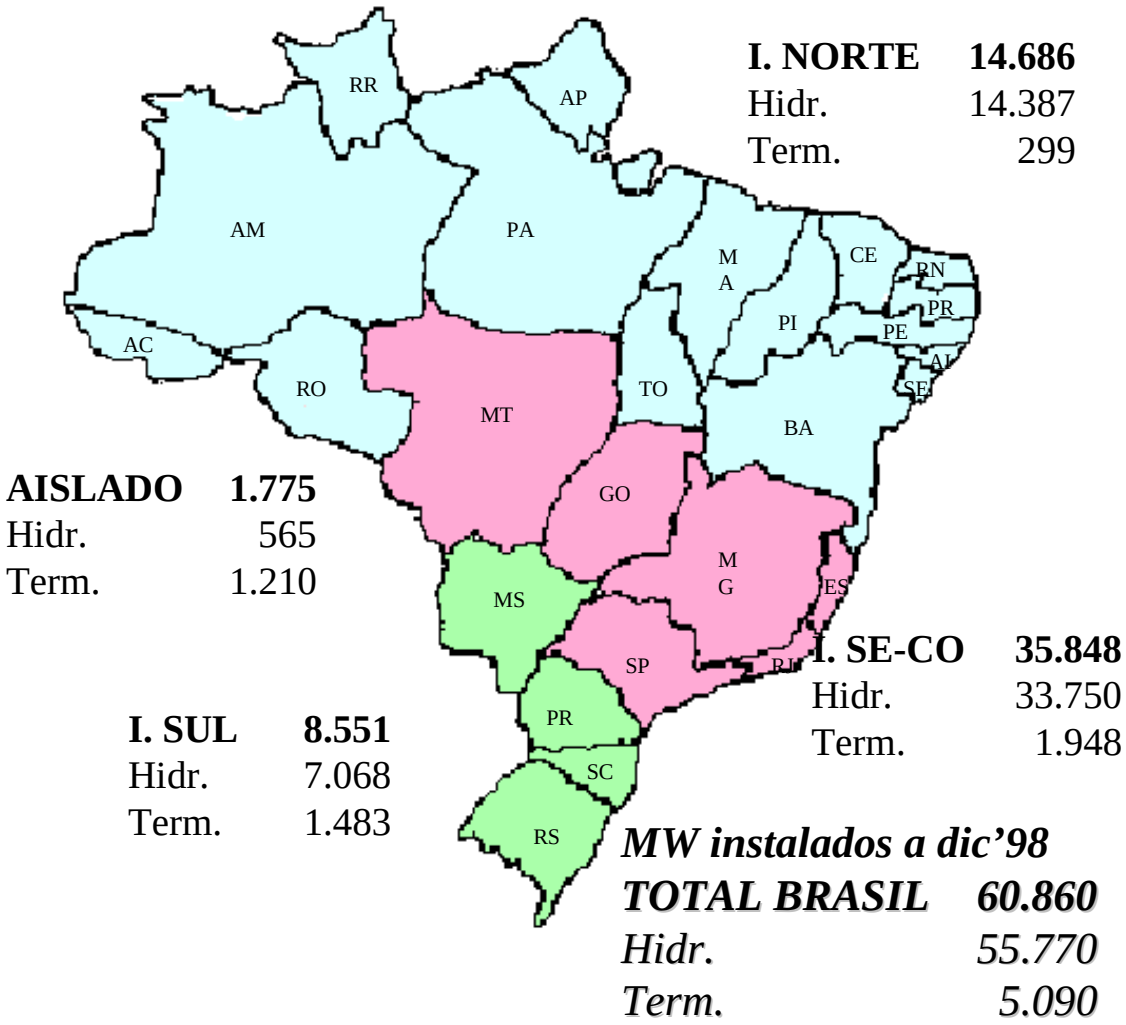
POTENCIA INSTALADA EN BRASIL 1998 – En MW			
Concesionaria/REGION	*Hidro*	*Térmico*	*SUBTOTAL*
ELETRONORTE	4.240,0		4.240,0
CHESF	10.117,5	290,0	10.407,5
CELTINS	10,8		10,8
COELBA	18,9	9,0	27,9
INTERC. NORTE	**14.387,2**	**299,0**	**14.686,2**
CEMAT	30,9	2,1	33,0
CELG	16,7	0,8	17,5
CDSA (exCELG)	658,0		658,0
CEB	25,5	10,0	35,5
CEMIG	5.334,7	131,6	5.466,3
ESCELSA	169,6		169,6
FURNAS	8.862,0	640,0	9.502,0
ELETRONUCLEAR (1)		657,0	657,0
LIGHT	776,0		776,0
CERJ	60,0		60,0
EMAE (2)	927,1	470,0	1.397,1
CESP	10.459,8		10.459,8
CPFL	111,9	36,0	147,9
ITAIPU (50%)	6.300,0		6.300,0
ENRON		150,0	150,0
CFLCL	18,0		18,0
INTERC. SE-CO	**33.750,2**	**1.947,5**	**35.847,7**
GERASUL (3)	2.718,0	970,0	3.688,0
ENERSUL	31,2	6,0	37,2
COPEL	3.342,1	20,0	3.362,1
CELESC	73,9		73,9
CEEE	902,6		902,6
CGTEE		487,0	487,0
INTERC. SUR	**7.067,8**	**1.483,0**	**8.550,8**
TOTAL SISTEMAS INTERCONECTADOS	**55.205,1**	**3.879,5**	**59.084,6**
TOTAL SISTEMAS AISLADOS	**565,0**	**1.210,0**	**1.775,0**
TOTAL BRASIL	***55.770,1***	***5.089,5***	***60.859.6***

(1) exFURNAS
(2) exELETROPAULO
(3) ex ELETROSUL

La potencia de generación instalada en Brasil, a diciembre de 1998, es de casi 61.000 MW, de los cuales el 92% es hidráulica. La mayor concentración de capacidad instalada en sistemas interconectados la exhibe el sistema S-SE-CO con el 75% del total.

Las incorporaciones registradas durante el año 1998 marcan las diferencias con respecto al cuadro resumen publicado en la *Prospectiva 1998*. Se trata de las centrales hidráulicas Miranda (390 MW), Serra da Mesa (1.275 MW), la 4º máquina de Tres Irmaos (161,5 MW) y Cachoeira do Emboque (18 MW) y la primer TG de la central térmica Cuiabá I, de ENRON, totalizando un ingreso a los sistemas interconectados de 1.991,2 MW.

Potencia instalada por Subsistema – En MW



Proyecciones 1999-2008

A continuación se presenta una breve reseña de las previsiones del Plan Decenal de Expansión 1999-2008, desarrollada en particular para el sistema S-SE-CO.

Las bases de la expansión planteadas para el Sistema Interconectado S-SE-CO son las siguientes:

- Usinas hidroeléctricas de medio porte
- Interconexiones con países vecinos (Argentina y Uruguay)
- Usinas nucleares (Angra II y Angra III, en evaluación)
- Expansión termoeléctrica a gas natural (gas de Bolivia, Argentina y gas nacional)
- Usinas termoeléctricas a carbón en la región Sul
- Refuerzo en la interconexión Regional (Sul-Sudeste)

Previsiones del consumo por región

El Plan prevé, en el período 1999-2008, un crecimiento de la demanda de 4,7% a.a., para una tasa de incremento del PBI del 4,5% a.a., es decir, el consumo total de energía eléctrica de Brasil evolucionará de 287,4 TWh en 1998, a 453,5 TWh en el 2008.

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN TWh

REGION	1998	2003	2008	CREC.ANUAL (% a.a.)
Norte	14,7	21,9	34,1	8,8
Nordeste	46,4	63,1	84,6	6,2
Sul	43,8	58,2	74,6	5,5
Sudeste	167,8	197,0	233,6	3,4
Centro – Oeste	14,7	20,9	26,6	6,1
Total Brasil	**287,4**	**361,1**	**453,5**	**4,7**

Evolución prevista de la potencia

En el siguiente cuadro se muestra la evolución prevista de potencia correspondiente al total país.

EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA EN MW

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CENTRALES TERMICAS											
S	1.506	1.586	2.226	2.526	2.876	3.226	3.226	4.520	4.770	4.770	4.770
SE-CO	2.098	3.407	3.737	6.272	6.773	7.223	7.673	8.573	9.882	9.882	9.882
SUBTOT.	3.604	4.993	5.963	8.798	9.649	10.449	10.899	13.093	14.652	14.652	14.652
CENTRALES HIDRAULICAS											
S	7.353	8.600	9.189	10.309	10.440	10.845	12.230	13.594	14.184	15.579	15.900
SE-CO	33.750	34.758	35.249	36.329	39.874	40.948	41.900	43.154	44.153	44.570	45.488
SUBTOT.	41.103	43.358	44.438	46.638	50.314	51.793	54.131	56.748	58.338	60.150	61.388
SUBTOTAL SISTEMAS INTERCONECTADOS SUL Y SUDESTE CENTRO-OESTE											
S	8.859	10.186	11.415	12.835	13.316	14.071	15.456	18.114	18.954	20.349	20.670
SE-CO	35.848	38.164	38.986	42.600	46.646	48.171	49.573	51.727	54.035	54.452	55.369
TOTAL	44.706	48.350	50.400	55.435	59.963	62.242	65.029	69.841	72.989	74.801	76.040

TOTAL PAIS (INCLUYE REGION NORTE Y SISTEMAS AISLADOS)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
TERM.	5.277	7.007	8.291	11.705	12.859	13.730	14.302	16.698	18.769	18.953	19.936
HIDR.	56.052	58.353	59.472	61.683	65.392	68.507	72.355	76.098	78.769	81.749	84.709
TOTAL	61.329	65.360	67.763	73.388	78.251	82.237	86.657	92.796	97.538	100.702	104.645

Se considera solamente el 50% correspondiente a Brasil de la Central Hidroeléctrica Itaipú, ubicada sobre el río Paraná en la frontera con Paraguay.

Para un escenario de crecimiento de la demanda de 4,7% entre 1999 y el año 2008, la capacidad instalada en Brasil deberá incrementarse de 61.300 MW a 104.600 MW, con un ritmo de incorporación medio de 4.330 MW al año. En particular, para el sistema S-SE-CO se considera un incremento de 31.334 MW en los próximos 10 años, lo que significa una incorporación media anual de 3.133 MW. El plan prevé, además, que la participación termoeléctrica crecerá del actual 9% a 19% en el año 2008.

Los cambios más significativos que presenta el actual plan, con relación a la edición anterior, se indican a continuación:

- 700 MW térmicos a carbón, previstos a instalar en el sistema Sur en los años 2006 y 2007, no se consideran en el nuevo Plan.

- CT Candiota (carbón, 350 MW) se posterga de jul/2001 a mar/2003.

- CT Seival 1-2 (carbón, 2x200 MW), previstas para dic/2004 y dic/2005, pasan a junio y dic/2005, incrementando la potencia a 2 x 500 MW.

- En el nuevo Plan, las hidráulicas de la región Sul registran postergaciones entre uno y dos años.

- Respecto a las hidráulicas del SE-CO se registran algunas postergaciones, entre uno y dos años, incluso algunas centrales que habían sido consideradas como firmes en la *Prospectiva 1998* también se han postergado mas allá del año 2002.

- La CN Angra II se posterga cinco meses, ingresando en nov/99, y para Angra III se mantiene la fecha en dic/2005.

Principales ampliaciones de transporte en el sistema S-SE-CO

El Plan Decenal prevé una serie de ampliaciones destinadas a incrementar la capacidad de intercambio entre los subsistemas Sul y Sudeste:

- El intercambio eléctrico entre el Sul y el Sudeste se realiza por el sistema de 750 kV de Furnas, en la subestación Ivaiporá. Este sistema está siendo reforzado con la ampliación de una tercera línea de 750 kV entre Ivaiporá y Tijuco Preto.

- Se están reforzando los vínculos entre la región Sul y Sudeste a través de una línea de 500 kV que vincula Curitiba con San Pablo, prevista en el Plan Decenal a partir del año 2001.

- La incorporación de dos turbinas adicionales en Itaipú, previstas para el año 2002, incrementará el flujo de energía hacia el Sudeste, en el corredor Itaipú – San Pablo.

- El refuerzo de la capacidad de intercambio entre las regiones Sul y Sudeste interesa desde el punto de vista de algunas alternativas de exportación adicionales a los 2.000 MW que podrían ingresar a Brasil por el Sur (por ejemplo a Porto Alegre), pero orientadas a abastecer contratos de demanda en el

Sudeste, a través del uso de la capacidad remanente en el corredor Sul – Sudeste y en el corredor Itaipú – San Pablo.

La interconexión entre el Sul y el Sudeste tiene importancia, además, desde el punto de vista energético, por la complementariedad entre las hidrologías de ambas regiones, permitiendo la optimización de los reservorios de agua y de la producción de las usinas.

Escenarios de interconexión con Argentina del Plano Decenal 1999 – 2008

La primera interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, en operaciones, se localiza en la ciudad de Uruguayana (Río Grande do Sul). El intercambio se realiza a través de una estación conversora de frecuencia, del tipo back to back, de 50 MW y de una línea de 132 kV, que vincula la conversora con la ciudad de Paso de los Libres (Argentina).

El Grupo Coordinador del Planeamiento de los Sistemas Eléctricos (GCPS) y la Eletrobrás, planteó para el actual ciclo de planificación tres escenarios de intercambio de energía con Argentina:

- El primero considera la compra de 2.000 MW, siendo los primeros 1.000 MW ofertados en la ET Itá (Santa Catarina), que como ya se señaló ingresarían en mayo del año 2000, a través de la conversora ubicada en las proximidades del futuro emplazamiento de la CH Garabí. Los otros 1.000 MW adicionales, previstos para el año 2001, se supusieron disponibles en la localidad de Santo Antônio do Sudoeste (Paraná) y a través de una línea de 500 kV, inyectados en la ET Salto Santiago.

- El segundo escenario, prevé los mismos 2.000 MW concentrados en la estación conversora de Garabí, para los años 2000 y 200, los primeros 1.000 MW inyectados en la ET Itá y los siguientes en la ET Santo Angelo.

- El tercer escenario es una combinación de los anteriores y plantea 2.000 MW por Garabí y 1.000 MW adicionales por Santo Antônio do Sudoeste.

En el actual Plano Decenal, el GCPS consideró el segundo escenario, consistente con el escenario de intercambio de 2.000 MW planteado en la *Prospectiva 1998* y con los planes de los inversores que impulsan este proyecto.

El GCPS señala que 1.000 MW adicionales a estos primeros 2.000 MW, ingresando por Santo Antônio do Sudoeste hasta Salto Santiago, requieren de un replanteo del transporte en la región Sul y de la interconexión Sul – Sudeste.

5.1.1.2. Oportunidades de incrementos en el intercambio con Brasil

Se mantienen el enfoque y las conclusiones generales obtenidas del análisis realizado en la *Prospectiva 1998*. Las oportunidades de materializar incrementos en el intercambio con Brasil, en términos de MW, se determinan en función del grado de certidumbre de los proyectos incluidos en el Plan Decenal, de la potencia “firme” o de ingreso asegurado, y de la potencia puesta en competencia con la oferta argentina y factible de ser desplazada, a la que se denomina “no firme”.

A continuación se resume la secuencia de incorporación anual de potencia prevista en el nuevo plan, diferenciando la considerada “firme” de la “no firme”, y teniendo en cuenta que en el caso de centrales de alto módulo el ingreso se produce en forma paulatina a lo largo de dos o más años.

INCORPORACION DE POTENCIA - EN MW

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
FIRMES										
T	80	640	300	350	0	0	1.044	0	0	0
H	1.247	589	1.120	37	380	760	0	0	0	0
SUR	1.327	1.229	1.420	387	380	760	1.044	0	0	0
T	1.309	330	2.535	501	450	450	900	0	0	0
H	1.008	491	1.080	3.545	302	101	0	0	0	0
SE-CO	2.317	821	3.615	4.046	752	551	900	0	0	0
NO FIRMES										
T	0	0	0	0	350	0	250	250	0	0
H	0	0	0	0	25	625	1.364	591	1.395	321
SUR	0	0	0	0	375	625	1.614	841	1.395	321
T	0	0	0	0	0	0	0	1.309	0	0
H	0	0	0	0	772	852	1.254	999	417	917
SE-CO	0	0	0	0	772	852	1.254	2.308	417	917

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
TOTAL										
T	80	640	300	350	350	0	1.294	250	0	0
H	1.247	589	1.120	37	405	1.385	1.364	591	1.395	321
SUR	1.327	1.229	1.420	387	755	1.385	2.658	841	1.395	321
T	1.309	330	2.535	501	450	450	900	1.309	0	0
H	1.008	491	1.080	3.545	1.074	952	1.254	999	417	917
SE-CO	2.317	821	3.615	4.046	1.524	1.402	2.154	2.308	417	917

En el siguiente cuadro se resumen los resultados obtenidos respecto a la potencia no firme y su evolución año por año, teniendo en cuenta que se considera un único escenario de demanda (la establecida en el Plan Decenal), y bajo condiciones de competencia en el marco de un mercado energético ampliado.

ESCENARIO DE MW POTENCIALES EN COMPETENCIA EN BRASIL

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
T	0	0	0	0	350	350	600	850	850	850
H	0	0	0	0	25	650	2.014	2.604	3.999	4.320
SUR	**0**	**0**	**0**	**0**	**375**	**1.000**	**2.614**	**3.454**	**4.849**	**5.170**
T	0	0	0	0	0	0	0	1.309	1.309	1.309
H	0	0	0	0	772	1.623	2.877	3.876	4.293	5.211
SE-CO	**0**	**0**	**0**	**0**	**772**	**1.623**	**2.877**	**5.185**	**5.602**	**6.520**
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**1.147**	**2.623**	**5.491**	**8.639**	**10.451**	**11.690**

Entonces, existen alrededor de 11.000 MW que podrían ser desplazados, bajo condiciones de competencia entre ambos sistemas, por oferta argentina más competitiva. Aproximadamente la mitad se localiza en el subsistema Sudeste - Centro Oeste y el resto en el subsistema Sul.

Si las previsiones del Plan Decenal se verifican, entre el año 2000 y 2002, las posibilidades de mayores exportaciones argentinas serían reducidas, dado que se prevé una importante incorporación de oferta de generación, en particular térmica.

A partir del año 2003, las oportunidades son más claras para la oferta argentina, dado que en ese año se iniciará la liberación de la demanda asociada a los llamados Contratos Iniciales, a razón de un 25% anual hasta la liberación total (distribuidoras y grandes usuarios) y que la mayor parte del plan térmico se prevé esté instalado.

Por otro lado, el mismo Plan Decenal de Brasil señala que con relación al programa de generación térmica a gas, aún existen indefiniciones con relación a la localización física de las usinas, fecha de entrada en operación y ciclo diario de operación. Aún cuando el Ministerio de Minas y Energía de Brasil se encuentra abocado a reducir estas incertidumbres a través, entre otras medidas, de una política particular de precios de gas para usinas, se entiende que podrían existir riesgos de retrasos en el plan térmico que representarían oportunidades adicionales para la oferta argentina.

Como dato adicional, debe tenerse en cuenta que las incorporaciones previstas para el año 2002, a diferencia de la prospectiva anterior, se han considerado como firmes, pero se trata en su gran mayoría (más de 3.000 MW) de centrales hidráulicas que han sufrido postergaciones en los sucesivos planes decenales, lo cual hace suponer que su grado de incertidumbre es relativamente alto.

Del mismo modo, incrementos de la demanda brasileña superiores a los considerados en el Plan Decenal, podrían plantear la necesidad de nuevas interconexiones entre Argentina y Brasil.

5.1.1.3. La oferta termoeléctrica en Brasil en el corto plazo

El Ministerio de Minas y Energía de Brasil (MME) se encuentra implementando una serie de acciones destinadas a promover la instalación de centrales térmicas a gas natural en el corto y mediano plazo. A continuación se presenta una síntesis de esta política actualmente en curso.

Según lo expresa el MME de Brasil, la viabilización de la expansión de la capacidad de generación, en el actual estado de desarrollo del mercado Brasileño de Energía Eléctrica, está íntimamente condicionado a la formalización de contratos de compra de energía (PPA´s Power Purchase Agreements) entre los potenciales compradores y vendedores de energía eléctrica.

El nuevo modelo del sector eléctrico y las reformas estructurales implementadas recomiendan que se creen condiciones básicas para que, tanto compradores como vendedores, tengan la seguridad y comodidad necesarias para la celebración de PPA´s referentes a las expansiones de capacidad para la atención del mercado, a partir del año 2001.

Con el equilibrio entre oferta y demanda quedan establecidas las condiciones para la libre competencia, establecidas en el modelo eléctrico, a partir del año 2003. Ese mismo equilibrio significa la mejora de la calidad, aumento de la confiabilidad y garantía de suministro seguro a todos los consumidores.

Algunos hechos dificultan la concreción de los PPA´s. Las cuestiones más significativas están siendo tratadas por las autoridades energéticas de Brasil.

Abastecimiento contratado por las distribuidoras hasta fines del 2002

Para que los nuevos proyectos sean viables, en las áreas donde las concesionarias de distribución tuvieran dificultades de obtener mayor suministro de energía, por estar comprometidas con los Contratos Iniciales hasta el 2003, la Eletrobrás evaluará esos proyectos con el objeto de garantizar la compra de esa energía, con posterior traslado al mercado- "compradora de última instancia"- ofreciendo PPA´s totales o parciales de acuerdo con su viabilidad y el derecho de comercialización a ser concedido por la ANEEL.

Abastecimiento de las distribuidoras a partir del año 2003

Con el inicio del mercado libre en el año 2003, compete a las concesionarias de distribución demostrar las condiciones de atención de su mercado cautivo y el crecimiento previsto. La ANEEL determinará que esas empresas presenten anticipadamente las garantías suficientes que demuestren que los mercados consumidores serán atendidos a lo largo de dos años, creando así condiciones para la contratación de nueva energía en el mercado.

Formula del Valor Normativo (VN)

La Resolución ANEEL Nº 233/99, que definió los valores normativos para las diversas fuentes de generación (tarifa de traspaso), ha sido explicitada en detalle por la agencia, principalmente en cuanto a la composición del VN. Teniendo en cuenta que en las fuentes de generación con gas natural, los equipamientos y el financiamiento del mismo, en su mayor parte son negociados en moneda extranjera, las empresas e inversores podrán demostrar el porcentual de ponderación que les resulta a los fines de la reevaluación de los VN. Al 70% autorizado hoy como límite para esta corrección cambiaria (el otro 30% sería indexado utilizando el índice IGP-M), la ANEEL está preparando cambios en la Resolución, dejando libre este porcentual, que podrá variar hasta el 100% de acuerdo con el análisis de cada caso.

Traspaso de los reajustes en los precios de generación

La frecuencia anual estipulada para reajustes de tarifas expone a esas empresas a elevados riesgos de caja, cuando ocurren variaciones en los precios de abastecimiento, por ejemplo, por variación en el precio del combustible, o por variación cambiaria, y no son inmediatamente trasladadas a las tarifas.

La ANEEL definió el procedimiento que permite un traslado automático a las tarifas cuando esos aumentos no previstos ocurriesen, evitando así perjuicios a las productoras, las cuales también trasladarán los reajustes a las distribuidoras.

Precios y condiciones para el abastecimiento de gas natural

Se seleccionaron aquellas usinas, entre varias usinas térmicas a gas natural planeadas, que están en condiciones de operar hasta el inicio del año 2003 con los módulos programados (flexibilidad operativa). Se prevé que aproximadamente 8.000 MW podrán ser viabilizados con las medidas hoy establecidas.

Se resolvió que para el sistema S-SE-CO habrá un mix de precios, involucrando gas brasileño e importado, cuyo precio medio no deberá superar el equivalente, en Reales, a 2,26 US$/MM BTU para contratos de 20 años. Para el sistema Nordeste se estableció que en los primeros cinco años el gas será totalmente nacional a 1,94 US$/MM BTU.

El MME y la ANP están estudiando una fórmula permanente para la corrección de estos valores, en lo que respecta al gas para generación termoeléctrica.

PRECIOS MEDIOS DEL GAS NATURAL EN LOS CITY GATES
SISTEMA S-SE-CO

PERIODO	PRECIO US$/MM BTU	PRECIO MEDIO DEL PERIODO US$/MM BTU
2002/2008	2,18	
2009/2014	2,27	2,26
2015/2021	2,32	

SISTEMA NORDESTE

PERIODO	PRECIO US$/MM BTU	PRECIO MEDIO DEL PERIODO US$/MM BTU
2002/2008	1,94	
2009/2014	2,36	2,26
2015/2021	2,39	

Condiciones de financiamiento

A través del acuerdo realizado con el BNDES, fueron definidas condiciones para el financiamiento de las termoeléctricas consideradas prioritarias por el MME.

Con el objeto de contribuir al estímulo de la instalación, en el corto plazo, de los proyectos de expansión de la capacidad instalada del sistema eléctrico brasileño, el BNDES creará el Programa de Apoyo a las Inversiones Prioritarias en el Sector Eléctrico, bajo las condiciones que a continuación se describen.

Las condiciones financieras diferenciadas del Programa serán aplicables a los proyectos identificados como prioritarios por el MME, y se extienden a los casos de instalación o ampliación en los segmentos de generación - usinas hidroeléctricas (inclusive Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH), termoeléctricas (gas natural, carbón), de cogeneración (gas, carbón, residuos de petróleo y biomasa) - y de transmisión de energía eléctrica.

Para adecuar las condiciones de financiamiento tradicionales del BNDES, las características de las inversiones en el sector (largo plazo de maduración, amplio dominio nacional de tecnología de generación hidroeléctrica, reducida participación de bienes de fabricación nacional en las usinas termoeléctricas a gas) serán establecidas las siguientes condiciones en las Políticas Operativas de rigor:

- Costo Básico de operación: TJLP, dólar norteamericano o canasta de monedas
- Spread Básico: 2,5% a.a., reducido al 1% a.a. en los casos de licitación internacional para la adquisición de equipamiento, adjudicada a un oferente brasileño.
- Spread de riesgo: hasta el 2,5% a.a. o negociado con la institución crediticia, en los casos de operaciones a través de Agente Financiero.
- Participación: financiamiento de 100% de gastos locales, limitado al 80% de la inversión total.
- Plazo de amortización: de acuerdo con la maduración de cada proyecto.

Garantías del comprador

Para la viabilización de los proyectos financieros (“project finance”) de generación son necesarias garantías por parte de las distribuidoras, compradoras de energía, cuyas clasificaciones (“rating”) pueden no ser suficientemente elevadas, pudiendo los agentes financieros exigir garantías adicionales. En este caso la Eletrobrás podrá evaluar su actuación como garante solidario de las distribuidoras en los PPA´s con térmicas a gas natural. En contrapartida, tendrá el derecho de comercializar la energía producida en caso de incumplimiento de la distribuidora, ejerciendo así el papel de agente regulador del mercado.

Tarifas de Transporte

Una parte de los costos involucrados en la adquisición de energía eléctrica se refiere a la transmisión de energía.

Para que las distribuidoras puedan analizar sus costos totales de abastecimiento, permitiéndoles evaluar diferentes opciones, la Resolución Nº 282/99 de la ANEEL establece las condiciones y tarifas de acceso a la Red Básica y a las líneas fuera de la Red Básica (138 kV y 69 kV).

Reserva de capacidad

La ANEEL está liberando la reglamentación de compra de energía de reserva para los autoproductores o productores independientes que tuvieran su fuente de generación indisponible.

Los productores deben realizar acuerdos de protección (hedge), en casos de indisponibilidades de generación, con otros generadores, con el propio distribuidor, con la empresa regional o, en último caso, adquirir la energía en el mercado.

Modelo de contrato de compra de energía (PPA)

La Secretaría de Energía del MME pondrá a disposición del mercado un modelo de contrato de compra de energía (PPA), conteniendo disposiciones específicas que permitan financiar el emprendimiento, en conjunto con la comunidad de crédito nacional e internacional.

Propuesta de Termogeneración del MME

A continuación se presenta el listado de los proyectos de generación térmica considerados prioritarios por el MME de Brasil.

Hasta el año 2003, el plan del MME prevé la instalación de 5.405 MW térmicos a gas natural y 860 MW a carbón y residuo asfáltico en el sistema S-SE-CO, totalizando 6.265 MW. En el sistema Nordeste, se seleccionaron proyectos por un total de 1.200 MW.

La propuesta del MME totaliza 7.465 MW térmicos a ser instalados en Brasil entre el año 2000 e inicios del 2003.

PROPUESTA DE TERMOGENERACION DEL MME DE BRASIL
SISTEMA S-SE-CO

REGION	TERMICAS	POT. MEDIA MW	GAS NATURAL MM m3/día
SUL	UTE GAÚCHA (1º etapa)	480	1,92
	UTE REFAP	180	0,64
	UTE CATARINENSE (Joinville-1º etapa)	300	1,20
	UTE ARAUCARIA	480	1,92
	UTE PITANGA	20	0,08
TOTAL		1.440	5,76
SUDESTE/ CENTRO OESTE	UTE PAULÍNEA+CARIOBA (1º etapa)	720	2.88
	UTE CUBATAO (RPBC)	240	0,96
	UTE SANTA BRANCA (1º etapa)	480 (*)	1,92
	UTE DUQUE DE CAXIAS (REDUC)	480 (*)	1,92
	UTE NORTE FLUMINENSE	480	1,92
	UTE CABIÚNA (RJ-NOVA)	480	1,92
	UTE VITORIA	480	1,92
	UTE REGAP (BH-NOVA)	240	0,96
	UTE CAMPO GRANDE (1º etapa)	240	0,96
	UTE CACHOEIRA DOURADA	125 (**)	0,24
TOTAL		3.965	15,64
TOTAL S/SE/CO		5.405	21,40

(*) Primera fase hasta el 2002
(**) Térmica que sólo operará en la punta (30%)
(***) Factor de capacidad 70%

REGION	TERMICAS	POT. MEDIA MW	COMBUSTIBLE
SUL	UTE FIGUEIRA UTE REPAR	100 600	Carbón Residuo Asfáltico
SUDESTE	UTE REVAP (S.J. CAMPOS NOVA)	160	Residuo Asfáltico
TOTAL		860 (*)	

(***) Factor de capacidad 70%

SISTEMA NORDESTE

REGION	TERMICAS	POT. MEDIA MW	GAS NATURAL MM m3/día
NORDESTE	UTE TERMOBAHIA UTE TERMOPERNAMBUCO UTE VALE DO AÇU (RN-NOVA) UTE PECEM (*) UTE SERGIPE – NOVA	280 260 330 240 90	1,12 1,06 1,32 0,96 0,36
TOTAL NORDESTE		1.200 (**)	4,80

(*) Considerando la primera fase del proyecto
(**) Factor de capacidad 70%

CENTRALES TERMICAS A GAS NATURAL EN BRASIL
PERIODO 2000 - 2003

REGION	POT. MEDIA MW	GAS NATURAL MM m3/día
SUL	1.440	5,76
SUDESTE	3.965	15,64
NORDESTE	1.200	4,80
TOTAL	6.605	26,20

Con relación a la potencia térmica a gas considerada en el Plan Decenal 1999 – 2008, se observa que esta propuesta adelanta la instalación de algunas centrales previstas en el Plan en años cercanos al horizonte, e identifica con más claridad algunos ingresos previstos en el Plan. La potencia térmica a gas natural acumulada al año 2003, prevista para el sistema S-SE-CO en el Plan Decenal, resulta en el orden de los 5.400 MW planteados en la propuesta del MME de Brasil.

5.1.1.4. Casos de intercambios con Brasil

Se plantearon los casos posibles de intercambios entre ambos países que permiten ingresar al sistema S-SE-CO de diversas maneras. Todos los casos propuestos son incrementos adicionales a los 2.000 MW considerados como oferta en el Plan Decenal 1999 - 2008, a entregar en la ET Itá.

Para la elaboración de los escenarios de exportación a Brasil se han supuesto tres niveles de intercambio: 2.000 MW, 3.000 MW y 5.000 MW, planteados sobre la base de las observaciones del Plan Decenal 1999 - 2008 y la visión de los agentes del mercado sobre la evolución de las interconexiones con Brasil.

Para el caso de 1.000 MW adicionales, para llegar al nivel de 3.000 MW en el año 2003, se ha supuesto el desplazamiento de oferta en Brasil prevista en el Plano Decenal. Para la elaboración de las simulaciones se desplazaron algunas centrales carboneras de la región Sul y algo de la oferta más cara de la región Sudeste.

En el caso de llegar a 5.000 MW de intercambio en el año 2005 se supuso que no ingresaría la central nuclear Angra III en la región Sudeste (de 1.300 MW), y los 700 MW restantes serían centrales a carbón y otros proyectos menos competitivos, clasificados en el Plan Decenal como de “tipo F”.

A continuación se describen los casos que son considerados factibles de concretar.

Caso Base

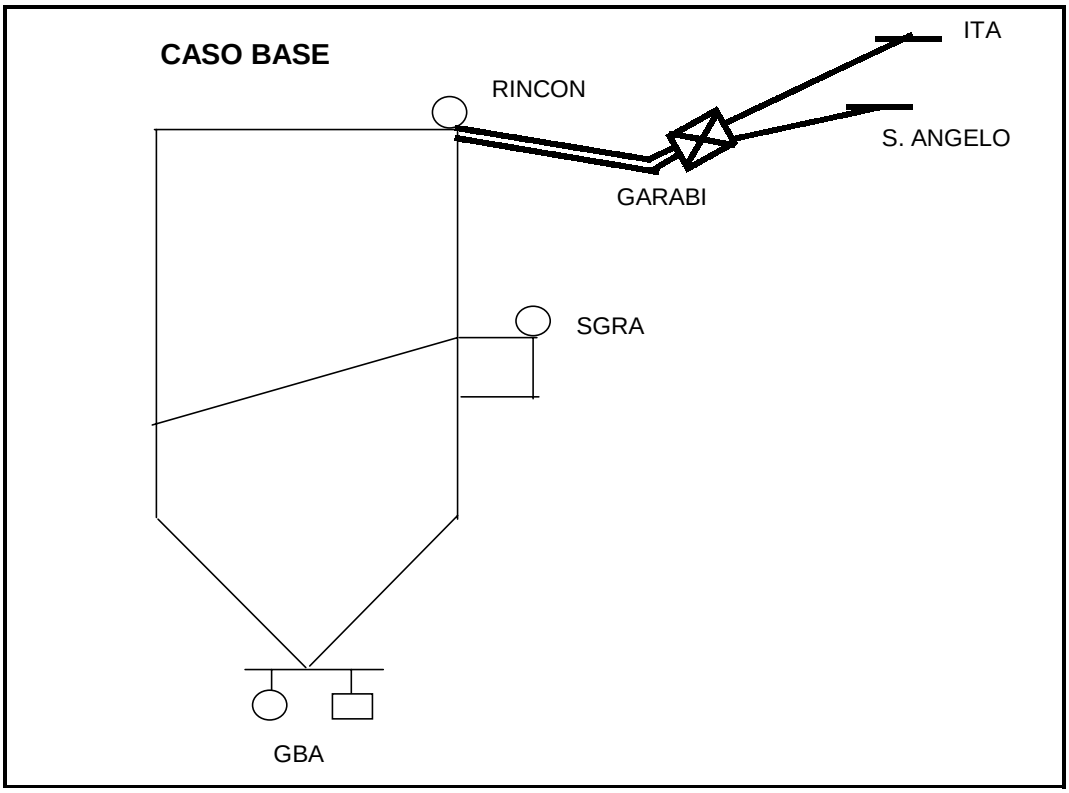
Se consideran los primeros 1.000 MW que estarán operativos a partir de mayo del 2000 y que han sido acordados entre el consorcio CIEN y FURNAS – ELETROSUL, producto de la licitación convocada por estos últimos, y otros 1.000 MW adicionales, previstos para el año 2001, de potencial interés para las empresas distribuidoras COPEL (Estado de Paraná) y CELESC (Estado de Santa Catarina). Estos últimos 1.000 MW estarían destinados a formar parte de programas de promoción industrial.

Para posibilitar la exportación de los 1.000 MW adicionales, manteniendo las condiciones actuales de calidad de servicio en la zona del NEA, sería necesario realizar ampliaciones de la capacidad del actual sistema de transporte. Para ello se han determinado las capacidades de transporte de los electroductos que vinculan las áreas de GBA y NEA, de acuerdo al detalle que se muestra en el apartado 9.2.2.5 de este documento.

Para Yacyretá en cota reducida (76 m, 1.900 MW), existiría una capacidad remanente del transporte en el corredor NEA – Litoral que permitiría el ingreso de energía secundaria de Brasil en alrededor de 500 MW, en condiciones de hidrología rica, para una probabilidad de excedencia del 12,5%.

La conexión del transporte internacional consiste en dos líneas de 500 kV en 50 Hz entre la ET Rincón Santa María (Yacyretá) y el nodo frontera en las proximidades del emplazamiento de la futura C.H. Garabí. Del lado brasileño se prevé la construcción de una estación conversora del tipo Back to Back, una línea de 500 kV en 60 Hz vinculada con la ET Itá, y otra línea de iguales características que vincula la ET Garabí con el nodo S. Angelo.

El ingreso de los segundos 1.000 MW está previsto por el Plan Decenal 1999 – 2008 para el segundo semestre del año 2001.



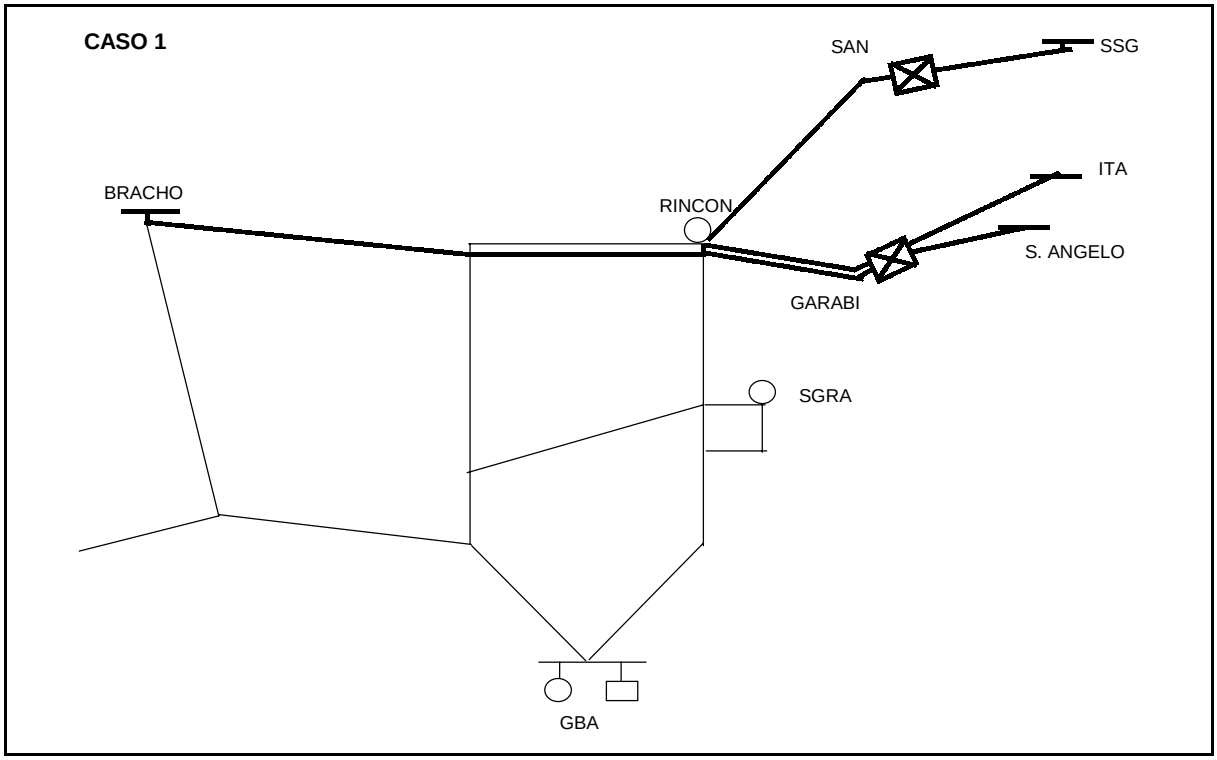
Caso 1

Se plantean 1.000 MW adicionales al Caso Base de exportación que ingresan por el nodo Santo Antonio do Sudoeste (SAN), en la frontera, para ser luego inyectados en la ET Salto Santiago (SSG) en la región Sul. Este nodo ha sido señalado en el Plan Decenal como una alternativa viable para el ingreso al sistema eléctrico brasileño. El inconveniente que presenta es que sería necesario ampliar la Red Básica de la región Sul para permitir el ingreso de la exportación. Esta interconexión no fue estudiada en el Plan Decenal de Expansión 1999 - 2008, lo que implica que debería ser analizada y propuesta por el Operador Nacional del Sistema (ONS) a la ANEEL, a fin que ésta autorice la ampliación y recalcule los cargos por el uso del transporte que permitan cubrir las inversiones en la línea.

Se requiere incorporar nueva generación en el MEM argentino que se podría localizar en el Noroeste Argentino (NOA), donde el suministro de gas está en las proximidades de los yacimientos de gas, de esta manera se obtiene un precio del gas menor con relación al precio del gas que llega a Buenos Aires.

Esta alternativa requiere de la ampliación del sistema de transporte, la que se podría materializar con una línea de 500 kV que vincule el tramo Bracho (BRA) – Charata (CHA) – Resistencia (RES) – Rincón (RIN).

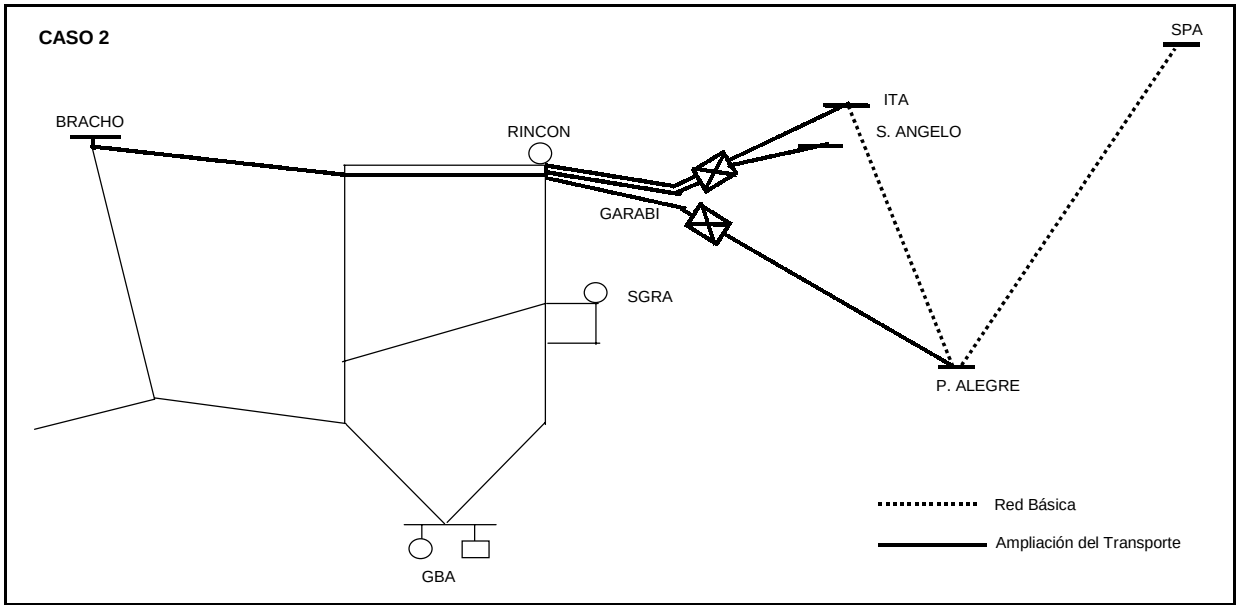
Para Yacyretá en cota 76 m, esta configuración, debido a la topología resultante de la red del transporte eléctrico argentino, posibilita el ingreso de energía secundaria proveniente de Brasil, por una potencia de 900 MW en condiciones de hidrología rica, para una probabilidad de excedencia del 12,5%.



Caso 2

Se plantea con 1.000 MW adicionales al Caso Base de exportación, transmitidos a través de una línea dedicada que vincula el nodo Rincón del lado argentino con el nodo Gravataí en la región Sul (Porto Alegre). Siendo posible que cantidades marginales de esta exportación sean demandados por la zona de Porto Alegre. La energía requerida en la región Sul utilizaría capacidad remanente del corredor Sul - Sudeste hasta llegar a la ciudad de San Pablo, pagando un peaje por el uso de la Red Básica correspondiente a dicho corredor. Para este Caso se prevé la construcción de una estación conversora del tipo Back to Back (50/60 Hz) en la zona fronteriza del lado brasileño.

Esta alternativa de interconexión en el sistema brasileño requiere incorporación de potencia en el NOA y una ampliación del sistema de transporte análogas a las del caso 1, posibilitando un ingreso de energía secundaria de Brasil de igual magnitud.



Caso 3

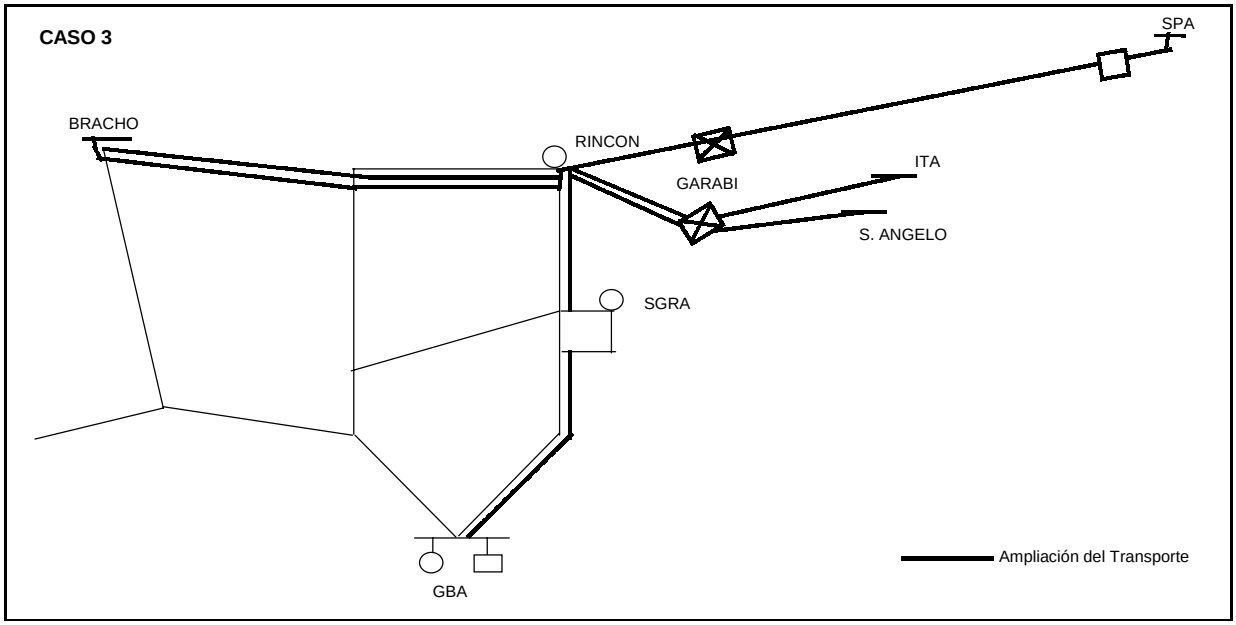
Esta alternativa inicia la exportación a Brasil con 1.000 MW adicionales al Caso Base, comenzando el intercambio en el año 2003. Durante ese año, el mercado eléctrico brasileño tiene prevista la liberación del 25% de la demanda que estaba contratada mediante los Contratos Iniciales. La exportación se realiza mediante una línea en corriente continua, con una capacidad de transporte de 3.000 MW, que vincula directamente el nodo Rincón con San Pablo. En la frontera, esta línea se conecta a una estación rectificadora, y en las proximidades de San Pablo se completa el circuito con una estación inversora. En el año 2005 se alcanza la plena utilización de la capacidad de transporte llegando a los 3.000 MW.

Se requiere instalar un total de 3.000 MW de generación, donde 2.000 MW se localizan en el Noroeste Argentino (NOA), donde el suministro de gas está en las proximidades del yacimiento del gas, y otros 1.000 MW en la región GBA. La selección de este Caso se justifica porque:

- Aumenta la confiabilidad del sistema de transporte eléctrico del MEM, en particular de las regiones NOA, NEA y Litoral.
- Soluciona problemas de estabilidad del SADI.
- Permite el incremento del ingreso de Energía Secundaria proveniente de Brasil, mejorando los ingresos del proyecto.

Esta alternativa requiere de la ampliación del SADI, con la construcción de dos ternas de 500 kV que vinculan el tramo Bracho (BRA) – Charata (CHA) – Resistencia (RES) – Rincón (RIN) y una simple terna de 500 kV en los tramos Gral. Rodríguez – C. Elía y S. Grande - Rincón.

Esta configuración, al año 2005, permitiría el ingreso de energía secundaria por 1.100 MW en condiciones de hidrología rica, para una probabilidad de excedencia del 12,5%, considerando a Yacyretá operando en cota 83 m.



Costos pertinentes de los Casos

Para los Casos planteados se estimaron los costos asociados a los fines exclusivos de evaluar la competitividad de la oferta argentina en el mercado de Brasil, para lo cual sólo se consideraron los ítems más relevantes.

Para todos los Casos propuestos se supone que la exportación de energía eléctrica tendrá su origen en la generación térmica del tipo Ciclo Combinado. Se asume un costo de capital de 400 US$/kW para la central, con un período de recupero de la inversión total de 20 años y una tasa de descuento del 12% anual. El combustible utilizado por la central es gas natural y su precio varía según su localización. Si ésta se ubica en Buenos Aires, se supuso un precio de 65 US$/dam^3, en tanto que si se localiza en la región NOA, el suministro del gas es prácticamente de boca de pozo y el precio se supuso en 37 US$/ dam^3.

Se asume que la central requiere un mantenimiento mínimo de 876 horas/año (30 días/año), lo que permite un factor de utilización del 90%. El consumo específico del Ciclo Combinado es de 1.650 kcal/kWh, y se reconoce en concepto de Gastos de Operación y Mantenimiento 2 $/MWh. El costo total de la generación en GBA sería del orden de 22 $/MWh, pero si la central se ubica en NOA el costo total de generación sería de alrededor de 18 $/MWh.

En la descripción de los costos del transporte de los Casos asociados a la exportación de energía eléctrica, se reconoce para una línea simple terna de 500 kV un costo de 150.000 u$s/km, además se considera que las pérdidas eléctricas de la línea están en el orden de 5 – 7% cada 1.000 kilómetros. Debido a que el sistema eléctrico de Brasil funciona en 60 Hz, las exportaciones provenientes de Argentina requieren ser convertidas de 50 a 60 Hz, siendo necesaria la construcción de una conversora del tipo Back to Back que permita la conversión de la electricidad a 50/60 Hz o viceversa. El costo unitario adoptado para una conversora Back to Back 50/60 Hz es de 120.000 US$/MW.

DESCRIPCION DE CASOS DE INTERCAMBIOS CON BRASIL

AÑO	CASO	INTERC. BRASIL INCREM. (MW)	TRANSPORTE ELECT. (2) TRAMOS	COSTO TOTAL SAN PABLO $/MWh	OBSERVACIONES
2000	BASE	+1000 -500 (1)	Rincón - Garabí + + Garabí + Itá	--------	Yacy cota actual 76 m En CA
2001	BASE	+1000 -500 (1)	Rincón - Garabí + + Garabí + Itá	--------	Yacy cota actual 76 m En CA
2003	1	+1000 -900 (1)	Bracho - Resistencia + + Resistencia - Rincón + + S. Sgo - Gravataí ---> SP	29 - 32	Yacy cota actual 76 m En CA
2003	2	+1000 -900 (1)	Bracho - Resistencia + + Resistencia - Rincón + + Rincón - Gravataí ---> SP	31 - 36	Yacy cota actual 76 m En CA
2005	3	+3000 -1100 (1)	(Bracho - Resistencia + + Resistencia - Rincón) x 2+ + Gral. Rodríguez – C. Elía + + S. Grande - Rincón + + Rincón - San Pablo	29 - 35	Yacy cota 83 m En CC

(1) Potencia de importación para hidrologías ricas. Probabilidad de excedencia del 12.5%.
(2) Se consideró un factor de utilización del transporte eléctrico igual al 70%.

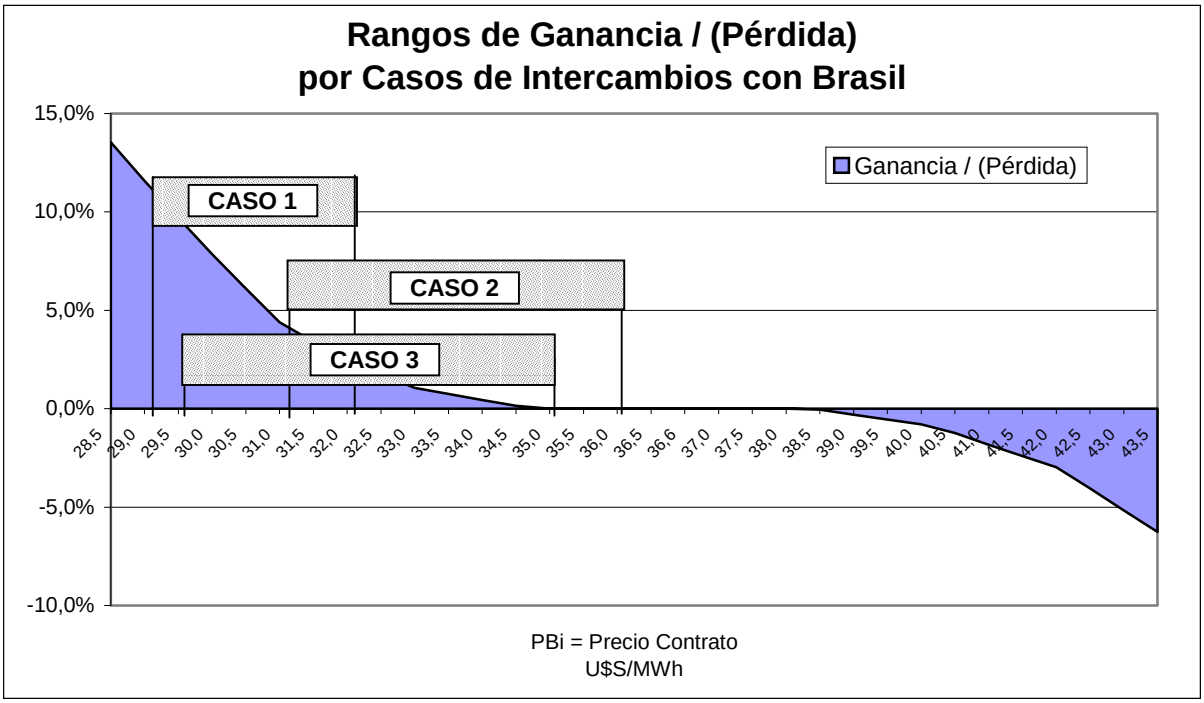
En el Caso 3, además de considerar los costos del transporte de las ampliaciones firmes para la exportación de energía eléctrica, se requiere la ampliación del sistema eléctrico brasileño, que implica la construcción de una línea de ±500 kV en corriente continua cuyo costo es de 140.000 $/km, una estación rectificadora y una estación inversora, con un costo unitario estimado en aproximadamente 70.000 $/MW cada una.

Para los Casos 1 y 2, la exportación de energía eléctrica tiene que pagar el peaje correspondiente al uso de la Red Básica existente desde el nodo Gravataí hasta un nodo próximo a San Pablo. De acuerdo a la Resolución ANEEL Nº 282/99 el valor del peaje se estima aproximadamente entre 4 y 5 $/MWh.

Los costos de transporte calculados para cada Caso consideran los ingresos adicionales que resultarían de la mayor utilización de la interconexión por el ingreso de energía secundaria de Brasil al MEM argentino, situación que se traduce en menores costos medios de transporte.

Los costos totales resultantes de los Casos 1,2 y 3 se encuentran en la banda de 29 y 36 US$/MWh, para un factor de utilización del transporte 0,70 y 0,50 respectivamente, resultando competitivos con relación a los precios actuales de los contratos bilaterales que exhibe el sistema S-SE-CO (35-40 US$/MWh), ubicándose dentro de la banda de Valores Normativos (VN) establecidos por la ANEEL en la

Resolución Nº 233/99 y, en el caso extremo, próximos al costo marginal de largo plazo estimado para Brasil en el último Plan Decenal 1999-2008 (del orden de 36 US$/MWh).



Los VN establecidos por la ANEEL determinan una banda de precios para los contratos bilaterales suscritos entre los generadores y la demanda. Asimismo, se establece un mecanismo de traspaso de los precios de los contratos a la tarifa de los distribuidores, mediante una banda de precios que reconoce al distribuidor un beneficio o una pérdida en función del precio resultante de la negociación del contrato, como una forma de incentivar la búsqueda del mejor precio. Los costos medios de los Casos analizados, quedan comprendidos dentro de la banda de beneficios, a los fines del traspaso a tarifa, resultando competitivos respecto la oferta brasileña. En el Anexo I se detalla este mecanismo introducido por la Resolución Nº 233/99 de la ANEEL.

5.1.1.5. La interconexión eléctrica entre Brasil y Bolivia

Como una alternativa económicamente viable de interconexión eléctrica, que compite con la oferta argentina, se considera la exportación de energía eléctrica generada en Bolivia y transportada hasta la ciudad de San Pablo en Brasil.

Se han asumido los siguientes supuestos para el diseño de esta alternativa de interconexión eléctrica:

- La generación se localiza en Santa Cruz (Bolivia), en las proximidades de los yacimientos de gas natural. Estos generadores realizan contratos de compra de gas natural por un precio de 0,95 US$/MMBTU por el término de 20 años. Los

volúmenes de gas natural contratado satisfacen las demandas de estos generadores durante todo el contrato.

- Se instalan Ciclos Combinados con un rendimiento de 1.650 kcal/kWh con un costo de capital de 400 US$/kW, siendo amortizados en 20 años con una tasa de descuento del 12% anual. Los Ciclos Combinados están diseñados para generar energía eléctrica en 60 Hz, característica que permite prescindir de la utilización de una conversora de frecuencia cuyo costo encarecería a todo el proyecto.

- La potencia total a ser exportada a Brasil será de 3.000 MW. Esta potencia se transmite a través de dos líneas de 750 kV en Corriente Alterna recorriendo una distancia de 2.000 kilómetros hasta llegar a la ciudad de San Pablo.

Los resultados obtenidos para esta alternativa de intercambio eléctrico se presentan en la siguiente tabla.

Factor de Utilización	Monómico de Generación	Costo del Transporte	Monómico en San Pablo
	$/MWh	$/MWh	$/MWh
0.50	23.14	11.71	34.85
0.60	20.43	9.76	30.19
0.70	18.49	8.36	26.85
0.80	17.04	7.32	24.36
0.90	15.91	6.51	22.42

Considerando que la Resolución ANEEL Nº 233/99 fijó un Valor Normativo para la generación “competitiva” (VN que incluye a la importación de energía eléctrica) cuya actualización a septiembre de 1999 presenta un VN = 36,57 US$/MWh, se concluye que la importación de energía eléctrica proveniente de Bolivia se ubica dentro de la banda de los VN que permiten obtener una interesante rentabilidad sobre un contrato bilateral realizado entre los generadores localizados en Bolivia y la demanda en San Pablo.

5.1.2. Intercambios con Chile

En la *Prospectiva1998* se consideró la interconexión con el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) con generación aislada del SADI, a través de una línea eléctrica que vincula la provincia de Salta con la ET Atacama. Este proyecto se ha concretado y actualmente se encuentra en condiciones de iniciar la exportación, previéndose una demanda potencial entre 200 y 300 MW.

La interconexión con el Sistema Interconectado Central (SIC) se asociaba, en la *Prospectiva 1998*, a proyectos de minería, como por ejemplo el emprendimiento Pachón – Pelambres. Sin embargo, en esta oportunidad se han reconsiderado los proyectos más probables de interconexión con el SIC, identificándose las siguientes alternativas: la vinculación de la región Cuyo con Santiago de Chile y la vinculación de la región Comahue con el nudo Ancoa perteneciente al SIC.

A continuación se identifican los principales factores asociados al posible incremento del intercambio, en el corto - mediano plazo, de potencia y energía con Chile,

mediante un análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) de la vinculación de los sistemas eléctricos argentino y chileno.

5.1.2.1. Análisis FODA

Análisis Interno

Fortalezas

- La competitividad y apertura que exhibe actualmente el mercado eléctrico argentino, junto con la disponibilidad y precio de gas natural así como los costos y tiempos de instalación de los nuevos ciclos combinados, favorecen el ingreso de un importante volumen de equipamiento de generación en un monto superior al crecimiento de la demanda local. Estos factores contribuyen a posicionar a la oferta argentina en condiciones competitivas de ofrecer potencia de base y de pico a Chile.

- El marco regulatorio en Argentina que posibilita el intercambio internacional de energía eléctrica en particular y de energía en general.

- Los protocolos de integración energética suscritos por Argentina y Chile que establecen las condiciones básicas de reciprocidad y simetrías mínimas acordadas para materializar intercambios de energía.

Debilidades

- La incertidumbre hacia el mediano-largo plazo en Argentina en cuanto a la disponibilidad y precio del gas natural para las usinas, en condiciones de interrumpibilidad.

- El crecimiento de las exportaciones de gas que deberá darse en forma gradual con el incremento de las reservas.

- Dependiendo de la localización de la generación asociada a la exportación será necesaria la ampliación de los gasoductos.

Análisis Externo

Oportunidades

- El Sistema Interconectado Central (SIC) presenta altas tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en los últimos años (promedio del 7% anual).

- Una vez realizada la vinculación eléctrica con Chile, es de esperar volúmenes de energía secundaria que ingresarían al MEM debido a que la generación hidráulica chilena (que representa el 60% de la generación) sería ofertada en el despacho del MEM en condiciones hidrológicas ricas.

- La exportación de energía eléctrica argentina sería competitiva en el despacho Chileno (CDEC) desplazando oferta ineficiente.

Amenazas

- La generación en Chile presenta una estructura oligopólica. Considerando sólo el SIC, el sector se conforma con GENER que tiene 11%, COLBUN 15% y ENDESA un 36% y el resto se reparte entre otros generadores con menores participaciones.

- Las exportaciones de gas natural, que hoy día se realizan hacia Chile, compiten en forma directa con cualquier proyecto de exportación de energía eléctrica desde Argentina. El factor de utilización del transporte (gasoducto o electroducto) resulta fundamental para la conveniente elección de una u otra forma de exportación.

- La regulación del transporte eléctrico chileno establece que los peajes por el uso de la red eléctrica son negociados libremente por las partes. Dado el grado de concentración que exhibe la oferta eléctrica, la propiedad compartida de los medios de transporte y generación y la falta de un peaje objetivo y de mecanismos ejecutivos para su implementación, existirían riesgos de discriminación y falta de transparencia en el acceso a la transmisión y en establecimiento de su peaje. Lo anterior se potencia en el sistema de distribución, donde la metodología para el establecimiento de peajes admite un grado de discrecionalidad que puede permitir la exclusión de la competencia.

- La falta de la figura del Comercializador en la normativa del sector eléctrico chileno, hace que la operatoria comercial de los intercambios, en relación con el mercado contratado, se vea dificultada.

5.1.2.2. Las reglas del Mercado Eléctrico Chileno

El sector eléctrico en Chile está legislado a través de un marco regulatorio constituido por el D.F.L. Nº 1 del 22 de junio de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos y el Decreto Supremo Nº 327 de 1997, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En el Anexo II del presente informe se desarrollan con detalle los principales elementos del marco regulatorio sobre las etapas de generación, transporte y distribución eléctrica.

5.1.2.3. La Demanda y Oferta prevista por la Comisión Nacional de Energía (CNE)

En este capítulo se analizan las previsiones de demanda y oferta para el Sistema Interconectado Central (SIC) y para el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) contenidas en los Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo, Abril de 1999 del SIC y del SING respectivamente, elaborados por la CNE de Chile. Debido a que el sistema eléctrico de Aysén y de Magallanes representan en conjunto el 0.82% de la potencia instalada del total país no serán considerados en este estudio.

La potencia Instalada en Chile

La potencia de generación instalada en Chile, al 1º de abril de 1999, es de 8.385 MW, de los cuales el 46% es hidráulica y el 54% térmica. La mayor concentración de capacidad instalada la exhibe el Sistema Interconectado Central (SIC) con el 81% del total, con una composición 57% hidráulica y 43% térmica.

POTENCIA INSTALADA EN CHILE 1998 - Valores en MW

Concesionaria/REGION	Hidro	Térmico	SUBTOTAL
ENDESA	1,603	813	2,416
GENER	259	506	764
COLBUN	687	352	1,039
PEHUENCHE	623	0	623
PANGUE	450	0	450
S.E. SGO. S.A	0	379	379
SAN ISIDRO S.A.	0	370	370
GUACOLDA S.A.	0	304	304
ARAUCO GEN. S.A.	0	121	121
ENERGIA VERDE	0	17	17
OTROS	251	49	299
SIST. INTERC.CENTRAL	**3,872**	**2,911**	**6,783**
EDELNOR	13	452	465
ELECTROANDINA	0	629	629
ENDESA	0	24	24
CELTA	0	141	141
NORGENER	0	274	274
SIST. INTERC. N.G.	**13**	**1,520**	**1,534**
PUERTO AYSEN	4	4	8
COYHAIQUE	0	9.21	9.21
SISTEMA AYSEN	**4**	**13**	**17**
PUNTA ARENAS	0	45.13	45.13
PUERTO NATALES	0	4.095	4.095
PUERTO PORVENIR	0	2.45	2.45
SISTEMA MAGALLANES	**0**	**52**	**52**
TOTAL CHILE	**3,890**	**4,496**	**8,385**

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de la CNE.

El Sistema Interconectado Central (SIC)

La Oferta

La potencia total instalada a abril de 1999 totaliza 6.783 MW, siendo 2.911 MW térmicos y 3.872 MW hidráulicos.

La generación térmica utilizada, por tipos de combustible, presenta la siguiente distribución:

- Vapor – licor negro = 170 MW
- Vapor – carbón = 932 MW
- Gas – diesel = 475 MW
- Gas – IFO 180 = 64 MW
- Ciclo Comb. – gas natural = 1.253 MW
- Vapor – desechos forestales = 17 MW

El Programa de Obras elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), considera las centrales existentes y en construcción, así como también, otras alternativas de desarrollo en el horizonte establecido en la Ley D.F.L. Nº 1/82.

PROGRAMA DE OBRAS EN EL SIC

FECHA	OBRA	POTENCIA (MW)
Abril 2003	Central a gas ciclo combinado	332.4
Enero 2004	Central a gas ciclo combinado	332.4
Enero 2005	Central a gas ciclo combinado	332.4
Enero 2006	Central Los Cóndores	103.0
Enero 2006	Central a gas ciclo combinado	332.4
Octubre 2006	Central a gas ciclo combinado	332.4
Abril 2007	Central a gas ciclo combinado	332.4
Abril 2008	Central a gas ciclo combinado	332.4
Abril 2008	Central a gas ciclo combinado	332.4

Fuente: CNE, Informe Técnico Definitivo, Abril 1999.

En la elaboración del Programa de Obras, se consideró en construcción las siguientes centrales, cuya fecha de puesta en marcha corresponden a la información entregada a la CNE por los propietarios de dichas instalaciones y no, necesariamente, corresponden a una recomendación por parte de la CNE.

PROGRAMA DE OBRAS EN CONSTRUCCION EN EL SIC

FECHA	**OBRA**	**POTENCIA (MW)**
Octubre 1999	Central Peuchén	79.0
Abril 2000	Central Mampil	52.0
Junio 2002	Central Ralco	570.0

Fuente: CNE, Informe Técnico Definitivo, Abril 1999.

La CNE calculó los costos marginales de energía para los primeros 16 trimestres de operación del SIC, contados a partir del 1º de Abril de 1999. Estos valores se obtuvieron utilizando un modelo de optimización de la operación del SIC, denominado “Modelo del Laja”. Dicho modelo incorpora además una operación de la

central Rucúe en serie hidráulica con las otras centrales del complejo Laja, con una operación con cota mínima de 1.303,02 m.s.n.m., y la utilización de una estadística de energía generable de 40 años, desde abril de 1957 a marzo de 1997. Se consideró como horizonte de estudio 10 años (años hidrológicos 1999 a 2009), partiendo el modelo desde una cota inicial para el lago Laja al 1º de Abril de 1.303,9 m.s.n.m.

COSTOS MARGINALES (ENERGIA) EN EL NUDO SAN ISIDRO 220 kV

TRIMESTRE	CMg (US$/MWh)	TRIMESTRE	CMg (US$/MWh)
Abr – Jun 1999	31.4	Abr – Jun 2001	20.8
Jul – Sep 1999	13.9	Jul – Sep 2001	20.6
Oct – Dic 1999	13.3	Oct – Dic 2001	20.7
Ene – Mar 2000	15.3	Ene – Mar 2002	28.1
Abr – Jun 2000	16.6	Abr – Jun 2002	23.0
Jul – Sep 2000	14.6	Jul – Sep 2002	20.2
Oct – Dic 2000	15.9	Oct – Dic 2002	22.7
Ene – Mar 2001	18.3		

Fuente: CNE, Informe Técnico Definitivo SIC, Abril 1999.

La demanda

El consumo total de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC) creció a un 7,3% a.a. en el período 1988 – 1998. Siendo la demanda de energía eléctrica de 24.327 GWh durante el año 1998.

La proyección del consumo utilizada por la CNE para elaborar el Programa de Obras se muestra a continuación:

VENTAS DE ENERGIA EN EL SIC

Año	GWh	Tasa de Crec.
1987	11.075	
1988	11.991	8,3%
1989	12.374	3,2%
1990	12.841	3,8%
1991	13.811	7,6%
1992	15.272	10,6%
1993	16.549	8,4%
1994	17.672	6,8%
1995	19.035	7,7%
1996	20.855	9,6%
1997	22.435	7,6%
1998	24.360	8,6%

Año	GWh	Tasa de Crec.
1998	24.360	
1999	26.186	7,5%
2000	28.307	8,1%
2001	30.600	8,1%
2002	33.170	8,4%
2003	35.956	8,4%
2004	38.976	8,4%
2005	42.250	8,4%
2006	45.799	8,4%
2007	49.646	8,4%
2008	53.816	8,4%

Fuente: CNE ITD SIC, Abril 1999.

La columna denominada ventas en el SIC no incluye pérdidas de transmisión y consumos propios en centrales eléctricas. Se proyecta un factor de carga anual del consumo de 72%.

El Sistema Interconectado Norte Grande (SING)

La oferta

La potencia total instalada a abril de 1999 totaliza 1.534 MW, siendo 1.520 MW térmicos y 13 MW hidráulicos.

El Programa de Obras de referencia, relevante para el cálculo de los costos marginales, es el que se detalla a continuación, considerando las centrales térmicas a carbón y gas natural actualmente en construcción.

PROGRAMA DE OBRAS EN EL SING

FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
Julio 1999	CC1 GAS ATACAMA (*)	369.4
Agosto 1999	TGAS 2 GAS ATACAMA (*)	185.0
Octubre 1999	CC2 GAS ATACAMA (*)	369.4
Abril 1999	TGAS1 INTERANDES (*)	203.0
Mayo 1999	TGAS2 INTERANDES (*)	203.0
Septiembre 1999	TVAPOR INTERANDES (*)	227
Septiembre 1999	TGAS ELECTROANDINA (*)	140
Octubre 1999	TGAS+TVAPOR ELECTROANDINA (*)	240
Diciembre 1999	CCOMB ELECTROANDINA (*)	3.870
Enero 2000	CCOMB EDELNOR (*)	243

(*) Informados por las empresas GAS ATACAMA S.A, GENER S.A., ELECTROANDINA S.A. y EDELNOR S.A. como proyectos en construcción en cumplimiento a la normativa vigente.

Los costos marginales que surgen de una simulación de la operación del SING se presentan a continuación:

COSTOS MARGINALES (ENERGIA) EN EL SING

PERIODO	CMg (US$/MWh)	PERIODO	CMg (US$/MWh)
Abril 1999	27.73	Abril 2000	10.87
Mayo 1999	17.72	Mayo 2000	10.91
Junio 1999	16.16	Junio 2000	10.65
Julio 1999	15.80	Julio 2000	10.49
Agosto 1999	15.43	Agosto 2000	10.49
Septiembre 1999	11.76	Septiembre 2000	10.49
Octubre 1999	11.49	Octubre 2000	10.50
Noviembre 1999	10.96	Noviembre 2000	10.49
Diciembre 1999	10.75	Diciembre 2000	10.51
Enero 2000	10.49	Enero 2001	10.82
Febrero 2000	10.92	Febrero 2001	10.98
Marzo 2000	10.73	Marzo 2001	10.95

Fuente: CNE, Informe Técnico Definitivo SING, Abril 1999

La demanda

El consumo total de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) creció a un 13.8% a.a. en el período 1993 – 1998, siendo la demanda de energía eléctrica de 6.616 GWh durante el año 1998.

VENTAS DE ENERGIA EN EL SING

AÑO	GWh	Tasa de Crec.
1993	3.040	
1994	3.395	11,7%
1995	3.989	17,5%
1996	4.981	24,9%
1997	5.671	13,8%
1998	6.616	16,7%

Fuente: CNE ITD SING, Abril 1999.

El siguiente cuadro muestra las previsiones de demanda de energía eléctrica para los meses de los años 1999, 2000 y 2001.

VENTAS DE ENERGIA EN EL SING

PERIODO	DEMANDA GWh	PERIODO	DEMANDA GWh
Abril 1999	797.35	Abril 2000	834.59
Mayo 1999	818.28	Mayo 2000	856.55
Junio 1999	774.27	Junio 2000	810.46
Julio 1999	795.21	Julio 2000	832.38
Agosto 1999	825.98	Agosto 2000	864.56
Septiembre 1999	789.65	Septiembre 2000	826.55
Octubre 1999	856.74	Octubre 2000	896.74
Noviembre 1999	835.81	Noviembre 2000	874.82
Diciembre 1999	864.44	Diciembre 2000	904.78
Enero 2000	840.42	Enero 2001	919.41
Febrero 2000	774.66	Febrero 2001	847.46
Marzo 2000	864.56	Marzo 2001	945.81

Fuente: CNE ITD SING, Abril 1999

La Interconexión energética SIC – SING

El SING es el segundo sistema eléctrico del país en orden de importancia. La demanda de energía eléctrica de este sistema se caracteriza por ser mayoritariamente de origen industrial, concentrándose alrededor del 85% del consumo de energía y potencia en la industria minera. El auge de la minería explica las altas tasas de crecimiento que ha experimentado la demanda en los últimos años, y el hecho que el desarrollo de los proyectos de generación eléctrica se ha ligado directamente a la realización de los proyectos mineros.

Sin embargo, en el transcurso de 1998, se ha producido un cambio de tendencia a escala mundial en las cotizaciones de los commodities, produciéndose una caída en los precios de los minerales, lo que ha perjudicado a todos los proyectos asociados a la minería entre ellos los de generación eléctrica.

Existen actualmente dos gasoductos que llegan al Sistema Interconectado Norte Grande provenientes de la cuenca Noreste de Argentina. El primero es el gasoducto Norandino con una capacidad de 8 MMm^3/día, del que se abastecerán proyectos de generación eléctrica, y el segundo es el gasoducto de Atacama con una capacidad máxima de 8,5 MMm^3/día.

Del gasoducto Norandino se abastecerá una central localizada en Tocopilla con una capacidad de generación de 400 MW, entrando en operación en el año 2000. Una segunda central de generación tendrá una capacidad de 230 MW operando a partir del 2000, localizada en Mejillones, y una tercera central se localizará en Coloso con 243 MW de potencia instalada, operando a partir del 2000.

Desde el gasoducto Atacama se abastecerán dos proyectos generación eléctrica. Uno de estos proyectos se ubica en la localidad de Nopel donde se encuentra en construcción una central de generación del tipo ciclo combinado que durante el año 2000 entrará en operación con 350 MW instalados y para el año 2001 se adicionará otro ciclo combinado de 350 MW. Otro de los proyectos que se abastecen desde el gasoducto de Atacama se localiza en Taltal, iniciando su operación con 150 MW en el año 2000 y completando el ciclo con 350 MW adicionales en el año 2001.

De cumplirse las previsiones de obras de la CNE, el SING, hacia fines del año 1999, tendría una sobreoferta de generación del orden los 600 MW. Este excedente de generación buscaría capturar la demanda localizada en la parte norte del SIC. La demanda estaría constituida básicamente por proyectos mineros que se desarrollan a lo largo de la cordillera, en el SIC. Además, la generación instalada en el SING podría abastecer a proyectos mineros localizados en territorio argentino y cercanos al corredor eléctrico del SIC.

Para alcanzar la demanda potencial en el SIC, será necesario realizar inversiones en ampliaciones del sistema de transporte eléctrico tanto en el SING como en el SIC. Se prevé la construcción de una línea de 220 kV entre Taltal y Diego Almagro y otra entre Nopel y Diego Almagro también en 220 kV. Además será necesario ampliar el corredor Diego Almagro – Maintencillo con una segunda terna en 220 kV de forma tal que se permita la evacuación de la sobreoferta de generación hacia el SIC.

Los costos del transporte de gas natural correspondientes a los gasoductos Norandino y Gas de Atacama son: 1,15 US$/MMBtu y 0,85 US$/MMBtu respectivamente. Considerando que el costo del transporte del gas natural del gasoducto Gas Andes es 0,80 US$/MMBtu, surge que el costo de una ampliación de los gasoductos del SING más el costo actual del transporte de estos gasoductos dará un costo de transporte mayor que el costo del transporte del gasoducto Gas Andes y por lo tanto una central de generación eléctrica que utilice gas proveniente del SING no podrá competir frente a otra que utilice el gas transportado por el gasoducto Gas Andes.

5.1.2.4. El intercambio con el Sistema Interconectado Norte Grande (SING)

Actualmente el intercambio con el SING se realiza desde la provincia de Salta a través de una línea de 345 kV que vincula la central de generación Termoandes con la ET Atacama en Chile.

La central de generación Termoandes se localiza en Güemes, Pcia. de Salta y se encuentra desvinculada del SADI. Esta central tiene un equipo TG de 203 MW que entró en operación el 31 de septiembre de 1999, un segundo equipo TG de 203 MW que entró en operación el 31 de octubre de 1999, y el cierre del ciclo combinado se espera completar el 31 de enero del 2000. El ciclo combinado completo tendrá una potencia instalada de 632,7 MW. Termoandes tiene un contrato de gas que

contempla un contrato por 15 años, con un suministro firme de 2,8 MM m^3/día, a una tarifa de transporte acordada con TGN de 0,016 $/$m^3$, es decir 0,4336 $/MM Btu. El precio del gas en la central estaría en el orden de 1,53 U$S/MM Btu, resultando un costo variable de la energía del orden de 11 $/MWh.

Termoandes tiene un contrato de venta de potencia y energía por un total de 110 MW con dos empresas mineras del SING, Zaldívar y Lomas Bayas. El proyecto prevé vender al SING por un total de 200 – 300 MW, debido a la fuerte competencia que existe en la región. Al respecto, quizá también existan razones de calidad del abastecimiento al SING que impongan el límite de los 300 MW. El adicional por encima de los 110 MW contratados se vendería en el mercado spot.

Como se señaló en la *Prospectiva 1998*, se estima que el beneficio de una posible integración con el SADI, en el caso de la interconexión con el Norte Grande de Chile, sería el respaldo que este sistema podría brindarle a una parte de la futura demanda, ante la pérdida fortuita de generación (Termoandes), además de permitir colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación (alrededor de 300 MW). Se estima que el área NOA, con el sistema de transporte actual, podría soportar una carga adicional del orden de 100/150 MW hasta la entrada en servicio de los nuevos generadores o ante un desenganche de los mismos, para lo cual deberían existir los elementos de transformación adecuados a tal fin.

5.1.2.5. El intercambio con el Sistema Interconectado Central (SIC)

La interconexión eléctrica entre el SIC y la Argentina se podría concretar desde la región Cuyo hasta Santiago (Chile) o desde la región Comahue hasta la zona sur del SIC (probablemente el nudo Temuco), o desde la región Comahue hasta el nudo Ancoa.

Existen determinadas condiciones que favorecen estos proyectos, entre las más importantes se encuentran: la relativa proximidad entre la demanda y la generación (100 – 300 km), pasos fronterizos accesibles (alturas entre 2.300 – 3.000 m), oferta de gas en la cuenca Neuquina con precios competitivos, la posibilidad de negociar energía secundaria en el MEM.

Casos de intercambios con Chile

El análisis de las posibles interconexiones con el SIC se realiza en el año 2003. En este año se prevén dos posibles proyectos de interconexión. El primero vincula la región eléctrica de Cuyo con el nudo Polpaico, mientras que el segundo proyecto sería la interconexión entre la región eléctrica de Comahue con el nudo Colbún.

Caso 1. Interconexión Cuyo – SIC

Esta interconexión se realizaría desde el nodo Gran Mendoza hasta el nodo Polpaico, localizado a 20 km de la ciudad de Santiago de Chile. Estos nodos estarían vinculados por una doble terna de 220 kV, de una longitud de 270 km, con una inversión de alrededor de 120 millones de dólares, con una capacidad de transporte eléctrico de 300 MW, para un factor de utilización de la interconexión de 0,70. La línea atravesaría la cordillera de Los Andes por el paso fronterizo más accesible que estaría localizado en el túnel Cristo Redentor.

La generación se localizaría en Mendoza y requeriría de la ampliación de la capacidad del gasoducto Beazley – Mendoza.

Esta alternativa de interconexión no requiere ampliaciones del transporte eléctrico argentino, y además tiene el respaldo del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A través de este proyecto de interconexión se podría ingresar energía secundaria proveniente del SIC.

Caso 2. Interconexión Comahue – SIC

Con generación instalada en Comahue, esta interconexión se realizaría mediante una terna en 500 kV, con una longitud de 600 km, vinculando la región Comahue con el nudo Colbún (SIC). El vínculo eléctrico tendría una capacidad de transporte de 560 MW, con un factor de utilización de la interconexión entre 0,60 y 0,70, siendo necesario realizar una inversión de 180 millones de dólares. El paso fronterizo a ser utilizado por la interconexión sería el Paso Pehuenche a 2.500 m de altura.

Este proyecto no requiere de ampliaciones del sistema de transporte argentino. Además, tiene el respaldo del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y tendría la posibilidad de permitir el ingreso de energía secundaria proveniente del SIC.

Caso 3. Interconexión Cuyo – SIC con respaldo de la LEAT Comahue - Cuyo

El análisis del Caso 3 se realiza para el año 2003, cuando se supone que se vincula eléctricamente la región Comahue con Cuyo, a través de una línea de 500 kV. Esta interconexión equivale a una “quinta” terna Comahue – GBA, permitiendo evacuar una mayor cantidad de energía eléctrica hacia los centros de demanda, además de mejorar la calidad del SADI y producir una reducción de los precios de la energía en la región Central.

La vinculación de Gran Mendoza con Polpaico (Chile) se realiza mediante dos ternas en 220 kV, con una inversión que se ubicaría en los 120 millones de dólares, para una exportación de unos 300 MW con un factor de utilización de la interconexión de 0,70.

A diferencia del Caso 1, esta alternativa localiza la generación a exportar en la región Comahue, donde se cuenta con una amplia disponibilidad de gas y un precio de 1,35 U$S/MM Btu, del que resulta un costo variable de generación muy competitivo igual a 9,82 $/MWh. Dado que la exportación se genera en Comahue, para llegar hasta Cuyo deberá pagar el canon correspondiente por el uso de la línea de transporte eléctrico Comahue – Cuyo.

Caso 4. Interconexión Cuyo – SIC con respaldo de la LEAT Cuyo – NOA

Al igual que en los Casos anteriores se plantea la interconexión Gran Mendoza – Polpaico mediante una doble terna de 220 kV, para una exportación inicial de transporte de 300 MW y una inversión que se ubica en 120 millones de dólares. Pero se plantea la localización de la generación dedicada a la exportación de energía eléctrica en la región NOA, siendo necesaria una ampliación del transporte eléctrico en 500 kV que vincule la región NOA con la región Cuyo, con una capacidad de transporte de 1.000 MW. Esta línea, denominada “Línea Minera”, vincularía los

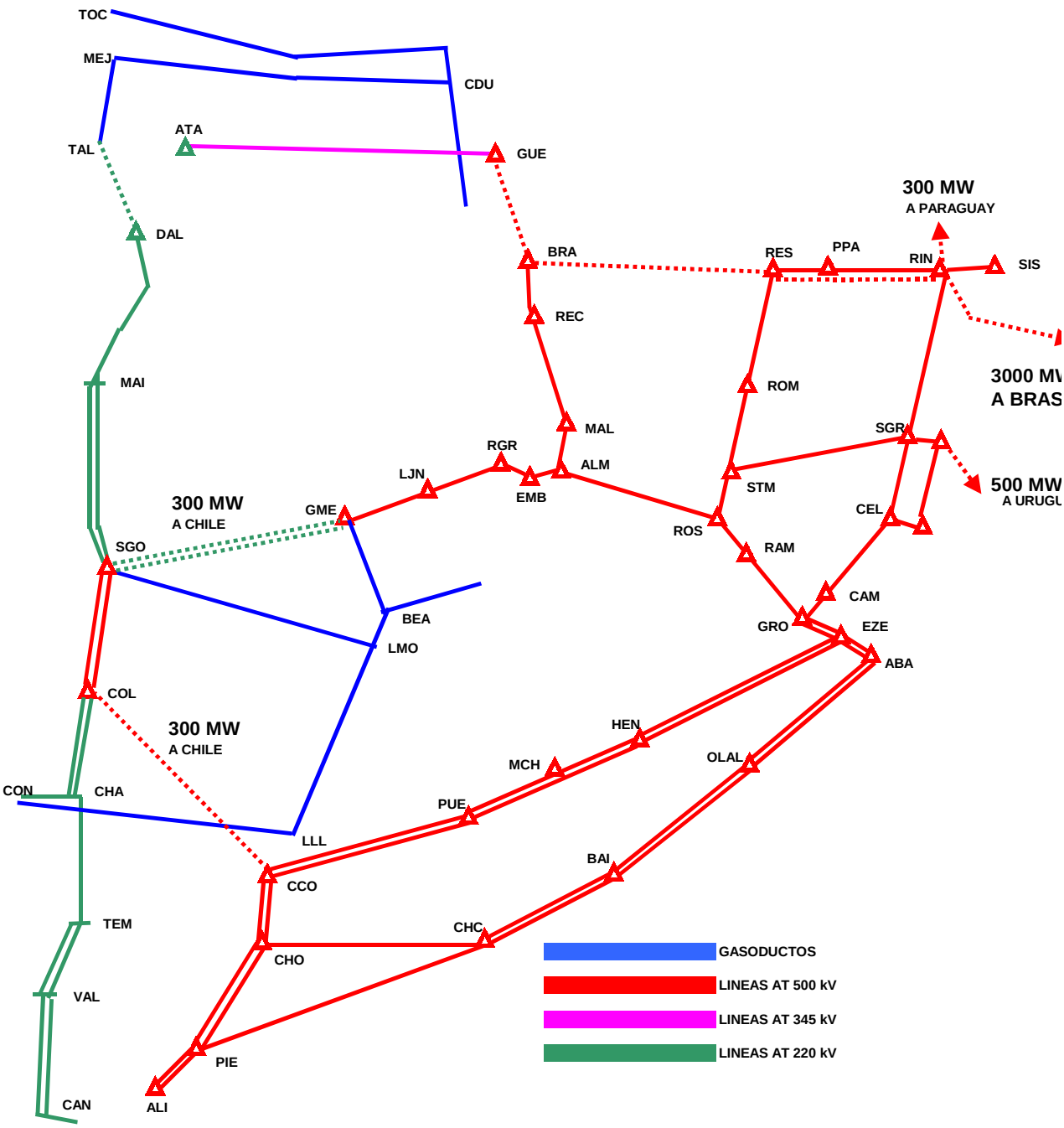
nodos El Bracho – La Rioja – San Juan – Gran Mendoza, siendo necesario instalar dos subestaciones eléctricas a lo largo de su traza, una en la barra La Rioja y la otra en la barra San Juan. Para esta ampliación se prevé un bajo factor de utilización, haciendo sumamente costoso el valor del canon que amortizaría la inversión hecha en la línea, por lo que los agentes del mercado no tendrían ningún incentivo a realizar la ampliación por los mecanismos de ampliación para líneas de mercado[13], previstos en la regulación argentina. Sí, en cambio, y bajo la figura de línea de riesgo, recientemente introducida en la normativa, sería posible materializar este vínculo, clasificado en principio como una Línea No Mercado[14].

[13] El Anexo 16 de "Los Procedimientos" establece los distintos tipos de ampliaciones de capacidad de transporte que pueden realizarse con intervención de los agentes del mercado. Si bien no está explícitamente establecido en la regulación, a todos estos tipos de ampliación de líneas se las puede denominar en forma general como Líneas de Mercado.

[14] En contraposición a las Líneas de Mercado, cuando los agentes no visualizan la necesidad de establecer o ampliar un vínculo, pero, por el contrario el Estado, haciendo uso de la atribución conferida por la Ley, considera que el vínculo es de conveniencia e interés público, podría convertirse en Iniciador e impulsar la construcción de la línea. En este caso, el vínculo en cuestión podría encuadrarse como una Línea No Mercado.

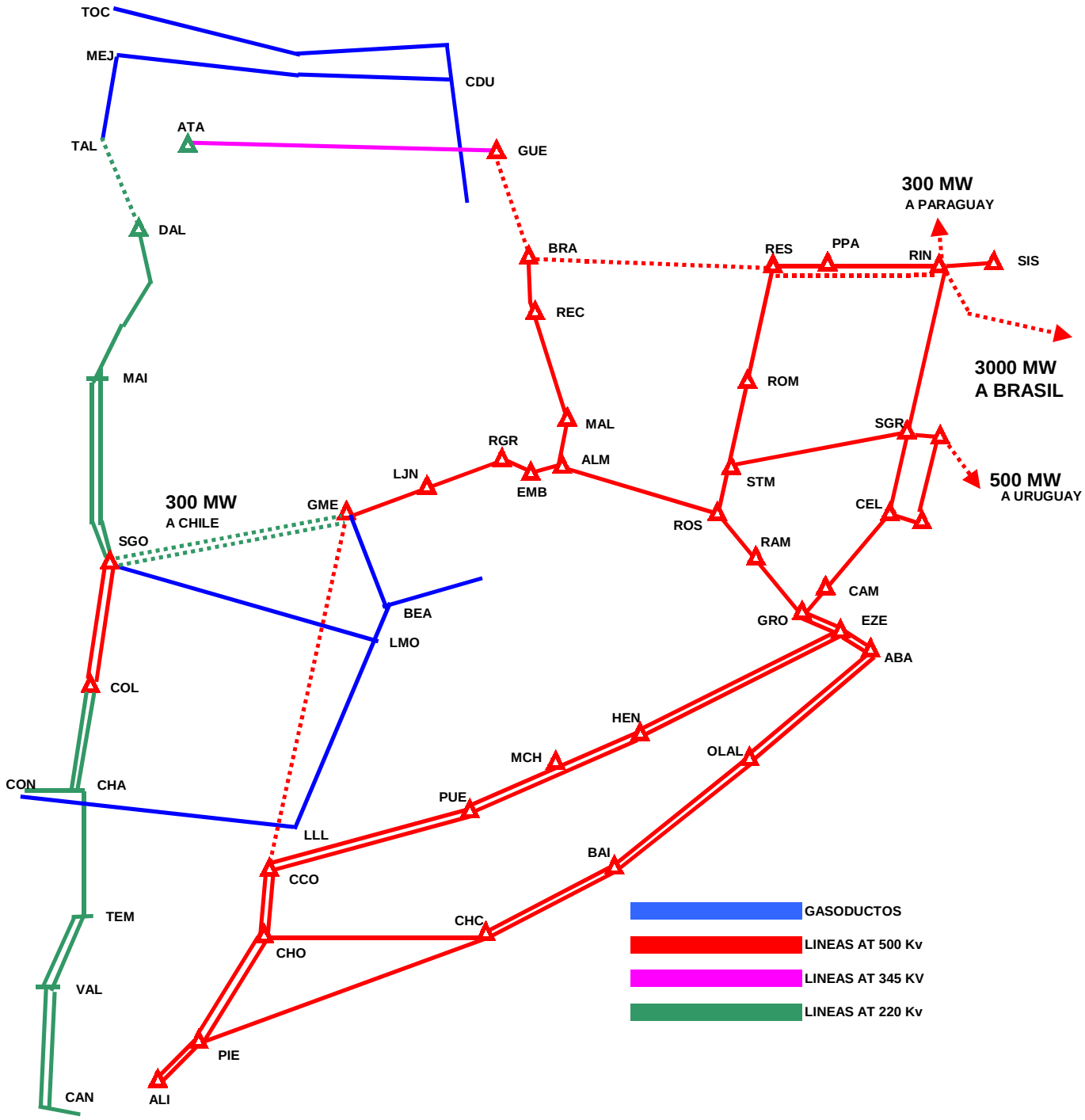
CASOS 1 y 2

AÑO 2003



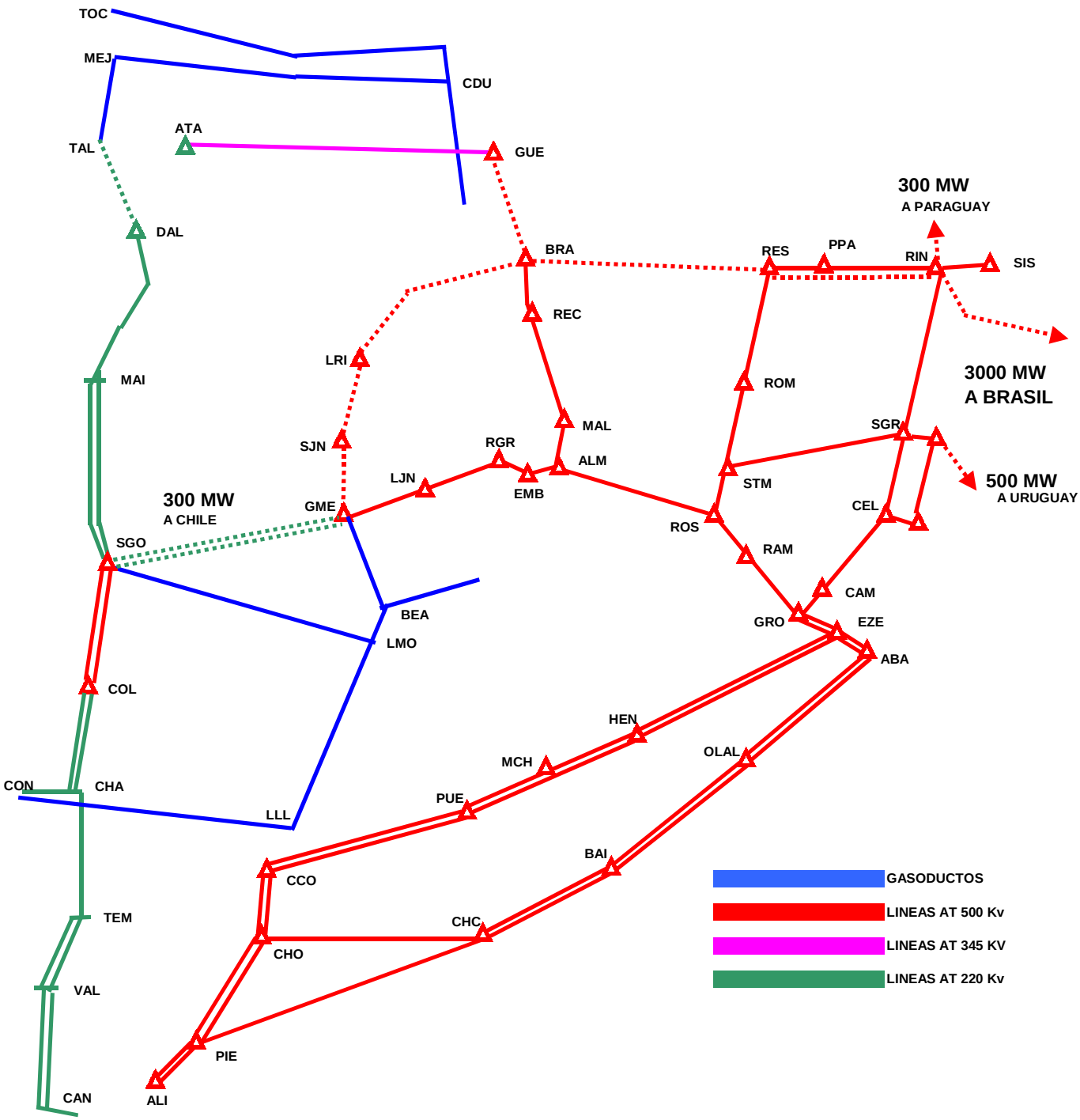
CASO 3

AÑO 2003



CASO 4

AÑO 2003



5.1.2.6. Los precios monómicos de los Intercambios Eléctricos con Chile

Considerando las posibles alternativas para los intercambios eléctricos con Chile, se calcularon los costos fijos y variables de generación, dependiendo de su localización y del precio del gas natural al que pueden acceder. Además, se determinaron las inversiones en transporte eléctrico, necesarias para llegar al nodo Polpaico desde los nodos de generación, y como resultado final se calculó el precio monómico en Polpaico para cada alternativa.

De las alternativas de intercambios con Chile, la más competitiva sería la que localiza la generación en la región Cuyo (Caso 1). Muy cerca, en lo que a comparación de costos se refiere, se ubica la alternativa con generación en Comahue (Caso 2) que, aunque obtiene el gas a un menor precio que la generación localizada en Cuyo, debe realizar importantes ampliaciones en transporte por Comahue – Ancoa – Polpaico. Muy lejos, con relación a los costos de estas dos opciones anteriores, se puede ubicar la alternativa con generación en Comahue que a través del uso de la LEAT Comahue – Cuyo, permitiría la exportación hasta el nodo Polpaico.

El Caso 4, con generación localizada en la región NOA, aunque obtiene un precio del gas menor al precio del gas en Comahue, requiere de gran inversión en la ampliación del transporte eléctrico, que asociada al bajo factor de utilización que tendría la línea durante los primeros años, resulta en elevados valores de canon, haciendo que la alternativa no resulte, al menos bajo condiciones de mercado, una inversión interesante.

Se asume que la generación localizada en Polpaico corresponde a la de un generador del tipo Ciclo Combinado con un rendimiento de 1.650 kcal/kWh, con un factor de uso del 90% del tiempo, con un costo de capital de 408 US$/kW y una capacidad de generación de 332 MW, donde para la determinación del costo fijo se considera una tasa de descuento del 10% y un período de amortización de 20 años. Este generador compra el gas natural a 2,30 US$/MM Btu.

PRECIOS MONOMICOS PARA LOS CASOS DE INTERCAMBIO ELECTRICO CON CHILE

GENERACION		CASO 1 CUYO - POL	CASO 2 COMAHUE - COL - POL	CASO 3 COMAHUE - CUYO - POL	CASO 4 NOA - CUY - POL	POLPAICO
Costo Fijo	$/MWh	9,03	9,03	9,03	9,03	7,46
Costo Variable	$/MWh	9,43	9,04	9,04	8,32	16,70
MONOMICO GENERACION	$/MWh	18,46	18,07	18,07	17,35	24,16
TRANSPORTE						
fu = 0,50	$/MWh	15,69	16,36	25,88	31,42	
fu = 0,60	$/MWh	13,08	13,63	21,57	26,19	
fu = 0,70	$/MWh	11,21	11,68	18,49	22,45	
MONOMICO POLPAICO						
fu = 0,50	$/MWh	34,15	34,42	43,95	48,77	24,16
fu = 0,60	$/MWh	31,53	31,70	39,64	43,54	24,16
fu = 0,70	$/MWh	29,67	29,75	36,55	39,80	24,16

Supuestos: El precio del GN en Comahue es igual a 1,25 $/MM Btu.

El precio del GN en Cuyo es igual a 1,30 $/MM Btu.

Desde el punto de vista contractual, enfoque éste que surge de la regulación argentina en materia de intercambios de energía, la comparación de los costos medios de cada alternativa planteada con el costo medio de producción, con gas argentino, en Polpaico (SIC), resulta favorable a esta última. Sin embargo, se entiende que existen otros factores de tipo contractual, no analizados en esta oportunidad, que podrían viabilizar un contrato de exportación a SIC de Chile.

5.1.3. Intercambios con Uruguay

Se ha incorporado en esta oportunidad en todos los escenarios planteados una exportación a Uruguay de 200 MW, a partir del año 2000.

Se trataría de un suministro de hasta 200 MW disponibles en la barra de 500 kV de la ET Colonia Elía, propiedad de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande.

Como antecedente de los intercambios con la República Oriental del Uruguay, debe destacarse que con fecha 12 de febrero de 1974 se firmó el Acuerdo de Interconexión Energética, aprobado por Ley 21.011 que normaliza los intercambios que se realizan entre ambos países. Mediante este Acuerdo se creó la Comisión de Interconexión, y mediante Ley 23.390 se aprobó el Convenio de Ejecución del Acuerdo, donde se definen los objetivos de la Comisión, los entes ejecutivos del convenio en cada país (AyEE por Argentina y UTE por Uruguay), el sistema de

interconexión internacional, y que las modalidades de intercambio y servicios recíprocos no previstos serán establecidos por la Comisión.

Por otro lado, en el año 1997 se dictó la Resolución SEyP 21, de Importación y Exportación de energía eléctrica, donde en su artículo 11 se establece que se mantendrán las operatorias acordadas en los tratados bilaterales vigentes. De tal manera que las transacciones físicas y comerciales sólo pueden ser normadas en el marco del Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión.

El día 8 de noviembre de 1999 las Cancillerías de Argentina y de Uruguay firman un Acuerdo siguiendo los lineamientos del Memorandum de Entendimiento relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el MERCOSUR, aprobado mediante Decisión Nº 10/98 del CONSEJO DEL MERCADO COMUN y acordando respetar los criterios y regímenes definidos en la Resolución Nº 21/97 de la ex-Secretaría de Energía y Puertos de la República Argentina.

5.2. LA EXPORTACION DE GAS NATURAL

5.2.1. Brasil

El siguiente análisis no pretende dar una opinión de detalle sobre el abastecimiento de gas de Brasil, sólo tiene validez para justificar valores de demanda que se adicionarán a los escenarios del mercado argentino.

El desarrollo de la industria del gas natural en Brasil significará en los próximos años una profundización de los intercambios a escala regional.

En particular, el impacto sobre el mercado argentino dependerá de la intensidad con que se desarrolle el proceso de sustitución y del ritmo de la producción de gas en Brasil, del abastecimiento de Brasil con gas importado de Bolivia, como así también de la disponibilidad de recursos y precio del gas en Argentina con destino a la exportación.

En esta parte del informe, se hace referencia a las perspectivas que se presentarán en los próximos años en el sector del gas natural de Brasil.

Se plantean proyecciones de la demanda de gas esperada en Brasil hasta el año 2010, considerando una estimación preliminar del consumo de centrales eléctricas y de otros sectores (residencial, industrial, etc.). Para centrales eléctricas se considera la demanda que resulta del conjunto de incorporaciones previstas en el Plan Decenal 1999-2008[15]. Debido a que el horizonte tomado es el año 2008, se supone la incorporación en el sistema S-SE-CO de 2.000 MW adicionales de ciclo combinado al año 2010. Como se señaló en otras partes de este informe, la potencia total a instalar hasta el año 2003 que surge del programa impulsado por el MME de Brasil, resulta en el mismo orden del previsto en el Plan Decenal.

[15] Eletrobrás, Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétrico. "*Plano Decenal de Expansão 1999-2008*". Junio de 1999.

En cuanto a los otros sectores de consumo, se toman dos casos: de baja y alta demanda. El primero incorpora estimaciones efectuadas por el Banco Mundial[16], y en el segundo se supone que se darán las condiciones para un contexto de mayor penetración de gas natural.

Se presentan un conjunto de alternativas de exportación de gas natural desde Argentina a Brasil, sobre la base de los proyectos que a la fecha se han planteado desde el sector privado y las perspectivas de competencia gas – gas planteadas entre Bolivia, Argentina y Brasil.

A partir de las proyecciones de la demanda de gas y la identificación de los proyectos de exportación, supuestos como más probables de concretarse, se conforman los Casos de Exportación de gas a Brasil que se consideran a los efectos de las simulaciones utilizando el modelo GASELEC. Los resultados de estas simulaciones se presentan en el Capítulo 6 de este informe.

5.2.1.1. El gas natural en Brasil

Reservas, Producción y Ventas

A diciembre de 1998, Brasil cuenta con 226 miles de MMm^3 de reservas probadas de gas natural, de las cuales alrededor del 70% es gas asociado a petróleo. El principal reservorio lo constituye la cuenca de Campos (Rio de Janeiro) que concentra el 40% de las reservas y presenta las mejores perspectivas de incorporaciones futuras.

PRODUCCION Y RESERVAS DE GAS NATURAL EN BRASIL
AÑO 1998

	RESERVAS Miles MM m^3			PRODUCCION MM m^3/día		
ESTADO	**ONSHORE**	**OFFSHORE**	**TOTAL**	**ONSHORE**	**OFFSHORE**	**TOTAL**
Amazonas	60,0	0,0	60,0	1,7	0,0	1,7
Maranhao	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ceará	0,0	1,4	1,4	0,0	0,3	0,3
Rio Grande do Norte	3,8	13,2	17,0	0,9	1,8	2,7
Alagoas	8,2	1,0	9,2	1,5	0,4	1,9
Sergipe	0,9	4,2	5,1	0,2	2,0	2,2
Bahía	22,3	2,6	24,8	5,2	0,1	5,3
Espíritu Santo	2,3	3,5	5,8	0,8	0,0	0,8
Rio de Janeiro	0,0	94,4	94,4	0,0	12,5	12,5
Sao Paulo	0,0	5,7	5,7	0,0	1,8	1,8
Paraná	0,8	1,8	2,6	0,1	0,4	0,5
Santa Catarina	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	98,2	127,8	225,9	10,4	19,3	29,7

Fuente: Petrobras

En 1998 la producción de gas natural en Brasil alcanzó a 29,7 MM m^3/día, de los cuales 10,9 MM m^3/día (37%) se destinaron al mercado para consumo final.

[16] Banco Mundial, "*Project Appraisal on a Proposed Loan in an Amount of u$s 130 million to Transportadora Brasileira Gasoducto Bolivia-Brasil S.A. for a Gas Sector Development Project Bolivia-Brasil Gas Pipeline*". 26 de Noviembre de 1997.

El 65% de la producción de gas es extraído de yacimientos ubicados en áreas marítimas (offshore). Se destaca la cuenca de Campos, de la cual se extrae el 42% de la producción total.

EL FLUJO DE GAS NATURAL EN BRASIL
MM m^3

	1990	***1993***	***1995***	***1998***
PRODUCCION	6.087	7.277	8.092	10.833
NO APROVECHADO	1.415	1.226	1.200	2.010
REINYECCION	991	1.487	1.413	1.928
CONSUMO PETROBRAS	1.433	1.541	1.990	2.506
LGN (1)	332	349	334	422
VENTAS AL MERCADO	1.916	2.673	3.155	3.968

(1) Líquidos del gas natural
Fuente: Petrobras

La región Sul – Sudeste - Centro Oeste representa el 70% de las ventas al mercado. A su vez, el principal mercado es Sao Paulo, que consume 3,3 MM m^3/día, y es abastecido fundamentalmente por un gasoducto de 22 pulgadas desde Rio de Janeiro.

VENTAS DE GAS NATURAL EN BRASIL
MM m^3

	1990	**1993**	**1995**	**1998**
TOTAL	**1.916**	**2.673**	**3.155**	**3.968**
NORDESTE	**728**	**804**	**877**	**1.194**
Ceará	16	21	30	46
Rio Grande do Norte	7	13	19	34
Parabaíba	4	8	16	34
Pernambuco	119	131	187	202
Alagoas	150	90	108	147
Sergipe	12	18	19	41
Bahia	420	524	499	690
SUDESTE	**1.188**	**1.869**	**2.277**	**2.774**
Minas Gerais	0	0	2	190
Espíritu Santo	116	160	163	221
Rio de Janeiro	833	1.232	1.191	1.161
Sao Paulo	239	477	921	1.202

Fuente: Petrobras y compañías distribuidoras

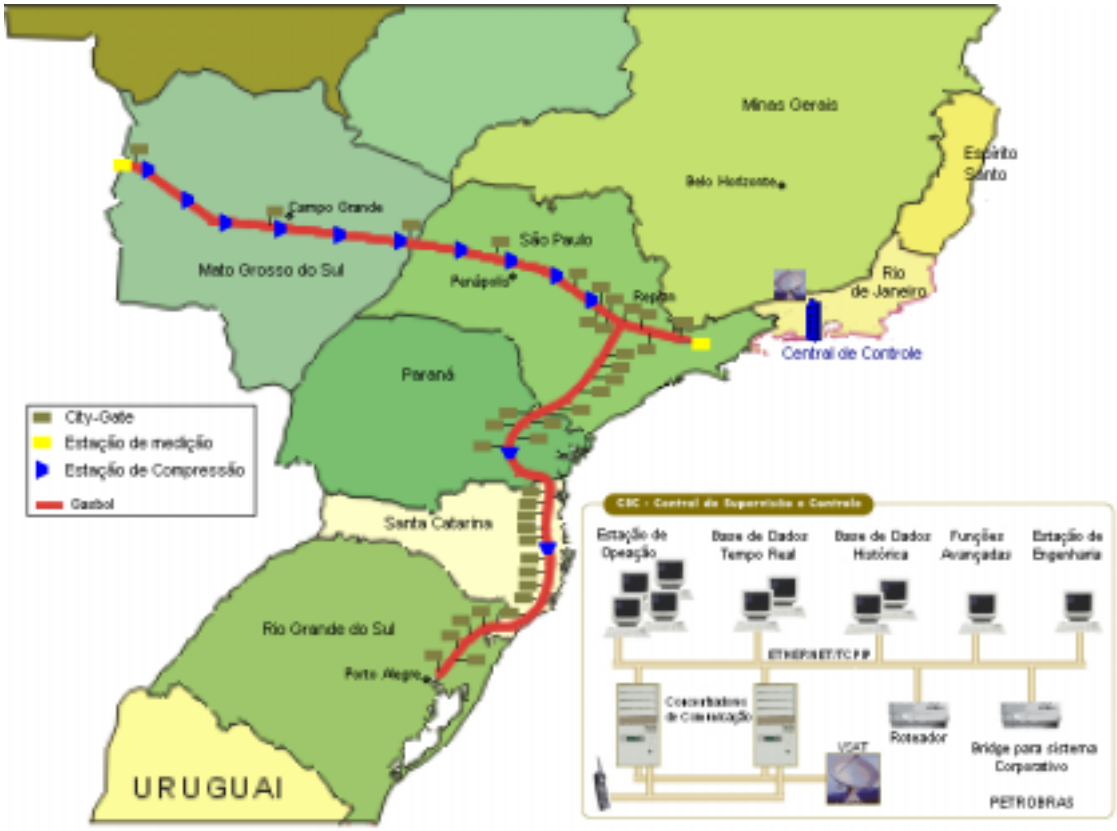
Las ventas de gas en Brasil se incrementaron a un ritmo de casi el 10% a.a., en el período 1990 – 1998.

El principal sector de consumo es la industria, que concentra el 95% del consumo final total.

En la actualidad, el gas natural representa el 2,8% de la oferta interna de energía primaria[17]. Se prevé en los próximos años una importante penetración del gas natural en la matriz energética de Brasil. Las previsiones oficiales estiman que para el año 2010 dicha participación se ubique en el 12% de la oferta interna de energía primaria.

El gasoducto Bolivia – Brasil

Como se podrá advertir, el gas natural tiene en la actualidad un escaso peso en la matriz energética de Brasil. Sin embargo, el gasoducto troncal Río Grande (Bolivia) - San Pablo (Brasil), que inició la operación en julio de 1999, y la derivación San Pablo - Porto Alegre, actualmente en construcción, significará en los próximos años un cambio substancial en el sector energético brasileño.



Fuente: ANP

El proyecto presenta los siguientes parámetros técnicos:

- Diámetro del Gasoducto Río Grande (Bolivia) - San Pablo: 32''
- Diámetro de la derivación San Pablo - Porto Alegre: 16''
- Capacidad de Transporte del gasoducto: 30 MMm^3/d.
- Extensión: 3.150 km, de los cuales 2.593 km se localizan en Brasil.
- Inversión: 2.000 millones de u$s, excluyendo costos de compresión: 643.000 u$s/km.
- Presión Máxima en cabecera: 90 kg/cm^2.

[17] Balanço Energético Nacional 1999. Ministerio de Minas e Energía de Brasil

- City Gates: 40
- Estaciones de compresión: 40
- Estaciones de medición: 6
- Municipalidades: 137
- Propiedades: 4.141

La importación del gas de Bolivia involucra un contrato de suministro de gas natural y un contrato vinculado al transporte del fluido.

El acuerdo de intercambio entre Bolivia y Brasil comprende un volumen inicial de 3,7 MM m^3/d al inicio (1999), llegando a 18 MM m^3/d en el octavo año de contrato (año 2007). El precio de referencia en boca de pozo por el suministro del gas al primer año es de 0,91 US$/MM BTU; previéndose su ajuste gradual a lo largo de los 20 años del contrato.

Para el transporte se constituyeron dos compañías, Gas Transboliviano S.A. (GTB) y Transportadora Brasileira Gasoducto Bolivia - Brasil S.A. (TBG). Estas dos empresas establecen un contrato "*ship or pay*" con Petrobrás e YPFB por un período de 20 años. El contrato comprende el derecho al uso de una capacidad inicial (*Transport Contract Quantity* - TCQ). El TCQ definido se ubica en 9 MM m^3/d en el año 2000, alcanzando gradualmente 18 MM m^3/d al año 2007. Adicionalmente, el contrato contempla una capacidad opcional *(Transport Capacity Option* - TCO). Este derecho permite al comprador a transportar hasta 6 MM m3/d por encima del TCQ sin pagar el cargo fijo de capacidad durante un período de 40 años. Esta opción ha sido valorizada en 383 millones de dólares y adquirida, finalmente, por Petrobrás en su totalidad.

El precio de contrato por el transporte del TCQ se ubica en alrededor de 1,48 US$/MMBTU, ajustándose anualmente un 0,5 %. En tanto Petrobrás, el BNDES y Eletrobrás pactan por la capacidad opcional un precio de 1 US$/MMBTU a 1996, a ser ajustado por el *US Consumer Price Index*. Debe tenerse en cuenta que para alcanzar la capacidad opcional, correspondiente al TCO, es necesario capacidad de compresión adicional, para la cual se estima una inversión de 192 millones de US$.

Por otra parte, Petrobrás establece contratos de suministro con las distribuidoras y centrales eléctricas. En la actualidad existen en Brasil quince empresas de distribución de gas natural, y tres más comenzarán a operar una vez que se inicie la operación del gasoducto.

A diferencia del segmento de la producción y el transporte, en el nuevo esquema reglamentario la distribución se encuentra bajo jurisdicción estadual. No obstante, el Gobierno Federal de Brasil ha adoptado un precio uniforme de 2,55 US$/MMBTU para el volumen acordado inicialmente por Petrobrás e YPFB, en todos los *city gates* a lo largo del gasoducto[18].

Los volúmenes contratados por las distribuidoras son los siguientes:

[18] Se estableció la vigencia del precio city gate único para el gas importado de Bolivia hasta el 31 de octubre de 1999. Actualmente, no se tiene conocimiento de cambios en el nivel establecido por la ANP.

VOLUMENES CONTRATADOS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
1998-2010
En MM m^3/d

Año	Enersul M.G. do Sul	Comgas San Pablo	Compagas Paraná	SC Gas Santa Catarina	Sul Gas R.G. do Sul
1999	0,36	4,00			
2000	0,37	4,60	1,00	1,80	1,20
2002	0,50	5,76	1,20	1,90	1,50
2005	0,53	7,52	1,60	2,15	1,75
2010	0,53	8,10	1,90	2,30	1,95

Fuente: Banco Mundial

5.2.1.3. El precio del gas en Brasil

El esquema tarifario, sobre el gas de Bolivia, vigente en Brasil sería el siguiente:

PRECIOS Y TARIFAS GAS DE BOLIVIA (Julio 1999)
US$/MM BTU

PRECIO DEL COMMODITY (RIO GRANDE)	0,9075
TARIFA DE TRANSPORTE (GTB)	0,3244
TARIFA DE TRANSPORTE (TBG)	1,1591
PRECIO EN EL CITY GATE	2,5493
VOLUMEN TRANSPORTADO (Agosto 1999)	1,8 MM m3/día

Fuente: ANP

Por otro lado, el precio del gas de producción nacional es administrado y definido con la intervención del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Fazenda (Hacienda) y la Agencia Nacional del Petróleo (ANP).

Las Portarias Nº 153 y 155, del 23/06/99, normas de carácter Interministerial, establecen el esquema de administración y actualización del precio del gas. Se fija una paridad del precio del gas natural, para uso como combustible, con relación a un precio de referencia del fuel oil.

El precio máximo del gas en city gate es igual al 86,22% del precio máximo del fuel oil A1 en la refinería. Este precio de referencia del fuel oil A1 se actualiza mensualmente en función del precio internacional del producto (mercado de New York) y de las variaciones registradas en el tipo de cambio.

En el caso del gas importado, con referencia al gas de Bolivia, resulta un precio máximo equivalente al 97,72% del precio de referencia del fuel oil A1 en la refinería.

Con estos criterios, el precio del gas importado se establece en un nivel equivalente en Reales, para una paridad de 1,80 R$/US$, en 2,55 US$/MM BTU. El precio en Reales del gas nacional presenta actualmente un valor equivalente de 1,94 US$/MM BTU. Se definió que esta metodología de fijación de precios máximos para el gas natural tuviese una vigencia hasta el 31 de octubre de 1999. Actualmente, y con la coordinación de la ANP, se están estudiando nuevos criterios para la determinación del precio del gas, los que se estima queden definidos en diciembre de 1999.

Los criterios que se están evaluando, según lo informado por la ANP, se basan en considerar los siguientes elementos:

- Precios del gas ecualizados en los city gates, basados en el Valor Normativo (VN) determinado por la Resolución ANEEL Nº 233/99.

- Ausencia de diferenciación por usos del precio del gas en los city gates.

- Unbundling en los componentes del precio del gas, precio del producto y tarifa de transporte.

- Las tarifas de transporte deben reflejar los parámetros establecidos en la Portaria ANP Nº 169/98.

- Reajustes trimestrales para el precio del gas y anuales para las tarifas de transporte.

- Revisiones anuales

La Resolución ANEEL Nº 233/99, establece los Valores Normativos (VN) que limitan el traslado del precio de los contratos bilaterales, pactados libremente en la adquisición de energía eléctrica, a las tarifas de los concesionarios de distribución. Para la fuente de generación definida como competitiva, el VN establecido es de 57,20 R$/MWh, equivalente a 31,77 US$/MWh para un tipo de cambio de 1,80 R$/US$. En el Anexo I se detalla el contenido y alcance de la Resolución ANEEL Nº 233/99.

Las tarifas de transporte en Brasil se negocian libremente entre las partes. La Portaría ANP Nº 169, del 26/11/98, establece en su Artículo 10 que las tarifas negociadas entre Transportistas y Cargadores, incluidas en los contratos de transporte deberán:

- Reflejar las modalidades de transporte firme, no firme u otros con características especiales, así como el plazo de su duración.

- Considerar el volumen a ser transportado

- Considerar las distancias entre los Puntos de Recepción y Entrega

- Considerar la carga tributaria y sus eventuales modificaciones

- No ser discriminatorias, no incorporar costos atribuibles a otros Cargadores, ni incorporar subsidios

- Considerar los costos de operación y mantenimiento, así como una adecuada remuneración a la inversión.

Se prevé implementar un precio máximo de 2,26 US$/MM BTU para las usinas térmicas consideradas en el plan de emergencia del MME, presentado en el punto 5.1.1 de este documento. Asimismo, se prevé la diferenciación de precios por región.

Por ejemplo, para la región del Nordeste, el precio del gas para los próximos cinco años se estableció en 1,94 US$/MM BTU.

5.2.1.4. La Demanda Futura de Gas Natural de Centrales Eléctricas

Para la proyección de la demanda futura de gas en Brasil se realiza un tratamiento separado de los sectores centrales eléctricas y otros consumos.

De acuerdo al Plan Decenal 1999-2008 se prevé la incorporación de más de 13.000 MW de centrales térmicas (incluyendo los proyectos en estudio y de cogeneración) que utilizan el gas natural como combustible en todo el territorio Brasileño.

Para estimar la demanda de gas de centrales eléctricas se adopta un factor de utilización de 0,8 y un consumo específico de 1.800 kcal/kWh. Es poco probable que las usinas alcancen esta tasa a lo largo del horizonte considerado. Durante años hidrológicamente ricos las centrales eléctricas serán poco requeridas, mientras que durante años secos los factores de utilización serán elevados. Sin embargo, de acuerdo a la modalidad de contratación imperante en el mercado de gas natural, estas cantidades están asociadas a los volúmenes comprometidos por productores y transportistas.

INCORPORACIONES FUTURAS DE CENTRALES A GAS NATURAL EN BRASIL
En MW

Central	Estado	*1999*	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*	*2008*	*2010*
Corumbá I	Mato Grosso do Sul	150										
Cuiabá I	Mato Grosso		330									
Campo Grande I	Mato Grosso do Sul			300								
Campo Grande II	Mato Grosso do Sul	80	40									
Uruguaiana	Rio Grande do Sul		600									
Araucaria	Paraná							444				
Joinville	Santa Catarina							600				
Río I	Rio de Janeiro			700								
BTB I	Rio de Janeiro				501							
Sao Paulo I y II	São Paulo					450	450					
GN PIE III y IV	São Paulo							900				
Igarapé I y II	Minas Gerais			255								
Norte Capixaba	Espírito Santo			150								
Pecém	Ceará		240									
Cosern	Rio Grande do Norte				100							
NE III (PIE)	Bahia								400			
NE IV (PIE)	Bahia										400	
NE V (PIE)	Bahia										400	
Manaus	Amazonas	126		90	180			90	90	90	90	
Porto Velho	Rondonia	60	60	60		60	60	60		60	60	
Macapa	Amapá			50			20	20	20	30	30	
Rio Branco	Acre	48										
CELPE*	Pernambuco											200
CEAL*	Alagoas											233
CHESF I*												2.000
Cogeneración (S/SE/CO)				1430								
Cogeneración (NE/N)				360								
Total		464	1.270	3.395	781	510	530	2.114	510	180	980	2.433

* En estudio. Se supone que estas centrales iniciarán su operación en el año 2010.
Fuente: Plan Decenal 1998-2007

INCREMENTOS DE DEMANDA DE GAS NATURAL
DE CENTRALES ELECTRICAS EN BRASIL
En MM m^3/d

Estado	*1999*	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*	*2008*	*2010*
Espírito Santo			0,62								
Minas Gerais			1,05								
Mato Grosso		1,36									
Mato Grosso do Sul	0,95	0,16	1,23								
Paraná							1,83				
Rio de Janeiro			2,88	2,06			3,70				
Rio Grande do Sul		2,47									
Santa Catarina							2,47				
São Paulo					1,85	1,85					
Región Norte/Noreste	0,96	1,23	0,82	1,15	0,25	0,33	0,70	2,10	0,74	4,03	10,01
Cogeneración (S/SE/CO)			5,88								
Cogeneración (NE/N)			1,48								
Total	1,91	5,23	13,97	3,21	2,10	2,18	8,70	2,10	0,74	4,03	10,01

En los años 2005 y 2010, la demanda de gas natural de centrales eléctricas alcanzará, en todo el territorio brasileño, 38 y 55 MM m3/d respectivamente.

DEMANDA DE GAS NATURAL
CENTRALES ELECTRICAS BRASIL
En MM $m3^3$/d

Estado	*2000*	*2005*	*2010*
Espírito Santo		0,62	0,62
Minas Gerais		1,05	1,05
Mato Grosso	1,97	1,97	1,97
Mato Grosso do Sul	1,11	2,35	2,35
Paraná		1,83	1,83
Rio de Janeiro		8,64	8,64
Rio Grande do Sul	2,47	2,47	2,47
Santa Catarina		2,47	2,47
São Paulo		3,70	3,70
Región N-NE	2,20	5,45	22,33
Cogeneración (S-SE-CO)		5,88	5,88
Cogeneración (N-NE)		1,48	1,48
Total	7,75	37,91	54,79

Región	*2000*	*2005*	*2010*
Sul	2,47	*6,76*	*6,76*
SE-CO	3,09	*24,22*	*24,22*
N-NE	2,20	*6,93*	*23,81*
Total	7,75	*37,91*	*54,79*

5.2.1.5. La Demanda Futura de Gas Natural de Otros Sectores

Se considera en otros sectores, los consumos residenciales, industriales, y transporte.

Para el tratamiento de la demanda de gas natural de otros sectores de consumo se consideran dos escenarios: Baja y Alta Demanda.

Demanda Baja de otros Sectores

Este escenario corresponde a una proyección basada en estimaciones del Banco Mundial para la región S-SE-CO. En tanto que para la Región N-NE, se toman otras fuentes.

Básicamente más del 80% de esta demanda de gas natural está destinada al sector industrial, y desplazaría otros energéticos, entre ellos el fuel oil y la leña.

Al año 1998 la demanda industrial de estos tres energéticos representaba alrededor de 49 MM m^3/d equivalentes de gas natural. Suponiendo una tasa de crecimiento del 3% en el requerimiento del conjunto de estos energéticos, al año 2010 existiría un potencial para el gas natural en la industria del orden de 70 MM m^3/d.

DEMANDA DE GAS NATURAL DE OTROS SECTORES
DEMANDA BAJA
En MM m3/d

Estado	*2000*	*2005*	*2010*
Minas Gerais	1,0	2,12	2,51
Mato Grosso			
Mato Grosso do Sul	0,55	0,65	0,78
Paraná	1,00	2,32	2,75
Rio de Janeiro	4,09	4,15	4,21
Rio Grande do Sul	1,20	2,36	2,8
São Paulo	7,79	14,78	16,99
Santa Catarina	1,80	2,39	2,83
Región N-NE	5,01	6,02	6,31
Total	22,44	34,79	39,18

Región	*2000*	*2005*	*2010*
Sul	4,00	7,07	8,38
SE-CO	13,43	21,70	24,49
N-NE	5,01	6,02	6,31
Total	22,44	34,79	39,18

Demanda Alta de otros Sectores

Alternativamente, se presenta un caso de alta demanda, el cual resulta de suponer una profundización en el proceso de sustitución.

DEMANDA DE GAS NATURAL DE OTROS SECTORES
DEMANDA ALTA
En MM m^3/d

Estado	*2000*	*2005*	*2010*
Minas Gerais	1,00	2,72	3,82
Mato Grosso	0,00	0,00	0,00
Mato Grosso do Sul	0,55	0,65	0,78
Paraná	1,00	3,00	4,00
Rio de Janeiro	4,09	5,41	7,50
Rio Grande do Sul	1,20	2,90	3,60
São Paulo	7,79	17,00	19,50
Santa Catarina	1,80	3,00	3,30
Región N/NE	5,01	8,12	10,10
Total	22,44	42,80	52,60

Región	*2000*	*2005*	*2010*
Sul	4,00	8,90	10,90
SE-CO	13,43	25,78	31,60
N/NE	5,01	8,12	10,10
Total	22,44	42,80	52,60

Considerando que el 80% de la demanda de otros sectores de consumo estaría destinada al sector industrial, en este Caso de Demanda Alta, la demanda de gas natural representaría al año 2010 alrededor del 60% del potencial estimado para aquel año.

Si bien estas cantidades implican un desarrollo considerable del gas natural en la matriz energética brasileña, dado que actualmente el gas representa el 16% del consumo final industrial, no se alcanzaría el grado actual de penetración que el gas tiene en Argentina. En el año 1998, la relación del gas natural respecto a la totalidad del fuel oil, la leña y el gas en el sector industrial de Argentina se ubicó próxima al 95%.

Demanda Total de Gas Natural

En la demanda total del Caso de Baja se considera la demanda de centrales eléctricas, descontando los proyectos en estudio, y el caso de baja demanda de otros sectores. Mientras que para la demanda total del Caso de Alta se adopta la totalidad de la demanda de centrales y el caso de alta demanda de otros sectores de consumo.

DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL
DEMANDA BAJA
En MM m^3/d

Región	*2000*	*2005*	*2010*
Sul	6,47	13,83	15,14
Sudeste/Centro Oeste	16,52	45,92	48,71
Norte/Noroeste	7,21	12,95	20,11
Total Brasil	30,20	72,70	83,96

DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL
DEMANDA ALTA
En MM m^3/d

Región	*2000*	*2005*	*2010*
Sul	6,47	15,66	17,66
Sudeste/Centro Oeste	16,52	50,00	55,82
Norte/Noroeste	7,21	15,05	33,91
Total Brasil	30,20	80,71	107,39

Al año 2010 el consumo total se situaría alrededor de 84 y 107 MM m^3/d, para el Caso de Baja y de Alta demanda, respectivamente.

5.2.1.6. El abastecimiento de gas a Brasil

Las reservas de gas con que cuenta Bolivia al 31/12/98 permitirán satisfacer con comodidad los requerimientos del gasoducto Santa Cruz – San Pablo, de hasta 30 MM m3/día en el período 2000 – 2010.

El descubrimiento de importantes reservas de gas en la zona de Tarija (Bolivia) asegura el cumplimiento de los contratos del gasoducto Santa Cruz – San Pablo y plantea la posibilidad de ampliaciones por encima de los 30 MM m3/día de capacidad o, alternativamente, un segundo gasoducto paralelo al actual. Se estima que los campos de San Alberto y San Antonio totalizan, en conjunto, alrededor de 249.000 MM m3. Los operadores en esa zona son Petrobrás en sociedad con Empresa Petrolera Andina y Total Exploration Production Bolivie SA, una subsidiaria de la compañía francesa Total. Petrobrás tiene el 35% de participación en este emprendimiento, Total el 15%, en tanto el 50% restante es de Petrolera Andina, empresa controlada por los fondos de pensión bolivianos y por las compañías petroleras Repsol-YPF, Perez Companc y Pluspetrol.

Ante esta situación, las posibilidades de colocar el gas de cuenca Noroeste en Brasil (a través de los proyectos de gasoductos del Mercosur o Transiguazú y la reversión del flujo del gasoducto Campo Durán – Yacuiba – Santa Cruz) se encontrarían, en principio, limitadas dado que el contrato de compra - venta suscrito entre Petrobrás e YPFB establece una prioridad para el gas boliviano hasta completar la capacidad máxima del gasoducto Bolivia – San Pablo.

Por otro lado, desde el punto de vista de la conformación societaria de los principales operadores en Bolivia y en cuenca Noroeste, puede inferirse que existe una visión integrada de las reservas de Bolivia y cuenca Noroeste respecto al abastecimiento de gas a Brasil. En este contexto se plantea la exportación desde cuenca Noroeste a Yacuiba (Brasil), transitando por los gasoductos de Bolivia, antecedente éste que evidencia la posibilidad de que se concreten futuros incrementos de las exportaciones de la cuenca Noroeste, en función de la optimización de la ecuación económica – financiera de estos operadores.

Se espera que la producción de gas en Brasil se incremente en los próximos años, asociada al proceso de apertura de Petrobrás al capital privado, la búsqueda del autoabastecimiento de petróleo prevista para el año 2005 y la asociación con la demanda derivada del plan de centrales térmicas. En este sentido, las áreas productivas de las cuencas de Campos y Santos ofrecen muy buenas perspectivas. A pesar de ser áreas off-shore, con mayores costos de producción, esta desventaja

se compensa con la localización próxima a los principales mercados de Río de Janeiro y San Pablo.

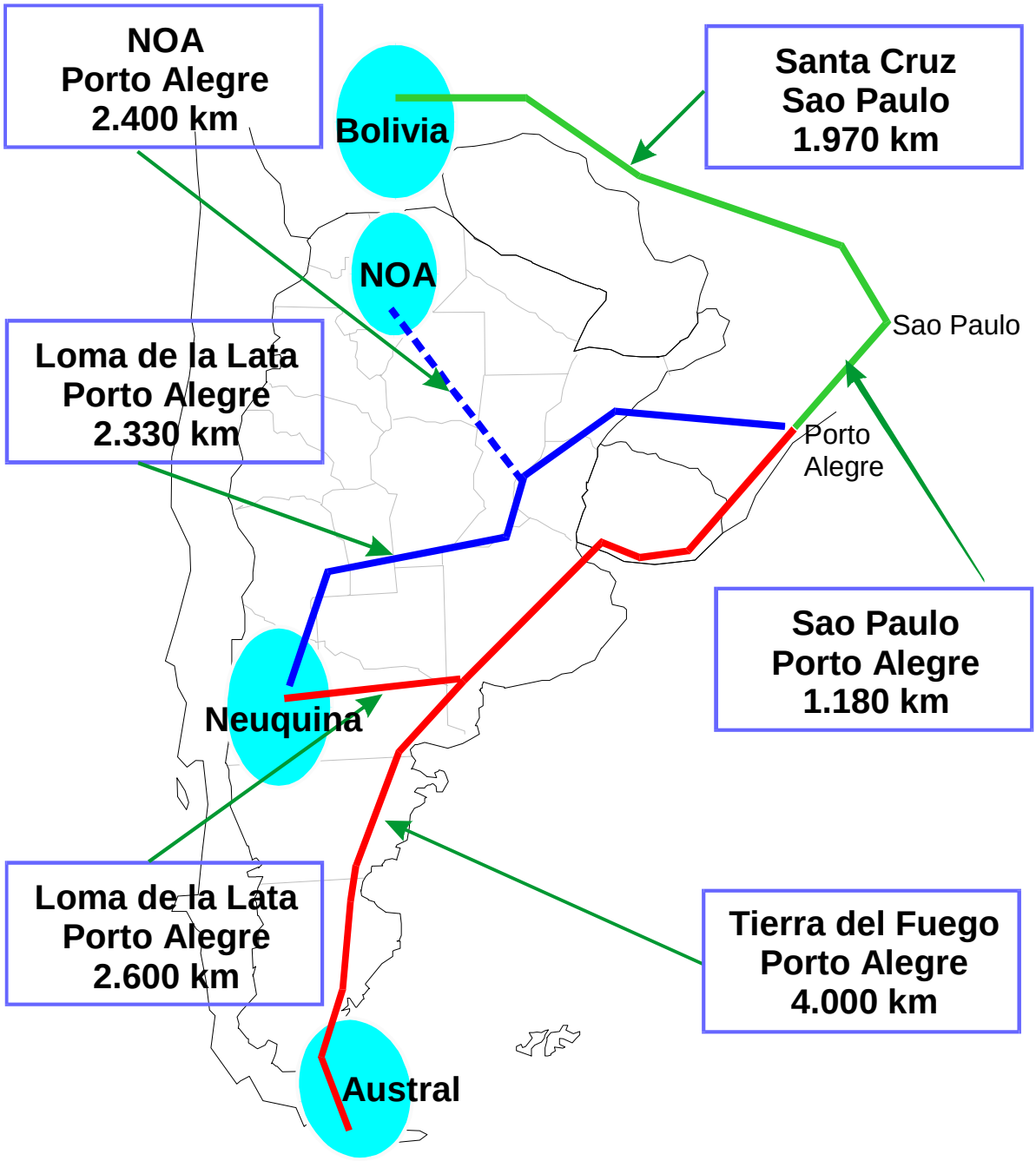
El incremento de la producción de gas en Brasil está sujeto a la producción creciente de petróleo (una meta de casi 2 MM de barriles/día al año 2005), dado que gran parte de la producción es de gas asociado. La Petrobrás estima que la disponibilidad de gas brasileño representará, al año 2005 y para ventas al mercado interno, el 59% de la producción bruta de 60 MM m3/día, es decir alrededor de 35 MM m3/día. Esta estimación se realiza sobre la base de las inversiones a realizar en la Cuenca de Campos y las asociadas a los proyectos de recuperación de petróleo. Esta proyección no considera las posibilidades de nuevos descubrimientos.

La demanda de gas considerada para la región S-SE-CO presenta una importante componente destinada a los ciclos combinados previstos en el Plan Decenal de Expansión 1999 – 2008, a instalarse en la región San Pablo – Río de Janeiro. Asimismo, el plan de la Eletrobrás prevé las expansiones de transporte de la Red Básica, necesarias en el período, para cubrir los requerimientos de la demanda de este sistema. A través de la intervención del Ministerio de Minas y Energía de Brasil (MME), se está implementando un programa de promoción de instalación de equipamiento térmico, básicamente ciclos combinados, que refuerza el Plan de la Eletrobrás y crea condiciones económicas y financieras especiales, para asegurar el cumplimiento del cronograma de instalación de 5.400 MW en el sistema S-SE-CO, al año 2003. El resto de la demanda prevista de gas corresponde, en mayor medida, al sector industrial y, marginalmente, al resto de los sectores (residencial, comercial y transporte).

La garantía del suministro de gas por parte de Bolivia y el incremento esperado de la producción en Brasil, aseguran el abastecimiento de la demanda de la región SE-CO, al menos hasta el año 2010, horizonte de esta edición de la Prospectiva.

En cuanto a la región Sur, la llegada de una derivación del gasoducto Bolivia – San Pablo a Porto Alegre, permitirá el abastecimiento, principalmente, de los consumos industriales y de los otros sectores de consumo. La política de promoción de instalación de equipamiento térmico a gas, impulsada por el MME de Brasil, plantea la instalación, al año 2003, de 1.440 MW de ciclo combinado en la región Sur de Brasil. Esta demanda de usinas, más la demanda de los otros sectores de consumo requerirán, probablemente, de cantidades adicionales de gas provenientes de Argentina. Los gasoductos Uruguayana – Porto Alegre y Montevideo – Porto Alegre podrían, puestos en situación de competencia, satisfacer esta demanda adicional.

Considerando las distancias existentes entre las cuencas productoras de gas en Argentina y el mercado potencial de la región Sul de Brasil (Porto Alegre), se puede observar las ventajas que exhibe, en cuanto a cercanía geográfica, primero, la cuenca Neuquina (2.330 km) y luego la cuenca Noroeste (2.400 km), con relación a la distancia Bolivia – Porto Alegre (3.150 km), a los efectos de enfrentar los costos de transporte de expansión de gasoductos.



5.2.1.7. Gasoductos de Exportación a Brasil

A continuación se presenta un conjunto de proyectos de gasoductos de exportación, los cuales conformarán los casos de exportación de gas natural considerados en los escenarios.

Gasoducto NOA – Bolivia - San Pablo

El 1 de julio de 1999, el gasoducto Bolivia - Brasil inicia la exportación de gas natural boliviano a Brasil. En setiembre del mismo año se interrumpe, según lo acordado previamente por las partes, el contrato de importación de Argentina de gas natural proveniente de Bolivia. Al finalizar el contrato con Bolivia queda capacidad de

transporte disponible para exportar gas desde la Cuenca Noroeste de Argentina al sudeste de Brasil, a través del gasoducto Campo Durán - Yacuiba - Río Grande, transitando por el sistema de transporte boliviano. Dicho gasoducto es de 24 pulgadas, tiene una distancia de 541 km, y cuenta con una capacidad de aproximadamente 6 MM m^3/d. De hecho, se encuentra en marcha un proyecto de exportación de gas, que a partir del año 2000 utilizará este gasoducto, destinado a abastecer parte de la demanda de una central térmica en Cuiabá (Brasil).

El precio del gas natural en boca de pozo en Bolivia para los contratos iniciales se ubica en el orden de 0,95 US$/MM BTU. A este precio, el gas de la Cuenca Noroeste de Argentina (1,16 US$/MM BTU, precio ponderado de los contratos de mediano y largo plazo de 1999) no resulta competitivo. Por otro lado, el contrato de compra - venta suscrito entre Petrobrás e YPFB establece una prioridad para el gas boliviano hasta completar la capacidad máxima del gasoducto. Sin embargo, considerando que la mayoría de las empresas que operan en el Noroeste argentino, también están presentes en Bolivia, merced al conocimiento de la geología de la cuenca Noroeste y a la decisión estratégica de posicionarse en la adquisición de reservas gasíferas con vistas a las exportaciones a Brasil, la situación podrá ser diferente en la medida que el precio del gas de Bolivia, correspondiente a volúmenes adicionales a la capacidad de los TCQ, sea mayor tal como está previsto que suceda, y que puedan negociarse libremente las tarifas de las capacidades asociadas a las TCO y TCX del gasoducto Bolivia – Brasil.

Gasoducto Aldea Brasileira - Uruguayana - Porto Alegre

Para este caso se considera un gasoducto que vincula la localidad entrerriana de Aldea Brasilera con Porto Alegre, a través de Uruguayana. Se considera un gasoducto de 12 MMm^3/día de capacidad, con un primer tramo de 440 km y 24 pulgadas (Aldea Brasilera - Uruguayana), construido y operado por Transportadora del Gas del Mercosur (TGM) y un segundo tramo de 615 km y 20 pulgadas (Uruguayana - Porto Alegre). El gas entregado en Uruguayana, 2,5 MM m3/día en promedio, está destinado a abastecer una central térmica de 600 MW.

La extensión a Porto Alegre implica una inversión del orden de los 250 millones de US$. La puesta en marcha de las operaciones se prevé para fines del año 2000. Este proyecto es el resultado de la asociación realizada entre Petrobrás, por intermedio de la Gaspetro, YPF, Total Gas Ventures, Nova Gás Internacional SA, Techint y la Companhia Generale de Combustibles SA.

Para la construcción de la central eléctrica de Uruguayana, la Companhia Estadual de Energia Eletrica do Estado do Río Grande do Sul (CEEE) ha convocado a Licitación Pública internacional. CEEE adjudicó la Licitación a AES Uruguaiana Emprendimientos Ltda.

El gas natural será suministrado por la Companhia de Gas do Estado do Río Grande do Sul (SULGAS), quien adquirirá el gas a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás). A su vez, Petrobrás importará el gas natural de Argentina, habiendo acordado con YPF S.A. el suministro desde la Cuenca Neuquina.

A fin de transportar el gas desde la Cuenca Neuquina hasta la frontera argentina - brasileña, YPF contrató con TGN (Transportadora de Gas del Norte) capacidad de

transporte firme desde la Cuenca Neuquina hasta Aldea Brasilera y con TGM (Transportadora de Gas del Mercosur) en el tramo Aldea Brasilera - Uruguayana.

Se señala que el tramo Aldea Brasilera – Uruguayana se construyó bajo la figura del tercero interesado, prevista en la regulación argentina como mecanismo de expansión de gasoductos. En este caso, el tercero interesado ha sido Petrobras.

Inicialmente el abastecimiento a Porto Alegre se plantea, al igual que el de Uruguayana, soportado en el gas de la cuenca Neuquina. Para volúmenes mayores a los 6 MM m^3/día, probablemente se requerirá recurrir a suministros de gas de la cuenca Noroeste.

Gasoducto Buenos Aires - Montevideo - Porto Alegre

En marzo de 1999 se suscribió el contrato de construcción del gasoducto Punta Lara – Colonia – Montevideo, denominado gasoducto Cruz del Sur. La longitud del gasoducto es de 208 km, de los cuales 65 km son subacuáticos, el diámetro es de 24 y 18 pulgadas, con una inversión estimada en 120 millones de US$. A partir del año 2000, se iniciará la operación con la provisión de 2,5 MM m^3/día, esperándose que en pocos años la demanda alcance los 5 MM m3/día. El consorcio que integra el gasoducto Cruz del Sur está integrado por Pan American Energy (40%), ANCAP (20%) y British Gas (operador, 40%). La segunda etapa de este gasoducto prevé la extensión hasta Porto Alegre, abasteciendo las localidades de Candiota y Pelotas en el estado de Río Grande do Sul.

El proyecto a Porto Alegre está inicialmente planteado sobre el gas de la cuenca Neuquina, para volúmenes del orden de los 6 MM m^3/día.

Gasoducto Austral - Buenos Aires - Montevideo- Porto Alegre

Este proyecto forma parte del proyecto gasoducto Cruz del Sur, consiste en un gasoducto que vincula la Cuenca Austral con Buenos Aires, Montevideo y Porto Alegre, de manera de colocar en Porto Alegre cantidades significativas de gas.

Se considera un gasoducto de 3.700 km de longitud, y un diámetro de 36/30 pulgadas. La línea troncal hasta Buenos Aires sería paralela al gasoducto General San Martín existente. Se plantea un volumen inyectado en cabecera de pozo de 31 MM m^3/d, entregando 5 MM m^3/d en Buenos Aires, 2,5 MM m^3/d en Montevideo y 16,2 MM m^3/d en Porto Alegre.

Para el cálculo del precio del gas en cada uno de los mercados de destino, se plantea:
- Costo medio de construcción del gasoducto: 12 $/m/pulgada
- Costo medio de compresión: 1.100 $/HP.
- Costo del gas en cabecera: 35 $/$dam^3$.
- Gasto anual de O&M: 2% de la inversión.
- Vida Util: 20 años.
- Tasa de Descuento: 12%.
- Factor de Utilización: 0,85.

Bajo estas consideraciones, se obtiene un costo medio cercano a 2,35 y 2,80 $/MM BTU en Montevideo y Porto Alegre, respectivamente.

A modo de resumen, los proyectos de gasoductos considerados se presentan en el siguiente cuadro.

GASODUCTOS DE EXPORTACION A BRASIL

Cuenca	Gasoductos	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (MM m^3/d)
Noroeste	Campo Durán - Yacuiba - Río Grande	541	24	6
Neuquina + Noroeste	Aldea Brasilera - Uruguayana - Porto Alegre	440 + 615	24/20	12
Neuquina	Buenos Aires - Montevideo - Porto Alegre	1120	20	5.5/18.5
Austral	San Sebastián - B.Aires - Montevideo - P.Alegre	3700	36/30	31

5.2.2 Chile

Chile produce gas natural solamente en la zona austral (XII Región) y para consumo exclusivamente regional. En el año 1995 la producción de gas natural alcanzó a 3.783 MM m^3/d, de los cuales el 50% fue reinyectado. Las ventas totalizaron 1.687 MM m^3.

El gas natural fue producido por la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y distribuido al sector residencial en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Esta empresa, también provee de gas natural a la Empresa Eléctrica de Magallanes y al primer tren de la planta de metanol, Methanex.

Las exportaciones de gas natural desde Argentina a Chile, en la actualidad, se realizan a través de los gasoductos Gasandes y San Sebastián - Bandurrias que vinculan la Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral con Santiago de Chile y la décima Región, respectivamente. Se esperan para inicios del año 1999, exportaciones desde la Cuenca Noroeste hasta la Segunda Región de Chile.

Gasoducto Gasandes

En octubre de 1997 comenzó la operación del gasoducto Gasandes. Este gasoducto vincula el gasoducto Centro Oeste, desde la Estación de Compresión La Mora (Mendoza, Argentina), cruza la frontera en paso Maipo, hasta las instalaciones de San Bernardo (City Gate II), en los alrededores de Santiago de Chile. Dicho gasoducto tiene una longitud 463 km (313 km en territorio argentino) y un diámetro de 24 pulgadas, con una capacidad de 8 MM m^3/día, con una derivación a San Bernardo (City Gate I) de 4 km con 12 pulgadas de diámetro. El proyecto demandó 325 millones de US$. El consorcio está formado por Nova Gas International (Canadá) 46,5%, Compañía General de Combustibles (Argentina) 17,5%, Metrogas (Chile) 13%, Gener (Chile) 13% y Total (Francia) 5%.

Gasoducto del Pacífico

El gasoducto del Pacífico tiene una longitud de 530 km, y vincula la Cuenca Neuquina con la ciudad de Concepción (VIII región de Chile), 500 km al sur de Santiago. Este gasoducto, que en noviembre de 1999 inició las operaciones, comienza en el campo Loma de la Lata, pasa la frontera en Paso Butamallín y continua a Recinto, hasta este punto recorre 352 km con 24 pulgadas de diámetro. De Recinto a Las Mercedes, luego a Gasco y Petrox, 185 km con 20 pulgadas. Los ramales de La Leonera – Coronel y Paso Hondo – Nacimiento, totalizan una longitud de 101 km, con diámetros 12 y 10 pulgadas, totalizando 638 km de longitud y una capacidad de 9 MM m^3/día. Este proyecto demanda una inversión de 430 millones de US$ en línea troncal y ramales. El consorcio está formado por Nova Gas International (Canadá) 30%, El Paso Energy International Company (USA) 21,8%, Gasco Concepción (Chile) 20%, ENAP (Chile) 18,2% e YPF (Argentina) 10%. El tramo Las Mercedes – Concepción de 10 km de longitud y 6 pulgadas de diámetro pertenece a la empresa SGN Transporte.

Methanex

El gasoducto Bandurria (Argentina – Chile), entró en operaciones a fines de 1996. Es de propiedad de ENAP (tramo chileno) y de YPF (tramo argentino), con 14 pulgadas de diámetro recorre 83 km. Une los campos de la cuenca Austral de Tierra del Fuego y Magallanes en Argentina, con una planta de metanol de la empresa Methanex, localizada en Cabo Negro – Punta Arena (XII Región, Chile). Se exportan 2 MM m^3/día que alimentan al segundo tren de producción de metanol.

Adicionalmente mediante un segundo suministro de gas se pondrá en marcha un tercer tren de producción de la planta de metanol Methanex Chile Limited.

A través de la Resolución Nº144, de fecha 3/11/1997, la Secretaría de Energía autoriza:

- A YPF S.A. a exportar 2.000.000 m^3/d, por un plazo máximo de veinte (20) años, hasta completar un volumen de 15.422 MM m^3.
- A Sipetrol S.A. a exportar 750.000 m^3/d, extendiéndose dicha autorización hasta el mes de agosto del año 2016, o hasta completar un volumen de 4.653 MM m^3.

Gasoducto Atacama

En abril de 1999, el gasoducto Atacama inicia su operación vinculando los campos de producción de gas del norte argentino (Pcia. de Salta) con el Norte Grande de Chile (Mejillones). El gasoducto de 20 pulgadas de diámetro y 8,5 MM m3/día de capacidad, tiene como punto de partida la localidad de Cornejo (Salta), recorre 530 km hasta llegar a la frontera en paso de Jama. En territorio chileno recorre 411 km hasta llegar a la terminal de Mejillones. El gas alimenta una planta termoeléctrica de ciclo combinado de una capacidad de 740 MW y un sistema de transmisión de 365 km (propiedad del mismo consorcio). La empresa Gas Atacama está conformada por Endesa (Chile) 50% y CMS Energy (USA) 50%. El holding está estructurado con Gas Atacama (empresa matriz), Gasoducto Cuenca Noroeste (operadora del gasoducto en Argentina), Gasoducto Atacama Limitada (operadora del gasoducto en

Chile) y Noroeste Pacífico Generación de Energía Limitada (Nopel), operadora del negocio eléctrico.

Gasoducto Norandino

Alternativamente, se espera llegar también al norte de Chile con gas proveniente de la Cuenca Noroeste a través del gasoducto Norandino. El gasoducto tendrá una longitud de 1.060 km y 20 pulgadas de diámetro y una capacidad de 8,0 MM m3/día.

5.2.2.1. Exportaciones a Chile

De acuerdo a los volúmenes autorizados y que están en trámite en la Secretaría de Energía, se presenta a continuación los flujos de exportación previstos con destino al mercado chileno.

EXPORTACIONES DE GAS NATURAL A CHILE
En MM m^3/d

	1998	2000	2005	2010
Atacama		4,1	4,4	4,4
Norandino		3,7	6,0	6,0
Gasandes	2,7	7,5	7,5	7,5
G.del Pacífico		1,2	1,9	1,9
Metanex	2,7	4,9	4,9	4,9
Total	5,4	21,3	24,7	24,7

A su vez, la Comisión Nacional de Energía de Chile suministró, con carácter preliminar, la siguiente proyección de demanda de gas natural para las distintas regiones de Chile:

PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL DE CHILE
En MM m3/día

	II Región	V Región	R. Metrop.	VI Región	VII Región	VIII Región	SIC	XII Región	TOTAL CHILE
1999	1,5	0,5	1,4	0,0	0,0	0,0	3,2	9,0	**15,7**
2000	5,8	0,7	1,7	0,0	0,0	1,0	4,3	10,0	**23,5**
2001	6,4	0,8	2,1	1,0	0,5	1,2	5,5	10,0	**27,6**
2002	6,6	0,9	2,6	1,1	0,5	1,3	5,4	10,1	**28,4**
2003	6,7	0,9	3,1	1,4	0,5	1,4	5,9	10,1	**30,0**
2004	6,8	0,9	3,6	1,8	0,5	1,4	7,5	10,1	**32,7**
2005	6,8	1,0	4,2	1,9	0,6	1,5	9,2	10,1	**35,2**
2006	7,0	1,0	4,8	1,9	0,6	1,6	11,3	10,1	**38,2**
2007	7,5	1,0	5,1	1,9	0,6	1,6	13,0	10,2	**41,0**
2008	8,2	1,0	5,5	2,0	0,6	1,7	14,8	10,2	**43,9**
2009	8,9	1,1	5,9	2,0	0,7	1,7	17,2	10,2	**47,6**
2010	9,6	1,1	6,2	2,1	0,7	1,8	20,4	10,2	**52,0**

Fuente: CNE. Estimación preliminar
Notas: La demanda de las distintas Regiones no incluye el consumo proyectado de centrales eléctricas que generan con base a gas natural (termoeléctricas), este consumo se indica en la columna titulada SIC (Sistema Interconectado Central, el cual representa a todas las generadoras que se ubican entre el norte de la III Región, y la X Región).
Los consumos proyectados de las regiones II y XII incluyen la demanda de gas natural de las termoeléctricas ubicadas en ellas.

Es de prever que, por los volúmenes resultantes de las estimaciones de la demanda futura de gas en Chile, se incrementen las solicitudes de autorización de exportaciones de gas de la cuenca Neuquina, a través de los gasoductos Gasandes y del Pacífico, con destino a las regiones centrales de Chile.

5.2.3. Paraguay

La demanda potencial de gas natural que exhibe Paraguay se encuentra principalmente en las posibilidades de instalación de generación termoeléctrica en Asunción, a fin de optimizar las exportaciones de energía eléctrica a Brasil y Argentina. Por otro lado, hay posibilidades de abastecer al sector industrial, en particular la industria de fertilizantes y cerámicos. En el contexto de la integración de las reservas de cuenca Noroeste y de Bolivia, donde operan las mismas empresas, con el objeto de abastecer el mercado brasileño, es posible que Paraguay reciba gas, sobre todo luego del reciente descubrimiento de importantes reservas de gas en la zona de Tarija (Bolivia) que viabilizaría, hacia el mediano plazo, la ampliación o eventualmente un nuevo gasoducto Bolivia – Brasil, cuya traza podría pasar por las cercanías de la ciudad de Asunción.

DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL EN PARAGUAY
En MM m^3

	2002	2005	2010
Residencial	54	58	65
General	14	15	17
Transporte	8	15	53
Usinas	805	805	805
Industrial	336	396	424
Total	1.217	1.289	1.364

Fuente: Gabinete del Viceministro de Minas y Energía del Paraguay

5.2.4. Uruguay

Uruguay no posee, al presente, producción de gas natural. Se espera para los próximos años la ejecución de dos proyectos: el gasoducto Colón - Paysandú y Buenos Aires - Montevideo.

Gasoducto Paysandú

La construcción de este gasoducto permite el vínculo entre el Gasoducto Entrerriano, en la ciudad de Colón (Provincia de Entre Ríos), y la localidad de Paysandú (Uruguay). Dicho gasoducto tiene una distancia de 26 km y un diámetro de 8 pulgadas.

Ya se encuentra en operaciones una primera derivación destinada a ANCAP, que cruzando por el puente Colón – Paysandú, abastece a esta ciudad uruguaya y a la planta de alcoholes y cemento Portland que ANCAP tiene en Paysandú.

Otra derivación, mediante cruce subfluvial del Río Uruguay, será destinada a la central térmica Casablanca (hasta 360 MW) de la UTE.

Hasta el momento la Secretaría de Energía autorizó una solicitud de exportación por un volumen de 0,2 MM m^3/d, y un total de 1.460 MM m^3.

Gasoducto Montevideo - Buenos Aires

El Gobierno de Uruguay adjudicó la concesión para la construcción y operación de un gasoducto de 215 km de longitud para el transporte de gas natural que unirá la ciudad de Buenos Aires y Montevideo. Este es el gasoducto Cruz del Sur descrito en el punto 5.2.1.7 como Gasoducto Buenos Aires – Montevideo – Porto Alegre.

Asimismo, se encuentra en trámite en la Secretaría de Energía un pedido de autorización de exportación desde la Cuenca Neuquina a Montevideo por un volumen de hasta 3 MM m^3/d, y un total de 20.000 MM m^3.

Exportaciones al Uruguay

De acuerdo a las proyecciones de la Dirección de Energía de la R.O.U., utilizadas en la Prospectiva 1998, se obtienen las siguientes previsiones de flujos de exportación a Uruguay.

EXPORTACIONES DE GAS NATURAL A URUGUAY
En MM m^3/d

	2000	2005	2010
Paysandú	0,20	1,73	1,97
Montevideo	1,00	2,90	3,64
Total	2,00	4,63	5,61

6. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

6.1 INTRODUCCION

La estrategia de expansión adoptada por el sector eléctrico, sobre la base de la incorporación de ciclos combinados de alto rendimiento, significa una profunda interacción con la industria del gas natural. En consecuencia, la sustentabilidad de la trayectoria prevista por la oferta eléctrica está íntimamente relacionada con la evolución que experimente el sector de gas natural.

A fin de analizar la viabilidad de la alternativa predominantemente térmica de expansión del sector eléctrico, se impone la necesidad de estudiar la industria del gas natural en su conjunto.

Es preciso señalar que el sector de gas natural registrará en los próximos años importantes incrementos de la producción como consecuencia del incremento de las exportaciones a países limítrofes que involucran volúmenes significativos.

La integración energética regional en torno del gas natural presenta en estos momentos un importante potencial de incremento. El gas argentino se está exportando en la actualidad a Chile y existen obras y proyectos de abastecimiento a Uruguay, Brasil además de incrementar el abastecimiento a Chile.

En este contexto, la cuestión de las reservas adquiere una significativa importancia, al tratarse el gas natural de un recurso no renovable, en relación con la necesidad de contar con las reservas necesarias para sostener en el largo plazo el abastecimiento interno y los compromisos de exportación que se adquieran.

La técnica de escenarios se presenta como la más adecuada para el estudio en conjunto del sector eléctrico y del gas.

La elaboración de escenarios para el análisis del sector gas natural se desarrolla a partir de la definición de la evolución futura de los factores determinantes del sector gasífero argentino. Para cada factor determinante se define un conjunto de supuestos que caracterizan uno o más casos a evaluar. Estos casos se combinan de manera de generar escenarios que permiten explorar los posibles estados futuros del sistema.

Los factores determinantes analizados son: la demanda firme interna de gas, los requerimientos de gas para usinas, las exportaciones previstas, la evolución de las reservas y la producción por cuenca, las expansiones de capacidad de transporte y la evolución de los precios de los combustibles alternativos para centrales eléctricas.

La herramienta de análisis utilizada es un modelo de programación lineal multi - período que representa el sector del gas argentino y simula la operación de todas las etapas de la cadena del gas. El modelo minimiza, sujeto a las restricciones impuestas, el costo de abastecer la demanda, es decir los costos de producción, transporte, comercialización y distribución de gas natural.

A partir del “despacho óptimo de gas” resultante se simula la operación de los yacimientos, analizándose la relación reservas/producción en cada cuenca.

El modelo permite evaluar distintas alternativas de expansión de la capacidad del sistema troncal de gasoductos.

6.2 EVOLUCION DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

6.2.1. Evolución histórica de la demanda

La evolución de la demanda doméstica es presentada en el cuadro siguiente.

EVOLUCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL
Millones de m^3 de 9.300 kcal

SECTOR	1980	1990	1993	1998
RESIDENCIAL (1)	2.158	4.346	5.755	5.993
COMERCIAL (2)	718	1.575	1.736	1.399
INDUSTRIAL (3)	4.054	6.114	7.644	9.910
USINAS (4)	2.353	5.319	5.931	8.515
TRANSPORTE (5)		218	760	1.412
TOTAL	9.283	17.572	21.826	27.228

(1) Residencial y 40% de Subdistribuidoras (SDB)
(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB
(3) Industrial, Autoproducción y Petroquímica
(4) Servicio Público (MEM, MEMSP y Resto)
(5) GNC
Fuente: ENARGAS

PARTICIPACION SECTORIAL
En %

SECTOR	1980	1990	1993	1998
RESIDENCIAL	23,2	24,7	26,4	22,0
COMERCIAL	7,7	9,0	8,0	5,1
INDUSTRIAL	43,7	34,8	35,0	36,4
USINAS	25,3	30,3	27,2	31,3
TRANSPORTE		1,2	3,5	5,2
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

TASAS MEDIAS ANUALES DE CRECIMIENTO
En %

SECTOR	1980/1990	1990/1993	1993/1998	1980/1998
RESIDENCIAL	7,3	9,8	0,8	5,8
COMERCIAL	8,2	3,3	-4,2	3,8
INDUSTRIAL	4,2	7,7	5,3	5,1
USINAS	8,5	3,7	7,5	7,4
TRANSPORTE (1)			13,2	26,3
TOTAL	6,6	7,5	4,5	6,2

(1) La última columna corresponde al período 1990-1998

En el año 1998 el consumo doméstico de gas natural fue 27.228 MMm^3. Si se considera el período 1980-1998, se observa un crecimiento de la demanda del 6,2% anual. En cambio, para el período 1993 – 1998, la demanda final de gas creció a un ritmo menor, 4,5% a.a., reflejando un crecimiento más acorde con la madurez alcanzada por el sector.

El consumo residencial en estos años ha mantenido básicamente su participación. En cambio el sector comercial y público tuvo un impulso importante en los años 80, disminuyendo su participación en la última década.

El sector industrial registra, entre 1980 y 1998, un menor peso relativo en el consumo total, decreciendo su participación del 43,7% al 36,4 %. La tasa de crecimiento de este sector a lo largo del período fue de 5,1%. En cambio, la demanda de centrales eléctricas aumenta del 25,3% al 31,3%; lo cual implica una tasa de crecimiento del 7,4%.

A su vez, la demanda del sector transporte está creciendo en forma considerable en los últimos años. Si se considera el período 1993-1998, la tasa de crecimiento de este sector alcanza a 26,3%.

Por otra parte, la evolución de la cantidad de usuarios es la siguiente:

EVOLUCION DE LA CANTIDAD DE USUARIOS DE GAS NATURAL (*)
En Miles

SECTOR	1980	1990	1993	1998
RESIDENCIAL	2.330,3	4.040,3	4.522,4	5.340,4
COMERCIAL Y PUBLICO (1)	90,4	156,7	194,8	226,4
INDUSTRIAL (2)	16,7	24,3	22,2	29,2
TRANSPORTE		0,1	0,4	0,7
TOTAL	2.437,4	4.221,4	4.739,8	5.596,6

(*) Corresponde a los usuarios por Area de Distribución
(1) Comercial, Entes Oficiales
(2) Industrial, Autoproducción y Petroquímica
Fuente: ENARGAS

Básicamente, la mayor parte de los usuarios son residenciales. En el año 1980 la relación usuarios residenciales/población era 0,083 y en 1998 aumenta a 0,16.

6.2.2. Balances de Gas Natural en los últimos años

A continuación se presenta el abastecimiento de gas natural en los últimos años en términos de los Balances en el segmento de la producción, transporte y distribución.

Durante el período 1993/1998, la producción de gas natural se incrementa en 7,7% anual. Debe advertirse que en el año 1997 se registran los primeros flujos de exportación a Chile, desde las cuencas Austral y Neuquina, que en 1998 se incrementan fuertemente debido, principalmente, a mayores flujos desde cuenca Neuquina (gasoducto Gasandes).

BALANCE DE PRODUCCION DE GAS NATURAL (1)
En MM m^3

FUENTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998
PRODUCCION	26.662	27.697	30.441	34.650	37.074	38.630
IMPORTACION	1.714	2.257	2.052	2.115	1.703	1.752
OFERTA TOTAL	28.376	29.954	32.493	36.765	38.777	40.382
CONSUMO EN YACIMIENTO	1.617	1.719	1.851	2.444	2.866	3.223
INYECCION A FORMACION	975	602	1.237	2.543	4.452	4.252
RETENIDO EN PLANTA	314	368	259	248	350	306
GAS AVENTADO	2.737	3.362	3.166	3.381	1.959	1.252
ENTREGADO AL MERCADO INTERNO (1)	22.733	23.903	25.980	28.149	28.480	29.378
EXPORTACION	0	0	0	0	671	1.972

(1) Volúmenes de poder calorífico correspondiente a cada fuente
(2) Entregado al Mercado Interno corresponde a la suma de los conceptos Entregado a Transportadoras, Entregado a Terceros, menos Recibido de Terceros
Fuente: Elaboración con datos de Subsecretaría de Combustibles

La importación de gas desde Bolivia se interrumpió en setiembre de 1999, conforme a lo acordado entre YPF e YPFB, dado que en julio de este año, Bolivia inició la exportación de Brasil por el gasoducto Santa Cruz – San Pablo. Para el año 2000, la producción de la cuenca Noroeste deberá incrementarse de manera de reemplazar los 5 – 6 MM m^3/día que se importaban desde Bolivia.

Otro aspecto a resaltar es la drástica reducción del venteo de gas registrada a partir de 1997, que pasó del 10% de la producción en 1996 al 3% en 1998, como consecuencia de la implementación de controles por parte de la Secretaría de Energía.

Si se considera el año 1998, la estructura de producción por cuenca señala la importancia relativa de la cuenca Neuquina en el abastecimiento de la demanda.

PRODUCCION DE GAS NATURAL POR CUENCA (1)
AÑO 1998

CUENCA	MM m^3	%
AUSTRAL	8.003	20,7
CUYANA	91	0,2
GOLFO SAN JORGE	2.671	6,9
NEUQUINA	22.368	57,9
NOROESTE	5.497	14,2
TOTAL	38.630	100,0

(1) Neta de Inyección a Formación
Fuente: Subsecretaría de Combustibles

A continuación se presenta la evolución del Balance del Sistema de Transporte y Distribución, para el período 1993 – 1998.

BALANCE DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL
En MM m^3 de 9.300 kcal

	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Gas Inyectado al Sistema de Transporte	23.459	23.445	25.187	26.657	27.508	29.115
Consumo de Usinas en boca de pozo		512	1.228	1.872	1.407	1.623
Total	23.459	23.957	26.415	28.529	28.915	30.738
Reinyección a Formación	146	28	295	635	492	461
Consumo de Combustible Sist. Tpte.	739	719	821	905	883	929
Pérdidas y GNNC Sist. Tpte.	374	372	263	273	296	324
Variación de Existencia Sist. Tpte.	3	1	11	1	7	5
Gas Utiliz. Operac. y GNNC Sist. Dist.	395	300	458	287	288	350
Entregas al Mercado Interno	21.828	22.665	24.538	26.348	26.898	27.228
Entregas al Mercado Externo					149	1.236
Ajuste por Diferencias	-26	-128	29	80	-98	204
TOTAL	23.459	23.957	26.415	28.529	28.915	30.738

Fuente: ENARGAS

6.2.3. Capacidad de Transporte

En 1998 la capacidad del sistema de transporte se amplió en 6,7 MM m^3/día respecto a 1997, alcanzando la capacidad total de transporte 102 MM m^3/día. Desde 1993, la capacidad se incrementó 32,5 MM m^3/día, es decir casi un 47%, dichas ampliaciones significaron una inversión acumulada por parte de las transportistas superior a los 1.000 MM de pesos[19]. En el siguiente cuadro se incluyen las previsiones de expansiones de capacidad para 1999.

CAPACIDAD NOMINAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
MM m^3/día

GASODUCTO		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999 (1)
NORTE	C. Durán - S. Jerónimo	13,4	13,4	14,6	16,9	17,1	17,1	19,9
CENTRO- OESTE	Loma de la Lata – S. Jerónimo	11,2	14,8	15,7	16,3	20,2	25,4	27,9
NEUBA I	Sierra Barrosa – Cerri	11,0	11,2	11,2	13,5	13,5	13,5	13,5
NEUBA II	Loma de la Lata – Cerri	18,5	26,0	26,6	26,6	27,6	28,7	29,6
SAN MARTIN	San Sebastián – Cerri	15,4	15,8	16,9	16,9	16,9	17,3	17,8
TOTAL		69,5	81,2	85,0	90,2	95,3	102,0	108,7

(1) Ampliación proyectada
Fuente: ENARGAS

[19] ENARGAS – Informe Anual 1998

En el Anexo IV se presenta un detalle de las expansiones de capacidad realizadas en el sistema argentino de transporte de gas natural en los últimos años y las obras previstas por los transportistas para los próximos años.

6.2.4. Financiación de la expansión del sistema de transporte de gas natural

Al privatizarse el sector de transporte y distribución de gas, se adoptó como criterio general para determinar las tarifas de transporte, el costo incremental de largo plazo.

Dicho costo incremental fue estimado, para los sistemas de transporte que unen Neuquén con Buenos Aires, como el costo de construir un nuevo gasoducto que vincule ambos puntos pero en línea recta.

A tal efecto se estimaron las tarifas correspondientes a dos gasoductos ideales de 36 y 30 pulgadas respectivamente, que conectaban en línea recta la Cuenca Neuquina y Buenos Aires (829 km)

Dicho valor constituyó un valor máximo para la tarifa entre puntas de los sistemas existentes originados en Neuquén, toda vez que pretender cobrar una tarifa mayor en los mismos, induciría a la construcción del nuevo gasoducto en línea recta, el cual dejaría fuera de mercado a los existentes.

Las tarifas de transporte del gasoducto Norte, surgieron de considerar como valor de referencia 6 centavos los mil pie cúbico cada 100 millas, o alternativamente US$ 131 los 1000 m^3 cada 100 km.

Finalmente las tarifas del gasoducto Sur, surgieron como diferencia entre el valor de sustitución del gas con el fuel oil en Buenos Aires, y el valor de 1,0 US$/MMBTU, que fue el valor considerado necesario para hacer rentable la explotación en la cuenca Austral.

El Marco Regulatorio actual prevé tres sistemas alternativos de financiación de la expansión no económica del sistema de transporte, esto es aquella que no es factible de realizar con el nivel de las tarifas actuales, a saber:

- Rolled in
- Tarifa incremental
- Tercero interesado

Mientras el rolled in, financia la expansión a través de una mayor tarifa aplicable no solo a las nuevas demandas de transporte, sino también a parte de las existentes, la tarifa incremental, hace recaer el financiamiento en los nuevos demandantes de capacidad exclusivamente.

El aporte del tercero interesado es un mecanismo previsto en la Ley 24.076, ampliamente empleado en el financiamiento de redes de distribución, a partir del pago de, por ejemplo, contribuciones por mejoras. Dicho sistema registra menos antecedentes al nivel de transporte, pudiéndose citar el caso del gasoducto Aldea Brasilera – Uruguayana, como un ejemplo significativo.

En el ámbito internacional los criterios mas debatidos son los de rolled in y tarifa incremental.

Por ejemplo, el Organismo Regulador de EE.UU. (FERC) fijó un criterio de aplicación para optar entre rolled in y tarifa incremental bajo la Orden FERC Nº PL 94-4-400 del 31/05/95.

En la misma, básicamente, se dispone que dicha Comisión se pronunciaría a favor del método del rolled in cuando el aumento tarifario para los clientes existentes sea igual o menor al 5% y se demuestre beneficios operativos y financieros para el sistema.

En el caso de Argentina, el ENARGAS ha previsto un período para la presentación de solicitudes de expansión de todos los sistema de transporte, considerándose en forma alternativa los sistemas de rolled in y tarifa incremental.

Tomados en forma aislada la tarifa incremental presenta mayores dificultades que el rolled in, toda vez que genera un conjunto diferente de tarifas de transporte, para cargadores que se hayan incorporado en distintas fechas. Asimismo, este sistema no asigna correctamente los beneficios que puedan derivarse para los cargadores existentes de un aumento de la capacidad instalada.

Sin perjuicio de esto, dada la relación que en Argentina guardan los precios en cabecera de gasoducto, respecto del valor city gate Buenos Aires, la expansión de un gasoducto basada en el rolled in, puede generar alteraciones en el valor city gate Buenos Aires, y a través del mismo, por medio de un mecanismo net back, en los valores en cabecera de gasoducto, de aquellos sistemas no afectados por el rolled in. Estas modificaciones de precios derivados del rolled in, pueden generar efectos distributivos no deseados entre consumidores y productores de gas.

Atento a estas dificultades pueden analizarse mecanismos mixtos de financiación. En tal sentido es una falsa dicotomía pensar que existen sólo dos extremos para la financiación, esto es o todo lo pagan los nuevos cargadores (costo incremental), o todo lo pagan todos (rolled in), probablemente pueda encontrarse puntos intermedios entre estos extremos.

Asimismo, un ajuste coordinado de las tarifas de transporte de todos los sistemas a partir, por ejemplo, de una ampliación equilibrada de los mismos, puede evitar los efectos distributivos no deseados del rolled in.

Finalmente, existe además la figura del tercero interesado para financiar las obras. En este caso los terceros interesados podrían ser entes públicos y privados, incluyendo dentro de los primeros, por ejemplo, a los gobiernos provinciales de las zonas productoras, ya que los mismos podrían percibir mayores regalías o impuestos, medidos en valor actual, con el proyecto que sin el proyecto.

Todas las consideraciones mencionadas, pueden ser de singular trascendencia en proyectos específicos tales como la ampliación del sistema Sur.

6.2.5. Reservas actuales

La Resolución 482/98 de la Secretaría de Energía, define y clasifica los distintos tipos de reservas de acuerdo a las definiciones estandarizadas reconocidas internacionalmente.

La citada Resolución define como Reservas a aquellas cantidades de hidrocarburos que se espera recuperar a partir de acumulaciones conocidas y a una fecha determinada.

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación y de la interpretación de esos datos.

El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como Comprobadas y No Comprobadas.

Las reservas No Comprobadas tienen menos certeza en la recuperación que las reservas Comprobadas y pueden, además, clasificarse en Reservas Probables y Reservas Posibles, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

En Argentina existe conocimiento preciso y de amplia divulgación que incluye las categorías de Probadas y Probables, conforme lo presentan las empresas petroleras a la Secretaría de Energía.

Hasta el presente se han detectado en la República Argentina un total de cinco cuencas sedimentarias productivas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral, por lo que el análisis efectuado se restringe a ellas.

Las reservas por cuenca se presentan en el siguiente cuadro y resultan de las probadas, más el 50% de las probables, estimadas al 31 de diciembre de 1998, totalizando 809 miles de millones de m^3. La agregación de diferentes clases de reservas, tal como señala la Resolución citada, es sólo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

RESERVAS DE GAS NATURAL Al 31/12/ 1998
En Miles de MM m^3

CUENCA	RESERVAS COMPROBADAS 100%	RESERVAS PROBABLES 50%	TOTALES
NOROESTE	153	36	189
CUYANA	1	0	1
NEUQUINA	357	46	403
G. SAN JORGE	17	6	23
AUSTRAL	158	35	193
TOTAL PAIS	687	123	809

Fuente: Subsecretaría de Combustibles

6.3. TENDENCIAS EXPLORATORIAS Y PERSPECTIVAS DE INCORPORACION DE RESERVAS

El número de permisos asignados y en actividad pueden considerarse como una medida del interés exploratorio de las empresas en una determinada cuenca, así como de la extensión de los plazos exploratorios y de las expectativas depositadas.

PERMISOS DE EXPLORACION ASIGNADOS Y EN ACTIVIDAD

CUENCAS PRODUCTIVAS	Nº PERMISOS ASIGNADOS DESDE1992 A LA FECHA	Nº PERMISOS EN ACTIVIDAD
NOROESTE	25	7
CUYANA	13	3
NEUQUINA	38	30
G. SAN JORGE	12	7
AUSTRAL	11	9
AUSTRAL MARINA	10	8
SUBTOTAL	109	64
CUENCAS NO PRODUCTIVAS		
NOROESTE	9	-
COLORADO	2	-
CLAROMECO	4	3
SALADO	2	-
ÑIRIHUAU	1	1
GENERAL LEVALLE	2	-
OTRAS CUENCAS MARINAS	9	5
SUBTOTAL	29	9
TOTAL AREAS	138	73

La mayoría de los permisos de exploración fueron otorgados en cuencas productivas, en una relación de 109 áreas contra 29 áreas en las no productivas, la mayoría de las cuales fueron revertidas al Estado Nacional, después de haber realizado las tareas exploratorias comprometidas, sin haber conseguido resultados que hubiesen permitido alentar la continuación de la exploración en ellas.

Como ejemplo de lo anteriormente expresado, cabe mencionar la cuenca del Noroeste también denominada Chaco Paranaense donde, sobre un total de 9 áreas, no permanece ninguna en actividad, y las áreas Costa Afuera ubicadas en la cuenca del Colorado, donde aún permanecen en actividad dos áreas y San Julián Marina que fue revertida.

De lo anterior, surge que la actividad exploratoria se seguirá orientando hacia las cuencas productivas, principalmente la Neuquina y la Austral. En cuanto a la cuenca Noroeste, si bien sus perspectivas son favorables en cuanto a su potencialidad gasífera, la profundidad de sus yacimientos, que implica costos elevados de perforación, y la logística que debe emplearse para la registración sísmica la hace poco disponible para muchas empresas petroleras de tamaño mediano a pequeño.

A continuación se presenta un análisis más detallado de las expectativas de incorporación de reservas de hidrocarburos por cuenca.

6.3.1. Cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina ha sido la más prolífica y la más perforada con objetivos exploratorios, cabe señalar que desde 1994 hasta la fecha se han efectuado 341 pozos de exploración, habiéndose realizado 70 descubrimientos significativos para el acrecentamiento de las reservas. De estos descubrimientos, 30 fueron principalmente de petróleo, 21 fundamentalmente de gas y 19 de petróleo y gas.

Los descubrimientos más importantes en cuanto a resultados obtenidos fueron realizados en las provincias geológicas del Engolfamiento Neuquino y en la Plataforma Nororiental, donde las formaciones pertenecientes al Precuyano fueron objetivos exploratorios que arrojaron producciones de petróleo y gas significativas, como sucedió en los permisos de exploración CNQ-26 Río Negro Norte, donde se descubrió el yacimiento Loma Negra y CNQ-16/A (Cuenca Neuquina 16/A), en el cual se han perforado recientemente dos pozos con importantes producciones de gas que se encuentran en evaluación.

La faja plegada occidental de la Cuenca Neuquina, ha aportado algunos importantes descubrimientos, tales como Chihuido de la Salina en el área CNQ-5 Buta Ranquil y Confluencia Sur y Sierra de Reyes en el Permiso CNQ-26 Confluencia. Sin embargo, en esta zona las estructuras más destacadas han sido perforadas, por lo que no se espera importantes incorporaciones de hidrocarburos en un futuro cercano.

Puede observarse en el cuadro anterior, que la cuenca Neuquina es la que más interés exploratorio ha tenido, ya que sobre un total de 38 permisos de exploración otorgados desde 1992, permanecen actualmente en actividad 30 permisos.

6.3.2. Cuenca Austral

Es una cuenca que ha aportado importantes descubrimientos, donde sobre un total de 65 pozos exploratorios perforados desde 1994 hasta la fecha, fueron realizados 27 descubrimientos de importancia, siendo 13 de ellos fundamentalmente de gas, 11 de petróleo y gas y 3 de petróleo.

Como ejemplo de descubrimientos significativos pueden citarse los yacimientos María Inés y An Aike en el permiso de exploración Santa Cruz II, Campo Indio, Puesto Peter y Bajada Fortaleza en el permiso Santa Cruz I. En la porción Costa Afuera de la cuenca cabe destacar el reciente descubrimiento efectuado en el permiso de exploración CAM-2/A Sur (Cuenca Austral Marina 2/A) que se encuentra en evaluación y los realizados en el permiso CAM-1 (Cuenca Austral Marina) por los pozos Tauro y Sirius, todos estos descubrimientos son de gas y condensado.

La tendencia exploratoria en esta cuenca se orienta hacia las áreas offshore, donde la producción proviene de las formaciones del Cretácico Inferior (Fm Springhill). En la zona continental, las posibilidades mayores se encuentran en la misma Fm Springhill y en el Terciario Inferior.

En el anterior cuadro se puede observar el interés exploratorio de esta cuenca, ya que se otorgaron desde el año 1992 hasta la fecha 21 permisos de exploración, permaneciendo 17 de ellos en actividad.

6.3.3. Cuenca Noroeste

El Noroeste Argentino está integrado por la cuenca de Tarija y la cuenca Neocretácea. Los mayores descubrimientos se han producido en las formaciones de edad Devónica de la cuenca de Tarija (sector Occidental), como ejemplo de importantes descubrimientos cabe mencionar Porcelana y Chango Norte en el permiso de exploración Yacimiento Norte I, San Pedrito en la concesión de explotación Acambuco, que producen gas y condensado de la Fm Huamampampa y Ñacatimbay en el permiso de exploración CON-I Santa Victoria, descubridor de gas de la Fm Las Peñas.

Cabe destacar que esta cuenca tiene un gran desarrollo en la República de Bolivia, siendo las formaciones productivas Devónicas, las mismas que en nuestro país.

Sobre 27 pozos exploratorios perforados desde 1994 hasta la fecha, se realizaron 11 descubrimientos, siendo 8 de ellos fundamentalmente de gas y condensado.

Las mayores perspectivas en cuanto a incorporación de reservas en el Noroeste Argentino, están en la cuenca de Tarija, en el denominado cinturón plegado subandino, donde yacimientos como Ramos, Aguaragüe, San Antonio Sur y Campo Durán, aportan las mayores reservas de gas y condensado.

Con respecto a la cuenca Neocretácica del Noroeste, que se encuentra en un estado maduro de exploración, ha aportado en los últimos años un importante descubrimiento de gas en el yacimiento Valle Morado, que se encuentra en evaluación.

La región más promisoria de esta cuenca parece corresponderse con la que se localiza al noroeste del yacimiento Caimancito, donde los “play” con posibilidades de gas y condensado, tipo Valle Morado, podrían encontrarse a profundidades cercanas a los 6.000 m.

Desde 1992, en esta cuenca se otorgaron 25 permisos de exploración, permaneciendo en actividad 7 de ellos. Los permisos que permanecen en actividad son aquellos que se encuentran en la cuenca de Tarija, ya que los permisos que se encuentran en la cuenca Neocretácica fueron revertidos en mayor número, por no tener éxito la exploración llevada a cabo.

6.3.4. Cuenca Golfo San Jorge

En la cuenca del Golfo San Jorge se han perforado más de 166 pozos exploratorios desde 1994 hasta la fecha, destacándose 34 descubrimientos de relativa importancia, todos ellos fueron descubridores fundamentalmente de yacimientos de petróleo, pues se trata de una cuenca esencialmente petrolífera.

Ejemplos de descubrimientos en esta cuenca han sido en Cerro Piedra, en el permiso de Exploración CGSJ-I, y Estancia La Escondida, en el permiso de exploración CGSJ-5 Colhue Huapi, que se encuentran en pleno desarrollo.

Es una cuenca que en cuanto a perspectivas exploratorias se encuentra en un estado maduro, sin embargo como objetivo promisorio quedaría la exploración costa afuera. Asimismo, quedan por prospectar innumerables compartimentos a escala de

bloque, que fueron detectados mediante la utilización de Sísmica Tridimensional, en áreas interyacimientos.

Cabe destacar que los hallazgos principales fueron producidos en el Sector Suroccidental de la cuenca, que permiten vislumbrar para el complejo Aguada Bandera – Bajo Barreal una exploración de mediano riesgo.

La cuenca del Golfo de San Jorge ha tenido, desde 1992, 12 permisos de exploración, permaneciendo en actividad 7 de ellos.

6.3.5. Cuenca Cuyana

Se trata de la cuenca productiva con menores perspectivas desde el punto de vista exploratorio, es fundamentalmente productora de petróleo, en ella se han perforado 18 pozos de exploración desde el año 1994 hasta la fecha, habiendo sido productivos 2 de ellos. Los principales objetivos se encuentran en las Formaciones Potrerillos y Río Blanco.

En esta cuenca fueron otorgados desde 1992, 13 permisos de exploración, permaneciendo en actividad solamente 3 de ellos, no teniendo éxitos significativos en cuanto a descubrimientos.

6.3.6. Reservas a Incorporar

Sobre la base de los descubrimientos exploratorios efectuados en los últimos años, en las cinco cuencas que hasta la fecha han resultado económicamente productivas de hidrocarburos, y sujeto al desarrollo del mercado y a la evolución del precio del gas en boca de pozo, se presenta a continuación una estimación de las incorporaciones de reservas de gas en el período considerado.

De las cinco cuencas productivas, tres son las que exhiben potencialidad en cuanto a incorporaciones futuras de reservas de gas: Noroeste, Neuquina y Austral.

Se estima incorporar hasta el año 2010 un volumen de reservas comprobadas de gas de 500 Miles de MM m^3, discriminado por cuenca según se presenta a continuación.

INCORPORACION DE RESERVAS DE GAS NATURAL
En Miles de MMm^3

CUENCA	Reservas Comprobadas 100%	Reservas Probables 50%	Reservas a Incorporar (*)	Totales
NOROESTE	153	36	200	389
CUYANA	1	0	0	1
NEUQUINA	357	46	100	503
G. SAN JORGE	17	6	10	33
AUSTRAL	158	35	200	393
TOTAL PAIS	687	123	510	1.319

(*) las Reservas a Incorporar surgen del conocimiento actual de los recursos
Fuente: Subsecretaría de Combustibles

El total de las reservas consideradas para este trabajo surge de la suma de las Reservas Comprobadas actuales, más el 50% del volumen de Reservas Probables actuales y las Reservas Estimadas a Incorporar. El total de reservas estimado alcanzaría a 1.319 Miles de MM m^3.

Por otro lado, en estudios realizados por encargo de las principales empresas petroleras que operan en el país[20], se estiman los recursos gasíferos de Argentina en alrededor de 1.900 miles de MMm^3, circunscriptas a las cinco áreas actualmente productivas.

6.3.7. Incentivos

En cuanto a incentivos, regímenes especiales, regímenes de promoción, etc., diversos serían los mecanismos y/o modificaciones que podrían introducirse al actual marco reglamentario que rige el otorgamiento de permisos de exploración.

Sin duda, el territorio argentino tanto terrestre como su plataforma continental se encuentra "subexplorado", y más aún en las denominadas cuencas no productivas, donde se debe considerar el alto grado de riesgo exploratorio que existe, situación ésta que conlleva a la necesidad de considerar la implementación de incentivos para impulsar su exploración.

En este aspecto, el reconocimiento de algún tipo de beneficio para quienes previamente realicen reconocimientos superficiales, el facilitar el acceso a las áreas adyacentes, en caso de continuidad geológica y la adecuación de cánones, serían parte de incentivos o modificaciones del marco reglamentario, de características técnicas.

Por otra parte, el ya mencionado alto riesgo geológico también indica la necesidad de incorporar factores económicos y/o variables con esas características, como es el caso de las regalías.

En el actual contexto institucional, son las provincias, en cuyos territorios se pretenda incentivar la exploración de hidrocarburos, quienes deben decidir la aplicación de medidas con esa finalidad.

6.3.8. Reservas de hidrocarburos en la Región

En el siguiente cuadro se presentan las reservas comprobadas de petróleo y gas natural para los países de Sudamérica, con la consideración de Trinidad Tobago, contabilizadas al 31/12/98.

El país que presenta los volúmenes más significativos de reservas de hidrocarburos y las mejores perspectivas para un futuro mediato es Venezuela. El problema que exhiben estas reservas es la gran distancia que las separa de los centros de producción y los mercados del centro – este del continente.

[20] "La evaluación de solicitudes para la exportación de gas natural en la República Argentina". Gaffney, Cline & Associates, noviembre 1997.

RESERVAS COMPROBADAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN LA REGION

PAIS	PETROLEO MM m^3		DIFERENCIA	GAS NATURAL Miles MM m^3		DIFERENCIA
	1997	1998	%	1997	1998	%
ARGENTINA	416,7	437,7	5,0	683,7	686,5	0,4
BOLIVIA	24,6	24,1	7,0	117,7	149,4	27,0
BRASIL	1.129,7	1.192,7	5,5	223,9	243,4	8,7
CHILE	12,7	12,2	-3,8	76,0	74,9	-1,5
COLOMBIA	413,3	413,3	0,0	222,8	222,8	0,0
ECUADOR	450,5	411,7	-8,6	100,8	103,0	2,2
PERU	120,5	122,9	2,0	194,9	196,3	0,7
VENEZUELA	7.233,7	7.233,7	0,0	4.053,5	4.082,7	0,7
TRIN.TOBAGO	84,8	95,3	12,4	508,3	550,6	8,3
OTROS	20,1	20,1	0,1	0,125	0,172	37,8
TOTAL	9.905,0	9.963,8	0,6	6.169,1	6.296,8	2,1

Nota: Para el caso de Bolivia, datos de YPFB, no se incluyen los nuevos descubrimientos realizados, en el transcurso de 1999, en la cuenca de Tarija.
Fuente: Recopilación de la publicación World Oil

Sin duda, Brasil posee un sector gasífero con una gran potencialidad por el lado de la demanda. Si bien hasta el momento presenta un alto nivel de reservas, alcanzando en 1998 a 243,4 millones de m^3, con una relación reserva/producción de 23 años, si se tiene en cuenta que la demanda podría alcanzar los 120 millones de m^3 día en el 2010 (alrededor del 10% de la oferta de energía primaria) de acuerdo a las metas planteadas por el gobierno, estas expectativas de consumo lo hacen un país potencialmente importador.

Dada la situación de cercanía geográfica de Argentina y Bolivia respecto de los grandes centros de consumo de Brasil tales como Porto Alegre, San Pablo e incluso Río de Janeiro, estos países se encuentran en las mejores condiciones para abastecer de gas a estos mercados, en la medida que el precio resulte competitivo.

Por otro lado, son los países que cuentan en la actualidad con reservas suficientes y buenas perspectivas inmediatas y mediatas de hallazgos de reservorios gasíferos en sus cuencas productivas, de manera de sostener la dotación de gas, por lo menos con seguridad, por veinte años.

Bolivia tiene un elevado nivel de reservas comparativamente con su consumo (el que no superaría en el corto plazo más de 1 millón de m^3/día) y tiene una relación reservas/producción en la actualidad muy elevada. Sin embargo, si se tiene en cuenta que en el mediano plazo deberá inyectar al menos 16 millones de m^3/día, la relación R/P cambiaría sustancialmente.

En el caso de Perú, en especial con el yacimiento de Camisea, los excedentes que podría tener, en el caso de que una empresa decidiera su explotación, es muy elevada, teniendo en cuenta que el mercado peruano se desarrollará en los próximos años con un consumo relativamente bajo.

Países como Paraguay y Uruguay, que hasta el momento carecen de reservas de gas, se verán beneficiados con la expansión del mercado gasífero regional, ya que accederán a los gasoductos que vincularán los centros de producción con los centros de consumo.

Países ubicados en la costa del Pacífico, como Perú, Ecuador y Colombia, por ahora carecen de reservas o infraestructura suficientes como para plantear un aporte importante de volúmenes de gas para la exportación a Brasil en forma inmediata. Al respecto se estima que Perú, de resultar conveniente técnica y económicamente el estudio y desarrollo del área de Camisea, ubicado en plena zona montañosa y selvática del noroeste del país, en un futuro mediato tendría posibilidades de unirse al sistema interconectado de gasoductos, que se prevé en el futuro, entre la mayoría de los países sudamericanos.

6.3.9. Integración de las Reservas de Argentina y Bolivia

En los últimos años, las empresas petroleras que operan en Argentina han realizado fuertes inversiones en la búsqueda de hidrocarburos en Bolivia. Esto obedece, fundamentalmente, a la proximidad de la cuenca de Tarija con la cuenca Noroeste de Argentina, la cual es una gran productora de gas y condensado que se extiende en territorio boliviano, en la denominada Faja Plegada Subandina, con las mismas características geológicas que presenta en el Noroeste argentino. Las principales formaciones productoras son Huamampampa, Icla y Santa Rosa, de edad Devónica.

La mayoría de las empresas que operan en el Noroeste argentino, también están presentes en Bolivia, merced al conocimiento de la geología de la cuenca Noroeste y a la decisión estratégica de posicionarse en la adquisición de reservas gasíferas con vistas a las exportaciones a Brasil.

En este sentido, representa un ejemplo de lo anterior la exportación planteada para el año 2000 con destino a una central térmica en Cuiabá (Brasil). Para ello, se utilizará, revirtiendo el flujo, el gasoducto actual que vincula Santa Cruz (Bolivia) con Yacuíba (Argentina). Por este caño, Argentina ha estado importando gas de Bolivia desde 1972. En setiembre de 1999, al iniciarse la exportación de Bolivia a Brasil en julio de este año, según lo convenido previamente por las partes, se suspendió la importación.

Recientemente, se realizaron importantes descubrimientos de gas natural en la cuenca de Tarija. Los yacimientos descubiertos en Bolivia son una continuación de la alineación estructural de los campos argentinos de Ramos, San Pedro, Acambuco, y Macueta que en Bolivia conforman el alineamiento estructural de San Alberto, Itau, San Antonio y Margarita. Estos descubrimientos tienen como horizonte productor el Huamampampa cuya reserva estimada asciende a 249.000 MMm^3. El consorcio operado por Petrobras (Petrobras, Andina – YPFB y Total), sobre la base de estos descubrimientos, está estudiando la posibilidad de tender un gasoducto de 25 MMm^3/día de capacidad cuya traza partiría de Tarija para conectarse en Porto Alegre, previéndose una derivación para abastecer el mercado del Paraguay.

El resultado obtenido, en materia de descubrimientos de reservas hidrocarburíferas, en Bolivia asegura el cumplimiento de los contratos de exportación asociados al gasoducto Bolivia – Brasil, y permiten satisfacer con comodidad los requerimientos futuros, hasta completar la capacidad prevista del gasoducto de 30 MM m^3/día.

Según YPFB, el mercado brasileño se está desarrollando lentamente, pero a partir de los años 2000 y 2001, la demanda se incrementará de manera sustancial hasta llegar a los 30 MM m^3/día en el año 2005. Se espera que el gran aporte de las plantas termoeléctricas, previstas para estos próximos años, sea el determinante del

crecimiento del mercado del gas que permitirá, con las nuevas reservas de gas descubiertas, incrementar los 30 MM m^3/día en por lo menos un 50%. Si las reservas continúan incrementándose, tal como parece que sucederá, YPFB podrá pensar en participar en el mercado argentino, así como también en desarrollar el mercado boliviano.

6.4. PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

6.4.1. Demanda doméstica

Las proyecciones de la demanda de gas sectorial se desagregan en 9 regiones, conforme a una agrupación de las zonas tarifarias en que se encuentra dividido el mercado del gas en Argentina (incluida la llamada novena región del NEA). Además, se consideran, a los fines de la proyección, los crecimientos históricos registrados y los supuestos adoptados para los mercados más importantes.

Se consideró el escenario medio de crecimiento económico (Caso B), medido por la evolución prevista para el PBI. (Punto 4.1.1.)

El incremento de la demanda interna firme de gas que resulta es 3,3% a.a. para el período de análisis 1998-2010. Esta demanda firme incluye los sectores Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte (GNC).

Se prevé un crecimiento de la demanda del sector Residencial del 2,8%. Suponiendo un consumo por usuario residencial constante, la relación usuario - habitante pasa de 0,15 en 1998 a 0,19 en el año 2010.

La demanda prevista para el sector Industrial presenta un crecimiento de 3,1% a.a. entre 1998 y el 2010.

Para el período 1998 - 2010, se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas[21], se incremente a un ritmo de 4,3% a.a. Hacia fines del período, la demanda de centrales y de transporte crecerían levemente en participación a expensas del resto de los sectores.

En todo el período de análisis, si se considera la demanda de gas para usinas del Escenario 3-B-M, la participación del consumo de centrales en el total es creciente alcanzando en el año 2010 el 35,3% del consumo total.

En el siguiente cuadro se presentan las proyecciones sectoriales de la demanda de gas.

[21] La demanda de usinas considerada surge de estimaciones previas para los supuestos del Escenario 3-B-M, bajo condiciones hidrológicas medias, y se presenta a los fines de conformar una proyección de demanda total de gas. El consumo futuro de gas para usinas varía según sea el escenario considerado.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES
MM m^3 de 9.300 kcal

SECTOR	1998	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	5.993	6.215	6.834	7.247	8.319
COMERCIAL	1.399	1.493	1.664	1.783	2.104
INDUSTRIAL (1)	9.910	10.475	11.582	12.337	14.331
USINAS (2)	8.515	8.320	10.432	11.951	15.095
TRANSPORTE	1.412	1.662	1.985	2.226	2.900
TOTAL	27.228	28.165	32.497	35.544	42.749

(1) Incluye consumo de Cerri
(2) Requerimientos de gas obtenidos del Escenario 3-B-M
1998: Año extraseco. Mayor generación térmica
2000-2010: Hidrología media

TASAS MEDIAS ANUALES DE CRECIMIENTO
En %

SECTOR	1998/2000	2000/2003	2003/2005	2005/2010	1998/2010
RESIDENCIAL	1,8	3,2	3,0	2,8	2,8
COMERCIAL	3,3	3,7	3,5	3,4	3,5
INDUSTRIAL	2,8	3,4	3,2	3,0	3,1
USINAS	-1,1	7,8	7,0	4,8	4,9
TRANSPORTE	8,5	6,1	5,9	5,4	6,2
TOTAL	1,7	4,9	4,6	3,8	3,8

PARTICIPACION SECTORIAL
En %

SECTOR	1997	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	22,0	22,1	21,0	20,4	19,5
COMERCIAL	5,1	5,3	5,1	5,0	4,9
INDUSTRIAL	36,4	37,2	35,6	34,7	33,5
USINAS	31,3	29,5	32,1	33,6	35,3
TRANSPORTE	5,2	5,9	6,1	6,3	6,8
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

En los siguientes cuadros, se presenta la proyección de la demanda de gas por región de distribución y año de corte.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR REGION
MM m^3 de 9.300 kcal

REGION	1998	2000	2003	2005	2010
Buenos Aires Norte	3.067	3.316	3.753	4.056	4.869
Metropolitana	4.920	8.050	7.458	8.406	9.820
Centro	1.624	1.194	1.444	1.736	1.815
Litoral	3.135	2.692	4.066	4.300	4.761
Noroeste	2.675	2.512	2.992	3.343	5.447
Cuyana	1.776	1.934	2.655	2.801	3.322
Pampeana	4.993	4.208	4.665	4.980	5.942
Sur	5.037	4.103	5.288	5.735	6.565
NEA	0	157	175	187	209
Total	27.228	28.165	32.497	35.544	42.749

PARTICIPACION REGIONAL
En %

REGION	1998	2000	2003	2005	2010
Buenos Aires Norte	11,3	11,8	11,5	11,4	11,4
Metropolitana	18,1	28,6	22,9	23,7	23,0
Centro	6,0	4,2	4,4	4,9	4,2
Litoral	11,5	9,6	12,5	12,1	11,1
Noroeste	9,8	8,9	9,2	9,4	12,7
Cuyana	6,5	6,9	8,2	7,9	7,8
Pampeana	18,3	14,9	14,4	14,0	13,9
Sur	18,5	14,6	16,3	16,1	15,4
NEA	0,0	0,6	0,5	0,5	0,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONAL
En %

REGION	1998-2000	2000-2003	2003-2005	2005-2010	1998-2010
Buenos Aires Norte	4,0	4,2	4,0	3,7	3,9
Metropolitana	27,9	-2,5	6,2	3,2	5,9
Centro	-14,2	6,5	9,6	0,9	0,9
Litoral	-7,3	14,7	2,8	2,1	3,5
Noroeste	-3,1	6,0	5,7	10,3	6,1
Cuyana	4,3	11,2	2,7	3,5	5,4
Pampeana	-8,2	3,5	3,3	3,6	1,5
Sur	-9,8	8,8	4,1	2,7	2,2
NEA(1)		3,6	3,6	2,2	2,9
Total	1,7	4,9	4,6	3,8	3,8

(1) La última columna corresponde a la tasa de crecimiento del período 2000-2010.

6.4.2. Exportaciones

Los proyectos de exportación de gas autorizados y en trámite, a noviembre de 1999, se presentan en los siguientes cuadros:

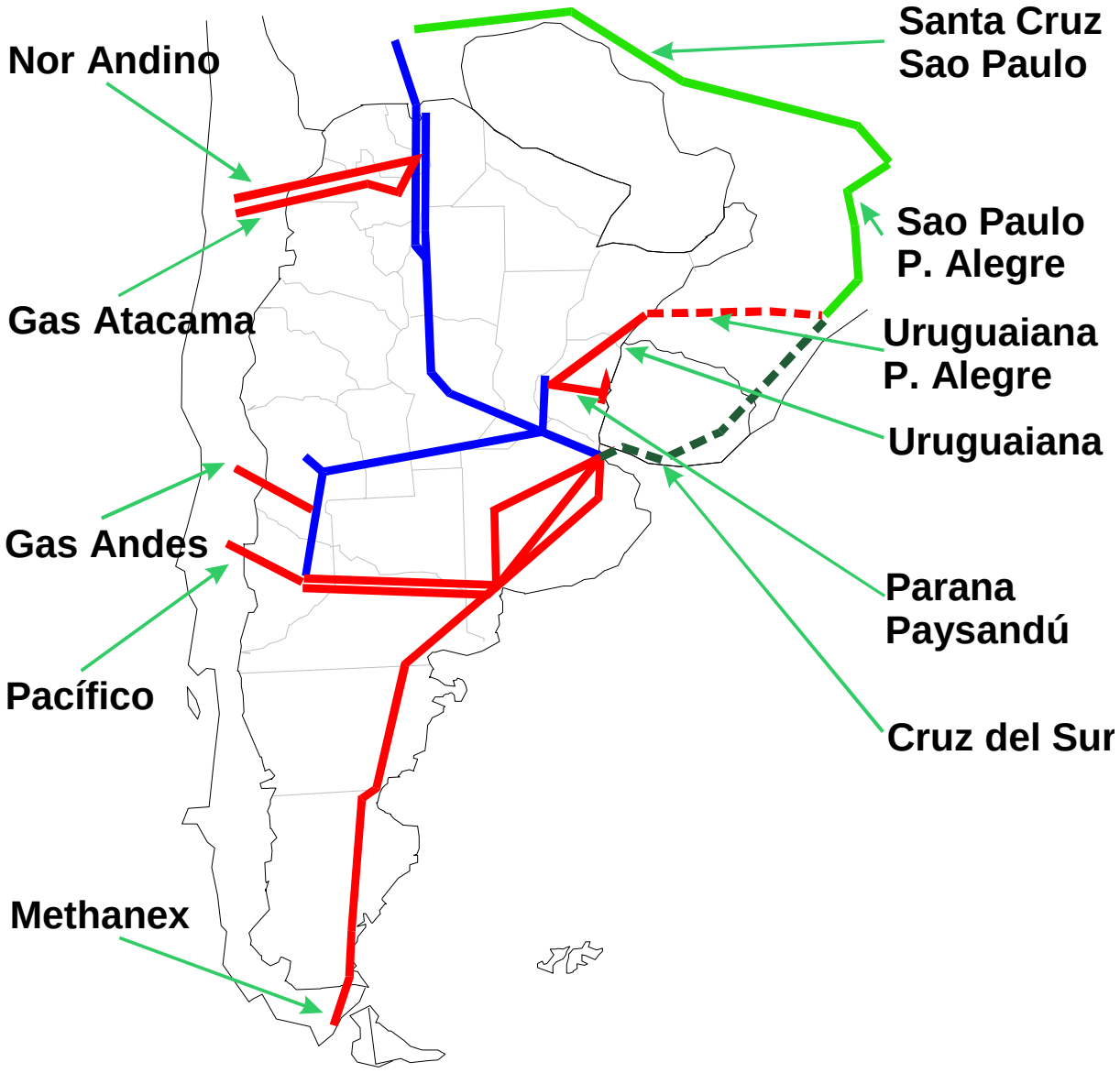
AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS OTORGADAS

AUTORIZACION	ORIGEN	FECHA	EMPRESAS	GASODUCTO	DESTINO	PLAZO AÑOS	VOLUMEN TOTAL MM m^3	VOL. PROM. DIARIO MM m^3/día
CUENCA NEUQUINA								
Res.SHyM 61/92 D. Ad. 55/95		6//11/92	YPF SA, BRIDAS SA, ASTRA CAPSA PETROL. SAN JORGE, PLUSPETROL SA	Pacífico	Chile	25	45.625	5,00
Res. SOSP 140/96	Sierra Chata	19/09/96	PETROL. SANTA FE, STA. FE ENERGY ARG. BHP PETROLEUM, MONUMENT EXPLORATION CIA. GRAL DE COMBUSTIBLES, GASSUR SA	Gasandes	Chile	15	13.688	2,50
Res. SEyP 200/97		18/04/97	TOTAL AUSTRAL SA, DEMINEX ARG., BRIDAS AUSTRAL SA	Gasandes	Chile	10	10.000	2,74
Res. SE 142/98		20/04/98	YPF SA	Gasandes	Chile, San Isidro	15	9.855	1,80
Res. SE 610/98		12/09/98	YPF SA	Gasandes	Chile, Endesa	455 días	546	1,20
Res. SE 447/98		9/11/98	PETROURUGUAY SA	C.Oeste/del Litoral	Uruguay	10	730	0,20
Res. SE 465/98		25/09/98	YPF SA	C.Oeste/Uruguayana	Brasil, Uruguayana	20	18.300	2,51
Res. SE 353/99		24/06/99	TOTAL AUSTRAL SA, DEMINEX ARG, BRIDAS AUSTRAL SA	Gasandes		15	6.648	1,21
Res. SE 411/99		5/08/99	YPF SA	Gasandes		15	1.622	0,30
TOTAL NEUQUINA							107.014	17,46
CUENCA AUSTRAL								
Decreto 584/95	Tierra del Fuego, Magallanes	21/04/95	YPF SA, BRIDAS SA, ASTRA CAPSA , PETROL. SAN JORGE, PLUSPETROL SA		Chile, Methanex	21	15.330	2,00
Res. SE 144/97	G. San Jorge	11/03/97	YPF SA		Chile, Methanex II	20	15.422	2,11
Res. SE 144/97	Magallanes	11/03/97	SIPETROL SA		Chile, Methanex II	17	4653	0,75
TOTAL AUSTRAL							35.405	4,86
CUENCA NOROESTE								
Res. SE 169/97	Ramos	20/11/97	PLUSPETROL SA, ASTRA SA	Atacama	Chile, Atacama	15	14.509	2,65
Res. SE 296/98	S. Aguaragüe S.Antonio Sur	7/10/98	TECPETROL SA, AMPOLEX SA, CIA. GRAL. DE COMBUSTIBLES, GASSUR SA	Norandino	Chile, Norandino	17	22.959	3,70
TOTAL NOROESTE							37.467	6,35
TOTAL AUTORIZADO							179.886	28,7

AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS EN TRAMITE

	EMPRESAS	GASODUCTO	DESTINO	PLAZO AÑOS	VOLUMEN TOTAL MM m^3	VOL. PROM. DIARIO MM m^3/día
CUENCA NEUQUINA						
	PANAMERICAN LLC. (Arg.)	Cruz del Sur	Uruguay, Montevideo	25	22.968	2,52
	DEMINEX ARGENTINA SA					
CUENCA AUSTRAL						
	SIPETROL ARGENTINA SA		Chile, Methanex III	17	820	0,13
CUENCA NOROESTE						
	YPF SA	Norandino	Chile, Electroandina	17	10.866	1,75
	YPF SA	Norandino	Chile, Edelnor	17	3.415	0,55
	YPF SA	Atacama	Chile, Endesa	15	4.931	0,90
	YPF SA	Atacama	Chile, NO Pacífico General de El.	15	4.931	0,90
	YPF SA	Boliviano	Brasil, Cuiabá	19	8.254	1,19
TOTAL NOROESTE					32.397	5,29
TOTAL EN TRAMITE					56.185	7,94

Se plantean tres casos de exportación de gas natural, Casos A, B, y C. Estos casos se corresponden con la red de gasoductos de exportación considerados en la siguiente figura.



Las exportaciones de gas a Chile y Uruguay dependen, fundamentalmente, de los supuestos adoptados para la evolución de la demanda en estos países. Para el caso de Chile, se consideran dos escenarios de demanda, el de Baja, correspondiente a los volúmenes de exportación autorizados y en trámite y el de Alta, para el cual se considera el plan indicativo de centrales térmicas a gas, elaborado por la CNE, y demandas adicionales de los otros sectores. En el caso de las exportaciones a Uruguay, con destino a Paysandú y Montevideo, se considera un solo escenario, demanda Baja, para el cual se ha supuesto, sobre la base de proyecciones de demanda utilizadas en la *Prospectiva 1998*, volúmenes mayores a los autorizados y en trámite de autorización a noviembre de 1999. En los tres escenarios planteados, las exportaciones a Chile y Uruguay se simulan como firmes.

A partir del análisis de la información que surge de las solicitudes de autorización de exportación otorgadas y en trámite, presentadas ante la Secretaría de Energía, se ha elaborado un caso, denominado Caso B, referido a la evolución de aquellos proyectos de exportación.

El Caso B (Base) considera, para Chile y Brasil, el volumen de exportaciones de gas natural correspondiente al conjunto de solicitudes de exportaciones autorizadas y aquellas que aún se encuentran en trámite. Las exportaciones, en este caso, se han simulado como firmes.

Como se describe en el punto 5.2.1, las posibilidades de incrementar las exportaciones de gas argentino con destino a Brasil dependen de la evolución de la demanda brasileña, la producción de gas en Brasil, la evolución del abastecimiento desde Bolivia y, por supuesto, de la política de precios para el gas natural establecida en Brasil y presentada en el citado punto de este informe.

Para Brasil, se plantean los casos de demanda Baja y Alta, desarrollados en el punto 5.2.1. Se consideran dos escenarios de producción de gas en Brasil, ambos crecientes, pero a diferente ritmo. En cuanto a la evolución de la importación, por parte de Brasil, del gas de Bolivia, se supone que Bolivia se encuentra en condiciones de abastecer los 30 MM m^3/día asociados al gasoducto Bolivia – San Pablo y, aún más, con posibilidades de incrementar sus colocaciones en Brasil por encima de esta capacidad.

Para los Casos A y C se consideran los volúmenes definidos en el Caso Base, y volúmenes adicionales con destino al Sur de Brasil y a la región central de Chile (gasoductos Gasandes y del Pacífico). Para el caso de Brasil se plantea el transporte de gas desde Uruguayana y/o desde Montevideo hasta Porto Alegre.

También, en estos casos, las exportaciones se simularon como firmes. En cambio, para el caso de exportaciones adicionales a Brasil, los volúmenes a exportar con destino a Porto Alegre surgen como resultados de las corridas del modelo GASELEC, dado que Brasil ha sido simulado como un mercado eléctrico y gasífero vinculado al mercado argentino.

Un resumen de los principales supuestos adoptados para los Casos de Exportación A, B y C y la evolución considerada para las exportaciones de gas del caso B se presentan en los siguientes cuadros:

CASOS DE EXPORTACION DE GAS NATURAL

CASO	BRASIL (1)				CHILE (2)	URUGUAY (3)	OBSERVACIONES
	DEMANDA	PRODUCCION	IMPORTACION BOLIVIA	GASODUCTOS	DEMANDA	DEMANDA	
A	Alta	Creciente	Libre	Aldea Brasilera - Uruguayana Uruguayana - Porto Alegre Yacuíba - Santa Cruz - Cuiabá Montevideo - Porto Alegre	Alta	Baja	Escenario de Competencia gas - gas: Argentina - Bolivia - Brasil
B	Baja	Creciente	30 MM m3/día	Aldea Brasilera - Uruguayana Yacuíba - Santa Cruz - Cuiabá	Baja	Baja	Escenario de Referencia. Exportaciones autorizadas y en trámite
C	Alta	Creciente con limitación	30 MM m3/día	Aldea Brasilera - Uruguayana Uruguayana - Porto Alegre Yacuíba - Santa Cruz - Cuiabá Montevideo - Porto Alegre	Alta	Baja	Escenario de máxima exportación de gas

1) Se supone que Bolivia está en condiciones de entregar los 30 MM m3/día del gasoducto Santa Cruz - San Pablo.
2) Demanda Baja, corresponde a las exportaciones autorizadas y en trámite. Demanda Alta, considera los mayores requerimientos de usinas y otros sectores.
3) Demanda Baja, corresponde a la proyección de la demanda de la Dirección Nacional de Energía de Uruguay.

EXPORTACIONES FIRMES DE GAS NATURAL. EN MM m3/día
CASO B (1)

AÑO	NOROESTE				NEUQUINA						AUSTRAL	TOTAL
	CHILE		BRASIL	SUBTOTAL	BRASIL	URUGUAY		CHILE		SUBTOTAL	CHILE	
	Atacama	Norandino	Cuiabá		Uruguayana	Montevideo	Paysandú	Gasandes	Pacífico		Methanex	
1997								0,32		0,32	1,52	1,84
1998							0,07	2,74		2,81	2,65	5,46
1999	0,90			0,90			0,20	7,12		7,32	3,38	11,59
2000	4,11	3,70	1,19	9,00	2,50	1,00	0,20	7,47	1,18	12,34	4,88	26,23
2001	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	1,24	0,31	7,47	1,58	13,09	4,88	29,61
2002	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	1,53	0,47	7,47	1,72	13,69	4,88	30,21
2003	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	1,89	0,73	7,47	1,84	14,43	4,88	30,95
2004	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	2,34	1,12	7,47	1,94	15,37	4,88	31,88
2005	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	2,89	1,73	7,47	1,94	16,53	4,88	33,05
2006	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	3,03	1,77	7,47	1,94	16,70	4,88	33,22
2007	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	3,17	1,80	7,47	1,94	16,87	4,88	33,39
2008	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	3,32	1,84	7,47	1,94	17,06	4,88	33,58
2009	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	3,48	1,87	7,47	1,94	17,25	4,88	33,77
2010	4,45	6,00	1,19	11,64	2,50	3,64	1,97	7,47	1,94	17,45	4,88	33,97

(1) Proyectos de exportación autorizados por la Secretaría de Energía y en trámite de autorización a noviembre de 1999. En el caso de Uruguay, se consideraron volúmenes adicionales que surgen de la proyección de la demanda utilizadas en la *Prospectiva 1998*.

6.5. Escenarios de Gas Natural y Energía Eléctrica

Los escenarios de oferta y demanda de gas natural se conforman, básicamente, combinando los casos de exportaciones, planteados en el punto anterior, con los escenarios eléctricos definidos en el Capítulo 4.

Para los tres escenarios, se plantean hipótesis de máxima producción de gas, en las cuencas Neuquina y Noroeste, compatibles con las expectativas de incorporación de reservas por cuenca planteadas en el punto 6.3.6.

La demanda de los sectores Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte, se ha simulado como una demanda firme e inelástica. En tanto, la demanda de gas para usinas surge como un resultado de las corridas con el modelo GASELEC. Se considera la posibilidad que las usinas utilicen combustible alternativo (fuel oil y gas oil). Los precios de los combustibles líquidos se han supuesto constantes para todo el período.

RESUMEN DE ESCENARIOS DE GAS NATURAL Y ENERGIA ELECTRICA

	ESCENARIO A	**ESCENARIO B**	**ESCENARIO C**
PRODUCCION			
NEUQUINA	79 MM m^3/día	79 MM m^3/día	79 MM m^3/día
NOROESTE	53 MM m^3/día	53 MM m^3/día	53 MM m^3/día
AUSTRAL	s/límites	s/límites	s/límites
TRANSPORTE (1)	Expansión óptima	Expansión óptima	Expansión óptima
DEMANDA FIRME (2)	3,4%	3,4%	3,4%
DEMANDA USINAS	Escenario Eléctrico	Escenario Eléctrico	Escenario Eléctrico
HIDROLOGIA	Media	Media	Media
EXPORTACION	CASO A	CASO B	CASO C
SENSIBILIDAD (3)			
HIDROLOGIA	Rica Pobre	Rica Pobre	Rica Pobre

1) Se consideran las ampliaciones de capacidad previstas para 1999 y la entrada en servicio de los gasoductos de exportación. En el mediano–largo plazo, las expansiones de gasoductos resultan de simulaciones con el modelo GASELEC.
2) Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte (GNC).
3) Sensibilidad a la disponibilidad de energía hidráulica en Argentina y Brasil, para la expansión óptima de los gasoductos en condiciones hidrológicas medias.

Se han considerado los costos de transporte y de ampliación de los distintos tramos de gasoductos para transporte firme e interrumpible, los que se han supuesto constantes en todo el período.

Para cada escenario, la expansión de la capacidad de transporte de la red de gasoductos surge para condiciones hidrológicas medias en la simulación del sector eléctrico. Las condiciones hidrológicas determinan variaciones en la componente térmica de la generación y, por consiguiente, en el consumo de gas para usinas. En ese sentido se plantea un análisis de sensibilidad para hidrologías ricas y pobres en Argentina y Brasil.

De la combinación de tres escenarios de gas natural, cinco escenarios de energía eléctrica y tres condiciones hidrológicas, se obtienen cuarenta y cinco escenarios de gas natural y energía eléctrica.

MATRIZ DE ESCENARIOS DE GAS NATURAL Y ENERGIA ELECTRICA

EE / GN	1			2			3			4			5		
	R	M	P	R	M	P	R	M	P	R	M	P	R	M	P
A	1-A-R	1-A-M	1-A-P	2-A-R	2-A-M	2-A-P	3-A-R	3-AM	3-A-P	4-A-R	4-A-M	4-A-P	5-A-R	5-A-M	5-A-P
B	1-B-R	1-B-M	1-B-P	2-B-R	2-B-M	2-B-P	3-B-R	3-B-M	3-B-P	4-B-R	4-B-M	4-B-P	5-B-R	5-B-M	5-B-P
C	1-C-R	1-C-M	1-C-P	2-C-R	2-C-M	2-C-P	3-C-R	3-C-M	3-C-P	4-C-R	4-C-M	4-C-P	5-C-R	5-C-M	5-C-P

Estos escenarios se simularon utilizando el modelo GASELEC. Una descripción del modelo y los resultados obtenidos se presentan en los siguientes puntos.

6.6. El modelo GASELEC

Para el estudio de los diferentes parámetros que determinan el funcionamiento de los sistemas de producción y transporte de gas y energía eléctrica se utiliza un modelo de optimización, mediante programación lineal, que se ha denominado GASELEC, desarrollado utilizando el programa GAMS (General Algebraic Modeling System).

Fue desarrollado en la Dirección Nacional de Prospectiva de la Secretaría de Energía. Presenta como antecedentes sendos modelos de gas y electricidad que se integraron y compatibilizaron con el objeto de obtener una herramienta que permita una visión conjunta del funcionamiento de los sectores eléctrico y gasífero, resultando la demanda de gas para usinas una consecuencia de las necesidades planteadas por el submodelo eléctrico.

En este modelo están representados los yacimientos gasíferos, la red de transporte de gas en Argentina, la exportación de gas a países vecinos bajo la forma de contratos de suministro firme, las demandas de gas para uso Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte, las unidades de generación de energía eléctrica (hidráulica, térmica y nuclear), las líneas de transmisión, cada una con su capacidad

de transporte y las demandas de energía eléctrica para cada uno de los mercados definidos.

Dada la importancia relativa de Brasil como productor y consumidor de energía, y las posibilidades que existen de incrementar los intercambios eléctricos y las exportaciones de gas, se lo representa como un mercado, vinculado a través de gasoductos y electroductos, al mercado argentino.

El modelo provee la información correspondiente a la satisfacción de la función objetivo planteada para los datos y restricciones de un escenario dado: minimización del costo total de la operación de todo el sistema gas – energía eléctrica, para el período 1999 – 2010.

6.6.1. Estructura del Modelo GASELEC

El modelo GASELEC contiene información de las cuencas gasíferas, los gasoductos de transporte de gas, los mercados consumidores de gas y energía eléctrica, las centrales de generación térmica, las centrales hidráulicas y las líneas de transmisión de energía eléctrica cuya distribución geográfica se ha volcado en el mapa adjunto.

Los mercados consumidores son Comodoro Rivadavia, Puerto Madryn, Comahue, Bahía Blanca, Gran Buenos Aires, Litoral, Centro, Cuyo, Noroeste (NOA), Noreste (NEA), San Pablo, Río de Janeiro y Sur de Brasil (Porto Alegre).

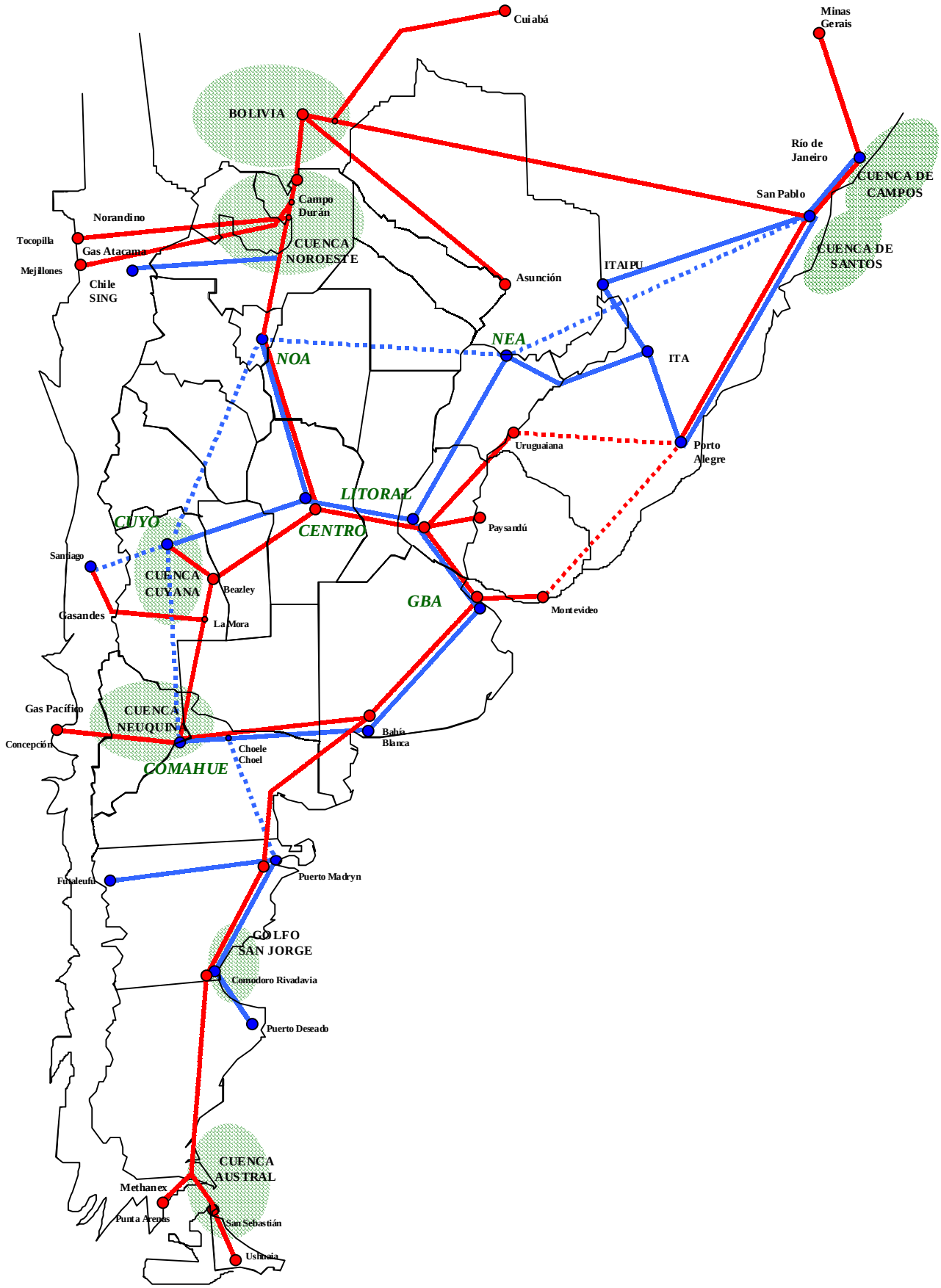
Las cuencas gasíferas son Austral, San Jorge, Neuquina, Cuyana, Noroeste, en Argentina. Adicionalmente, se incluye una representación de las áreas productivas de Bolivia y del Litoral del Sudeste de Brasil (Cuencas de Santos y Campos).

Las centrales hidráulicas se dividen en centrales con capacidad de regulación y centrales de pasada. En las centrales con regulación el modelo puede ubicar la energía generada en cualquier intervalo del año respetando las restricciones de turbinado máximo permitido y los mínimos y máximos exigidos aguas abajo de cada central. En las centrales de pasada hay restricciones para la ubicación de la energía. Las mismas consisten en que se debe turbinar toda el agua que entra, en intervalos de tiempo correspondientes a los sub-períodos en que se divide el año, a los efectos de estudiar el despacho de gas, pero se pueden hacer transferencias entre pico, resto y valle.

Las centrales con regulación son Chocón, Piedra del Águila y Planicie Banderita.

Las centrales de pasada son Alicurá, Arroyito, Pichi Picún Leufú, Salto Grande, Yacyretá, las hidráulicas de Comahue, Cuyo, Misiones, Centro, del Noroeste, las centrales Futaleufú y Florentino Ameghino, el turbinado de la central de bombeo Río Grande, Itaipú, las hidráulicas del Sudeste de Brasil y las hidráulicas del Sur de Brasil.

TOPOLOGIA DEL MODELO GASELEC



Al respecto se advierte que tanto las hidráulicas de Sudeste como las del Sur de Brasil se agrupan en sendas centrales hidráulicas equivalentes de pasada.

Como el modelo GASELEC trata con dos sistemas semejantes, pero no exactamente iguales, se debe distinguir entre un submodelo de gas y otro de energía eléctrica, cada uno con estructuras distintas.

6.6.2. Submodelo de gas

Como ya se mencionó antes, el submodelo de gas se estructura a partir de cuencas productoras y mercados vinculados con gasoductos. Cada mercado tiene asociado un consumo de gas Residencial (que incluye la demanda de los otros sectores, Comercial y Público y Transporte) y otro consumo Industrial.

El año se divide en 12 meses (bloques) cuyos consumos están dados por las características de la curva de demanda de gas y que adoptan la distribución de semanas del año del Modelo MARGO.

Los consumos de gas Residencial e Industrial son consumos firmes, es decir, el modelo debe satisfacer los mismos sin alternativa. En el caso de centrales térmicas se puede hacer uso de combustibles alternativos al gas. A esos efectos, cada central tiene asignada una lista de combustibles que puede utilizar y es despachada con la alternativa más económica.

El modelo tiene la posibilidad de aumentar la capacidad de transporte de los gasoductos y tiene incorporados los costos correspondientes de expansión. Además cuenta con los costos del gas en boca de pozo, los costos de transporte y las pérdidas o gas retenido en cada tramo de gasoducto.

Las cuencas consideradas son:
- Noroeste
- Cuyana
- Neuquina
- Golfo San Jorge
- Austral

Los gasoductos considerados son:
- Gasoducto Norte: Campo Durán - San Jerónimo
- Gasoducto Centro Oeste: Loma de la Lata - San Jerónimo
- Gasoducto NEUBA I: Sierra Barrosa – Cerri
- Gasoducto NEUBA II: Loma de la Lata – Cerri
- Gasoducto San Martín: San Sebastián – Cerri

Los mercados con demanda de gas son:
- Noroeste (NOA)
- Centro
- Litoral
- Gran Buenos Aires
- Bahía Blanca
- Comahue
- Puerto Madryn
- Comodoro Rivadavia

- Tierra del Fuego (Ushuaia)
- Cuyo
- Nordeste (NEA)

En el exterior se definen mercados consumidores de gas a:
- San Pablo
- Río de Janeiro
- Sur de Brasil (Porto Alegre)
- Montevideo

El modelo contempla la exportación de gas a través de los siguientes puntos:
- Paysandú
- Uruguayana
- Norte de Chile (Atacama y Norandino)
- Gasoducto Gasandes
- Gasoducto del Pacífico
- Sur de Chile (Methanex)

Es decir que se exporta gas a Uruguay a través de Paysandú y Montevideo y a Chile por 4 puntos de exportación.

Adicionalmente se ubicó generación térmica en la localidad brasileña de Uruguayana con gas a proveer desde Argentina a través del gasoducto Aldea Brasilera - Uruguayana.

El modelo puede decidir la exportación adicional a Brasil a través del gasoducto que vincula la cuenca Noroeste con Bolivia y el gasoducto Bolivia – San Pablo.

Las restricciones contempladas en el submodelo de gas son las siguientes:

- Límite a la producción diaria en las cuencas del Noroeste y Golfo San Jorge y límite a la producción anual en las cuencas Neuquina y Cuyana.

- La cuenca Austral no tiene límite a su producción.

- En el modelo se representa la planta de peak shaving, instalada en la zona de Gran Buenos Aires, con una capacidad de 25 MMm^3. El modelo puede hacer uso de esta planta licuando gas en las épocas del año en que los gasoductos están subutilizados (verano) y gasificando en los picos de consumo (invierno). Se ha incorporado una velocidad máxima de gasificación, costo de conservación y una pérdida en las etapas de licuefacción y despacho (gasificado) del 15%.

- El modelo tiene la facultad de instalar plantas de peak shaving así como plantas de recepción de Gas Natural Licuado (LNG) importado.

- La capacidad de producción anual por cuenca declina año tras año pero se recupera merced a inversiones en desarrollo de capacidad que el modelo puede decidir.

- El transporte de gas está limitado por la capacidad de transporte.

- La capacidad de transporte se ve incrementada por las inversiones y las previsiones que se incorporan en forma exógena.

El submodelo de gas permite obtener una gran cantidad de información parte de la cual se detalla a continuación:

- Capacidad de producción anual de gas en cada cuenca gasífera.
- Producción efectiva en cada cuenca, por año y período en que se divide el año.
- Volúmenes exportados, por punto de exportación, por año y período.
- Capacidad de transporte, por tramo de gasoducto para cada año.
- Inversiones en capacidad de transporte.
- Consumo por tipo de consumidor, por año y período.
- Transporte de gas entre cuencas y mercados.
- Precio sombra del gas en mercados y cuencas gasíferas.

6.6.3. Submodelo de Energía Eléctrica

Las demandas de energía eléctrica se definen en forma anual para cada mercado y se reparten entre las 52 semanas del año. Adicionalmente cada semana se divide en 3 bandas horarias, pico, resto y valle con 35, 91 y 42 horas respectivamente.

El modelo cuenta para cada mercado con las curvas semanales y reparte la energía de cada semana entre los tres bloques mencionados.

En cada mercado existe equipamiento térmico para satisfacer la demanda, las líneas de transmisión para transmitir energía eléctrica entre mercados, información sobre costos de nuevas instalaciones para aumentar la potencia instalada y equipamiento de falla.

El modelo puede decidir la instalación de nuevas centrales térmicas, para lo cual tiene los costos de instalación por unidad de potencia de distintas tecnologías, a saber:

- Ciclo combinado.
- Turbinas a gas natural.
- Turbinas de vapor a gas y/o fuel.
- Nuclear.

Sin embargo en las corridas que se realizaron para los escenarios planteados se restringió la posibilidad de que se incorpore nuevo equipamiento para analizar el comportamiento del sistema con el parque existente, más las incorporaciones previstas.

En el caso en que no se pueda satisfacer la demanda de energía eléctrica, si no existe alternativa, se llegaría a que el planteo no es factible ya que existirían restricciones imposibles de cumplimentar.

En este caso el equipamiento de falla viene a resolver el problema con el agregado de brindar información acerca de la magnitud de la energía no suministrada.

El equipamiento térmico está agrupado por máquinas del mismo tipo. En el caso en que las máquinas del mismo tipo tengan consumos específicos muy diferentes se agrupan en dos o más máquinas separadas.

Se ha empleado una técnica especial para “linealizar” el cálculo de las pérdidas en líneas de 500 kV sin transgredir las premisas de la programación lineal.

Los mercados con demanda de energía eléctrica son:

- Gran Buenos Aires
- Centro
- Litoral
- Noroeste
- Nordeste
- Cuyo
- Bahía Blanca
- Comahue
- Puerto Madryn
- Comodoro Rivadavia
- Ameghino

Asociado a los intercambios con los países vecinos se definen los siguientes mercados:

- San Pablo
- Río de Janeiro
- Sur de Brasil (Porto Alegre)
- Uruguay (Montevideo)
- Santiago de Chile
- Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING)

El sistema argentino se vincula con el sistema brasileño mediante dos líneas, por un lado entre los nodos Nordeste (Yacyretá) en la Argentina e Itá (Sur) y, por el otro entre Yacyretá y San Pablo (Sudeste).

El programa tiene previstas las incorporaciones de potencia térmica de acuerdo a los escenarios planteados.

Los resultados que pueden obtenerse se resumen en el siguiente listado:

- Generación hidráulica por central, banda horaria y período en el que se divide el año.
- Volumen turbinado y volumen vertido por cada embalse y en cada banda horaria y período del año.
- Generación térmica por máquina, combustible, banda horaria y período del año.
- Precio marginal de la energía por mercado, período del año y banda horaria.
- Precio medio corriente de la energía en mercados para cada año.
- Flujo de energía en las líneas.
- Energía no suministrada en cada mercado, período del año y banda horaria.
- Consumo propio de cada máquina térmica.
- Pérdidas en transporte por línea, período del año, banda horaria y tramo de pérdida.

Dado que el modelo de gas no visualiza intervalos más pequeños que los sub-períodos que tiene definidos (12 meses al año), la combinación de ambos modelos implica establecer una demanda de energía eléctrica para cada mercado, para cada sub-período del modelo de gas y para cada sub-período del modelo de energía eléctrica.

En consecuencia todo el tratamiento que se hace es para la combinación de dos sub-períodos, por ejemplo el pico de julio, el valle de marzo, etc.

El modelo tiene incorporado equipamiento de falla para satisfacer la demanda mediante energía de falla en el caso en que no alcance con el equipamiento real. De esta manera se puede establecer el o los períodos en que puede haber riesgo de falla.

Se puede obtener:

- Generación térmica por cada máquina y cada período (año, estación, banda horaria) incluyendo las centrales nucleares y todos los tipos de centrales térmicas.
- Igual para las centrales hidráulicas.
- Utilización de combustible para cada mercado y período (año, estación, banda horaria).
- Los volúmenes de utilización de combustible se obtienen en las unidades propias del combustible o reducidas a millones de metros cúbicos equivalentes de gas.
- Transmisión de energía entre mercados.
- Expansión de la red de gasoductos.
- Producción y expansión de los yacimientos gasíferos.
- Transporte de gas entre mercados.
- Costo de combustibles asociados a la generación térmica.
- Balance energético en cada mercado o en un conjunto de mercados, por ejemplo todo el MEM con la incorporación o no del MEMSP y el cálculo de los intercambios con Brasil.
- Factor de utilización de líneas de transmisión en horas de utilización o en potencia media referida a la potencia máxima.

6.7 Resultados Generales

Los resultados que se presentan corresponden a una hidrología media confeccionada sobre la base de los aportes medios semanales de cada cuenca o aprovechamiento hidráulico, lo que determina la demanda de gas para usinas que es un resultado endógeno del modelo GASELEC. En casos excepcionales, se analizó la sensibilidad frente a los aportes hídricos y, en consecuencia, se utilizaron los resultados específicos correspondientes a una hidrología de aportes ricos y otra hidrología de aportes pobres.

6.7.1 Producción de gas por cuenca

La producción de gas en cada cuenca depende de la capacidad de producción, del estado de la red de transporte y de la distancia a los centros de la demanda por su incidencia en los costos de transporte.

El estado de las reservas en las cuencas Neuquina y Noroeste resultó en una limitación a sus producciones llegando a estos topes dentro del período de análisis, es decir, antes del año 2010.

En consecuencia, el aumento de la demanda de gas, ya sea para consumos residencial e industrial, para exportación o para usinas, se debe cubrir con aumentos de la producción de la cuenca Austral.

En los cuadros y gráficos correspondientes a la producción de gas se consignó la suma del inyectado en cabecera de gasoducto más el consumido en yacimiento, el retenido en planta y el venteo.

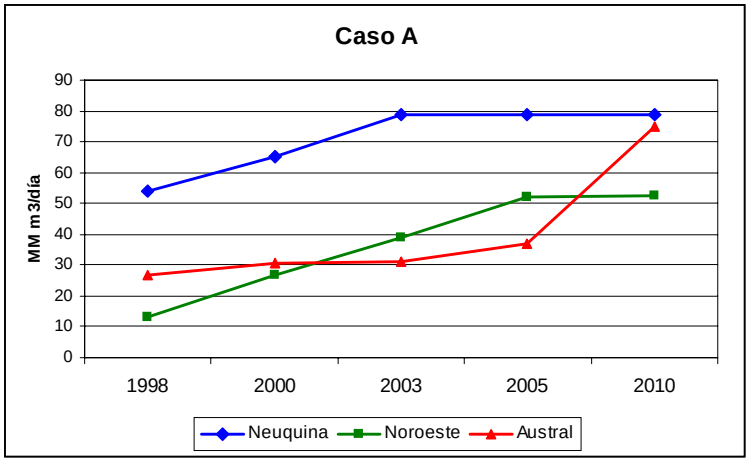
Dependiendo del yacimiento de que se trate, la suma del inyectado más los consumidos puede diferir en más o en menos de lo inyectado en cabecera, esto es, los consumos no son una proporción fija de lo inyectado en cabecera.

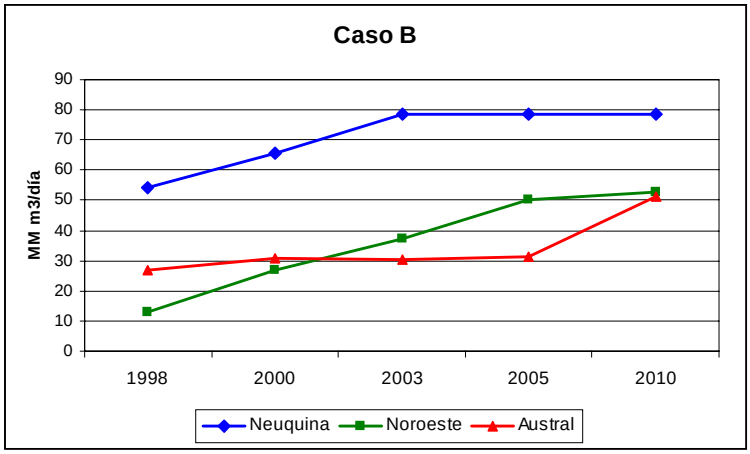
Bajo el título cuenca Neuquina se han agrupado las cuencas de Neuquén y Mendoza, con una producción neta promedio máxima de 79 MMm^3/día. La cuenca Noroeste tiene una producción máxima de 53 MMm^3/día. La cuenca San Jorge, si bien tiene su producción limitada, se encuentra incorporada a la cuenca Austral, a los efectos de presentación de los resultados.

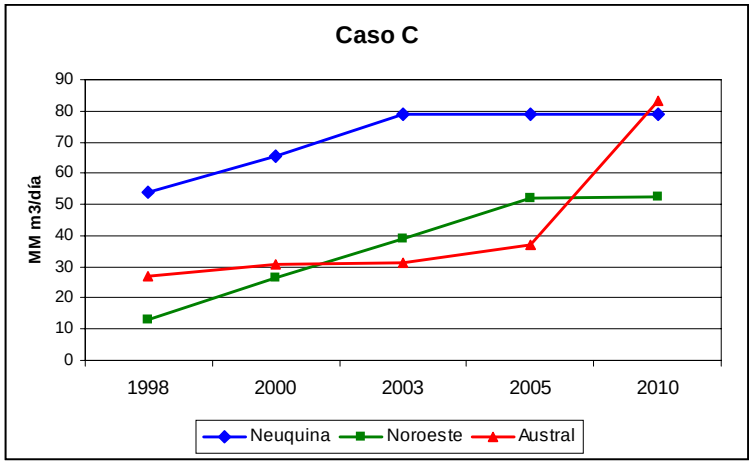
Se presentan a continuación los resultados obtenidos para cada uno de los 5 escenarios eléctricos combinados con los casos A, B y C de gas.

PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 1
MMm^3/día

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	27	39	52	53
	Austral	27	31	31	37	75
	Total	94	123	149	168	206
CASO B	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	27	38	50	53
	Austral	27	31	31	31	51
	Total	94	123	147	160	182
CASO C	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	27	39	52	53
	Austral	27	31	31	37	83
	Total	94	123	149	168	214

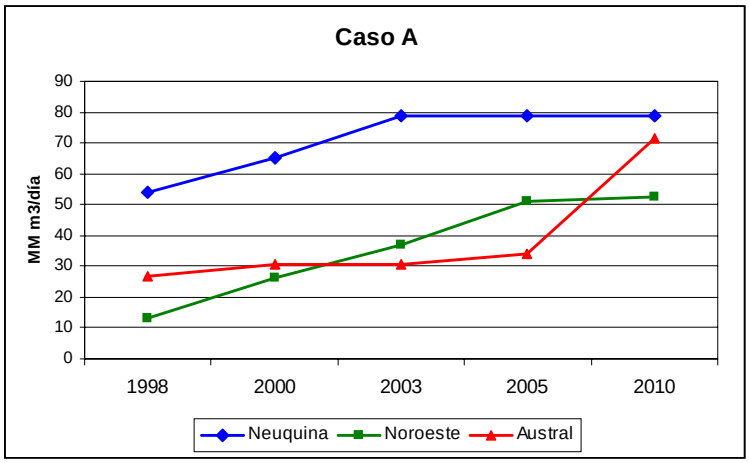


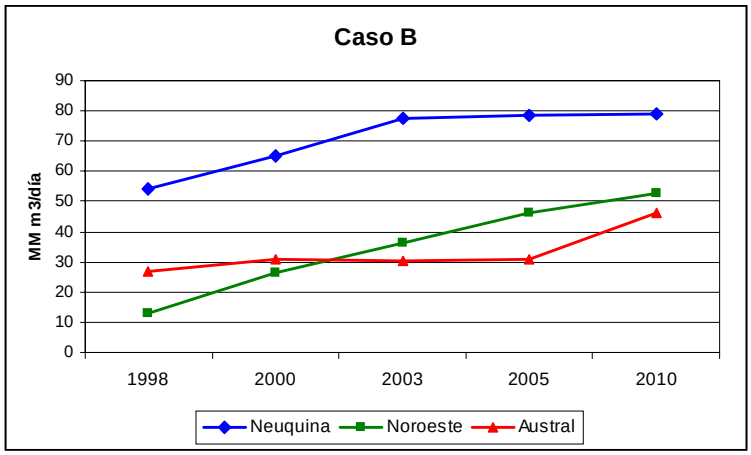


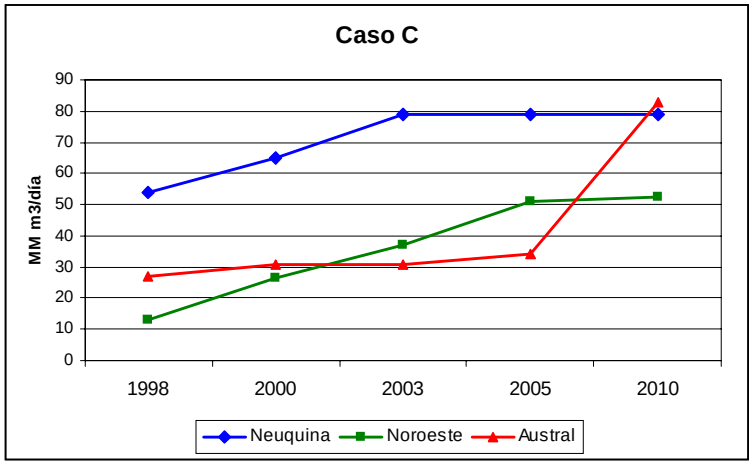


PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 2
MMm^3/día

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	37	51	53
	Austral	27	31	31	34	71
	Total	94	122	146	164	203
CASO B	Neuquina	54	65	78	79	79
	Noroeste	13	26	37	46	53
	Austral	27	31	30	31	46
	Total	94	122	145	156	178
CASO C	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	37	51	53
	Austral	27	31	31	34	83
	Total	94	122	146	164	214

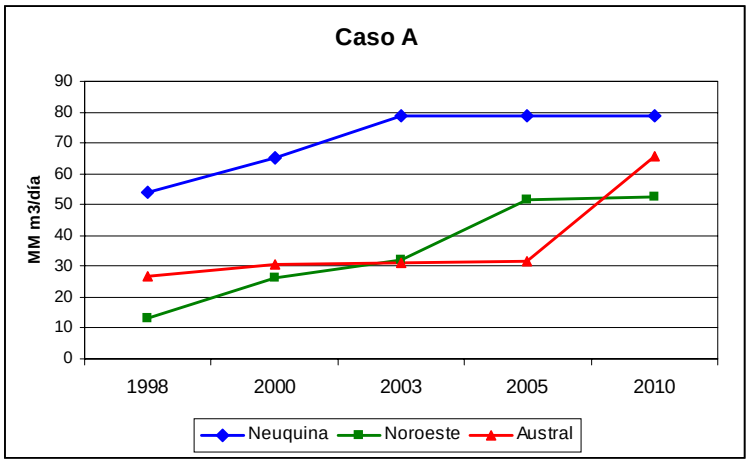


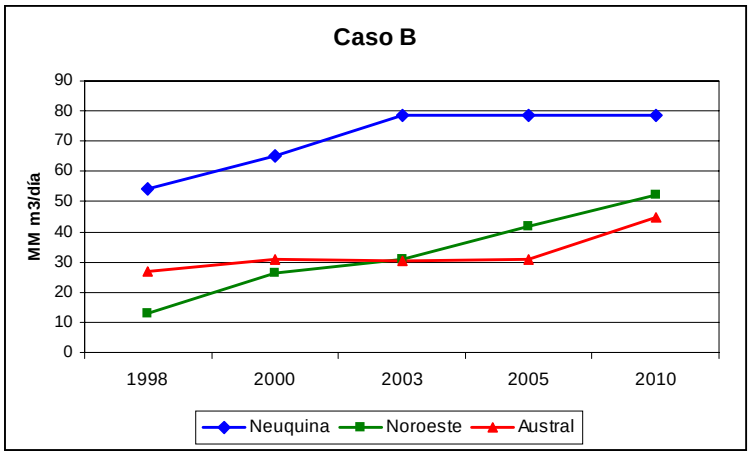


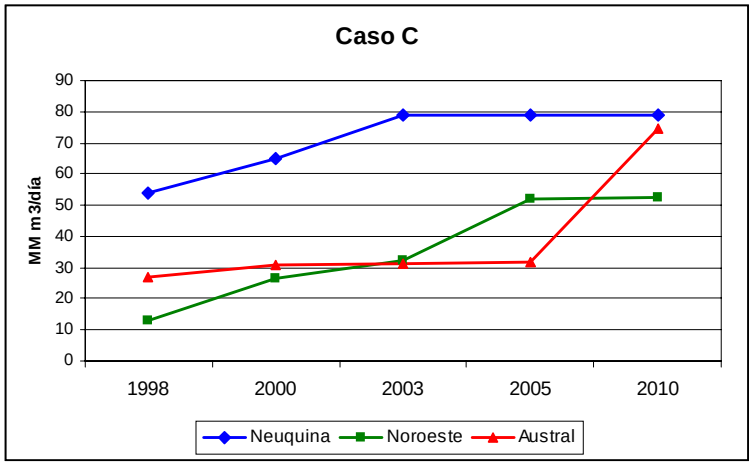


PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 3
MMm^3/día

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	32	52	53
	Austral	27	31	31	32	65
	Total	94	122	142	162	197
CASO B	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	31	42	52
	Austral	27	31	31	31	45
	Total	94	122	140	152	176
CASO C	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	32	52	53
	Austral	27	31	31	32	75
	Total	94	122	142	162	206

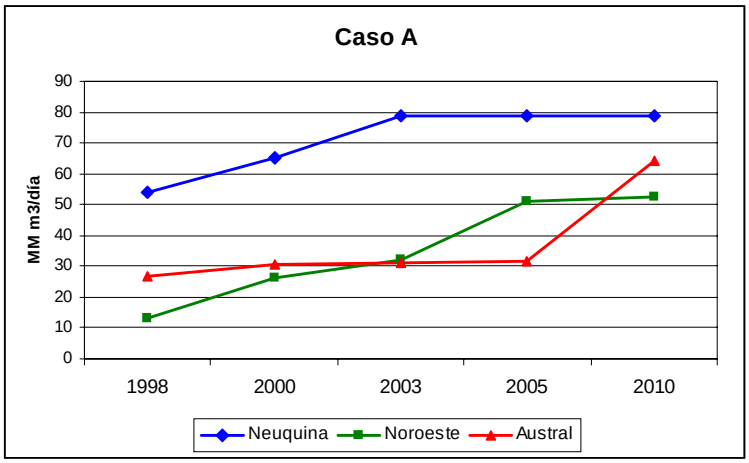


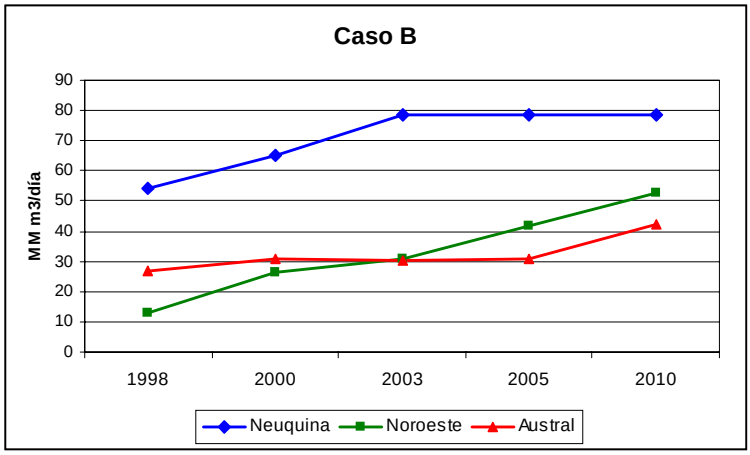


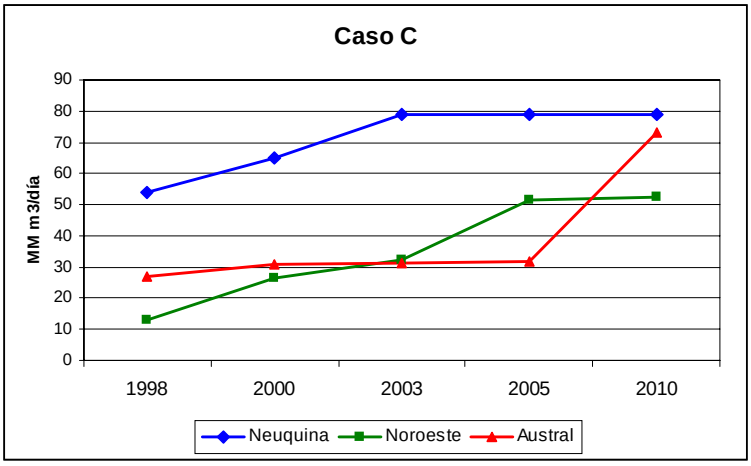


PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 4
MMm^3/día

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	32	51	53
	Austral	27	31	31	32	64
	Total	94	122	142	161	195
CASO B	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	31	42	53
	Austral	27	31	31	31	42
	Total	94	122	140	152	173
CASO C	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	32	52	53
	Austral	27	31	31	32	73
	Total	94	122	142	162	204

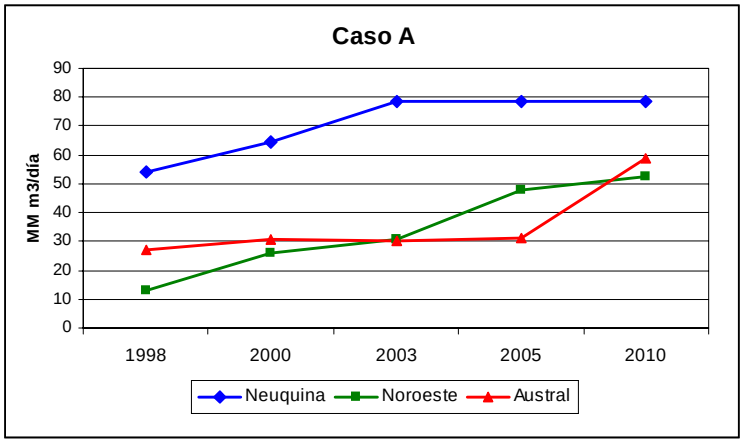


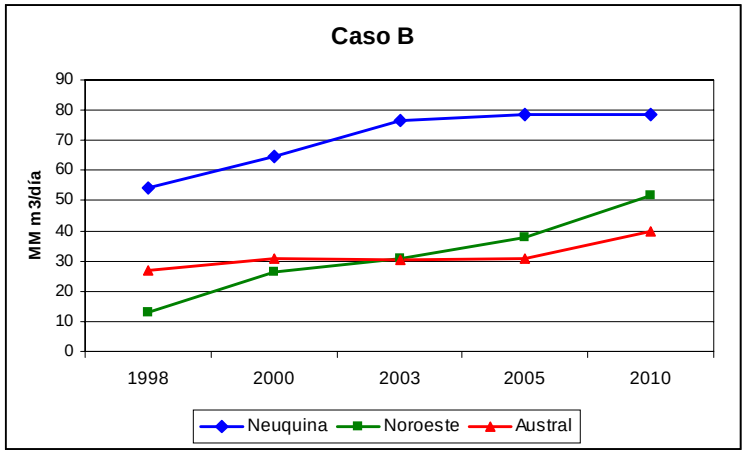


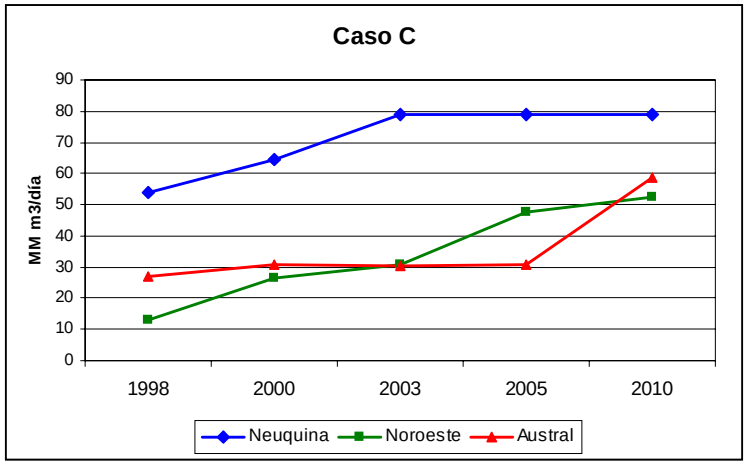


PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 5
MMm^3/día

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	31	48	53
	Austral	27	31	30	31	59
	Total	94	121	140	158	190
CASO B	Neuquina	54	65	77	79	79
	Noroeste	13	26	31	38	52
	Austral	27	31	30	31	40
	Total	94	121	137	147	170
CASO C	Neuquina	54	65	79	79	79
	Noroeste	13	26	31	42	52
	Austral	27	31	31	31	52
	Total	94	122	140	152	183







En todos los casos de todos los escenarios estudiados las cuencas Neuquina y Noroeste llegan antes del año 2010 al máximo de su producción, mientras que en la cuenca Austral la producción en ese año va de 40 MMm^3/día en el Escenario 5 Caso B a 83 MMm^3/día en los escenarios 1 y 2 Caso C.

Esto se asocia a que el Escenario 5 es el de menor crecimiento de la demanda eléctrica y el Caso B el de menor demanda de gas para la exportación, mientras que el Escenario 1 es el de mayor crecimiento de la demanda y por consiguiente mayor demanda de gas para usinas y el caso C tiene mayor exigencia en cuanto a gas para exportación debido a una limitación en el crecimiento de la producción de gas en Brasil.

Habiendo llegado las producciones de cuencas Neuquina y Noroeste a su máximo, en todos los casos y escenarios, la única cuenca productora que puede reaccionar frente a las variaciones de demanda es la cuenca Austral.

Se ve que para todos los escenarios, en el año 2010, la cuenca Austral tiene su menor producción en el Caso B, le sigue el caso A y por último, la mayor producción corresponde al caso C.

Esto se debe, como ya se ha dicho, a las diferentes exigencias de gas para exportaciones entre los casos y a la limitación al crecimiento de la producción brasilera en el Caso C.

En todos los casos las cuencas Neuquina y Noroeste crecen en producción hasta agotar sus posibilidades de crecimiento, la primera que llega a esta situación es la cuenca Neuquina (aproximadamente en el año 2003), lo cual provoca que se incremente la velocidad de incorporación de capacidad de la cuenca Noroeste o que no disminuya en velocidad de crecimiento.

Una vez agotada la capacidad de crecimiento de la cuenca Noroeste es el turno de la cuenca Austral para cubrir los aumentos de demanda.

La producción de gas en Brasil se manejó con dos hipótesis, en los casos A y B se dejó la producción de gas creciente e ilimitada en cuanto a capacidad, esto significa que el crecimiento de la capacidad de producción de gas depende exclusivamente de las inversiones a realizar, mientras que en el caso C se limitó la misma a un máximo de 4.8% a.a. a partir de una capacidad inicial de 14 MMm^3/día.

En el caso de producción ilimitada con alta demanda de gas (Caso A) se llega a 33 MMm^3/día en el año 2010 e incluso 35 MMm^3/día dependiendo del escenario, mientras que con la producción limitada o con baja demanda de gas se llega en el mismo año a 23 MMm^3/día.

En todos los casos analizados la producción de la cuenca Austral permanece constante hasta el año 2005 a partir del cual se verifica un gran impulso de la misma, la cuenca Neuquina llega a su máximo en el año 2003 y la cuenca Noroeste alcanza el máximo entre los años 2005 y 2010.

Analizando la sensibilidad de la producción de gas en función de los aportes hidráulicos se ve que en años pobres puede incrementarse la exigencia de

producción en la cuenca Neuquina que es la que cubre la demanda invernal, adelantando la llegada al máximo de producción posible de esta fuente.

En el caso de un año rico desde el punto de vista hidráulico, al no requerirse el cubrimiento de una demanda de gas para usinas, se ve disminuido el pico de demanda invernal y la cuenca Neuquina ve aligerada sus exigencias. La cuenca Noroeste registra pequeñas diferencias en su producción y la cuenca Austral no registra diferencias.

En conclusión, los aportes hídricos variables de un año a otro influyen sobre la demanda de la cuenca Neuquina, siendo más importante esta influencia en años ricos en que se ve disminuida esa demanda y menor en años pobres en que la demanda aumenta, adelantando algo la llegada al máximo de producción pero ésta no puede aumentar por encima de la capacidad de transporte.

Estas variaciones en la demanda de gas en función de la disponibilidad de agua se producen a través de la demanda de gas para usinas, ya que las demandas residencial e industrial y las exigencias de la exportación no dependen de la disponibilidad de agua.

En los cuadros que siguen se pueden comparar las dos situaciones:

Escenario 3 – Caso B
Producción de gas (MMm^3)
Hidrología Pobre

CUENCA	2000	2003	2005	2010
Neuquina	70	80	79	79
Noroeste	29	33	45	52
Austral	31	31	31	46
Total	130	143	154	177

Hidrología Rica

CUENCA	2000	2003	2005	2010
Neuquina	55	68	69	72
Noroeste	26	31	41	52
Austral	31	31	31	46
Total	112	129	142	169

Estructura de la Producción de Gas

La cuenca Neuquina ve disminuida su participación a lo largo de todo el período de análisis con la excepción del año 2003 en que se verifica un máximo en su participación. Este máximo es menos notorio cuanto mayor es la demanda de gas del escenario.

El pico de participación de la cuenca Neuquina se debe a que en este año alcanza el máximo de producción, luego la producción se estabiliza y su participación decae ante el avance de las otras cuencas.

En los escenarios 1 y 2, debido al incremento de los requerimientos de gas para usinas derivado de los fuertes incrementos en la demanda, se acelera la

participación de la cuenca Noroeste y no se verifica el pico relativo en la participación de la cuenca Neuquina en la producción de gas.

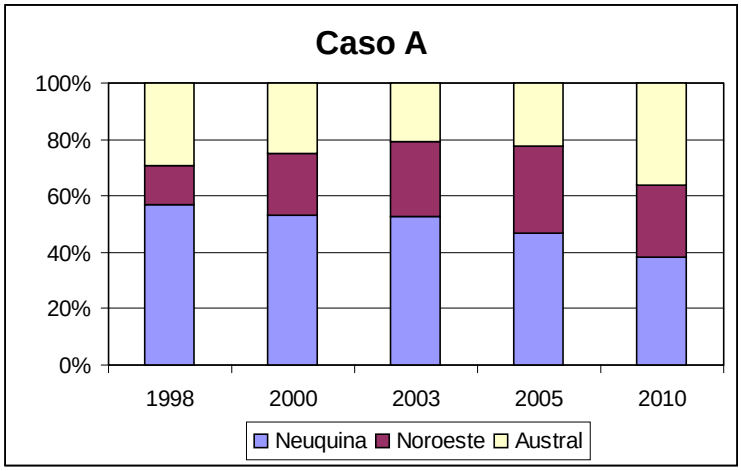
La cuenca Noroeste aumenta notoriamente su participación en el año 2000 debido a la interrupción de la importación desde Bolivia y el incremento que se verifica en ese año de la exportación a Chile.

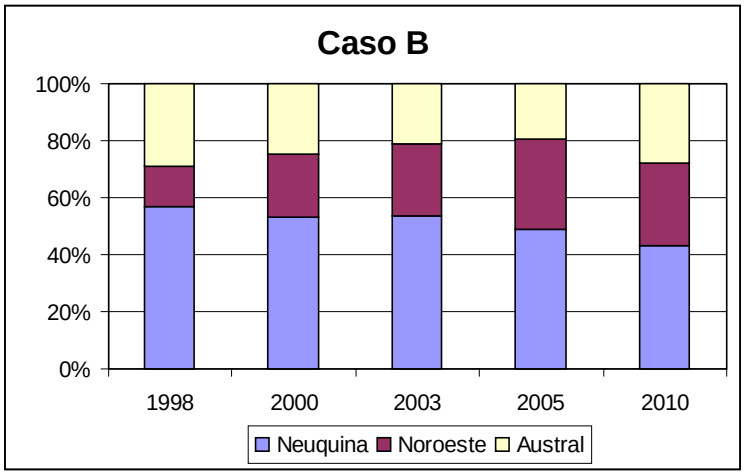
En los escenarios 3 a 5, al no haber un incremento de la demanda tan pronunciado, la cuenca Noroeste retrasa el incremento de su producción y permite un pico en la participación de la cuenca Neuquina.

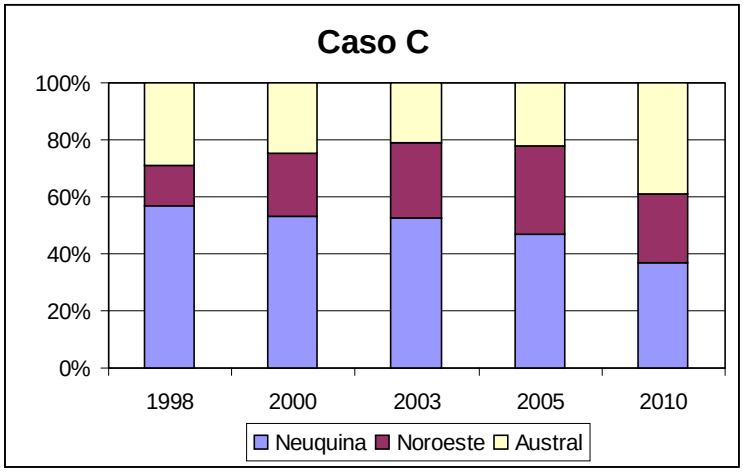
El incremento de la participación de la cuenca Austral en la producción de gas se verifica cuando las otras opciones se ven agotadas. Este retraso en el desarrollo del yacimiento Austral está vinculado con los costos del incremento de la capacidad de transporte.

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 1
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	57	53	53	47	38
	Noroeste	14	22	26	31	25
	Austral	29	25	21	22	36
	Total	100	100	100	100	100
CASO B	Neuquina	57	53	54	49	43
	Noroeste	14	22	26	31	29
	Austral	29	25	21	19	28
	Total	100	100	100	100	100
CASO C	Neuquina	57	53	53	47	37
	Noroeste	14	22	26	31	24
	Austral	29	25	21	22	39
	Total	100	100	100	100	100

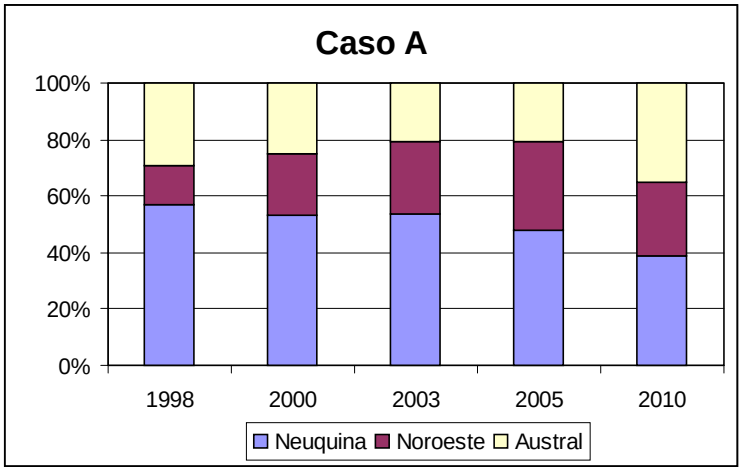


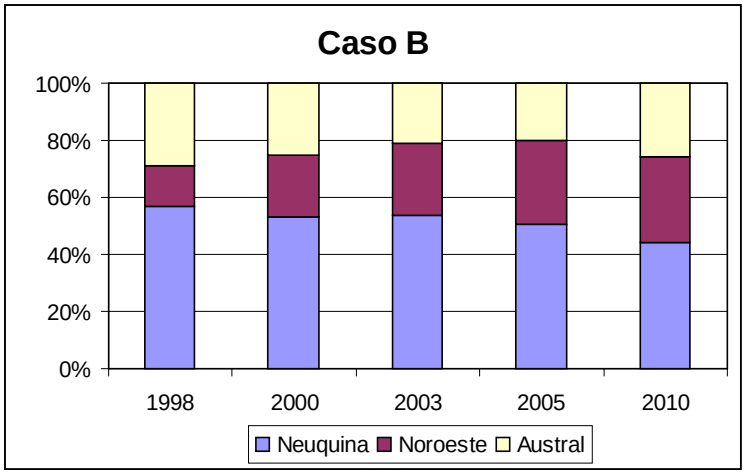


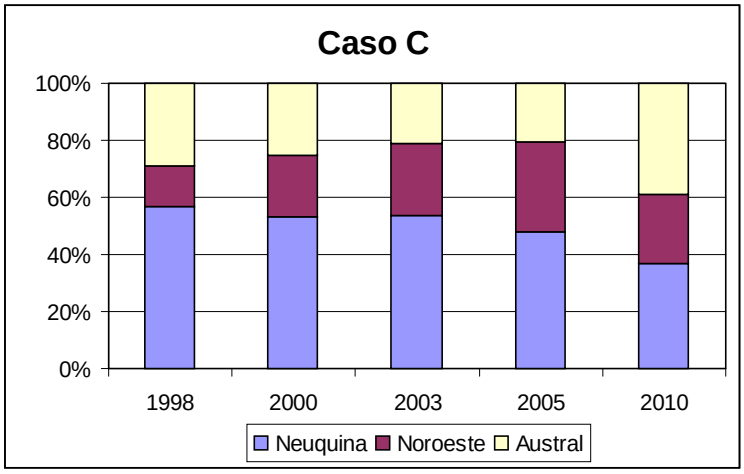


ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 2
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	57	53	54	48	39
	Noroeste	14	22	25	31	26
	Austral	29	25	21	21	35
	Total	100	100	100	100	100
CASO B	Neuquina	57	53	54	50	44
	Noroeste	14	22	25	30	30
	Austral	29	25	21	20	26
	Total	100	100	100	100	100
CASO C	Neuquina	57	53	54	48	37
	Noroeste	14	22	25	31	25
	Austral	29	25	21	21	39
	Total	100	100	100	100	100

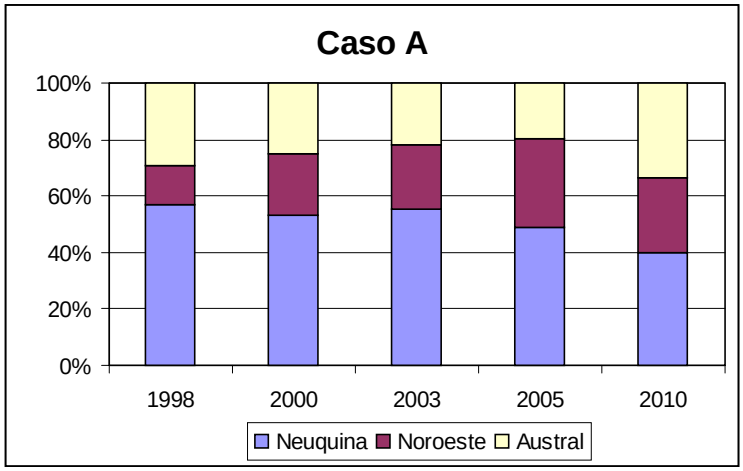


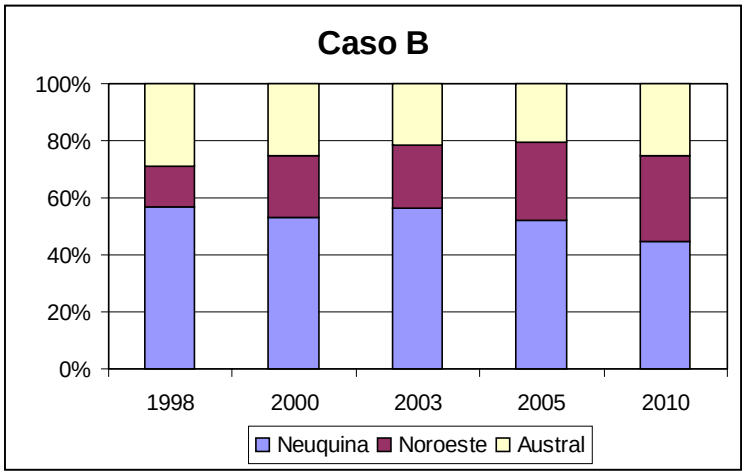


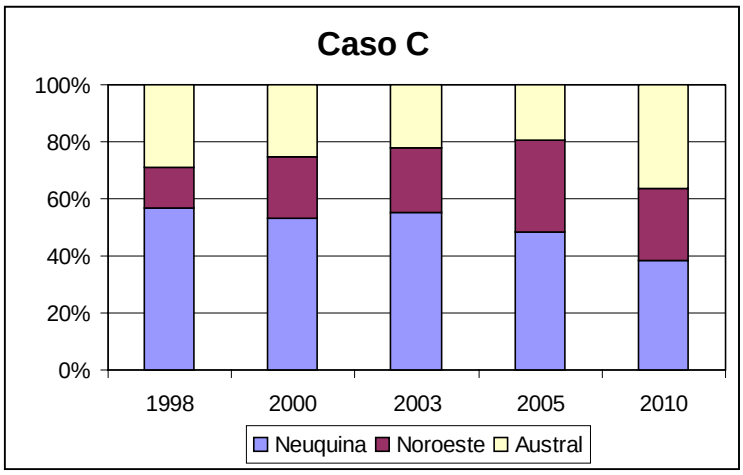


ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 3
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	57	53	55	49	40
	Noroeste	14	22	23	32	27
	Austral	29	25	22	19	33
	Total	100	100	100	100	100
CASO B	Neuquina	57	53	56	52	45
	Noroeste	14	22	22	28	30
	Austral	29	25	22	20	25
	Total	100	100	100	100	100
CASO C	Neuquina	57	53	55	49	38
	Noroeste	14	22	23	32	26
	Austral	29	25	22	20	36
	Total	100	100	100	100	100





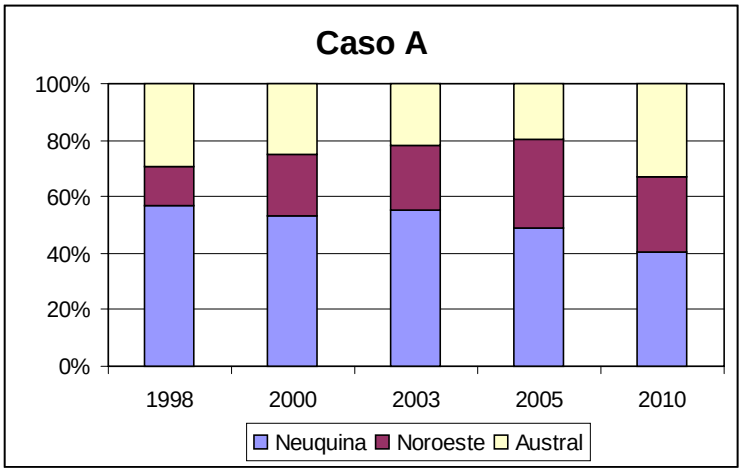


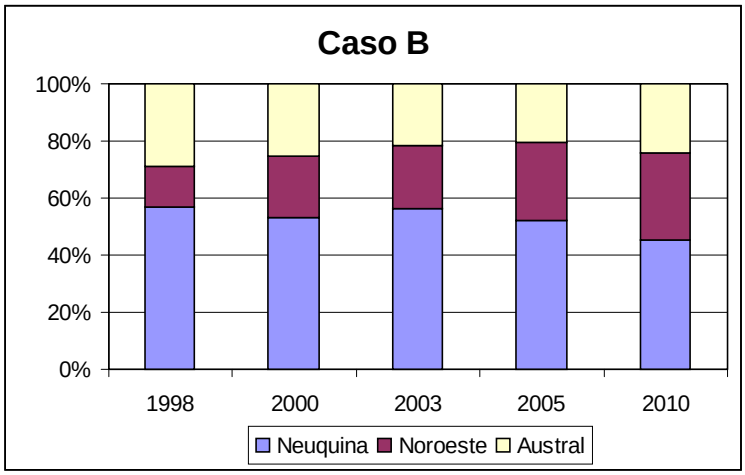
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE GAS POR CUENCA

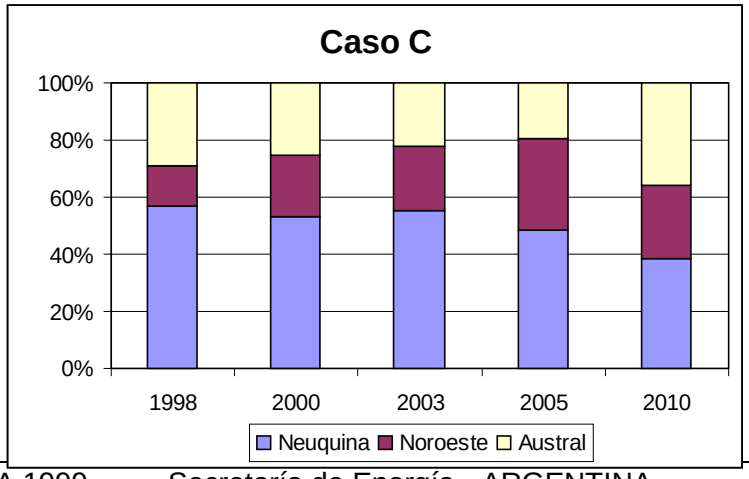
Escenario 4

%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	57	53	55	49	40
	Noroeste	14	22	23	32	27
	Austral	29	25	22	20	33
	Total	100	100	100	100	100
CASO B	Neuquina	57	53	56	52	45
	Noroeste	14	22	22	28	30
	Austral	29	25	22	20	24
	Total	100	100	100	100	100
CASO C	Neuquina	57	53	55	49	39
	Noroeste	14	22	23	32	26
	Austral	29	25	22	20	36
	Total	100	100	100	100	100

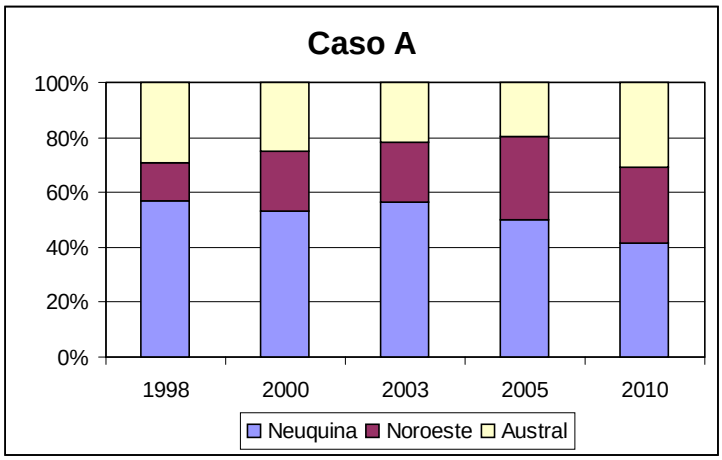


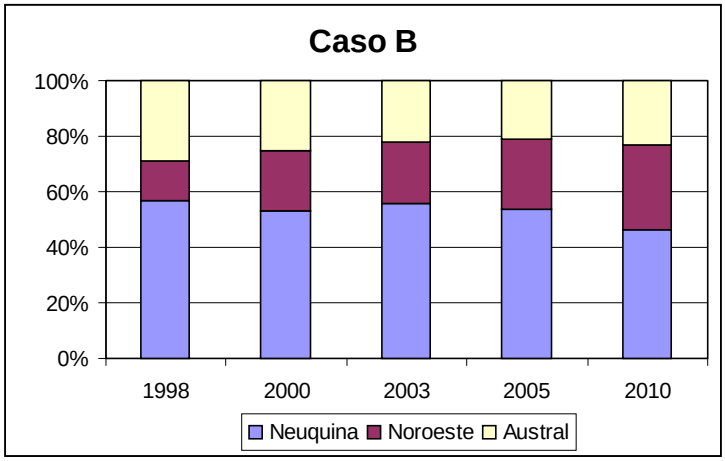


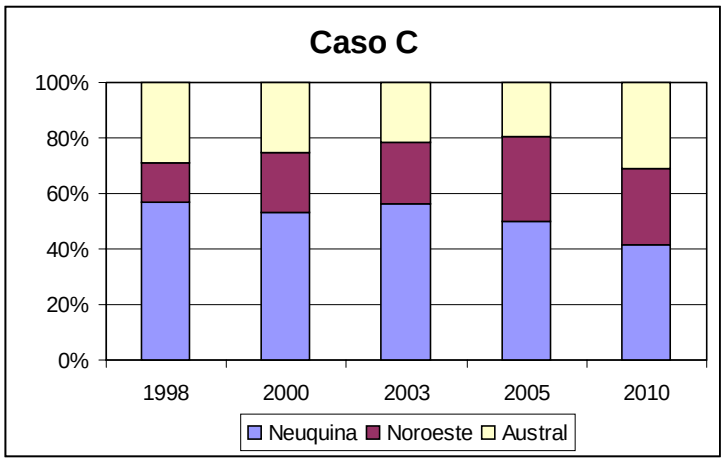


ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
Escenario 5
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Neuquina	57	53	56	50	41
	Noroeste	14	22	22	30	28
	Austral	29	25	22	20	31
	Total	100	100	100	100	100
CASO B	Neuquina	57	53	56	54	46
	Noroeste	14	22	22	26	30
	Austral	29	25	22	21	23
	Total	100	100	100	100	100
CASO C	Neuquina	57	53	56	52	43
	Noroeste	14	22	22	28	28
	Austral	29	25	22	20	28
	Total	100	100	100	100	100







6.7.2. Relación Reservas – Producción

A partir de los resultados de las simulaciones realizadas, puede concluirse que para sostener la demanda total de gas planteada en los escenarios, resultante de considerar la demanda doméstica y las exportaciones, se requeriría adicionar alrededor de 800 miles de MMm^3 de reservas, en el período 1999 – 2010, para llegar al año 2010 con una relación Reservas – Producción de 10 años.

En este caso, las necesidades de incorporación de reservas han resultado algo menores a las indicadas en la *Prospectiva 1998*. Esto se debe, principalmente, a que los escenarios planteados consideran menores exportaciones de gas a Brasil con relación a las exportaciones supuestas en aquella oportunidad.

El requerimiento de gas considerado, en lo referente a las exportaciones autorizadas hasta el presente, representa un promedio de 27 MMm^3/día, que significa un volumen a exportar, para todo el tiempo contractual comprometido, de 150 miles de MMm^3. Se encuentran en trámite solicitudes de autorización de exportación de gas por un promedio de 10 MM m^3/día, que implica 56 miles de MMm^3 como volumen a exportar, también considerando todo el tiempo que demanda el compromiso asumido por cada empresa o consorcio.

Sumando los volúmenes de exportación autorizados y en trámite, supuesto el Escenario B de exportación de gas, se totaliza un caudal promedio diario de 37 MM m^3/día, que representa un total de 206 miles de MMm^3. Este volumen representa la cantidad total de gas a exportar por todo el tiempo comprometido por cada empresa o consorcio, que es superior a los once años de horizonte considerados en este trabajo. Por lo tanto, tomando sólo el período hasta el año 2010, el volumen a exportar será de 145 miles de MMm^3.

Considerando un 4,3% a.a. de crecimiento de la demanda de gas del mercado argentino, para el período 1999 – 2010, que incluye el consumo de gas para usinas del Escenario 3, resulta en un volumen acumulado de 529 miles de MMm^3. Sumando los volúmenes a exportar y los requerimientos de la demanda doméstica del período 1999 – 2010, resulta un total de 674 miles de MMm^3.

Se señala que en los volúmenes considerados se han incluido las pérdidas por transporte, el venteo de gas, el gas retenido en plantas y el consumido en yacimiento, resultando un volumen representativo de la producción neta de reinyección a formación.

El requerimiento de producción de gas, acumulado hasta el año 2010, correspondiente al Escenario 3-B-M compromete, prácticamente, el 100% de las actuales reservas comprobadas. Considerando las expectativas de incorporación de reservas de gas, planteadas en el punto 6.3.6, para el período 1999 – 2010, se alcanzaría el año 2010 con una relación Reservas – Producción de alrededor de 10 años.

El siguiente cuadro resume los resultados en cuanto a requerimientos de incorporación de reservas en el período 1999 – 2010, de modo de alcanzar el año 2010 con una R/P = 10 años, y la R/P que resulta para cada escenario de considerar la totalidad de los recursos gasíferos identificados en el Capítulo 6.3.6.

REQUERIMIENTOS DE INCORPORACION DE RESERVAS
Miles de MM m^3

	1998 (2)	1999-2010 (3)			INCORP. 1999-2010 (4)			% INCORP. RESPECTO A 1998		
		ESC. A	ESC. B	ESC. C	ESC. A	ESC. B	ESC. C	ESC. A	ESC. B	ESC. C
R/P = 10 años	687	1.416	1.319	1.462	729	633	775	106%	92%	112%
Totalidad de los Recursos (1)	687	1.319	1.319	1.319	633	633	633	92%	92%	92%
R/P al año 2010		9	10	8						

(1) Se considera como posibles incorporaciones la totalidad de los Recursos identificados en el Capítulo 6.3.6.
(2) Reservas Comprobadas al 31/12/98
(3) Reservas necesarias para sostener los niveles de producción del período 1999 - 2010
(4) Diferencia entre (3) y (2)

En los siguientes cuadros se presenta la evolución de las incorporaciones de reservas y de la producción para los Escenarios A, B y C, que incluyen las demandas del Escenario 3 de oferta y demanda de energía eléctrica, sobre la base de considerar un ritmo de incorporación de reservas que acompañe el crecimiento de la demanda total, de manera de alcanzar al año 2010 una relación R/P = 10 años.

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL
R/P = 10 AÑOS
ESCENARIO 3-A-M

AÑO	PRODUCCION (1)		RESERVAS (2)			*RELACION* R/P
	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	TOTAL AL 31/12	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	
1997			683.796			
1998	34.379	34.379	686.584	37.167		20
1999	35.888	70.267	685.811	35.115	35.115	19
2000	44.573	114.840	678.303	37.065	72.180	15
2001	48.183	163.023	675.683	45.563	117.743	14
2002	50.337	213.360	671.474	46.128	163.871	13
2003	51.829	265.188	666.871	47.225	211.096	13
2004	55.065	320.253	660.258	48.452	259.548	12
2005	59.107	379.360	651.513	50.362	309.910	11
2006	59.649	439.009	649.413	57.549	367.459	11
2007	62.260	501.270	652.915	65.762	433.222	10
2008	64.090	565.360	663.972	75.147	508.369	10
2009	67.480	632.840	682.364	85.872	594.241	10
2010	71.788	704.628	708.703	98.127	692.368	10

Reservas Comprobadas Actuales (31/12/98)	686.584
Incorporación	729.535
Total de Reservas Necesarias 1999/2010	1.416.119
Incorporación Promedio Anual	66.321

(1) Producción Neta de Reinyección a Formación
(2) Incorporación de Reservas para mantener la R/P = 10 años

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL
R/P = 10 AÑOS
ESCENARIO 3-B-M

AÑO	PRODUCCION (1)		RESERVAS (2)			*RELACION*
	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	TOTAL AL 31/12	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	R/P
1997			683.796			
1998	34.379	34.379	686.584	37.167		20
1999	35.889	70.268	685.806	35.111	35.111	19
2000	44.577	114.845	678.294	37.065	72.176	15
2001	48.093	162.938	669.562	39.361	111.537	14
2002	49.633	212.572	661.727	41.799	153.336	13
2003	51.122	263.693	654.994	44.388	197.724	13
2004	53.158	316.851	648.973	47.138	244.862	12
2005	55.301	372.153	643.729	50.057	294.919	12
2006	55.635	427.788	641.252	53.158	348.077	12
2007	58.011	485.799	639.692	56.451	404.528	11
2008	59.799	545.598	639.841	59.947	464.475	11
2009	61.469	607.067	642.032	63.661	528.136	10
2010	64.107	671.173	645.530	67.604	595.740	10

Reservas Comprobadas Actuales (31/12/98)	686.584
Incorporación	632.907
Total de Reservas Necesarias 1999/2010	1.319.491
Incorporación Promedio Anual	57.537

(1) Producción Neta de Reinyección a Formación
(2) Incorporación de Reservas para mantener la R/P = 10 años

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL
R/P = 10 AÑOS
ESCENARIO 3-C-M

AÑO	PRODUCCION (1)		RESERVAS (2)			*RELACION*
	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	TOTAL AL 31/12	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	R/P
1997			683.796			
1998	34.379	34.379	686.584	37.167		20
1999	35.891	70.270	685.804	35.111	35.111	19
2000	44.581	114.851	678.288	37.065	72.176	15
2001	48.183	163.034	671.032	40.927	113.103	14
2002	50.337	213.371	665.888	45.192	158.296	13
2003	51.830	265.201	663.960	49.902	208.198	13
2004	55.065	320.266	663.997	55.102	263.299	12
2005	59.269	379.535	665.571	60.844	324.143	11
2006	59.888	439.423	672.868	67.184	391.328	11
2007	62.505	501.928	684.548	74.185	465.513	11
2008	65.104	567.031	701.360	81.916	547.429	11
2009	69.370	636.402	722.442	90.452	637.881	10
2010	75.093	711.495	747.227	99.878	737.759	10

Reservas Comprobadas Actuales (31/12/98)	686.584
Incorporación	774.926
Total de Reservas Necesarias 1999/2010	1.461.510
Incorporación Promedio Anual	70.448

(1) Producción Neta de Reinyección a Formación
(2) Incorporación de Reservas para mantener la R/P = 10 años

Asimismo, se plantea en los siguientes cuadros la evolución de las reservas tomando en cuenta el volumen total considerado en el punto 6.3.6, es decir una incorporación en el período 1999 – 2010 de 633 Miles de MMm^3, que sumadas a las reservas comprobadas al 31/12/98, totalizan 1.319 Miles de MMm^3.

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO 3-A-M

AÑO	PRODUCCION (1)		RESERVAS (2)			*RELACION*
	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	TOTAL AL 31/12	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	R/P
1997			683.796			
1998	34.379	34.379	686.584	37.167		20
1999	35.888	70.267	685.807	35.111	35.111	19
2000	44.573	114.840	678.299	37.065	72.176	15
2001	48.183	163.023	669.477	39.361	111.537	14
2002	50.337	213.360	660.939	41.799	153.336	13
2003	51.829	265.188	653.499	44.388	197.724	13
2004	55.065	320.253	645.572	47.138	244.862	12
2005	59.107	379.360	636.522	50.057	294.919	11
2006	59.649	439.009	630.031	53.158	348.077	11
2007	62.260	501.270	624.221	56.451	404.528	10
2008	64.090	565.360	620.078	59.947	464.475	10
2009	67.480	632.840	616.259	63.661	528.136	9
2010	71.788	704.628	612.075	67.604	595.740	9

Reservas Comprobadas Actuales (31/12/98)	686.584
Incorporación	632.907
Total de Reservas Necesarias 1999/2010	1.319.491
Incorporación Promedio Anual	57.537

(1) Producción Neta de Reinyección a Formación

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO 3-B-M

AÑO	PRODUCCION (1)		RESERVAS (2)			*RELACION*
	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	TOTAL AL 31/12	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	R/P
1997			683.796			
1998	34.379	34.379	686.584	37.167		20
1999	35.889	70.268	685.806	35.111	35.111	19
2000	44.577	114.845	678.294	37.065	72.176	15
2001	48.093	162.938	669.562	39.361	111.537	14
2002	49.633	212.572	661.727	41.799	153.336	13
2003	51.122	263.693	654.994	44.388	197.724	13
2004	53.158	316.851	648.973	47.138	244.862	12
2005	55.301	372.153	643.729	50.057	294.919	12
2006	55.635	427.788	641.252	53.158	348.077	12
2007	58.011	485.799	639.692	56.451	404.528	11
2008	59.799	545.598	639.841	59.947	464.475	11
2009	61.469	607.067	642.032	63.661	528.136	10
2010	64.107	671.173	645.530	67.604	595.740	10

Reservas Comprobadas Actuales (31/12/98)	686.584
Incorporación	632.907
Total de Reservas Necesarias 1999/2010	1.319.491
Incorporación Promedio Anual	57.537

(1) Producción Neta de Reinyección a Formación

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO 3-C-M

AÑO	PRODUCCION (1)		RESERVAS (2)			*RELACION* R/P
	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	TOTAL AL 31/12	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	
1997			683.796			
1998	34.379	34.379	686.584	37.167		20
1999	35.891	70.270	685.804	35.111	35.111	19
2000	44.581	114.851	678.288	37.065	72.176	15
2001	48.183	163.034	669.466	39.361	111.537	14
2002	50.337	213.371	660.928	41.799	153.336	13
2003	51.830	265.201	653.486	44.388	197.724	13
2004	55.065	320.266	645.559	47.138	244.862	12
2005	59.269	379.535	636.347	50.057	294.919	11
2006	59.888	439.423	629.617	53.158	348.077	11
2007	62.505	501.928	623.563	56.451	404.528	10
2008	65.104	567.031	618.407	59.947	464.475	9
2009	69.370	636.402	612.697	63.661	528.136	9
2010	75.093	711.495	605.208	67.604	595.740	8

Reservas Comprobadas Actuales (31/12/98)	686.584
Incorporación	632.907
Total de Reservas Necesarias 1999/2010	1.319.491
Incorporación Promedio Anual	57.537

(1) Producción Neta de Reinyección a Formación

6.7.3 Capacidad de Transporte

La capacidad de transporte de cada gasoducto está dada por la capacidad del tramo inicial del mismo.

En todos los casos, los NEUBA I y II no incrementan su capacidad significativamente en todo el período de análisis. Esto está asociado a que estos conductos se destinan al cubrimiento del pico de demanda invernal de gas, con lo cual su factor de utilización es bajo y un incremento en su capacidad nominal traería como consecuencia el empeoramiento de su factor utilización.

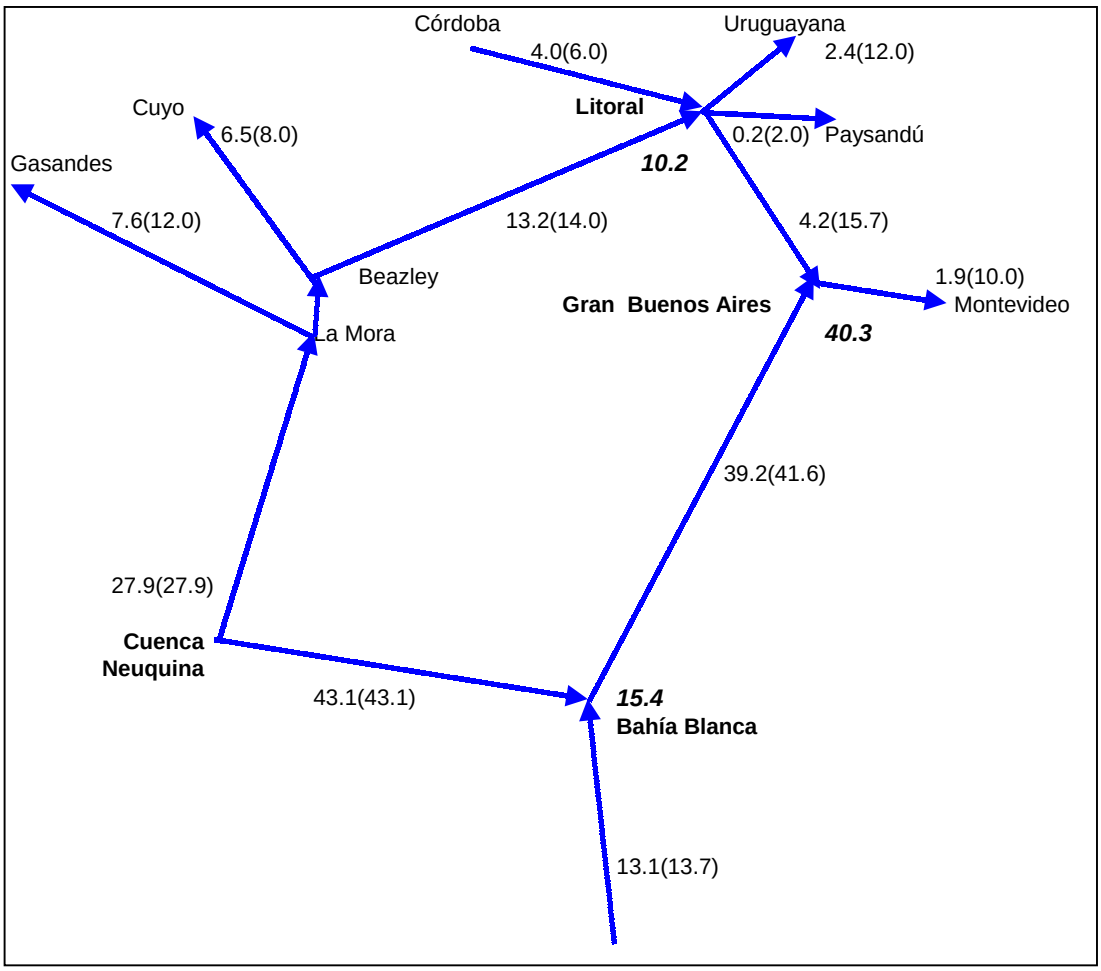
Además, la cuenca Neuquina, que es cabecera de los NEUBA tiene una limitación a su producción anual, por lo que puede cubrir esa demanda invernal aumentando su producción en esos meses.

En el caso de los otros gasoductos, el Norte y el Centro Oeste incrementan sus capacidades en forma paralela pero con diferentes objetivos. El gasoducto San Martín incrementa su capacidad luego de prácticamente agotadas las posibilidades de expansión de los otros por haber llegado al límite de capacidad de producción de las respectivas cuencas.

Se analiza exhaustivamente el flujo de gas y la capacidad de transporte del gasoducto Centro Oeste para el mes de julio en el escenario 1 Caso C que se caracteriza por fuertes demandas de energía y gas.

A continuación se esquematiza el flujo del gas resultante. Las flechas indican el sentido del flujo, los valores asociados a cada tramo indican el flujo pasante en el período analizado y entre paréntesis la capacidad del tramo. En negrita se destaca el consumo del nodo. Todos los valores indicados se expresan en MMm^3/día.

Escenario 1 Caso C
Mes: Julio Año: 2000



En el año 2000 la capacidad del gasoducto Centro Oeste es de 27.9 MMm^3/día y en julio de ese año esta capacidad en el tramo Loma de la Lata-Beazley está colmada.

De estos 27.9 MMm^3/día que son enviados del yacimiento a Beazley, 13.2 MMm^3/día son transferidos al centro de consumo Litoral, 6.5 MMm^3/día son transferidos a Cuyo y 7.6 MMm^3/día son exportados a Chile. La diferencia entre lo que llega y lo que sale de un punto está dado por las pérdidas y redondeos.

El centro de consumo Litoral recibe además 4 MMm^3/día desde Córdoba por el gasoducto Norte.

Algo más de 10 MMm^3/día son consumidos en el centro Litoral, 4 MMm^3/día son enviados a Gran Buenos Aires, algo más de 2 y 0.2 MMm^3/día son enviados a Uruguayana y Paysandú respectivamente

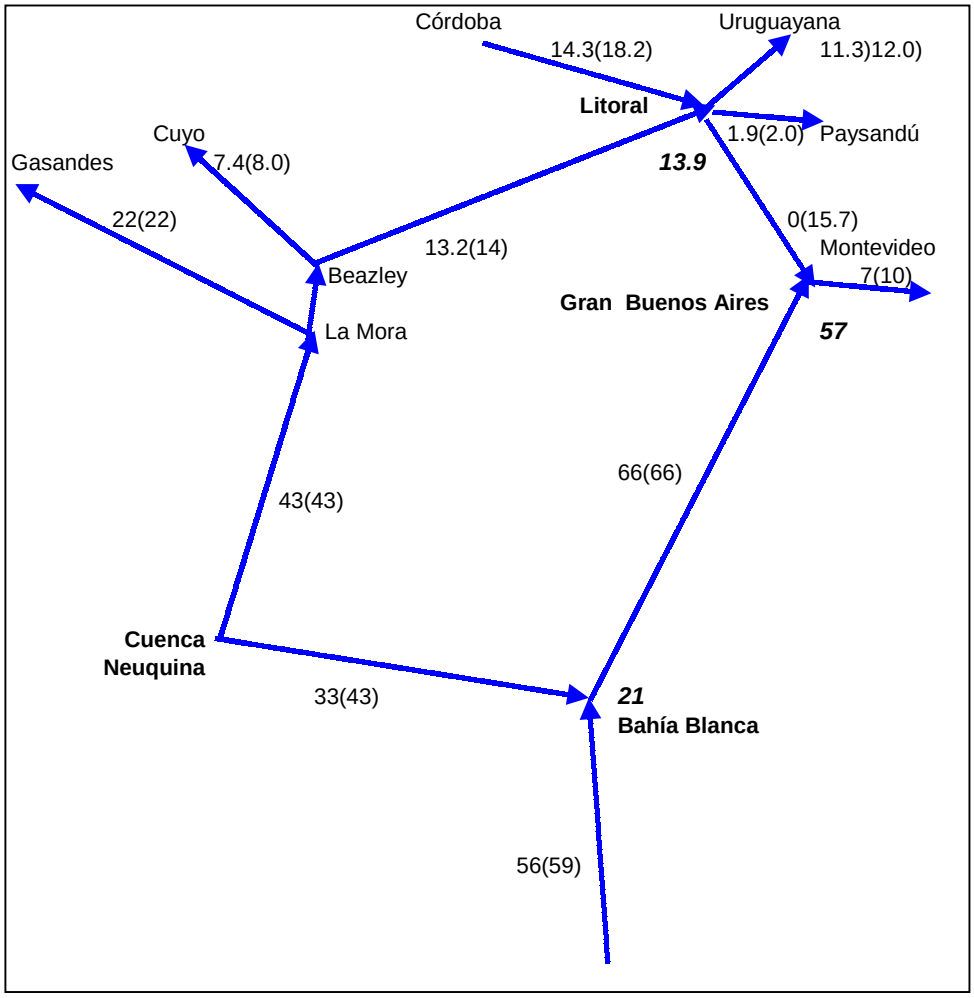
Gran Buenos Aires tiene un consumo de 40 MMm^3/día, recibe 39 MMm^3/día de Bahía Blanca y envía 2 MMm^3/día a Montevideo

En Bahía Blanca se consumen 15 MMm^3/día, se reciben 43 MMm^3/día de la cuenca Neuquina y 13 MMm^3/día por el gasoducto San Martín y se envían 39 MMm^3/día a Gran Buenos Aires.

En el año 2010 en el mes de julio la situación es diferente.

La cuenca Neuquina envía 43 MMm^3/día a Beazley de los cuales 22 MMm^3/día van a Chile, 7 MMm^3/día a Cuyo y 13 MMm^3/día a Litoral, donde se consumen 14 MMm^3/día que se reciben de Córdoba, 11 MMm^3/día se envían a Uruguayana y 2 MMm^3/día a Paysandú, sobre la base de que las exportaciones a Uruguayana y Paysandú se realizan con contratos sobre gas de la cuenca Neuquina. No hay transferencia de gas en este mes a Gran Buenos Aires desde Litoral.

Escenario 1 Caso C
Mes: Julio Año: 2010



Es decir que en el consumo de Litoral es reemplazado el gas de cuenca Neuquina por el de cuenca Noroeste, destinándose el de cuenca Neuquina a la exportación a Chile, Paysandú y Uruguayana. Además en el suministro a Gran Buenos Aires pasa a tener mayor participación cuenca Austral mediante el gasoducto San Martín.

Dado que se trató de un análisis puntual focalizado en un mes (julio) de los años 2000 y 2010, se realizará ahora el análisis anual, siempre para el Escenario 1 Caso C.

Escenario 1 Caso C
Transferencias de Gas y Consumos en MMm^3

Tramo	2000	2003	2005	2010
Neuquina-Beazley	9.703	10.895	11.821	14.211
Beazley-Chile	2.766	3.980	5.103	7.915
Beazley-Cuyo	1.927	1.874	1.672	2.313
Beazley –Litoral	4.807	4.813	4.800	3.686
Córdoba-Litoral	1.939	2.192	5.173	6.265
Consumo Litoral	2.849	4.239	4.446	4.987
Litoral-Uruguayana	869	869	869	3.042
Litoral-Paysandú	73	268	635	701
Litoral-GBA	2.863	1.535	3.891	1.093
Bahía Blanca-GBA	9.277	10.862	10.110	19.097
Neuquina-Bahía Blanca	9.387	11.218	8.985	5.111
Austral-Bahía Blanca	4.959	5.266	7.077	21.135
Consumo GBA	11.488	11.378	12.621	18.292
Consumo Bahía Blanca	4.661	5.154	5.493	6.387
GBA-Montevideo	369	697	1.067	1.343

El aumento de la transferencia de gas desde cuenca Neuquina a Beazley equilibra aproximadamente el aumento de la exportación desde este punto a Chile.

Por lo tanto el incremento de la exportación a Brasil desde Litoral se da reemplazando consumo en Litoral mediante gas de cuenca Noroeste, ya que el incremento de la transferencia desde Córdoba a Litoral equilibra el incremento de la demanda en Litoral más el incremento de la exportación a Uruguayana y Paysandú.

La transferencia de gas desde Litoral a Gran Buenos Aires tiene un máximo en el año 2005 y luego declina, siendo reemplazado este gas por el aportado por la cuenca Austral.

El despacho de gas desde cuenca Neuquina disminuye hacia el final del período y entre los años 2005 y 2010 se triplica el despacho de gas de cuenca Austral hacia Bahía Blanca. Luego se verá como disminuye el factor de utilización de los NEUBA.

La exportación de gas a Brasil vía Uruguayana se destina en parte a alimentar el equipamiento térmico de esa localidad y en parte para reenviar a Porto Alegre en los casos de alta demanda con y sin aumento de la capacidad brasilera de producción de gas.

Asociado a la limitación de la capacidad de producción de gas en Brasil se produce un incremento de la exportación de gas vía Uruguayana a partir del año 2006.

La exportación de gas a Brasil ocasiona un reemplazo del suministro de gas en Gran Buenos Aires con la participación del gas de la cuenca Austral.

Volviendo ahora al análisis de todos los escenarios, la limitación del crecimiento de la producción de gas en Brasil afecta las expansiones de los gasoductos Centro

Oeste y San Martín, mientras que los otros conductos permanecen indiferentes. Esto se debe a que el gasoducto Centro Oeste debe satisfacer el incremento de demanda externa de Brasil y el gasoducto San Martín debe reemplazar la falta de suministro de gas en Gran Buenos Aires debido a que el aporte por el otro gasoducto disminuye.

Esto se puede verificar comparando los distintos escenarios y casos planteados, ya que en todos los casos disminuye el aporte de gas desde Litoral a Gran Buenos Aires y se incrementa la llegada de gas desde la cuenca Austral, pero en el caso C este efecto se verifica antes y es más pronunciado que en el caso A en que no hay limitación a la producción en Brasil.

Como se ha visto, en los casos de alta exportación la transferencia a Chile vía el Centro Oeste y a Brasil vía Uruguayana son “responsables” de la totalidad de la expansión de la capacidad del Centro Oeste, mientras que el aumento de la demanda doméstica es abastecido por el incremento de la capacidad de transporte del gasoducto San Martín.

En el Caso C la exportación de gas a Brasil es mayor que en el Caso A debido a la limitación en el incremento de la producción doméstica de gas en el vecino país.

La diferencia en los aumentos de capacidad nominal de los gasoductos entre los distintos escenarios se debe a las distintas necesidades planteadas por la demanda de gas para usinas.

El yacimiento Noroeste está limitado a una producción de 53 MMm^3/día que corresponde a un inyectado en cabecera de gasoducto de 50 MMm^3/día, de los cuales 10,7 MMm^3/día son para exportar a Chile y 1,2 MMm^3/día para exportar a Cuiabá en Brasil, lo cual hace un total de 12 MMm^3/día destinados a la exportación. Con esto quedan 38 MMm^3/día para el consumo doméstico por lo que la capacidad de este conducto nunca supera este valor.

Tomando un caso particular como el Escenario 3 Caso B, se observa como es la expansión del gasoducto Norte para cada tramo.

El tramo inicial, del yacimiento al primer centro de consumo (Salta-Tucumán), tiene una expansión total de 18 MMm^3/día a partir del año 2004.

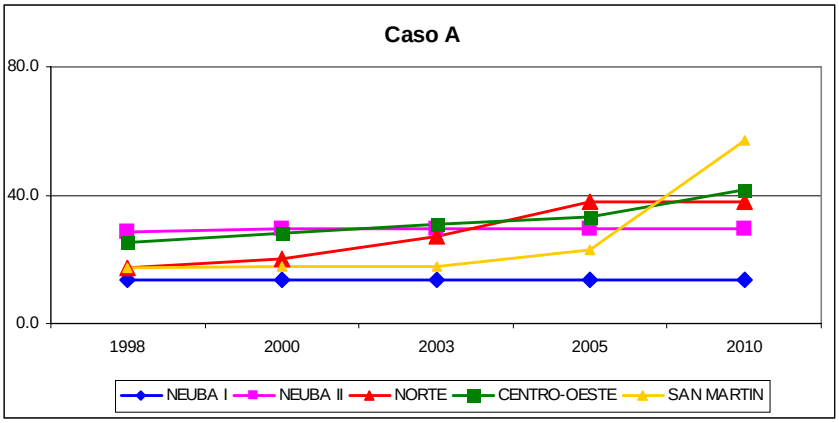
A partir de ese mismo año se produce la expansión del tramo de Tucumán a Córdoba con un total de 14 MMm^3/día y la expansión del tramo Córdoba – Litoral por 11 MMm^3/día.

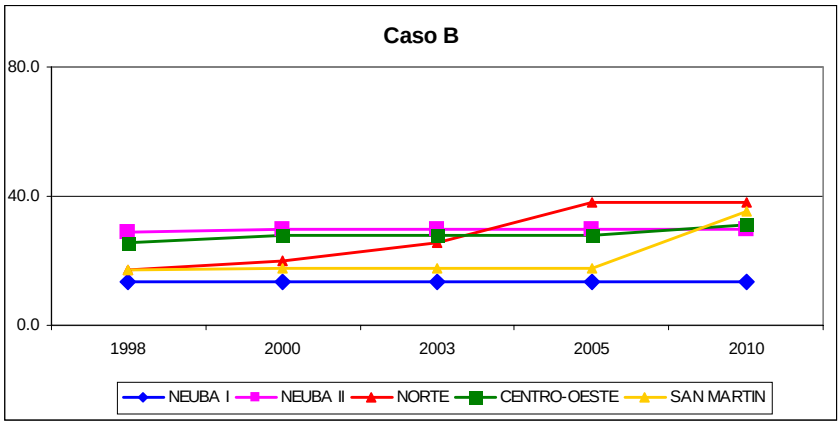
Esto es, el gasoducto Norte incrementa su capacidad en todo su recorrido a los efectos de alimentar los aumentos de demanda de los centros que toca.

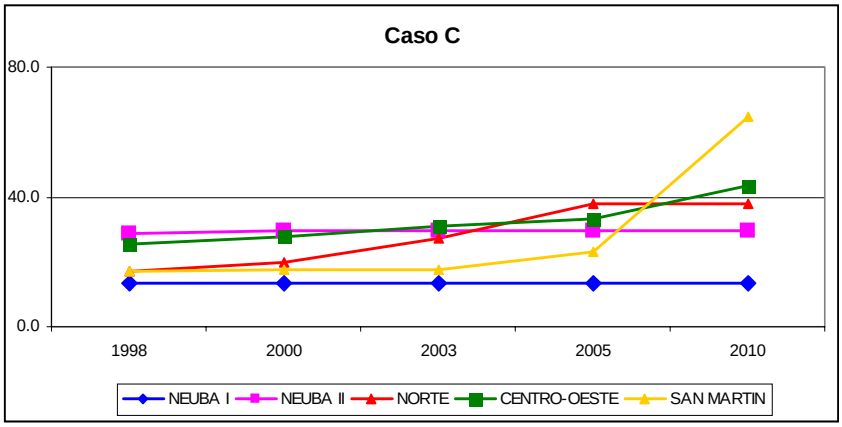
En el caso del Escenario 3 Caso A con mayor consumo de gas y necesidades de exportación se da una situación semejante, pero con algunos valores algo mayores debido a la exportación a Porto Alegre vía Uruguayana a partir del año 2005, o el reemplazo del gas aportado por el gasoducto Centro Oeste que es derivado a la exportación.

CAPACIDAD DE TRANSPORTE
Escenario 1
(MMm^3/día)

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	17.1	19.9	27.3	38.1	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	30.7	33.4	41.8
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	22.9	57.2
	TOTAL	102.0	108.7	118.9	137.5	180.2
CASO B	Norte	17.1	19.9	25.7	38.1	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	27.9	27.9	31.0
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.8	35.5
	TOTAL	102.0	108.7	114.5	126.9	147.7
CASO C	Norte	17.1	19.9	27.4	38.1	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	31.0	33.4	43.3
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	23.0	64.9
	TOTAL	102.0	108.7	119.3	137.6	189.4

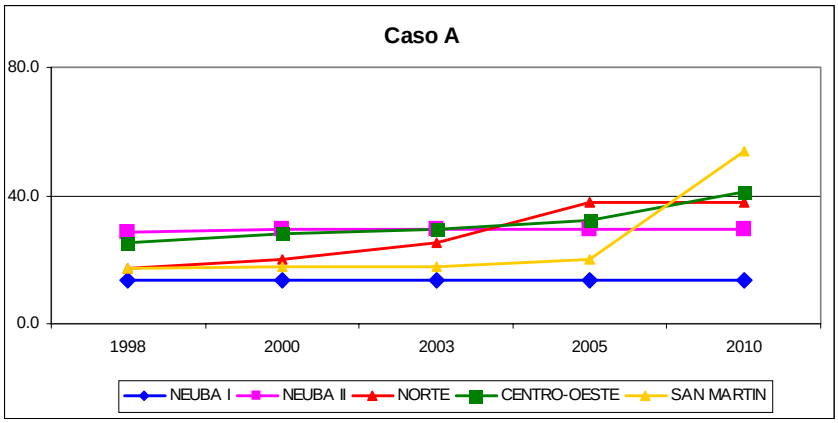


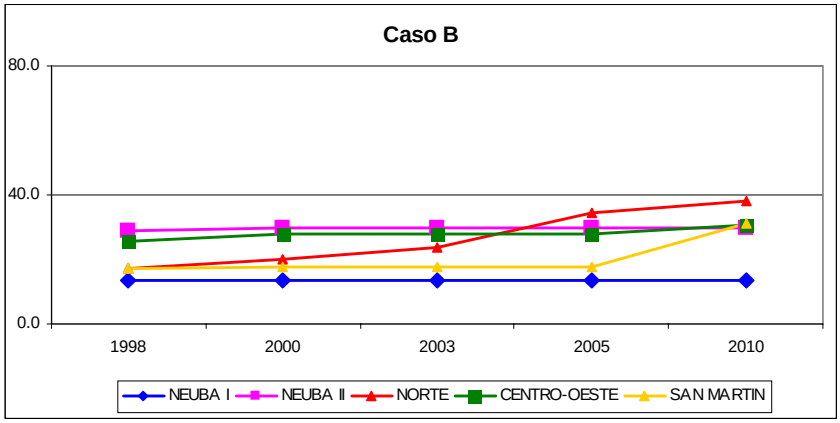


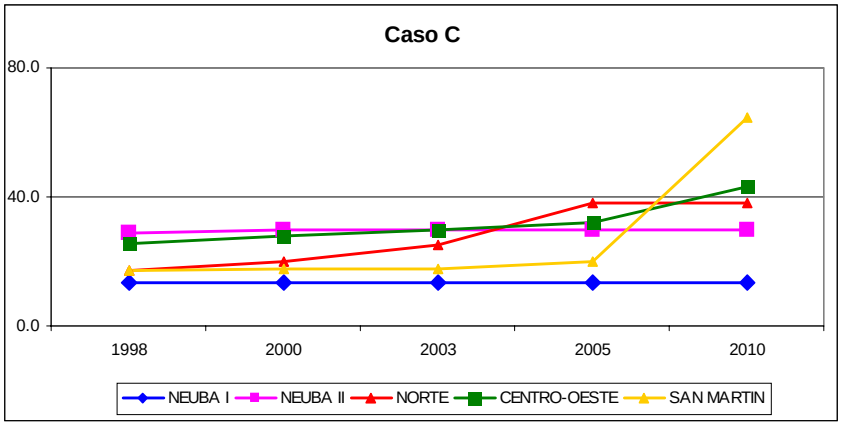


CAPACIDAD DE TRANSPORTE
Escenario 2
(MMm^3/día)

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	17.1	19.9	25.1	38.1	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	29.6	32.1	41.3
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	20.0	54.0
	TOTAL	102.0	108.7	115.6	133.3	176.5
CASO B	Norte	17.1	19.9	23.9	34.5	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	27.9	27.9	30.6
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.8	31.1
	TOTAL	102.0	108.7	112.7	123.3	142.9
CASO C	Norte	17.1	19.9	25.1	38.1	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	29.6	32.1	43.2
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	20.1	64.6
	TOTAL	102.0	108.7	115.6	133.4	189.0

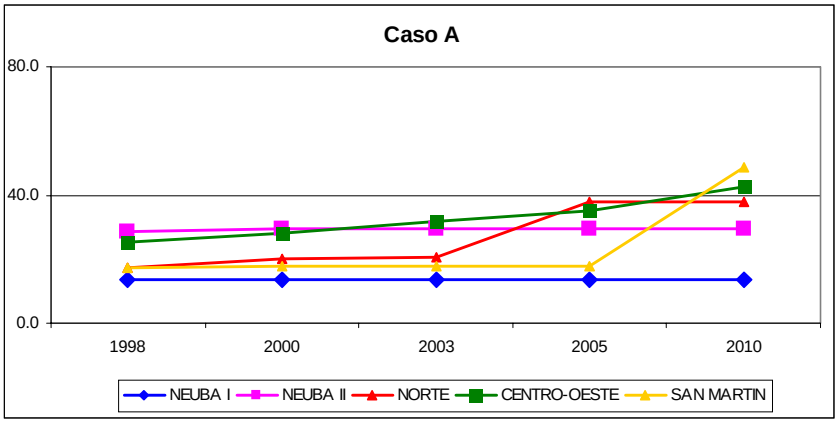


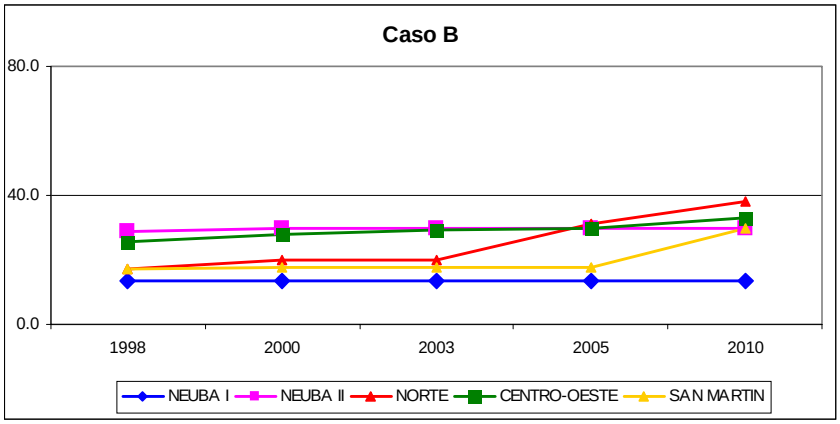


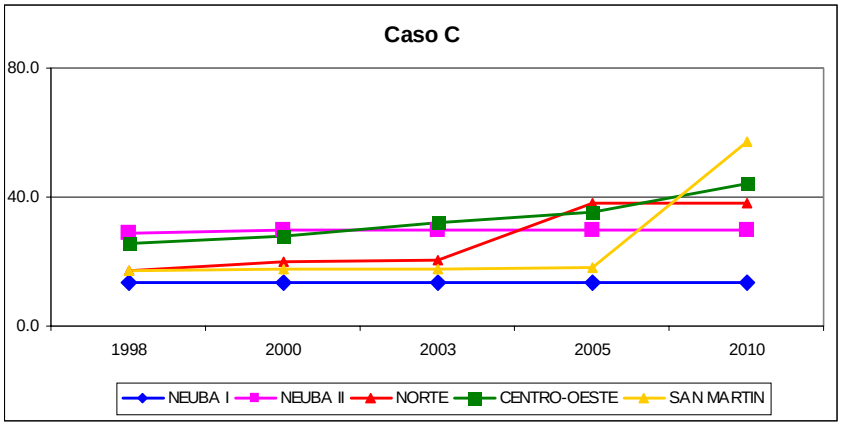


CAPACIDAD DE TRANSPORTE
Escenario 3
(MMm^3/día)

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	17.1	19.9	20.6	38.1	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	31.9	35.3	42.5
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	18.0	48.7
	TOTAL	102.0	108.7	113.4	134.5	172.4
CASO B	Norte	17.1	19.9	19.9	31.2	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	29.3	29.8	33.2
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.8	29.9
	TOTAL	102.0	108.7	110.1	121.9	144.3
CASO C	Norte	17.1	19.9	20.6	38.1	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	31.9	35.3	44.4
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	18.3	57.0
	TOTAL	102.0	108.7	113.4	134.8	182.6

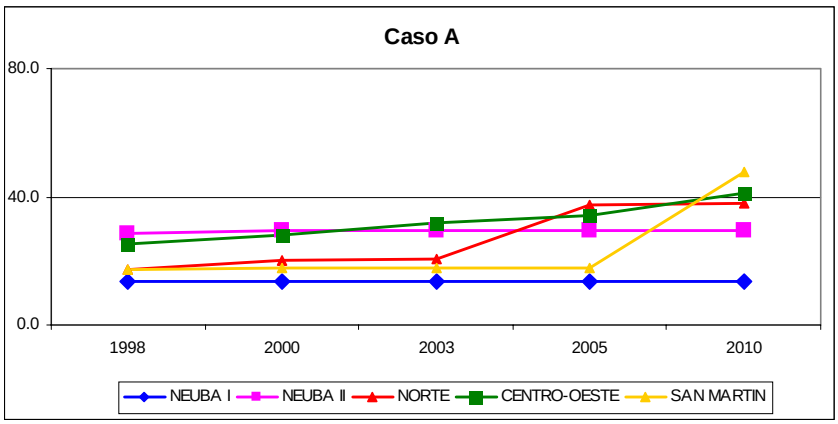


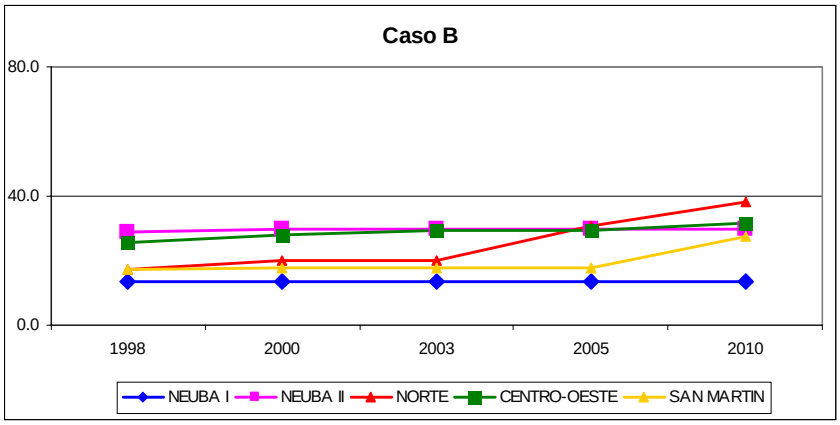


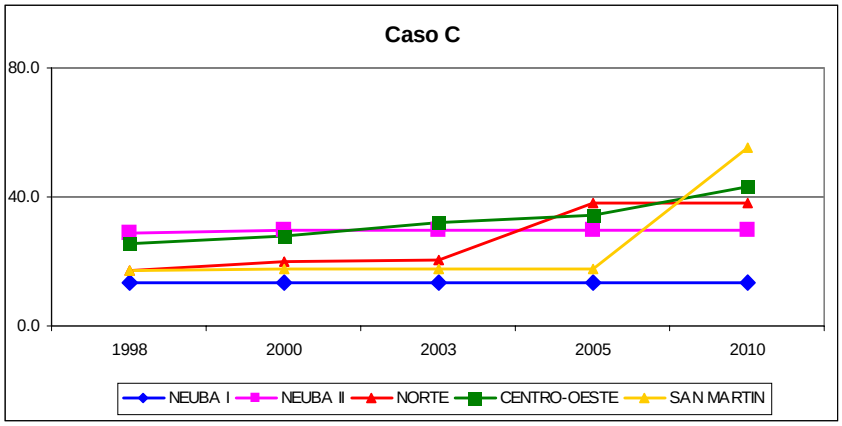


CAPACIDAD DE TRANSPORTE
Escenario 4
(MMm^3/día)

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	17.1	19.9	20.6	37.6	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	31.9	34.4	41.2
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.8	47.5
	TOTAL	102.0	108.7	113.4	132.8	169.9
CASO B	Norte	17.1	19.9	19.9	30.6	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	29.3	29.3	31.8
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.8	27.6
	TOTAL	102.0	108.7	110.0	120.6	140.6
CASO C	Norte	17.1	19.9	20.6	38.0	38.1
	Centro-Oeste	25.4	27.9	31.9	34.4	43.1
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.9	55.5
	TOTAL	102.0	108.7	113.4	133.4	179.8

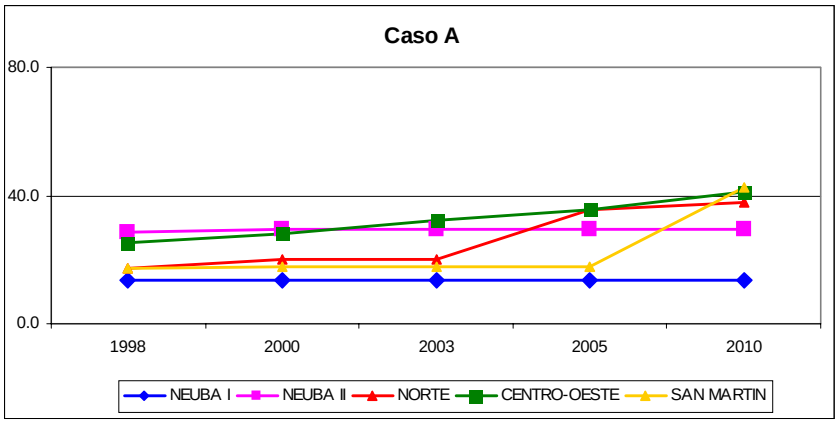


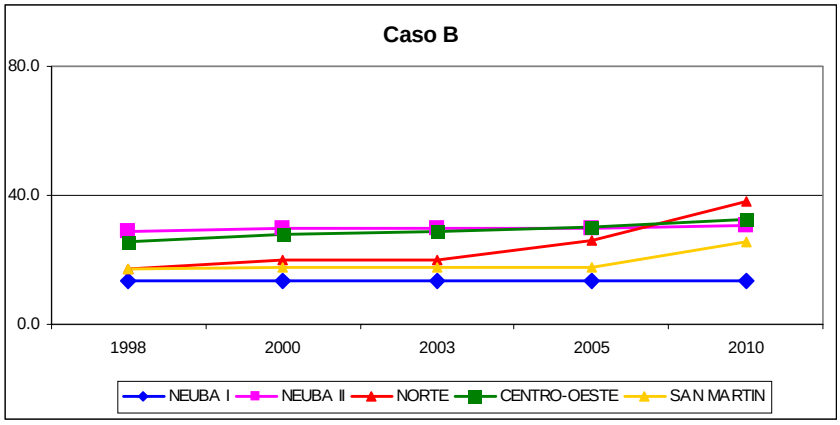


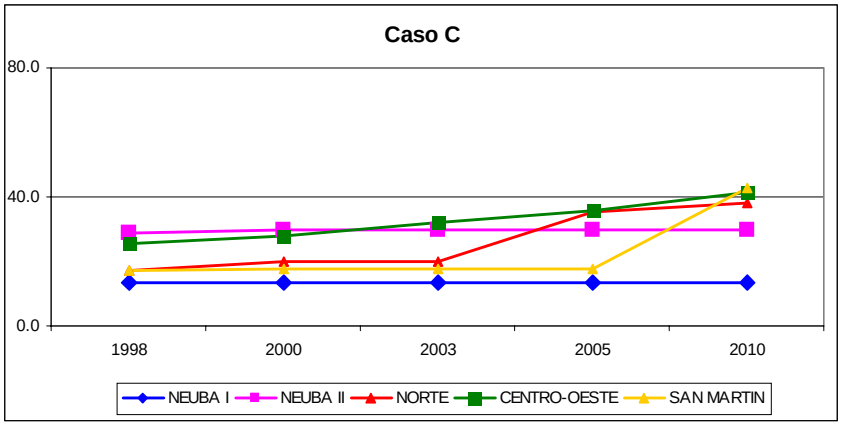


CAPACIDAD DE TRANSPORTE
Escenario 5
(MMm^3/día)

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	17.1	19.9	19.9	35.4	38.1
	Centro-	25.4	27.9	32.1	35.6	41.4
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.8	42.7
	TOTAL	102.0	108.7	112.9	131.9	165.3
CASO B	Norte	17.1	19.9	19.9	26.1	38.1
	Centro-	25.4	27.9	28.9	30.4	32.5
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	30.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.8	25.7
	TOTAL	102.0	108.7	109.7	117.4	140.4
CASO C	Norte	17.1	19.9	19.9	31.2	38.1
	Centro-	25.4	27.9	29.3	29.8	33.6
	NEUBA I	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	NEUBA II	28.7	29.6	29.6	29.6	29.6
	San Martín	17.3	17.8	17.8	17.8	39.5
	TOTAL	102.0	108.7	112.9	131.9	165.3







6.7.4 Factor de utilización de gasoductos

El factor de utilización de los gasoductos se define como el cociente entre el transporte medio en el año y la capacidad nominal de transporte, ambos expresados en MMm^3/día.

Los valores correspondientes al año 1998 son los registrados en ese año real, y están afectados por las características climáticas y de consumo reales de ese año. Los factores de utilización del año 2000 en adelante corresponden a una hidrología de aportes semanales medios, por lo que puede haber discontinuidades con los del año 1998.

Los gasoductos asociados a la cuenca Neuquina tienen menor factor de utilización debido a que esta cuenca tiene una producción variable a lo largo del año siendo la responsable del cubrimiento del pico invernal de demanda de gas.

El gasoducto Centro Oeste asociado a la exportación a Chile con una demanda constante a lo largo del año, tiene un mayor factor de utilización que los NEUBA, destinados exclusivamente a la demanda interna.

El alto factor de utilización de los gasoductos Norte y Austral se debe a que ambos tienen recorridos muy largos hasta llegar a los centros de mayor consumo, por lo que su capacidad se incrementa mientras su factor de utilización se mantenga alto, con el objeto de garantizar un mejor aprovechamiento de las inversiones.

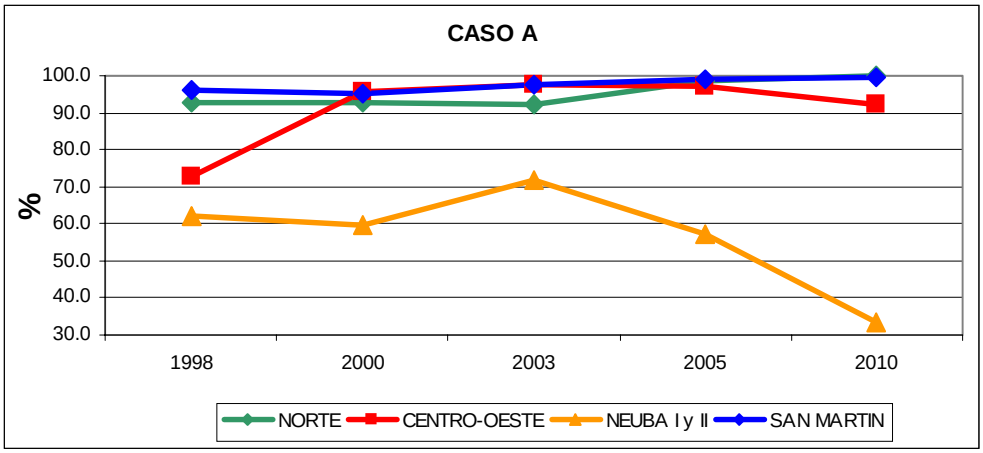
Como la demanda tiene un pico invernal, es inevitable un factor de utilización menor al 100% en al menos un gasoducto.

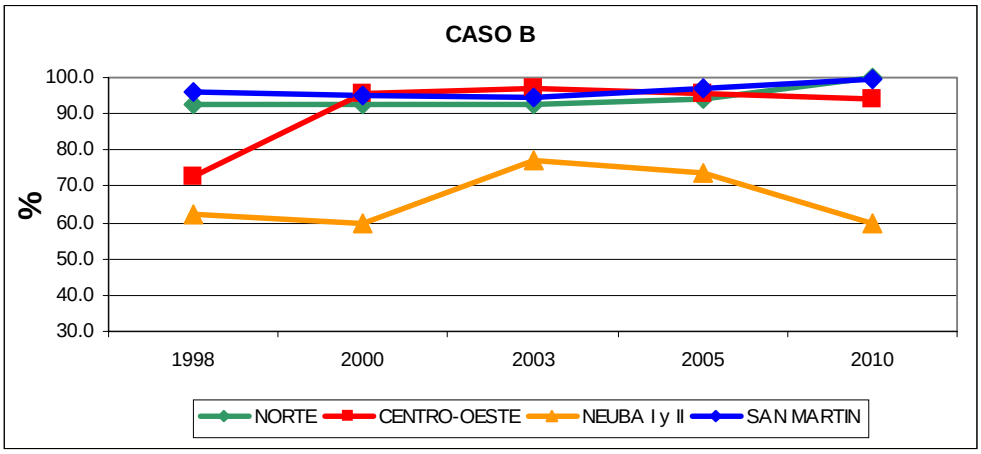
Los gasoductos que se utilizan para satisfacer la marcha anual de la demanda son los NEUBA y el Centro Oeste, ambos asociados a la cuenca Neuquina.

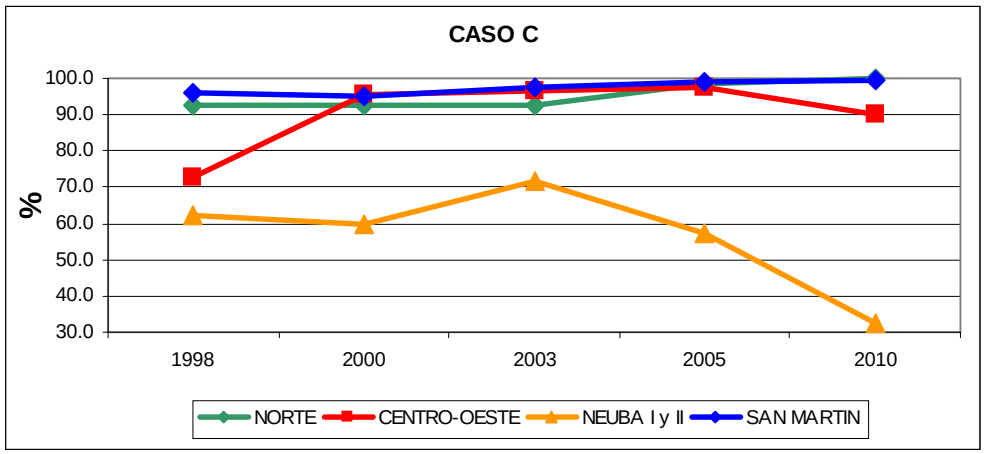
El factor de utilización de toda la red de transporte de gas varía a lo largo de los años con un pico que, en general en todos los escenarios, ocurre entre los años 2003 y 2005.

FACTOR DE UTILIZACIÓN DE GASODUCTOS
Escenario 1
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	92.7	92.5	92.3	98.4	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	97.4	97.3	92.1
	NEUBA I y II	62.2	59.9	71.7	57.3	33.2
	San Martín	95.9	94.9	97.8	99.1	99.7
CASO B	Norte	92.7	92.7	92.6	94.2	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	97.1	95.3	93.9
	NEUBA I y II	62.2	59.6	77.0	73.8	59.9
	San Martín	95.9	94.9	94.4	97.2	99.4
CASO C	Norte	92.7	92.7	92.7	98.4	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	96.5	97.3	90.1
	NEUBA I y II	62.2	59.9	71.5	57.3	32.5
	San Martín	95.9	94.9	97.8	99.1	99.7

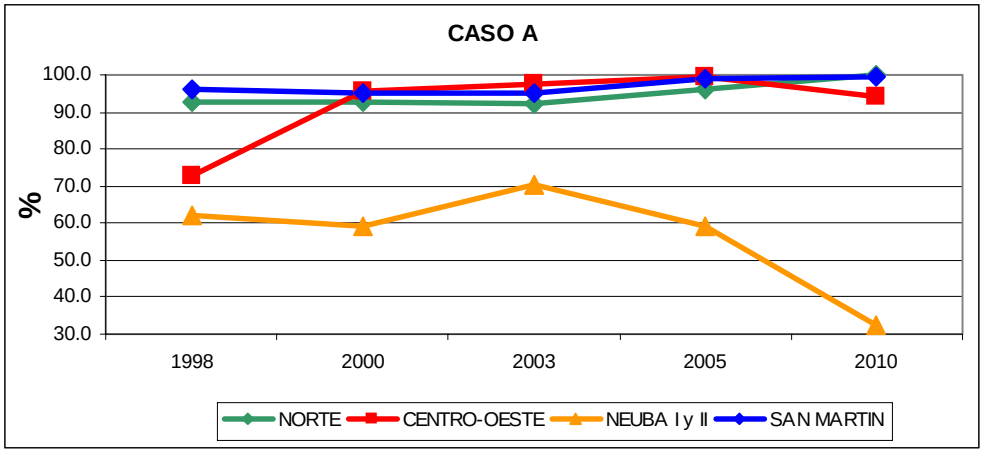


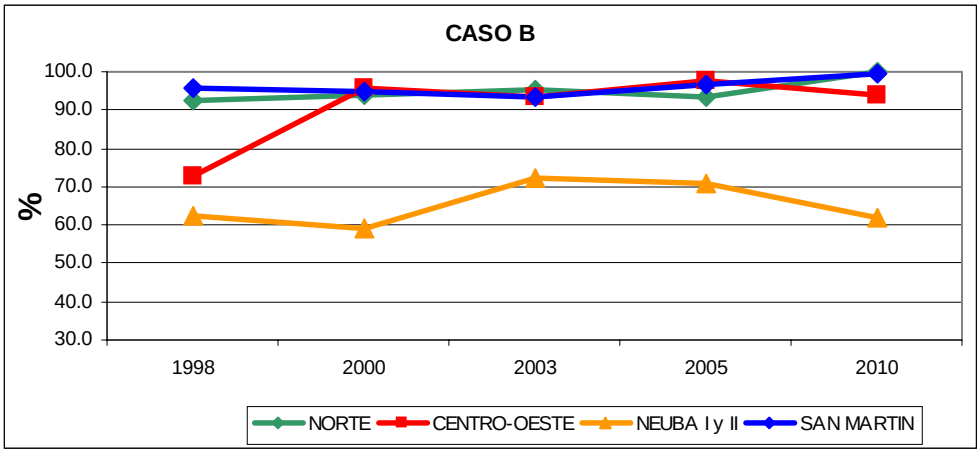


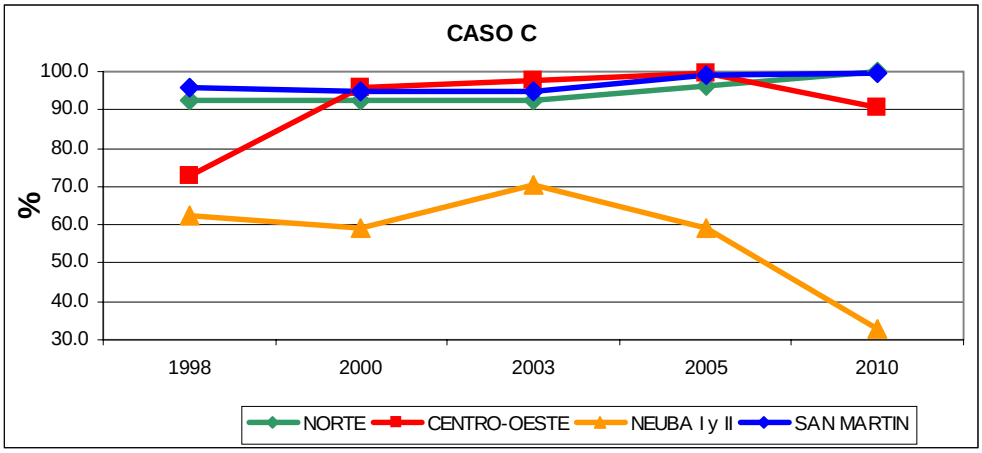


FACTOR DE UTILIZACIÓN DE GASODUCTOS
Escenario 2
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	92.7	92.6	92.4	96.1	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	97.6	99.7	93.9
	NEUBA I y II	62.2	59.2	70.5	58.9	32.3
	San Martín	95.9	94.9	94.9	99.0	99.6
CASO B	Norte	92.7	94.0	95.4	93.3	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	93.5	97.5	93.8
	NEUBA I y II	62.2	58.9	72.2	71.0	61.9
	San Martín	95.9	94.9	93.3	96.6	99.4
CASO C	Norte	92.7	92.6	92.4	96.3	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	97.6	99.7	90.5
	NEUBA I y II	62.2	59.2	70.5	58.9	32.9
	San Martín	95.9	94.9	94.9	99.0	99.7

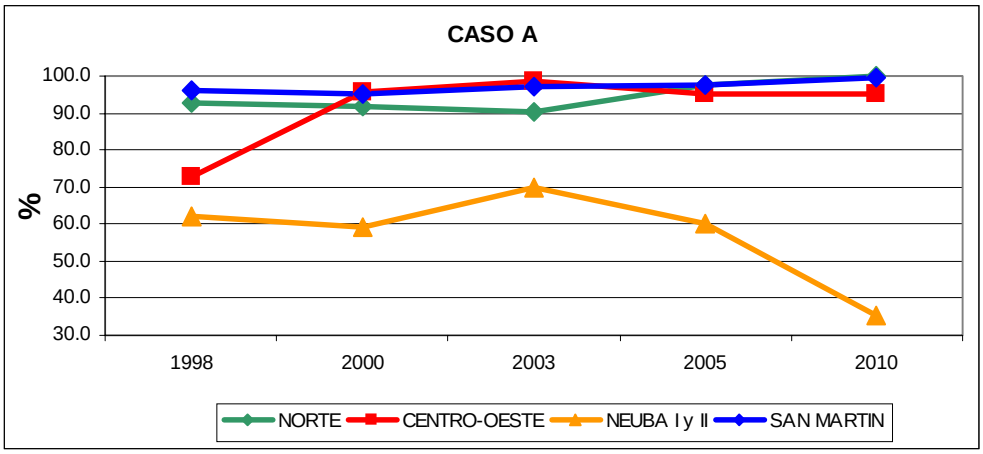


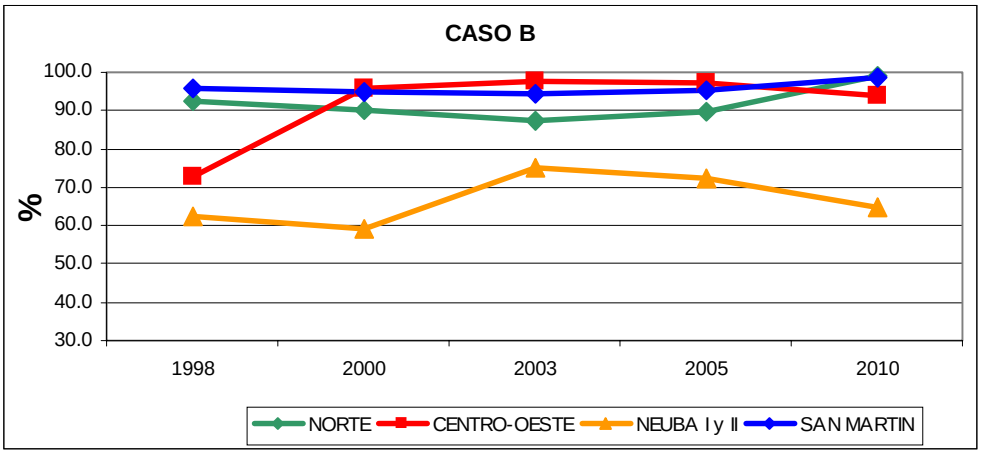


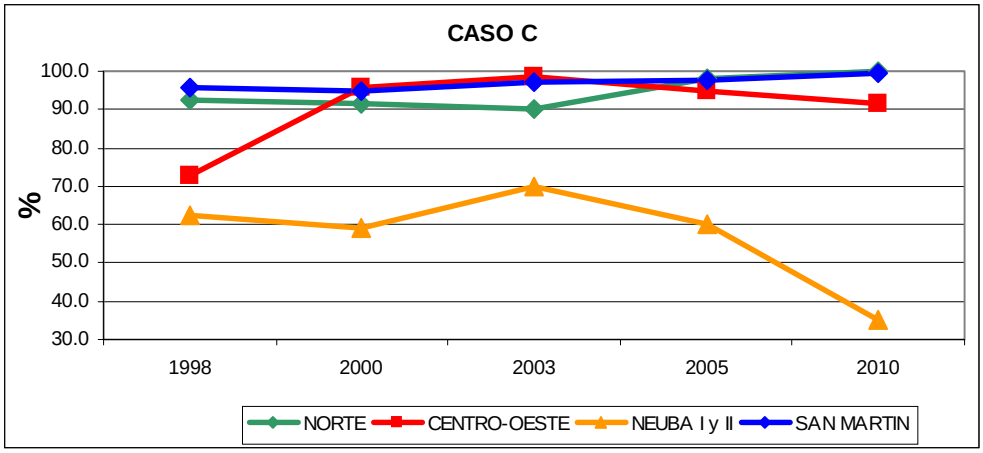


FACTOR DE UTILIZACIÓN DE GASODUCTOS
Escenario 3
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	92.7	91.5	90.3	97.6	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	98.7	94.9	95.3
	NEUBA I y II	62.2	58.9	70.1	60.1	35.3
	San Martín	95.9	94.9	97.2	97.8	99.6
CASO B	Norte	92.7	90.1	87.4	89.7	99.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	97.6	97.3	93.7
	NEUBA I y II	62.2	58.9	75.2	72.4	65.0
	San Martín	95.9	94.9	94.4	95.5	98.7
CASO C	Norte	92.7	91.5	90.3	97.9	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	98.7	94.9	91.7
	NEUBA I y II	62.2	59.2	70.1	60.1	35.3
	San Martín	95.9	94.9	97.2	97.8	99.5

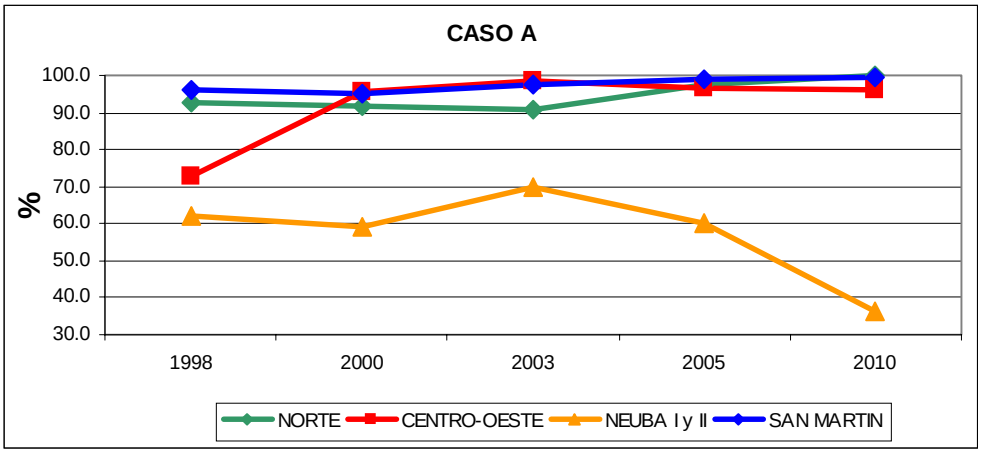


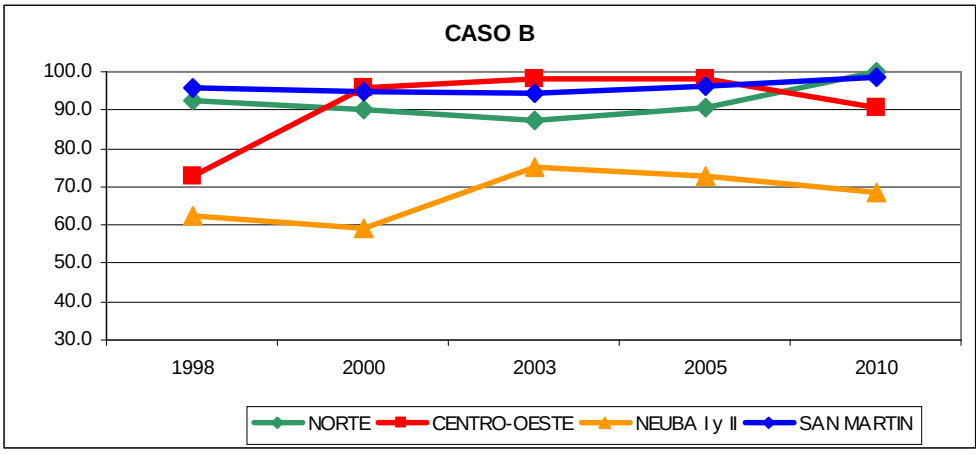


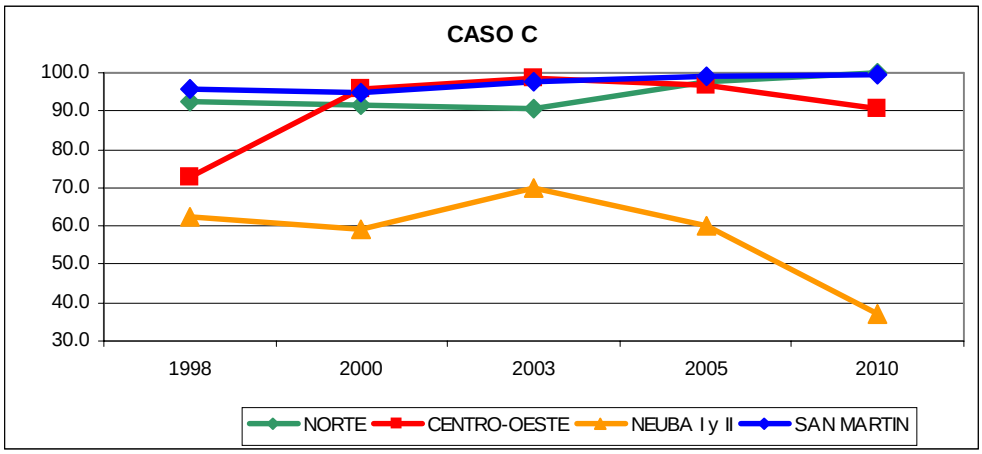


FACTOR DE UTILIZACIÓN DE GASODUCTOS
Escenario 4
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	92.7	91.7	90.8	97.6	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	98.7	96.8	95.9
	NEUBA I y II	62.2	58.9	69.8	60.1	36.2
	San Martín	95.9	94.9	97.8	98.9	99.6
CASO B	Norte	92.7	90.1	87.4	90.8	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	97.6	98.3	90.6
	NEUBA I y II	62.2	58.9	74.9	72.6	68.7
	San Martín	95.9	94.9	94.4	96.1	98.6
CASO C	Norte	92.7	91.7	90.8	97.6	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	98.7	96.5	90.7
	NEUBA I y II	62.2	59.2	69.8	60.1	36.9
	San Martín	95.9	94.9	97.8	98.9	99.6

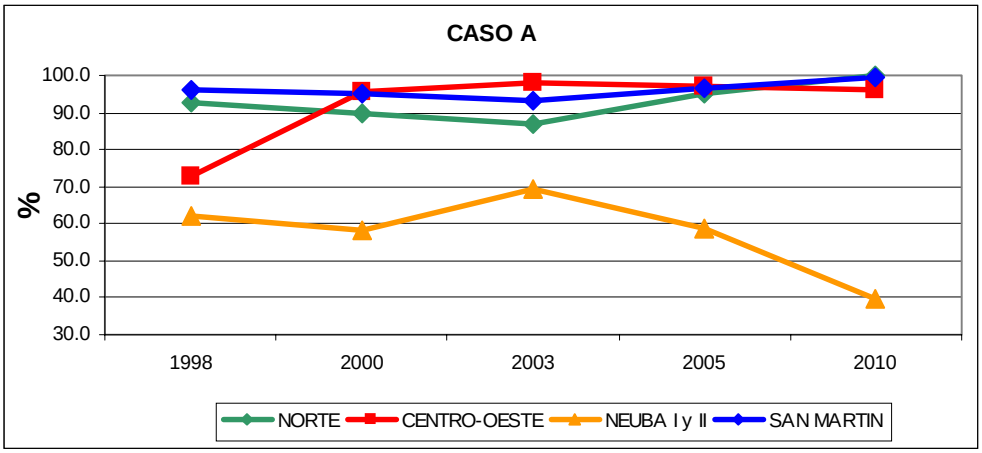


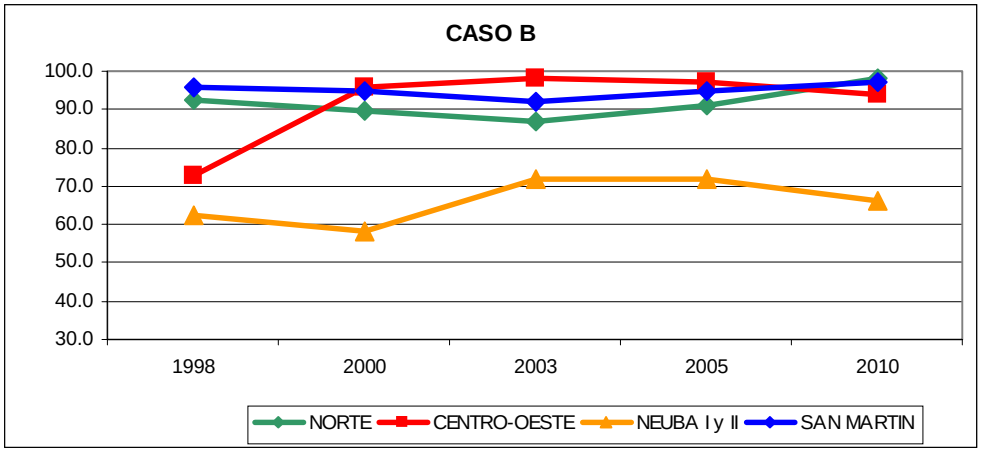


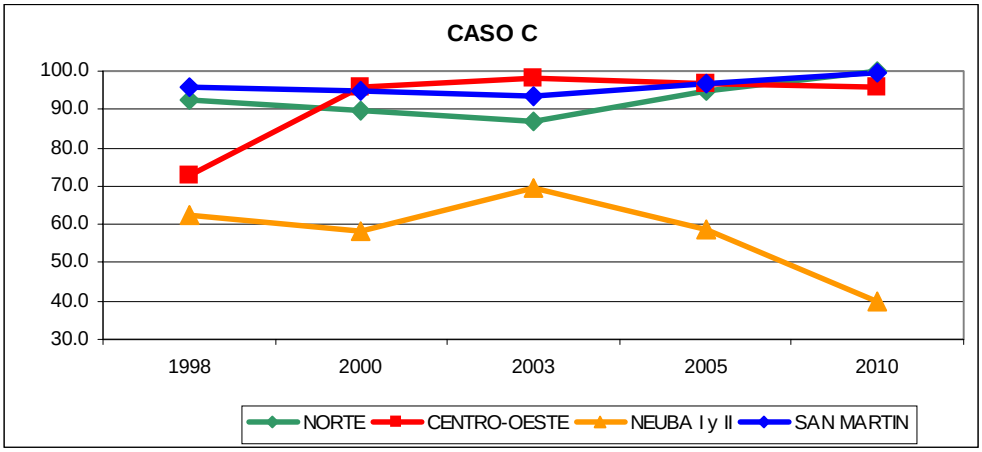


FACTOR DE UTILIZACIÓN DE GASODUCTOS
Escenario 5
%

		1998	2000	2003	2005	2010
CASO A	Norte	92.7	89.8	86.9	95.2	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	98.1	96.9	95.9
	NEUBA I y II	62.2	58.0	69.4	58.7	39.9
	San Martín	95.9	94.9	93.3	96.6	99.5
CASO B	Norte	92.7	89.8	86.9	91.2	98.2
	Centro Oeste	72.7	95.7	97.9	97.0	93.8
	NEUBA I y II	62.2	58.0	71.7	71.9	66.0
	San Martín	95.9	94.9	92.1	94.9	97.3
CASO C	Norte	92.7	89.8	86.9	94.9	100.0
	Centro Oeste	72.7	95.7	98.1	96.9	95.9
	NEUBA I y II	62.2	58.0	69.4	58.7	39.9
	San Martín	95.9	94.9	93.3	96.6	99.5







Merece ser considerada la variación del factor de utilización de gasoductos al pasar de los casos de alta demanda de gas para exportación (casos A y C) al caso de baja demanda de gas para exportación (Caso B).

Los NEUBA experimentan una disminución de su factor de utilización hacia el final del período de estudio que se profundiza en los casos A y C debido a que la cuenca Neuquina debe satisfacer la exportación a Chile (Gasandes y Pacífico), por lo que por los NEUBA, al aumentar la exportación, circula sólo el gas que corresponde al aumento del consumo invernal por sobre el consumo de verano. Esto se ve claramente en los escenarios A y C en el año 2010.

A partir del año 2003, a medida que aumenta la exportación disminuye el transporte de gas por los NEUBA más manifiestamente en verano que en invierno produciendo una especie de empuntamiento del transporte de gas.

Al pasar del año 2000 al 2003 se verifica un aumento del transporte de gas por estos conductos debido a que la cuenca Neuquina todavía no llegó a su límite de producción.

Se toma como ejemplo para el análisis el Escenario 3, en la tabla siguiente se tiene el transporte de gas desde la cuenca Neuquina a la región Bahía Blanca.

Escenario 3
Transporte de gas de cuenca Neuquina a Bahía Blanca
(MMm^3/día)

Caso A

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	15	11	12	23	33	34	43	43	26	32	23	15
2003	19	16	16	27	39	43	43	43	33	37	27	21
2005	14	7	9	21	36	43	43	43	26	38	21	14
2010	0	0	0	7	28	30	36	36	14	28	7	0

Caso B

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	15	11	12	23	33	34	43	43	26	32	23	15
2003	23	15	19	30	42	43	43	43	36	41	30	25
2005	19	16	16	28	43	43	43	43	34	41	29	22
2010	14	9	10	25	41	41	43	43	32	40	24	18

Caso C

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	15	11	12	23	33	34	43	43	26	32	23	15
2003	19	15	16	27	39	43	43	43	33	37	27	21
2005	13	7	9	20	37	43	43	43	25	38	21	14
2010	0	0	0	3	30	31	37	37	14	26	8	0

En las tablas que siguen se exponen las transferencias de gas a Chile desde La Mora, que es un punto de unión de gasoductos.

Escenario 3
Transporte de gas de La Mora a Chile
(MMm^3/día)

Caso A

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2003	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2005	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2010	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22

Caso B

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2003	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2005	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2010	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

Caso C

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2003	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2005	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2010	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22

En los casos de alta exportación de gas hay una solicitación hacia la cuenca Neuquina que resta capacidad de producción para el mercado interno que debe ser atendido desde otras fuentes, por ejemplo desde la cuenca Austral.

Escenario 3
Transporte de gas desde la cuenca Austral hasta Bahía Blanca
(MMm^3/día)

Caso A

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	14	14	14	14	14	14	13	13	14	14	14	14
2003	14	14	14	14	14	14	13	14	14	14	14	14
2005	15	15	15	14	13	14	13	13	14	14	15	15
2010	43	43	43	42	40	41	39	40	42	42	43	43

Caso B

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	14	14	14	14	14	14	13	13	14	14	14	14
2003	14	14	14	14	14	14	13	14	14	14	14	14
2005	14	14	14	14	13	13	13	13	14	14	14	14
2010	25	25	25	24	23	23	22	22	24	24	25	25

Caso C

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	14	14	14	14	14	14	13	13	14	14	14	14
2003	14	14	14	14	14	14	13	14	14	14	14	14
2005	15	15	15	15	14	14	13	14	15	14	15	15
2010	51	50	51	50	48	49	47	48	49	49	51	51

Es notorio como en los casos A y C los aportes de la cuenca Austral son mayores a los correspondientes en el Caso B. Se evidencia una utilización pareja a lo largo del año y un aumento del transporte en el Caso C debido a las necesidades de reemplazar exportación a Brasil

El aporte hídrico tiene influencia en el factor de utilización de los gasoductos con la excepción del gasoducto Austral que prácticamente no varía su uso en función de la oferta de agua.

Todos los demás gasoductos ven afectada su utilización, especialmente los NEUBA cuyo factor de utilización aumenta claramente al pasar de un año con fuerte oferta hidráulica a otro con baja oferta.

FACTOR DE UTILIZACIÓN DE GASODUCTOS
Aportes Hídricos diferenciales
Escenario 3 – Caso B
%

		2000	2003	2005	2010
Pobre	Norte	92.0	99.0	97.4	99.2
	Centro Oeste	95.7	93.2	92.9	93.8
	NEUBA I y II	64.0	84.2	78.4	70.1
	San Martín	94.9	94.4	95.5	100.0
Rico	Norte	77.4	86.9	87.2	97.4
	Centro Oeste	95.3	95.9	94.2	93.2
	NEUBA I y II	45.0	63.8	63.6	58.7
	San Martín	94.9	94.4	95.5	100.0

Atendiendo a la utilización del sistema de transporte de gas en su conjunto tenemos un nuevo factor de utilización que se vuelca en las tablas y gráficos siguientes:

FACTOR CONJUNTO DE UTILIZACIÓN DE GASODUCTOS
% - Hidrología media

		1998	2000	2003	2005	2010
Escenario 1	CASO A	75.7	78.7	87.0	85.4	82.1
	CASO B	75.7	78.7	88.1	87.9	86.9
	CASO C	75.7	78.7	86.8	85.4	82.3
Escenario 2	CASO A	75.7	78.2	86.0	85.4	81.9
	CASO B	75.7	78.1	85.7	86.9	87.1
	CASO C	75.7	78.2	86.0	85.5	82.4
Escenario 3	CASO A	75.7	78.1	86.1	84.9	82.5
	CASO B	75.7	78.1	86.5	86.3	87.5
	CASO C	75.7	78.2	86.1	85.0	82.5
Escenario 4	CASO A	75.7	78.1	86.2	85.4	82.7
	CASO B	75.7	78.1	86.4	86.9	88.0
	CASO C	75.7	78.2	86.2	85.4	82.5
Escenario 5	CASO A	75.7	77.6	84.4	83.9	83.2
	CASO B	75.7	77.6	84.7	86.2	86.9
	CASO C	75.7	77.6	84.4	83.9	83.2

6.7.5 Cubrimiento del abastecimiento de demanda de gas en invierno

El pico de demanda invernal de gas se cubre con aportes de la cuenca Neuquina que es la encargada de modular la oferta de gas.

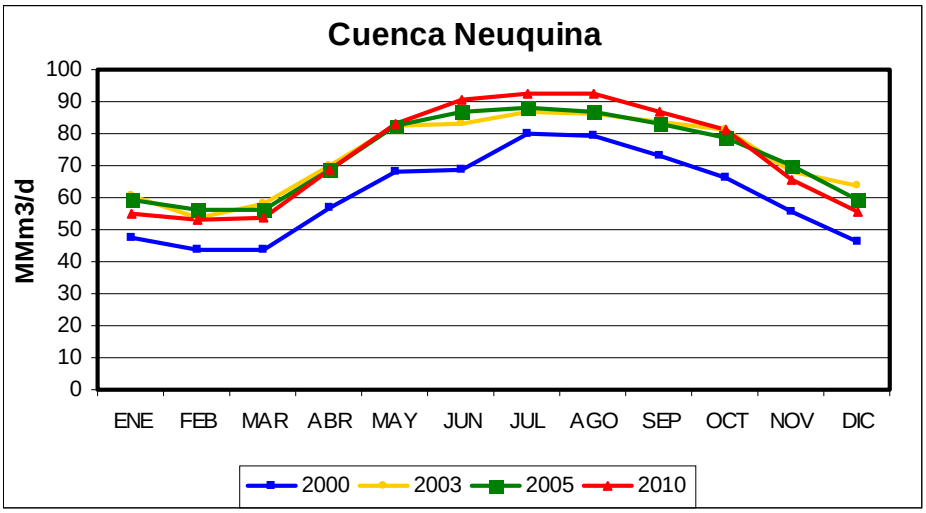
En el año 2010 la producción en julio puede ser muy superior a la de los meses estivales en esa cuenca, las otras cuencas permanecen en valores casi constantes a lo largo del año para todo el período de estudio.

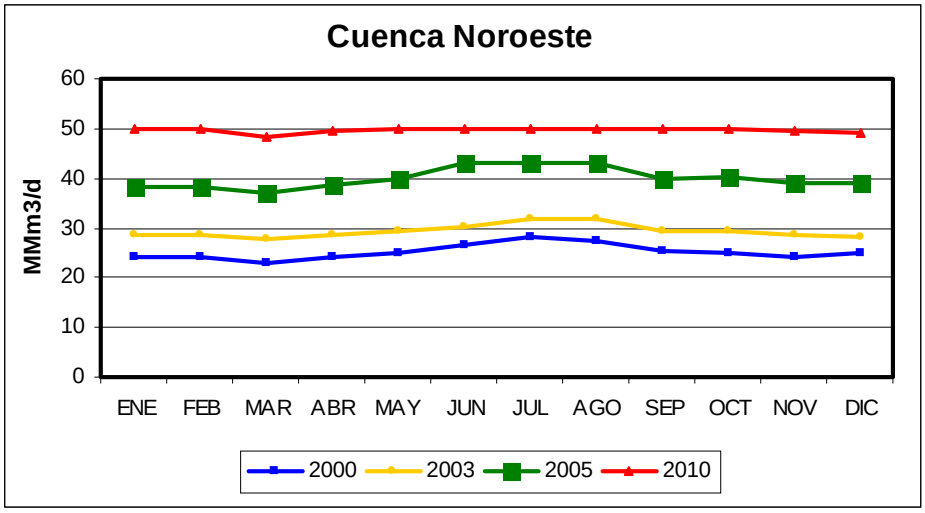
Como ejemplo se exponen los valores de producción correspondientes al Escenario 3 Caso B.

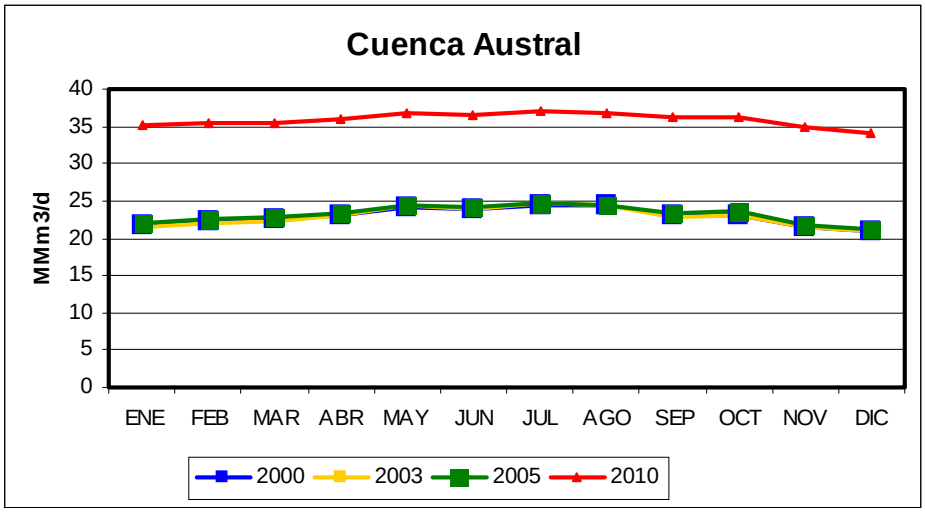
Producción de la Cuenca Neuquina
Escenario 3 Caso B
Millones de m^3/día

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	48	44	44	57	68	69	80	80	73	66	56	46
2003	60	54	58	70	82	83	87	86	84	81	68	64
2005	59	56	57	69	83	87	88	87	83	79	70	60
2010	55	53	54	69	83	91	93	92	87	81	66	56

Escenario 3 Caso B
Producción de Gas







6.7.6 Exportación de Gas Argentino a Brasil

Los destinos del gas argentino en Brasil se dividen en el suministro a la región Sudeste (Cuiabá) que se limita a 1 MMm^3/día proveniente de la cuenca Noroeste, y el suministro a la región Sur proveniente de la cuenca Neuquina, vía el gasoducto Centro Oeste por Uruguayana y vía los NEUBA por Montevideo.

Esto último (el ingreso de gas argentino vía Montevideo) sólo se da en los casos C de los Escenarios 2, 3 y 4. En el Escenario 1 Caso C no ocurre debido a la mayor exportación de energía eléctrica a Brasil y en el escenario 5 debido a que el crecimiento de la demanda eléctrica es reducido.

El suministro de gas argentino a Brasil es muy sensible a la producción doméstica en Brasil, llegando a ubicarse entre 2 y 3 MMm^3/día en los casos de producción ilimitada y entre 8 y 9 MMm^3/día si la misma se limita.

Como ejemplo se vuelcan los datos correspondientes al Escenario 3.

Origen del gas en Brasil en MMm^3/día

Escenario 3 – Caso A

Región Sudeste (Río de Janeiro y San Pablo)

Item	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gas de Brasil	15	15	15	15	15	17	17	20	26	30	35
Gas de Bolivia	2	7	10	15	19	22	21	20	18	17	16
Gas de Argentina	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Región Sur (Porto Alegre y Uruguayana)

Item	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gas de Brasil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de Bolivia	4	5	6	7	8	7	7	8	10	11	12
Gas de Argentina	2	2	2	2	2	5	4	4	4	3	3

Escenario 3 – Caso B

Región Sudeste (Río de Janeiro y San Pablo)

Item	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gas de Brasil	15	15	15	15	15	15	15	15	19	22	26
Gas de Bolivia	2	6	9	12	17	21	19	20	19	18	18
Gas de Argentina	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Región Sur (Porto Alegre y Uruguayana)

Item	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gas de Brasil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de Bolivia	4	5	5	6	6	7	7	8	9	10	10
Gas de Argentina	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Escenario 3 – Caso C

Región Sudeste (Río de Janeiro y San Pablo)

Item	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gas de Brasil	15	15	15	15	15	16	16	19	21	22	23
Gas de Bolivia	2	7	10	15	19	22	21	21	22	23	24
Gas de Argentina	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Región Sur (Porto Alegre y Uruguayana)

Item	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gas de Brasil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de Bolivia	4	5	6	7	8	6	7	7	7	6	5
Gas de Argentina	2	2	2	2	2	5	5	5	6	7	9

Se presentan a continuación los cuadros de exportaciones firmes de gas natural correspondientes a los casos A y C. Las diferencias con respecto al caso B presentado en el punto 6.4.2. se dan en los volúmenes asociados a la cuenca neuquina, y se trata de la exportación a Porto Alegre por Uruguayana, obtenida como resultado de las corridas del GASELEC, y los mayores niveles de exportación a Chile a través de Gasandes y Pacífico.

EXPORTACIONES FIRMES DE GAS NATURAL. EN MM m3/día
ESCENARIO 3A

	NOROESTE				NEUQUINA							AUSTRAL	
	CHILE		BRASIL	SUBTOTAL	BRASIL		URUGUAY		CHILE		SUBTOTAL	CHILE	TOTAL
	Atacama	Norandino	Cuiabá		Uruguayana	P. Alegre por Uruguayana (1)	Montevideo	Paysandú	Gasandes	Pacífico		Methanex	
1997									0.32		0.32	1.52	1.84
1998								0.07	2.74		2.81	2.65	5.46
1999	0.90			0.90				0.20	7.12		7.32	3.38	11.59
2000	4.12	3.70	1.19	9.00	2.50		1.00	0.20	7.47	1.18	12.34	4.88	26.23
2001	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50		1.24	0.31	7.70	1.58	13.32	4.88	29.84
2002	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50		1.53	0.47	9.22	1.72	15.45	4.88	31.96
2003	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50		1.89	0.73	10.74	1.84	17.71	4.88	34.22
2004	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50		2.34	1.12	12.25	1.93	20.15	4.88	36.67
2005	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	2.23	2.89	1.73	13.77	3.00	26.13	4.88	42.64
2006	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	2.02	3.03	1.76	15.29	3.65	28.26	4.88	44.78
2007	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	1.95	3.17	1.80	16.81	4.44	30.68	4.88	47.19
2008	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	1.25	3.32	1.84	18.32	5.40	32.63	4.88	49.15
2009	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	1.03	3.48	1.87	19.84	6.60	35.32	4.88	51.84
2010	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	1.05	3.64	1.91	21.36	8.00	38.47	4.88	54.99

(1) Resultado de la corrida del modelo GASELEC

EXPORTACIONES FIRMES DE GAS NATURAL. EN MM m3/día
ESCENARIO 3C

	NOROESTE				NEUQUINA							AUSTRAL	
	CHILE		BRASIL	SUBTOTAL	BRASIL		URUGUAY		CHILE		SUBTOTAL	CHILE	TOTAL
	Atacama	Norandino	Cuiabá		Uruguayana	P. Alegre por Uruguayana (1)	Montevideo	Paysandú	Gasandes	Pacífico		Methanex	
1997									0.32		0.32	1.52	1.84
1998								0.07	2.74		2.81	2.65	5.46
1999	0.90			0.90				0.20	7.12		7.32	3.38	11.59
2000	4.12	3.70	1.19	9.00	2.50		1.00	0.20	7.47	1.18	12.34	4.88	26.23
2001	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50		1.24	0.31	7.70	1.58	13.32	4.88	29.84
2002	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50		1.53	0.47	9.22	1.72	15.45	4.88	31.96
2003	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50		1.89	0.73	10.74	1.84	17.71	4.88	34.22
2004	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50		2.34	1.12	12.25	1.93	20.15	4.88	36.67
2005	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	2.75	2.89	1.73	13.77	3.00	26.64	4.88	43.16
2006	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	2.61	3.03	1.76	15.29	3.65	28.84	4.88	45.36
2007	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	2.57	3.17	1.80	16.81	4.44	31.29	4.88	47.81
2008	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	3.31	3.32	1.84	18.32	5.40	34.69	4.88	51.21
2009	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	5.00	3.48	1.87	19.84	6.60	39.29	4.88	55.81
2010	4.45	6.00	1.19	11.64	2.50	6.49	3.64	1.91	21.36	8.00	43.91	4.88	60.42

(1) Resultado de la corrida del modelo GASELEC

6.7.7 Importación de gas desde Bolivia

La importación de gas desde Bolivia aparece para reemplazar gas de la cuenca Noroeste cuando ésta llega a su límite de producción, supuesto en 53 MMm^3/día. La importación es creciente, comenzando entre los años 2006 y 2008, y alcanzando al año 2010 alrededor de 5 MMm^3/día.

6.7.8 Instalaciones de Acumulación de Gas

Se ha considerado la utilización de la planta existente de almacenamiento criogénico de metano (peak shaving) instalada en Gran Buenos Aires, con 25 MMm^3 de capacidad. Adicionalmente, se plantea en el modelo GASELEC la posibilidad de expansión de nuevas plantas de peak shaving y la instalación de plantas de recepción y gasificación de Gas Natural Licuado importado (LNG en sus siglas en Inglés).

Las plantas de peak shaving se plantean con el objeto de acumular gas en los períodos del año en que es conveniente por precio y por haber disponibilidad de infraestructura de transporte.

Los estudios se realizaron para la alternativa en que las usinas pagan reserva de capacidad de transporte y sin que éstas paguen la reserva de capacidad de transporte.

En el caso en que las usinas paguen reserva de capacidad de transporte no parece conveniente, al menos hasta el 2010, la necesidad de instalación de plantas de peak shaving y LNG. Distinto es el caso en que las usinas no pagan reserva de capacidad de transporte, en que resulta conveniente la instalación de una planta de LNG a partir del año 2005.

Con respecto a la utilización de la planta existente de peak shaving, los resultados de las simulaciones indican que, con las usinas pagando reserva de capacidad de transporte a partir del año 2002, resulta económicamente conveniente iniciar el uso de esta instalación.

Si no existiera la planta de peak shaving no resultaría económica su instalación, aún en el caso que las usinas pagasen reserva de capacidad de transporte.

6.7.9 Uso de Combustibles Alternativos por Usinas y Restricción Invernal

En condiciones de aportes hidráulicos semanales medios sin pico de consumo firme extraordinario en invierno, se verifica el uso de combustibles alternativos a partir del año 2003, y alcanza porcentajes de entre el 10 y el 12 % al final del período de análisis, dependiendo del escenario de que se trate siempre que las usinas participen en el pago de la reserva de capacidad de transporte.

El uso de combustibles alternativos está ligado a la conveniencia o no de que las usinas paguen reserva de capacidad de transporte firme de gas.

La evolución de la capacidad de transporte asociada a los consumos residencial e industrial y los asociados con la exportación comprometida según el Caso B es el

reflejado en el cuadro que sigue donde se parte de 102 MMm^3/día y se llega a 128,3 MMm^3/día con un incremento entre puntas de 26,3 Mmm^3/día:

Capacidad de Transporte (MMm^3/día)
(Sin Consumo por Usinas)

GASODUCTO		1998	2000	2003	2005	2010
NORTE	C. Durán-San Jerónimo	17,1	19,9	19,9	19,9	20,4
CENTRO-OESTE	Loma de la Lata-San Jerónimo	25,4	27,9	27,9	29,4	37,9
NEUBA I	S. Barrosa-Cerri	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
NEUBA II	Loma de la Lata-Cerri	28,7	29,6	29,6	34,0	38,7
SAN MARTIN	San Sebastián-Cerri	17,3	17,8	17,8	17,8	17,8
		102,0	108,7	108,7	114,6	128,3

En el caso de que las usinas paguen reserva de capacidad de transporte de acuerdo al Escenario 1 Caso B, se llega a una capacidad de 147,7 MMm^3/día en el año 2010, con un desarrollo total en el período de 45,7 Mmm^3/día.

La diferencia entre ambos incrementos de capacidad (19,4 Mmm^3/día) es atribuible a las usinas y representa un incremento del 73% respecto a las necesidades de expansión de la infraestructura asociada a los consumos residencial, industrial y exportación firmes.

Si la comparación la hacemos con la capacidad de transporte del Escenario 3 Caso B, tenemos una capacidad final de 144.3 MMm^3/día que no difiere mucho de los 147.7 ya consignados.

Se ve que en este esquema la evolución de las capacidades de transporte es bien diferente de la que resulta de incorporar los consumos de gas por usinas.

Una de las diferencias es que las cuencas Neuquina y Noroeste no alcanzan en todo el período de análisis los máximos de producción establecidos, por lo que la estrategia de desarrollo de capacidad de transporte es diferente, basándose en el desarrollo de los NEUBA, luego el Centro Oeste y bien al final del período de análisis de los gasoductos San Martín y Noroeste.

Bajo estas hipótesis de transporte de gas, el consumo de combustible alternativo por usinas llegaría a valores tan altos como el 80% medidos en MMm^3 equivalentes de gas.

Es decir que las usinas deberían pagar reserva de capacidad de transporte para mantener el consumo de combustible alternativo dentro del 10% del consumo total de combustible.

En el cuadro siguiente tenemos los porcentajes de combustible alternativo con y sin pago de reserva de capacidad de transporte por parte de las usinas.

Escenario 3 Caso B
Porcentaje de Combustible Alternativo
MMm^3 Equivalentes de Gas

Año	2000	2003	2005	2010
Sin reserva Capacidad	0	5	17	72
Con Reserva Capacidad	0	5	8	11

Evidentemente aumentar la capacidad de transporte para bajar el uso de combustible alternativo más allá de un mínimo óptimo no se hace rentable debido al costo marginal de la capacidad de transporte que va a verse reflejado en el costo del gas.

Los factores de utilización de la red de transporte, cuando ésta se dedica a atender exclusivamente la demanda de los consumos firmes, se detalla en el cuadro que sigue. Se ve, comparando con la utilización de los conductos provenientes del uso conjunto de gas con usinas, que estas últimas mejoran el factor de utilización ocupando la capacidad remanente del mismo cuando disminuye el transporte para satisfacer el consumo firme.

Factor de Utilización de Gasoductos – Caso B
(Sin Consumo por Usinas)

GASODUCTO		2000	2003	2005	2010
NORTE	C. Durán-San Jerónimo	60.3	61.8	73.9	78.9
CENTRO-OESTE	Loma de la Lata-San Jerónimo	88.5	92.1	95.6	94.7
NEUBA I y II	S. Barrosa/LLL-Cerri	32.0	43.2	51.4	90.8
SAN MARTIN	San Sebastián-Cerri	86.5	87.1	90.4	94.4

La restricción al suministro de gas a usinas en invierno se ve reflejada en el uso de combustibles alternativos.

En las tablas siguientes se muestran los porcentajes de uso de combustibles alternativos. Los guarismos volcados deben leerse como el porcentaje en equivalente gas de combustible líquido en relación con el total de combustibles utilizados.

PORCENTAJE DE USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN USINAS
Area GBA
Escenario 3 – Caso A

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	97	44	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	92	61	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	93	56	0	0	0	0

Escenario 3 – Caso B

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	97	52	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	97	74	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	39	97	81	0	0	0	0

Escenario 3 – Caso C

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	97	43	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	92	65	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	66	48	0	0	0	0

PORCENTAJE DE USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN USINAS
Area Litoral
Escenario 3 – Caso A

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	25	12	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	12	12	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	12	12	0	0	0	0

Escenario 3 – Caso B

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	43	13	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	60	12	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	12	100	12	0	0	0	0

Escenario 3 – Caso C

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	25	12	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	12	12	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	17	12	0	0	0	0

Se observa que la restricción invernal, aún sin considerar el exceso de demanda en días de máximo frío, se presenta a partir del año 2003 ocupando dos meses del invierno. Sin embargo los porcentajes de utilización de combustible alternativo son, en algunos casos, decrecientes debido a que el desarrollo de infraestructura acompaña el crecimiento de la demanda de gas para consumos firmes y para usinas.

En el año 2003 se llega al máximo de producción de la cuenca Neuquina que tiene impacto en los precios del gas y los consumos en los centros alejados de las fuentes de gas aumentando el consumo en NOA y Litoral, disminuyendo en GBA.

La restricción al incremento de la oferta de gas en Brasil viabiliza la expansión de la capacidad de transporte que comienza con el gasoducto Centro Oeste, continúa con el Norte y luego con el gasoducto San Martín. En particular en el Caso C la expansión de este último gasoducto supera en 10 MMm^3/día a la correspondiente al Caso A.

Es interesante ver como la restricción al crecimiento de la oferta de gas brasileño opera de diferente manera en Litoral que en Gran Buenos Aires.

En Litoral, en el Caso B con una demanda de gas básica, la utilización de combustibles alternativos aumenta con el tiempo, en el Caso A con mayor consumo de gas se viabiliza el desarrollo de infraestructura y el uso de combustible alternativo baja y luego se mantiene constante.

En el Caso C hay un incremento del consumo de combustible alternativo hacia el final del período de análisis debido a que la demanda de Brasil es abastecida a través de este mercado.

En Gran Buenos Aires el consumo de combustible alternativo baja hacia el final del período en el Caso C debido a la expansión del gasoducto San Martín que se viabiliza merced a la necesidad de abastecer la demanda brasileña.

Además es notorio que a partir del año 2005 la exportación de gas argentino al sur de Brasil empieza a decaer en el Caso A pero sigue aumentando en el Caso C y esto está asociado a la expansión del gasoducto San Martín y a la disminución del consumo alternativo en este último caso.

Un menor uso de combustible alternativo está asociado a mayores inversiones en gasoductos, lo que no resulta rentable por lo que es imprescindible un mínimo de consumo de combustibles líquidos en el invierno. En caso contrario bajarían los factores de utilización de la red de transporte llegándose a una solución que se aleja del óptimo económico para el sistema.

Si se consideran los aportes hídricos diferenciales de un año al otro se pueden obtener resultados diferentes.

Por ejemplo en el Escenario 3 Caso B.

PORCENTAJE DE USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN USINAS
Area GBA
Escenario 3 – Caso B – Año Pobre

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0
2003	0	0	6	26	49	50	97	88	32	45	13	32
2005	0	0	8	35	43	44	92	83	37	37	24	38
2010	0	0	28	28	42	63	97	83	34	38	26	30

Escenario 3 – Caso B – Año Rico

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	80	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	69	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	93	13	0	0	0	0

En el caso de aportes hídricos escasos aparece el uso de combustible alternativo en el año 2000, rápidamente la restricción se extiende a casi todo el año y en el año 2010 se tiene uso de combustible alternativo todo el año.

Como contrapartida, en un año de aportes ricos no se evita un consumo mínimo de combustible alternativo debido a las características del parque de generación con fuerte presencia térmica.

PORCENTAJE DE USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN USINAS
Area Litoral
Escenario 3 – Caso B – Año Pobre

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	12	12	100	22	0	12	0	0
2005	0	0	0	0	12	12	100	12	0	12	0	0
2010	12	14	8	12	12	12	100	43	12	12	12	12

Escenario 3 – Caso B – Año Rico

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	71	100	0	0	0	0

En el año con aportes hídricos pobres el uso de combustible alternativo se va extendiendo alcanzando la totalidad del año al final del período de estudio.

Corresponde analizar el consumo de combustibles alternativos como un índice de la restricción invernal, para el caso en que las usinas no pagan reserva de capacidad de transporte.

En las tablas a continuación se tienen los resultados de contemplar esta alternativa.

PORCENTAJE DE USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN USINAS
Las Usinas no Pagan Transporte Firme
Area GBA
Caso B – Año Medio
Escenario 1

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	9	97	82	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	46	69	100	93	14	37	0	0
2010	98	98	98	98	96	86	100	100	95	98	98	93

Escenario 2

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	97	39	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	59	100	90	0	0	0	0
2010	98	98	96	97	94	90	100	100	94	96	98	94

Escenario 3

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	97	53	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	48	100	94	0	0	0	0
2010	95	96	94	94	94	96	100	100	94	95	96	90

Escenario 4

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	97	56	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	54	100	89	0	0	0	0
2010	95	96	94	94	93	93	100	100	94	95	96	89

Escenario 5

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	96	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	5	100	88	0	0	0	0
2010	97	98	95	95	94	89	100	100	93	95	98	91

Es notorio que la restricción al uso del gas se extiende a todo el año en el 2010 como consecuencia lógica de utilizar sólo la capacidad remanente en la infraestructura para el transporte de gas para usinas.

Un caso particular es el del Escenario 5 que, debido a ser el de menor demanda de energía eléctrica, tiene menor restricción al uso del gas en los primeros años que los otros escenarios.

En el uso de combustible alternativo entre las diferentes regiones del país se obtienen guarismos diferentes, esto se ve reflejado en los porcentajes para el conjunto del país que se exhiben en los cuadros siguientes.

PORCENTAJE DE USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN USINAS
Las Usinas no Pagan Transporte Firme
Caso B – Año Medio
Total País

Escenario 1

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	4	58	35	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	29	44	76	69	9	25	2	5
2010	70	77	71	71	67	72	73	77	67	72	71	67

Escenario 2

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	47	9	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	33	76	55	0	0	0	0
2010	68	76	71	74	63	71	73	80	65	71	72	66

Escenario 3

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	52	17	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	25	78	65	0	0	0	0
2010	72	72	69	71	67	75	77	82	70	72	72	65

Escenario 4

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	51	18	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	30	84	68	0	0	0	0
2010	69	68	68	68	70	74	77	82	70	69	68	69

Escenario 5

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	46	1	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	3	74	54	0	0	0	0
2010	64	67	62	66	63	72	85	86	61	66	68	60

En estas últimas tablas se puede ver que si bien en el área Gran Buenos Aires la restricción de gas para usinas puede llegar al 100%, en el total del país esto no es así. La solución óptima es distribuir el poco gas remanente en los centros de consumo más cercanos a las fuentes para reducir pérdidas de un insumo que se ha tornado escaso.

6.7.10 Consumo de Gas por Usinas

El consumo de gas por usinas depende del escenario, la disponibilidad de gas y la relación entre el precio de este último y el precio del combustible alternativo. En el supuesto que las usinas paguen reserva de capacidad de transporte tenemos los resultados del cuadro a continuación.

Consumo de Gas por Usinas
Caso B
(MMm^3)

Año	2000	2003	2005	2010
Escenario 1	8535	12721	14918	18231
Escenario 2	8327	12049	13578	16751
Escenario 3	8319	10432	11950	15074
Escenario 4	8320	10428	11912	15142
Escenario 5	8093	9598	10443	13312

Se observa que los consumos parten de los mismos niveles y se van separando en función del crecimiento de la demanda.

En los extremos tenemos los escenarios 1 y 5 con crecimientos de la demanda 6,2 y 3,7 % a.a respectivamente, lo que se ve perfectamente reflejado en los consumos de gas por usinas.

Los escenarios 2, 3 y 4 tienen el mismo porcentaje de crecimiento anual acumulado de la demanda. Sin embargo los consumos de gas son algo diferentes.

La razón de esta diferencia está en el equipamiento con que cuenta cada escenario, ya que mientras los escenarios 3 y 4 tienen casi la misma incorporación en todo el período de estudio, en el Escenario 2 la incorporación de potencia es mayor.

En el cuadro siguiente se presenta el porcentual de combustible alternativo (fuel oil y gas oil) consumido por las usinas, para todo el país y por año de corte, respecto del total de combustible (gas natural, fuel oil y gas oil).

Consumo de Combustible Alternativo por Usinas
Caso B
(%)

Año	2000	2003	2005	2010
Escenario 1	0.00	5.47	6.61	8.70
Escenario 2	0.00	2.64	5.92	9.17
Escenario 3	0.00	5.06	8.18	10.65
Escenario 4	0.00	5.10	8.30	10.37
Escenario 5	0.00	3.65	8.55	10.65

Se observa que en el año 2010 el Escenario 4 tiene un menor uso de combustible alternativo que el Escenario 3 en términos porcentuales, de donde se entiende que existe un mayor consumo de gas.

Lo mismo en el Escenario 2 en que el consumo de combustible alternativo es menor que en el Escenario 3 y correlativamente es mayor el consumo de gas.

Esto indica que la relación entre el consumo de gas y el consumo de otros alternativos depende de la demanda a abastecer y del equipamiento con que se cuenta para satisfacer la demanda.

La sensibilidad del consumo de gas en relación con la oferta hidráulica se puede constatar en los cuadros siguientes.

Consumo de Gas por Usinas
Caso B - Hidraulicidad Pobre
(MMm^3)

Año	2000	2003	2005	2010
Escenario 1	11.296	13.679	15.666	19.392
Escenario 2	12.025	13.236	14.344	17.781
Escenario 3	10.905	11.509	12.758	15.578
Escenario 4	10.906	11.386	12.714	16.155
Escenario 5	10.485	11.405	11.213	13.643

Consumo de Gas por Usinas
Caso B - Hidraulicidad Rica
(MMm^3)

Año	2000	2003	2005	2010
Escenario 1	5.065	6.071	8.396	13.353
Escenario 2	5.065	6.071	8.396	13.353
Escenario 3	5.065	6.882	8.700	12.942
Escenario 4	5.065	6.844	8.734	12.916
Escenario 5	4.816	5.789	6.933	10.299

En principio se ve que el consumo para oferta hidráulica media está más cerca del consumo correspondiente a oferta hidráulica pobre que del correspondiente a oferta hidráulica rica. Esto se debe a que la oferta de gas es limitada y no puede reemplazar el déficit de oferta hidráulica. Esto es, en años de hidraulicidad pobre tiene que crecer porcentualmente el uso de combustible alternativo, mientras que en años de hidraulicidad rica hay un ahorro de gas que no se consume por ser reemplazado por oferta hidráulica.

El ahorro en combustible en años de oferta hidráulica rica está limitado por el equipamiento hidráulico y por otra parte, como ya se dijo, la oferta de gas para años pobres está limitada. Esto se ve reflejado en que la diferencia relativa o porcentual de consumo de gas entre años pobres y ricos se achica. Mientras en el año 2000 en un año pobre se consume más del doble de gas qué en un año rico, en el año 2010, en un año pobre se consume entre un 30 y un 50% más que en un año de hidraulicidad rica.

6.7.11 Disponibilidad de gas para usinas

Las usinas pueden utilizar combustibles alternativos al gas por falta de disponibilidad de este último.

Si bien la disponibilidad que tienen las usinas en cuanto al gas es creciente debido al incremento de la infraestructura de transporte y a la capacidad de los yacimientos productores, también los requerimientos de gas aumentan y se da el caso de utilización de combustibles alternativos con mayor disponibilidad de gas.

Se estimó la disponibilidad de gas para usinas sobre la base del máximo consumo de gas por región y año, a ese máximo consumo se le restó el consumo que no tiene alternativa, esto es la suma de los consumos residencial, comercial e industrial[22].

La disponibilidad de gas puede variar con el escenario ya que es función de la demanda y el equipamiento, y puede resultar óptimo proveer de gas en un mercado en detrimento de otro.

Los cuadros siguientes muestran la disponibilidad de gas para usinas en MMm^3/semana para cada mes para las regiones Gran Buenos Aires, Litoral y Centro, estimado para el Escenario 3 Caso B.

Escenario 3 Caso B
Disponibilidad de Gas para Usinas
Región Gran Buenos Aires
(MMm^3/Sem)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	198	202	205	171	133	118	70	94	153	147	175	200
2003	179	183	187	149	107	90	38	63	130	122	153	181
2005	201	206	210	170	124	107	51	78	149	141	174	204
2010	226	231	236	190	136	117	51	83	165	155	195	229

Disponibilidad de Gas para Usinas
Región Litoral
(MMm^3/Sem)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	31	29	33	19	14	17	3	8	23	11	18	28
2003	48	46	50	35	29	33	17	22	39	26	34	45
2005	51	49	53	37	31	34	17	23	41	27	36	48
2010	57	54	59	40	33	36	16	23	45	29	39	53

Disponibilidad de Gas para Usinas
Región Centro
(MMm^3/Sem)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	16	15	17	11	6	5	0	1	12	8	11	16
2003	19	17	19	13	7	5	0	1	13	9	12	18
2005	20	19	21	14	8	6	0	1	15	10	13	20
2010	24	22	25	17	9	7	0	1	17	12	16	24

Se pueden relacionar estas disponibilidades con los consumos de gas en los centros de consumo Gran Buenos Aires, Litoral y Centro.

Escenario 3 Caso B
Consumo de Gas por Usinas
Región Gran Buenos Aires
(MMm^3)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	353	271	435	331	357	472	254	375	459	357	345	472
2003	336	159	424	273	308	398	12	73	454	309	281	529
2005	359	287	468	318	401	496	13	118	505	400	350	565
2010	461	373	582	409	451	434	17	119	630	500	437	746

[22] A los efectos de la simulación, el consumo de gas del sector industrial fue considerado firme.

Región Litoral
(MMm^3)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	12	12	15	12	12	15	12	12	15	12	12	15
2003	104	104	130	104	104	130	17	83	130	104	104	130
2005	104	104	130	104	104	130	41	92	130	104	104	130
2010	104	81	130	104	104	115	0	92	130	104	104	130

Región Centro
(MMm^3)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	4	0	18	3	0	18	0	0	18	5	10	39
2005	31	31	39	31	26	23	0	0	39	26	29	39
2010	31	25	39	4	0	0	0	0	7	0	0	39

Los volúmenes de gas consumidos por usinas están expresados en MMm^3 mientras que las disponibilidades están expresadas en MMm^3/semana.

A los efectos de comparar las disponibilidades con los consumos se deberá tener en cuenta que los meses se dividen en aquéllos que tienen 4 semanas (enero, febrero, abril, mayo, julio, agosto, octubre y noviembre) y los que tienen 5 semanas (marzo, junio, septiembre y diciembre), de acuerdo a los sub-períodos definidos.

Se puede ver que en todos los casos las disponibilidades son mayores o iguales que los consumos, con la salvedad que la cantidad de semanas de cada mes debe tomarse de acuerdo al párrafo anterior.

Hay casos en que el consumo de gas por usinas agota la disponibilidad o está muy cerca de hacerlo como en agosto del año 2000 en gran Buenos Aires y otras veces en que habiendo disponibilidad, el consumo es nulo debido a un muy desfavorable precio del gas en beneficio del combustible alternativo.

6.7.12 Intercambios con Brasil

El intercambio de energía eléctrica con Brasil en todos los escenarios se da a través de la línea Rincón – Garabí – Itá, a la que se le suma la línea Rincón – San Pablo en los escenarios 1 y 2.

Los factores de utilización de estas líneas dependen de los precios relativos, de la disponibilidad de gas en Brasil, las posibilidades de exportar gas y de la disponibilidad de agua.

Considerando el mercado eléctrico Argentina – Brasil integrado se puede ver el nivel de intercambio para cada año de corte para los aportes hidráulicos semanales medios y para años de hidraulicidad extrema.

Para los aportes semanales medios se obtuvieron los factores de utilización de las líneas para exportación, que se detallan en los cuadros a continuación.

Intercambio de Energía con Brasil
Porcentaje medio de la Capacidad (%)
Línea Rincón – Itá

Año			2000	2003	2005	2010
Escenario 1	Capacidad (MW)		1.000	2.000	2.000	2.000
	Exportación	Caso A	65.3	17.6	19.7	41.7
		Caso B	65.3	28.2	23.8	47.4
		Caso C	66.1	17.7	19.8	49.9
	Importación	Caso A	4.2	3.7	8.0	4.9
		Caso B	4.2	3.6	3.1	1.5
		Caso C	4.2	3.7	7.9	0.0
Escenario 2	Capacidad (MW)		1.000	2.000	2.000	2.000
	Exportación	Caso A	68.7	21.0	29.8	36.9
		Caso B	68.7	33.4	31.1	39.2
		Caso C	69.1	21.0	27.9	43.1
	Importación	Caso A	4.2	3.6	5.9	4.8
		Caso B	4.2	3.6	2.9	1.7
		Caso C	4.2	3.6	5.5	0.2
Escenario 3	Capacidad (MW)		1.000	2.000	2.000	2.000
	Exportación	Caso A	67.3	12.1	32.0	35.4
		Caso B	67.2	23.8	34.0	39.6
		Caso C	67.9	12.1	30.3	41.9
	Importación	Caso A	4.2	8.6	5.7	8.3
		Caso B	4.2	4.2	5.7	1.3
		Caso C	4.2	8.6	4.9	0.5
Escenario 4	Capacidad (MW)		1.000	2.000	2.000	2.000
	Exportación	Caso A	67.3	14.0	32.1	35.5
		Caso B	67.2	24.9	33.7	41.1
		Caso C	67.9	14.0	31.6	42.4
	Importación	Caso A	4.2	8.2	6.0	8.3
		Caso B	4.2	4.2	5.7	1.2
		Caso C	4.2	8.2	5.3	1.0
Escenario 5	Capacidad (MW)		1.000	2.000	2.000	2.000
	Exportación	Caso A	70.3	18.9	39.3	32.4
		Caso B	70.4	29.6	37.0	35.5
		Caso C	70.3	18.9	39.3	32.5
	Importación	Caso A	3.9	4.3	3.9	16.6
		Caso B	3.9	4.2	2.7	2.9
		Caso C	3.9	4.3	3.9	16.6

Intercambio de Energía con Brasil
Porcentaje medio de la Capacidad (%)
Línea Rincón – San Pablo

Año			2003	2005	2010
Escenario 1	Capacidad (MW)		1.000	3.000	3.000
	Exportación	Caso A	27.0	41.1	65.7
		Caso B	33.5	39.8	72.5
		Caso C	27.7	41.1	75.6
	Importación	Caso A	3.8	0.0	0.0
		Caso B	3.8	0.0	0.0
		Caso C	3.8	0.0	0.0
Escenario 2	Capacidad (MW)		1.000	1.000	1.000
	Exportación	Caso A	30.5	43.5	65.8
		Caso B	38.2	49.4	66.9
		Caso C	30.5	43.3	77.2
	Importación	Caso A	3.8	0.0	0.0
		Caso B	3.8	0.0	0.0
		Caso C	3.8	0.0	0.0

En el escenario 1, en el año 2004 se eleva la cota de Yacyretá, lo que se ve reflejado en el aumento del factor de utilización de la exportación, lo mismo ocurre en el año 2010 con la incorporación del aprovechamiento hidroeléctrico de Corpus.

A partir del año 2006 en el Caso C el factor de utilización es mayor que en el Caso A, y la diferencia crece con el tiempo debido por la restricción a la producción de gas en Brasil. Esto significa que el no-crecimiento ilimitado de la producción de gas en Brasil ocasiona aumento de las exportaciones argentinas de gas y electricidad.

En el Caso B no existe la posibilidad de exportar gas de Argentina al Sur de Brasil ni por Uruguayana ni por Montevideo por lo que las exportaciones de energía eléctrica se mantiene en niveles intermedios a los correspondientes a los casos A y C.

En el Escenario 2 nuevamente se ve la influencia de la restricción al crecimiento de la producción de gas en Brasil con el aumento de la exportación en el año 2010 en el caso C respecto de los otros casos. En el Caso B la falta de posibilidades de exportar gas a Brasil se refleja en el sostenimiento de factores de utilización altos.

En el Caso B, debido a la imposibilidad de llegar con gas argentino a Porto Alegre, se incrementa la exportación de energía eléctrica.

Para el caso de disponibilidad variable de agua se obtuvieron los siguientes factores de utilización de la exportación para el Escenario 3:

Factor de Utilización Línea Rincón – Itá
Escenario 3 Caso B
Disponibilidad de Hidráulica Variable

Año		2000	2003	2005	2010
Capacidad (MW)		1000	2000	2000	2000
Exportación	Pobre	78,6	80,9	73,2	86,5
	Rico	0,0	0,0	0,0	0,0
Importación	Pobre	0,0	3,0	7,8	3,1
	Rico	68,3	64,4	60,0	37,4

En alta disponibilidad de agua la exportación a Brasil es nula, verificándose altos factores de utilización de la línea en situación de importación.

6.7.13 Precio del Gas

La demanda de gas se caracteriza por tener un segmento inicial inelástico, representado por los usuarios con menores posibilidades de sustitución de gas (core market), el segmento siguiente es elástico, y está dado por los consumidores con posibilidades de sustitución, mientras que el segmento final nuevamente presenta bajo nivel de elasticidad a las variaciones de la demanda con el precio.

La demanda puede contar con varios segmentos elásticos, en caso de que existan distintos combustibles alternativos por ejemplo el fuel oil y el gas oil.

El precio del gas natural en condiciones competitivas se determina por la intersección de oferta y demanda. Si la intersección se produce en los segmentos inelásticos de la curva de demanda, es donde el comportamiento de la oferta de gas es el factor más importante para determinar el precio. Este aspecto está asociado a la competencia de distintos productores entre sí. Si la intersección se produce en los segmentos elásticos de la curva, el precio del gas está fuertemente afectado por el valor del combustible alternativo que corresponda.

En la Argentina, el primer segmento inelástico de la demanda está asociado a la demanda residencial y comercial, representando el 31% de la demanda total de gas.

Los segmentos elásticos de la demanda están representados por industrias y usinas, los cuales constituyen casi el 70% de la demanda total de gas.

Bajo estas condiciones, la banda del precio del gas natural, en condiciones de competencia, estaría determinado en la demanda de pico (invierno), por el precio del combustible sustituto relevante (fuel oil o gas oil), y en la estación de baja demanda (verano) por la competencia entre productores.

En la Argentina, el precio city gate Buenos Aires determina los valores net back de las cuencas productivas, descontando del mismo los costos de transporte asociados.

Las tarifas máximas autorizadas a las Distribuidoras no reflejan los importantes descuentos que las mismas aplican a sus principales contratos, como así tampoco el valor del gas entregado en el marco de by pass físicos y comerciales. Estos descuentos han evolucionado desde un valor del 3%, en 1993, al 32% en 1997.

Efectuando un promedio ponderado de las tarifas FD e ID, el descuento promedio a nivel del total del país resulta, a julio de 1999, del 14% sobre el margen de distribución y del 2,3% sobre la tarifa plena (Gas + Transporte + Distribución).

Por tratarse de descuentos promedio, los valores particulares que adoptan dichos descuentos en determinados contratos, pueden ser mucho más significativos.

Ante la falta de un mercado transparente de heating oil (fuel oil y gas oil) y la existencia de descuentos en las tarifas, no es fácil determinar como se encuentran actualmente los precios del gas natural respecto de sus combustibles alternativos.

Como hipótesis se considera el valor de la tarifa ID (precios a usuarios finales abastecidos por un servicio interrumpible en distribución) como una referencia de comparación frente al precio del combustible alternativo, que se asume es el fuel oil.

El cargo por m3 consumido de la tarifa ID en Buenos Aires, correspondiente al período de invierno, se encuentra casi un 30% por debajo del precio del Fuel Oil declarado por los generadores (100 US$/ton).

Con referencia al efecto de las exportaciones en la evolución del precio doméstico, bajo condiciones de competencia, estará afectado tanto por el precio de los combustibles alternativos en los países destinatarios del gas argentino, como de los costos de transporte y los costos de conversión de los usuarios.

En consecuencia, bajo condiciones de competencia, el precio de los combustibles alternativos constituye un factor importante en la definición de los precios de mercado del gas en la región.

En función de los resultados obtenidos de las simulaciones, el precio promedio anual city gate Buenos Aires del gas se mantendría relativamente constante hasta el año 2003, para luego evolucionar según un sendero de precio creciente, aunque siempre por debajo del precio del sustituto de referencia. El incremento estaría determinado por las necesidades de mayores inversiones en el desarrollo de infraestructura de transporte y por un efecto net back value, consecuencia de la hipótesis adoptada de producción máxima, compatible con un dado nivel de reservas, en las cuencas Neuquina y Norte, y que reflejaría un cierto efecto de escasez. Por otro lado, hacia el mediano – largo plazo, el consumo de gas oil de las usinas se incrementaría, por la mayor instalación de ciclos combinados e incremento del uso de combustible alternativos, resultando un precio mayor del sustituto ponderado fuel oil más gas oil, referencia del precio de gas para usinas en el largo plazo.

6.7.14 Utilización del Parque Térmico en Brasil

Analizando la utilización del parque térmico alimentado a gas en Brasil se obtuvo un factor de utilización del alrededor del 70% para condiciones hidrológicas medias, dependiendo del año y escenario.

En la tabla siguiente se han volcado los promedios de factor de utilización para el período 2000-2010 con hidrología media.

Factor de Utilización del Parque Térmico a Gas en Porcentaje
Hidrología Media

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
A	71	71	66	67	66
B	71	71	67	67	67
C	70	69	65	66	66

Para los aportes hidrológicos que se apartan de la media se tienen los siguientes factores de utilización para el Caso B.

Factor de Utilización del Parque Térmico a Gas en Porcentaje
Caso B
Hidrologías variables

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Pobre	88	88	87	87	87
Rico	20	20	18	18	18

Se ve que la utilización del parque térmico es de alrededor del 70%, dependiendo de la demanda de energía eléctrica.

Estos porcentajes pueden subir hasta 88% en el caso de aportes muy por debajo de la media y bajar al 18% en caso de aportes ricos.

Dentro de los porcentajes anotados están las indisponibilidades del equipamiento debidas a paradas por mantenimiento y salidas intempestivas.

6.7.15 Límites a la Producción de Gas

Utilizando las hipótesis del Escenario 3 Caso B se levantaron las restricciones a la producción de gas en la cuenca Neuquina y en la cuenca Noroeste.

La primera de ellas tenía una limitación anual al volumen inyectado en cabecera de gasoducto de 26.280 MMm^3, mientras que la segunda tenía una limitación al volumen diario inyectado en cabecera de 50 MMm^3/día.

En el cuadro siguiente se comparan las producciones de la cuenca Neuquina para el Escenario 3 caso B con y sin limitación a la producción.

Año	2000	2003	2005	2010
Con Limitación	21590	26280	26280	26280
Sin Limitación	21590	26551	30275	36624

Las consecuencias son:

- Se sobrepasa la producción límite en el año 2003.
- La producción diaria máxima es de 119 MMm^3/día en el año 2010 contra 93 MMm^3/día con la limitación a la producción.
- La cuenca Noroeste no alcanza la máxima producción diaria establecida para los otros escenarios.

FACTOR DE UTILIZACIÓN DE GASODUCTOS
Escenario 3
Caso B
%

		2000	2003	2005	2010
Sin Limitación	Norte	79.9	87.4	85.7	90.8
	Centro Oeste	95.7	97.3	97.4	93.2
	NEUBA I y II	58.9	76.3	78.7	75.9
	San Martín	94.9	94.4	95.5	98.9
Con Limitación	Norte	79.9	87.4	89.7	99.0
	Centro Oeste	95.7	97.6	97.3	93.7
	NEUBA I y II	58.9	75.2	72.4	65.0
	San Martín	94.9	94.4	95.5	98.7

Con respecto al factor de utilización de los gasoductos, se opera una disminución en el gasoducto Norte y un aumento en los NEUBA. Esto está relacionado con la marcha anual de la producción en los yacimientos. Efectivamente, comparando las producciones diarias para cada mes en el año 2010 para ambas alternativas en las cuencas cabeceras de los gasoductos Norte y NEUBA se tiene el cuadro siguiente.

PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS
Escenario 3
Caso B
MMm^3/día

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Sin Limitación	Noroeste	37	37	37	38	39	41	41	41	39	39	38	37
	Neuquina	81	81	81	98	112	119	119	118	117	116	95	83
Con Limitación	Noroeste	50	50	48	49	50	50	50	50	50	50	50	49
	Neuquina	55	53	54	69	83	91	93	92	87	81	66	56

En este cuadro se ve que al levantar la limitación a la producción en la cuenca Neuquina pasa a haber mayor variación de la producción mensual en la cuenca Noroeste y la diferencia entre la menor y la mayor producción en la cuenca Neuquina disminuye. Esto es, la modulación de la oferta pasa a ser compartida entre ambas cuencas y la cuenca Neuquina participa con mayor producción aprovechando sus menores precios de transporte.

Con respecto al precio del gas, estos permanecen más estables a lo largo de todo el período de análisis, observándose un sendero creciente de los mismos pero con una variación entre puntas reducida a la mitad que en el caso con restricción a la producción. Esto es consecuencia de haber dejado de ser, el gas de la cuenca más cercana a los centros de consumos, un bien escaso.

6.7.16 Transporte de Gas entre Gran Buenos Aires y Litoral

Se realizó una corrida del modelo habilitando el flujo de gas entre el centro de consumo Gran Buenos Aires y el centro de consumo Litoral. El resultado obtenido fue negativo, es decir, el modelo no convalida la inversión del flujo manteniendo el transporte desde Litoral a Gran Buenos Aires decreciente y con mayores aportes del gas de la cuenca Austral como ya se explicitó pero, dentro de los límites del período de estudio, no llega a producirse el transporte inverso.

6.7.17 Balance de Gas en Argentina

Para cada escenario y cada caso se tiene un balance anual entre volumen entregado a la red e importación por un lado y exportación, consumo y pérdidas en transporte por el otro.

Balance de Gas
MMm^3

Año			2000	2003	2005	2010
Escenario 1	Caso A	Entregado	39.692	48.804	55.276	67.967
		Importación	0	0	0	1.441
		Exportación	9.708	12.678	14.966	20.357
		Consumo	28.506	34.442	38.354	45.917
		Pérdidas	1.478	1.684	1.957	3.134
	Caso B	Entregado	39.692	48.051	52.696	60.069
		Importación	0	0	0	1.286
		Exportación	9.708	11.464	12.235	12.577
		Consumo	28.506	34.920	38.647	46.306
		Pérdidas	1.478	1.667	1.814	2.472
	Caso C	Entregado	39.707	48.841	55.280	70.754
		Importación	0	0	0	1.555
		Exportación	9.708	12.678	14.966	22.145
		Consumo	28.520	34.478	38.356	46.730
		Pérdidas	1.479	1.685	1.957	3.434
Escenario 2	Caso A	Entregado	39.475	47.880	53.887	66.801
		Importación	0	0	0	1.403
		Exportación	9.708	12.678	15.249	20.327
		Consumo	28.296	33.579	36.762	44.863
		Pérdidas	1.470	1.623	1.876	3.013
	Caso B	Entregado	39.477	47.317	51.311	58.499
		Importación	0	0	0	1.226
		Exportación	9.708	11.464	12.235	12.577
		Consumo	28.298	34.248	37.307	44.826
		Pérdidas	1.470	1.605	1.769	2.323
	Caso C	Entregado	39.484	47.880	53.954	70.659
		Importación	0	0	0	1.505
		Exportación	9.708	12.678	15.386	23.343
		Consumo	28.305	33.579	36.686	45.389
		Pérdidas	1.471	1.623	1.882	3.433
Escenario 3	Caso A	Entregado	39.466	46.379	53.280	64.846
		Importación	0	0	0	1.406
		Exportación	9.708	12.678	15.792	20.364
		Consumo	28.288	32.065	35.631	43.033
		Pérdidas	1.470	1.637	1.857	2.855
	Caso B	Entregado	39.469	45.717	49.679	57.844
		Importación	0	0	0	139
		Exportación	9.708	11.464	12.235	12.577
		Consumo	28.291	32.631	35.679	43.149
		Pérdidas	1.470	1.622	1.765	2.257
	Caso C	Entregado	39.473	46.381	53.431	67.858
		Importación	0	0	0	1.433
		Exportación	9.708	12.678	15.984	22.502
		Consumo	28.295	32.066	35.580	43.615
		Pérdidas	1.470	1.637	1.868	3.173

Año			2000	2003	2005	2010
Escenario 4	Caso A	Entregado	39.467	46.442	53.106	64.436
		Importación	0	0	0	1.692
		Exportación	9.708	12.678	15.660	20.362
		Consumo	28.289	32.121	35.602	42.939
		Pérdidas	1.470	1.644	1.845	2.827
	Caso B	Entregado	39.469	45.715	49.646	57.094
		Importación	0	0	0	914
		Exportación	9.708	11.464	12.235	12.577
		Consumo	28.291	32.627	35.641	43.217
		Pérdidas	1.470	1.624	1.770	2.213
	Caso C	Entregado	39.474	46.444	53.309	67.351
		Importación	0	0	0	1.810
		Exportación	9.708	12.678	15.851	22.493
		Consumo	28.295	32.122	35.603	43.531
		Pérdidas	1.470	1.644	1.856	3.136
Escenario 5	Caso A	Entregado	39.232	45.637	51.812	62.695
		Importación	0	0	0	1.390
		Exportación	9.708	12.678	15.959	20.478
		Consumo	28.063	31.365	34.048	40.924
		Pérdidas	1.461	1.594	1.806	2.683
	Caso B	Entregado	39.233	44.857	48.132	56.070
		Importación	0	0	0	3
		Exportación	9.708	11.464	12.235	12.577
		Consumo	28.064	31.797	34.173	41.387
		Pérdidas	1.461	1.596	1.725	2.109
	Caso C	Entregado	39.232	45.637	51.782	62.696
		Importación	0	0	0	1.390
		Exportación	9.708	12.678	15.935	20.470
		Consumo	28.063	31.365	34.042	40.932
		Pérdidas	1.461	1.594	1.805	2.683

7. SIMULACIONES DEL SADI

Se presentan a continuación los resultados obtenidos de la simulación del sistema eléctrico de Argentina para el período 1999-2010, considerando los años de corte 2000, 2003, 2005 y 2010.

En los puntos anteriores se describieron las hipótesis planteadas para la prospectiva del sector eléctrico y se analizó la influencia que tendrían en este subsector factores tales como precios de gas y combustibles líquidos, evolución de la producción y las reservas de los mismos, capacidad de gasoductos, alternativas de exportación de gas a países limítrofes, etc.

Se utilizaron los modelos OSCAR-MARGO para la realización de las simulaciones de los despachos de carga asociados a cada uno de los cinco escenarios planteados, para los cuatro años de corte. En todos los casos se consideran los promedios de los resultados obtenidos de la utilización de las 56 hidrologías disponibles. Para algunos parámetros, tales como precios y consumo de combustibles, se realizaron corridas de sensibilidad utilizando hidrologías rica, media y pobre, correspondientes al 10%, 50% y 90% de probabilidad de excedencia respectivamente.

Se han incluido en las simulaciones los casos de exportación de energía eléctrica a los países limítrofes Brasil, Chile y Uruguay. En el caso de Brasil, fijada una potencia a exportar, se asumieron los factores de utilización definidos en la Prospectiva 98.

Los resultados que se presentan corresponden a los supuestos contenidos en el Escenario 3, detallado en el Capítulo 4, que considera un crecimiento medio de la demanda de 5,2% a.a. entre 1999-2010, y 2.000 MW de capacidad de intercambio entre Argentina y Brasil.

7.1. RESULTADOS GENERALES

El ingreso de generación previsto en el período con centrales de ciclo combinado de alto rendimiento y la incorporación de nuevos corredores y ampliación de los existentes para el sistema de transporte en los distintos escenarios, responde a la necesidad de, planteados los distintos niveles de exportación a los países vecinos, no se vea afectada la calidad actual del sistema, ni comprometida la seguridad del SADI, evitando la generación de precios locales. Bajo esta premisa se ha incorporado en cada escenario la oferta de mínimo costo, tanto de generación como de transporte, necesaria para abastecer la demanda interna y la exportación, manteniendo los precios del mercado en un nivel competitivo, sin afectación de la calidad de inicio.

Los nuevos ciclos combinados desplazan horas de funcionamiento de los grupos turbo vapor (TV) actuales con la consiguiente disminución del consumo específico promedio del parque. El mayor o menor despacho en invierno de grupos TV depende del nivel de exportación del escenario considerado.

Hasta el año 2000 el precio en la barra mercado se encuentra alrededor de 16 $/MWh en todos los escenarios, debido a que se produjo el ingreso anticipado de equipamiento térmico de alto rendimiento para cubrir las necesidades de exportación ya establecidas. Después los precios presentan una tendencia a la suba,

consecuencia de los supuestos adoptados en cuanto al crecimiento de la demanda, exportación a países vecinos e hipótesis de incorporación de equipamiento térmico, estabilizándose alrededor de los 19 y 20 $/MWh en el año 2010.

A diferencia de la prospectiva anterior, donde las centrales eléctricas tenían la característica de consumidor marginal de gas y las expansiones de la capacidad de transporte del sistema troncal de gasoductos eran definidas por el crecimiento de los picos invernales de la demanda firme, en esta oportunidad las simulaciones fueron realizadas bajo la hipótesis de que las usinas pagan parte de la expansión de gasoductos a futuro. De esta manera la restricción invernal hacia el largo plazo no superaría los dos meses, es decir, levemente superior al valor actual.

Es posible establecer un nivel de intercambio con Brasil de 5.000 MW hacia el año 2005, es decir 3.000 MW adicionales a los 2.000 MW planteados sin afectación en la operación del MEM, siempre que se realicen las ampliaciones de transporte planteadas (Escenario 1).

Para niveles de intercambio de 2.000 MW en el año 2002, 3.000 MW en el 2003 y 5.000 MW en el 2005 y para una situación hidrológica promedio en Brasil, el factor de utilización de la interconexión en situación de exportación resulta en la banda de 35% – 60%. En tanto, el ingreso de energía secundaria en el MEM presenta un factor de utilización de la interconexión inferior al 10%.

7.2. CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA

Hasta el año 2000 el cubrimiento del incremento de la demanda de energía estará dado por el ingreso de la generación térmica declarada. Se incorporarán casi 2.000 MW de ciclos combinados y la finalización de Pichi Picún Leufú, que acompañarán el crecimiento de la demanda y reemplazarán una parte significativa de horas de funcionamiento del parque TV actual de menor rendimiento.

La entrada en servicio de la cuarta terna aumenta en alrededor de 1.100 MW la capacidad de empuntamiento de las centrales hidráulicas de Comahue, mejorando sensiblemente la oferta para el pico del sistema y la optimización posible de los embalses del área.

Se prevé en el año 2000 el ingreso de los primeros 1.000 MW de intercambio con Brasil, que no afectan el normal funcionamiento del sistema ni se visualiza elevación del precio del sistema debido a que la oferta necesaria ya se ha incorporado desde el año anterior.

El incremento de la demanda media, entre los años 2000 y 2003, se puede estimar en un valor entre 940 y 1.870 MW entre escenarios extremos, sin contabilizar los intercambios internacionales que se establezcan. En este subperíodo se produce el ingreso de los segundos 1.000 MW de intercambio con Brasil en el año 2001 y 1.000 MW adicionales en los escenarios 1 y 2 en el año 2003, por lo que se hace necesario la entrada de ciclos combinados adicionales a los declarados. Una mayor utilización del parque térmico, junto con el ingreso de generadores térmicos declarados y ciclos combinados en Cuyo en escenarios 3 y 4, permitirán cubrir las necesidades de generación y exportación con cierta comodidad en los escenarios 2 a 4. Para el escenario 1 se agregan en este período ciclos combinados en Mercado y NOA. Como ya se aclarara en el capítulo de transporte, para el ingreso de los

segundos 1.000 MW de intercambio con Brasil es necesario que se verifique una capacidad de transporte mínima en los electroductos que vinculan GBA con NEA, y para el ingreso de los terceros 1.000 MW previstos en los escenarios 1 y 2 se incorpora la línea NOA - NEA, siempre bajo la premisa de no desmejorar la calidad y seguridad actual del SADI.

La demanda media entre los años 2003 y 2005 se incrementa entre 730 MW y 1.420 MW. Para cubrir este incremento, dependiendo del escenario, hay algunos ingresos declarados que se los considera recién en este período, y el resto consiste en ciclos combinados en Mercado, Comahue y Cuyo y las centrales hidráulicas del Bermejo en el año 2005. Para el escenario 1 se consideran 2.000 MW más de intercambio con Brasil, totalizando 5.000 MW, para lo que se agregan en este período la elevación de la cota de Yacyretá a 83 m en el 2004, ciclos combinados en Mercado, NOA y Comahue.

Entre los años 2005 y 2010, la demanda media se incrementará entre 1.900 y 3.600 MW. Para este subperíodo se supuso el ingreso de Atucha II en el 2006 y de ciclos combinados en GBA, Cuyo, Comahue y NOA que permitirán sostener el abastecimiento interno y la exportación. En el Escenario 1 sería factible el ingreso de generación hidroeléctrica, ejemplificada por la C.H. Corpus con 2.880 MW, en el año 2010, con el sistema de transporte asociado, agregándose también una tercera línea en el corredor GBA-NEA.

Las necesidades de empuntamiento del parque, considerando que la demanda evolucionará a factor de carga constante, se incrementarán a lo largo del tiempo. Estas necesidades deben ser cubiertas por el parque térmico despachado. Esto significa que la decisión de despachar un grupo u otro dependerá no sólo de su costo variable de producción, sino también de su capacidad de modulación.

7.3. INTERCAMBIO INTERNACIONAL

7.3.1. Brasil

Se han incluido en las simulaciones los casos de exportación de energía eléctrica a Brasil. Fijada una potencia a exportar, se asumieron los factores de utilización definidos en la Prospectiva 98, tal como se indica en el cuadro.

FACTORES DE UTILIZACION DE LA EXPORTACION A BRASIL

%	2000	2001	2003	2005	2010
1000 MW	35				
2000 MW		39	48	50	55
3000 MW			45		
5000 MW				48	60

Se asumió que las necesidades de importación de Brasil se asociarían con los bajos aportes hidrológicos. En consecuencia, se ordenaron en sentido creciente la serie de caudales de las 56 hidrologías con 52 valores semanales. Se relacionaron entonces las demandas de Brasil de la potencia requerida con las semanas e hidrologías de esa serie, hasta agotar el porcentaje de energía definido por el factor de utilización aplicado.

De esta forma las necesidades de importación brasileña coinciden con aportes bajos de Yacyretá, lo que provoca un incremento de precios en esas semanas en el mercado argentino.

Para el caso de aportes altos de Yacyretá, se presentan ofertas de potencia de Brasil al mercado argentino que reducen los precios e inclusive en algunos casos no pueden ser aprovechadas por saturación de las líneas que unen las regiones NEA y Litoral en el sentido norte-sur.

7.3.2. Chile

Se supuso un intercambio con Chile a través de dos puntos:

- en el NOA la interconexión a través de la central Termoandes, con 300 MW para la exportación y 300 MW disponibles para el SADI
- en Cuyo la interconexión con el SIC, con 300 MW a partir del año 2003 en los escenarios 1 a 4 y 200 MW adicionales a partir del 2005 en los escenarios 1 y 4.

Los niveles de utilización adoptados son los siguientes:

		Verano	Invierno
EXPORTACION	PICO	100 %	60 %
	RESTO	50 %	0 %
	VALLE	0 %	0 %
IMPORTACION	PICO	0 %	0 %
	RESTO	0 %	20 %
	VALLE	30 %	20 %

7.3.3. Uruguay

Se supuso un intercambio con Uruguay en el nodo Litoral, con 200 MW a partir del año 2000 en todos los escenarios y 300 MW adicionales a partir del año 2003 en los escenarios 1 y 2, con el siguiente nivel de utilización:

EXPORTACION	PICO	100 %
	RESTO	50 %
	VALLE	0 %
IMPORTACION	PICO	0 %
	RESTO	0 %
	VALLE	30 %

7.4. EVOLUCION DEL PRECIO DE LA ENERGIA

En los cuadros N° 7.1 a 7.5 se presentan los precios medios semestrales y el precio medio anual obtenidos para cada una de las regiones eléctricas, por escenario considerado. Los precios medios se calcularon como valores medios ponderados de los resultados de las 56 hidrologías.

Del análisis de los cuadros puede observarse que existe un buen equilibrio de precios en todos los escenarios. En líneas generales, los escenarios fueron

establecidos de manera de que no haya restricciones de transporte que provoquen precios locales.

En los escenarios 1, 2 y 4 se considera la entrada en servicio de la vinculación del sistema patagónico al SADI, por lo que en el año de corte 2000 no se consignan valores de precios para el nodo patagonia.

ESCENARIO 1 **Cuadro Nº 7.1**

PRECIOS MEDIOS SEMESTRALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA	PAT
v 2000	14.47	16.14	15.96	15.88	15.75	18.41	16.10	15.80	-
i 2000	14.14	18.07	18.16	18.05	17.92	33.28	18.28	18.20	-
v 2003	13.83	15.71	15.44	15.43	15.34	22.93	15.99	21.99	13.94
i 2003	18.13	24.27	23.34	23.50	23.32	31.36	24.84	32.28	18.26
v 2005	13.98	16.94	19.20	19.47	19.16	21.06	19.42	20.31	14.28
i 2005	17.89	27.56	27.33	28.27	27.41	29.68	28.38	28.20	18.17
v 2010	10.84	14.06	14.01	13.95	13.12	10.95	14.26	13.01	11.33
i 2010	15.30	25.62	25.44	26.09	25.23	22.74	26.26	25.62	16.10

PRECIOS MEDIOS ANUALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA	PAT
m 2000	14.31	17.12	17.11	16.94	16.86	25.69	17.17	16.91	-
m 2003	15.93	20.05	19.57	19.19	19.43	27.25	20.36	26.73	16.16
m 2005	15.90	22.33	23.46	23.49	23.39	25.32	23.84	23.95	16.27
m 2010	13.02	19.92	19.99	19.56	19.30	16.82	20.17	18.81	13.78

ESCENARIO 2 **Cuadro Nº 7.2**

PRECIOS MEDIOS SEMESTRALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA	PAT
v 2000	14.09	15.63	15.44	15.39	15.26	17.98	15.58	15.34	-
i 2000	13.26	16.91	16.98	16.88	16.76	32.64	17.09	17.04	-
v 2003	14.31	16.08	15.40	15.37	15.30	27.09	16.08	25.27	14.42
i 2003	17.46	22.86	20.03	20.01	19.78	33.32	23.14	33.82	17.64
v 2005	13.07	14.90	15.83	15.93	15.94	16.68	15.95	17.01	13.28
i 2005	17.28	22.99	22.96	23.45	23.06	26.03	23.41	27.39	17.65
v 2010	11.04	13.71	14.22	14.24	14.07	16.90	14.46	14.36	11.55
i 2010	16.59	24.15	23.69	24.13	23.65	35.22	24.52	24.77	17.30

PRECIOS MEDIOS ANUALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA	PAT
m 2000	13.68	16.28	16.24	16.12	16.03	25.15	16.33	16.12	-
m 2003	15.85	19.52	17.82	17.51	17.59	30.28	19.56	29.21	16.07
m 2005	15.14	19.00	19.56	19.33	19.58	21.34	19.62	21.80	15.52
m 2010	13.76	19.00	19.18	18.78	18.98	25.98	19.41	19.15	14.50

ESCENARIO 3 **Cuadro Nº 7.3**

PRECIOS MEDIOS SEMESTRALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA
v 2000	14.09	15.63	15.44	15.39	15.26	17.98	15.58	15.34
i 2000	13.26	16.91	16.98	16.88	16.76	32.64	17.09	17.04
v 2003	11.59	14.55	14.50	14.55	13.18	16.88	14.61	17.45
i 2003	13.75	21.59	21.48	22.13	19.95	27.92	22.04	29.64
v 2005	11.69	14.45	16.05	18.64	16.02	18.95	15.74	19.58
i 2005	14.50	22.27	23.24	25.63	23.31	31.75	22.72	33.45
v 2010	9.41	14.26	14.87	16.51	11.70	9.83	14.82	14.89
i 2010	12.31	26.31	26.07	27.41	17.75	22.70	26.83	27.96

PRECIOS MEDIOS ANUALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA
m 2000	13.68	16.28	16.24	16.12	16.03	25.15	16.33	16.12
m 2003	12.65	18.12	18.15	18.04	16.64	22.37	18.26	23.06
m 2005	13.07	18.42	19.81	21.80	19.75	25.31	19.18	25.97
m 2010	10.83	20.37	20.73	21.50	14.80	16.22	20.73	20.91

ESCENARIO 4 **Cuadro Nº 7.4**

PRECIOS MEDIOS SEMESTRALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA	PAT
v 2000	14.09	15.63	15.44	15.39	15.26	17.98	15.58	15.34	-
i 2000	13.26	16.91	16.98	16.88	16.76	32.64	17.09	17.04	-
v 2003	11.78	14.65	14.59	14.64	13.20	16.91	14.71	17.43	12.04
i 2003	13.76	21.73	21.63	22.27	20.11	28.62	22.17	30.28	14.07
v 2005	11.71	14.17	14.81	15.04	14.64	18.72	14.83	19.29	12.00
i 2005	14.20	21.45	21.95	22.87	21.80	32.05	21.88	33.69	14.65
v 2010	9.43	14.35	14.70	14.92	14.47	9.75	14.76	14.87	10.05
i 2010	12.02	25.91	25.23	26.40	25.14	22.32	26.42	27.64	12.57

PRECIOS MEDIOS ANUALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA	PAT
m 2000	13.68	16.28	16.24	16.12	16.03	25.15	16.33	16.12	-
m 2003	12.75	18.24	18.27	18.16	16.73	22.74	18.38	23.35	13.08
m 2005	12.93	17.86	18.55	18.58	18.31	25.34	18.30	25.93	13.36
m 2010	10.70	20.21	20.21	20.18	19.93	15.99	20.49	20.75	11.34

ESCENARIO 5 **Cuadro Nº 7.5**

PRECIOS MEDIOS SEMESTRALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

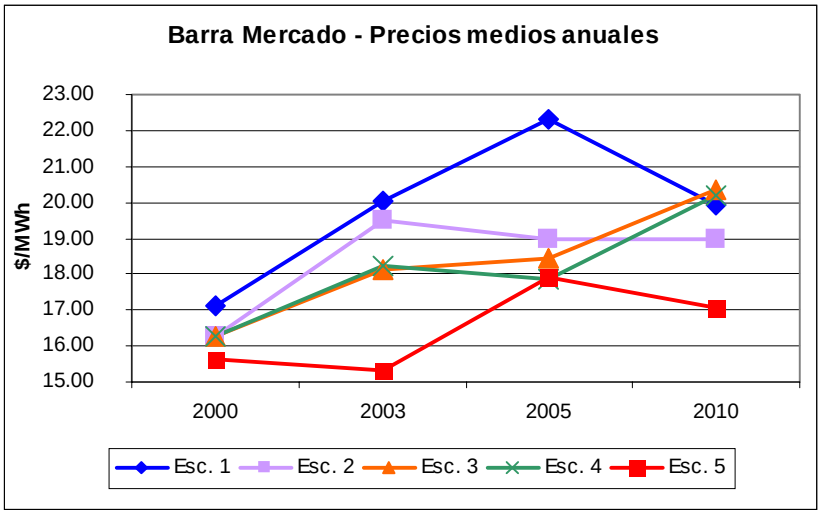
	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA
v 2000	13.77	15.19	14.99	14.94	14.81	17.73	15.14	14.89
i 2000	12.77	16.11	16.19	16.11	16.01	32.66	16.28	16.15
v 2003	10.81	13.17	13.06	12.89	12.06	14.30	13.21	14.71
i 2003	12.23	17.45	17.38	17.28	16.25	22.66	17.74	23.81
v 2005	10.94	13.70	13.88	13.69	13.94	15.59	13.87	16.06
i 2005	13.66	22.05	22.15	21.72	22.28	27.50	22.52	29.33
v 2010	9.00	12.37	12.94	12.75	10.55	12.87	13.10	13.43
i 2010	10.89	21.61	21.52	21.17	14.47	21.07	22.08	23.19

PRECIOS MEDIOS ANUALES POR AÑO DE CORTE - en $/MWh

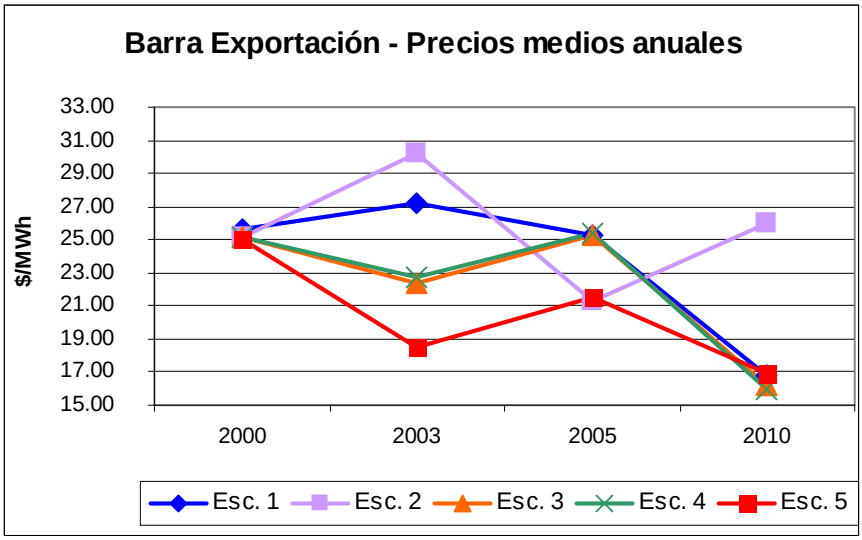
	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA
m 2000	13.28	15.65	15.62	15.51	15.42	25.03	15.70	15.46
m 2003	11.50	15.34	15.32	15.04	14.20	18.46	15.43	18.89
m 2005	12.27	17.93	18.21	17.64	18.20	21.52	18.12	22.17
m 2010	9.92	17.05	17.42	16.88	12.55	16.95	17.52	17.92

Se realizaron los gráficos de precios medios anuales para el caso de las barras de Mercado y de exportación a Brasil.

- Para la barra de Mercado y a nivel de precios medios anuales, en el año 2000 los precios se mantienen bajos (entre 15.6 y 17.1 $/MWh) debido a la sobreoferta determinada por los ciclos combinados instalados en Buenos Aires. En el resto de los años simulados los precios están en la banda de 18 a 20 $/MWh con excepción del año 2005 para el escenario 1 (22.3 $/MWh) como consecuencia del incremento de la exportación de 3.000 a 5.000 MW y en los años 2003 y 2010 del escenario 5 (15.3 y 17.1 $/MWh respectivamente) debido al muy bajo nivel de crecimiento de la demanda. En relación a los valores por semestre se puede observar que en todos los escenarios las diferencias entre precios de verano e invierno se amplifican como respuesta a que el crecimiento de la oferta viene dado por centrales de base (ciclos combinados), lo que no permite cubrir la demanda en los pico de carga con facilidad para las semanas de mayor demanda invernal.



- Para la barra de exportación a Brasil en el año 2000 se obtiene un precio de 25 $/MWh para todos los escenarios, en tanto que para el 2003 son muy diferentes; en particular para los escenarios 1 y 2 los valores son altos debido a que es el primer año en que la exportación se eleva a 3000 MW. En el 2005 los valores están entre 21 y 25 $/MWh en todos los escenarios, mientras que al 2010 bajan a 17 $/MWh, salvo en el escenario 2 que mantiene su nivel de 25 $/MWh (exportación alta) . En el escenario 1 se explica la caída abrupta de precio a pesar de ser el de mayor crecimiento de demanda y máxima exportación a Brasil, por la incorporación de la central hidráulica Corpus en el año 2010.



Para analizar el comportamiento de hidrologías extremas se presentan a continuación, a manera de ejemplo, los valores de precios obtenidos para el escenario 3 y el año 2003 para las hidrologías con probabilidad de excedencia del 10% (rica), del 50% (media) y del 90% (pobre).

ESCENARIO 3 – AÑO 2003
PRECIOS MEDIOS ANUALES en $/MWh

HIDROLOGIA RICA - 10%DE PROBAB.DE EXCEDENCIA

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA
PRECIO VERANO	9.56	12.41	12.34	12.47	11.71	11.50	12.39	12.01
PRECIO INVIER	10.87	16.09	16.03	17.15	15.54	14.96	16.32	16.26
PRECIO MEDIO	10.21	14.28	14.27	14.63	13.67	13.23	14.32	13.97

HIDROLOGIA MEDIA - 50%DE PROBAB.DE EXCEDENCIA

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA
PRECIO VERANO	12.00	14.47	14.27	14.33	13.02	13.87	14.46	14.22
PRECIO INVIER	13.32	16.62	16.36	16.46	14.28	15.21	16.67	16.47
PRECIO MEDIO	12.65	15.56	15.36	15.32	13.67	14.54	15.55	15.25
P.M.56 HIDROLOGIAS	12.65	18.12	18.15	18.04	16.64	22.37	18.26	23.06
DIFERENCIA	0	-2.56	-2.79	-2.72	-2.97	-7.83	-2.71	-7.81

HIDROLOGIA POBRE - 90%DE PROBAB.DE EXCEDENCIA

	COM	MDO	CEN	CUY	NOA	YAC	LIT	NEA
PRECIO VERANO	15.81	19.00	18.80	18.82	16.20	37.09	19.21	38.67
PRECIO INVIER	18.26	25.63	25.59	26.69	23.73	38.47	26.10	40.52
PRECIO MEDIO	17.01	22.35	22.38	22.47	20.05	37.78	22.61	39.53

Al comparar los precios en las distintas barras entre las 3 alternativas, se ve que la diferencia entre la pobre y la media es mucho mayor que entre la rica y la media, obteniéndose el máximo desvío en la barra de exportación a Brasil. Esto es consecuencia de la no linealidad de los precios con las variaciones de la demanda. Este efecto muestra la necesidad de procesar todas las hidrologías y ponderar sus resultados si se desea obtener una buena estimación de los precios medios. En el mismo cuadro se compara la hidrología media con los valores promediados de las 56 hidrologías obteniéndose los desvíos correspondientes, los que presentan el mismo comportamiento que en la comparación con valores extremos y es provocado por las mismas causas.

Lo expuesto anteriormente sugiere que para considerar condiciones medias como lo pide la regulación, éstas no deben ser referidas a la hidrología sino a los precios medios ponderados de todas ellas, lo que determina la necesidad de procesar, en todos los casos, las 56 crónicas disponibles.

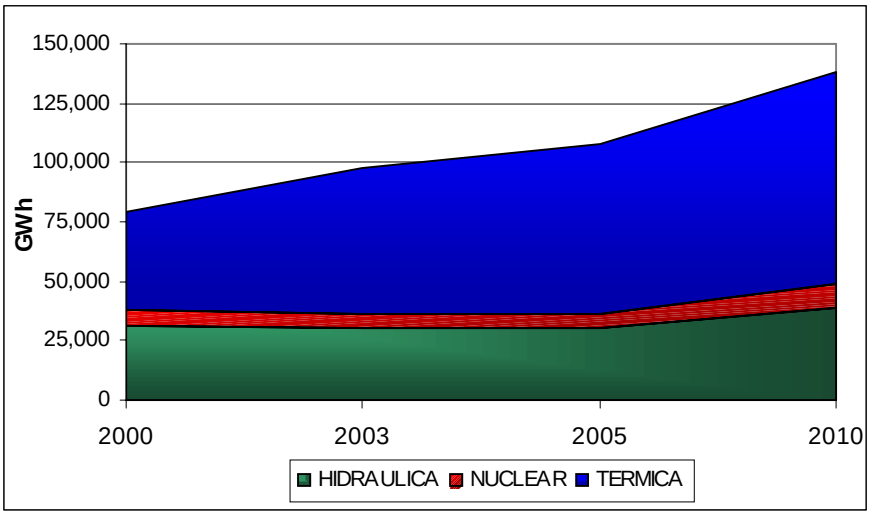
En el caso particular de la exportación, la regulación exige la no saturación del sistema de transporte por efecto de la magnitud a exportar requerida. Considerar sólo la hidrología media, en la cual no aparezcan saturaciones del sistema de transporte, no garantiza que no aparezcan precios locales en la zona de la exportación para otras hidrologías. Por ello es necesario la consideración de todas las hidrologías disponibles para determinar las ampliaciones del sistema de transporte necesarias para cada nivel de potencia a exportar.

7.5. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN

Para el Escenario 3, la estructura resultante de la generación evoluciona con un incremento progresivo de la participación de la generación térmica. Para el año 2000 la generación térmica participa con el 53%, la hidroeléctrica con el 40% y el 8% restante es nuclear. Hacia el año 2010, la estructura de generación resulta: 64% térmica, 28% hidráulica y 8% nuclear, que mantiene su participación debido al ingreso de Atucha II. La generación hidráulica baja en el año 2003 y 2005 porque se agrega la hipótesis de toma de potencia de Yacyretá por parte de Paraguay.

EVOLUCION DE LA GENERACION. Escenario 3
En GWh

	2000	2003	2005	2010
TERMICA	41.578	62.018	71.505	88.908
HIDRAULICA	31.505	30.141	30.333	38.902
NUCLEAR	6.071	5.995	5.997	10.360
TOTAL	79.154	98.154	107.835	138.170

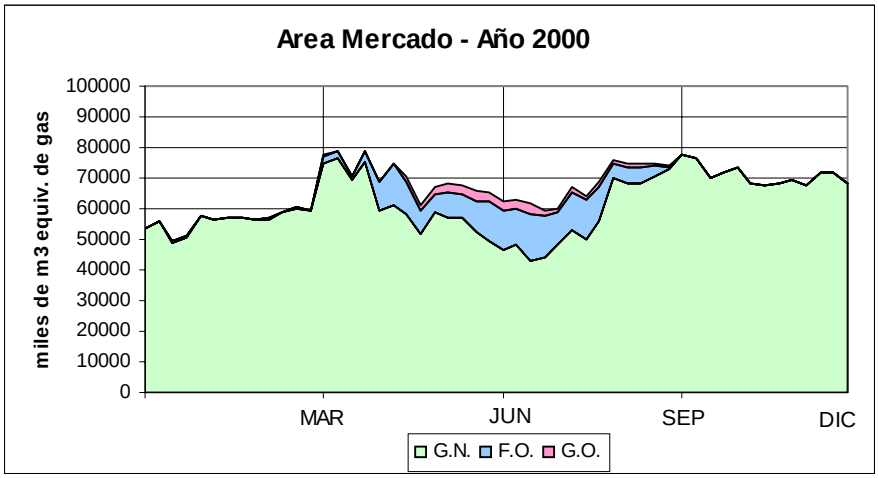


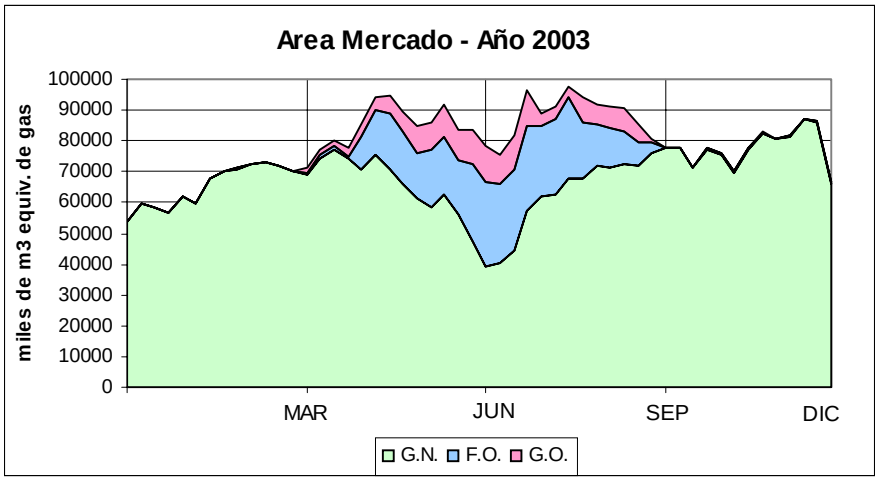
7.6. CONSUMO DE COMBUSTIBLES

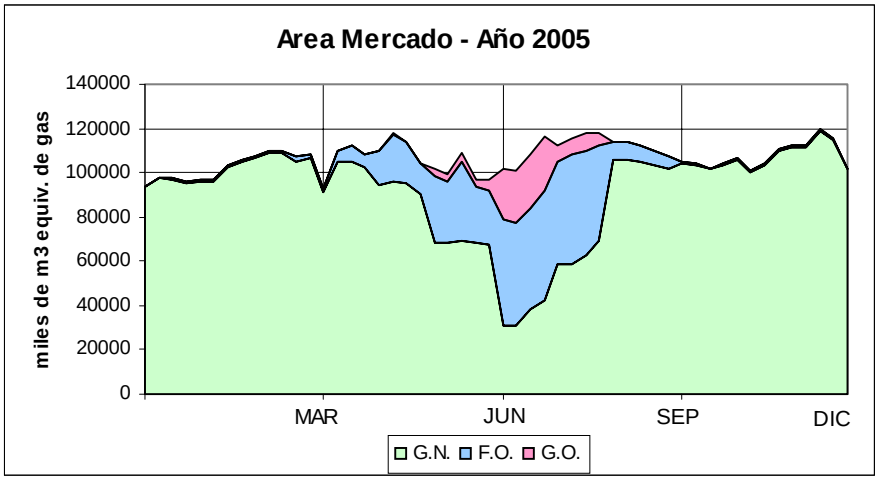
Se presentan a continuación los gráficos correspondientes al consumo de combustibles resultante de la simulación del Escenario 3 en el área mercado. Los valores se expresan en miles de m^3 equivalentes de gas.

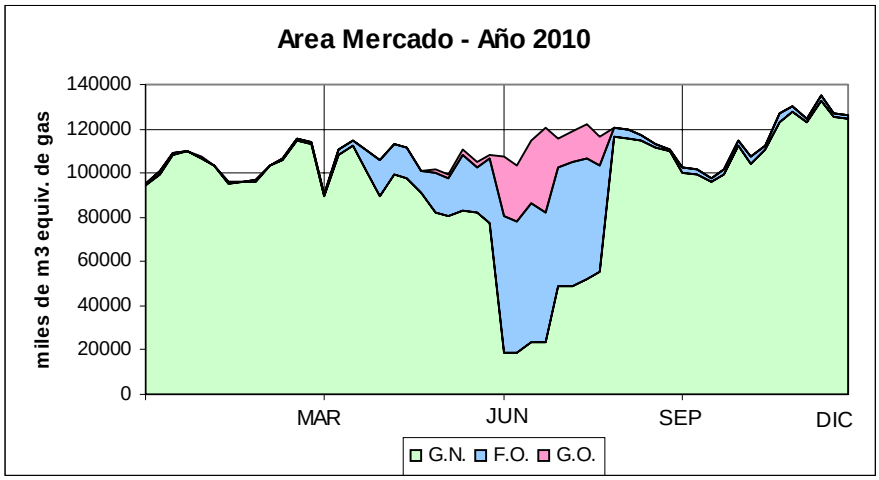
Como puede observarse en la figura, en los meses de invierno crece apreciablemente el consumo de combustibles líquidos, manteniéndose en alrededor de dos meses el lapso de mayor restricción. Hacia el final del período de análisis la restricción se profundiza, pero no aumenta la amplitud. Esto se debe a que la capacidad de empuntamiento de las centrales hidráulicas es relativamente menor a lo largo del tiempo, ya que la generación hidráulica permanece constante en valor absoluto.

Es importante destacar que las simulaciones fueron realizadas bajo la hipótesis de que las usinas pagan parte de la expansión de gasoductos a futuro, dado que, de no ser así, aproximadamente a partir del año 2003 el gas disponible en condiciones totalmente interrumpibles no sería suficiente para satisfacer la demanda de generación. Por lo tanto, las centrales eléctricas pagan parte de su abastecimiento en condiciones firmes, manteniéndose un mix óptimo de consumo de combustible alternativo. De esta manera la restricción invernal hacia el largo plazo no superaría los dos meses.


Area Mercado - Año 2000
miles de m3 equiv. de gas
100000
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
MAR
JUN
SEP
DIC
G.N.
F.O.
G.O.


Area Mercado - Año 2003
miles de m3 equiv. de gas
100000
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
MAR
JUN
SEP
DIC
G.N.
F.O.
G.O.


Area Mercado - Año 2005
miles de m3 equiv. de gas
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
MAR
JUN
SEP
DIC
G.N.
F.O.
G.O.


Area Mercado - Año 2010
miles de m3 equiv. de gas
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
MAR
JUN
SEP
DIC
G.N.
F.O.
G.O.

Como complemento del análisis del comportamiento del sistema ante hidrologías extremas que se mencionara en el punto 7.4., se presentan a continuación, a manera de ejemplo, los valores de generación térmica y consumo de combustibles obtenidos para el escenario 3, años de corte 2003, 2005 y 2010, para las hidrologías con probabilidad de excedencia del 10% (rica) y del 90% (pobre) con respecto a los valores obtenidos para el promedio de los resultados de las 56 hidrologías disponibles.

Escenario 3
Generación Térmica (GWh)

Año	RICA	MEDIA	POBRE
2003	59.944	68.014	78.353
2005	69.371	77.502	87.808
2010	94.286	99.268	110.433

Como puede observarse, las diferencias en cada año de las hidrologías extremas con respecto a la media son alrededor de ± 1.000 MW (medios).

En lo que se refiere a consumo de combustibles los resultados son los siguientes, expresados en miles de m^3 equivalentes de gas:

Escenario 3
Consumo de combustibles (Miles de m^3 equiv. de gas)

		RICA	MEDIA	POBRE
2003	Uranio	190,971	190,971	190,971
	Carbón	177,107	306,000	529,136
	Fuel Oil	384,261	627,668	1,141,957
	Gas Oil	234,371	330,448	563,705
	Gas Nat.	10,034,233	11,480,470	13,124,481
	Total	**11,020,945**	**12,935,557**	**15,550,250**
2005	Uranio	190,971	190,971	190,971
	Carbón	218,957	330,171	396,000
	Fuel Oil	480,786	961,266	1,633,264
	Gas Oil	69,457	218,029	816,152
	Gas Nat.	11,753,400	12,876,114	13,829,489
	Total	**12,713,573**	**14,576,552**	**16,865,877**
2010	Uranio	331,200	331,371	332,914
	Carbón	280,607	314,421	437,336
	Fuel Oil	940,225	1,043,900	1,171,579
	Gas Oil	209,114	281,667	238,210
	Gas Nat.	15,250,607	16,136,128	18,429,409
	Total	**17,011,753**	**18,107,488**	**20,609,447**

De acuerdo a estos resultados puede observarse que la diferencia entre una hidrología pobre y la media, redunda en un mayor consumo de combustibles líquidos, que en términos de m^3 equivalentes de gas natural, estaría alrededor de los 6 a 6,5 MMm^3/día. Por el contrario, en el caso de una hidrología rica frente a la media, el "ahorro" de combustibles ronda los 3 a 5 MMm^3/día según el año considerado.

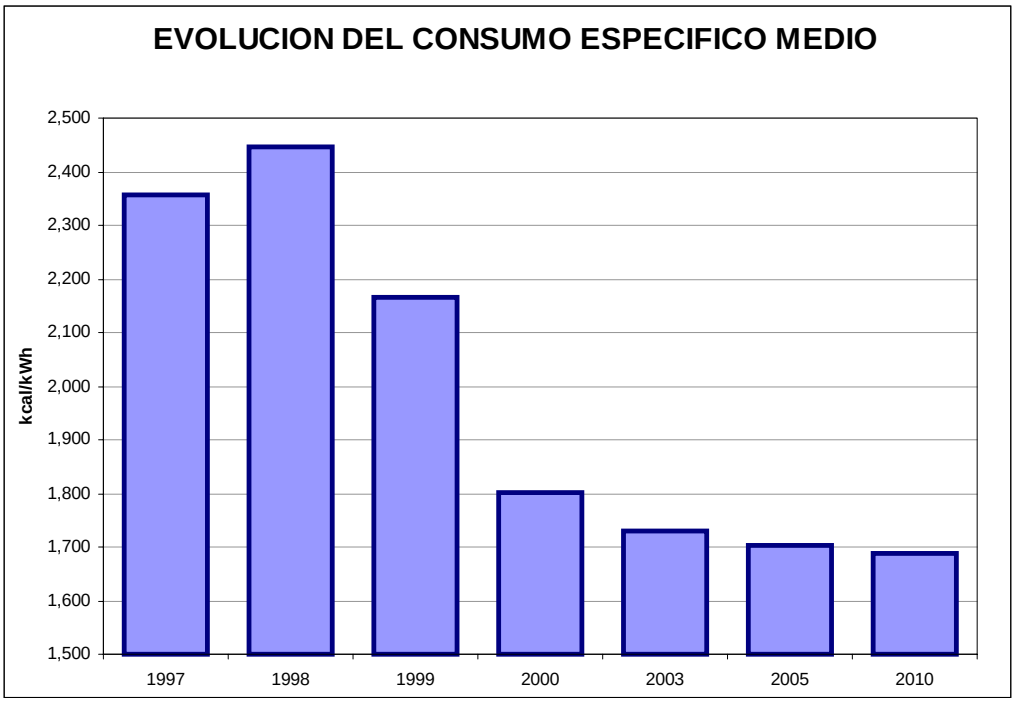
Cabe aclarar que las principales diferencias de volumen consumido de combustibles líquidos (fuel y gas oil) en las distintas hidrologías se producen en el período de

mayor restricción de gas, observándose que, independientemente de la hidrología, el consumo de gas natural en estos dos meses de restricción es aproximadamente el mismo, cubriéndose el consumo diferencial con combustibles líquidos. Como consecuencia, debería tenerse en cuenta que hacia el largo plazo los volúmenes a almacenar serán crecientes, por lo que será importante hacer las previsiones necesarias para contar con una adecuada logística de abastecimiento de combustibles, de manera de reducir los riesgos de déficit en los períodos críticos.

7.7. CONSUMO ESPECÍFICO MEDIO

Se presenta a continuación el gráfico de la evolución del consumo específico medio (C.E.M.) del parque térmico desde el año 1997. Puede observarse que en el año 1998 aumenta notablemente respecto al año anterior debido a que fue un año muy seco y el consumo de fuel oil pasó de una participación del 5% al 10%. Los valores del año 1999 corresponden hasta el mes de octubre inclusive, y valores proyectados para noviembre y diciembre.

Hacia el mediano plazo el C.E.M. decrece debido a la incorporación de nuevo equipamiento de muy buen rendimiento que desplaza generación térmica menos eficiente y la utilización de gas natural en mayor proporción. En los años 1998 y 1999 el gas natural participa alrededor del 87%, mientras que en los años siguientes crece hasta llegar a más del 90%. Hacia el largo plazo crece la participación relativa del nuevo equipamiento de muy buen rendimiento, lo que provoca que el consumo específico descienda y se estabilice alrededor de 1.700 kcal/kWh.



Nota: Años 1997 y 1998, valores estadísticos. Año 1999 valores reales hasta octubre inclusive, noviembre y diciembre proyectados.

7.8. CALIDAD DE SERVICIO EN EL SADI

7.8.1 Introducción

Para determinar el posible comportamiento del SADI se han tomado como base los resultados de la última simulación del sistema elaborada por CAMMESA y disponible al momento de la preparación del presente documento ("Informe de Simulación de Mediano y Largo Plazo, 1999-2006").

Del mencionado informe se han seleccionado los resultados del Escenario 3, el cual se basa en una tasa de crecimiento de la demanda del 5%, prácticamente coincidente con la adoptada en el presente documento. Existen diferencias en las hipótesis de oferta de generación que se incorpora en el periodo en estudio, siendo los valores adoptados por CAMMESA menores a los asumidos en este análisis.

De allí que el comportamiento de la calidad del sistema correspondiente a los supuestos de incorporación de equipamiento previstos en el Escenario 3 de esta Prospectiva, debería ser, en todo caso, más favorable que el obtenido en el informe de simulación de CAMMESA.

A continuación se muestra un resumen de los resultados incluidos en este último informe.

7.8.2. Interrupciones Programadas.

Indicador utilizado:

-Energía No Suministrada (ENS):
Es la esperanza matemática del déficit de potencia por la duración de la falla. La esperanza matemática se calcula como la suma de los déficits de cada escenario ponderado por su probabilidad de ocurrencia esperada. Se expresa en MWh por año.

La siguiente tabla muestra la evolución de la Energía No Suministrada

Año	ENS (MWh/Año)
2000	800
2003	1.200
2006	1.600

El comportamiento de este indicador está compuesto fundamentalmente por dos causas: la aleatoriedad en el parque de generación y la aleatoriedad en el transporte. A continuación se muestra el peso que cada una de estas causas tiene:

Año	Composición ENS (MWh/Año)	
	Generación	Transporte
2000	300	500
2003	500	700
2006	700	900

7.8.3. Interrupciones No Programadas

En la siguiente tabla se muestran para las combinaciones de año pobre y tasa de falla baja, y año rico y tasa de falla media, la probable energía no suministrada en los años 2003 y 2006, debida a interrupciones no programadas

Energía no suministrada (MWh)			
	Año pobre y t.falla baja	Año rico y t.falla media	Promedio
2003	1.310	3.580	2.445
2006	1.400	3.640	2.510

7.8.4. ENS total prevista anual para los años de corte 2003 y 2006

Año	ENS por Interrupciones Programadas	ENS por interrupciones no programadas	ENS total
2003	1.200	2.445	3.645
2006	1.600	2.510	4.110

7.8.5. Comportamiento histórico del sistema

De información suministrada por CAMMESA referida al comportamiento del sistema de transporte y de la oferta de generación, se ha extraído el siguiente cuadro:

Año	ENS por fallas en transporte (MWh)	ENS por déficit de generación (MWh)	ENS total (MWh)
1994	10.100	403	10.503
1995	14.900	585	15.485
1996	2.200	0.13	2.200
1997	8.012	217	8.229
1998	(sin apertura)	(sin apertura)	2.076

7.8.6. Conclusiones generales acerca de la calidad de servicio en el SADI

El análisis de calidad se efectuó desde el punto de vista de la continuidad del servicio. Para evaluar la calidad asociada a dicho componente se han realizado estudios relacionados con el riesgo de no-cubrimiento de la demanda de pico y una aproximación más amplia a la evaluación de los cortes provocados por fallas imprevistas, ya sea de generación como de transporte.

Se podrían describir a estos análisis como la evaluación de restricciones al suministro Programadas y No Programadas.

Estos análisis abarcaron sólo fallas de alta probabilidad de ocurrencia. No incluyen salida completa de estaciones transformadoras ni salidas en cascada ni eventos

combinados. No incluyen tampoco fallas en protecciones ni en equipo de maniobra alguno.

Cortes Programados:

Se observa una mejora, en los primeros años, en los indicadores de calidad de servicio ante situaciones de déficit de potencia o programadas dado por una mayor instalación de potencia con respecto al crecimiento de la demanda, y debida fundamentalmente a la generación instalada a fin de proveer la energía a exportar a Brasil.

En una consideración global, el luego paulatino desmejoramiento que se advierte en la calidad de servicio ante interrupciones programadas, se debe a una disminución en el volumen de la nueva generación previsto en la simulación realizada por CAMMESA, y que se prevé incorporar en el periodo considerado. Esta circunstancia se da también, muy especialmente, en lo relativo a las ampliaciones del sistema de transporte.

Cortes No Programados:

Si bien no se muestra en los cuadros, también en el caso de los Cortes No Programados se produce una mejora en el indicador de calidad en los primeros años. Ello se debe fundamentalmente a:

1- Implementación de una DAG adaptiva (inteligente) en el corredor Comahue-GBA que minimiza los montos de DAG ante fallas simples.

2- Entrada en servicio de la cuarta terna a partir del 2000.

3- Reducción de la potencia transmitida por el corredor Yacyretá en el período en que se está exportando a Brasil. Esta reducción del transporte reduce la DAG ante falla simple.

4- El incremento natural de la demanda disminuye los efectos de las DAG y sus cortes por subfrecuencia asociados.

5- La aparición de la exportación a Brasil produce una mejora de la calidad de servicio en el resto del SADI, al comenzar dicha demanda a participar en el esquema de cortes por subfrecuencia.

Dichos cortes a realizar ante contingencias en generación o en la red de transporte, deberán cumplir con lo previsto en la regulación vigente respecto de los esquemas de corte de carga a aplicar en los casos correspondientes.

6- Si bien el futuro decrecimiento de la calidad de servicio para el caso de interrupciones No Programadas no es tan evidente como en el caso de las Programadas, la no aparición de importante oferta de generación, el agotamiento de las posibilidades de incorporar mecanismos que garanticen un comportamiento más confiable del funcionamiento del sistema de transporte, y la no aparición de importantes ampliaciones de ese sistema, lleva también en el mediano plazo a un pequeño desmejoramiento de la calidad de servicio.

7.8.7. Diferencias con el documento de Prospectiva

Según se mencionó en la introducción, en este documento se ha supuesto un nivel de incorporación de generación mayor que el considerado por CAMMESA, en un valor de aproximadamente 1.400 MW más hasta el año 2003, y 1.000 MW hasta el año 2005. No se ha analizado en detalle el comportamiento del SADI en estas diferentes condiciones, pero la apreciable diferencia en los supuestos de incorporación de generación, indicarían que ese comportamiento del SADI debería ser considerablemente mejor que el que se verifica en las condiciones previstas por CAMMESA.

8. TRANSPORTE DE ENERGIA

8.1. Introducción

Según se mencionó en la versión de la Prospectiva 1998, es conocido que las ampliaciones en el sistema de transporte no han sido implementadas con la prontitud con que en un primer momento se esperaba.

Según la filosofía del modelo de transformación del sector eléctrico aplicada, la remuneración de las empresas transportistas debe cubrir básicamente sus costos de operación y mantenimiento, sin proveer fondos para las ampliaciones que se consideren necesarias. Las inversiones quedan a cargo de quienes deberían servirse de la correspondiente ampliación. Sin embargo la experiencia ha mostrado que las instalaciones de transporte, principalmente las de distribución troncal, han sido exigidas en forma creciente, en muchos casos obligando a un funcionamiento con niveles de tensión fuera de las bandas permitidas, u obligando al despacho de generación forzada local de bajo rendimiento, a fin de compensar faltantes tanto de potencia activa como de reactiva.

A fin de viabilizar la realización de obras con objetivo específico, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 208/98, introduciendo, entre otros temas, una regulación particular para los casos de ampliaciones en las que prime la mejora adicional de la calidad, la mejora de seguridad o el aumento de la capacidad de transporte.

Como un elemento adicional de facilitación de las inversiones en los sistemas de distribución troncal, la Resolución 208/98 también ha previsto la utilización de recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI). En virtud de ello las provincias podrán afectar ese tipo de recursos al régimen especial de ampliaciones de los sistemas de transporte regional de energía eléctrica.

Complementariamente con lo incluido en la Resolución 208/98, y con el fin de ofrecer alternativas adicionales que posibiliten el proceso de ampliación de las instalaciones en el Sistema de Transporte en Alta Tensión, la Secretaría de Energía ha emitido la Resolución 543/99, en que se introduce el concepto de Línea de Riesgo, y consecuentemente se agrega al Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Energía Eléctrica, el Título VI denominado Ampliaciones a Riesgo de la Capacidad de Transporte en el Sistema de Alta Tensión.

En los principales considerandos de esta última resolución, se contempla que conviene ampliar el espectro de mecanismos posibles de ampliación del transporte, creando nuevas figuras con mayores libertades respecto de las preexistentes, para de este modo brindarle nuevos instrumentos al mercado para que decida, por si mismo, las ampliaciones a efectuar en el Sistema de Alta Tensión. A estos fines se ha concebido una nueva modalidad de ampliaciones del sistema, denominadas Ampliaciones a Riesgo, respecto a las cuales la solicitud de ampliación podrá ser efectuada por un interesado o grupo de interesados, que se han denominado los Iniciadores, y que podrán ser o no Agentes del Mercado, habilitando así el ingreso al negocio del transporte a otros interesados que hoy no son reconocidos.

Según lo previsto en el proceso de Ampliaciones a Riesgo, los inversores que participen en definitiva del correspondiente Contrato COM, percibirán un peaje por parte de los usuarios de la ampliación, podrán además hacer uso de los fondos de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente, y gozarán adicionalmente del derecho a percibir las sumas recaudadas por derechos de congestión que pudieran generarse en el vínculo construido, conforme la proporción de su participación en el pago del Canon. En la mencionada resolución se explicitan los detalles de los pasos a seguir en el proceso previsto y los procedimientos a los cuales deberán ajustarse los diferentes participantes.

Adicionalmente, y con el fin de facilitar desde el punto de vista económico-financiero la necesaria expansión del Sistema de Transporte, posibilitando la implementación de las obras que no reúnen las condiciones de beneficio que posibilitarían su realización por el Mercado, se han emitido las Resoluciones 534/99 y 658/99, cuyos objetivos se mencionan a continuación:

-Resolución 534/99: Autoriza el uso del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT), para proveer el financiamiento de la ejecución de obras eléctricas destinadas a la compensación de la estructura de costos de las tarifas resultantes de diferencias regionales, y que se traduzca en una efectiva reducción de las tarifas a aplicar a usuarios finales. El efecto económico final deberá resultar indiferente a la ecuación económica del prestador y beneficiar al usuario final destinatario del subsidio.

-Resolución 658/99: Establece que a partir del 1/5/2000 el valor del recargo sobre las tarifas creadas por el Artículo 30 de la Ley 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley 24.065 y destinado al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE), que pagan los compradores de energía eléctrica en el MEM, entendiendo por tal a las empresas distribuidoras y a los grandes usuarios, será de 0,003 $/kWh, lo que representa un incremento de 0,0006 $/kWh respecto al valor vigente a la fecha. El incremento autorizado se destinará en exclusividad al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Interprovincial, el cual es creado por esta resolución, y cuyo objetivo será financiar obras consideradas como Ampliación Interprovincial de Transporte Destinada al Abastecimiento de la Demanda. Estas obras deberán cumplir con la condición que de la evaluación de sus beneficios, no resulta previsible que la obra propuesta sea impulsada por los agentes del mercado a su cargo, dentro de un horizonte mínimo de 5 años. Este fondo fiduciario tampoco será aplicable al financiamiento de obras para las cuales el Valor Presente del uso previsto de la obra por la oferta de energía, determinado para los primeros 5 años de servicio con una tasa de descuento del 10% anual, supere el 20% del total del uso, calculado mediante el método de las Areas de Influencia.

Es importante destacar que, tanto en la empresa de transporte en muy alta tensión como en las transportistas regionales, existen muchos casos de limitación en las capacidades de transmisión de algunos electroductos, debido a que algunos equipos tales como interruptores, transformadores de intensidad, bobinas de choque de alta frecuencia, etc., poseen una capacidad admisible menor a la del electroducto mismo. Las obras correspondientes al remplazo de esos elementos limitantes, caerían dentro de la categoría de Ampliaciones Menores, prevista en la regulación vigente.

También deberían incluirse en este rubro los reemplazos de algunos interruptores de potencia, cuya capacidad de ruptura ha sido superada por un aumento en el nivel de cortocircuito de su ubicación en el sistema. Sin embargo, y además del poder de ruptura de esos elementos, debe tenerse muy en cuenta que las instalaciones son diseñadas y construídas para un determinado nivel de esfuerzos electrodinámicos, el cual no puede ser superado por las condiciones de cortocircuito en ese punto, y de ello ocurrir no debería apelarse al mero cambio de los interruptores, sino que deberá modificarse adecuadamente la topología del sistema o apelar a otras medidas, a fin de no arribarse a condiciones de nivel de cortocircuito con solicitaciones electrodinámicas inaceptables.

El contenido de los párrafos siguientes tiene como base la información incluida en las guías de referencia de TRANSENER y de las transportistas regionales, en informes del Ente Nacional Regulador de la Electricidad y de CAMMESA, y en estudios del Area de Prospectiva.

8.2. Nivel de Muy Alta Tensión

8.2.1 Ampliaciones en curso

Se han considerado como ampliaciones en curso aquellas que como mínimo tienen presentada su Solicitud de Acceso.

8.2.1.1. Interconexión con Brasil desde la E.T. de 500 kV Rincón Santa María

Esta interconexión se implementará con una línea de 500 kV de 136 km desde la mencionada estación transformadora hasta el punto de frontera Garabí. Sobre territorio brasileño se instalará una estación conversora de frecuencia 50/60 Hz, y luego una línea en 500 kV de 386 km hasta la E.T. Itá. Se estima que esta instalación estará en servicio en mayo del año próximo.

Se prevé la instalación de un segundo circuito similar, para exportar 1000 MW adicionales, con entrada en servicio en el año 2001. En el apartado 8.2.2.5 se da información adicional acerca de la conexión de los segundos 1000 MW.

8.2.1.2. Capacitores Serie en E.T. 500 kV Recreo

Estos capacitores con una potencia nominal de 245,1 MVAr permitirán reducir las restricciones a las exportaciones de potencia del NOA. Se estima que estaría en operación en junio del año 2000.

8.2.1.3 Cuarta Línea de 500 kV COMAHUE-GBA

Esta línea de 1296 km de longitud, vinculará las estaciones transformadoras Piedra del Aguila, Choele Choel, Bahía Blanca, Olavarría y Abasto, con compensación serie en las estaciones Choele Choel y Olavarría. Se estima que esta línea entrará en servicio a fines del corriente año.

8.2.1.4 Estación Transformadora Macachín 500 kV

Se ubicará en la línea de 500 kV entre las estaciones Puelches y Henderson, con una potencia de 150 MVA y relación de transformación 500/132/13,2 kV. Se estima que entraría en servicio en agosto del 2001.

8.2.1.5. Estación Transformadora Ramallo 500 kV

Esta estación estará ubicada en la línea de 500 kV entre las estaciones Rodríguez y Rosario Oeste. Su construcción permitirá la conexión al SADI de la Central Térmica AES Paraná, con una potencia aproximada de 845 MW. Su puesta en servicio se concretaría en mayo del 2001.

8.2.1.6. Estación Transformadora Arroyo Cabral 500 kV

Se ubicará en la Provincia de Córdoba en la línea de 500 kV que une las estaciones Rosario Oeste y Almafuerte, con una potencia total de 300 MVA y relación de transformación 500/132 kV. Su puesta en servicio se concretaría en el año 2004.

8.2.1.7. Estación Transformadora Agua del Cajón 500 kV

Esta estación vinculará la central térmica de Agua del Cajón en el Comahue con la Estación Transformadora Chocón Oeste, con una línea de 500kV y 50 km de longitud. La estación transformadora constará de dos transformadores de relación 500/132/33 kV con una potencia de 350/350/100 MVA. Su entrada en servicio se prevé para fines del corriente año.

8.2.1.8. Estación Transformadora Plaza Huincul 500 kV

Esta estación vinculará mediante una línea de 500 kV y 50 km de longitud, la futura Central Térmica ENARGEN, de una potencia de 480 MW, con la Estación Transformadora Chocón Oeste. Su puesta en servicio está prevista para mediados del año 2001.

8.2.1.9. Ampliación de la Estación Transformadora Salto Grande Argentina

Esta ampliación consiste en la instalación de un segundo transformador 500/132 kV, 150 MVA. Se prevé su puesta en servicio para mediados del año 2000.

8.2.1.10. Ampliación Estación Transformadora Recreo 500 kV

En esta estación transformadora se instalará el segundo transformador de relación 500/312/34,5 kV y 150/150/50 MVA. Este nuevo transformador permitirá eliminar las restricciones al abastecimiento de las demandas de La Rioja y Catamarca, y aumentar la confiabilidad del suministro. Esta instalación estaría en servicio a fines del corriente año.

8.2.1.11. Ampliación Estación Transformadora Rosario Oeste 500 kV

Esta ampliación consiste en la instalación de un transformador de 500/132/13,2 kV y potencia 300/300/100 MVA, con el fin de eliminar las restricciones de abastecimiento

y generación forzada en las Provincias de Santa Fe y Entre Ríos. Se prevé su entrada en servicio para fines del corriente año.

8.2.1.12. Ampliación Estación Transformadora Bahía Blanca 500 kV

Esta ampliación consiste en la instalación de un transformador de 500/132/13 kV y potencia 300/300/70 MVA. Reemplazará al existente de 150 MVA, el cual será instalado como segundo transformador en la estación transformadora Recreo.

8.2.2. Otras ampliaciones en el nivel de Alta Tensión

En este capítulo se incluyen las obras de posible implementación, y que conviene tener en cuenta en función de las ventajas que ellas aportarían.

8.2.2.1 Conexión Comahue-Cuyo

La zona Cuyo se encuentra alimentada radialmente desde el área Centro, con las implicancias de confiabilidad que una alimentación radial tiene. El establecimiento de un vínculo entre Comahue y Cuyo proveería una conexión entre una zona de muy alto nivel de generación con una zona de demanda conectada a su vez al Sistema Argentino de Interconexión, incrementaría la capacidad de transferencia de energía del Comahue y permitiría una disminución en los niveles de Desconexión Automática de Generación (DAG) y Desconexión Automática de Demanda (DAD).

Este vínculo estaría constituido por dos ternas en serie de 500 kV, una de ellas de 530 km entre las estaciones transformadoras Chocón Oeste y Los Reyunos, y otra entre esta última estación y Gran Mendoza, con una distancia de 170 km.

Esta elección de Los Reyunos como estación intermedia surgiría tanto de las posibilidades de exportar energía a Chile (se supone una vinculación con una estación transformadora en la zona de Santiago de Chile), como de la conveniencia de aprovechar la misma para asegurar un punto de control de tensión en la zona sur de Distrocuyo, mediante una segunda vinculación del sistema regional cuyano con 500 kV.

De todas formas, y considerándose en forma individual, las negociaciones actuales de la exportación de energía eléctrica a Chile se harían sobre la base de una conexión entre la E.T. Gran Mendoza y posiblemente la E.T. Polpaico en Chile, sin necesidad de la línea Comahue-Cuyo, y utilizando generación ubicada en las inmediaciones de la E.T. Gran Mendoza.

De acuerdo a los resultados de estudios realizados por TRANSENER, y adicionalmente a las ventajas operativas ya mencionadas, la interconexión Comahue-Cuyo tendría las siguientes ventajas económicas:

- Se obtendría un ahorro importante de los costos de despacho total del SADI de aproximadamente 50 millones de pesos anuales.
- El ahorro de la demanda de las áreas Cuyo y Centro en energía y potencia sería de aproximadamente 32 y 7,5 millones de pesos respectivamente.
- Los ahorros superan el canon que le correspondería a los distribuidores de Cuyo y Centro.

- Los distribuidores, principalmente de las zonas Cuyo y Centro, obtendrían una disminución en el pago de sus penalidades.
- Esta obra facilitaría una interconexión con la zona eléctrica central de Chile, a los efectos de la exportación de energía a ese país.

Esta línea de 500 kV puede considerarse como una línea de mercado y su implementación quedaría en manos de los agentes de ese mercado.

Debe tenerse en cuenta que la construcción de este vínculo produciría una redistribución importante del pago del canon de las obras del SADI.

8.2.2.2. Interconexiones SIP-SADI y Cuyo-NOA

En la última versión de la Prospectiva 1998, se particularizó el tratamiento de las interconexiones del Sistema Patagónico con el Sistema Argentino de Interconexión, y la instalación de la interconexión de las áreas Cuyo-NOA (Línea Minera).

Si bien el estudio realizado por una empresa consultora contratada por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica mostraba ventajas comparativas de estas instalaciones, no resulta evidente que estas líneas puedan ser consideradas de mercado, y en consecuencia ser encaradas según los procedimientos correspondientes incluidos en la regulación.

Con la metodología introducida por la Resolución 543/99, relativa a Líneas de Riesgo, unida a la eventual participación del Estado Nacional o los Estados Provinciales como Iniciadores del proceso de aplicación de los pasos previstos en la mencionada resolución, podría llegar a concretarse la construcción de estas interconexiones.

Sin embargo, particularmente en el caso de la línea SIP-SADI, deben incluirse dos novedades importantes:

1. Mediante la Resolución 400/99, se suspende en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico la vigencia y aplicación del apartado relativo a Grandes Usuarios Interrumpibles de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Esta resolución ha traído como importante consecuencia una disminución en el precio monómico esperado de la energía en el Sistema Patagónico de alrededor del 10 %.

2. La posible instalación de un nuevo ciclo combinado en Comodoro Rivadavia más el eventual cierre a ciclo combinado de Los Perales y la Central Patagonia, aportaría una adición importante (aproximadamente 140 MW) de generación de menor consumo específico en la zona más necesitada de la región, lo cual produciría una baja en los precios esperados de la energía.

Estos dos elementos influirían en la determinación de la fecha óptima para la puesta en servicio de la interconexión, prorrogando en el tiempo su justificación económica. La eventual participación en la financiación de la obra de organismos gubernamentales podría hacer posible su más temprana implementación.

Para el caso de la interconexión Cuyo-NOA (Línea Minera), cuyas características se desarrollaron en detalle en la Prospectiva 1998, versión mayo 1999, una

consecuencia importante de su implementación, la provisión de mayor confiabilidad al área Cuyo, dejaría de tener importancia si se implementa la interconexión Comahue-Cuyo descripta en el párrafo anterior.

8.2.2.3. Interconexión NOA-NEA

Esta línea en 500 kV, que conectaría las estaciones transformadoras de El Bracho y Resistencia, pasando por una nueva estación ubicada probablemente en la localidad Charata de la Provincia del Chaco, adquiere real conveniencia en caso que la exportación de energía eléctrica al Brasil supere el nivel de 2.000 MW. En caso de superarse ese nivel se plantearían como obras de transmisión alternativas para satisfacer ese incremento de potencia, el refuerzo de la vinculación GBA-NEA, o la conexión NOA-NEA. Las longitudes de ambos electroductos es similar y por lo tanto también su costo. Sin embargo, y en razón que el precio del gas necesario para la generación de la energía a exportar, es apreciablemente más barato en la zona del NOA que en el GBA, se impondría en consecuencia la alternativa NOA-NEA.

8.2.2.4. Línea Mar del Plata-SADI

Dada la situación muy comprometida de abastecimiento de energía eléctrica y de operación del área de la Costa Atlántica, las empresas TRANSENER y TRANSBA han realizado estudios sobre la conveniencia de instalación de una línea en 500 kV que vincule la actual estación transformadora Olavarría con una nueva estación 500/132 kV, equipada con dos transformadores de 300 MVA, y ubicada en la Ciudad de Mar del Plata.

El gran inconveniente actual de esta zona reside en la necesidad de despachar generación forzada en la época de mayor demanda, y además en las serias consecuencias de desconexión de carga a las que debe apelarse en caso de contingencias simples en el actual sistema de 132 kV que vincula las estaciones transformadoras del sistema.

Sin embargo la empresa EDEA, a cargo de la distribución de energía eléctrica en la zona de Mar del Plata y las localidades de la Costa Atlántica aledañas, se ha inclinado inicialmente por una alternativa mixta, que involucra nueva generación en Mar del Plata y mayor transmisión por 132 kV hacia la Costa Atlántica, para luego, con este respaldo, incorporar la línea de 500 kV. Con respecto a esta línea, EDEA consideraría en principio como mejor alternativa una línea entre las estaciones transformadoras de Abasto y Mar del Plata, la cual presentaría las siguientes ventajas:

- Posibilidad de construir en el futuro una estación transformadora de 500 kV en su área de concesión.
- Posiblemente la traza de la alternativa Abasto-Mar del Plata presente menores problemas de tipo ambiental para su construcción que la variante desde Olavarría.

Esta obra entraría en servicio en el año 2003.

8.2.2.5. Interconexión con Brasil – Análisis del Sistema de Transporte para la exportación de los segundos 1000 MW

En la información elaborada por CAMMESA con motivo de la solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente para la exportación de los segundos 1000 MW, se insiste en que las condiciones de exportación no deben comprometer la seguridad del SADI, ni deben desmejorar el nivel de calidad de servicio en el mismo.

Debe enfatizarse que además la conexión de la exportación deberá cumplir en su parte operativa, lo previsto en la regulación vigente respecto de los esquemas de corte de carga a aplicar en los casos correspondientes.

Del análisis de los despachos de las 56 crónicas hidrológicas se deduce que, a fin de mantener las condiciones actuales de calidad de servicio en la zona del NEA, es necesario que las capacidades de transporte de los electroductos de 500 kV que vinculan GBA con NEA, en la operación conjunta del sistema sean las que se muestran a continuación:

Electroducto	**Capacidad (MW)**
R. Oeste-S.Tomé	1100
S.Tomé-Romang	1100
Romang-Resistencia	1100
Resistencia- Rincón S.María	1200
Rodríguez-Campana-Salto Grande	1300
Salto Grande-Rincón S.María	1200

Estas capacidades evitarían los cortes de carga y la aparición de precios locales en el nodo de exportación, en una alta proporción de las condiciones hidrológicas registradas.

8.2.2.6. Ampliación de la Estación Transformadora Colonia Elía 500 kV

Esta ampliación consiste en la instalación de un transformador 500/132/13 kV y potencia 150/150/65 MVA, para atender el crecimiento de la demanda en la Provincia de Entre Ríos. Se prevé su ingreso a fines del año 2000.

8.2.2.7. Ampliación de la Estación Transformadora Campana 500 kV

Esta ampliación consiste en la instalación de un transformador 500/132/13,2 kV, y potencia 300/300/70 MVA. Se prevé su ingreso en el año 2002.

8.2.2.8. Ampliación de la Estación Transformadora Luján 500 kV

Esta estación transformadora está ubicada en la Provincia de San Luis, y conectada a la línea que une la estaciones Río Grande y Gran Mendoza. Actualmente la estación cuenta con un transformador de 150 MVA y alimenta instalaciones de 132 kV de la empresa distribuidora EDESAL. La ampliación consiste en la instalación de un segundo transformador 500/132/33 kV, 150/150/50 MVA. Se prevé su ingreso para fines del año 2000.

8.2.2.9. Estación Transformadora Matheu 500 kV

Esta es una nueva estación transformadora de 500 kV, equipada con dos bancos de transformadores monofásicos, cada banco con una potencia de 800 MVA. Esta estación permitirá eliminar restricciones al abastecimiento y generación forzada en GBA, y mejorar la confiabilidad del suministro. Según previsiones de EDENOR, su ingreso se haría en enero del 2003.

8.2.2.10. Apertura de la línea 500 kV Campana-Rodríguez para formar Campana-Matheu y Matheu-Rodríguez

Esta obra consiste en la apertura de la línea de 500 kV a10 km de la ET Rodríguez y la construcción de una doble terna de 16,5 km hasta la ET Matheu 500 kV. Se prevé su ingreso para enero del 2003.

8.2.2.11. Estación Transformadora El Brete 500 kV

Esta nueva estación transformadora estará ubicada en la línea que une las estaciones transformadoras S. Tomé y S. Grande de Argentina, tendrá un transformador de 500/132 kV, 150 MVA. Su objetivo será eliminar la sobrecarga permanente de los transformadores de S. Tomé. Se prevé su ingreso para principios del 2003.

8.2.2.12. Estación Transformadora San Isidro 500 kV

Esta ampliación consiste en la instalación de un transformador de 500/132 kV, de 300 MVA en la actual estación transformadora San Isidro ubicada en Posadas, Provincia de Misiones, a fin de aumentar el abastecimiento del sistema eléctrico provincial desde el SADI. Una vez instalado el transformador mencionado, la actual línea de 500 kV que opera actualmente en 132 kV, pasará a funcionar en 500 kV. Su ingreso se produciría para fines del 2002.

8.2.2.13. Central Térmica Tucumán

Esta obra consiste en la conexión directa a 500 kV de la Central Térmica Tucumán, mediante un transformador de 500/138/34,4 kV, de 600/600/200 MVA. Entrada en servicio prevista: junio del 2001.

8.2.3 Obras menores en el nivel de Alta Tensión

Junto con las propuestas que fueron mencionadas previamente, existen otras obras de menor costo, pero de gran importancia operativa, que deberán implementarse a fin de completar el funcionamiento del sistema de muy alta tensión y el aporte a sus usuarios en condiciones de confiabilidad adecuadas.

1. Instalación de un segundo transformador de 500/220/33 kV, pero de potencia 300 MVA en la estación transformadora Henderson. Como alternativa de menor costo e inferior nivel de confiabilidad, podría considerarse la posibilidad de reemplazo del actual transformador de 200 MVA por uno de 300 MVA. Esta obra está relacionada con la propuesta de duplicación de la línea de 220 kV Henderson-Bragado.

2. Instalación de un nuevo transformador de 220/132/13,2 kV, pero de potencia 300 MVA en la estación transformadora Ramallo. Esta obra es necesaria para salvar problemas de sobrecarga del transformador existente, y por la imposibilidad de forzar más de dos unidades de la Central San Nicolás por problemas de nivel de cortocircuito.

3. Instalación de potencia reactiva en el área del GBA. A fin de permitir un adecuado funcionamiento del sistema de 500 kV del GBA, se hace necesario la instalación de potencia reactiva en el área. En principio se ha determinado la conveniencia de instalación de 2x250 MVAr en la E. T. Abasto y de un incremento de 180 MVAr en la E.T. Rodríguez. Convendría además considerar el reemplazo de los compensadores sincrónicos de la estación transformadora Ezeiza por compensación estática, dada la antigüedad de los mencionados compensadores y teniendo en cuenta la disminución en el aporte de nivel de cortocircuito que su reemplazo ocasionaría.

4. Complementariamente con la necesidad de las instalaciones mencionadas, se considera necesario hacer un rediseño del sistema de comunicaciones del SADI, en virtud de la tendencia actual de incrementar la capacidad de transferencia de transmisión hasta llegar en lo posible a su limitación térmica. Esta tendencia implicaría la utilización de modernas técnicas de estabilización, control y supervisión, sustentadas en sistemas de comunicaciones más rápidos y confiables.

8.3 Nivel de Distribución Troncal

La mayoría de los sistemas de distribución troncal poseen líneas radiales, en regiones geográficas extensas, con casi imposibilidad de establecer cierres en los niveles de media tensión, lo cual implica condiciones de confiabilidad no asegurada. Sin embargo el desempeño de esos sistemas ha mostrado una apreciable mejoría en los últimos años como se verá más adelante en el capítulo de evaluación de desempeño, lo cual ha cooperado a mantener una calidad de servicio, desde el punto de vista de las interrupciones del servicio, que ha ido mejorando apreciablemente. La solución de los temas de control de tensión y de potencia reactiva que comprometen la operación adecuada de los sistemas implicaría inversiones relativamente menores.

En la revisión de la Prospectiva 1998 de mayo de 1999, se hizo referencia al Informe de la Situación del Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, emitido en diciembre de 1998 por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Aún no se ha realizado una actualización de ese informe de situación, pero los problemas principales subsisten. Sin embargo, a nivel de los Comités Regionales de Transporte se está realizando una importante labor de intercambio de información de necesidades y opiniones, lo cual redunda en una mejor coordinación de los esfuerzos que los diferentes protagonistas pueden realizar.

En el mencionado informe del ENRE, se enfatiza el hecho que en varias regiones, en las estaciones transformadoras de 132 kV, debe operarse con tensiones fuera del rango convenido en los contratos de concesión. Este hecho se debe en general al no cumplimiento del nivel del factor de potencia comprometido por los usuarios conectados al sistema de distribución troncal. El control de tensión y la no adecuada

provisión de potencia reactiva genera serios problemas que atentan contra la eficiente operación de los sistemas involucrados.

De acuerdo a los criterios operativos adoptados por CAMMESA, y explicitados por el ENRE en su informe, para controlar las tensiones del sistema tratando de lograr un mínimo costo para el sistema, incluso el de la energía no suministrada, se siguen diferentes pasos en los cuales la última medida es solicitar cortes de demanda.

Estos pasos se detallan a continuación:

1. Conexión de capacitores y aumento de excitación de generadores hasta el 90% de su curva de capabilidad.
2. Adecuación del perfil de tensiones en el Sistema de Transporte de Alta Tensión.
3. Modificación de topología de la red.
4. Ingreso de generación forzada.
5. Aumento de excitación de generadores al 100 % de su carga de capabilidad.
6. Disminución de tensiones del SADI por debajo de la banda admitida.
7. Solicitud de reducción de consumo de reactivo a demandas que no cumplen con el factor de potencia tolerado.
8. Solicitud de reducción de tensiones en distribución.
9. Solicitud de cortes de carga.

De acuerdo a la filosofía ya mencionada respecto de las inversiones a implementar en los sistemas de distribución troncal, es conocido que no son esas empresas transportistas las responsables de las inversiones necesarias para mejorar la confiabilidad del suministro o la adecuación de las instalaciones para satisfacer el incremento de la demanda.

En sus guías de referencia, las empresas distribuidoras troncales proponen la realización de las obras que ellas entienden son necesarias para un adecuado funcionamiento de su sistema. Considerando las obras propuestas por esas empresas y que fueran resumidas en el informe mencionado del ENRE, y las acciones que se llevaron a cabo durante el corriente año, aún no se advierte una respuesta apreciable de los usuarios de los respectivos sistemas a fin de encarar las obras que las distribuidoras troncales consideran necesarias.

De todas formas debe tenerse en cuenta que siendo lo explicitado en las guías de referencia una visión de la solución de los problemas desde el punto de vista de los transportistas, los usuarios utilizando tendencias quizás diferentes de evolución de las variables, y aplicando métodos de costo-beneficio, pueden arribar a conclusiones no coincidentes con lo previstos por los responsables de la distribución troncal. De allí la importancia de la actividad en los comités regionales y los acuerdos que a nivel zonal puedan lograrse. El real éxito de esta actividad exige la principal participación en estos comités de no solo la distribuidora troncal y los usuarios del sistema, sino además del Ente Regulador Provincial, representando si así se decide los intereses provinciales, y de representantes del Ente Regulador Nacional de la Electricidad, del Consejo Federal de la Energía y de la Secretaría de Energía.

Según ya se comentó al principio de este capítulo, y dado que razones de conveniencia social podrían aconsejar la realización de ciertas obras, no consideradas económicamente convenientes por los usuarios del sistema, se ha incluido en la Resolución 208/98 el Régimen Especial de Ampliaciones de los

Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica con Recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI). A esos efectos la mencionada resolución prescribe en su parte inicial que las ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica a construirse con recursos provenientes del FEDEI podrán ser solicitadas por la Provincia a la que se hayan asignado los correspondientes recursos o por el organismo que dicha Provincia designe, en los términos del Título II "Contrato entre Partes" del "Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica" que integra el Anexo 16 "Reglamentaciones del Sistema de Transporte" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de los Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS).

Se entiende que una apropiada aplicación a la expansión del transporte zonal de parte de los recursos que las provincias reciben como fondos del FEDEI, solucionaría falencias en los sistemas que los actores privados aducen no estar en condiciones de encarar. Los estudios que conducen a la actitud a tomar por los diferentes actores relacionados con las obras analizadas, deberían ser expuestos en las reuniones de los comités regionales, a fin de hallar formas de participación que permitan arribar a la solución buscada.

8.4. Evaluación de desempeño

CAMMESA ha desarrollado un resumen del desempeño habido de las distintas empresas transportistas, en base a la información presentada por esas empresas en sus guías de referencia.

De la información relevada se advierte una notable mejoría en el desempeño de las líneas a cargo de las nuevas empresas.

En la tabla siguiente se muestra el número de fallas por cada 100 km de líneas y por año, de cada empresa. Esta relación es comúnmente conocida como índice de desempeño de las líneas y se lo representa con la letra griega λ (lambda).

TRANSPORTISTA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Km de líneas en 1998
STAT	1	1.1	1	0.9	0.5	0.5	7.914
CUYO	4.7	4.5	2.9	2.3	2.3	1.1	1.245
COMAHUE	7.3	5.8	7.3	5.7	3.9	3.8	894
NEA	11.4	13.5	7.1	5.8	5	4.9	975
NOA	8.8	4.9	5.9	3.7	3.2	4	2.765
BUENOS AIRES	4.2	4.3	3.9	3.4	3.1	4.2	5.536
PATAGONIA	1.2	1.7	2.1	1	0.7	0.9	2.416

En general puede destacarse que el desempeño global de todas las transportistas ha ido mejorando en forma sostenida.

En particular en el área NEA aún se registra un valor global de λ del orden de 5, pero el resto está por debajo del valor a partir del cual se duplican las penalizaciones (4 fallas por año y por 100 km).

Del detalle de performance presentado por CAMMESA se deduce que la dispersión del desempeño para cada una de las zonas internas dentro del área de cada transportista, ha disminuido en los últimos años, presentándose una tasa similar en todas las zonas.

A pesar de lo anterior, es necesario destacar el caso de la zona sudeste de NEA, que mantiene una tasa de falla (λ = 8.7), bastante más alta que la media del área y del sistema.

8.5. Zonas con riesgo de abastecimiento

A continuación se da un detalle de las zonas con riesgo de abastecimiento, teniendo como base el estado de situación incluido por CAMMESA en su informe del 3/6/99, lo propuesto por los transportistas en sus guías de referencia y los análisis realizados en el Area de Prospectiva.

8.5.1. Area NOA

Las Provincias de Salta y Jujuy tienen una alta dependencia de la Central Güemes y puede complicarse su abastecimiento ante la indisponibilidad de dos generadores de la misma. Se encuentra en periodo de análisis la incorporación al SADI de generación proveniente de la Central Nueva Güemes. Esta nueva fuente otorgaría mayor confiabilidad al área mencionada.

La Provincia de Santiago del Estero y el sur de Tucumán, serían seriamente afectados de ocurrir la salida fuera de servicio de las líneas de 132 kV El Bracho-Río Hondo, o del corredor Independencia-Villa Quinteros-Río Hondo. Para proveer mayor confiabilidad a la zona debería construirse una nueva línea El Bracho-Santiago Centro.

Las Provincias de Catamarca, La Rioja y parcial de Santiago del Estero y Tucumán, tienen problemas por saturación del transformador de Recreo hasta que se concrete su duplicación. La instalación del segundo transformador se encuentra en proceso de adjudicación.

Las provincias mencionadas en el párrafo anterior tienen también una debilidad estructural del sistema de 132 kV desde Recreo hasta Frías. El área es totalmente dependiente de la generación de Frías y La Rioja, aunque esta última no reemplaza los problemas de bajas tensiones ante la indisponibilidad de generación de Frías, lo cual crea serios riesgos de abastecimiento al área.

La construcción de la línea Recreo-Frías se hace indispensable para que el abastecimiento se preste con mínimas condiciones de seguridad. Por otra parte, en toda esta zona la calidad de tensión es baja siendo sometido cada usuario a variaciones bruscas de tensión ante perturbaciones ocurridas en cualquier punto de la red.

8.5.2. Area Cuyo

En esta región se pueden diferenciar tres zonas:

La Zona Norte, que comprende la provincia de San Juan, presentará problemas ante la pérdida de la línea de 220 kV Cruz de Piedra-San Juan en la región, ya que el vínculo por la línea de 132 kV no tiene la capacidad suficiente para abastecer el área, y dado lo limitado de la generación hidráulica local.

Para el año 2003 está prevista la puesta en servicio de la central hidráulica Los Caracoles (dos turbinas de 61,7 MW cada una), y la central hidráulica Punta Negra (dos turbinas de 30 MW cada una). En ese mediano plazo, la situación mejoraría y con estas centrales podría suplirse la energía no suministrada por la eventual falla de la línea de 220 kV.

Si bien en la actualidad se está instalando compensación shunt para mantener los niveles de tensión, en el mediano plazo se hará necesario un refuerzo de la alimentación a San Juan. El área cuenta con un único transformador 220/132 kV para su alimentación.

Se encuentra en etapa de evaluación la instalación de una nueva línea de 220 kV, 190 km de longitud, que vincularía nuevamente la E.T. Gran Mendoza con la E.T. San Juan. En esta última debería instalarse un nuevo transformador de 150 MVA y relación 220/132/13,2 kV.

La ampliación en 220 kV de la vinculación entre Mendoza y San Juan no sería necesaria, de llevarse a cabo la línea en 500 kV entre G. Mendoza y El Bracho (Línea Minera), la cual pasaría por San Juan y La Rioja.

La Zona Centro es muy dependiente de la doble terna de 132 kV Cruz de Piedra-Gran Mendoza y la generación que se despache en Luján de Cuyo. De todas formas la nueva adición de generación en la Central Térmica Luján de Cuyo hace que la posibilidad de no satisfacción de la demanda en la zona mencionada disminuya considerablemente.

En la Zona Sur, la eventual falta de la línea 132 kV Cruz de Piedra-Anchoris restringiría la satisfacción de la demanda de esta última y sus estaciones vecinas (Capiz, Bajo Río Tunuyán, etc.). Esta zona también presentaría, con la red completa, niveles de tensión por debajo de los permitidos hasta que se adopten soluciones de alimentación alternativa, como por ejemplo, desde la red de 220 kV o desde Cruz de Piedra en 132 kV. A efectos de evitar esta situación se está evaluando la instalación de una línea de 132 kV, de 35 km de longitud entre Luján de Cuyo y la E.T. Anchoris.

Por otro lado, como aspecto operativo se puede destacar que el área Cuyo, por decisión de sus distribuidores, no tiene un límite de importación de potencia desde la red de 500 kV. Si se produjera la salida de la línea de 500 kV en situación de alta importación de potencia, podría producirse un colapso de suministro en el área. La nueva adición de generación en Luján de Cuyo disminuye esa posibilidad. Complementariamente se están realizando estudios a fin de aplicar lo dispuesto en la Resol. 208/99 referido a los sistemas de formación de islas.

Los problemas que podrían suscitarse en el área por la salida de servicio de la alimentación en 500 kV de la zona de Cuyo, se solucionarían con la instalación de la línea en 500 kV Comahue-Cuyo o con la instalación de la vinculación Cuyo-NOA. Ambas alternativas posibilitan el mallado del sistema en la zona con el consiguiente aumento de la confiabilidad en esa parte del Sistema de Alta Tensión.

8.5.3. Area Centro

El abastecimiento de la zona Este de la provincia de Córdoba es muy dependiente de la generación forzada que se despacha en San Francisco y Villa María. No se han presentado ampliaciones que eliminen el riesgo de abastecimiento de la misma.

No se dispone de información adicional acerca de la situación de ese sistema regional.

8.5.4. Area Centro-Cuyo-NOA

Globalmente para esta zona y como aspecto operativo, se puede destacar que esta área no tiene un límite de importación de potencia desde el resto del SADI porque sus distribuidores no lo han solicitado expresamente. Si se produjera la salida de la línea de 500 kV Rosario Oeste - Almafuerte, con alta importación de potencia por parte del área, puede producirse un apagón total en la misma. En este caso también debería analizarse para las diferentes áreas, lo dispuesto por la Resol. 208/99 relativo a la formación de islas.

8.5.5 Area NEA

La alimentación a Formosa es actualmente radial con una única línea de 132kV. Una parte de la demanda es alimentada aislada del SADI y radialmente desde Paraguay. En caso de indisponibilidad de la única línea que alimenta a la ciudad de Formosa desde Resistencia, se produciría un apagón total en la primera de ellas.

Posteriormente habría posibilidades de recomponer el servicio desde Paraguay, aunque esta alternativa no sería inmediata y dependerá de las posibilidades del sistema de ANDE de abastecer toda esa demanda.

Las tensiones en Formosa se mantienen gracias a la capacidad de regulación bajo carga que tienen los transformadores AT/MT.

Se encuentra en ejecución en la Provincia del Chaco la construcción de la línea de 132 kV desde la estación Presidencia de la Plaza hasta la localidad de San Martín. Sería muy conveniente construir desde esta última localidad una línea en 132 kV hasta la existente estación Pirané en la Provincia de Formosa, con lo cual se cerraría el anillo Resistencia-Formosa, proveyendo mayor confiabilidad y calidad de servicio a ese sistema.

8.5.6. Area Litoral

Ya ha sido decidida, y se encuentra en principio de ejecución la instalación de un segundo transformador de 500/132 kV en las Estaciones Transformadoras Rosario Oeste y Salto Grande, a fin de evitar riesgos de abastecimiento en EPESF, y EDEERSA y DPEC, respectivamente.

De todas formas, la demanda que es abastecida por la EPESF tendrá problemas de abastecimiento en cuanto a su calidad de servicio si no se corrige el factor de potencia de la demanda.

Las estaciones Romang (que alimenta la EPESF) y Colonia Elía (que alimenta a EDEERSA) cuentan con un único transformador. La alimentación desde otros vínculos de 132 kV producirá saturaciones y niveles de tensión fuera de los establecidos

8.5.7. Area Comahue

Si bien en esta área se cuenta con generación a precios competitivos, cuando los precios del mercado bajan por elevada hidraulicidad en la zona, se producen dificultades en el control de las tensiones cuando no están despachadas las C.T. Alto Valle o Termorroca, principalmente por el bajo factor de potencia que presenta la demanda, tema este que debe ser resuelto de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente.

La zona de Medanitos y Puesto Hernández presenta una debilidad estructural, debido a que la línea que las une es de gran longitud. Para solucionar esta situación y reducir las oscilaciones de potencia ante perturbaciones externas, debería construirse una línea en 132 kV entre las estaciones transformadoras Loma de la Lata y Chihuido. A los efectos operativos debería además reestructurarse el Puesto de Seccionamiento Señal Picada.

El área de Bariloche, Pilcaniyeu y Pio Protto se alimentan de un único transformador 500/132 kV en Alicurá, lo cual hace vulnerable el suministro de energía a las mencionadas localidades. Esta situación de falta de reserva de transformación se repite de todas formas en varias estaciones transformadoras del SADI, y es evidentemente un caso en el que los usuarios deberían tomar la iniciativa para implementar la instalación de un segundo transformador.

Para superar el límite por caída de tensión y por sobrecarga del corredor a General Roca y Villa Regina, debería cerrarse el circuito de 132 kV con la construcción de una línea en esa tensión entre las estaciones Choele Choel (500 kV) y Villa Regina. De pretenderse un nivel de confiabilidad mayor en el área, debería complementariamente instalarse una línea de 132 kV entre las estaciones Termoroca y Villa Regina.

Con el fin de implementar lo previsto en la Res. 208/99, en lo relativo a la formación de Islas y Arranque en Negro ante colapsos del sistema, debería posibilitarse el arranque autónomo de la Central Arroyito.

8.5.8. Area Provincia de Buenos Aires

En la zona Norte y Centro de la provincia se observa un rápido incremento de la demanda, por la instalación de industrias, que no es acompañado en la misma medida por el crecimiento de la red de abastecimiento. Resultan críticos los transformadores de Ramallo y, en menor medida, Atucha y Campana ya que pueden llegar a saturarse en el corto plazo y son transformadores únicos de cada estación. Principalmente en Ramallo se hace imprescindible la instalación de un segundo

transformador de 220/132/31,2 kV pero con una potencia de 300 MVA. El transformador actualmente instalado es de 150 MVA.

El área de Bragado, Chacabuco, Chivilcoy, Saladillo y Lincoln dependen de la alimentación desde Henderson que cuenta con un único transformador 500/132 kV y una única línea de 220 kV. Resulta muy necesaria la instalación del segundo transformador 500/132 kV en Henderson y una nueva línea en 220 kV entre las estaciones Henderson y Bragado.

En la zona Atlántica el suministro de las E.E.T.T. San Clemente, Mar de Ajó, Pinamar, etc. será dependiente de la generación de las TGs. de Villa Gesell y Mar de Ajó y ésta no será suficiente en el corto plazo. También el abastecimiento a Mar del Plata, Necochea, Tandil, etc. será dependiente de la generación despachada en las C.T. 9 de Julio y Necochea. Esta dependencia solo será posible superarlas con la construcción de líneas de 500 kV y 132 kV que aseguren el abastecimiento de las estaciones transformadoras nombradas en primer término y/o con instalación de generación a precio competitivo en la zona de Mar del Plata.

De acuerdo a lo detallado anteriormente en el punto 8.2.2.4., la empresa EDEA, a cargo de la distribución de energía eléctrica en la zona de Mar del Plata y las localidades de la Costa Atlántica aledañas, se ha inclinado inicialmente por una alternativa mixta, que involucra nueva generación en Mar del Plata y mayor transmisión por 132 kV hacia la Costa Atlántica, para luego, con este respaldo, incorporar una línea de 500 kV.

Se encuentra ya en proceso de gestión la instalación de una línea en 132 kV desde la estación 500/132 kV Olavarría hasta la estación Barker.

Las líneas Morón-Luján de 132 kV se encuentran en su límite admisible. Para solucionar esta situación se propone la instalación de una línea de 132 kV que vincule la estación Luján con la estación San Antonio de Areco. Sería además necesario el cambio de uno de los transformadores de 132/66 kV de 15 MVA, por uno de 40 MVA.

La salida de servicio del tramo La Plata-Magdalena, provoca caídas de tensión importantes en la zona de Chascomús, comprometiendo el abastecimiento de Magdalena (EDELAP) y la zona Noreste de EDEA. Debe analizarse la forma de reforzar este subsistema.

En la zona Oeste, el anillo de 66 kV que abastece las E.E.T.T. Pehuajó, Trenque Lauquen, Carlos Casares, 9 de Julio y Bragado presenta una muy baja calidad de servicio y riesgo de abastecimiento, ya que se ve superado por las demandas que se presentan. Debería considerarse la posibilidad de renovar este sistema de 66 kV, por otro en 132 kV, a fin de poder satisfacer la demanda actual y su crecimiento en condiciones adecuadas.

8.5.9. Area La Pampa

La demanda de la provincia está abastecida en una gran proporción desde la E.T. Puelches de TRANSENER. La gran longitud de líneas en topología radial genera grandes caídas de tensión. La alimentación está sostenida por un único transformador en la estación Puelches.

Recientemente ha entrado en servicio la línea de 132 kV Gral. Pico–Trenque Lauquen que vincula a esta área con la red de TRANSBA. No obstante, aún con esta ampliación, no se podría alimentar la totalidad de esta área si faltase el transformador de la estación Puelches.

Esta situación, que configura un riesgo de abastecimiento, se prolongará hasta que se logre la interconexión de La Pampa con la construcción de la E.T. Macachín en 500 kV.

8.5.10. Area Gran Buenos Aires

Si bien está ingresando en el área generación competitiva que resultará despachada, en eventuales casos que se den condiciones de alta importación desde 500 kV hacia GBA, aparecerá déficit de abastecimiento de potencia reactiva, ya que aún si se cumpliera con el factor de potencia en dichas interconexiones, la red del SADI no está en condiciones de aportar los MVAr necesarios, a menos que estén en servicio la generación de Genelba, y las proyectadas AES Paraná o Genelba 2 o Ceban, etc. que aportarán directamente a las E.E.T.T. Ezeiza y Rodríguez.

En la red de 220 y 132 kV seguramente se preverá la generación necesaria para abastecer la demanda, sin embargo la salida de servicio intempestiva de cualquiera de los generadores puede provocar riesgo de abastecimiento, incluso por problemas de tensión y potencia reactiva, por lo que se deberá tener la reserva necesaria para evitar llegar a esta situación.

8.5.11 Sistema Patagónico

La indisponibilidad prolongada de la Central Futaleufú llevaría a una disminución muy importante de la producción de Aluar y cortes parciales en todo el sistema de haber otras indisponibilidades de generación TG.

En caso de falla del único autotransformador de 330/132 kV, 30 MVA, o la línea radial de 132 kV que alimenta a la ciudad de Esquel desde la central Futaleufú, se provocaría un desabastecimiento de energía a esta ciudad. Podría suplirse en parte la demanda con la conexión en 33 kV existente, que está derivada de los transformadores de servicios auxiliares de la central. Esta conexión no puede considerarse como reserva total de la alimentación principal. Debería duplicarse la disponibilidad de transformación, pero esto aparece como de alto costo, teniendo en cuenta que la demanda actual de la ciudad de Esquel es de sólo 7 MW.

Es necesario además instalar un sistema de Desconexión Automática de Carga por mínima frecuencia en el área sur, a fin de prevenir colapsos en caso de una apertura definitiva de la línea de 132 kV F.Ameghino-Patagonia.

9. ENERGIAS RENOVABLES

9.1 INTRODUCCIÓN

La utilización de las energías renovables se ha incrementado sostenidamente en los últimos años en la Argentina. Las tecnologías que presentan un mayor desarrollo relativo así como una mejor perspectiva de mercado para el mediano plazo son la eólica de gran porte (granjas eólicas) y la fotovoltaica (conversión directa de radiación solar en energía eléctrica).

El incremento de la generación eólica fue impulsado por las cooperativas eléctricas que se encuentran conectadas al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o al Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico (MEMSP), cubriendo este tipo de generación una pequeña fracción de sus necesidades de energía que anteriormente compraban en sus respectivos mercados.

En Noviembre/98, el Congreso Nacional aprobó la Ley 25.019 "Régimen de Promoción de la Energía Eólica y Solar", que otorga beneficios impositivos y tarifarios a los que utilicen este tipo de energías para la prestación de servicios públicos. Adicionalmente, y también durante 1999, la Provincia de Chubut sancionó con fuerza de ley (provincial) y reglamentó un régimen especial que ofrece beneficios adicionales a los generadores eólicos. Estos regímenes promocionales, permiten ser optimista en relación con el desarrollo futuro de la utilización de la energía eólica de gran porte.

En el caso de la generación fotovoltaica, su incremento ha estado asociado a la generación remota de energía, dirigida a satisfacer pequeñas demandas puntuales en zonas fuera del alcance de las redes de distribución. Los usos finales van desde la electrificación de viviendas rurales, escuelas rurales y las comunicaciones, hasta la protección catódica ó la señalización de vías fluviales. El mercado actual de paneles fotovoltaicos asciende a aproximadamente 1,3 MWp/año (estimado 1999), habiéndose ampliado el mismo significativamente durante los últimos años. La reciente puesta a disposición de financiamiento a nivel nacional a través de un proyecto financiado parcialmente por el Banco Mundial (BM) y el Fondo Mundial del Medio Ambiente (GEF), permite ser optimista en cuanto a la creciente utilización de esta tecnología para el suministro eléctrico rural.

La utilización de las otras tecnologías no ha sufrido el fuerte desarrollo detectado en las dos áreas antes mencionadas.

La generación a partir de la biomasa se encuentra monopolizada por la utilización del bagazo, la que no presenta novedades importantes, dada la conveniencia económica que representa en las condiciones actuales la utilización de gas natural. Se han desarrollado sin embargo algunos proyectos de demostración tecnológica de generación de energía eléctrica de pequeña escala destinados a satisfacer demandas aisladas.

La generación geotérmica de energía eléctrica no se ha incrementado desde hace muchos años, estando fuera de servicio la única planta de generación existente en la Provincia de Neuquén (370 KW, ciclo binario). No se han identificado por el momento nuevos proyectos. Se ha progresado sin embargo en el campo de las aplicaciones térmicas de baja entalpía a través de un proyecto en ejecución para el

estudio de estos fluidos a nivel nacional que lleva adelante la Subsecretaría de Minería de la Nación. Asimismo, la Provincia de Neuquén ha desarrollado una aplicación exitosa de la utilización de fluidos geotérmicos para la calefacción de las calles de la Villa de Copahue, lo que permite extender considerablemente la temporada turística, dado que facilita mediante 500 metros de losas radiantes la movilidad de vehículos y personas en el lugar.

En el campo de la generación eléctrica con micro, mini y pequeños aprovechamientos hidráulicos para sistemas no conectados a la red, sólo se han observado tímidos progresos en algunas provincias.

En términos generales, la fuerte disminución de los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista, como consecuencia de la desregulación de la industria, es uno de los mayores desafíos que deberán enfrentar estas nuevas tecnologías para poder competir. Debe destacarse también, que la transformación sectorial ha inducido una más detallada evaluación de costos de generación en áreas rurales, incluyendo no sólo la inversión inicial sino el costo del ciclo de vida de prestación, que como contrapartida favorece la utilización de estas tecnologías en áreas de baja densidad de usuarios. El mayor desafío en este campo es lograr establecer estructuras técnica y económicamente sostenibles que permitan una adecuada difusión de las tecnologías asociadas a la utilización de energías renovables.

9.2 ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE LA POBLACIÓN RURAL DISPERSA. PROGRAMA PAEPRA

Hay en la Argentina entre 2 y 3 millones de habitantes de áreas rurales de baja densidad de población que en alta proporción no podrán obtener un servicio eléctrico a través de la extensión de las redes existentes por razones tanto técnicas como económicas. En condiciones similares se encuentran alrededor de 6.000 servicios públicos que atienden las mismas zonas rurales (escuelas, dispensarios médicos, servicios civiles diversos, policía, etc.).

Con el objeto de dar respuesta a esta problemática y como complemento del programa de privatización de las empresas de servicios eléctricos provinciales, que hasta el presente no contemplaba adecuadamente la situación de abastecimiento eléctrico en las áreas rurales de baja densidad, la Secretaría de Energía puso en marcha a fines de 1995 el Programa de Abastecimiento Eléctrico de la Población Rural Dispersa (PAEPRA).

Este programa se fijó como objetivo suministrar un servicio eléctrico mínimo a 314.000 usuarios rurales (1,4 millones de personas) y a 6.000 servicios públicos que los atienden. El Programa propone el concesionamiento de las áreas de baja densidad de usuarios a prestadores privados de servicios eléctricos por períodos similares a los de las concesiones eléctricas normales, con contratos alineados con las posibilidades técnicas y económicas que impone la tecnología disponible.

Dado que en la mayoría de los casos los costos de estos servicios están por encima de las posibilidades económicas de los usuarios a quienes están destinados, se ha previsto la aplicación de subsidios, que permitirán a los concesionarios una recaudación alineada con los costos reales del suministro.

Otro aspecto saliente de este Programa, es que en la gran mayoría de los casos el suministro se realizará utilizando energías renovables (solar, eólica, microturbinas hidráulicas, etc.) en competencia con otras tecnologías adecuadas para la generación distribuida de electricidad (diesel). La participación de tecnologías ha sido estimada en 75% Solar Fotovoltaica - 9% Eólica - 8% mini micro hidráulica y 8% grupos diesel para sistemas colectivos aglomerados.

La estimación de costos del Programa, de 5 (cinco) años de duración, indica la necesidad de invertir en el orden de 314 millones de pesos, de los cuales aproximadamente 147 millones se recuperarían a través de las tarifas pagadas por los usuarios, 110 millones tendrían su origen en subsidios provenientes de los fondos eléctricos que las provincias disponen actualmente y 57 millones provendrían de un fondo especial aportado por la Secretaría de Energía. Los subsidios, tanto provinciales cuanto nacionales, se destinarán a facilitar el acceso al servicio de los usuarios con las más bajas demandas.

ESCENARIOS DE DEMANDA (CANTIDAD DE USUARIOS)

	MEDIO	ALTO	BAJO
Usuarios Residenciales	310.000	450.000	155.000
Usuarios Servicios Públicos	6.183	9.275	3.092
TOTAL	316.183	459.275	158.092

La potencia que se prevé instalar en el escenario medio es de 17.000 kWp.

Los distintos escenarios planteados están relacionados con:

- La decisión de las provincias de adherir al programa.
- Los fondos de subsidios que las provincias destinen al programa.
- La respuesta de los usuarios, en tanto su conexión no es obligada sino voluntaria y condicionada al pago de una tarifa (el que no paga no tiene suministro).
- Los precios relativos de las distintas tecnologías de suministro (en función de lo que las tarifas tenderán a disminuir).
- La aceptación del servicio por los usuarios en el sentido de su calidad y conveniencia.

De alcanzarse los resultados previstos, se generarán unos 1.000 puestos de trabajo permanentes para atender las tareas de promoción, instalación, mantenimiento y gestión empresaria vinculadas al Programa. Por otra parte, habría un impulso significativo al desarrollo de la utilización de las energías renovables en Argentina.

Por el momento dos provincias, Salta y Jujuy, tienen sus mercados rurales dispersos concesionados, las que ya están atendiendo con energías renovables a 600 y 210 usuarios respectivamente. La provincia de La Rioja está instalando 2.500 sistemas fotovoltaicos para atender la demanda de usuarios rurales. Neuquén tiene prevista la atención de las necesidades de energía eléctrica de alrededor de 500 usuarios con sistemas fotovoltaicos. El total de usuarios dispersos que se ha determinado en estas cuatro provincias es del orden de 25.000, a los cuales deben agregarse unos 800 servicios públicos.

9.3. EL PROYECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MERCADOS RURALES (PERMER)

En busca de los necesarios recursos económicos para impulsar un programa de las características del PAEPRA, la Secretaría de Energía realizó gestiones para la obtención de un préstamo del Banco Mundial, proceso que está a punto de finalizar con la firma del Decreto presidencial de aceptación del préstamo. El monto solicitado, 30 millones de US$, permitirá, junto con los aportes provinciales, de los usuarios y los concesionarios, proveer servicios eléctricos básicos a unos 85.000 usuarios dispersos y unos 3.500 servicios públicos (escuelas, dispensario médicos, etc.).

Concurrentemente GEF (Global Environmental Facility) realizará una donación de aproximadamente US$ 10 millones con el objeto de remover las barreras técnico económicas que dificultan la diseminación de las tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables. Estos fondos tienen en parte por destino subsidiar la inversión en equipamiento y, por otra, brindar asistencia técnica y llevar a cabo estudios para mejorar el conocimiento de problemáticas específicas de estas tecnologías.

En definitiva, el PERMER es el instrumento de canalización del préstamo del BM y la donación del GEF, que las provincias podrán utilizar para sus políticas de abastecimiento eléctrico rural. Siempre dentro del marco de la política nacional de privatización de los servicios públicos, reservando para el Estado el rol de controlador, y buscando la sostenibilidad de la prestación de estos servicios públicos. Es de destacar que los fondos para inversiones del PERMER tienen por destinatarias sólo a las provincias que hayan iniciado el proceso de reforma de su sector eléctrico, mientras que los fondos para asistencia técnica no cuentan con esta restricción.

El Proyecto está orientado a desarrollar mercados eléctricos sustentables en áreas dispersas, abastecido y parcialmente financiado por concesionarios privados, usando recursos renovables y tecnologías ambientalmente limpias, donde sea posible. El modelo propuesto de concesión para los servicios eléctricos fuera de la red tiene muchas ventajas potenciales, y ya ha sido implementado con éxito en las provincias de Salta y Jujuy.

El desafío es diseñar un esquema que minimice los subsidios del gobierno, pero permita a los inversores privados obtener un rédito favorable por su participación.

En vista de lo anterior, la estrategia básica para promover la electrificación de áreas dispersas adopta dos formas, según se trate de provincias con o sin Ley Marco Regulatorio.

a) Provincias con Ley Marco Regulatorio

- Soporte político e institucional para crear un medio donde el sector privado, dentro del sistema de concesiones, pueda jugar un rol hegemónico en la provisión de servicios eléctricos en las áreas rurales dispersas en forma sustentable.
- Fortalecimiento de las capacidades de los Entes Provinciales de Regulación (EPREs)

(b) Provincias todavía sin Ley Marco Regulatorio

- Creación de un marco regulatorio para fomentar la participación del sector privado en la provisión de suministro eléctrico en áreas rurales.
- Mejoramiento de la eficiencia en la prestación de servicios energéticos.

Al diseñar el proyecto se analizaron las barreras técnicas y económicas más significativas y se delinearon las acciones necesarias para su remoción, en especial se identificaron:

Barreras de información percibidas por:

- **Potenciales concesionarios**: Insuficiente información para tomar la decisión de participar en el proceso licitatorio o aceptar la extensión de las responsabilidades en el caso de los concesionarios existentes. Esto incluye información sobre el tamaño y las características del mercado, los costos de operación y mantenimiento de sistemas en terrenos difíciles y con usuarios dispersos, frecuencia de fallas de sistemas y componentes, adecuación de las tarifas propuestas, y potencial dificultad en la recaudación de las tarifas.
- **Potenciales usuarios**: Aun en el caso donde el reemplazo de combustibles tradicionales o sistemas eléctricos convencionales por renovables sea económicamente más ventajoso para el cliente, el cambio no necesariamente se hará si se deja que actúen las fuerzas del mercado únicamente. Las razones desde el punto de vista del consumidor incluyen: desconocimiento de la existencia de esta alternativa, falta de familiaridad con las tecnologías existentes, información inadecuada sobre sus beneficios y altos costos iniciales.
- **GEF:** no dispone de información estadística suficiente que demuestre la viabilidad comercial y el potencial económico en el largo plazo del uso de pequeñas turbinas eólicas para usuarios individuales (Sistemas Eólicos Individuales o Wind Home Systems, WHS), como una alternativa técnica y económicamente más conveniente que el uso de Sistemas Fotovoltaicos Individuales, (Solar Home Systems, SHS), que justifique la aplicación de subsidios GEF, en áreas suficientemente ventosas.

Barreras Económicas

- Necesidad de sustanciales inversiones iniciales debido al costo elevado del equipamiento para el abastecimiento eléctrico y su montaje, a pesar de sus bajos costos operativos.
- Baja capacidad de pago de los potenciales usuarios.
- Capacidad financiera limitada de los GPs.

Acciones propuestas

- **Para la aceptación de los usuarios**, se cubrirán con una combinación de programas de información a los pobladores rurales sobre la existencia de esta opción de abastecimiento, promoción y demostración para educar a los habitantes en los beneficios de las nuevas tecnologías.
- **Para la toma de decisiones de los concesionarios,** se tratarán de remover barreras mediante la realización de Estudios de Mercado en las

provincias donde no se hayan realizado aún, se harán Talleres y Seminarios regionales y estudios económicos de implementación de sistemas de energías renovables.

- **Para el GEF,** se implementarán dos subproyectos piloto para demostrar el grado de viabilidad económica de los sistemas eólicos para suministrar energía eléctrica a los usuarios residenciales remotos.
- **Para las Barreras Económicas,** aplicación prudente de donaciones del GEF, subsidios del GOA y de los GPs (a través de sus fondos eléctricos).

Estado Actual

Las actividades más significativas relacionadas con el PERMER realizadas desde enero de 1999 son las siguientes:

- Preparación de la documentación para la negociación del Préstamo conjuntamente con el Ministerio de Economía y la Jefatura de Gabinete y posterior negociación del Préstamo del Banco Mundial y de la Donación GEF (1 al 4 Febrero).
- Actividades desarrolladas en las Provincias de Corrientes y Río Negro con el fin de definir aspectos relativos a costos, tarifas, marco legal y regulatorio del mercado rural disperso.
- Relevamiento de la estructura de mercado de las Provincias de Mendoza y de Tucumán.
- Análisis de la estructura de mercado de las provincias de Jujuy y de San Luis.
- La Unidad Coordinadora del Proyecto participa de los plenarios N° 93, 94 y 95 del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, para presentar el PERMER y difundir su estado y sus alcances.
- En marzo se inicia la preparación del proyecto de Decreto presidencial para la aceptación del préstamo.
- En abril se firma la Resolución SE N° 154, de constitución de la Unidad Coordinadora del Proyecto.
- Se envían para la no objeción del Banco Mundial los Documentos Modelo para la Compras de Bienes y Servicios, los Documentos de Regulación del Mercado Rural Disperso y el Pliego de Licitación para la Concesión de los Mercados Rurales Dispersos.
- El Directorio del BIRF aprueba el 30 marzo el Préstamo N° 4454-AR para la financiación del PERMER.
- En Mayo se recibe la Misión del Banco Mundial, la que realiza una visita técnica a la provincia de Jujuy, donde asiste a la 1º Audiencia Pública de discusión tarifaria entre usuarios y la empresa de servicios eléctricos dispersos (E.J.S.E.D. S.A.), y de Chubut donde relevan las instalaciones eólicas individuales y de aldeas escolares.
- El 25 de agosto se realiza la Jornada de Trabajo Interprovincial PERMER. Asisten representantes de 8 provincias.
- Entre septiembre y octubre se firman el Acuerdo de Participación con la Pcia. de Jujuy y de Río Negro y el Acuerdo de Asistencia Técnica con la provincia del Neuquén.
- En octubre el Presidente de la Nación firma el Decreto N° 1119, autorizando la aceptación del préstamo, y posteriormente se concreta la firma de los Convenios

de Préstamo del BIRF y de Donación del GEF por parte del Ministro de Economía y autoridades del Banco.

Actividades Futuras

Durante el año 2000 se continuará con la firma de acuerdos de participación con las provincias con las que se viene trabajando (Chubut, Córdoba, Corrientes, Formosa, Mendoza, Salta, Santa Fe y San Luis) y se desarrollarán, en conjunto con ellas, los acuerdos con los concesionarios, para dar comienzo a la instalación de los sistemas de abastecimiento eléctrico, dentro del esquema previsto. Asimismo, se iniciará la ejecución de acciones de asistencia técnica, en particular, los estudios de mercado faltantes, las campañas de promoción y difusión, y la capacitación en los organismos de regulación eléctrica.

9.4. MICRO, MINI Y PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS

Argentina cuenta con 56 MW instalados de micro, mini y pequeños aprovechamientos hidráulicos, de los cuales entre 10 y 15 MW están fuera de servicio quedando actualmente 40 MW de capacidad de generación efectiva en funcionamiento.

Este tipo de aprovechamientos han demostrado ser muy efectivos y competitivos con otras alternativas tecnológicas para el suministro de energía eléctrica a redes aisladas de distribución (no conectadas a los mercados mayoristas). Estos aprovechamientos tienen en otros casos importancia debido a su utilización como cabecera de riego para el desarrollo de zonas áridas o semiáridas.

Dado el interés demostrado por varias Provincias en el desarrollo de este tipo de emprendimientos, la Secretaría de Energía en cooperación con varias provincias está favoreciendo el desarrollo de estudios de alcance provincial cuyos objetivos son: el análisis de la experiencia desarrollada en las provincias en relación con este tipo de emprendimientos, el desarrollo de formas institucionales que permitan la ejecución y gestión de estos emprendimientos dentro de un marco de sostenibilidad económica de los mismos y conforme a las nuevas pautas de organización del sector eléctrico. Para el financiamiento de estos estudios, la Secretaría de Energía cuenta con la financiación de la Unidad de Preinversión (UNPRE) dependiente de la Secretaría de Inversión Pública del Ministerio de Economía. Se ha completado una fase de estudios en la Provincia de Neuquén, habiéndose concluido que es factible la formación de cuatro unidades de negocios, habiéndose detectado el interés de inversores privados en participar en dichos emprendimientos. Un estudio similar existe en la Provincia de Santa Cruz.

Para favorecer los estudios de preinversión mencionados, la Secretaría de Energía ha realizado un inventario actualizado de Micro, Mini y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos, así como de nuevos proyectos al respecto cuyo detalle puede consultarse en los cuadros que siguen.

Se estima que dentro de los primeros tres años, a partir del lanzamiento de algunos programas específicos provinciales, podrían incorporarse, entre reparaciones y nuevos ingresos, el 50% del equipo actualmente fuera de servicio, que representa 8

MW en total o sea una tasa de incorporación de 2,7 MW/año. A partir del 4to año se estima una incorporación de 3 MW/año.

La mayor parte de este equipamiento estará asociado a redes aisladas de generación y distribución donde este tipo de generación es claramente competitivo con otras alternativas tecnológicas.

MICRO, MINI Y PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRÁULICOS EXISTENTES

PROVINCIA	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (GWh)	CANTIDAD CENTRALES	CANTIDAD TURBINAS
	(1)	(2)		
SAN LUIS	2.048		1	2
SAN JUAN	16.735		7	7
NEUQUÉN	1.400		7	9
JUJUY	770		6	6
SALTA	920		2	4
S. del ESTERO	2.000		1	2
TUCUMÁN	337		1	2
RÍO NEGRO	3.780		3	5
CÓRDOBA	10.900		3	7
CATAMARCA	1.902		7	11
MENDOZA	13.614		6	6
MISIONES	1.495		16	16
CHUBUT	520		3	3
TOTAL BRUTO	56.421		63	80
FUERA SERV.	16.000		30	30
TOTAL NETO	50.000		33	50

(1) Fuente: En base a datos existentes en SE y estimaciones hechas a partir del Relevamiento Nacional de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos. MOSP-SE. Diciembre 1987
(2) No se dispone de datos de energía generada completos y actualizados

POSIBLES MICRO, MINI Y PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRÁULICOS IDENTIFICADOS - 1996

PROVINCIA	CANT.	CANT. TURB.	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (GWh)	INVERSIÓN M u$s	Observación s/Información
			(1)	(2)	(3)	
LA RIOJA	11	15	28.000	140	13,4(p)	Incompleto (3)
SAN JUAN	14	18	7.000	35	15	Completo
NEUQUÉN	15	17	34.000	236	60	Completo
JUJUY	3	4	700	0	2,8	Completo
SALTA	2	3	700	1	1,7	Incompleto (2y3)
S.del ESTERO	3	5	1.060	6	1,4	Completo
TUCUMÁN	8	8	3.840	120 (p)	0	Incompleto (2y3)
RÍO NEGRO	2	2	1.700	12,5	0	Incompleto (3)
SANTA CRUZ	6	7	9.650	57	0	Incompleto (3)
MENDOZA	17	19	29.000	0	0	Incompleto (2y3)
MISIONES	11	11	16.000	0	0	Incompleto (2y3)
CHUBUT	3	3	4.400	26	0	Incompleto (3)
TOTAL	95	112	136.050	634 (P)	94,3 (P)	

(p) Parcial (1) Estimado

Fuente: Relevamiento Nacional de Mini-Micro Aprovechamientos Hidroeléctricos (En ejecución). Dirección de Investigación y Desarrollo - Dirección de Promoción - SE. 1996.

9.5. GENERADORES EÓLICOS PARA SISTEMAS AISLADOS DE GENERACIÓN.

Existen en Argentina numerosas localidades aisladas que reciben servicio eléctrico a través de generadores diesel y de redes locales de distribución que tienen altísimos costos de suministro (entre 0,5 a 2,5 $/KWh). En aquellas localidades que se encuentran además en zonas de buen recurso eólico (más de 5 m/s de velocidad media anual) es posible la construcción de sistemas híbridos de generación diesel-eólicos que pueden generar a precios más bajos que los de los sistemas actualmente disponibles. Los generadores eólicos para estas aplicaciones tienen potencias de entre 5 y 150 kW en una sola unidad.

La Secretaría de Energía está colaborando con el Laboratorio de Energías Renovables (NREL) y la Asociación de Cooperativas Eléctricas Rurales (NRECA) de Estados Unidos y Servicios Públicos de Santa Cruz (SPSC), lo que está impulsando un programa de demostración tecnológica que permita mostrar la ventaja de este tipo de tecnología para el suministro eléctrico para la localidad de Tres Lagos - Provincia de Santa Cruz.

El problema central de esta tecnología es que al momento sólo se ha demostrado factible para los sistemas llamados de baja penetración (en éstos el sistema eólico sólo alcanza a reducir el consumo de los generadores convencionales entre un 10 y 25 %), que no permiten parar los generadores pues éstos son los que comandan la frecuencia de la línea.

Los sistemas de alta penetración (que permiten la parada total de los generadores) permitirían ahorros sustancialmente mayores de combustible, aunque es menester proveer al sistema con un banco de baterías de gran tamaño y un inversor electrónico de potencia considerable.

Si bien no existe a la fecha información suficiente para poder determinar cual será la contribución de este tipo de tecnología a la generación a nivel nacional, se estima que es de promisoria aplicación en muchas localidades del sur de nuestro país.

Recientemente la Provincia de Chubut ha instalado 6 sistemas híbridos (diesel-eólicos) con el objeto de suministrar energía eléctrica a aldeas escolares y población aledaña. Típicamente, estos sistemas están compuestos por 8 aerogeneradores de 800 W, un generador diesel de entre 25 y 45 KW y un banco de baterías de aproximadamente 76 KWh de capacidad. Además de proveer de energía a la escuela albergue, atiende las necesidades de aproximadamente 25 viviendas de los alrededores. La conveniencia del uso de este tipo de sistemas para las condiciones imperantes en las áreas rurales de la provincia de Chubut, servirá de experiencia piloto para extender su utilización a otras provincias con características similares.

9.6. PARQUES O GRANJAS EÓLICAS PARA LA GENERACION VINCULADA A SISTEMAS INTERCONECTADOS.

Siguiendo la tendencia internacional, se han instalado en Argentina a partir del año 1994 pequeños parques eólicos vinculados al MEM y MEMSP con máquinas de entre 100 y 750 KW, que totalizan a la fecha 14 MW (con 1 MW fuera de servicio correspondiente a la planta de Pico Truncado). El cuadro a continuación muestra los

parques eólicos existentes y sus características principales. La energía generada por este tipo de plantas durante 1999 fue de aproximadamente 35 GWh.

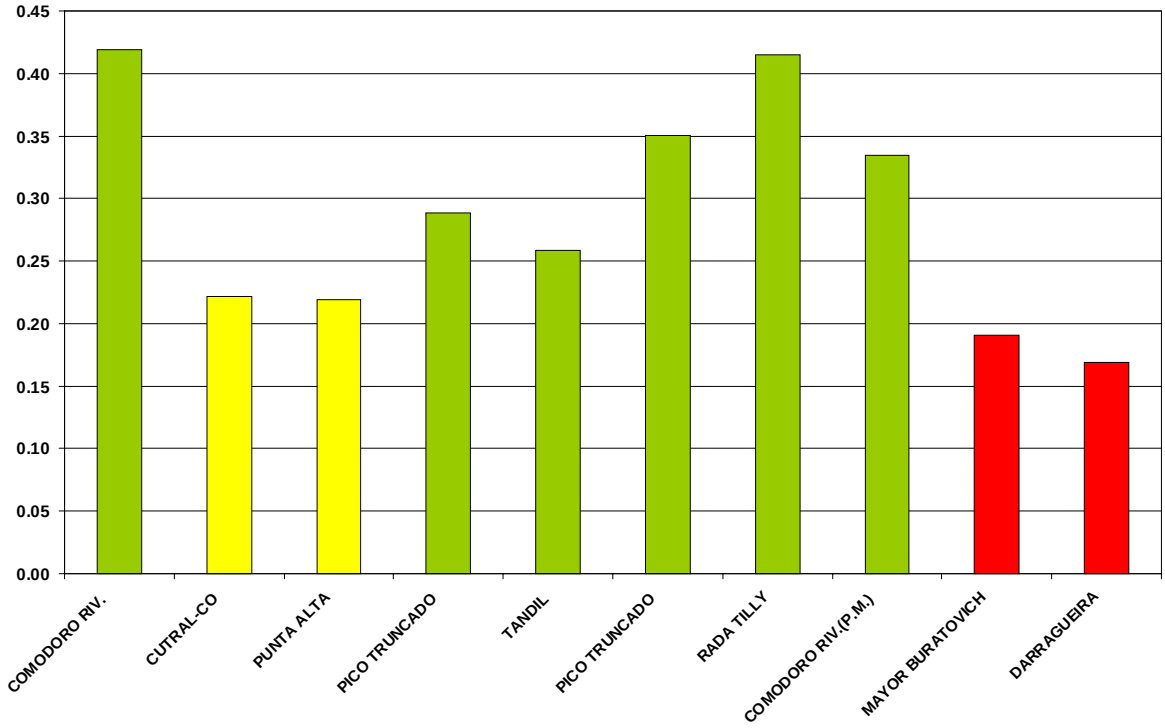
INSTALACIONES EOLICAS EN LA ARGENTINA

LUGAR	PROVINCIA	PUESTA EN MARCHA	POTENCIA UNITARIA (KW)	NUMERO DE MAQ.	POTENCIA TOTAL (KW)	FACTOR UTILIZACION (Estimado)	ENERGIA ANUAL ESTIMADA (GWh)
COMODORO RIV.	CHUBUT	Ene-94	250	2	500	0.42	1.8
CUTRAL-CO	NEUQUEN	Oct-94	400	1	400	0.22	0.8
PUNTA ALTA	BUENOS AIRES	Feb-95	400	1	400	0.22	0.8
TANDIL	BUENOS AIRES	May-95	400	2	800	0.25	1.8
PICO TRUNCADO	SANTA CRUZ	May-95	100	3	300	0.29	0.8
PICO TRUNCADO	SANTA CRUZ	Ene-96	100	7	700	0.35	2.1
RADA TILLY	CHUBUT	Mar-96	400	1	400	0.42	1.5
COMODORO RIV.	CHUBUT	Sep-97	750	8	6.000	0.34	17.7
MAYOR BURATOVICH	BUENOS AIRES	Oct-97	600	2	1200	0.21	2.3
DARRAGUEIRA	BUENOS AIRES	Oct-97	750	1	750	0.17	1.1
PUNTA ALTA	BUENOS AIRES	Dic-98	600	3	1800	0.25	3.9
CLAROMECO	BUENOS AIRES	Ene-99	750	1	750	0.20	1.3
TOTAL					**14.000**		**35.9**

Obs.: La central de Pico Truncado permanece fuera de servicio

El factor de utilización promedio de todo el parque eólico Argentino es del 29% (ver figura). Los valores máximos corresponden a las plantas ubicadas en las cercanías de Comodoro Rivadavia (40%) y los más bajos a las ubicadas en el sur de la Provincia de Buenos Aires (18%), como puede verse en la figura.

FACTOR DE UTILIZACION DE PLANTAS EÓLICAS EN ARGENTINA



Considerando que de los 10.000 MW de generadores eólicos instalados en el mundo en el año 1999 se espera una generación total anual de 17,6 billones de KWh (1999), podemos concluir que el valor medio del factor de utilización se ubica en el

20 %. Los valores máximos indicados muestran que existen en Argentina lugares donde la calidad del recurso eólico es excelente y por supuesto muy superior a la media internacional.

El potencial eólico de Argentina es uno de los mayores del mundo, concentrándose en la Patagonia una disponibilidad prácticamente ilimitada de recursos de alta calidad, con velocidades medias anuales superiores a los 8 m/s. Una estimación indica un potencial total de la Patagonia del orden de los 300.000 MW.

La mayoría de los emprendimientos realizados hasta 1996 han sido proyectos de demostración tendientes a explorar en términos prácticos la factibilidad del negocio eólico. A partir de 1996, se nota un cambio de tendencia hacia centrales de mayor porte donde el recurso se ha probado abundante y bajo condiciones de financiamiento especiales.

La sanción de la Ley 25.019 "Régimen de Promoción Eólico y Solar" por el Congreso de la Nación, constituye un importante estímulo para la producción eólica de energía eléctrica. Esta Ley otorga beneficios impositivos (financiamiento del Impuesto al Valor Agregado en quince cuotas anuales sin intereses y estabilidad fiscal) y un adicional tarifario (1 centavo de peso ó dólar adicional por cada kWh generado).

La provincia de Chubut ha promulgado asimismo una ley que otorga beneficios adicionales a los establecidos por la ley nacional para los que instalen e integren localmente partes en su territorio.

Mediante Resolución 545/99, que modifica “Los Procedimientos”, se establece en el Anexo 40 el tratamiento en el mercado mayorista de la generación eólica, atendiendo a las particularidades del equipamiento y a la naturaleza del recurso que lo diferencia de la generación convencional.

En el Anexo mencionado se destacan tres aspectos en el tratamiento de la generación eólica:

- Para los aspectos asimilables a los de generación convencional, será tratada como generación hidráulica de pasada.
- Por tratarse de una máquina asincrónica, deberá contar con la instalación de equipamiento de compensación, de manera de poder suministrar reactivo como si fuera provisto por un generador térmico con máquina sincrónica.
- El OED está habilitado a limitar la operación en tiempo real o programadamente para evitar alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema debido a la naturaleza aleatoria del recurso, incidencia de turbulencias, etc., que provoquen fluctuaciones en los intercambios.

A continuación se muestran los precios monómicos aproximados que dan a la inversión en generación eólica una determinada tasa de retorno para distintos valores del factor de utilización de la planta.

PRECIOS MEDIO MONOMICOS DE MERCADO ($/MWh)

	FACTORES DE UTILIZACION		
TIR	**0,2**	**0,3**	**0,4**
10 %	79	53	40
12 %	88	59	44
14 %	97	65	49

Precios Monómicos Medios de mercado que permiten alcanzar determinadas TIR para distintos valores del factor de utilización sin beneficios de la ley 25 019.- para una planta eólica de potencia.

	FACTORES DE UTILIZACION		
TIR	**0,2**	**0,3**	**0,4**
10 %	64	40	28
12 %	71	44	31
14 %	79	50	35

Precios Monómicos Medios de mercado que permiten alcanzar determinadas TIR para distintos valores del factor de utilización con los beneficios de la ley 25 019.- para una planta eólica de potencia.

La cuestión ambiental y la alta probabilidad de que se llegue a un acuerdo en los próximos años sobre la comercialización de derechos de emisión de CO_2, es otro factor que permite ser optimista en cuanto a este tipo de generación. Otro aspecto favorable es la posibilidad de que los comercializadores comiencen a ofrecer en el mercado energía con calidad de origen (energía verde ó limpia), cosa que ya puede hacerse a nivel de usuarios no cautivos (hasta 50 kW).

Existen varios proyectos privados de mayor envergadura que los existentes, (hasta con potencias de 50 MW eólicos como complemento de algunas iniciativas de generación térmica), algunos de los que podrán desarrollarse debido a lo que se ha mencionado.

El escenario de incorporación de equipamiento eólico se ha definido sobre estas nuevas premisas, resultando más auspicioso que el que se vislumbraba en la versión anterior de esta prospectiva.

Sobre esta base, se incorporaría equipamiento a partir del año 2000, en forma creciente, de acuerdo a lo especificado en la tabla que sigue. Se ha supuesto que a partir del 2002 se eliminan las restricciones existentes en cuanto a la transmisión de energía entre el MEM y el MEMSP.

	Emprendimiento	Potencia a Incorporar MW	Energía Anual a Incorporar MWh
Año 2000	Estimado Global	50	131.400
Año 2001	Estimado Global	30	78.840
Año 2002 y siguientes	Estimado Global	50	131.400

De esta potencia a incorporar, ya se cuenta con un primer proyecto informado. La Secretaría de Energía autorizó el ingreso como Agente Generador del MEMSP a Granjas Eólicas S.A., en su carácter de titular del proyecto de instalación del parque Eólico Comodoro Rivadavia a instalarse en la localidad de Rada Tilly antes del 1º de junio del 2000, con una potencia instalada total de 50 MW.

9.7. RESULTADOS ESPERADOS

Los resultados esperados son, principalmente, una incorporación importante de usuarios de servicios eléctricos individuales y de suministro a la mayoría de las escuelas, centros de salud, etc. en áreas rurales dispersas. Los beneficios serán fundamentalmente mejorar la calidad de vida y, por el tipo de tecnología, disminuir significativamente el impacto ambiental de la generación convencional.

El escenario de oferta y demanda de Base ha sido construido a partir de información existente en esta SSE y complementada con información recibida de las provincias a través de encuestas. Los valores de energía son en su mayoría estimados.

Los costos están asociados a las inversiones de capital para el año Base. Estos valores no tienen aún una referencia fija debido a que el mercado es muy pequeño y no existe una competencia definida entre los proveedores, que están habituados a la venta de equipamiento a instituciones del estado. Se prevé que para el futuro estos valores sufrirán una tendencia a la baja alineándose con los valores internacionales.

COSTOS APROXIMADOS DE EQUIPAMIENTO (en u$s/kW)

SOLAR FV	4.000/5.000	Sin incluir almacenamiento en baterías.
EOLICA Carga Batería	2.500/3.000	Para potencias inferiores 25 kW, ídem anterior
EOLICA Granjas	900	Máquinas de Potencias Superiores a 600 KW
MICRO Y MINI HIDRO	1.000/5.000	Variable por costos de obra civil
DIESEL	300/700	Sin instalación / Con instalación y distribución
BIOELECTRICIDAD	1000/1.500	Grandes y Pequeños

9.8. CRONOGRAMA DE INCORPORACIONES

Tomando los valores del escenario Medio para el PAEPRA y las hipótesis descriptas para las turbinas eólicas y pequeños emprendimientos hidráulicos, los cuadros a continuación describen la incorporación estimada de potencia así como la contribución de estas tecnologías a la generación total.

EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (ESTIMADOS)

TECNOLOGIA	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	OBS.
EOLICA (Granjas Eólicas)	13	63	93	143	193	243	293	
EOLICA (pequeños aerog.)	1	1.5	2	2.5	3	3	3	Progr.Rural
FOTOVOLTAICA (mercado)	4	5	6	7	8	9	10	
FOTOVOLTAICA	1.5	3	4.5	6	7.5	7.5	7.5	Progr.Rural
BIOELECTRICIDAD	307	307	307	307	307	307	307	Sin incremento
MINIHIDRAULICA	40	42.7	45.4	48.1	50.8	53.5	56.2	
TOTAL	**367**	**422**	**458**	**514**	**569**	**623**	**677**	

ENERGIA ANUAL ESTIMADA

TECNOLOGIA	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	OBSERV.
EOLICA (Granjas Eólicas)	44.8	217.3	320.8	493.3	665.8	838.3	1010.8	(GWh)
EOLICA (pequeños aerog.)	0.44	0.66	0.88	1.10	1.31	1.31	1.31	(MWh) Programa Rural
FOTOVOLTAICA (mercado)	5.84	7.3	8.76	10.22	11.68	13.14	14.6	(MWh)
FOTOVOLTAICA	2.19	4.38	6.57	8.76	10.95	10.95	10.95	(MWh) Programa Rural
BIOELECTRICIDAD	403.4	403.4	403.4	403.4	403.4	403.4	403.4	(GWh) Sin incremento
MINIHIDRAULICA	105	112	119	126	134	141	148	(GWh) Factor de Uso 0,3
TOTAL (GWh)	**457**	**633**	**740**	**917**	**1093**	**1267**	**1441**	

NOTA: observar que las distintas filas se encuentran en distintas unidades y tienen distintos factores de utilización

10. USO RACIONAL DE LA ENERGIA

10.1. LAS PREVISIONES PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA EN LA LEY NACIONAL 24.065 DE MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

La promoción del uso eficiente de la energía en el sector eléctrico está consagrada en la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico. En particular, es necesario referirse al artículo 2º, que define los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, el cual detalla que se deberá:

a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
b) Promover la competitividad de los mercados....y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
c) .....
d) .....
e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y USO EFICIENTE DE LA ELECTRICIDAD, fijando metodologías tarifarias apropiadas.

El Decreto 1500 del año 1993, que aprueba las funciones de la autoridad política sectorial, crea en el ámbito de la Dirección Nacional de Promoción, la Dirección de Uso Racional de la Energía, definiendo para esta última, las siguientes acciones:

- Promover acciones vinculadas con la conservación y Uso Racional de la Energía (URE)
- Proponer y actualizar el cuerpo normativo asociado a la conservación de energía
- Supervisar los proyectos específicos que en ese campo se ejecuten.

10.1.1. Las motivaciones para el URE

La principal motivación para el desarrollo de una política para el URE es la eficiencia económica, base de la competitividad de la industria y del bienestar general.

Las cuestiones ambientales debidamente consideradas en la normativa sectorial, no constituyen un condicionante inmediato de política de eficiencia energética, en el caso de la electricidad, debido a:

- Una elevada proporción de generación hidroeléctrica (aproximadamente un 40%)
- La generación térmica basada en el gas natural, combustible caracterizado como el más benigno desde el punto de vista ambiental, entre los recursos convencionales.

10.1.2. Condiciones para la promoción del URE en Argentina

El URE es condición necesaria para el sustentabilidad energética y ambiental a largo plazo. La función del Estado en esa búsqueda debe ser compatible con las condiciones de desregulación y competencia derivadas del marco de la transformación económica argentina y del sector energético en particular. Por ello las políticas para la promoción de la eficiencia energética deben basarse en los siguientes pilares:

Sostenibilidad económica: se procura que las actividades se desarrollen dentro de esquemas que brinden razonables beneficios a los actores mediante inversiones de riesgo sin garantía pública en un contexto de respeto a las reglas de mercado.

Sostenibilidad institucional: es deseable que las políticas públicas en la materia, si bien exhiben a las autoridades energéticas como Autoridad de Aplicación, resulten de la acción coordinada de los organismos con los que se intersectan las responsabilidades.

Sostenibilidad social: se impulsa un acompañamiento público basado en la información y difusión transparente de experiencias y resultados, junto con el impulso de normativa general y específica con el fin de mejorar paulatinamente la calidad en los bienes y servicios vinculados con la eficiencia energética.

10.1.3 Lineamientos para la política de URE

A continuación se presentan los principales lineamientos de la política de URE de la Secretaría de Energía:

- Concentrar en los Organismos de Regulación, en sus respectivas jurisdicciones, el análisis de las actuales señales tarifarias que llegan a los consumidores, de manera de orientar soluciones que incentiven el URE en los mercados regulados de distribución. El alcance de las actividades de eficiencia energética sería recomendable involucren al propio distribuidor, en cuanto a la optimización de la expansión de su red y a la compra en el Mercado Mayorista, y a los usuarios de su área, en lo referido a administración de la demanda.

- Proponer la discusión en el seno del Consejo Federal de Energía Eléctrica la posibilidad de reglamentar la aplicación de los recursos del FNEE a actividades de eficiencia, que contribuyan al desarrollo de mercados para servicios energéticos.

- Identificar proyectos de eficiencia energética en que la reducción de emisiones de dióxido de carbono asociada pueda —a futuro— transarse en un mercado internacional mediante los mecanismos que habilite la Conferencia de la Partes (COP) del Convenio Marco sobre Cambio Climático. Ello implicará cuantificar los "Yacimientos de Ahorro Energético", las reducciones en las emisiones correspondientes y el costo de las mismas por tonelada de dióxido de carbono (CO_2) evitada.

- Establecer estándares de eficiencia para los bienes que se comercializan en el mercado y desarrollo de programas de calidad energética de artefactos. Diseñar mecanismos para el otorgamiento de estímulos institucionales y financieros a quienes mejor califiquen. Apoyar la actividad de las instituciones dedicadas a la normalización así como la de los laboratorios de ensayos en procura de un sistema energético de calidad.

- Promover el desarrollo del "Programa de Eficiencia Energética en Edificios Públicos", como continuidad de las acciones iniciadas para optimizar la contratación del abastecimiento de energía eléctrica en el mismo ámbito, de

manera de impulsar la creación de un mercado de servicios de eficiencia energética (Resolución de Secretaría de Hacienda 85/96).

- Desarrollar campañas de difusión sobre el URE. Puesta a disposición de la información por medios de acceso masivo de datos estadísticos, guías prácticas, experiencias demostrativas, etc.

- Desarrollar una instancia de organización dentro del sector público conducida por la autoridad política sectorial energética, que permita un trabajo interinstitucional y favorezca la coordinación de políticas, optimice la aplicación de recursos públicos y oriente a los actores del mercado.

10.1.4. Escenario esperado de distribución de roles en mercados de eficiencia energética

El rol de los distintos actores en el desarrollo de los mercados de eficiencia energética se resume a continuación.

La autoridad sectorial:

- Actuando en la fijación de políticas, ajustando normas que perfeccionen la competencia y permitan la acción de empresas en nichos de negocio no explorados.
- Brindando información pública suficiente para promover conductas sociales de eficiencia energética.
- Convocando a la participación interinstitucional

Usuarios:

- Que ante correctas señales, optimizan sus consumos, provocando demandas de servicios especializados para reducir costos y aumentar la eficiencia
- Tomando decisiones de compra de artefactos con suficiente información sobre eficiencia energética, en un ambiente normativo que favorezca una adecuada elección

El sector financiero:

- Nacional e internacional, que ante esta reestructuración de mercados, encuentra destinatarios para sus fondos, con garantías aceptables, dentro de un marco general de sostenibilidad técnica, económica, ambiental e institucional.

10.2. ACTIVIDADES EN URE

En líneas generales, las actividades en materia de uso racional, hasta el momento, se han centrado en la evaluación de potenciales de ahorro, en la ejecución de experiencias piloto y en la realización de actividades de capacitación, todo ello en un contexto de acuerdos celebrados con distintos gobiernos provinciales y con entidades donantes de recursos de cooperación internacional.

- Se han identificado algunas oportunidades de ahorro energético en diferentes sectores: consumos eléctricos residenciales, alumbrado público, industria, transporte.

- Se han realizado experiencias piloto, de carácter demostrativo, en áreas tales como: cogeneración en el sector terciario, Iluminación Pública, eficiencia energética en algunos subsectores industriales, previamente identificados como aptos para la instrumentación de medidas del URE.

- Se están promoviendo otras acciones directas, resultado de aplicación de recursos de la cooperación internacional en materia de la cogeneración industrial, gestión de la demanda en el sector residencial, eficiencia en alumbrado público y apoyo a una gestión eficiente en la industria.

- Se ha constituido un ámbito multi-institucional, para el desarrollo de normativa de eficiencia energética, en primera instancia para el caso de las heladeras y congeladores ("freezers"). Dentro de la misma estructura, se han programado tareas para la incorporación de normas para otros artefactos electrodomésticos. Se extenderá el proceso para los equipos de iluminación, motores, edificios, etc.

- Se ha trabajado en apoyo de diversos gobiernos provinciales, asesorándolos en diagnósticos de eficiencia energética en diferentes subsectores industriales, servicios públicos, escuelas, etc.

Toda esta experiencia está puesta a disposición de los interesados a través de medios informáticos de consulta masiva y en la propia Coordinación de URE. Esta es una de las responsabilidades del Estado, la de avanzar en el nivel de conocimiento de los yacimientos de eficiencia energética, impulsar la creación de un mercado de servicios de eficiencia energética y dar amplia difusión a las oportunidades de negocio y a la normativa vigente, a los efectos de la creación de conciencia colectiva sobre el URE.

En el caso de la electricidad, la transformación sectorial ha sentado las bases de una política de eficiencia energética con impacto, hasta el momento, sobre la oferta (generación, transmisión y distribución). Las acciones inmediatas en lo regulatorio y a consolidarse en el mediano y largo plazos deberán orientarse a incidir sobre la eficiencia en la demanda, es decir en los consumos energéticos, tanto para la electricidad como para otras formas de energía.

10.3. PROGRAMAS PARA PROMOVER EL URE

Los análisis realizados por la Secretaría de Energía en ediciones anteriores de este documento demuestran la existencia de un potencial importante para el ahorro de energía respecto al patrón actual del consumo energético. La posibilidad de aplicación de un conjunto de tecnologías y medidas de eficiencia energética actualmente comercializadas permitirían aprovechar dicho potencial de ahorro en una forma económicamente rentable, aún a los precios actuales de la energía. Este potencial de ahorro puede denominarse "*Yacimiento de Eficiencia Energética*".

La función del Estado es crear las condiciones que faciliten la explotación del mencionado Yacimiento mediante el desarrollo de programas destinados a tal efecto. Los programas para promover el URE en Argentina, que se detallan a

continuación, están enmarcados en las directrices de la política sectorial. El eje central de dicha política es que los actores privados realicen inversiones de riesgo, sin garantías oficiales en materia del uso eficiente de energía dentro de las reglas de mercado.

Los programas de URE están orientados a remover las barreras y preparar el camino para que los actores y participantes del mercado concreten las inversiones en eficiencia energética, conduciendo al aprovechamiento de parte del Yacimiento de Eficiencia Energética identificado.

A continuación se introducen los programas de URE de la Secretaría de Energía, agrupados en cinco categorías. Dichas categorías no son mutuamente excluyentes. Los *Programas Demostrativos* confirman el funcionamiento de nuevas alternativas tecnológicas, financieras, etc. para su posterior adopción por el mercado. Los *Programas de Eficiencia Energética* definen criterios para cuantificar la eficiencia energética de los artefactos y sistemas que consumen energía. Los *Programas Institucionales* definen nuevas opciones para la promoción de la eficiencia energética. El *Desarrollo de Normativa* establece reglas de juego para las transacciones del mercado en eficiencia energética. En cierta manera todos los programas conducen al *Desarrollo de Mercados* de productos y servicios relacionados con la eficiencia energética.

Programas Demostrativos

- Proyecto de Alumbrado Público en la localidad de Gualeguaychú, Entre Ríos.
- Programa ARCO (“Attracting Resources to Cogeneration”) para fomentar inversiones en proyectos de cogeneración.
- Proyecto ARGURELEC para fomentar el uso eficiente de la electricidad en la Argentina, con la participación de empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Programas de Calidad de Artefactos Energéticos - Resolución SIyC 88/99

El PROCAE consta de los siguientes proyectos:

- PROCAEH: Proyecto de Calidad de Artefactos Eléctricos para el Hogar. Primera etapa (1996-98): Heladeras y congeladores (“freezers”). Segunda etapa (1999-): Otros electrodomésticos (lavarropas, etc.).
- PROCIL: Proyecto de Calidad de la iluminación.
- PROCAME: Proyecto de Calidad de motores eléctricos.
- PROCEDIF: Proyecto de Calidad de Edificios respecto el uso de energía.
- PROCACOM: Proyecto de Calidad de Artefactos a Combustibles líquidos.

Programas Institucionales

- Proyecto Mercados Sostenibles para Energías Sostenibles (MSES) para analizar las posibilidades de fomentar la eficiencia energética a través de las empresas comercializadoras de energía.
- Análisis de la eficiencia energética en los mercados desregulados.
- Aplicación de recursos del Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

Programas para el desarrollo de mercados

- Proyecto “Eficiencia en el Alumbrado Público” apoyado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial, a través de la Corporación Financiera Internacional.
- Proyecto “Iniciativa para la Iluminación Eficiente” apoyado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial, a través de la Corporación Financiera Internacional.

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los programas mencionados.

10.3.1. Programas Demostrativos

10.3.1.1. Proyecto de Alumbrado Público en la localidad de Gualeguaychú, Entre Ríos

Se realizó este proyecto en el marco del Programa de Cooperación Técnica sobre Uso Racional de Energía con la Unión Europea.

El alumbrado público supone el consumo energético de mayor importancia dentro de un municipio; por esa razón resulta de gran importancia desarrollar una gestión eficaz y coherente, basada en un proceso de seguimiento continuo de todos sus aspectos.

El desarrollo de este Proyecto tuvo tres objetivos principales:

- Analizar las posibilidades de mejora de los sistemas de alumbrado público en municipios desde el punto de vista de la calidad de su prestación y de la eficiencia energética y lumínica
- Desarrollar una experiencia demostrativa replicable que sirva de ejemplo de utilización racional de la energía en otros municipios
- Del Proyecto de demostración seguir el comportamiento y confeccionar un folleto tecnológico para la difusión de la experiencia a otros municipios

En virtud de acuerdos de colaboración existentes con las provincias de Mendoza y Entre Ríos, fueron relevadas durante el año 1996 las instalaciones de alumbrado público en cinco municipios de Mendoza y alrededor de veinte en Entre Ríos. El relevamiento inicial se realizó mediante un cuestionario.

En las ciudades de Tunuyán (Mendoza) y Colón (Entre Ríos) se realizaron estudios de factibilidad. Finalmente, por desistimiento de Colón, la ciudad de Gualeguaychú (Entre Ríos) fue seleccionada para el proyecto demostrativo.

Para definir el proyecto demostrativo se tuvieron en cuenta los siguientes factores:

- la aplicación de un alumbrado de mayor eficiencia lumínica, mejorando así el nivel de servicio de la instalación
- la disminución del consumo energético mediante la aplicación de equipos de control y monitoreo y de regulación de flujo eléctrico
- la implantación de un sistema de gestión de la explotación de las instalaciones que permita su adecuado mantenimiento y control de la eficiencia energética

- la correspondencia del alumbrado público con las necesidades y las características de la población
- el respeto de los estilos arquitectónicos existentes

El Proyecto Ejecutivo se presentó a fines de 1997 y a partir de allí se realizaron las gestiones de compra de los equipamientos en Europa y en la Argentina, con subsidio parcial de la Unión Europea y el aporte restante a cargo del Municipio. Desde diciembre de 1997 a marzo de 1998 se desarrolló el montaje y puesta en marcha de las instalaciones.

La instalación realizada, además de mejorar los parámetros lumínicos, pronosticaba obtener un ahorro de hasta el 33 % en el consumo energético por reducción del régimen de iluminación en las horas de menor intensidad de uso. Se estimaba, asimismo, un ahorro de 5 % por el ajuste astronómico de los períodos de encendido.

La instalación fue puesta en servicio en abril de 1998 y, tras el periodo de puesta a punto de los equipos de regulación, los sistemas funcionaron según las previsiones. El proceso técnico de la puesta a punto vino acompañado de la implantación del software informático, de sesiones de adiestramiento en el manejo de los sistemas dirigidas al personal del Municipio y la realización de un Curso de Gestión y Explotación del Alumbrado Público abierto a técnicos de otros municipios y de empresas interesadas en el tema.

Los resultados del sistema han de verse a largo plazo, principalmente mediante la incorporación al control centralizado de otras instalaciones de alumbrado de la ciudad. Se anticipa que el potencial de ahorro de energía eléctrica mediante la incorporación de tecnologías de gestión automática centralizada (tal como lo realizado en este proyecto demostrativo) está en el orden del 20 a 25% del consumo eléctrico. Por otra parte, la implantación de una política de Gestión y Mantenimiento permitirá mejorar los niveles de servicio y la seguridad y durabilidad de las instalaciones.

Se prevé realizar el seguimiento del funcionamiento de las instalaciones objeto de este proyecto durante un año, a fin de verificar el cumplimiento de los valores de ahorro y rentabilidad económica estimados.

10.3.1.2. Programa ARCO (“Attracting Resources to Cogeneration”)

Se desarrolla este proyecto en el marco de cooperación con la Unión Europea.

El Programa ARCO tiene por objetivo desarrollar acciones prácticas, a fin de demostrar mediante realizaciones concretas en condiciones reales de mercado, los beneficios técnicos, económicos y ambientales de las tecnologías de punta europeas en materia de cogeneración.

El Programa ARCO apunta hacia objetivos en cuatro niveles diferentes:

a) *a nivel país*:

- desarrollar con mayor precisión la figura del cogenerador / autogenerador en los marcos regulatorios eléctrico y gasífero existentes.

- conocer el potencial de ahorro energético y de reducción de emisiones contaminantes alcanzables a través de la cogeneración y su incidencia como factor de desarrollo local sustentable.

b) *a nivel de los actores de los mercados de energía eléctrica y gas natural*

- promover y difundir la cogeneración de energía en industrias medianas y pequeñas, buscando su participación activa, toma de riesgo empresario y monitoreo de resultados

c) *a nivel de las empresas europeas fabricantes de equipos, constructoras y/o proveedoras de servicios o ingeniería*

- detectar las potencialidades del mercado argentino para sus productos y servicios y promover acuerdos de asociación con proveedores locales

d) *a nivel de las empresas consumidoras*

- demostrar en condiciones reales de mercado las ventajas de los sistemas de cogeneración tanto en la mejora de la eficiencia de sus procesos como en la rentabilidad de sus actividades, con el consiguiente aumento de la competitividad.

Estrategia central

ARCO apunta a promover el conocimiento tanto a nivel público como privado de las tecnologías de cogeneración de energía térmica y eléctrica comprobadas y adaptadas en el mundo. La transferencia de este conocimiento se desarrollará a través de la realización de cuatro proyectos que contarán con un subsidio parcial por parte del Programa.

La Unión Europea y la Secretaría de Energía, actuarán como Entes de Tutela del Proyecto.

El presupuesto total es de 19,3 Millones ECU con un aporte de la Comisión Europea de 2,7 Millones ECU. Las cifras restantes son aportes privados tanto para la inversión como para el soporte técnico - administrativo.

Vinculado al desarrollo de este proyecto, se puede mencionar la influencia que tendrían las acciones en tres escenarios potenciales.

Influencia de la cogeneración en las demandas de gas natural y en las emisiones contaminantes y de efecto invernadero - Escenarios de prospectiva

Cuando un usuario instala un sistema de cogeneración de energía eléctrica y térmica, sustituye total o parcialmente su demanda de energía eléctrica al suministrador original (generando o no excedentes de energía eléctrica que exporte a la red) e incrementa la demanda de gas natural, que utiliza en turbinas a gas, motores alternativos de combustión interna o calderas de alta presión para accionar turbinas a vapor, aprovechando el calor residual para su proceso.

Pero, si bien existe un incremento de la demanda de gas natural para el usuario de un sistema de cogeneración, existe un marcado ahorro global del gas natural total utilizado pues el consumo global de un sistema “isla”, es decir generación eléctrica por un lado y térmica por otro, es sensiblemente mayor que en el sistema integrado

de cogeneración, donde la energía residual del proceso de generación de energía eléctrica se utiliza para generar la energía térmica útil de los procesos industriales.

Intentando cuantificar las inversiones involucradas y los beneficios esperados, se han imaginado tres posibles escenarios:

- un escenario positivo, que implique una política activa de parte del Estado para promover este tipo de aplicaciones tecnológicas

- un escenario neutro, donde si bien existen acciones de adecuación de las actuales condiciones no exista una promoción evidente

- un escenario negativo para la cogeneración, el cual sería simplemente una continuación de la situación actual

Estas cuantificaciones se realizaron para instalaciones de mediano tamaño (de 3 MW a 15 MW), adaptables en especial para las medianas industrias y no se tuvo en cuenta la colocación de estos ciclos de cogeneración en las grandes, en especial petroquímicas y siderúrgicas, cuya problemática es distinta a lo indicado antes en instalaciones de mediana envergadura.

Una proyección optimista llevaría a la instalación de al menos 1.000 MW en ciclos de cogeneración en un lapso de 10 años.

Considerando la colocación de turbinas de gas con un rendimiento medio de 31% y una caldera de recuperación posterior para generación de vapor de baja presión con destino a los consumos industriales, los consumos y producción serán:

Generación de energía eléctrica:	1.000 MWh / h
Generación de energía térmica:	1.500 MWh (t) / h
Consumo total de combustible:	3.225 MWh (t) / h

Comparado con un buen ciclo combinado de rendimiento global 45% y una caldera convencional de rendimiento 91%, se tendrán los siguientes valores:

Generación de energía eléctrica:	1.000 MWh / h
Consumo de combustible para la generación eléctrica:	2.225 MWh (t) / h
Generación de energía térmica (vapor):	1.500 MWh (t) / h
Consumo de combustible para generación de energía térmica:	1.650 MWh (t) / h
Consumo total de combustible:	3.875 MWh (t) / h

Esto significa un ahorro de energía primaria (combustible) de alrededor de 650 MWh (t) / h, o sea un 17% de ahorro respecto de la solución insular (si bien significa un incremento de 1.575 MWh / h para el usuario industrial)

Representa un ahorro global de alrededor 5,2 x 10^6 MWh/año, que es el equivalente a aproximadamente 532 x 10^6 Nm3 de gas natural al año (considerando alrededor de 8000 horas de funcionamiento de los sistemas de cogeneración)

Respecto de la disminución de las emisiones de CO_2 que contribuyen al efecto invernadero, existirá una disminución de al menos 120 ton/h de CO_2, lo que representa una disminución de emisiones de 960.000 ton/año.

Para los contaminantes NOx que afectan la capa de ozono y el CO, la disminución de la contaminación será mayor a las 900 ton/año para cada tipo de contaminante.

La inversión global para la instalación de estos sistemas de cogeneración sería de aproximadamente 700 millones de pesos, con un promedio de inversión de 70 millones al año.

En un escenario neutro, la instalación de ciclos de cogeneración podría llegar a un valor de 450 MW, y las cifras serían entonces:

- Inversión: 315 millones de pesos (31,5 millones de promedio al año)
- Ahorro de energía primaria: 240 x 10^6 Nm3 de gas natural al año
- Disminución de CO_2: 432.000 ton/año
- Disminución de los contaminantes NOx y CO: 400 ton/año por cada uno

Mientras que en un escenario no favorable a la cogeneración a escala mediana, como es el actual, sería esperable una instalación de alrededor de 120 MW en el curso de 10 años, como máximo.

Esto daría las siguientes cifras:

- Inversión: 84 millones de pesos (promedio anual: 8,4 millones de pesos)
- Ahorro de energía primaria: 64 x 10^6 Nm3 de gas natural al año
- Disminución de CO_2: 115.000 ton/año
- Disminución de los contaminantes NOx y CO: 100 ton/año por cada uno

10.3.1.3. Proyecto ARGURELEC para fomentar el uso eficiente de la electricidad en la Argentina, con la participación de empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Tiene como objetivo general la mejora de la eficiencia en el uso de la energía eléctrica, en mercados sujetos a regulación. Como objetivo específico busca:

- Disponer de procedimientos y herramientas técnicas económicas y financieras replicables, probadas a través de experiencias concretas que permitan hacer eficientes los usos finales de la energía eléctrica en dos áreas prioritarias: Residencial y Alumbrado Público.

- Permitir la optimización de inversiones de las empresas eléctricas, disminuir el costo de la factura energética, mejorar la calidad del servicio y promover el desarrollo del mercado de productos eficientes.

Las principales actividades previstas son:

- Analizar las normativas vigentes en Europa para promover el URE. Evaluar las barreras existentes para el pleno desarrollo de las alternativas de eficiencia energética y gestión de la demanda en el contexto de las tendencias del sistema regulatorio argentino (realizado)
- Realizar dos acciones demostrativas (en marcha a octubre de 1999):

- Alumbrado Público sobre un municipio mediante el desarrollo de un proyecto sostenible en sus aspectos técnicos, económicos, financieros, jurídicos y organizacionales.
- Intervención sobre una muestra del sector residencial mediante el diseño de un programa que incluya señales que promuevan el URE, involucrando a los fabricantes de equipos eficientes y relevando el impacto de las medidas.

- Desarrollar una propuesta para instrumentar a mayor escala los proyectos piloto.
- Diseñar y ejecutar procedimientos de comunicación (iniciado)
- Proponer ajustes regulatorios para promover el uso racional de la energía eléctrica en mercados sometidos a regulación (iniciado)
- Identificar oportunidades de negocio y promover mecanismos que permitan su concreción.

El proyecto fue aprobado por la Comisión Europea a principios de 1998. Las actividades se encuentran muy avanzadas; el Proyecto finalizará en el mes de diciembre de 1999.

10.3.2. Proyectos de Eficiencia Energética

10.3.2.1. Proyecto de Calidad de Artefactos Eléctricos para el Hogar (PROCAEH).

A mediados de 1995, la Secretaría de Energía inició el Programa de Calidad de Artefactos Eléctricos del Hogar (PROCAEH) con el fin de mejorar la eficiencia energética de heladeras, freezers y otros electrodomésticos. El PROCAEH convocó a todos los actores relevantes para el tema (fabricantes de electrodomésticos, asociación de consumidores, empresas eléctricas, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), el Instituto Nacional de Tecnología Nacional, el Instituto Argentino de Normalización (IRAM), la Unión Industrial Argentina (UIA), la Asociación de Electrotecnia de Argentina (AEA), el Centro Argentino de Ingenieros (CAI), empresas eléctricas, universidades, etc. En 1996, los grupos de trabajo decidieron adoptar el diseño europeo de etiqueta de eficiencia energética de heladeras y freezers (ver Figura) para su aplicación en la Argentina. Son los artefactos electrodomésticos más energointensivos. Durante 1997 y 1998 IRAM desarrolló una serie de normas para la medición del consumo energético de heladeras con o sin compartimentos de baja temperatura y para especificar el diseño de la etiqueta. En reuniones del PROCAEH, la Secretaría de Energía presentó la posibilidad de que el uso de la etiqueta sea obligatorio en una primera instancia para heladeras y freezers para luego extender el proceso a otros electrodomésticos. Debido a que fueron representantes de los mismos fabricantes que promovieron la selección del diseño de

etiqueta, no se esperaba una oposición a su puesta en marcha. En una reunión de PROCAEH (15 de oct. de 1998) que contó con la participación de los principales fabricantes, ellos mismos insistieron en la implantación de un sistema obligatorio de etiquetado de heladeras y freezers para todas las unidades vendidas en el país, sean nacionales o importadas. A la fecha se dispone de la Resolución 319/99 de la secretaría de Industria, Comercio y Minería que regla la aplicación de la Etiqueta.

El proceso de etiquetado requiere de laboratorios acreditados para realizar las mediciones del consumo en forma independiente y confiable. El Centro de Investigación sobre el URE (CIPURE) del INTI cuenta con un laboratorio adecuado para estas pruebas y está gestionando su acreditación por organismo competente.

El PROCAEH seguirá trabajando para extender la aplicación de etiquetas a otros aparatos (lavarropas, equipos de aire acondicionado, etc.). Ya que Brasil se encuentra en el camino de adoptar un sistema de etiquetado similar, se hace viable desarrollar un sistema unificado para el Mercosur de etiquetado de eficiencia energética para electrodomésticos.

10.3.2.2. Proyecto de Calidad de la Iluminación (PROCIL)

En la Argentina existen amplias oportunidades de ahorro energético en sistemas de iluminación. Entre las barreras que impiden una plena adopción de dichas oportunidades se puede mencionar la calidad de algunos componentes y sistemas de iluminación y la falta de información confiable sobre el rendimiento energético y otras características técnicas de los mismos. Se pretende remover esta barrera a través de un proyecto de calidad desarrollado según la experiencia positiva de PROCAEH. Dicho programa formará el eje central del Desarrollo de Mercado en la iluminación eficiente.

10.3.2.3. Proyecto de Calidad de Motores Eléctricos (PROCAME)

Los sistemas de fuerza motriz impulsados por motores eléctricos representan el principal conjunto de usos finales de energía eléctrica. La mayor parte de este consumo se encuentra en el sector industrial, pero también tiene una incidencia en otros sectores a través de ciertos equipos electrodomésticos (notablemente heladeras), bombeos de agua de pozo y en el sector servicios (bombas, ascensores, etc.)

Existe una escasez de datos sobre el rendimiento energético de estos equipos en Argentina. Como una consecuencia de esta situación —y a diferencia de otros países— es difícil encontrar en el mercado motores de alta eficiencia, para mencionar sólo un ejemplo.

Para revertir esta situación, se espera iniciar, a mediados del año 2000, el Proyecto de Calidad de Motores Eléctricos (PROCAME).

10.3.2.4 Proyecto de Calidad de Edificios respecto al uso de la energía (PROCEDIF)

Se espera iniciar este Proyecto a mediados del año 2000.

10.3.3. Programas Institucionales

10.3.3.1. Mercados Sostenibles Para Energías Sostenibles (MSES)

Argentina fue uno de los cuatro países seleccionados para participar en *Mercados Sostenibles para Energías Sostenibles.* Este programa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) pretendía "establecer la eficiencia energética y las fuentes limpias de energía dentro de la corriente principal de inversiones." Luego de un seminario organizado por el BID en mayo de 1997 y una serie de discusiones entre la Secretaría de Energía y dicha entidad se identificaron las siguientes actividades, las que fueron llevadas a cabo en 1998:

- Diagnóstico del mercado de grandes usuarios energéticos en la República Argentina
- Identificación de las oportunidades de negocios para energías sostenibles en Argentina en un mercado de competitividad creciente
- Promoción de actividades comerciales para energías sostenibles en mercados maduros: lecciones de interés para Argentina.

Los alcances de las tres actividades se sintetizan a continuación.

Diagnóstico del mercado de grandes usuarios energéticos en la República Argentina

- Caracterización de grandes usuarios energéticos
- Reglas de juego para el acceso de grandes consumidores a la energía
- Rol actual y potencial de los principales actores del mercado

Conclusiones preliminares: oportunidades potenciales de negocios para energías sostenibles

Identificación de las oportunidades de negocios para energías sostenibles en Argentina en un mercado de competitividad creciente

Caso 1: Compañías de servicios energéticos como vector dinámico
Caso 2: Comercializadores de energía como vector dinámico

Promoción de actividades comerciales para energías sostenibles en mercados maduros: lecciones de interés para Argentina.

El objetivo principal de esta actividad fue revisar y documentar la experiencia de los comercializadores ("marketers" , "brokers" y otras figuras posibles) de energía en la promoción de las energías sostenibles en los países con mercados desregulados: Reino Unido, Noruega, Australia, Nueva Zelanda y partes de los EEUU.

El estudio comprendió cinco tareas:

1. Revisión de las operaciones de los comercializadores de energía en los mercados competitivos;
2. Revisión de la provisión de la eficiencia energética, las energías renovables y la cogeneración en los mercados competitivos;

3. Evaluación de las condiciones de mercado para la eficiencia energética, las energías renovables y la cogeneración en mercados competitivos;
4. Análisis del marco regulatorio, institucional y de la estructura de mercado.
5. Elaboración de una síntesis de la experiencia en los mercados competitivos y sus implicancias para la Argentina.

Una síntesis de las conclusiones resultantes de estas actividades se expuso en el Taller MSES que se realizó en Buenos Aires el 10 de diciembre de 1998.

10.3.3.2. Eficiencia Energética en Mercados Desregulados

La experiencia de los demás países con mercados desregulados ha sido similar con respecto a la eficiencia energética. Se puede sintetizar esta experiencia de la siguiente manera (Fuente: Steven Nadel, "International experience on the impact of energy sector restructuring on energy consumption and the environment", American Council for an Energy-Efficient Economy, 1998):

1) La reestructuración puede conducir a precios menores para los consumidores, en especial a los grandes usuarios.
2) La reestructuración, junto con otros factores, puede derivar en un aumento en el consumo de gas respecto a otras fuentes energéticas.
3) La reducción en los precios, a su vez, puede conducir al aumento en el consumo energético y un incremento en el impacto ambiental asociado a dicho aumento.
4) En muchos casos, las iniciativas para promover la eficiencia energética han sido reducidas después de la reestructuración.

Para la promoción de inversiones en la eficiencia energética, todos estos países con mercados desregulados implantaron programas para promover la eficiencia energética. A manera de comentario sintético podemos mencionar los siguientes casos:

- *Inglaterra y Gales*. Se estableció el Energy Savings Trust, financiado con un impuesto de una libra por usuario recaudado a través de las empresas distribuidoras de energía eléctrica

- *Noruega*. Se financian los programas de eficiencia energética mediante un impuesto sobre la distribución de energía. Existen centros de eficiencia energética en distintas regiones. El regulador exige actividades de promoción de la eficiencia a las empresas eléctricas

- *Nueva Zelanda*. Se estableció la Energy Efficiency and Conservation Authority, financiada por impuestos generales.

- *Australia*. Existe la Sustainable Energy Development Authority en New South Wales.

- *Estados Unidos.* El sector eléctrico está en proceso de reestructuración. Dicho proceso varía según el Estado: California, Pennsylvania y Massachusetts se encuentran más avanzados. Cuando las empresas eran monopólicas, tenían fuertes programas para promover la eficiencia energética. La propuesta es seguir

con los programas de información y educación, financiamiento, adquisición de nuevas tecnologías y apoyar a las empresas de servicios energéticos. Se financiarán las actividades mediante un impuesto a la venta de electricidad.

Durante el primer semestre del año 2000 se propone profundizar en el estudio de la experiencia de estos países con mercados desregulados en la promoción de programas de URE.

10.3.3.3. Aplicación de Recursos del Fondo Nacional de Energía Eléctrica

Desde el dictado de la Ley 15336 y la Ley 24065 (reestructuración del sector eléctrico), Argentina cuenta con un impuesto sobre la venta de electricidad que aporta al Fondo Nacional de Energía Eléctrica. A continuación se analizan la posibilidad de utilizar, en el futuro, parte de los recursos provenientes de este Fondo para programas de URE.

Actualmente, los recursos del Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE) se aplican a dos propósitos: Inversión y Compensación Tarifaria.

Tal como se ha identificado en las directrices, se analizará la posibilidad de aplicar parte de los recursos del FNEE a las actividades de eficiencia energética. Cualquier propuesta debe ser discutida en el seno del Consejo Federal de Energía Eléctrica, organismo que es responsable para la disposición de los fondos.

De acuerdo con análisis preliminares, experiencia actual en la aplicación de fondos y lineamientos de la política sectorial, los recursos podrían aplicarse siguiendo los criterios que a continuación se esbozan:

10.3.3.4. Financiamiento de obras de eficiencia energética

Dada la existencia de sectores en las economías provinciales que son demandantes de subsidios de compensación de tarifas, Ej.: riego agrícola, alumbrado público, usuarios residenciales de bajo nivel de ingresos, etc. Se propone analizar la posibilidad de aplicar estos fondos al financiamiento de obras de eficiencia energética que permitan reducir en forma sostenible la demanda de subsidios.

Los servicios de eficiencia energética que podrían ser brindados en este contexto se pagarían con ahorro de fondos y podrían ser ejecutados por los “Participantes del Mercado”, que en un proceso competitivo accederían a la explotación del “Yacimiento de Eficiencia Energética”. Estos “Participantes del Mercado” desarrollarían la actividad de aglutinar demanda, ejecutar y administrar el proyecto, en los términos que se pacten en los respectivos “Acuerdos de Comercialización”.

10.3.4. Programas para el desarrollo de Mercados

10.3.4.1. Proyecto de Alumbrado Público Eficiente

El Gobierno Argentino, a través del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto, ha suscripto adhesiones a dos proyectos de la Corporación Financiera Internacional (del Grupo Banco Mundial). Estos proyectos están dirigidos al sector privado, pero se insertan en las políticas sectoriales, en los aspectos relacionados con la remoción de barreras para el desarrollo de mercados del uso

eficiente de la energía. Uno de ellos está dirigido a la eficiencia en el alumbrado público.

En las instalaciones de alumbrado público, el uso de lámparas de vapor de sodio, en lugar de lámparas de menor eficiencia lumínica y mayor consumo energético, representa importantes ahorros energéticos con inversiones adicionales altamente rentables. Por otro lado, nuevos sistemas de gestión del alumbrado pueden reducir los costos operativos, tanto de energía como de mantenimiento. Todos los elementos de los sistemas eficientes de alumbrado público se encuentran ampliamente disponibles en el mercado nacional.

Sin embargo, el ritmo de incorporación de lámparas eficientes y sistemas de gestión dista de su potencial. Entre las barreras identificadas, se puede mencionar la morosidad en el cobro de la tasa de alumbrado por parte de muchos municipios, que a su vez no pueden asumir los préstamos necesarios para la reconversión de las instalaciones. Como consecuencia, varias líneas de crédito de la banca multilateral no han sido aprovechadas. El proyecto CFI / GEF involucra un subsidio de tamaño mediano (presupuesto US$ 700.000) en la forma de una asistencia técnica para superar las barreras mediante un estudio de mercado y el desarrollo de alternativas para el financiamiento de la modernización. En el transcurso de los 24 meses previstos para el proyecto, se espera movilizar varios préstamos acordes a las alternativas identificadas y sentar las bases para la concreción de proyectos adicionales en el futuro.

10.3.4.2. Proyecto “Iniciativa para la Iluminación Eficiente”

Este es el segundo proyecto del fomento de la eficiencia energética apoyado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial, a través de la Corporación Financiera Internacional.

Argentina ha sido seleccionada, junto con otros 6 países, para su incorporación en este proyecto que propone la introducción masiva de sistemas lumínicos eficientes. Se han desarrollados proyectos de este tipo con éxito en México y Polonia, y la CFI pretende extenderlos a otros países. Es posible aprovechar esta Iniciativa para el desarrollo de normativas de eficiencia energética para lámparas, balastos, luminarias y otros componentes lumínicos, inicialmente en el ámbito nacional con miras al Mercosur. Se prevé el desarrollo de un sistema de medición y etiquetado de la calidad energética de los componentes y sistemas lumínicos en Argentina, con el propósito de su homologación dentro de Mercosur. La Iniciativa para la Iluminación Eficiente para Argentina tiene previsto un subsidio de US$ 2 millones, con una duración de dos años. Se inició formalmente a mediados de 1999.

10.4. ESCENARIOS DE LA EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD CON DISTINTOS PROGRAMAS DE URE

El Informe de Prospectiva 1997 de la Secretaría de Energía (sección sobre el URE), incluía estimaciones del potencial de ahorro de la energía eléctrica, si se pudieran implantar **todas** las medidas de eficiencia que son rentables en **todos** los usuarios donde éstas fueran de aplicación. Dicho potencial generalmente representa un límite superior del potencial de ahorro (aunque el avance tecnológico y el desarrollo de mercado tienden a reducir los costos de las alternativas más eficientes, ampliando el potencial de ahorro). Este Informe actualiza las estimaciones del potencial técnico

económico de ahorro y refiere a dicho potencial como el Yacimiento de Eficiencia Energética.

La parte del yacimiento de eficiencia energética que se podrá realmente aprovechar depende del conjunto de programas de URE instrumentado. En el Informe de Prospectiva se había determinado el potencial aprovechable de ahorro a partir de algunos programas hipotéticos. En la versión actual, se amplía el análisis, considerando las políticas específicas mencionadas en la Sección anterior.

Antes de realizar las estimaciones, se deben aclarar algunos aspectos metodológicos.

El potencial técnico económico de ahorro energético se estima en función de los sectores de consumo y los usos finales más importantes de cada sector. Los programas presentados en la sección anterior fueron agrupados temáticamente, no según usos finales.

Por otro lado, los programas mencionados sólo empiezan a preparar el camino para las inversiones en eficiencia energética. Por ejemplo, los Programas Demostrativos y de Calidad Energética proveen información al mercado. Los Programas Institucionales de Desarrollo de Normativa definen nuevos mercados de eficiencia energética y establecen reglas de juego para el funcionamiento de los mismos. Por sí solos, no conducen al ahorro de energía. El Desarrollo de Mercados sí logra algunos ahorros cuya magnitud depende de la intensidad y duración de las actividades de desarrollo. El Estado limitará su actuación hasta que el mercado pueda encargarse plenamente de las inversiones y servicios de eficiencia energética. Por ello, el potencial aprovechable de ahorro se define como consecuencia del desarrollo de un mercado maduro de eficiencia energética resultado de los programas a impulsar públicamente, mencionados en la sección anterior.

A continuación se desarrollan los escenarios, según sector y uso final. Para cada sector, se presentan:

- el escenario de evolución media sin programas de URE (Caso B del capítulo 5)
- el conjunto de medidas de eficiencia energética correspondientes al sector;
- el escenario correspondiente al Yacimiento de Eficiencia Energética (potencial técnico económico de ahorro)
- una descripción de los programas de URE aplicables al sector; y
- el escenario de la evolución de la demanda del sector en un mercado maduro de eficiencia, como consecuencia de los programas implantados.

10. 4.1. El Sector Residencial

En 1997 el sector residencial fue responsable por el consumo de 18.087 GWh, 31% del total del país.

Los usos finales más importantes son la iluminación, la conservación de alimentos (heladeras y congeladores) y los equipos de video (televisores, videocaseteras, convertidores de cable). Estos tres grupos de usos finales suman más del 75% del consumo total del sector (ver Prospectiva 1997).

Se propone aprovechar parte del yacimiento de Eficiencia Energética a través de proyectos de información sobre la eficiencia de heladeras y lámparas.

Los proyectos más específicos son:

- 10.4.1.1. Proyecto de Calidad de Artefactos Eléctricos para el Hogar (PROCAEH).
- 10.4.1.2. Proyecto de Calidad de la Iluminación (PROCIL).
- 10.4.1.3 Proyecto de Calidad de Motores Eléctricos (PROCAME)

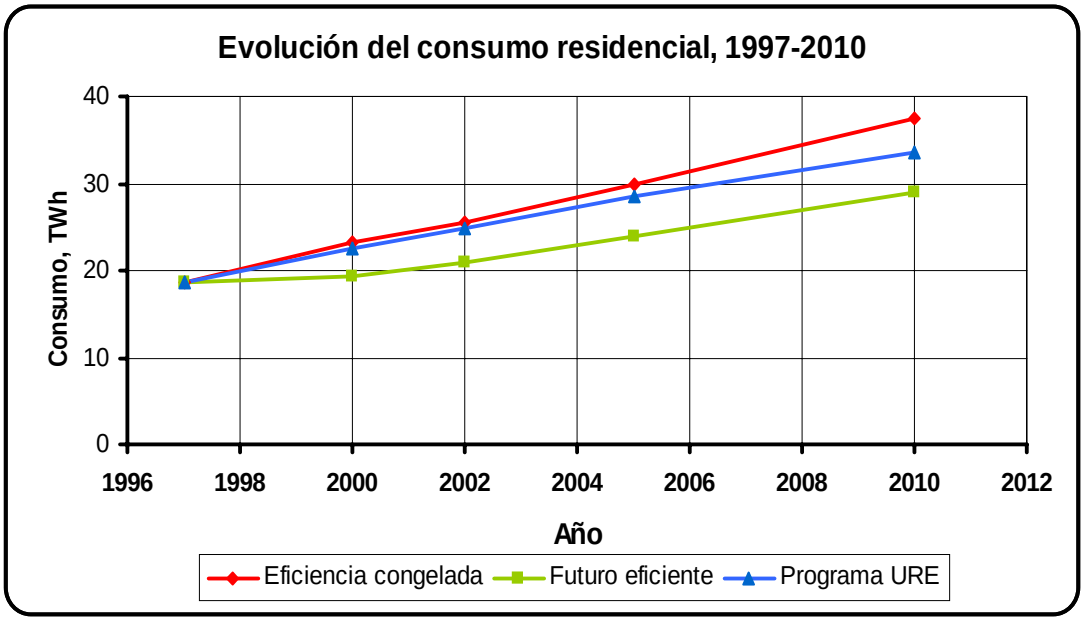
El desarrollo de estos proyectos contará con el apoyo de:

- La Unión Europea en la forma del Programa Demostrativo Proyecto ARGURELEC para fomentar el uso eficiente de la electricidad en la Argentina, con la participación de empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) a través del Programa de Desarrollo de Mercados Proyecto "Iniciativa para la Iluminación Eficiente."

PROCAEH conducirá al etiquetado de heladeras y congeladores. La existencia del etiquetado proveerá reconocimiento público a los fabricantes (e importadores) induciéndoles a ofrecer productos más eficientes.

En el caso de la iluminación residencial, ya existen en el mercado alternativas eficientes, en particular lámparas fluorescentes compactas, con ventas que superan el 10% del potencial técnico-económico. Entre las barreras, se puede mencionar la desconfianza en la calidad de las lámparas eficientes (por ejemplo, flujo luminoso, color, vida útil, etc.) y su alto costo inicial. Se espera iniciar a mediados del 2000 el Programa de Calidad de la Iluminación como parte central del Proyecto "Iniciativa para la Iluminación Eficiente." Esto resolvería el primer problema, asegurando al consumidor los modelos de calidad y eficiencia energética.

El potencial de ahorro alcanzable en el sector residencial a través de estos Proyectos se presenta en la siguiente Figura, donde también se observan los escenarios de Eficiencia Congelada y de Futuro Eficiente.



10.4.2. El Sector Servicios

Este sector comprende los edificios comerciales y públicos, el alumbrado público y los servicios sanitarios, con el siguiente desglose del consumo en el año 1997.

Consumo de electricidad del sector servicios, 1997
en GWh

Comercial (edificios)	8.750
Servicios sanitarios	801
Alumbrado público	2.363
Oficial (edificios públicos)	1.856
Total del sector servicios	13.769
Total del país	58.987

El programa específico al Sector Servicios es:

- 10.4.2.1. PROCIL: Proyecto de Calidad de la Iluminación.

El desarrollo de este programa contará con el apoyo del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) mediante los siguientes Programas de Desarrollo de Mercados:

- Proyecto “Eficiencia en el Alumbrado Público”
- Proyecto “Iniciativa para la Iluminación Eficiente”

La iluminación es el uso final más importante del sector, comprendiendo más de la mitad del consumo en los edificios comerciales y públicos y, por supuesto, el 100% del alumbrado público. El Programa de Calidad Energética para componentes y sistemas de iluminación a desarrollarse a partir del 2000 será la columna vertebral de los programas del sector. A diferencia del caso del sector residencial, donde los tipos de lámparas en uso son limitados, este sector se caracteriza por la variedad de alternativas tecnológicas, en particular asociada a instalaciones con tubos fluorescentes: lámparas, arrancadores, balastos, luminarias y sistemas de control.

En la actualidad, la falta de una normativa de calidad efectiva conduce a grandes derroches energéticos. Se puede pronosticar el aprovechamiento del 20% del Yacimiento de Eficiencia Energética sólo por la implantación del Programa de Calidad Energética, debidamente respaldado por un programa de promoción y divulgación. Para el desarrollo de estas actividades se contará con el apoyo del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) mediante la “Iniciativa para la Iluminación Eficiente”.

A pesar de ser un usuario menor del sector, el Estado puede jugar un papel clave, incorporando la adquisición de productos eficientes y económicamente rentables y promoviendo adhesión voluntaria a programas similares por parte de los edificios comerciales. Los programas de eficiencia energética en edificios públicos no deben limitarse a la iluminación.

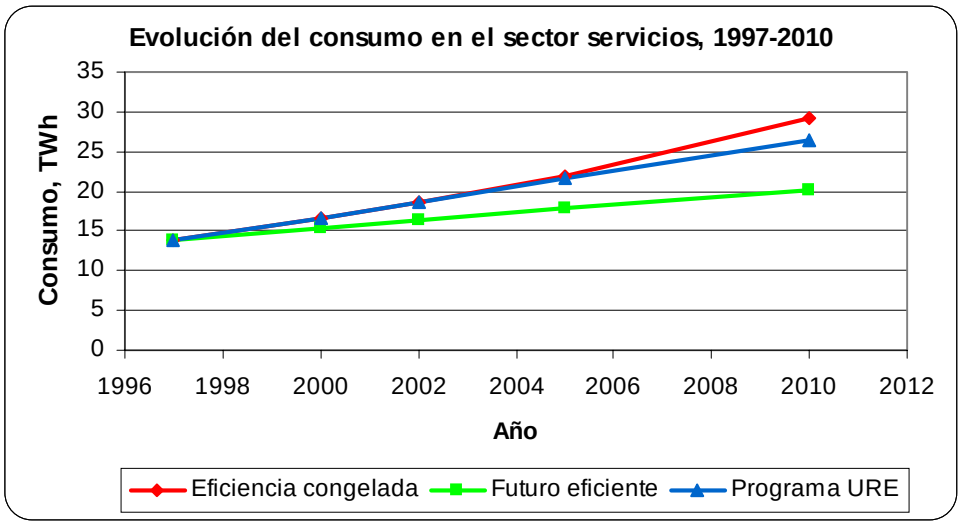
El alumbrado público es otro subsector con importantes posibilidades de ahorro, cuyo aprovechamiento estará respaldado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) mediante el Proyecto “Eficiencia en el Alumbrado Público.” Este proyecto de Desarrollo de Mercado identificará municipios donde la implantación de

proyectos de eficiencia energética sea rentable y establecerá mecanismos de financiación con adecuadas garantías.

El consumo de energía eléctrica por servicios sanitarios ha sido estable durante más de 10 años, a pesar de notables aumentos en la cobertura de las redes de agua y cloacas y cierto avance en plantas de tratamiento de aguas servidas. No se proponen programas específicos para este uso final, con la suposición de que las mismas empresas que proveen el servicio de agua y cloacas harían las inversiones necesarias para lograr mayores eficiencias.

Sin ningún programa en marcha todavía, en el sector servicios es difícil predecir la eventual incidencia de estos sobre el Yacimiento de Eficiencia Energética. Suponemos que se lograría ahorros a partir del año 2002, alcanzando el 30% del potencial en el año 2010.

La siguiente Figura compara el escenario de la evolución del potencial de ahorro alcanzable por los mencionados programas con aquellos de la Eficiencia Congelada y el Futuro Eficiente.



10.4.3. El Sector Industrial

El consumo de energía eléctrica del sector industrial alcanzó 25.155 GWh en el año 1997, el 43% del total del país. La mayor parte del consumo está representada por motores eléctricos. A este respecto, no existen estudios del potencial de ahorro ni proyectos demostrativos que los pongan en evidencia.

Es de esperar que el inicio del PROCAME (Programa de Calidad de Motores Eléctricos) permita conocer el “yacimiento” de ahorro energético y mejora de la eficiencia en tales equipamientos.

10.5. CONCLUSIONES

En el Informe de Prospectiva 1997 se habían identificado medidas de ahorro de energía eléctrica en los tres sectores más importantes de consumo: industrial, residencial y comercial. Se había explicado la metodología y cuantificado el potencial técnico económico de ahorro para cada sector. El potencial de ahorro se define hacia el futuro, respecto a un escenario de base para la evolución de la demanda, y representa el *potencial máximo de ahorro* con tecnologías actualmente disponibles y económicamente rentables.

Se ha definido este potencial técnico económico de ahorro como el *Yacimiento de Eficiencia Energética*. Qué parte de este potencial o yacimiento se puede realizar depende de los programas para promover la eficiencia energética y en la medida que dichos programas ayuden a superar las barreras que actualmente impiden la plena adopción de las alternativas eficientes que resultan rentables.

En este capítulo se definen los *lineamientos políticos* para promover el URE que es compatible con las políticas macroeconómicas nacionales y del sector eléctrico en particular. Basándose en dichos lineamientos, se proponen algunos programas para la promoción de URE que la Secretaría de Energía ha ido desarrollando o que espera iniciar en el próximo futuro.

El alcance de los programas y su ejecución con éxito determinarían qué parte del Yacimiento de Eficiencia Energética se podrá aprovechar en los próximos años y hasta el horizonte de proyección de este Informe, el año 2010.

11. LA PROBLEMATICA AMBIENTAL

11.1 INTRODUCCION

La producción y el uso de la energía, valorizada ésta como un bien social, tienen ante sí el desafío ambiental de lograr su crecimiento, mediante un aprovechamiento equitativo y racional de los recursos naturales y generando variantes ajustadas a las necesidades del medio social que los sustenta.

A este desafío se suma el reconocimiento de la relación crítica que existe entre la preservación del ambiente y el desarrollo sustentable, o sea aquél que satisface las necesidades actuales sin comprometer el bienestar de las futuras generaciones.

Para la formulación de políticas en el sector, se ha adoptado un enfoque en el que se tienen en cuenta los costos externos de la energía eléctrica en términos ambientales y sociales, a través del planteo de las medidas necesarias que posibilitan la optimización de los beneficios y la morigeración de los efectos negativos asociados a la actividad energética, y que se basan en los siguientes criterios:

- Se considera que todas las fuentes eléctricas generan impactos ambientales negativos de diferente intensidad y duración y en diferentes localizaciones geográficas, ya sea sobre el medio natural como el social y cultural, teniendo en cuenta además que algunos son de difícil evaluación en términos económicos.

- Se elaboran las normas para la incorporación de los aspectos ambientales en los distintos sectores del mercado, para las diferentes fuentes y en todas las etapas, desde la evaluación inicial hasta las etapas de construcción y operación.

- Se fortalece el rol de contralor del Estado, para garantizar la adecuada gestión ambiental de los agentes privados.

- Se incluyen en el presupuesto económico- financiero de los proyectos, los costos de las inversiones para la protección ambiental, para la consecución de las medidas correctivas y para el monitoreo permanente de vigilancia y control de los procesos contaminantes.

11.2. PROBLEMATICA GLOBAL

11.2.1. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

La preocupación mundial acerca de los cambios climáticos creó la necesidad de evaluar con mayor profundidad la problemática de la elevación de temperatura, que surge por la acumulación de dióxido de carbono, metano, fluorclorocarbonos y otros gases termoactivos en la atmósfera, denominados Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Esta problemática de calentamiento global está centrada en primer término en las emisiones de CO_2, atribuidas mundialmente en forma mayoritaria (80%) al uso de los combustibles fósiles, los que han provocado un aumento de la concentración de este gas de 290 ppm a 360 ppm desde la revolución industrial a la fecha y, como

consecuencia, se estima para el año 2025, un aumento de la temperatura media mundial en 2º C por encima de los registros preindustriales - Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) - 1995.

La responsabilidad primaria del calentamiento global se atribuye a los países más desarrollados, no obstante, las consecuencias afectan globalmente, produciéndose en el Hemisferio Sur la mayor vulnerabilidad, mediante un desequilibrio en los ecosistemas, los ciclos hidrológicos, la producción agrícola, los sistemas costeros, la salud humana y posiblemente sobre la frecuencia e intensidad del Fenómeno ENOS (El Niño - Oscilación Sur).

Los principales organismos internacionales y la mayoría de los países, se hallan estudiando la evolución probable del fenómeno y diseñando opciones estratégicas que impliquen la reversión de tales tendencias, y formas de gestión que resulten menos gravosas para la sociedad en su conjunto y para los ecosistemas comprometidos.

En este marco, los países han firmado en Río de Janeiro en 1992, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en la cual se pueden establecer dos instancias: la primera es la que establece el “objetivo final” en la estabilización de la concentración de gases en la atmósfera a niveles que impidan interferencias peligrosas de origen humano en el sistema climático, y en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, la segunda es reconocer que los países en desarrollo no tienen responsabilidad histórica en este problema y se les reconoce el derecho a su desarrollo económico y social de manera sostenible.

Entre los aspectos relevantes de la Convención, para el presente informe se citan los siguientes:

- Diferenciación entre países con compromisos de reducción o estabilización de emisiones gaseosas al año 1990 (Anexo I) y países sin obligación de reducción o estabilización (no Anexo I).

- Obligación de ejecución de Inventarios Nacionales de GEI para todos los países.

- Creación de los mecanismos de Implementación Conjunta (JI) y Derechos de Emisión (Emission Trading) entre los países del Anexo I, por medio del cual los mismos puedan cumplir con los compromisos de reducción, mediante transferencia de unidades de reducción de emisiones resultantes de proyectos más sustentables.

A estos aspectos se agrega en la COP1 la Decisión 5, que estableció el mecanismo de Actividades Implementadas Conjuntamente (AIJ) entre países Anexo I y no Anexo I, sin créditos por reducción de emisiones para el período de transición 1995-2000.

En cumplimiento de los compromisos asumidos en la Convención, el Gobierno Argentino presentó en 1997 la **Primera Comunicación Nacional** a la Conferencia de las Partes, que consistió en el **Inventario Nacional** de las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero para los años 1990 y 1994, habiendo participado la Secretaría de Energía en su elaboración.

Entre los GEI considerados, el interés principal estuvo centrado en el dióxido de carbono (CO_2), originado básicamente en la quema de combustibles fósiles, en los procesos de deforestación masivos y en los cambios de usos de la tierra.

Durante 1999, se realizó una revisión de estos inventarios con las nuevas metodologías del IPCC y el inventario del año 1997.

De las conclusiones de tal Comunicación surge que en lo que respecta al consumo de combustibles fósiles, la Argentina sólo aportó menos del 0,5% de la emisión mundial de este gas a la atmósfera en el año 1990, el cual ascendió a nivel mundial a las 21.700 millones de toneladas.

Cabe aclarar que el año 1990, año base establecido por la Convención, no es representativo de Argentina en cuanto a la evolución posterior de los principales indicadores, por ser un año de muy baja actividad económica y anterior a la reconversión del sector energético.

Respecto de las conclusiones a nivel sectorial, por un lado se destaca que el consumo energético final por fuentes durante el período 1990/97 denota una progresiva penetración del gas natural, debida al proceso de sustitución de combustibles líquidos resultado de la política energética, que produjo una menor tasa de crecimiento de las emisiones de CO_2, comparada con la tasa media anual del consumo final de energía.

11.2.2. Tercera Conferencia de las Partes, Protocolo de Kioto (PK)

El objetivo central de la Tercera Conferencia de las Partes (COP3) que tuvo lugar en Kioto en diciembre de 1997, consistió en lograr un acercamiento de posiciones entre los distintos países y posibilitar un acuerdo de las metas de la Convención que llevarán a la mitigación real del problema.

Entre las principales resoluciones adoptadas en la COP3 se halla la aprobación del Protocolo de Kioto, el cual reconoce la importancia de implementar mecanismos para alcanzar la reducción o estabilización de los GEI.

La justificación para plantear la utilización de los mecanismos, es alcanzar las limitaciones a la emisión de GEI bajo el criterio de costo-eficiencia. Esto permite que las medidas de mitigación sean desarrolladas en aquellos países donde los costos sean menores.

El referido Protocolo contiene los siguientes aspectos principales:

- Establecimiento de los mecanismos del Protocolo:

- Profundización del mecanismo de *Implementación Conjunta* **(JI**), extendiéndolo a los países con economías en transición, integrantes del Anexo I (art. 6). Consiste en la transferencia de Unidades de Reducción a cambio de la financiación de proyectos para reducir emisiones o aumentar sumideros de GEI, en cualquier sector económico y sólo entre los países del Anexo I. Estas posibilidades deben ser adicionales a las que se producirían de no realizarse el proyecto, suplementarias a las acciones domésticas y con participación de la actividad privada con acuerdo de los gobiernos.

Como antecedente de la **JI,** puede mencionarse las Actividades Implementadas Conjuntamente (AIJ), cuya característica era la de servir como fase piloto (test) entre 1995 y 2000 al mecanismo de JI, pero sin transferir Unidades de Reducción a favor de los países que aportan el financiamiento de los proyectos de mitigación.

- Profundización del alcance de los *Derechos de Emisión* (Emission Trading) (art.17), entre los países del Anexo I, mediante operaciones suplementarias a las medidas nacionales para cumplir con los compromisos cuantificados de emisiones. Este mecanismo consiste en el establecimiento de un sistema de compra y venta de permisos, por medio del cual los participantes deberán tener en su poder derechos de emisión en cantidades equivalentes a las emisiones realizadas. Para el caso que existan faltantes o sobrantes pueden acudir al mercado.

- Creación del *Mecanismo de Desarrollo Limpio* **(CDM)** (art. 12), siendo el único mecanismo que permite por el momento la interacción entre los países del Anexo I y los países no incluidos en el mismo. De esta forma, los países del Anexo I obtienen créditos de reducción de GEI mediante proyectos de reducción de emisiones en países no pertenecientes al Anexo I, a regir a partir del año 2000 luego del período de transición establecido en la COP1 **(AIJ**).

  Los Certificados de Reducción resultantes de los proyectos del **CDM**, deberán ser certificadas por las entidades que designe la COP, en base a la participación voluntaria de cada parte. Los beneficios obtenidos deben ser reales, mensurables y a largo plazo, en relación con la mitigación del Cambio Climático con reducción de emisiones adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad de proyecto certificada.

  Los certificados que se obtengan por el **CDM** en el período 2000-2008, podrán utilizarse para contribuir al cumplimiento de los compromisos asumidos para el período 2008-2012.

  Quedan aún por resolver muchos de los temas referidos a la aplicación de los mecanismos, en especial el concepto de *suplementariedad* (establecerá qué parte de los compromisos de los países Anexo I podrán ser cubiertos con Certificados) que se le debe asignar al **CDM**, de suma importancia para definir el volumen del futuro mercado mundial del carbono.

- Fijación de metas cuantitativas diferenciadas para los países del Anexo I. El promedio de estos compromisos quedó fijado en una reducción del 5,2% respecto de los niveles de 1990, para el período presupuestario 2008 al 2012.

Los países en desarrollo consideran el CDM como una oportunidad de lograr prioridades locales de desarrollo al mismo tiempo que se cumplen los objetivos de la Convención sobre Cambio Climático.

No obstante, hay un elemento fundamental para la demanda de Certificados de Reducción, y es el hecho que no va a existir demanda hasta tanto no sea ratificado el PK por los principales países emisores, es decir cuando el Protocolo sea operativo y se asuman efectivamente los compromisos.

Para la instrumentación de los objetivos del Protocolo, se ha creado la OFICINA ARGENTINA DE IMPLEMENTACION CONJUNTA (O.A.I.C.), por Decreto el Nº 822, en julio de 1998, en la que la Secretaría de Energía forma parte del COMITÉ EJECUTIVO.

Dentro de las funciones del referido Comité se pueden destacar las siguientes tareas: a) establecer metodologías y procedimientos para la identificación, la formulación y la evaluación de proyectos elegibles para su implementación; b) asesorar en la aprobación de proyectos; y c) identificar las fuentes de financiamiento y establecer los nexos con dichas fuentes.

El diseño de programas para facilitar la aceptación de proyectos compatibles con las prioridades nacionales, deberá contemplar el intercambio de información sobre metodologías que establezcan procedimientos de monitoreo y verificación de reducción de GEI, y la exploración de mecanismos de certificación de reducciones, incluyendo la determinación de parámetros razonables de emisión.

La intención del sector energético es facilitar la puesta en marcha de proyectos que promuevan el desarrollo y el uso de tecnologías que reduzcan los GEI, así como sus aplicaciones en el mercado. Los proyectos elegibles dentro de estas metodologías incluyen el incremento de la eficiencia energética, la reducción de emisiones de combustibles fósiles, la sustitución de los combustibles fósiles por aquellos menos contaminantes como el gas natural, fuentes de energía renovables, proyectos de cogeneración, proyectos de uso racional de la energía, y mayor diversificación de las fuentes energéticas. Para ello, la Secretaría de Energía tiene identificadas una serie de opciones de mitigación, que abarcan tanto la oferta como la demanda de energía.

Una de las tareas, será definir la línea base sectorial con el objeto de cuantificar las cantidades de ahorro de carbono para cada proyecto en particular, y así poder acceder a los créditos por reducción de emisiones que le corresponde a ese proyecto.

El enfoque para el análisis de la línea base del sector eléctrico, se está desarrollando con relación al uso de la tasa promedio de emisiones anuales de todo el sistema de generación térmica (consumo específico bruto promedio del sistema).

11.2.3. Cuarta Conferencia de las Partes - Buenos Aires

La Cuarta Conferencia de las Partes (COP4), realizada en noviembre de 1998 en Buenos Aires, fue el comienzo del proceso necesario para hacer operativo y dar vigencia efectiva al instrumento jurídico del Protocolo de Kyoto.

Con relación al “Desarrollo y transferencia de tecnología”, se recomendó a la COP que aliente a todas las organizaciones internacionales competentes a movilizar esfuerzos y facilitar las iniciativas para suministrar los recursos financieros que necesitan los países en desarrollo para sufragar sus gastos adicionales convenidos, en particular en relación con la transferencia y el desarrollo de tecnología, la aplicación de medidas destinadas al fomento de la eficiencia energética, la explotación de las energías renovables, la mejora de los sumideros y la adaptación a los efectos adversos del cambio climático.

Argentina, por no ser un país del Anexo I, no tiene obligaciones de reducción de sus emisiones, no obstante, en la COP4 se anunció la posibilidad de que Argentina asuma “Compromisos Voluntarios” de limitación de la tasa de crecimiento de sus emisiones y que como contrapartida se le permita acceder a todos los mecanismos del Protocolo: Implementación Conjunta y Comercio de Emisiones, además del Mecanismo de Desarrollo Limpio que ya le corresponde por el PK.

Estas metas fueron definidas con la participación de todos los sectores sociales (organismos oficiales, cámaras empresariales de la producción y ONGs). Este compromiso se presentó en la 5° Conferencia de las Partes (COP5), y se asumirá para el período 2008-2012 si se acepta la propuesta argentina.

11.2.4. Quinta Conferencia de las Partes – Bonn

En este contexto, y a fin de poder cumplir con el objetivo asumido por la REPÚBLICA ARGENTINA, se creó por Decreto Nº 377/99 la COMISIÓN NACIONAL PARA LA ELABORACIÓN Y PROPUESTA DE LAS METAS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (dentro del contexto de su política de crecimiento) y cuyo resultado se presentó durante el transcurso de la Quinta Sesión de la Conferencia de las Partes, celebrada en la ciudad de Bonn del 25 de octubre al 4 de noviembre de 1999.

Esta posibilidad, no significa el ingreso del país al Anexo I de la Convención, pero la actitud de fijar sus metas de emisión de GEI tiende a lograr, en el marco de la política de desarrollo del país, una reducción de la tasa de crecimiento de la emisión de dichos gases, a través de medidas de mitigación y de la adopción de medidas que contribuyan a la concreción del proceso de desarrollo sustentable. De esta forma se está propiciando la creación de una nueva vía dentro de la Convención, que permita a los países que deseen adoptar este tipo de compromisos acceder a todos los mecanismos del Protocolo de Kioto.

Con esta metodología, se le da importancia al hecho de adquirir conocimientos y experiencia a través de la aplicación del mismo, mediante el desarrollo de proyectos demostrativos que facilitaría la capacitación de los PVD para la elaboración de los procedimientos, reglas y modalidades según los cuales operará el **CDM** conforme al PK.

Esta nueva opción sería una nueva categoría de países distinta del Anexo B del PK, que incluye aquéllos no Anexo B que estuvieran dispuestos a llevar a cabo esfuerzos de limitación en sus emisiones de GEI como forma de poder acceder a todos los mecanismos en forma permanente. El reconocimiento de esta alternativa podría operar como incentivo para que los PVD llevaran a cabo acciones costo-efectivas, generando ventajas concretas para aquellos PVD que decidan participar del esfuerzo por controlar las emisiones de GEI.

La intención es que los proyectos demostrativos podrán postularse a ser reconocidos como parte del CDM, una vez que la COP/MOP del PK haya establecido las modalidades y procedimientos que permitan asegurar la transparencia, la eficiencia y la verificación de su cumplimiento. Así, los proyectos que cumplan con estos criterios podrán calificar para la verificación retroactiva de

reducción de emisiones y obtener certificados a partir del año 2000, considerando que la primera sesión de la COP/MOP tendrá lugar después de este año.

No obstante, la adopción de políticas proactivas respecto del Cambio Climático por parte de los PVD, al menos en lo concerniente a su ingreso temprano a los mecanismos, debiera incluir no sólo el hecho de darles la posibilidad de compartir los créditos de emisiones que resulten de las actividades de proyectos certificadas, sino también la oportunidad de "ahorrar" estos créditos, entonces habría que analizar en qué momento sería más ventajoso intercambiarlos en el mercado.

A los fines de la elaboración de la meta, se realizaron estudios prospectivos para establecer escenarios de emisiones de GEI hasta el año 2012. Los pasos seguidos fueron el desarrollo de escenarios macroeconómicos, que cuentan con las hipótesis del contexto internacional y la evolución nacional, y en función de los mismos, el de escenarios de los sectores de mayor participación en las emisiones.

Sobre la base de estos escenarios sectoriales de base, se indican las opciones de mitigación, con sus correspondientes escenarios, teniendo en cuenta el desarrollo tecnológico y evaluando los costos y beneficios que los mismos acarrean.

A fin de superar los elementos de riesgo e incertidumbres, propios de los países en desarrollo, se diseñó una meta dinámica que permitirá reducir las emisiones sin abandonar el objetivo del desarrollo sostenible. No es una meta fija que plantea reducir las emisiones netas respecto de un año determinado, sino un planteo de reducción de la tasa de crecimiento de emisiones.

Esta meta dinámica está basada en una medida de intensidad que relaciona las emisiones con el PBI (raíz cuadrada del PBI promedio de los cinco años del período de compromiso), siendo el modo óptimo de atenuar las incertidumbres y que garantiza la reducción efectiva de las emisiones. La reducción de emisiones en los escenarios más probables resultantes de las proyecciones realizadas, se estima entre un 2 y 10%.

Los escenarios analizados contemplan un aumento de la eficiencia resultante de la incorporación de tecnologías más convenientes como resultado de la asignación realizada por el mercado, siendo las reducciones estimadas realmente efectivas, consecuencia de políticas y medidas de mitigación.

Esta meta, constituirá una obligación internacional cuando la Convención instrumente una nueva alternativa que habilite a los países en desarrollo a participar de todos los mecanismos del PK.

La posición de Argentina al presente, luego de su exposición en la COP5, está siendo considerada favorablemente por un grupo de países latinoamericanos y otro de países africanos.

Se debe recordar, que el PK sólo entrará en vigencia cuando sea ratificado por al menos 55 países cuyas emisiones sumen el 55% del total mundial y hasta ahora ninguna de las naciones desarrolladas lo ha hecho. La propuesta Argentina, en tanto sea adoptada por otros países en desarrollo, deja sin excusas a los países centrales para ratificar el PK, mientras esto no suceda el acuerdo pierde sentido y se corre el riesgo de perder los compromisos alcanzados hasta el presente.

Estas metas, hasta tanto sean reconocidas por los instrumentos de la Convención, serán de cumplimiento doméstico para el período 2008-2012.

Para este marco de *compromisos voluntarios*, la Secretaría de Energía ha considerado conveniente impulsar esta iniciativa y convocó a los actores del sector energético para conocer sus opiniones sobre los escenarios posibles, las potenciales acciones y las consecuencias sobre la industria energética.

Se abre así, la posibilidad de internalizar costos ambientales en la actividad energética en particular, y obtener como contrapartida, ingresos adicionales provenientes de la comercialización de certificados de emisión, para todos aquellos proyectos desarrollados bajo esta iniciativa de compromisos voluntarios o bien con el **CDM**.

11.2.5. Costos de Mitigación [23]

La estimación de costos de mitigación está restringida, generalmente, al cálculo de costos económicos, es decir aquellos que pueden ser identificados, medidos, cuantificados, valorados y monetizados. Dicho cálculo se realiza a precios de mercado o de cuenta y puede incluir solo los costos directos o los efectos indirectos. A su vez, los llamados costos microeconómicos o por proyecto, pueden ser complementados con análisis macroeconómicos, tal como proponen las metodologías propuestas por la Convención.

Como en cualquier otro ámbito, el cálculo de los costos asociados a acciones de mitigación es un tema complejo, donde aún no existe un acuerdo absoluto sobre su forma de cálculo, los elementos a incorporar, los parámetros a definir, las hipótesis a plantear, la óptica de análisis, las implicancias de sus valores y la comparabilidad y/o adición de los resultados obtenidos de diferentes alternativas.

Se citan los resultados preliminares y asociados con costos directos a los precios de mercado obtenidos de varios informes.

Son innumerables los factores que pueden influir tanto sobre la demanda, como sobre la oferta futuras de créditos de emisiones de GEI. Por lo tanto, todas las estimaciones que se hagan al respecto están sujetas a un grado importante de incertidumbre.

No obstante, haciendo un análisis más exhaustivo, es improbable que la demanda por reducciones de emisiones de los países del Anexo B pueda ser satisfecha exclusivamente con las emisiones evitadas en los PVD y las EIT (Economías en Transición). Resulta evidente que, las estimaciones acerca de la cantidad de emisiones que el conjunto del Anexo B necesitará reducir para cumplir con sus compromisos, excede ampliamente la cantidad que razonablemente se puede estimar conseguir a través de los Mecanismos.

[23] Extractado del informe del proyecto "ESTUDIO ARGENTINO SOBRE LOS MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD EN EL CONTEXTO DE LA CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO Y EL PROTOCOLO DE KIOTO", desarrollado por el Gobierno Argentino con financiamiento del Banco Mundial y el Gobierno de Canadá.

Muchas ventajas que un país como Argentina puede ofrecer, tal como la transparencia del proceso de aprobación de los proyectos en la OAIC, la receptividad a las inversiones extranjeras, la garantía de seguridad jurídica, deben necesariamente ser comparadas con las condiciones económicas de proyectos y mercados para asegurar que son de interés para todos los actores (inversor/comprador y país huésped).

Un país de las características de la Argentina seguramente se constituiría en un tomador de precios en un mercado de ese tipo, por varios motivos. En primer lugar, porque es un emisor marginal (teniendo en cuenta la magnitud de las Reducciones de Emisiones que puede ofrecer comparada con la oferta potencial de algunos grandes emisores), sin posibilidad alguna de influir en el precio final que prevalecerá en el mismo. En segundo lugar, porque, además, hay que tener en cuenta que las posibles reducciones, limitaciones o ahorros de emisiones por parte de Argentina (siempre que no se tomen en consideración las absorciones por parte de los sumideros, que en la actualidad están en principio excluidos de los mecanismos a los cuales la Argentina tiene acceso), seguramente serán a un costo por tonelada mayor que la de otros participantes de dichos mercados.

Si la demanda internacional determina un precio muy bajo, los costos de mitigación prevalecientes en Argentina harían que las oportunidades de reducción de emisiones que puede ofrecer no fueran competitivas a nivel internacional.

De establecerse compromisos voluntarios, las acciones involucradas serían afrontadas a costo propio por el país que las asuma. Esto implica que la actitud más racional sería comenzar por llevar a cabo aquellas medidas de menor costo. Convendría comprometerse a reducir solamente aquellas emisiones que implicaran asumir un costo incremental negativo o cero, o aquellas que el país ya haya emprendido por otras razones distintas a la mitigación.

Aquellas reducciones de emisiones conseguidas para cumplir con el compromiso voluntario, no se pueden comercializar en un hipotético mercado de reducciones de emisiones (en tanto forman parte de los compromisos que se asumen), quedando excluidas de dichos mercados.

Un compromiso voluntario tan ambicioso que agotara las posibilidades de generar reducciones de emisiones excedentes, no sería razonable, en tanto es precisamente la comercialización de las reducciones excedentes el punto en el cual se consiguen los verdaderos beneficios de asumir compromisos y es evidente que cuanto menor sea el compromiso voluntario asumido, mayor será el excedente del cual se podría apropiar el país ofreciendo en el mercado las reducciones de emisiones adicionales.

La implementación de los Mecanismos de Kioto, se justifica en el supuesto de considerar que, por definición, los PVD tienen costos de mitigación menores a los PI. Sobre esta base se sugiere la aplicación de criterios de costo-efectividad a nivel internacional, lo que implica obtener aquellas reducciones en las emisiones netas de GEI, necesarias para cumplir con los compromisos asumidos, allí donde éstas se puedan conseguir a menores costos.

Regionalmente muchas veces sucede lo contrario, en tanto el costo de las limitaciones en las emisiones de GEI depende más de la situación de la cual se parte que del nivel de desarrollo del área en el cual se aplica la medida.

A los fines de analizar las oportunidades con que cuenta el país de competir ventajosamente en la oferta de reducciones de emisiones, y de acuerdo con las diversas fuentes consultadas, los costos correspondientes al sector de generación eléctrica ascienden a U$S 35 por tonelada de CO_2 reducida (incluyendo en el cálculo a los aerogeneradores, las centrales nucleares y las centrales hidroeléctricas).

En estas circunstancias, las mayores posibilidades de obtener reducciones de emisiones a costos competitivos se encontrarían en el sector forestal (No incluido claramente en el **CDM**).

11.2.6. MERCOSUR

La ratificación por parte de los países de la región de las Directrices de Políticas Energéticas en el Mercosur en el año 1993, recomendó la incorporación de los costos ambientales dentro de los costos de la energía y la armonización entre las legislaciones ambientales con el fin de procurar la mitigación de los impactos ambientales ocasionados por las actividades desarrolladas en toda la cadena energética.

Ya en el Tratado de creación del Mercosur, se reconoce que el desarrollo económico se debe lograr mediante el uso eficiente de los recursos y la preservación ambiental. En ese sentido, en los Subgrupos de Trabajo Nº 9 y 6 (energía y ambiente) se hace hincapié en la eficiencia energética y la inclusión de los costos ambientales en los precios de la energía, la armonización de procedimientos y de monitoreo de los ecosistemas compartidos y la coordinación de criterios para el tratamiento de la temática ambiental.

Así del análisis, surge que en el ámbito del MERCOSUR, no se registran diferencias significativas en la legislación ambiental, pudiéndose afirmar que los ordenamientos jurídicos nacionales no representan obstáculos para la integración energética.

Pueden aparecer sí, diferencias entre los países en cuanto a la aplicación efectiva de la legislación ambiental, sin reglas claras de atribución de jurisdicción a nivel regional, debiéndose por tanto, diseñar procedimientos de aplicación similares con medidas multilaterales que posibiliten la elaboración concertada de planes de gestión ambiental y lograr que el control de esa legislación sea de efectivo cumplimiento.

Cuando se trate de **grandes aprovechamientos hidroeléctricos u obras binacionales** en el seno de MERCOSUR, si bien éstas tienen característica territorial, las mismas deben encararse como multinacionales, y demandan una gestión ambiental particular, ya que por lo general no hay coincidencia de los ecosistemas con las fronteras políticas.

Si bien estas obras se construyen en un área determinada, la definición de sus parámetros ambientales y su planificación se deben determinar a escala regional.

Los aspectos más críticos a considerar son los de relocalización de infraestructura urbana, protección de las zonas costeras y rurales, programas de salud de la población como de la flora y fauna de la región.

Si en estos emprendimientos los costos sociales y ambientales son subestimados o incluso no estimados, se llega a una definición errónea de la factibilidad económica de un proyecto y no se podrá evitar luego que no se generen costos imprevistos y atrasos en las obras, e incluso su paralización, cuando se considera que el emprendimiento entra en conflicto con sus derechos.

Una cuestión que debe considerarse en particular, es que Argentina por ser un país aguas abajo de las cuencas, es receptor de los vuelcos de efluentes que se realizan en los tramos superiores, por tanto debería procurar el efectivo cumplimiento de las normas como ya se manifestó.

Para el diseño de las instalaciones y durante la operación de los equipos asociados al transporte de energía eléctrica de alta tensión, se deben tomar las medidas necesarias para la protección de los ecosistemas involucrados y dar respuestas a las inquietudes planteadas por la opinión pública acerca de la relación entre las líneas y la salud humana, las cuestiones estéticas y de ocupación del espacio.

Argentina, de manera particular, ha elaborado normas que establecen rangos permisibles de campos electromagnéticos de baja frecuencia, de radiointerferencia y ruido audibles.

La ruta de las servidumbres es otro de los factores a los que se les presta atención especial antes, durante y con posterioridad a la construcción de las líneas, considerando los aspectos que puedan alterar o causar daños a las zonas adyacentes, incluyendo las de uso productivo o comunitario, reservas ecológicas, yacimientos arqueológicos o zonas de patrimonio histórico.

11.3. SITUACION DEL SECTOR ELECTRICO

11.3.1. Centrales Térmicas

Este tipo de equipamiento de generación eléctrica tiene a las emisiones gaseosas como su principal tema de atención en relación con la problemática ambiental.

El proceso de transformación del sector eléctrico argentino, a partir del Marco Regulatorio Eléctrico, ha producido una mejora notable en el parque térmico como resultado de:

a) La instalación de nuevas unidades generadoras que han mejorado los consumos específicos.

b) La regulación sectorial que obliga a la instalación de quemadores de baja emisión de NO_x que trajo como consecuencia una baja en el valor de emisión promedio para las centrales turbogas operadas con gas natural, donde se pasa de 5,10 kg/dam^3 (kg/decámetro cúbico) en 1994 a 4,33 kg/dam^3 en el año 1998.

c) El incremento de la participación del gas natural, que representa actualmente más del 90% de los combustibles que se consumen en las centrales termoeléctricas (medidos en t.e.p.).

Respecto de las emisiones de anhídrido sulfuroso (SO_2) y material particulado (MP) asociados a la problemática de contaminación local por el alto consumo de gas natural su influencia es cada vez menor.

A pesar de ello, no se descarta que se produzcan ajustes en los valores límites de las emisiones gaseosas por chimenea de estos contaminantes, debido al aumento de los valores de fondo de la calidad del aire como consecuencia del crecimiento económico, las nuevas tecnologías que se incorporen y la compatibilización con las mayores restricciones que se prevén en el ajuste de las legislaciones nacional y provinciales.

11.3.2. Centrales Hidroeléctricas

En la evaluación y gestión ambiental de estas centrales, es fundamental el tratamiento correcto de sus efectos ya que si bien son menos contaminantes globalmente, son altamente impactantes a niveles regional y local, por las modificaciones que producen en el medio físico, biótico y socio-económico, tales como inundaciones por la formación del embalse, desplazamiento de población, efectos sobre flora y fauna, riesgos de enfermedades de origen hídrico, impactos socioculturales y pérdida de yacimientos arqueológicos, etc.

Adquiere particular relevancia la necesidad de lograr una adecuada articulación de la obra con el medio, a fin de acotar o minimizar sus efectos negativos y potenciar los beneficios, particularmente aquéllos derivados de los propósitos múltiples que tal tipo de obras posibilitan, asegurando un balance de resultado positivo en el desarrollo regional.

Por ello, se ha previsto que el Estado atienda a las primeras etapas de la identificación de los recursos hasta llegar a la prefactibilidad ambiental del proyecto, la definición de las normas de manejo de agua, y la fiscalización del proyecto durante las etapas de construcción y explotación. Debe tenerse en cuenta que la Secretaría sólo impulsará aquellos proyectos que cuenten con la aprobación por parte de la comunidad involucrada y de las autoridades locales correspondientes.

Por otra parte, la herramienta específica para lograr la articulación deseada, es una gestión ambiental de los proyectos que defina y coordine, a lo largo de su desarrollo y explotación, los programas sectoriales, las acciones preventivas y correctivas, la red de vigilancia ambiental, las relaciones institucionales y los mecanismos de comunicación social con la comunidad afectada.

Se tenderá a la continua actualización de estos programas ambientales de acuerdo al estado del arte en el período proyectado, acentuando el monitoreo continuo de las principales variables de afectación.

Una medida que contribuirá a la viabilidad económica de los proyectos de propósitos múltiples, es que se reasigne sus costos entre los distintos beneficiarios del uso del recurso agua, ya que hasta ahora la explotación de energía paga todos los costos.

Cabe destacar, que el país cuenta con un potencial hidroeléctrico de aproximadamente 130 TWh/año, con lo cual ante un probable escenario de mitigación de GEI, cabría pensar que se convierta en un recurso altamente competitivo en el mercado eléctrico si

se le asigna un valor a la componente ambiental asociado a un eventual aumento en el precio del gas.

11.3.3. Energías No Convencionales

El uso de fuentes renovables para la generación eléctrica muestra una opción rentable para el largo plazo, en especial si los costos ambientales de las externalidades negativas derivadas del uso de combustibles fósiles se contabilizan entre los costos reales de las opciones tradicionales.

Existen en el país experiencias satisfactorias en el uso de energías renovables, especialmente en el caso de las centrales eólicas. Este tipo de instalaciones, es favorable desde el punto de vista ambiental puesto que no emiten gases de contaminación local o GEI (emisión cero).

Dadas las condiciones actuales del parque térmico, las expectativas de ingreso de equipos con eficiencia creciente y el uso masivo del gas natural, se espera que el mayor desarrollo de este tipo de energías se dará en el mercado disperso, ya que son fuentes perfectamente adaptables a atender la demanda de áreas y poblaciones aisladas.

Si bien los efectos de estas fuentes sobre el medio son menores y fácilmente controlables no están exentas de riesgos para el ambiente. Para minimizarlos, se deberá realizar previo al emprendimiento de un proyecto una Evaluación de Impacto Ambiental y un Plan de Gestión Ambiental que contemple las medidas de mitigación correspondientes.

Esta evaluación deberá efectuarse de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Resolución SE Nº 304/99.

11.3.4. Uso Racional de la Energía

La utilización cada vez mayor de productos y tecnologías con uso intensivo de energía, impulsa la aparición de una demanda cada vez mayor de productos con consumos energéticos eficientes.

Esta situación está directamente relacionada con la calidad de vida y el ambiente, reduciendo emisiones gaseosas tanto de las que afectan el ámbito local como de las responsables del calentamiento global.

Es por ello que aparecen grandes posibilidades de incrementar la eficiencia no sólo en la generación energética, sino también en su uso a través de los patrones de consumo y en la introducción de nuevos equipos y procesos tecnológicos.

La Secretaría de Energía, a través del Programa de Calidad Energética de Artefactos Eléctricos para el Hogar (PROCAEH), está coordinando acciones tendientes a la acreditación, certificación y etiquetado de consumo de aparatos electrodomésticos para el hogar, programa que hasta el momento ha creado una etiqueta de calidad que indica el consumo de energía en heladeras y congeladores, la que fue adoptada y aprobada por Norma IRAM Nº 2404-3.

Otros programas cuyo desarrollo puede verse en el capítulo correspondiente, son los asociados al alumbrado público y a las industrias. En el ámbito de los compromisos voluntarios que está gestando Argentina, estos programas de eficiencia energética tendrán una participación crucial.

11.3.5. Electroductos

Las exportaciones eléctricas a Chile y Brasil, si bien significarán un aumento de las emisiones de Argentina, aportarán una reducción regional de CO_2, evitando que la expansión eléctrica en esos países se lleve a cabo con generadores térmicos consumiendo combustibles más contaminantes.

Debido a la reducción esperada del nivel de pérdidas técnicas en el sistema de subtransmisión y distribución, del 13% al 10,8% en el año 2010, la tasa de crecimiento de la generación será menor que la del consumo, tendiendo por lo tanto a disminuir la cantidad de emisiones gaseosas a la atmósfera.

Por otro lado, el proceso de fuerte concentración de población en las zonas urbanas, cuya tasa de crecimiento no se prevé que disminuya al año horizonte 2010, hará expandir las redes de baja, media y alta tensión, incrementando tanto la cobertura geográfica como la densidad de carga.

A fin de mejorar la compatibilidad de estas instalaciones con el ambiente, la Resolución SE Nº 77 del 12 de marzo de 1998, actualizó el Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión, extendiéndolo a 132 kV e incluye la consideración de la temática ambiental a partir de 13,2 kV.

Esta resolución fija valores límites de campos electromagnéticos de baja frecuencia (50 Hz) en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de estaciones transformadoras, siendo los mismos de:

Campos de inducción magnética:	250 mG
Campos eléctricos:	3 kV/m

Esta norma, considera además otros parámetros ambientales a contemplar en la evaluación de impacto ambiental tales como:

- Ocupación del espacio: se exige el análisis de las alternativas de trazas considerando los aspectos naturales y la estructura socio-económica de las áreas afectadas.

- Impacto visual: se debe identificar la sensibilidad de los recursos naturales y de la trama urbana a fin de reducir el impacto visual adverso de las líneas aéreas, mediante guías de ponderación de tal impacto, hasta tanto existan tasas que permitan cuantificarlo, así como guías de elección de tecnologías adecuadas.

- Radiointerferencia: Se han fijado valores acordes con las reglamentaciones de la Comisión Nacional de Comunicaciones.

- Ruidos: Se han fijado valores en concordancia con las normas nacionales más exigentes.

11.4. SITUACION DEL SECTOR ENERGETICO

11.4.1. Oferta Eléctrica:

Para el año 1998, según datos de consumos de combustibles, correspondiente a la **generación térmica del servicio público**, existe un aporte del 15,8 % de CO_2 al total de las emisiones de CO_2 (127.021 Gg de CO_2), originadas en los consumos aparentes de combustibles fósiles del país y en los venteos de gas.

No se incluyó en el análisis la autoproducción de energía (6.000 GWh), que si bien representa un 8,8% adicional al sistema público, parte de ella es generada por combustibles renovables.

La creciente participación del gas natural dentro de la matriz energética contribuye a disminuir las emisiones de CO_2, no sólo por ser un combustible más limpio y sin azufre, sino porque además emite la mitad de este gas respecto del carbón mineral y las dos terceras partes de las emisiones producidas con combustibles líquidos.

Para una mejor comprensión de la situación actual y futura del sector termoeléctrico respecto del ambiente, se analiza a continuación la evolución de las emisiones de CO_2 y NO_x respecto de la generación termoeléctrica, en el período 1990/1998.

Para el cálculo de emisiones de **NO_x**, se parte de las mediciones realizadas por el ENRE, que permitieron calcular los siguientes factores de emisión promedios, en orden creciente de exactitud, expresados en kg de NO_x por dam^3 ó tonelada de combustible:

Factores de emisión de NO_x en kg/dam^3 ó t de combustible

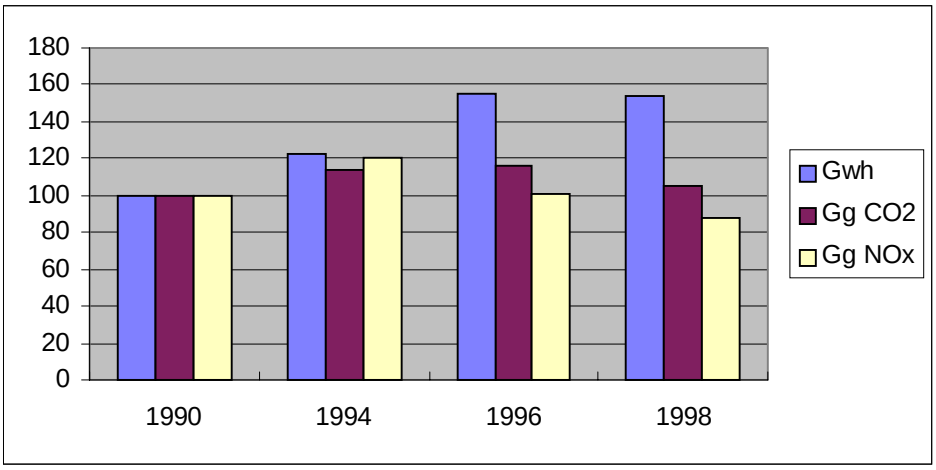
CENTRALES	AÑO	COMBUSTIBLE		
		Fuel Oil	Gas Natural	Carbón
Turbovapor	1994	8,79	5,41	5,44
	1998	6,09	3,16	5,22
Turbogas	1994		5,10	
	1998		4,33	

FUENTE: ENRE, Cálculo de Coeficientes de Emisiones Gaseosas.

Para el cálculo de las emisiones de **CO_2** los datos surgen de los factores de emisión que recomienda la Agencia de Protección del Ambiente de EEUU (EPA), específicos para cada tipo de combustible y de las guías del IPCC.

El siguiente gráfico ilustra la evolución porcentual de emisiones de ambos gases respecto de la generación termoeléctrica en el período considerado:

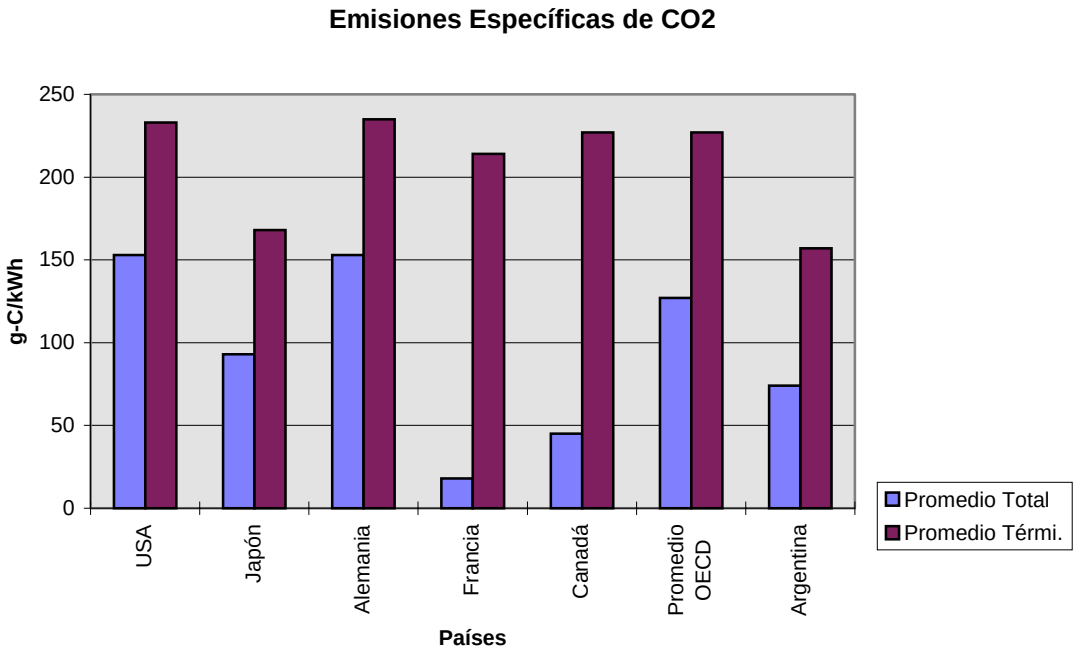
EVOLUCION PORCENTUAL DE EMISION DE CO_2 Y NO_x



Entre los años 1990 y 1998, los consumos específicos brutos han bajado de 2.800 kcal/kWh a 2.300 kcal/kWh aproximadamente. Simultáneamente, para el mismo período, el consumo de gas natural, dentro del menú de combustibles, aumentó su participación del 77% al 88 %.

Por otra parte, la incorporación de ciclos combinados que se encuentran actualmente en proyecto, significará una disminución en los consumos específicos promedio, ya que se están incorporando equipos que se ubican en valores de consumos inferiores a las 1.600 kcal/kWh y como consecuencia directa se producen menores tasas de emisión de los contaminantes a la atmósfera.

Esta situación favorable, se puede visualizar mejor al comparar las emisiones específicas de distintos países de la OECD al año 1996 con la situación argentina en el año 1998, graficando los valores de emisión expresados en g de Carbono por kWh, con los promedios resultantes de la generación en centrales térmicas y en todos los tipos de centrales de generación.



Fuente: Balances de Energía OECD - 1995-1996

11.4.2. Criterios analíticos para el cálculo de emisiones de GEI en Centrales Termoeléctricas (1998-2010)

- Restricciones ambientales nacionales y sectoriales.
- Datos correspondientes al Escenario 3- Base (incluyendo hasta 2.000 MW de exportación al Brasil), considerando la generación por central y tipo de equipamiento.
- Datos agregados nacionales de todas las variables planteadas para el análisis.
- Cantidad y tipo de combustible utilizado para la generación termoeléctrica.
- Consumos específicos anuales resultantes de las dos últimas variables.
- Para el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono se utilizan los factores de emisión de la Agencia de Protección Ambiental de EEUU (EPA), los que se diferencian según el tipo de combustible utilizado.

11.4.3. Cálculo de los GEI - Escenario 3

A los efectos del análisis de la problemática del cambio climático y de acuerdo con los gases enumerados en el Anexo A del Protocolo de Kyoto, se considerará solamente al CO_2 durante el período analizado. El metano (CH_4), no se considera en este informe por ser su emisión muy poco significativa en la generación termoeléctrica.

El año base utilizado es el año 1998, asumiendo que en el horizonte prospectivo del 2010, el parque térmico tenderá mayoritariamente al uso de unidades de ciclo combinado y a la utilización de gas natural como combustible.

Estas modificaciones en el parque térmico llevan a considerar factores de emisiones decrecientes durante el período proyectado.

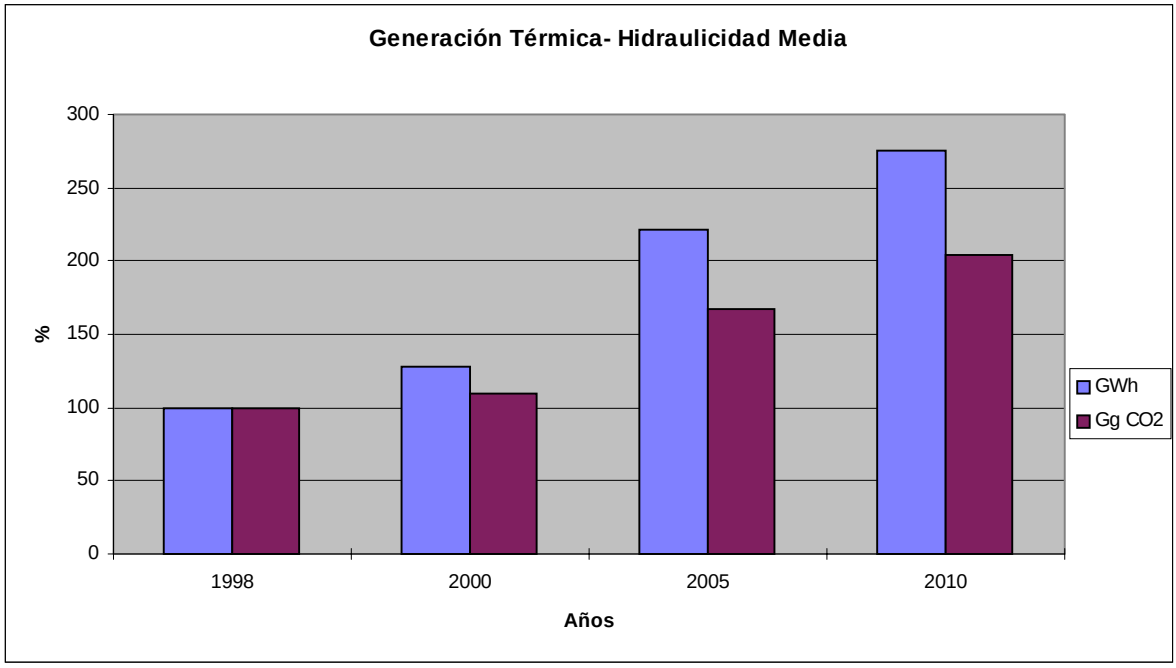
Para el cálculo de las emisiones se utilizan los datos de generación térmica *(sin incluir las centrales nucleares)* y consumos de combustibles obtenidos de la simulación, y los datos **sólo corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista**, que representa más del 91% de la generación bruta del país.

Proyección de Emisiones de CO_2 y Generación Térmica

Año	Hidraulicidad	Generación (GWh)	CO_2 (Gg)
1998		32.372	17.886
2000	Media	41.579	19.670
2005	Media	71.505	29.870
2010	Media	88.907	36.482

FUENTE: Elaboración propia, 1999

El siguiente gráfico muestra la evolución porcentual de las emisiones de CO_2 respecto del crecimiento de la generación termoeléctrica en el escenario considerado, en condiciones de hidraulicidad media.



FUENTE: Elaboración propia, 1999

Se observa en este gráfico que para el año 2010 existe una menor tasa de crecimiento de las emisiones de CO_2 (aproximadamente 104%) respecto del aumento de la generación termoeléctrica prevista de alrededor del 175%.

La incorporación en el corto plazo de los nuevos ciclos combinados implicará, como se dijo anteriormente, una disminución de las emisiones de los GEI por kW

generado, sin variaciones significativas para los distintos escenarios contemplados en el presente informe.

La mejora en la eficiencia también influirá en el consumo total de combustibles. Para la generación termoeléctrica prevista de aproximadamente 89.000 GWh en el año 2010 (escenario 3 y en condiciones de hidraulicidad media) se producirá un ahorro cercano a los 7.000.000 dam^3 de gas natural, respecto de los consumos específicos actuales.

Cabe aclarar que si se comparan estos resultados con los presentados en la Prospectiva 1998, se observa que las emisiones resultantes al año 2010 son menores. Esto se debe a que en el escenario elegido en la prospectiva anterior se consideraban 5.000 MW de intercambio con Brasil, mientras que en el escenario 3 adoptado en esta oportunidad se consideran sólo 2.000 MW.

Como conclusión, bajo las condiciones analizadas se puede observar que la oferta futura de energía eléctrica cubierta con fuentes convencionales, sin restricciones en el abastecimiento de gas, se producirá en condiciones de bajo impacto ambiental, a causa del menor crecimiento relativo de los GEI.

De acuerdo con los compromisos que surgen del Protocolo de Kioto, Argentina actualmente no tiene obligaciones cuantitativas de reducción/estabilización de sus emisiones y no necesita imponerse restricciones. No obstante, si prosperan los compromisos voluntarios enunciados en la COP4, dentro del Marco de la Convención de Cambio Climático, y presentados durante la COP5, se podrá producir una disminución de la curva de crecimiento de las emisiones del CO_2.

Tendrán relevancia al respecto, para la conformación de estos escenarios, las decisiones políticas, las repercusiones de las nuevas tecnologías que se producirán en las próximas décadas, las acciones que adopten los mercados energéticos internacionales respecto de la problemática ambiental, el precio de los combustibles y los impactos socio - económicos de estos procesos a nivel nacional.

En un mercado de competencia como el argentino, es probable que se acelere la penetración de las nuevas tecnologías.

Para la conformación de los escenarios de mitigación, el sector posee una cartera de proyectos que serían económicamente viables al contar con el incentivo de la componente ambiental resultante de la adopción de todos los mecanismos del Protocolo de Kioto, como condicionante de los compromisos voluntarios.

Estos programas son de largo plazo y requieren que se comiencen a diseñar en el corto plazo, ya sea por la magnitud y demanda de capital de los proyectos, como por el requerimiento de cambios en los hábitos de consumo.

Existe la posibilidad de la incorporación de un potencial hidroeléctrico de unos 9.300 GWh/año hasta el año 2010 proveniente de proyectos de aprovechamientos en ríos de montaña y de unos 171000 GWh/año de aprovechamientos binacionales; de la mayor incorporación de energía eólica condicionado a la interconexión del Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); de un potencial de 2.700 GWh/año hacia el año 2010 por la aplicación de programas de eficiencia energética en electrodomésticos; de un

potencial técnico de ahorro de 9.500 GWh anuales en programas de iluminación pública y servicios; de 8.500 GWh por mejoras en el sector industrial y de 3.500 GWh de potencial técnico de ahorro en iluminación residencial.

11.5. GAS NATURAL

Se considerarán los GEI que contribuyen a la contaminación global: el CO_2 y CH_4 .

A partir de la aplicación de la Resolución SE Nº 236/93 y su modificatoria SE Nº 143/98, los venteos de gas irán disminuyendo por períodos bianuales hasta alcanzar muy bajos porcentuales, respecto de la producción bruta de gas natural.

Esta política mostró durante 1998, un aventamiento de gas del 3,1%, índice notablemente inferior a los valores del orden del 12% anteriores a la aplicación de la norma.

Ambientalmente, la reducción porcentual de los venteos de gas, tiene un doble significado:

- Se produce una diminución notable en las emisiones de los gases de efecto invernadero.

- Hay una mejora cualitativa respecto de la composición de las emisiones.

Este último hecho se debe a que la mayor parte del gas aventado se quema por las antorchas (90%), transformando todos los hidrocarburos en CO_2, mientras que el resto (10%) cuya quema es técnicamente imposible, contiene aproximadamente 60% de CO_2 y 40% de CH_4.

Así, este escaso resto de CH_4 (4% del total) tendrá un menor impacto comparativo ante la problemática del calentamiento global, teniendo en cuenta que el potencial de calentamiento del CH_4 es 22 veces mayor que la del CO_2 para retener el calor de la atmósfera.

Las proyecciones de los venteos, deberán alcanzar en la próxima década valores menores al 2%:

Las exportaciones ya autorizadas de gas a Brasil y Chile de unos 20 millones de m^3/día, evitarán una emisión de CO_2 de aproximadamente 20 millones de toneladas anuales, por cuanto sustituirán carbón en centrales térmicas en Chile; en el Brasil será mayoritariamente el combustible para nuevas centrales térmicas y en segundo lugar para algunos proyectos industriales, los que funcionarían con combustibles líquidos de no contar con esta provisión de gas.

Esta mejora ambiental si bien no se logra en Argentina, contribuye con la mitigación de emisiones sumándose a la solución de la problemática global, adicionándose además la mejora en el precio del gas argentino en la medida que se considere la variable ambiental, como consecuencia de los posibles compromisos que pueda tener el país.

Desde el punto de vista local, la construcción de estos gasoductos se realizan bajo las condiciones ambientales establecidas en las normas de la Secretaría de Energía y de ENARGAS.

11.6. CONCLUSIONES

Los índices de aumento de las emisiones de CO_2 durante el período 1990-1998, respecto de la mayor tasa de crecimiento de la generación termoeléctrica, han reflejado una evolución positiva del sector frente a la temática del cambio climático y la contaminación local, la que se ha conseguido con un esfuerzo económico considerable.

Con las mejoras previstas en los rendimientos del parque de generación, el futuro desarrollo del sector no implicará una mayor contaminación, sino que continuará evolucionando en el marco del crecimiento limpio y sustentable.

Se estima que los factores que determinarán la estructura resultante de la matriz energética serán las repercusiones de las nuevas tecnologías y las consideraciones ambientales, y dentro de éstas el ritmo de la implementación de los mecanismos del protocolo de Kyoto y las metas cuantitativas diferenciadas por países.

La disminución relativa de la tasa de crecimiento del CO_2 se verá acentuada además por el uso masivo de gas natural que posee un menor factor de emisión frente a los combustibles líquidos y el carbón.

Se suma a ello la disminución de NO_x por la incorporación de nuevas tecnologías, tal como la nueva generación de quemadores de baja emisión de NO_x.

El uso del gas natural permite, finalmente, asegurar que también se reduzcan en el período proyectado las emisiones de los contaminantes locales, ya que al ser un combustible exento de azufre y limpio, prácticamente se eliminará de hecho la presencia de SO_2 y material particulado.

Como consecuencia de ello, y en concordancia con los principios básicos de la Convención de Cambio Climático, Argentina no necesita imponer restricciones a sus emisiones y puede aumentar su oferta energética con parque convencional, según su derecho al desarrollo económico y social, sin ningún aumento de contaminación local y con poca participación en las emisiones globales de gases de efecto invernadero**.** No obstante, y bajo la perspectiva de los compromisos voluntarios, cuenta con alternativas de mitigación que deberán desarrollarse con la debida anticipación.

Las centrales hidroeléctricas son menos contaminantes a nivel global, pero impactan significativamente sobre el medio regional y local, por las modificaciones que producen en él.

Por ello, es imprescindible la adopción, en sus distintas etapas de las medidas necesarias para lograr una adecuada articulación de las obras y el medio, reduciendo al máximo sus efectos negativos y potenciando los beneficios que producen, posibilitando de ese modo un resultado positivo para el desarrollo regional.

Con el objeto de controlar el efecto sobre el ambiente de las obras de generación eólica, se deberá elaborar la correspondiente evaluación de impacto ambiental para este tipo de generación. Se espera que el mayor desarrollo de las denominadas “fuentes no convencionales” se produzca en los mercados dispersos.

La energía eólica e hidráulica pueden constituir una importante fuente de mitigación para el caso de compromisos voluntarios y a costos no muy elevados, ya que el precio del gas excepcionalmente bajo en el presente, tendería a subir en la próxima década. Sumado a esto se tomará como precio de referencia el del gas oil, en lugar del precio del fuel oil considerado actualmente, ya que el primero sería el combustible alternativo en un mercado de ciclos combinados.

Se tendría así la posibilidad de reducción de 2 millones de ton de CO_2 mediante generadores eólicos y de 12 millones de ton de CO_2 en el caso de centrales hidroeléctricas.

La normativa ambiental en el período considerado seguirá la tendencia actual de reforzamiento en todos los niveles jurisdiccionales: compromisos internacionales en materia ambiental y de desarrollo sustentable, Instrumento Jurídico Ambiental de MERCOSUR ya elaborado y en etapa de discusión, en el nivel federal, a través del dictado de los principios básicos que la Constitución asigna a la Nación, mediante leyes generales y normas sectoriales; y en el nivel provincial, mediante el dictado y actualización legal que complementa los principios básicos nacionales.

Por otra parte, la gestión privada está implementando progresivamente las pautas que surgen de las Normas ISO 9.000 (Calidad) e ISO 14.000 (Sistemas de Gestión, Gerenciamiento y Calidad Ambiental), haciendo sus actividades competitivas a niveles nacional, regional y mundial.

Los niveles de venteo de gas irán disminuyendo hasta alcanzar porcentuales muy bajos de la producción bruta de gas natural.

Finalmente, por su mayor percepción de la sociedad frente a la problemática ambiental, se prevé un incremento de la importancia que la sociedad le otorga a estos temas y paulatinamente una mayor participación de la comunidad en los mismos.

Por todo ello se estima que la dimensión ambiental seguirá siendo sustancial en los estudios de factibilidad de los proyectos y en la elección de las alternativas en cualquier actividad del sector eléctrico.

ANEXO I

LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO BRASILEÑO

Desde la institución del Mercado Atacadista Eléctrico (MAE) hasta la fecha se han producido importantes modificaciones regulatorias en la normativa del mercado eléctrico brasileño que tienen efectos sobre los intercambios eléctricos entre Argentina y Brasil.

Uno de los cambios más significativos se ha realizado sobre el mercado de contratos a través de la Resolución ANEEL Nº 266/98 y de la Resolución ANEEL Nº 233/99, fijando los denominados Valores Nominales que limitan el traspaso, para las tarifas de abastecimiento, de los precios libremente negociados en la adquisición de energía eléctrica, por parte de los concesionarios y permisionarios de distribución.

Otro importante cambio en la regulación del MAE ha sido la modificación de la metodología de tarificación del sistema de transporte eléctrico mediante las Resoluciones ANEEL Nº 282/99 y Nº 283/99.

La Resolución ANEEL Nº 233/99

Mediante esta norma se establecen modificaciones a la Resolución ANEEL Nº 266, del 13 de agosto de 1998, en la que se fijan nuevos Valores Normativos que limitan el traspaso, para las tarifas de abastecimiento, de los precios libremente negociados en la adquisición de energía eléctrica, por parte de los concesionarios y permisionarios de distribución.

Varios meses antes de la Resolución ANEEL Nº 233/99, la ANEEL puso a disposición de los agentes del sector una propuesta para modificar la Resolución ANEEL Nº 266/98, propuesta que sería discutida en Audiencia Pública el 16 de junio de 1999.

Casi dos meses después de la citada Audiencia Pública se presenta las modificaciones que se realizan a la Res. ANEEL Nº 266/98 a través de la Res. ANEEL Nº 233/99, seguidamente se describe cuales fueron las modificaciones propuestas a ser tratadas en Audiencia Pública, se enumeran los comentarios sobre la propuesta realizados en un documento titulado “La Portaria ANEEL Nº 266/98 su Propuesta de modificación” con fecha 4 de junio de 1999, y finamente se describe la metodología establecida por la Resolución ANEEL Nº 233/99 para la determinación de los Valores Normativos. Para completar este trabajo se realiza un análisis de los posibles efectos que puede presentar esta Resolución sobre los contratos que eventualmente podrían pactar agentes brasileños y argentinos.

Formulación del límite de traspaso en la Resolución ANEEL Nº 266/98

Los costos de compra de la energía eléctrica se obtienen de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CE = (MCI \times PCI) + TCI + (\sum MCE_i \times PCE_i) + (MCP \times VNC) + TCE$$

- CE es el costo de las compras de energía eléctrica necesarias para atender al mercado de referencia, expresado en R$.
- MCI es el volumen de compras de energía eléctrica, realizada por medio de contratos iniciales, expresado en MWh.
- PCI será el precio de las compras de energía eléctrica referente a los contratos iniciales, expresado en R$/MWh.
- TCI será el valor de los cargos por uso de los sistemas de transmisión y distribución, referentes a las compras de energía eléctrica realizadas por medio de los contratos iniciales, expresado en R$.
- MCE será el volumen de compra de energía eléctrica relativa en los contratos bilaterales libremente negociados, expresado en MWh.
- PCE será el precio de traspaso de la compra de energía eléctrica relativa a los contratos bilaterales libremente negociados, expresado en R$/MWh.
- MCP será el volumen de las compras de corto plazo de energía eléctrica, necesarias para atender el mercado de referencia, expresado en MWh.
- VNC será el valor normativo definido por la ANEEL para la valorar las compras de corto plazo, expresado en R$/MWh.
- TCE será el valor de los cargos por uso del sistema de transporte y de distribución, complementarios a los cargos relativos a los contratos iniciales, expresado en R$.

Modificaciones de la Resolución ANEEL Nº 266/98 por la Resolución ANEEL Nº 233/99

Se modifican los artículos 1º, 2º, 3º, 4º y 5º de la Resolución ANEEL Nº 266, del 13 de agosto de 1998.

- El artículo 1º de la Res ANEEL Nº 266/98, establecía los límites para el traspaso de los precios libremente negociados en la adquisición, por parte de los concesionarios y permisionarios de distribución, para las tarifas de abastecimiento... La Resolución ANEEL Nº 233/99 define en el artículo 1 que se establecen los límites para el traspaso de los precios de compra de energía eléctrica para las tarifas de concesionarios y permisionarios de distribución.

- La Res. ANEEL Nº 266/98 en su artículo 2º determinaba que los costos de compra de la energía eléctrica, a ser considerado en los reajustes citados en el art. 1º serán obtenidos de acuerdo con la siguiente fórmula...

El párrafo anterior es modificado diciendo que el costo de compra de la energía eléctrica, a ser considerado en los reajustes previstos en los Contratos de Concesión, será obtenido de acuerdo con la siguiente fórmula...

El ítem I, define que CE será el costo de las compras de la energía eléctrica necesario para el abastecimiento del mercado, en el período de referencia, expresado en R$. Se modifica el ítem I y se define CE diciendo que serán los costos de las compras de energía eléctrica necesarios para el abastecimiento del mercado de referencia, en las condiciones vigentes en los datos de reajustes del procedimiento y en los datos de reajuste anterior, expresado en R$.

Anteriormente el ítem III define al PCI como precio medio de las compras de energía eléctrica referente a los contratos iniciales en el período de referencia, expresado en R$/MWh. La nueva Resolución establece que el PCI será el precio de las compras de energía eléctrica referente a los contratos iniciales, en las condiciones vigentes.

Originalmente el ítem IV definía al TCI como el valor de los cargos por uso y conexión de los sistemas de transmisión y distribución, referentes a las compras de energía eléctrica realizadas por medio de los contratos iniciales, en el período de referencia, expresado en R$. La modificación del ítem IV define al TCI como el valor de los cargos por uso de los sistemas de transmisión y distribución, referente a las compras de energía eléctrica realizadas por medio de los contratos iniciales, en las condiciones vigentes.

Anteriormente en el ítem VI se define a PCEi como el precio de traspaso de la compra de energía eléctrica relativa a los contratos bilaterales “i” libremente negociados, actualizando para el período de referencia... En la nueva Resolución, se redefine el ítem VI definiendo al PCEi como el precio de traspaso de la compra de energía eléctrica relativa a los contratos bilaterales “i” libremente negociados, en las condiciones vigentes con los datos reajustados en el procedimiento y con los datos del reajuste anterior.

El ítem VII definía al MCP como el volumen de compras de corto plazo de energía eléctrica, necesarias para el abastecimiento del mercado, realizadas en el ámbito del MAE, en el período de referencia, expresado en MWh. Este ítem se modifica diciendo que el MCP será el volumen de las compras de corto plazo de energía eléctrica, necesarias para el abastecimiento del mercado de referencia, en el período de referencia, expresado en R$/MWh.

En la Res. ANEEL Nº 266/98 se definía en el ítem VIII al VNC como el valor normativo definido por la ANEEL, basándose en los precios de las compras de energía eléctrica de corto plazo, realizadas en el ámbito del MAE, en el período de referencia, expresado en R$/MWh. La Res. ANEEL Nº 233/99 modifica el ítem VIII definiendo al VNC como el valor normativo definido por la ANEEL para la valorización de las compras de corto plazo, en las condiciones vigentes en los datos del procedimiento de reajuste y en los datos del reajuste anterior, expresado en R$/MWh.

El ítem IX definía al TCE como el valor de los cargos por uso y de conexión a los sistemas de transmisión y distribución, complementarios a los cargos relativos a los contratos iniciales en el período de referencia, expresado en R$. Este ítem se modifica y de define al TCE como el valor de los cargos por uso de los sistemas de transmisión y de distribución, complementarios a los cargos relativos a los contratos iniciales, en las condiciones vigentes en el procedimiento del reajuste de los datos y en los datos del reajuste anterior, expresado en R$.

El § 1º originalmente dice que se incluye en el MCI, los contratos de compra de energía eléctrica que quedan de la privatización de la CEEE, la CDSA,.., como también los provenientes de la compra de energía eléctrica generada en la represa Itaipú Binacional y por Eletrobrás Termonuclear S.A.

En la nueva Resolución, se modifica el § 1º, excluyendo a Eletrobrás termonuclear S.A. de los componentes del MCI.

El § 2º se define a las compras de corto plazo a aquellas realizadas en el mercado de corto plazo del Mercado Atacadista de Energía Eléctrica – MAE, o por medio de contratos bilaterales de plazo inferior a 2 años. Se modifica este ítem diciendo que el plazo no podrá ser menor a 24 meses.

El § 3º dice que en la aplicación de la fórmula presentada en al art. 2º, el producto de MCP por VNC obedecerá a las limitaciones establecidas en el art. 4º de esta Resolución. El § 3º se modifica diciendo que la aplicación de la fórmula presentada en el art. 2º, el volumen de MCP obedecerá a las limitaciones establecidas en el art. 4º de esta Resolución.

En el art. 3º, el § 1º define al VNi o al Valor Normativo, vigente en la época de contratación del contrato bilateral "i", definido por ANEEL con base en los contratos bilaterales de compra de energía eléctrica firmados por los concesionarios de distribución, expresado en R$/MWh y actualizado monetariamente por el IGP-M de la Fundación Getúlio Vargas o por el índice que lo reemplace, o siendo que ante la hipótesis de no existir un índice capaz de reemplazarlo, la ANEEL establecerá un nuevo índice a se adoptado.

La Resolución ANEEL Nº 233/98 modifica el art. 3º el § 1º definiendo al VNi o al Valor Normativo vigente en la época de contratación de los contratos bilaterales "i", definidos por ANEEL y expresados en R$/MWh.

El § 2º se realzan los siguientes cambios:

- El ítem I dice: PBi >= 1.15 x VNi, o el valor de PCEi = 1.084 x VNi. Este ítem se lo redefine así: cuando el valor de PBi >= 1.15 x VNi, el valor de PCEi = 1.115 x VNi.

- El ítem II dice: 1.10 x VNi <= PBi < 1.15 x VNi, el valor de PCEi = 1.074 x VNi + 0.2 x (PBi – 1.10 x VNi). Se modifica este ítem diciendo que cuando 1.1 x VNi <= PBi < 1.15 x VNi, entonces PCEi = 0.5 x PBi + 0.54 x VNi.

- El ítem III dice: 1.05 x VNi <= PBi < 1.10 x VNi, el valor de PCEi = 1.049 x VNi + 0.5 x (PBi – 1.05 x VNi). Se modifica este ítem diciendo que cuando 1.05 <= PBi < 1.1 x VNi, entonces PCEi = 0.8 x PBi + 0.21 x VNi.

- El ítem IV dice: 0.95 <= PBi < 1.05 x VNi, entonces PCEi = 0.98 x PBi + 0.02 x VNi. Se modifica este ítem diciendo que cuando 0.95 x VNi <= PBi < 1.05 x VNi, entonces el PCEi = PBi.

- El ítem V dice: PBi < 0.95 x VNi, entonces PCEi = 0.951 x VNi + 0.5 x (PBi – 0.95 x VNi). Se modifica este ítem diciendo que cuando 0.9 x VNi <= PBi < 0.95 x VNi, entonces PCEi = 0.8 x PBi + 0.19 x VNi.

Se agregan nuevas condiciones al § 2º:

- El ítem VI dice: si 0.85 x VNi <= PBi < 0.9 x VNi, entonces PCEi = 0.5 x PBi + 0.46 x VNi

- El ítem VII dice: si PBi < 0.85 x VNi, entonces PCEi = 0.885 x VNi.

El § 3º decía que a criterio de ANEEL, los valores normativos, definidos basándose en los contratos bilaterales de compra de energía eléctrica firmados por los concesionarios de distribución, podrán ser diferenciados por regiones geo-eléctricas de los sistemas interligados. Este ítem se modifica diciendo que los Valores Normativos podrán ser diferenciados por el tipo de fuente energética o por regiones geo-eléctricas de los sistemas interligados.

Al artículo 3 se le adiciona el § 4º, el cual dice que los procedimientos de traspaso de los precios de compra de la energía eléctrica para las tarifas de abastecimiento, establecidas en la Res. ANEEL Nº 233/99, permanecerán en vigor en tanto que las condiciones del mercado así lo exijan, resguardando los contratos firmados durante la vigencia de los criterios fijados en la citada norma.

Al artículo 4º se incorpora que los volúmenes de compras de energía eléctrica de corto plazo, que excedan a los límites previstos en el art. 6º de la Resolución ANEEL Nº 249, del 11 de agosto de 1998, no serán considerados a los fines del traspaso, excepto en el caso en que ese límite sea superado por motivos de fuerza mayor.

El art. 5º establecía que los impactos de una eventual creación o modificación de los cargos sectoriales, teniendo en vista el establecimiento del MAE y del Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS, serán oportunamente considerados por la ANEEL. Este artículo en la Res. ANEEL Nº 233/99 expresa que los gastos realizados con la compra de energía eléctrica en el corto plazo, originados en la aplicación del Anexo V – Reducción de la Energía Contratada en Situación Hidrológica Crítica, los Contratos Iniciales tendrán un traspaso para las tarifas de los concesionarios y permisionarios de distribución a través de la solicitud de revisión específica de ANEEL.

El establecimiento de los Valores Normativos por la Resolución ANEEL Nº 233/99

Propuesta de modificación de la Resolución ANEEL Nº 266/98

En la propuesta de Portaria, que se discutiría en Audiencia Pública el 16 de junio, se plantea como objetivos garantizar el procedimiento de *pass through* tarifario, presente en los contratos de concesión de las distribuidoras, dada la vigencia de la libre negociación en la compra y venta de energía, y estimular la expansión de la oferta y la compra eficiente de energía.

Se modifica el artículo Nº3 inciso 3º, de la Resolución ANEEL Nº 266, del 13 de agosto de 1998, se define que los Valores Normativos podrán ser diferenciados por tipo de combustible o por regiones geo-eléctricas de los sistemas interconectados.

El artículo 2º, inciso 2 de la propuesta establece que los Valores Normativos podrán ser revisados, a criterio de ANEEL, anualmente o ante cambios estructurales relevantes en la cadena de producción de energía eléctrica y considerando los proyectos en desarrollo, las expansiones previstas del parque generador y la actualización de los costos de los emprendimientos. Los VN de la tabla no consideran los costos de transporte hasta el punto de entrega.

Como Anexo a la propuesta de Resolución, se incorpora una tabla titulada “Valores Normativos y Factores de Ponderación” en la que se define el tipo de generación, el Valor Nominal que le corresponde (en R$) y los factores de ponderación de los costos reajustados por variables que han sido predefinidas en la resolución.

Fuente	VN US$/MWh	K1 Mínimo	K2 Máximo	K3 Máximo
Hidro	29,65	0,90	0,00	0,10
Térmica GN	28,53	0,30	0,50	0,20
Térmica CM	30,76	0,35	0,30	0,35
Térmica Biomasa	47,53	0,60	0,00	0,40
Eólica	39,12	0,30	0,00	0,70
Solar FV	139,71	0,30	0,00	0,70
Pequeña C.H.	41,94	1,00	0,00	0,00
Otras	29,06	1,00	0,00	0,00

Tipo de cambio: 1,70 R$/US$

A cada contrato de compra de energía eléctrica, de plazo superior a los dos años, firmado por un concesionario de distribución se le asociará un Valor Normativo.

A los efectos del ajuste de las tarifas de abastecimiento de los concesionarios de distribución se considera el Valor Normativo establecido para cada contrato de compra de energía, aplicando la siguiente fórmula:

VNi = VN0i x [K1 x IGPM1/IGPM0i + K2 x COMB1/COMB0i + K3 x IVC1/IVC0i]

Donde:

- VN i – Valor Normativo reajustado en el mes de reajuste de las tarifas del concesionario de distribución
- VN0i – Valor Normativo vigente en el mes de registro del contrato de compra de energía referido al mes de publicación de esta Resolución.
- K1 – Factor de ponderación de costos a ser reajustados sobre la base del IGPM
- K2 – Factor de ponderación de costos a ser reajustados basándose en los costos de combustibles
- K3 – Factor de ponderación de costos a ser reajustados a la variación del tipo de cambio
- IGPM1 – Valor del índice general de precios del mercado, establecido por la Fundación Getúlio Vargas, en el mes anterior al reajuste de la tarifa de abastecimiento del concesionario de distribución
- IGPM0i – Valor del índice general de precios del mercado, establecido por la Fundación Getúlio Vargas, en el mes anterior a la fecha de entrada en vigor de esta Resolución.
- COMB1 – Valor del índice de combustibles adoptado, en el mes anterior al reajuste de la tarifa de abastecimiento del concesionario de distribución
- COMB0i – Valor del índice de combustibles adoptado, en el mes anterior a la fecha de entrada en vigor de esta Resolución

- IVC1 – Promedio de la cotización de venta del dólar norteamericano, divulgada por el Banco Central do Brasil, en el mes anterior al reajuste de la tarifa de abastecimiento del concesionario de distribución
- IVC0i – Promedio de la cotización de venta del dólar norteamericano, divulgada por el Banco Central do Brasil, en el mes anterior a la fecha de entrada en vigor de esta Resolución

Comentarios sobre la Propuesta

- Los VN no incluyen los cargos por transporte. Los VN admitirían, según consulta realizada con la ANEEL, variaciones del 5%.

- Para los contratos de importación, la ANEEL aplicaría el VN correspondiente a Otras Fuentes, es decir 29,06 US$/MWh. De esta manera, la Agencia fija un valor máximo para la oferta de importación en un nodo frontera.

- En Brasil, el mercado de los contratos (tanto iniciales, como bilaterales) abarca a casi la totalidad de la demanda, dado que las distribuidoras están obligadas a contratar por no menos del 85% de su mercado cautivo a través de contratos de más de dos años, quedando, en estas condiciones, solamente un volumen pequeño de energía eléctrica que se podrá negociar en el mercado spot. La competencia en la generación se verifica en el despacho que realiza el Operador Nacional del Sistema (ONS), a partir del cual se establece el precio de corto plazo del MAE. Al establecerse los Valores Nominales para los contratos bilaterales, fijando en forma indirecta la remuneración por tipo de generación y/o combustible, se configura un mercado de generación fuertemente administrado. En el corto plazo, no habría efecto sobre el precio del MAE. En cambio, sí lo habría hacia el mediano – largo plazo, dado que los VN serían la señal económica para inducir la inversión en expansión de generación. El mecanismo de los VN se complementa con el mantenimiento del esquema de planificación centralizada del sector, definido por la política energética brasileña.

- Los Valores Nominales (VN) son establecidos por la ANEEL sobre la base de los costos de nuevos emprendimientos de generación y de los contratos bilaterales de compra de energía eléctrica firmados por los concesionarios y permisionarios de distribución. El poder conferido por la regulación a la ANEEL, en materia de fijación de los VN, implica que los mismos podrían ser utilizados discrecionalmente como incentivos para la expansión de un determinado tipo de oferta, cuyos costos asociados serían trasladados a los usuarios finales.

- Para una central térmica a Gas Natural, el Valor Nominal que se ha fijado es de 28,53 US$/MWh. Considerando costos internacionales del capital para una central del tipo Ciclo Combinado (CC) de 400 $/kW, 1.650 kcal/kWh, 20 años de vida útil, 12% de tasa de descuento, O&M 2,0 US$/MWh y 90% de utilización, se obtendría un costo fijo de 9,03 $/MWh. Calculando el costo variable de este generador, con un precio del gas natural de aproximadamente 2,70 US$/MM Btu (este sería el precio *city gate* del gas natural en la ciudad de San Pablo), se obtiene un costo variable de generación de 19,50 $/MWh, o sea que el precio monómico de este generador se aproxima a los 28,53 $/MWh establecidos por la ANEEL, lo que implicaría que este Valor Nominal no presenta ningún tipo de subsidio en lo referente al combustible utilizado, el Gas Natural.

- El costo de instalación de la UTE Candiota III-1, alimentada con carbón mineral, es de 652 US$/kW. La entrada en servicio de esta unidad de 350 MW se prevé para el año 2001[24]. El precio CIF del Carbón Mineral en Brasil se encuentra en 37 US$/tn. Considerando un consumo específico de 2.600 kcal/kWh y un PCI del carbón de 6.000 kcal/tn se calculó el costo variable de generación, resultando 16 $/MWh. El precio monómico de la generación a carbón para una central del tipo como el indicado resulta en 30,73 $/MWh. El Valor Normativo fijado por la ANEEL para una central térmica a Carbón se estableció en 30,76 $/MWh. Es decir, no habría diferencias, por lo que el VN propuesto por la ANEEL cubriría, en teoría, los costos de la generación térmica a carbón.

- El Valor Nominal reconocido para la generación hidráulica, 29,65 US$/MWh, se definió levemente por encima del precio de la C.H. Itaipú (25% de la demanda del sistema S/SE/CO), establecido en 27,16 US$/MWh en bornes de la central. Sumando el costo de transporte, fijado en 3,604 US$/MWh en la nueva tarifa del transporte, resulta un precio en San Pablo de 30,76 US$/MWh.

- Con respecto al efecto de los VN sobre los precios de posibles futuros proyectos de exportación argentina de potencia y energía a Brasil, se concluye que, con el VN propuesto por la ANEEL para los contratos de importación se estaría limitando, a sólo las mejores ofertas de Argentina, las posibilidades de incrementar los niveles de intercambio con Brasil. Esto es así debido a que, sobre la base de distintas alternativas analizadas[25], se llegaría a un nodo frontera (por ejemplo Garabí) con precios entre 25 y 30 US$/MWh. Agregando los costos de transporte hasta San Pablo, los precios resultarían entre 29 y 34 US$/MWh, que resultarían competitivos con relación a los precios actuales (que incluyen los cargos por transporte) de los contratos en el sistema S/S/E/CO (entre 35 y 40 US$/MWh).

- La definición de los VN implica, por parte de la ANEEL, la necesidad de tener un profundo conocimiento de los costos de los distintos tipos de centrales de generación, tanto de las actualmente en servicio como de los proyectos futuros.

- Argentina y Brasil se encuentran transitando la primer de etapa de un proceso de integración energética, que es la de intercambios de excedentes a través de contratos de largo plazo. El esquema de planificación centralizada de la oferta de generación y transporte implementado por Brasil, conjuntamente con el accionar de la ANEEL en materia de fijación de criterios de reconocimiento de costos para toda la cadena eléctrica, constituye un fuerte limitante al desarrollo de un mercado eléctrico más amplio.

Se establece que los Valores Normativos podrán ser revisados a criterio de ANEEL anualmente o ante la ocurrencia de cambios estructurales relevantes en la cadena de producción de energía eléctrica y considerando los proyectos de desarrollo, las expansiones previstas por el parque generador, la actualización de los costos de emprendimientos, los contratos bilaterales firmados entre agentes y las políticas y directrices del Gobierno Federal.

[24] Plan Decenal de Expansión 1998-2007. Eletrobras Marzo de 1998
25 Ver Prospectiva 1998. Secretaría de Energía. Versión Preliminar. Mayo 1999

Los Valores Normativos serán constantes, definidas por tipo de generación. Y para los contratos con una fuente de generación no especificada, se adoptará el Valor Normativo de la Fuente “Competitiva” de la tabla 1.

TABLA 1
VALORES NORMATIVOS Y FACTORES DE PONDERACION

Fuente	VN R$/MWh	VN US$/MWh (2)	K1 Mínimo	K2 Máximo	K3 Máximo
Competitiva (1)	57.20	31.52	0.30		
Termoeléctrica Carbón Nac.	61.80	34.05	0.30		
Pequeña Central Hidro. - PCH	71.30	39.28	0.30		
Termoeléctrica Biomasa (1)	80.80	44.52	0.30		
Usina Eólica	100.90	55.59	0.30		
Usina Solar Foto-voltáica	237.50	130.85	0.30		

(1) Este Valor Normativo será también utilizado por contratos originados en procesos de cogeneración calificados a gas natural o biomasa.
(2) Tipo de cambio al 2 de agosto de 1999 = 1.815 R$/US$

Como estímulo para los contratos a partir de procesos de cogeneración, se adopta para estos los Valores Normativos de la respectiva fuente, mencionados en la Tabla 1.

A cada contrato de compra de energía eléctrica, de plazo igual o mayor a veinticuatro meses, firmado por un concesionario o permisionario de distribución, se le asociará un Valor Normativo.

A los efectos del reajuste anual contractual de las tarifas de los concesionarios y permisionarios de distribución serán considerados los montos de energía comprada en función del Mercado de Referencia, conforme a lo definido en los respectivos Contratos de Concesión, valorado por los precios contractuales vigentes en el “Procedimiento de ajuste de datos “ – DRP y en los “Datos de referencia anteriores” – DRA, limitados por la aplicación en lo dispuesto por la Res. ANEEL Nº 233/99.

Para la aplicación del límite del traspaso de los precios contractuales, el Valor Normativo establecido para cada contrato de compra de energía, será actualizado para el mes del último reajuste del contrato de compra de energía anterior a dato del DRP y del DRA, conforme a cada caso, de la siguiente forma:

VNi = VN0i x [K1i x IGPM1i / IGPM0i + K2i x COMB1i / COMB0i + K3i x IVC1i / IVC0i]

donde

- VNi - Valor Normativo actualizado para el mes del último reajuste del contrato de compra de energía anterior a DRA o DRO.
- VN0i – Valor Normativo vigente en el mes de registro del contrato de compra de energía referido al mes de publicación de esta resolución.
- K1i – Factor de ponderación del índice IGP-M.
- K2i – Factor de ponderación del índice de los combustibles.
- K3i – Factor de ponderación del índice de la variación del tipo de cambio.

- IGPM1i – Valor del índice general de precios del mercado, establecido por la Fundación Getúlio Vargas, en el mes anterior al dato de actualización del VN.
- IGPM0i – Valor del índice general de precios del mercado, establecido por la Fundación Getúlio Vargas, en el mes anterior a la fecha de entrada en vigor de esta Resolución.
- COMB1i – Valor del índice de combustibles, en el mes anterior al dato de actualización del VN.
- COMB0i – Valor del índice de combustibles adoptado, al mes anterior al dato de entrada en vigor de esta Resolución.
- IVC1i – Promedio de la cotización de venta del dólar norteamericano, divulgada por el Banco Central do Brasil, en el mes anterior al dato de actualización del VN.
- IVC0i – Promedio de la cotización de venta del dólar norteamericano, divulgada por el Banco Central do Brasil, en el mes anterior a la fecha de entrada en vigor de esta Resolución.

La suma de los factores de ponderación K1i, K2i, K3i deberá se igual a 1,0.

El Valor Normativo de Corto Plazo – VNC, que se trata en esta Resolución, será el Valor Normativo – VN constante de la Tabla 1 para la fuente "Competitiva", actualizado para los datos del procedimiento de reajuste – DRP y del reajuste anterior – DRA, por la aplicación de la fórmula dispuesta en el artículo 4º de esta Resolución, considerando K1i = 1,0.

Comentarios sobre la Resolución ANEEL Nº 233/99

La presente Resolución fue diseñada con el objetivo de aumentar la diversidad de la matriz energética brasileña, incentivando el desarrollo de fuentes energéticas renovables y el uso del carbón nacional.

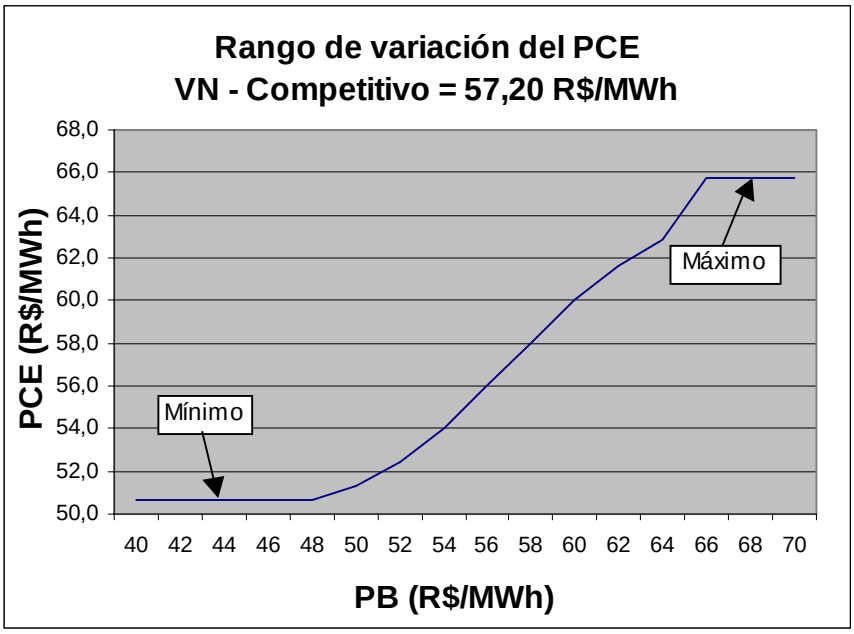
La tabla de los Valores Normativos tiene una fila que se denomina "Competitiva", donde se específica que el Valor Normativo asociado a esta fuente será también utilizada para contratos originados en los procesos de cogeneración que utilicen gas natural y biomasa. No se define en la Resolución si este VN incluye a la generación hidráulica y la térmica de gas natural. No hay forma de saber si la importación de energía eléctrica está incluida en este concepto.

En el Plan Decenal de Expansión 1999 – 2008, el costo de capital de una central a carbón es de 1000 US$/kW, suponiendo un consumo específico de 2.600 kcal/kWh y un poder calórico inferior de 6.000 kcal/tn, con un precio CIF del carbón de 37 US$/tn, con una utilización del 80%, el costo fijo se ubica en los 24 US$/MWh. Por otro lado, el VN del carbón en la Resolución ANEEL Nº 233/99 es de 34 US$/MWh. La diferencia entre el VN menos el costo fijo da por resultado el costo variable de generación, que para este caso se ubica en 10 US$/MWh. Este costo variable de generación tiene un precio implícito del carbón igual a 23 US$/tn. De este precio se concluye que el sector carbonero en Brasil es subsidiado.

El artículo 3º en el § 2º dice que el precio a ser trasladado, será establecido de acuerdo con procedimientos que establecen una relación entre el PB, definido como el precio de compra de la energía eléctrica por medio del contrato bilateral libremente negociado y el VN o Valor Normativo vigente al momento de la contratación del contrato bilateral definido por la ANEEL.

Por ejemplo, teniendo como referencia la generación “Competitiva”, se definió un VN = 57.20 R$/MWh. Si se aplica el procedimiento que establece el traslado del PB, no se permite pasar un PB mayor al 16.07% del VN, y tampoco se permite pasar un PB menor al 11.96% del VN, es decir se acotó las variaciones del PB a una banda que tiene como límite superior los 65.78 R$/MWh y como límite inferior 50.62 R$/MWh.

El gráfico presenta la variación que puede presentar el PCE (precio de traspaso de la compra de energía eléctrica relativa a los contratos bilaterales libremente negociados) ante distintos valores que puede presentar el PB (precio de compra de la energía eléctrica realizada en el período de referencia por medio de contratos bilaterales libremente negociados). Las variaciones de PCE se realizaron teniendo como dato el VN “Competitivo” = 57,20 R$/MWh.



El precio de los contratos bilaterales surge de la libre negociación, pero siempre dentro del rango de variación que sigue una definida ley de variación establecida en esta Resolución.

El Valor Normativo reconocido para la generación hidráulica es igual a 39.28 US$/MWh, este valor se estableció muy por encima del precio de la C.H. Itaipú (25% de la demanda del sistema S/SE/CO), establecido en 27,16 US$/MWh en bornes de la central.

¿Cómo se determinan los Valores Nominales para cada subregión geo - eléctrica?

Los Valores Nominales son determinados sobre la base de los costos de los proyectos en desarrollo de las expansiones del parque generador previstas para los próximos 5 años, con la actualización de los costos de los proyectos que se encuentran en construcción, y los contratos bilaterales entre empresas y también se tienen en consideración las directrices del Gobierno Federal en lo que concierne a la

matriz energética brasileña. La ANEEL no divulgará los parámetros básicos que fueron adoptados en los cálculos, por considerar que tal procedimiento puede interferir con demasía en el mercado de energía eléctrica que se encuentra en consolidación. Se aclara que los Valores Normativos se aplican única y exclusivamente a los consumidores cautivos.

¿Cuál es el Valor Normativo que le corresponde a la importación?

El Valor Nominal correspondiente a la importación corresponde a la fuente "Competitiva".

¿Por qué no aparecen los K2 y K3, siendo que la fórmula de ajuste del VN los contiene?

Los valores de los K2 y K3 serán declarados y justificados por el agente en conjunto con ANEEL.

¿Existe algún subsidio para el Carbón Nacional?

El Carbón Nacional está asociado con un Valor Normativo específico (61,80 R$/MWh), y en el caso de emprendimientos que utilizan carbón importado, a este carbón se le aplicará el Valor Normativo de la fuente "Competitiva" (57,20 R$/MWh).

VALORES NORMATIVOS Y FACTORES DE PONDERACION

Fuente	VN R$/MWh	VN US$/MWh (2)	K1 Mínimo	K2 Máximo	K3 Máximo
Competitiva (1)	57.20	31.52	0.30		
Termoeléctrica Carbón Nac.	61.80	34.05	0.30		
Pequeña Central Hidro. - PCH	71.30	39.28	0.30		
Termoeléctrica Biomasa (1)	80.80	44.52	0.30		
Usina Eólica	100.90	55.59	0.30		
Usina Solar Foto-voltáica	237.50	130.85	0.30		

Este Valor Normativo será también utilizado por contratos originados en procesos de cogeneración calificados a gas natural o biomasa.
Tipo de cambio al 2 de agosto de 1999 = 1.815 R$/US$

Como estímulo para los contratos a partir de procesos de cogeneración, se adopta para estos los Valores Normativos de la respectiva fuente, mencionados en la Tabla 1.

A cada contrato de compra de energía eléctrica, de plazo igual o mayor a veinticuatro meses, firmado por un concesionario o permisionario de distribución, se le asociará un Valor Normativo.

A los efectos del reajuste anual contractual de las tarifas de los concesionarios y permisionarios de distribución serán considerados los montos de energía comprada en función del Mercado de Referencia, conforme a lo definido en los respectivos Contratos de Concesión, valorado por los precios contractuales vigentes en el "Procedimiento de ajuste de datos " – DRP y en los "Datos de referencia anteriores" – DRA, limitados por la aplicación en lo dispuesto por la Resolución ANEEL Nº 233/99.

Para la aplicación del límite del traspaso de los precios contractuales, el Valor Normativo establecido para cada contrato de compra de energía, será actualizado para el mes del último reajuste del contrato de compra de energía anterior a dato del DRP y del DRA, conforme a cada caso, de la siguiente forma:

VNi = VN0i x [K1i x IGPM1i / IGPM0i + K2i x COMB1i / COMB0i + K3i x IVC1i / IVC0i]

donde

- VNi - Valor Normativo actualizado para el mes del último reajuste del contrato de compra de energía anterior a DRA o DRO.
- VN0i – Valor Normativo vigente en el mes de registro del contrato de compra de energía referido al mes de publicación de esta resolución.
- K1i – Factor de ponderación del índice IGP-M.
- K2i – Factor de ponderación del índice de los combustibles.
- K3i – Factor de ponderación del índice de la variación del tipo de cambio.
- IGPM1i – Valor del índice general de precios del mercado, establecido por la Fundación Getúlio Vargas, en el mes anterior al dato de actualización del VN.
- IGPM0i – Valor del índice general de precios del mercado, establecido por la Fundación Getúlio Vargas, en el mes anterior a la fecha de entrada en vigor de esta Resolución.
- COMB1i – Valor del índice de combustibles, en el mes anterior al dato de actualización del VN.
- COMB0i – Valor del índice de combustibles adoptado, al mes anterior al dato de entrada en vigor de esta Resolución.
- IVC1i – Promedio de la cotización de venta del dólar norteamericano, divulgada por el Banco Central do Brasil, en el mes anterior al dato de actualización del VN.
- IVC0i – Promedio de la cotización de venta del dólar norteamericano, divulgada por el Banco Central do Brasil, en el mes anterior a la fecha de entrada en vigor de esta Resolución.

La suma de los factores de ponderación K1i, K2i, K3i deberá ser igual a 1,0.

El Valor Normativo de Corto Plazo (VNC), que se trata en esta Resolución, será el Valor Normativo constante de la Tabla 1 para la fuente “Competitiva”, actualizado para los datos del procedimiento de reajuste – DRP y del reajuste anterior – DRA, por la aplicación de la fórmula dispuesta en el artículo 4º de esta Resolución, considerando K1i = 1,0.

Nota aclaratoria sobre los Valores Normativos

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL hizo público el 26 de octubre de 1999 un documento titulado “ Nota de Esclarecimento do Valor Normativo”. De éste documento se extrajeron los principales conceptos sobre el tema de los Valores Normativos y su forma de reajuste, conceptos que a continuación se desarrollan.

Introducción

La Lei Nº 9.648 del 27 de mayo de 1998 establece que la compra y venta de energía pasa a ser de libre negociación, observando las reglas de transición para el período 1998 – 2005. A partir del año 2003, los volúmenes de energía inicialmente

contratados serán paulatinamente reducidos, en la proporción del 25% por año, y son liberados para contratar en el MAE.

El proceso regulatorio para establecer los límites para el traspaso de los precios libremente negociados para las tarifas de abastecimiento de los consumos cautivos se inició con la publicación de la Resolución ANEEL Nº 266 del 13 de agosto de 1998. En esta Resolución se establecieron los procedimientos para el cálculo del traspaso, donde el Valor Normativo y el costo de referencia para la comparación con el precio de compra de la energía y el costo a ser traspasado a las tarifas de los consumos cautivos.

Otro aspecto de fundamental importancia para el establecimiento de los criterios que limiten el traspaso de los precios libremente negociados para las tarifas es la necesidad de la expansión de la oferta de energía en el sector eléctrico brasileño. Se espera un crecimiento de la demanda de energía eléctrica a una tasa del 4.3% anual para un horizonte de 10 años, siendo necesario incrementar la potencia en el orden de los 31.000 MW, que implican una inversión de unos 33 billones de reales para el período 2002 – 2008.

De un modo más general, considerando un cronograma de obras de generación en curso, se hace necesario en el corto plazo la celebración de nuevos contratos de compra de energía vinculados a los nuevos emprendimientos de generación, comenzando la expansión a partir del 2002. Los Valores Normativos establecidos conllevan las condiciones necesarias a los distribuidores y generadores para que celebren contratos de largo plazo (PPA), y de esta forma garantizar la expansión del parque generador y también la estabilidad de las tarifas.

Límites de traspaso y costo de compra de la energía

Al cálculo del costo de las compras de energía libremente negociadas ($\sum MCE_I \times PCE_I$) se le aplica un límite en el traspaso del precio de compra de la energía eléctrica PCE_I que surge de la comparación entre el precio del contrato de la distribuidora y el generador (PB_I) y los Valores Normativos, valores que se presentan en la siguiente tabla:

PBi comparado con el VNi	Precio de traspaso PCEi	Para VNi = 1.0		
		Compra PBi	Traspaso PCEi	Ganan. / (Pérd.)
PBi >= 1.15 x VNi	1.115 x VNi	1.150	1.115	(0.035)
1.10 x VNi <= PBi < 1.15 x VN i	0.5 x PBi + 0.54 x VNi	1.125	1.103	(0.023)
1.05 x VNi <= PBi < 1.10 x VNi	0.8 x PBi + 0.21 x VNi	1.075	1.070	(0.005)
0.95 x VNi <= PBi < 1.05 x VNi	PCEi = PBi	1.000	1.000	-
0.90 x VNi <= PBi < 0.95 x VNi	0.8 x PBi + 0.19 x VNi	0.925	0.930	0.005
0.85 x VNi <= PBi < 0.90 x VNi	0.5 x PBi + 0.46 x VNi	0.875	0.898	0.023
PBi <= 0.85 x VNi	0.885 x VNi	0.850	0.885	0.035

En la determinación de los valores normativos iniciales, la ANEEL analizó diferentes proyectos de generación hidroeléctrica y térmica, adoptando en los estudios económicos - financieros tasas de descuento entre el 12% y el 15% por año, para diversas composiciones de capital propio y de terceros.

Con relación a las centrales térmicas que utilizan gas natural como combustible, se consideró un valor de 2.85 US$/MMBTU para el costo del gas y adicionalmente un valor de 0.15 US$/MMBTU como margen de comercialización de las distribuidoras, totalizando 3.00 US$/MMBTU.

A través de la Resolución Nº ANEEL 233/99 del 29 de julio de 1999, la ANEEL definió los siguientes valores normativos:

Referencia julio/99

Fuente	Valor Normativo	
	R$/MWh	US$/MWh
Competitiva	57.20	32.40
Térmica a Carbón Nacional	61.80	35.01
Pequeña Central Hidro	71.30	40.39
Térmica Biomasa	80.80	45.77
Eólica	100.90	57.15
Solar foto – voltáica	237.50	134.53

Se destaca que los precios de compra de la energía mayores a un 5% del VNi, serán integramente traspasados a las tarifas de los consumos finales, como se puede ver en la siguiente tabla:

Referencia julio/99

Fuente	Precio Máx. con traspaso total (VNi x 1.05)	
	R$/MWh	US$/MWh
Competitiva	60.06	34.02
Térmica a Carbón Nacional	64.89	36.80
Pequeña Central Hidro	74.87	42.41
Térmica Biomasa	84.84	48.06
Eólica	105.95	60.01
Solar foto-voltáica	249.38	141.26

Un contrato bilateral a ser firmado tendrá asociado un Valor Normativo que permanecerá con el mismo valor de referencia durante todo el plazo del contrato.
Ese valor de referencia será actualizado cuando se aplique el reajuste tarifario de la concesionaria a través de la fórmula que incluye tres índices: la inflación interna, los precios internacionales de los combustibles y la variación del tipo de cambio, mostrada a continuación:

$$VN_i = VN_{0i} x \left(\frac{IGPM_{1i}}{IGPM\,0i} + K_{2i} x \frac{COMB_{1i}}{COMB_{oi}} + K_{3i} x \frac{IVC_{1i}}{IVC_{0i}}\right)$$

Donde:

- IGPM = al índice general de los precios del mercado – Fuente: Fundación Getulió Vargas
- COMB = precio internacional de los combustibles – Fuente: Publicaciones ARGUS US Products Report y Platt's Oilgram U.S. Marketscan
- IVC = cotización para la venta del dólar norteamericano – Fuente: Banco Central do Brasil.
- $K_1 + K_2 + K_3 = 1$
- $K_2 + K_3 < 0.70$

Los Valores Normativos vigentes están referenciados al mes de junio de 1999, siendo:

$IGPM_0$	$COMB_0$	IVC_0
1.12261	R$ 161.916	R$ 1.7654 / US$

En la siguiente tabla se destaca la evolución de los indicadores desde la publicación de la Resolución Nº 233/99 hasta el mes de septiembre de 1999:

Mes	IGPM		COMB		IVC	
	Indice	Variación Acumulada (%)	Valor (R$)	Variación Acumulada (%)	Valor (R$/US$)	Variación Acumulada (%)
Junio/99	1.12261	-	161.9160	-	1.7654	-
Julio/99	1.14002	1.55%	182.7016	12.84%	1.8003	1.98%
Agosto/99	1.15780	3.13%	220.0878	35.93%	1.8808	6.54%
Sept./99	1.17459	4.63%	233.5905	44.27%	1.8981	7.52%

A continuación se presenta un análisis de la influencia de diferentes composiciones de los índices K sobre el Valor Normativo para la fuente “Competitiva”:

Referencia septiembre/99:

Análisis de la actualización del VN									
	Caso 1 K1 = 0.3 K2 = 0.4 K3 = 0.3			Caso 2 K1 = 0 K2 = 0.7 K3 = 0.3			Caso 3 K1 = 0.3 K2 = 0.0 K3 = 0.7		
ITEM	Variación	VN actualizado		Variación	VN actualizado		Variación	VN actualizado	
		R$/MWh	US$/MWh		R$/MWh	US$/MWh		R$/MWh	US$/MWh
Jun-Sep/99	21.35%	69.41	36.57	33.24%	76.21	40.15	6.65%	61.00	32.14
Impacto en tarifa final	8.54%	-	-	13.30%	-	-	2.66%	-	-

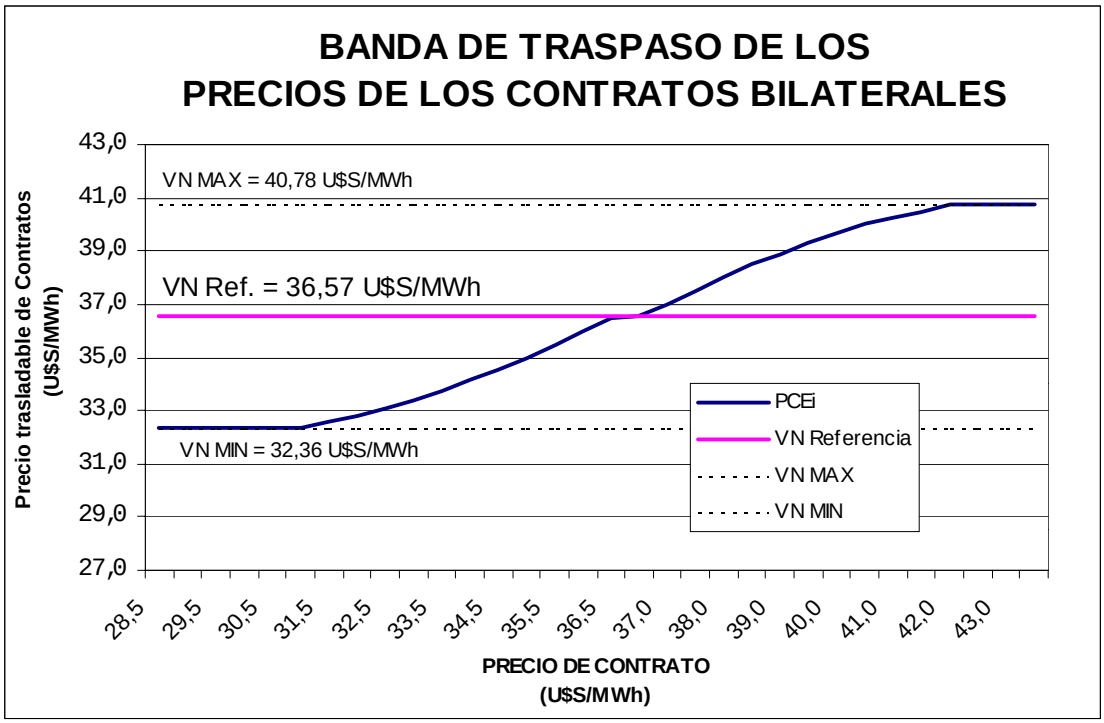
Resumen:

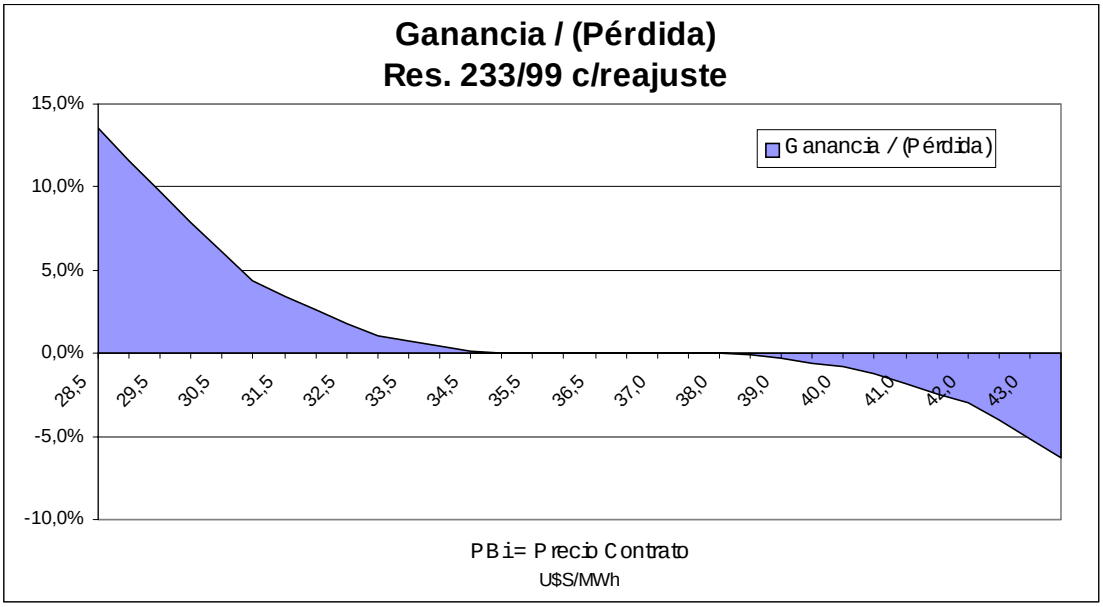
- El Valor Normativo – VN es definido para un proyecto dado y fijado para todo el plazo del contrato, además es actualizado (reajustes) anualmente pudiéndose realizar revisiones excepcionales.
- Para cada nuevo proyecto de generación, el VN es actualizado para cada mes de un contrato. Por ejemplo, para un contrato de una central térmica a Gas natural entre julio/99 – sept/99 tiene un VN = R$ 57.20 / MWh (US$ 32.40 MWh) y para ese mismo proyecto si se cierra un contrato en el mes de septiembre de 1999 tendría un VN = R$ 69.41 MWh (US$ 36.57 MWh), para una configuración de K_1 = 0.3, K_2 = 0.4 y K_3 = 0.3.
- El reajuste de los valores normativos considera la variación del precio del gas natural, la variación del tipo de cambio (equipamiento importado o financiado) y la inflación interna (IGPM).
- Los valores normativos incluyen los componentes de costos de transmisión y la asignación de las pérdidas, de responsabilidad del generador, siendo los mismos referidos a un punto de referencia del submercado donde se localiza la concesionaria de distribución.
- A efectos de la comparación con los VN, los generadores deberán realizar sus cálculos considerando todos los costos incurridos hasta el punto común de referencia del submercado comprador, incluyendo los impuestos y cargos.
- La preponderancia de la generación hidráulica en Brasil implica grandes variaciones en los precios de la energía de corto plazo, exponiendo a las

distribuidoras que se ven obligadas a comprar energía en el mercado de corto plazo. La exposición de las distribuidoras a esos riesgos será eliminada con el establecimiento de contratos de largo plazo y por consiguiente se estimulará la expansión de la oferta de energía, garantizando el abastecimiento del usuario final.

- El Gobierno Federal está desarrollando diversas acciones con el objetivo de estimular la implementación de generación termoeléctrica a gas natural, cuya entrada en operación se producirá antes del 2003, dentro de las acciones se pueden mencionar:

  - Flexibilización de los factores de ponderación K_1, K_2 y K_3 que actualizan los valores normativos de modo de permitir que, para la generación termoeléctrica a gas natural, los mismos no tengan la obligatoriedad de valores mínimos.
  - Procedimiento para el traspaso automático de las tarifas en el caso de una variación del tipo de cambio o del precio de los combustibles.
  - Definición para el Nordeste, Sur / Sudeste y Centro – Oeste de un mix de precios que considera el gas brasileño y el gas importado cuyo precio medio no debería superar los 2.26 US$/MMBTU. Para el Nordeste, los cinco primeros años tendrán un precio de gas de 1.94 US$/MMBTU una vez que su origen sea totalmente nacional.





REGULACION DE LA REMUNERACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE ELECTRICO DE BRASIL

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL a través de la Resolución ANEEL Nº 281 del 1º de octubre de 1999, estableció las condiciones generales de contratación del acceso, comprendiendo el uso y la conexión a los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. También con la Resolución ANEEL Nº 282 del 1 de octubre de 1999 la ANEEL estableció las tarifas del uso de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica y de los componentes de la Red Básica del Sistema Eléctrico Interligado.

Resolución ANEEL Nº 281, del 1 de octubre de 1999

Las condiciones generales para la contratación del acceso a los sistemas de transmisión y de distribución y las tarifas correspondientes deben:

- Asegurar el tratamiento no discriminatorio de los usuarios
- Garantizar la cobertura de los costos compatibles con los costos estándares
- Estimular nuevas inversiones en expansión de los sistemas eléctricos
- Inducir a la utilización racional de los sistemas eléctricos
- Minimizar los costos de las ampliaciones o de la utilización de los sistemas eléctricos

Se garantiza el libre acceso a los sistemas de transporte y de distribución posibilitando la comercialización directa entre los generadores y los consumidores, independientemente de sus localizaciones en el sistema eléctrico interligado.

Alcance, atribuciones y responsabilidades

- El acceso a los sistemas de transporte, asociados a demandas de potencia que sean contratadas durante el período de transición referido en el art. 10 de la Lei Nº 9.648 del 27 de mayo de 1998, se regirá por la Resolución Nº 247 del 13 de agosto de 1999[26].
- El Operador Nacional del Sistema (ONS) deberá:
  - Elaborar, en consonancia con el planeamiento de la expansión de la generación de los sistemas de transmisión, estudios que avalen técnica y económicamente los refuerzos de la Red Básica, originadas en las solicitudes de acceso, y proponer a ANEEL las expansiones necesarias, indicando los presupuestos y los plazos de implementación.
  - Efectuar con base a información mensual aportada por las concesionarias del transporte eléctrico, concesionarios y permisionarios de distribución, el control de los montos originados por el uso de los sistemas de transmisión y las correspondientes facturaciones.
  - Celebrar con las empresas de transporte eléctrico, los contratos de uso de los sistemas de transmisión y firmar como interviniente, los contratos de conexión a ser homologados por ANEEL.

- Los concesionarios del servicio público del transporte eléctrico deberán:
  - Negociar y celebrar con la intervención del ONS, los Contratos de Conexión con los usuarios que deseen conectarse a su instalación, siendo homologado por ANEEL.
  - Realizar la facturación relativa al acceso de sus instalaciones de transporte.

- Los concesionarios y permisionarios del servicio público de distribución deberán:
  - Negociar y celebrar los Contratos de Conexión y de Uso del los Sistemas de Distribución con los usuarios que deseen conectarse a las instalaciones de distribución.
  - Efectuar la medición en los puntos de conexión del usuario y facturar los cargos originados en la conexión y en el uso de los sistemas de transporte y distribución, discriminando entre el transporte y la distribución.
  - Contratar el acceso a la Red Básica de forma de asegurar el abastecimiento de la demanda de su propio mercado, de los consumidores libres y de las unidades generadoras conectadas a su red.

- Los usuarios de los sistemas de transporte o de distribución deberán:
  - Deberán solicitar el acceso a los sistemas de transporte y de distribución
  - Celebrar los contratos de conexión y de uso de los sistemas de transporte y distribución

Las relaciones contractuales

El acceso a los sistemas de transporte y distribución eléctrica se rigen por los Procedimientos de Red, los Procedimientos de Distribución y por los contratos

[26] La Resolución ANEEL Nº 247, del 13 de agosto de 1999, modifica las condiciones generales de prestación de los servicios de transporte y de contratación del acceso, comprendidos en los Contratos de Prestación del Servicio de Transmisión – CPST, Contratos de Uso de los Sistemas de Transmisión – CUST y de los Contratos de Conexión a los Sistemas de Transporte – CCT, vinculadas a la celebración de los Contratos Iniciales de Compra y Venta de Energía Eléctrica.

celebrados entre las partes y por las normas y patrones específicos de cada concesionaria o permisionario.

Para acceder a las instalaciones del transporte de los componentes de la Red Básica, los usuarios deben firmar el Contrato por Uso de los Sistemas de Transmisión con el ONS, donde establecerán las condiciones técnicas y las obligaciones relativas al uso de las instalaciones del transporte, y los Contratos de Conexión con el concesionario del transporte en el punto de acceso, estableciéndose las responsabilidades por la implementación, la operación y el mantenimiento de las instalaciones de conexión.

En el caso de usuarios que desean acceder a los sistemas de distribución, deberán firmar los contratos por Uso de los Sistemas de Distribución y de Conexión con la concesionaria o el permisionario local. En el caso de que estos usuarios sean unidades generadoras, deberán firmar un Contrato por Uso de los Sistemas de Transporte con el ONS y los Contratos de Uso del Sistema de Distribución y de Conexión con la concesionario o permisionario de distribución local.

Los cargos por Uso del Sistema de Transporte

Los cargos asociados al uso de los servicios de transporte se establecen observando:

- Los ingresos anuales permitidos a las empresas concesionarias del transporte determinados por ANEEL.
- La participación en el presupuesto anual del ONS a ser cubierto por estos cargos, de acuerdo en su Estatuto y aprobado por ANEEL.
- La compensación del déficit o del superávit del ejercicio anterior, contabilizado anualmente por el ONS y aprobado por ANEEL.
- Las pérdidas eléctricas en los sistemas de transporte son tratadas en el proceso de contabilización y liquidación del Mercado Atacadista de Energía – MAE, de acuerdo con reglas específicas.

Los cargos por uso de los sistemas de transporte o de distribución serán aplicados a todos los usuarios, siendo calculados en base a los montos de uso de los contratos verificados, en el punto de conexión de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Para las unidades generadoras:

$E_g = T_g \times U_g$

Donde:

E_g es el cargo mensual por el uso de los sistemas de transporte y de distribución, expresado en R$.

T_g es la tarifa por el uso del sistema de transporte o de distribución asignada a los usuarios, expresada en R$/kW.

U_g demanda de potencia por el uso del contrato por el usuario en kW.

Para las unidades consumidoras:

$E_c = T_p \times U_p + T_{fp} \times U_{fp}$

Donde:

- E_c es el cargo mensual por el uso de los sistemas de transporte y de distribución, expresado en R$.

- T_p es la tarifa por el uso del sistema de transporte o de distribución en horas de punta, expresada en R$/kW.

- T_{pf} es la tarifa por el uso del sistema de transporte o de distribución en horas de fuera de punta, expresada en R$/kW.

- U_p es la demanda de potencia en horas de punta, en kW.

- U_{fp} es la demanda de potencia en horas fuera de punta, en kW.

Los valores de uso contratados por las concesionarios y los permisionarios de distribución deben ser informados por el punto de conexión y tienen que ser los valores máximos de potencia demandados en el punto de conexión, incluyendo las demandas de los consumidores libre, autoproductores, etc.

Se aplicará a la parte del uso de los sistemas de transporte y distribución si fuera superior al valor contratado en el punto de conexión, a título de penalidad, una tarifa que será tres veces mayor a la tarifa por uso establecida para cada período, cuando los valores de uso superen un cinco por ciento el valor contratado.

Las tarifas por uso de los sistemas de transporte y distribución expresadas en R$/kW – mes, serán determinadas para todas las barras con una tensión igual o mayor a 69 kV, de acuerdo con la metodología que se desarrolla en el Anexo I. Estos valores serán revisados anualmente por la ANEEL.

Para el caso de las tarifas por uso de los sistemas de distribución, para los niveles de tensión inferiores a 69 kV, expresadas en R$/kW – mes, serán propuestas por los concesionarios o permisionarios de distribución y aprobadas por ANEEL, por nivel de tensión y tipo de consumidor, con base a los costos marginales de expansión, para cada nivel de tensión, incorporando el uso de los sistemas de transmisión, en los casos aplicables a las unidades consumidoras. Es responsabilidad de cada uno de los distribuidores y permisionarios desarrollar anualmente los estudios para la determinación de los costos marginales de expansión, por nivel de tensión, en sus áreas de concesión, que serán utilizados como base para la definición de la estructura tarifaria a ser practicada.

Los cargos de conexión

Los cargos de conexión a los sistemas de transporte o de distribución son responsabilidad de los usuarios. Estos cargos serán objeto de negociación entre las partes y deberán cubrir los costos incurridos en el proyecto, la construcción, los equipamientos, la medición, la operación y el mantenimiento de los puntos de conexión.

La facturación y medición de los cargos

Los cargos de conexión serán facturados directamente por los concesionarios o permisionarios dueños de las instalaciones a la que acceden los agentes, contra los respectivos usuarios.

Para los cargos por uso de los sistemas de transmisión y por el ONS contra todos los usuarios caracterizados como unidades consumidoras inclusive a los concesionarios y permisionarios de distribución conectados a instalaciones de la Red Básica, en proporción a sus ingresos permitidos por ANEEL.

Los cargos por uso de los sistemas de transporte y de distribución serán facturados por los concesionarios del transporte y por el ONS contra las unidades generadoras en proporción a sus ingresos permitidos por ANEEL.

El ONS debe informar a ANEEL mensualmente la contabilización de los valores efectivamente registrados.

La medición de la demanda por uso de los servicios de distribución y de transporte es responsabilidad de cada concesionario o permisionario donde se conecten los usuarios, y se deberá realizar con intervalos de quince minutos. Estos registros deberán ser informados al ONS de acuerdo a lo dispuesto en los Procedimientos de Redes.

METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LAS TARIFAS Y CARGOS NODALES

La metodología para el cálculo de las tarifas se basa en la estimación de los costos que los usuarios imponen a la red en los períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de transportar los flujos que se ocasionan en esos períodos.

Los cargos serán ajustados a los montos necesarios para cubrir los costos del servicio del sistema de transporte y de distribución, a través de un valor adicional a la tarifa en cada barra, de forma de preservar la relatividad de los cargos entre los diversos usuarios.

Costos unitarios y la capacidad de transporte

Para la determinación de las tarifas y cargos nodales se utilizan los costos unitarios para cada elemento del sistema. Estos costos se determinan a partir de los costos de reposición, operación y mantenimiento típicos de los sistemas de transporte o de distribución.

Para la obtención de los costos unitarios se utilizan los valores de capacidad de transporte de las líneas de transmisión o distribución estandarizados por nivel de tensión. Para los transformadores se consideran las potencias nominales.

Los cargos y tarifas nodales

Se denomina cargo por uso al valor obtenido por el producto de la tarifa multiplicado por la demanda contratada o verificada.

Para la obtención de los cargos por uso para los usuarios del sistema de transporte o de distribución, se determina inicialmente, las tarifas nodales, mediante la solución de un modelo que optimiza la red que atiende al mercado representado a mínimo costo.

La solución analítica del modelo se obtiene a través de la construcción de una matriz de sensibilidad que relaciona los flujos de potencia de las diferentes líneas y transformadores con la potencia injectada en cada barra del sistema.

Esta matriz de sensibilidad, se obtiene a partir de una matriz de impedancias "Zbus" que se calcula como parte del proceso de solución del flujo de carga. Cada sensibilidad tiene la forma:

$$\beta_{Lb} = \frac{dF_L}{dl_b}$$

Donde:

- β_{Lb} es igual al flujo incremental resultante de la línea L debido a un incremento de la demanda o de la generación en la barra b.
- F_L es el flujo de potencia de la línea L.
- I_b es la potencia injectada o retirada en la barra b.

A través de los coeficientes se determinan los costos (o beneficios) asociados a una unidad que se incrementa en la demanda o en la generación en cada barra del sistema de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{LINEAS} \beta_{Lb} x Cust_L x Carr_L$$

Donde:

- π_b es la tarifa nodal de la barra b.
- β_{Lb} es la sensibilidad de la línea L, con relación a la barra b.
- $Cust_L$ es el costo unitario de la línea L.
- $Carr_L$ es el factor de carga de la línea L.

DEFINICIONES Y CONCEPTOS

- **Acuerdo Operativo:** conjunto de normas, procedimientos y ajustes aceptados bilateralmente entre las partes, definiendo las responsabilidades sobre la operación y el mantenimiento de las instalaciones.

- **Contrato de Conexión (CONEX):** instrumento contractual firmado entre el usuario y la empresa donde se efectuará el acceso, estableciendo las responsabilidades por la implementación, operación y el mantenimiento de las instalaciones de conexión y los respectivos cargos.

- **Contrato de Prestación de los Servicios de Transmisión (CPST):** es un instrumento contractual firmado entre el ONS y la concesionaria de transporte que establece los términos y las condiciones para la prestación de servicios del transporte de energía eléctrica tanto en los aspectos técnicos como comerciales.

- **Contrato de uso (CUST):** instrumento contractual firmado entre el ONS y el usuario, en el caso en que el mismo usuario se conecte a la Red Básica o entre la concesionaria de distribución local y el usuario, estableciendo las condiciones de uso de la red básica y/o del sistema de distribución.

- **Instalación de conexión:** conjunto de equipamientos necesarios para la interconexión eléctrica de las instalaciones del usuario al sistema de transporte o de distribución.

- **Instalación de uso exclusivo:** conjunto de equipamientos e instalaciones utilizadas exclusivamente por un único usuario, necesarias para su interconexión al sistema de distribución o la red básica.

- **Procedimientos de Distribución:** conjunto de normas, criterios y requisitos técnicos para el planeamiento, implementación, acceso, uso, procedimientos de medición y operaciones de los sistemas de distribución.

- **Procedimientos de Redes:** documento elaborado en el ámbito del ONS y aprobado por ANEEL, que consiste en un conjunto de normas, criterios y requisitos técnicos para el planeamiento, implementación, acceso, uso, procedimientos de medición y operaciones de la red básica.

- **Red Básica:** conjunto de líneas de transporte y subestaciones establecido conforme con los criterios fijados por la Resolución ANEEL Nº 245, del 31 de julio de 1998.

- **Red Eléctrica:** designación genérica del conjunto integrado por la red básica, sistema de distribución e instalaciones de conexión.

- **Sistema de Distribución:** conjunto de líneas, subestaciones y demás equipamientos utilizados, excluyendo las instalaciones de conexión, para la actividad de distribución de energía eléctrica.

- **Usuario:** concesionario y permisionario del servicio público de energía eléctrica, productor independiente, autoproductor, consumidor libre, importador y exportador de energía eléctrica, que pueda utilizar la red eléctrica.

ANEXO II

LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO CHILENO

Marco Institucional del Sector Eléctrico

El artículo 9 del DFL N° 1, aclara las competencias de las instituciones del sector y se enmarca dentro de la reforma legal que fortalece la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

La aplicación de la Ley DFL Nº 1, el artículo 9º corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la Superintendencia, sin perjuicio de las atribuciones conferidas a la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, a las Municipalidades y al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. (Modificado por Ley 19.613 D.O. 8 de Junio de 1999).

Los organismos se distribuyen las siguientes atribuciones:

- SEC ENTE FISCALIZADOR
- CNE TECNICO REGULADOR
- MINISTERIO DE ECONOMIA NORMATIVO
- SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES FISCALIZADOR

LEY N° 18.410 (Publicada en el Diario Oficial N° 32.176 de 22 de Mayo de 1985), modificada por Ley 19.613 D.O. del 8 Junio de 1999.

Facultades

SEC: servicio funcionalmente descentralizado, que se relacionará con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
Domicilio: Santiago. Tiene Direcciones Regionales en las 12 Regiones del país.

Objetivo

El objetivo de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles será:

- fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad,

- para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas,

- y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

Atribuciones de la SEC

I. En materia de Concesiones

1. Otorgar las concesiones provisionales: de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica.

2. Informes respecto de las solicitudes de concesiones definitivas.

3. Realizar las gestiones correspondientes en materia de caducidad de las concesiones definitivas señaladas en el número anterior.

4. Requerir a los concesionarios de servicio público de distribución de recursos energéticos que se encuentre en explotación, para que adecuen la calidad del servicio a las exigencias legales, reglamentarias o estipuladas en los decretos de concesión.

5. Asumir transitoriamente la administración de la concesión de servicio público de distribución de recursos energéticos y determinar quién explotará y administrará provisionalmente el servicio, en los en que lo ordene la autoridad en virtud de una causa legal.

6. Emitir informes al Ministerio sobre las transferencias, a cualquier título, del dominio o del derecho de explotación de las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, salvo en los casos en que legalmente baste la autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

7. Fijar los plazos máximos para la extensión de servicio en las zonas de concesión, pudiendo aplicar a los concesionarios de servicio público de distribución, una multa de hasta cinco unidades tributarias mensuales por cada día de atraso.

II. Controversias

1. Resolver fundadamente los conflictos derivados de la obligación de los propietarios de líneas eléctricas que hagan uso de servidumbre, en orden a permitir el uso de sus postes, torres y demás instalaciones para el establecimiento de otras líneas eléctricas o para el paso de energía, informar a los Tribunales Ordinarios de Justicia en los juicios sumarios originados con motivo de las referidas servidumbres, y autorizar, en casos que estime calificados, la servidumbre temporal de postación eléctrica, pudiendo fijar, en cada caso, el monto del pago correspondiente.

2. Tasar el valor de la canalización subterránea de las líneas de distribución de energía eléctrica, dispuesta por los alcaldes, cuando las municipalidades reclamen de los valores determinados por los concesionarios.

3. Comprobar los casos en que la falta de calidad o de continuidad del servicio se deban a caso fortuito o fuerza mayor.

III. Registro e información

1. Conocer, mediante una comunicación previa, la puesta en servicio de las obras de generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de energía eléctrica o parte de ellas.

2. Amonestar, multar e incluso, administrar provisionalmente el servicio a expensas del concesionario, si la calidad de un servicio público de distribución de recursos energéticos es reiteradamente deficiente.

3. Fiscalizar en las instalaciones y servicios eléctricos, de gas y combustibles líquidos, el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los decreto de concesión.

   La Superintendencia deberá llevar un archivo actualizado de los antecedentes relativos a las concesiones eléctricas, de gas y de combustibles líquidos.

4. Formar las estadísticas técnicas de explotación de las empresas eléctricas, de gas y de combustibles líquidos del país, en la forma que especifique la Comisión Nacional de Energía. Al efecto, la superintendencia podrá requerir de las empresas señaladas la información necesaria, pudiendo sancionar con multa, la no entrega de dicha información dentro de los plazos establecidos.

IV. Reguladoras

1. Adoptar, transitoriamente, las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y el resguardo del derecho de los concesionarios y consumidores de energía eléctrica, de gas y de combustibles líquidos, pudiendo requerir de la autoridad administrativa, el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones.

2. Asesorar técnicamente al Ministerio y a otros organismos técnicos sobre tarifas de recursos energéticos y respecto de las demás materias de su competencia.

3. Aplicar e interpretar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias cuyo cumplimiento le corresponde vigilar, e impartir instrucciones de carácter general a las empresas y entidades sujetas a su fiscalización.

4. Pronunciarse sobre los reglamentos especiales de servicio que las empresas concesionarias de servicio público sometan a su aprobación.

5. Adoptar las medidas tendientes a corregir las deficiencias que observare, con relación al cumplimiento de las leyes, reglamentos y demás normas cuya supervigilancia le corresponde.

6. Fijar normas de carácter general sobre la forma y modo de presentación de la información que las entidades sujetas a su fiscalización deban proporcionarle de conformidad a las leyes y reglamentos vigentes.

   No obstante lo establecido en el párrafo anterior, las nuevas normas que se dicten no afectarán la validez de las informaciones presentadas con anterioridad a su vigencia.

7. Ordenar, por resolución fundada, durante la vigencia de un decreto de racionamiento y previo informe favorable de la Comisión Nacional de Energía, la reducción de los consumos prescindibles de los particulares y órganos del Estado, y las demás medidas de carácter general que contribuyan a la disminución del déficit de energía.

8. Ejercer las demás funciones y atribuciones que el ordenamiento jurídico confiera a la Superintendencia de Servicios Eléctricos y de Gas o a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

V. Fiscalización

1. Verificar y examinar los costos de explotación y el valor nuevo de reemplazo de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, que le sean comunicados conforme a la ley General de Servicios Eléctricos, y ejercer las facultades que en esta materia le otorga el citado cuerpo legal.

   La Superintendencia estará, además, facultada para requerir de las empresas referidas, la información acerca de los ingresos de explotación mensuales.

2. Sancionar el incumplimiento de las normas técnicas y reglamentarias vigente o que se establezcan en virtud de la legislación eléctrica, de gas de combustibles líquidos relativas a la instalaciones correspondientes, con desconexión de éstas, multas o ambas medidas.

   Para la fiscalización del cumplimiento de las normas vigentes en las instalaciones a que se refiere el párrafo anterior, la Superintendencia podrá autorizar a laboratorios, entidades o instaladores, para que efectúen inspección de las mismas y realicen o hagan realizar, bajo su exclusiva responsabilidad, las pruebas y ensayos que dicho organismo estime necesarios, para constatar que cumplen con las especificaciones normales y no constituyen peligro para las personas o cosas.

   Las instalaciones inspeccionadas que cumplan con lo señalado en el párrafo anterior tendrán derecho a un certificado o sello, cuyas características y vigencia serán establecidas por la Superintendencia, de acuerdo con la naturaleza de las mismas.

   El procedimiento para la acreditación, autorización y control de las entidades o instaladores inspectores, será establecido por la Superintendencia mediante resolución fundada de carácter general. Las entidades e inspectores así autorizados quedarán sujetos a la permanente fiscalización y supervigilancia de la Superintendencia.

3. Fiscalizar el cumplimiento de los requisitos de seguridad para las personas y bienes, en las instalaciones destinadas al almacenamiento, refinación, transporte y expendio de recursos energéticos, cualquiera sea su origen y destino, conforme se establezca en los reglamentos respectivos y en las normas técnicas complementarias.

4. Verificar que las características de los recursos energéticos cumplan con las normas técnica y no constituyan peligro para las personal o cosas.

5. Autorizar a los organismos de certificación de envases, aparatos e instrumentos de gas licuado, como asimismo a las instituciones destinadas a efectuar la inspección periódica de cilindros de gas licuado que se utilizan para el expendio a los consumidores y fiscalizar el cumplimiento de dicha inspección.

6. Informar al Ministerio respecto de las autorizaciones para interrumpir o dejar de atender los suministros de recursos energéticos dentro de una zona de servicio.

7. Comprobar o fiscalizar que tanto las obras iniciales y de ampliación de producción, almacenamiento de electricidad, gas y combustibles líquidos como la construcción y la explotación técnica de los mismos hechas por las empresas han sido o sean ejecutadas correctamente, estén dotadas de los elementos necesarios para su explotación en forma continua y en condiciones de seguridad, y cumplan con las normas de construcción y pruebas de ensayo vigentes respecto de las empresas.

8. Requerir, bajo apercibimiento de multa, la reposición del servicio respectivo, interrumpido por un hecho imputable a la empresa.

9. Fiscalizar el desempeño de los laboratorios y entidades de certificación de seguridad y de calidad autorizados y el cumplimiento de las disposiciones de seguridad sobre certificación e instalación de los estanques de gas licuado para uso doméstico, comercial e industrial.

10. Fiscalizar el desempeño de los laboratorios y entidades de certificación de seguridad y de calidad autorizados y el cumplimiento de las disposiciones de seguridad sobre certificación e instalación de los estanques de gas licuado para uso doméstico, comercial e industrial.

Normas auxiliares

- En los casos en que se obstaculizare o impidiere el pleno ejercicio de las atribuciones otorgadas a la Superintendencia para la protección y seguridad de las personas, o para evitar un grave daño a la población, ésta podrá solicitar, por razones fundadas, directamente del Intendente que corresponda, el auxilio de la fuerza pública, con facultades de allanamiento y descerrajamiento, si fuere necesario. Inciso final del art. 3.

- Artículo 3º A. La Superintendencia podrá requerir, a las personas y empresas sometidas a su fiscalización y a las relacionadas que mantienen transacciones con aquéllas, la información que fuere necesaria para el ejercicio de sus funciones. Respecto de las empresas relacionadas, sólo podrá solicitar la información referida a las transacciones que hayan realizado con las empresas sujetas a su fiscalización.

- Las personas o empresas requeridas por la Superintendencia en uso de la facultad señalada precedentemente, sólo podrá exceptuarse de entregar la información solicitada, invocando una norma legal vigente sobre secreto.

- Asimismo, deberán informar a la Superintendencia de cualquier hecho esencial relativo a la actividad fiscalizada, inmediatamente después de ocurrido éste, o desde que se tomó conocimiento del mismo, o a más tardar dentro de los tres días siguientes, aun cuando no hubiere mediado requerimiento del citado organismo. En caso de que el tercer día corresponda a un sábado, domingo o festivo, la información podrá ser proporcionada el siguiente día hábil.

- Para los efectos del inciso anterior, se entenderá como esencial todo hecho que pueda afectar gravemente la continuidad, calidad, regularidad y seguridad de los servicios eléctricos, de gas o de combustibles, para un número de usuarios igual o superior al 5% de los abastecidos por la informante.

- El incumplimiento del requerimiento de información o de la obligación de proporcionarla sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, serán sancionados en conformidad a esta ley.

- Artículo 3º B. Mediante resolución fundada, la Superintendencia podrá requerir a las empresas y entidades sujetas a su fiscalización, bajo apercibimiento de multa, que efectúen auditorías para comprobar la veracidad y exactitud de las informaciones que le hayan proporcionado. La contratación y financiamiento de estas auditorías corresponderá a la empresa o entidad requerida. El auditor deberá ser aprobado por la Superintendencia.

- Artículo 3º C. Previa autorización del juez de turno en lo civil competente, el Superintendente podrá citar a declarar a los representantes, directores, administradores, asesores y dependientes de la entidades fiscalizadas, como asimismo a testigos, respecto de algún hecho cuyo conocimiento estime necesario para el cumplimiento de sus funciones. No estarán obligadas a concurrir a declarar las personas indicadas en el artículo 361 del Código de Procedimiento Civil, a las cuales la Superintendencia deberá pedir declaración por escrito.

- El Superintendente podrá requerir de la justicia ordinaria, en contra de las personas que habiendo sido citadas bajo apercibimiento no concurran sin causa justificada a declarar, la aplicación del procedimiento de apremio contemplado en los artículos 93 y 94 del Código Tributario.

Facultades de los funcionarios de la SEC

- Artículo 3º D. Los funcionarios de la Superintendencia pertenecientes o asimilados a sus plantas de Profesionales y Fiscalizadores, designados como fiscalizadores de un servicio o instalación eléctrica, de gas o combustibles líquidos, tendrán la calidad de ministros de fe en la verificación de los hechos constitutivos de infracciones a la normativa vigente.

- Los hechos establecidos por dichos ministro de fe constituirán una presunción legal.

- Los funcionarios señalados en el inciso primero de esta disposición, debidamente acreditados, tendrán libre acceso a las centrales, subestaciones, talleres, líneas y demás dependencias de los servicios eléctricos, de gas y de combustibles líquidos, así como a los Centros de Despacho Económico de Carga, para realizar las funciones de inspección y fiscalización que les hayan sido encomendadas. En el ejercicio de su cometido deberán cumplir las normas y procedimientos de seguridad internos vigentes para las mencionadas dependencias.

- Artículo 3º E. El Superintendente, los funcionarios de la Superintendencia y las personas que le presten servicios bajo cualquier modalidad de contratación, deberán guardar reserva de los documentos y antecedentes de las empresas y entidades sujetas a su fiscalización, siempre que tales documentos y antecedentes no tengan el carácter de públicos. La infracción de esta obligación será sancionada en la forma establecida en el inciso primero del artículo 247 del Código Penal, sin perjuicio de la sanciones administrativas que procedan. Esta prohibición, en beneficio propio o de terceros, obliga hasta tres años después de dejar el cargo funcionario o haber prestado servicios.

- El Superintendente y los funcionarios de la Superintendencia no podrán, por sí o a través de otras personas naturales o jurídicas, tener negocios ni prestar servicios a las empresas o entidades sujetas a su fiscalización o sus relacionadas. La contravención de esta prohibición acarreará para el infractor la destitución del cargo, sin perjuicio de las demás responsabilidades civiles y penales que pudieren imputársele.

Infracciones y multas

- Artículo 15º Las empresas, entidades o personas naturales, sujetas a la fiscalización o supervisión de la Superintendencia, que incurrieren en infracciones de las leyes, reglamentos y demás normas relacionadas con electricidad, gas y combustibles líquidos, o en incumplimiento de las instrucciones y órdenes que les imparta la Superintendencia, podrán ser objetos de la aplicación por ésta de las sanciones que se señalan en este Título, sin perjuicio de las establecidas específicamente en esta ley o en otros cuerpos legales.

Para los efectos de la aplicación de las sanciones a que se refiere el inciso anterior, las infracciones administrativas se clasifican en gravísimas, graves y leves.

La clasificación de las infracciones está definida en los art. 15 y siguiente.

Sanciones:

- Artículo 16º. De acuerdo con la naturaleza y gravedad de las infracciones, éstas podrán ser objeto de las siguientes sanciones:

  1) Amonestación por escrito;

  2) Multa de una unidad tributaria mensual a diez mil unidades tributarias anuales;

  1UTM $26.127 50,53US$
  ($26.127 Julio 99)

  3) Revocación de autorización o licencia;
  4) Comiso;
  5) Clausura temporal o definitiva; y
  6) Caducidad de la concesión provisional.

  Artículo 16º A. Sin perjuicio de las sanciones que establezcan leyes especiales, las infracciones tipificadas precedentemente podrán ser sancionadas con:

Infracciones gravísimas (Artículo 15º)

Multa de hasta diez mil unidades tributarias anuales, revocación de autorización o licencia, comiso o clausura,

10.000 UTA $3.088.680.000 5.974.235 US$
M$ 30.887 MUS$ 5,9

Infracciones graves

Multa de hasta cinco mil unidades tributarias anuales, revocación de autorización o licencia, comiso o clausura,

5.000 UTA $1.544.340.000 2.987.117,5 US$
M$ 1.544 MUS$ 3,00

Infracciones leves

Multa de hasta quinientas unidades tributarias anuales o amonestación por escrito, tratándose de infracciones leves.

500UTA 154.434.000 298.711 US$

UTM Julio 99	26.127
UTA Dic. 98	308.868
UDS	517

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)

Decreto Ley 2224/1978

Ente Técnico - Regulador

Persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará directamente con el Presidente de la República (ART.1).

Consejo Directivo de la CNE:

Integrado por:

Un representante del Presidente de la República, quien, con el título de Presidente de la Comisión Nacional de Energía, lo presidirá; Tiene rango de Ministro, por el Ministro de Minería, por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, por el Ministro de Hacienda, por el Ministro de Defensa Nacional, por el Ministro Secretario General de la Presidencia y por el Ministro de Planificación y Cooperación.

Además, existe el cargo de Secretario Ejecutivo, quien será el Jefe Superior del Servicio y tendrá su representación legal, judicial y extrajudicial.

Objetivos de la CNE:

Elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. (Art.2).

El sector de energía comprende: todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, importación y exportación, y cualquiera otra; que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas. (Art.3).

Funciones de la CNE

a) Preparar, dentro del marco del plan nacional de desarrollo, los planes y políticas para el sector energía y proponerlos al Presidente de la República para su aprobación

b) Estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía que deriven de la revisión periódica de los planes y políticas del sector;

c) Velar por el efectivo cumplimiento de las normas técnicas del sector, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a los organismos en ella mencionados, a los que deberá impartir instrucciones, pudiendo delegar las atribuciones y celebrar con ellos los convenios que sean necesarios;

d) Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas bienes y servicios energéticos e informar al Ministerio de Economía, Fomento y reconstrucción, el que será la única repartición con atribuciones para fijar dichos

precios y tarifas, siempre que éstos se encuentren sometidos al régimen de fijación en virtud de una norma legal.

e) Informar, en la forma y en los casos que señale la normativa pertinente que aprueben concesiones, contratos de operación, licencias ó autorizaciones que se otorguen o celebren, en cumplimiento de las leyes y reglamentos vigentes o que rijan en el futuro, para el estudio, exploración, explotación, transporte, transmisión, almacenamiento y distribución de la energía o de los recursos energéticos.
Las personas cuyas solicitudes de concesión o licencia, o cuyas ofertas de contrato fueren rechazadas o no consideradas por las autoridades encargadas de tramitarlos o negociarlos, podrán recurrir ante la Comisión a fin de que ésta, si lo estima conveniente, eleve los antecedentes al Presidente de la República para su resolución definitiva;

f) Requerir de los Ministerios, Servicios Públicos y entidades en que el Estado tenga aportes de capital, participación o representación, los antecedentes y la información necesarios para el cumplimiento de sus funciones, quedando los funcionarios que dispongan de dichos antecedentes e informaciones, obligados a proporcionarlos en el más breve plazo. El incumplimiento de esta obligación podrá ser administrativamente sancionado, en caso de negligencia, por la Contraloría General de la República, en conformidad a las reglas generales.

g) Cumplir las demás funciones y tareas que las leyes o el Gobierno le encomienden concernientes a la buena marcha y desarrollo del sector energía. Art.4

MINISTERIO DE ECONOMIA

Ente normativo

Fija por decreto los precios regulados en el Sistema Eléctrico, previo informe de la CNE (precios de nudo, de distribución).

Otorga las Concesiones definitivas de servicio público, precio informe de la SEC.

Resuelve las divergencias que se presenten entre miembros del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), por resolución, previo informe de la CNE.

- **Municipalidades**

Tiene funciones en sistemas menores de 1.500 MW.
Fija tarifas de distribución por convenio con las empresas y el Alcalde.
Tiene facultades ref. canalización subterránea en sus comunas

- **Otras**

FISCALIA NACIONAL ECONOMICA: Vela por la libre competencia.

CONAMA: Tema del medio ambiente.

DIRECCION GENERAL DE AGUAS: otorga los derechos de aprovechamiento de las aguas.

DIRECCION DE OBRAS HIDRAULICAS: Administra los embalses en los que concurren derechos de otros usuarios, regantes.

SERNAC: Servicio del Consumidor, ha tenido alguna presencia respecto del déficit de energía eléctrica.

CDEC: Centro de despacho económico de cargas.
COORDINACION DE LA GENERACION DE ELECTRICIDAD EN LOS SISTEMAS, Art.81.DFL N°1/82.

La operación de las centrales generadoras y líneas de transporte que funcionen interconectadas entre sí, formando un sistema eléctrico con capacidad instalada de generación superior a 100.000 kW, deberá coordinarse a través de un CDEC. Art.176 R.E.

Interconexión

Toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, con una anticipación mínima de 6 meses, tanto a la Comisión como al CDEC correspondiente.

El retiro, modificación o desconexión

Parque generador, y de instalaciones de transmisión, deberá ser comunicada por escrito tanto al CDEC respectivo como a la Comisión, con la anticipación que estipule el reglamento interno para estos efectos, la que no será inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y de 12 meses para instalaciones de transmisión.

En casos calificados, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos señalados en este artículo, previo informe de seguridad del o los CDEC afectados.

Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Organismo encargado de determinar la operación del conjunto de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible, compatible con una seguridad prefijada.

Art. 150º B) DFL N°1/82 y art. 171 y siguientes del R.E.

Transparencia

Artículo 165º R.E. La operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre si, deberá coordinarse con el fin de:

a) Preservar la seguridad del servicio eléctrico;
b) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y

c) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

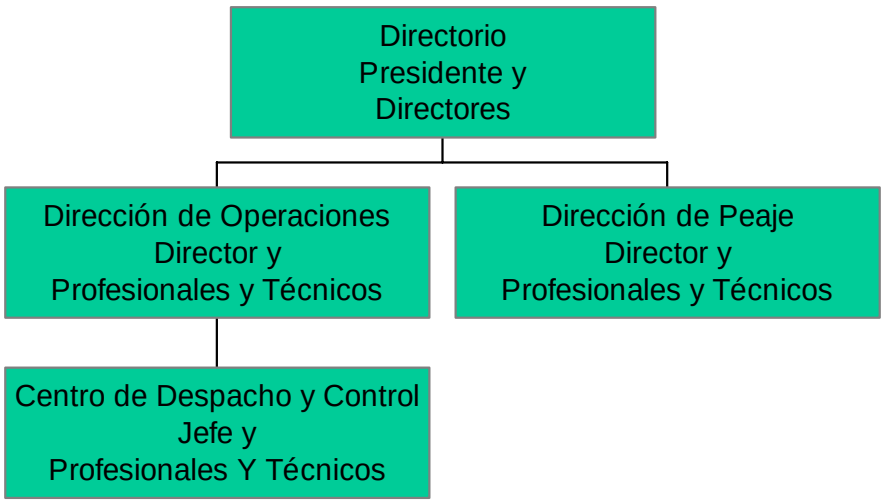
Esta coordinación deberá efectuarse de acuerdo con las normas técnicas y reglamentos que proponga la Comisión.

Naturaleza jurídica del CDEC

Organismo estatuido por ley.

ESTRUCTURA QUE DISPONE EL R.E.

ESTRUCTURAS DEL CDEC



QUIENES INTEGRAN EL CDEC – SIC
ART. 168 Y 169 R.E.

Deberán integrar cada CDEC las empresas que cumplan simultáneamente los siguientes requisitos:

a) Operar en el sistema eléctrico que coordine el respectivo CDEC, cuya capacidad instalada de generación sea superior a 100.000 kW; y
b) Encontrarse en alguna de las siguientes situaciones:

b.1) Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación en el sistema exceda del 2% de la capacidad instalada total que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo. Para estos efectos, se entenderá por empresa eléctrica generadora toda entidad cuyo giro principal sea la generación de energía eléctrica.

b.2) Ser un autoproductor cuya capacidad instalada de generación en el sistema sea superior al total de su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema y, además, sea superior al 2% de la capacidad que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo. Para estos

efectos, se entenderá por autoproductor la entidad cuyo giro principal sea distinto a la generación o transmisión de energía eléctrica.

Se entiende que todo autoproductor destina prioritariamente sus instalaciones de generación, sean éstas propias u operadas en virtud de un contrato, a satisfacer sus necesidades de energía, a menos que comunique por escrito, al CDEC y a la Comisión, que dará otro destino a la energía que genere.

b.3) Ser una empresa transmisora. Para estos efectos, se entenderá que una entidad es una empresa transmisora si su giro principal es administrar sistemas de transmisión de electricidad, por cuenta propia o ajena, y si además, las instalaciones de transmisión que opera son de un nivel de tensión igual o superior a 23.000 Volts, con a lo menos un tramo de línea de transmisión de longitud superior a 100 kilómetros.

b.4) Ser propietario de instalaciones correspondientes a las subestaciones básicas de energía que se definen en el artículo 274, o a las líneas que las interconectan.

No obstante esta obligación, las entidades mencionadas en los literales b.1) y b.2), podrán eximirse de participar directamente en el CDEC, cuando suscriban un contrato con alguna otra entidad integrante, para la entrega de la totalidad de la electricidad producida por sus instalaciones de generación. En tal caso, la entidad efectivamente integrante participará en el CDEC con sus instalaciones propias y con las contratadas.

Podrán integrar un CDEC las entidades que operen en el respectivo sistema eléctrico y se encuentren en alguna de las siguientes situaciones:

a) Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 MW y que opte por incorporarse al CDEC.

b) Ser un autoproductor con una capacidad instalada de generación superior a 9 MW y a su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema, que opte por incorporarse al CDEC. Dicha demanda anual se calculará al momento de informar al CDEC su decisión de incorporación.

Las entidades individualizadas en este artículo deberán comunicar por escrito, tanto a la Comisión como al respectivo CDEC, su determinación de incorporarse, retirarse o reincorporarse a este último.

Artículo 170º. Para la aplicación de los artículos precedentes, se entenderá por capacidad instalada de generación, tanto la que se tenga en instalaciones propias como la que provenga de un contrato de adquisición de la totalidad de la energía producida por una central ajena, por un plazo mínimo de dos años.

Naturaleza jurídica del CDEC

- **Descripción general del Sector Eléctrico**

El mercado eléctrico en Chile se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está formado por empresas hidroeléctricas y térmicas.

El sector del transporte eléctrico está compuesto por empresas que tienen líneas eléctricas que operan en tensiones superiores a 23 kV. En tanto que el sector de distribución, se forma por empresas de distribución que se reparten a lo largo del país.

El país se divide en cuatro Sistemas Eléctricos, el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) con una potencia instalada de 1.534 MW equivalente al 18% del total instalado, el Sistema Interconectado Central (SIC) con 6.816 MW con una participación del 81% de la potencia instalada, el Sistema de Aysén con 17 MW y el Sistema de Magallanes con 52 MW de potencia instalada.

El Sistema Interconectado Norte Grande (SING) se interconecta con el Sistema Interconectado Central (SIC); existiendo otros sistemas que incluyen los Sistemas de Aysén y el Sistema de Magallanes en la región sur de Chile que abastecen de electricidad a regiones remotas que no pertenecen a los sistemas eléctricos interconectados.

La etapa de generación en el Sistema Interconectado Central (SIC) se configura con tres grupos económicos que representan el 62% de la potencia instalada del Sistema. El resto de las empresas de generación del SIC tienen potencias que no superan el 10% del total de la potencia instalada en el Sistema.

Mecanismos de formación de precios

- **El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)**

Cada sistema eléctrico tiene un Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). A su vez, cada CDEC esta formado por una Dirección de Operación y una Dirección de Peaje.

El CDEC coordina la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operan interconectados entre sí, con el objetivo de preservar la seguridad del servicio eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión concesionados.

La operación de las centrales generadoras y líneas de transporte que funcionan interconectadas entre sí, formando un sistema eléctrico con capacidad instalada de generación superior a los 100 MW, es coordinada a través de un CDEC.

Como parte de las funciones básicas el CDEC realiza la planificación de la operación de corto plazo del sistema eléctrico, calcula los costos marginales instantáneos de energía eléctrica en todas las barras pertenecientes a los nudos del respectivo

sistema eléctrico, verifica el cumplimiento de los programas de operación, determina y valoriza las transferencias de electricidad entre generadores, elabora procedimientos para garantizar las exigencias de calidad del servicio, determinar la reserva de potencia del sistema, etc.

La Dirección de Operación es la que planifica diariamente la programación de corto plazo de la operación de las unidades de generación del sistema e indica la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 del día. Esta Dirección también realiza la programación de mediano y largo plazo que deriva en estudios de planificación de la operación del sistema eléctrico, siendo el período de estudio de por lo menos 5 años en el caso del Sistema Interconectado Central (SIC).

- **Costos Marginales Instantáneos**

El CDEC calcula el costo marginal instantáneo de la potencia en las horas de pico, este costo se calcula de la siguiente forma:

CMgP = CMCD / DUPA

- CMCG es igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de generación del sistema eléctrico.
- DUPA es la disponibilidad anual en tanto por uno de las unidades más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico considerada por la Comisión a los efectos del cálculo de los precios de nudo que se encuentran vigentes.

Se entiende que el CMgP está ubicado en él o los nudos del sistema que sean más convenientes económicamente para agregar una unidad marginal de capacidad instalada. En tanto que para el resto de los nudos del sistema, el costo marginal instantáneo de potencia en horas de pico se calcula sobre la base del CMgP considerando las pérdidas marginales de potencia del sistema de transmisión en la hora de pico del sistema.

El CDEC calcula cada hora o grupo de horas de igual demanda, el costo marginal instantáneo de la energía en todas las barras del sistema. Siendo el costo marginal instantáneo de energía en cada barra el costo para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación óptima determinada por el CDEC. El período entre cada cálculo no puede ser mayor a una hora.

Los costos marginales que se utilizan en la valorización de la energía son los que resultan de la operación real, considerando los costos variables de las unidades, los costos de oportunidad de las energías embalsadas y los costos de racionamiento según la profundidad de la falla.

Se define una condición de racionamiento en una barra si, por cualquier circunstancia, los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio. En la condición de racionamiento, el costo marginal instantáneo en la barra será igual al costo de falla correspondiente a la profundidad de la misma.

- **Transacciones Spot**

Las transferencias de energía entre empresas eléctricas que poseen medios de generación operados en sincronismo con el sistema eléctrico y que resultan de la coordinación de la operación son valorizadas por los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico.

Las transferencias de potencia de pico entre generadores, son valorizadas al costo marginal instantáneo de la potencia.

Los costos marginales instantáneos de energía y de potencia de pico utilizados para valorar las transferencias de electricidad entre generadores, corresponden al nivel de más alta tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias.

- **Costo de Racionamiento**

Se define la condición de racionamiento en una barra como si ante cualquier imprevisto los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en las condiciones normales de servicio. En condiciones de racionamiento, el costo marginal instantáneo en la barra es igual al costo de falla que corresponde a la profundidad de la misma.

El costo del racionamiento es el costo por kWh incurrido, en promedio, por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que generarla con generación alternativa a un costo mayor.

Los diferentes valores utilizados según los niveles de déficit de suministro y el valor único representativo del costo de racionamiento que se estipula en el Decreto 327/98, son los siguientes para el semestre Abril – Septiembre de 1999:

Niveles rango:	0 – 10%	139,7 US$/MWh
	10 – 20 %	232,5 US$/MWh
	mayor a 20%	293,7 US$/MWh

El valor único representativo se fijó en 156,2 US$/MWh

El valor único representativo de los déficits más frecuentes se utiliza para el cálculo del precio básico de la energía y constituye el costo del racionamiento en caso de ser aplicado por la normativa.

Este valor único representativo, se obtiene de considerar el punto de operación del sistema en cada fijación y su valor es tal que permite obtener el mismo precio de energía calculado con los tres tramos indicados.

- **El Uso del Transporte y el Peaje**

Cuando una central generadora está conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia de la central pertenecen a un tercero, se considera que el propietario de la central hace uso efectivo de las instalaciones en forma directa y necesariamente afectadas dentro de dicha área, con independencia

del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y de energía que aquella

Por el uso descripto en el párrafo anterior, se reconoce el derecho al propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y cuando corresponda, el peaje

Se considera que una instalación está involucrada, cuando aquellas comprendidas en el área de influencia, son suficientes o necesarias para el ejercicio de la servidumbre respectiva. Estas instalaciones son determinadas por cada uno de los CDEC.
El ingreso tarifario que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, surge de las diferencias que se producen en la aplicación de los precios de nudo de la electricidad que rigen en los distintos nudos del área de influencia, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.

- **El Peaje Básico y el Peaje Adicional**

Cuando existe una interconexión de un generador con un sistema eléctrico en el cuál se efectúa la regulación del precio de nudo, se originan servidumbres de paso (peaje) sobre las líneas, subestaciones y demás obras anexas pertenecientes a terceros.

Cuando una central de generación está conectada al sistema eléctrico, la central tiene un área de influencia conformada por las líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central. Son directas y necesariamente afectadas el conjunto mínimo de instalaciones que permiten conectar una central con la subestación básica de energía más próxima.

Al hacer uso efectivo de las instalaciones directas y necesariamente afectadas dentro del área de influencia, independientemente de la localización y del tipo de transacción comercial de la energía y potencia, este uso da derecho al propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución que se constituye con un ingreso tarifario, el peaje básico y cuando corresponde un peaje adicional.

Siendo el ingreso tarifario el monto que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo y que rigen en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nodos.

El peaje básico se define como el monto que resulta de sumar las anualidades que corresponden a los costos de operación y de mantenimiento más los costos de las inversiones de las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia deducido el ingreso tarifario anual. Este ingreso se estima por cinco años sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de la determinación de los peajes, en condiciones normales de operación esperadas del sistema.

El peaje básico se paga prorrateando por la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios, incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones referidas. La potencia máxima transitada por cada central generadora en las instalaciones de su área de influencia se estima igual a su potencia firme.

Cuando un propietario de una central de generación desea retirar electricidad en otros nudos diferentes a los nudos del sistema eléctrico ubicados dentro de su área de influencia, deberá convenir peajes adicionales con el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, estos peajes se calculan de la misma forma que los peajes básicos.

- **Factor de Penalización**

Existen dos factores de penalización, uno de la energía y otro de la potencia de pico. El primero tiene un valor unitario en las subestaciones principales en que se establece el precio básico de la energía. En tanto que el factor de penalización de la potencia de pico tendrá un valor unitario en aquellas subestaciones principales en que se establece el precio de la potencia de pico.

El cálculo de los factores de penalización de energía y de potencia de pico se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de energía y de potencia de pico, respectivamente, para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado. Entendiéndose por sistema económicamente adaptado, el que permite producir electricidad al menor costo.

- **El Precio Básico**

Para calcular el precio de nudo, primero se determina el precio básico de la energía en una o más subestaciones de referencia, denominadas subestaciones básicas de energía. Ellas corresponden a las subestaciones en las cuales se calcula el costo marginal esperado de energía del sistema.

El Precio Básico de la energía se calcula en las subestaciones básicas de energía mediante la siguiente expresión:

$$\Pr ecioBásico = \frac{\sum_{i=1}^{i=n}(CMG_i * D_i)/(1+T)^i}{\sum_{I=1}^{i=n} D_i/(1+T)^i}$$

En que:
- n corresponde a períodos de igual duración, que totalizan entre 24 y 48 meses.
- T es la tasa equivalente para cada período, de igual duración, a un costo de capital anual de 10% real anual.
- CMG_i es el costo marginal esperado de la energía en las subestaciones básicas de energía en el período “i”.
- D_i es la demanda total esperada en el periodo i.

Se calculan los costos marginales del sistema, incluida la componente de racionamiento, en cada período i, promediándose los valores obtenidos con factores

de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante el mismo período. El valor resultante es el precio básico de la energía.

Además se calcula el precio básico de la potencia en una o más subestaciones, para lo cual se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

El precio básico de la potencia de pico será igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con este tipo de unidades, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

En sistemas con capacidad instalada superior a 100 MW, el margen de reserva teórico se calcula a través de la siguiente expresión:

MRT = (100 / DUPA) – 100

Donde:

- MRT es el margen de reserva teórico
- DUPA es la disponibilidad anual en % de las unidades más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

- **Precio de Nudo**

Este precio se calcula en cada una de las subestaciones del sistema eléctrico. El precio de nudo de la energía surge de multiplicar el precio básico de la energía por su factor de penalización de la energía.

En cada una de las subestaciones del sistema eléctrico, se calcula el precio de nudo de la potencia, multiplicando el precio básico de la potencia por su factor de penalización de la potencia.

A los efectos del cálculo del precio de nudo, se clasifican las subestaciones en principales y secundarias, según el grado de detalle que se utilice para establecer dichos factores de penalización. Las subestaciones básicas de energía se considerarán subestaciones principales.

Cada una de las subestaciones secundarias se asimila a una subestación principal para fines de cálculo del precio de nodo de la energía y, además, a la misma o a otra subestación principal, a los fines de calcular el precio de nudo de la potencia de punta.
Para establecer los Precios de Nudo definitivos, previamente se calcula el Precio medio efectivo que es el cociente entre la factura teórica, que resulta del valor a precio de nudo todos los suministros de potencia y energía no sometidos a regulación de precios, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de seis meses que culmina con el mes anterior al de la fijación de precios de nudo.

La sanción de los precios de nudo y su fórmula de indexación se fijan mediante un decreto del Ministerio expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”. El decreto que fije los precios de nudo debe ser publicado en el Diario Oficial, a más tardar el 30 de abril y el 31 de octubre de cada año.

Si dentro del período de vigencia de los precios de nudo, el precio de la potencia de pico o de la energía que resulte de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinando en la última fijación semestral, experimenta una variación acumulada superior al diez por ciento, dichos precios son reajustados.

- **Los precios a Usuarios Finales**

Se definen a los usuarios que estarán sujetos a la fijación de precios en función de los suministros de energía eléctrica:

a) Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea menor o igual a 2 MW ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria, mediante líneas propias o de terceros.
b) Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea menor o igual a 2 MW, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación mayor a 1,5 MW.
c) Suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas efectúen, a su vez, suministros sometidos a fijación de precios siempre que tengan lugar en sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación mayor a 1,5 MW.
d) Los suministros de energía eléctrica que no se incluyen en estas definiciones, no están afectados a la fijación de precios, sin perjuicio de las normas que regulan las transferencias de energía entre empresas generadoras.

Sin embargo los suministros señalados en a) y b) pueden ser contratados a precio libre en ciertas circunstancias que define la normativa.

- **Usuarios con precios máximos**

Los usuarios finales con una potencia conectada inferior a 2 MW, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1,5 MW en capacidad instalada de generación tienen un precio máximo que será aplicado por la distribuidora a la que pertenecen, siempre que:

a) Se ubiquen en zonas de concesión del servicio público de distribución;
b) Se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;
c) Su suministro sea efectuado desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica.

Los precios máximos pueden no ser aplicados, y los usuarios pueden contratar un precio libre, cuando ocurra alguna de las siguiente circunstancias:

- Servicios inferiores a doce meses;
- Servicios sujetos a requerimientos de calidad especiales;

- Clientes cuyo momento de carga respecto de la subestación de distribución primaria, sean superiores a 20 MW – kilómetro.

- **Precios a transferir a Usuarios Finales**

Los precios al nivel de la distribución se determinan sobre la base del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución del concesionario, y un valor agregado por concepto de costos de distribución.

El Valor agregado por concepto de costos de distribución se basa en empresas modelo y tiene en consideración:

- Los costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y
- Los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el VNR de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El valor agregado de distribución se calcula para satisfacer la calidad de servicio que se establece en la normativa sector eléctrico.

Las pérdidas medias y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación, se calculan suponiendo que todos los usuarios tienen un factor de potencia igual al noventa y tres por ciento inductivo.

Para calcular el valor agregado por concepto de distribución, se debe establecer un determinado número de áreas de distribución típicas para las cuales se calculan todos los componentes del valor agregado. Algunos de los parámetros de clasificación que se utilizan para determinar las mencionadas áreas son: índices de ruralidad, de densidad de población y de densidad de consumo.

Para la aplicación de las tarifas de distribución se establece un conjunto de sectores de distribución que en total corresponden a todas las zonas en que existen concesionarios de servicio público de distribución. Cada empresa concesionaria, globalmente o dividida en sectores de distribución, debe ser asignada a una o más áreas de distribución típicas, de manera que la asignación cubra totalmente su zona de concesión.

La Comisión encarga un estudio de costos de las componentes del valor agregado de distribución para la o las empresas modelos asociadas a las áreas típicas. La o las empresas modelo son definidas por la Comisión en las bases de los estudios de costos, considerando los siguientes supuestos:

- Que la empresa cumple los estándares de calidad de servicio exigidos;
- Que sus instalaciones se encuentren adaptadas a la demanda del momento del estudio;
- Que es eficiente en su política de inversiones y en la gestión;
- Que opera en el país.

Con los valores agregados de distribución y los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, se estructura un conjunto de tarifas básicas preliminares, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de modo que el precio resultante del suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos al nivel de generación – transporte y distribución empleados.

Se calculan tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.

- **El Valor Nuevo de Reposición (VNR)**

Se define como Valor Nuevo de Reposición (VNR) de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en las respectivas zonas de concesión, incluyendo los intereses intercalares, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

El VNR de las instalaciones de distribución de cada empresa concesionaria se recalcula cada cuatro años.

- **La Tasa de Rentabilidad**

La Comisión calcula la tasa de rentabilidad económica agregada al conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas, considerándolas como si fueran una sola, y suponiendo que durante treinta años tienen ingresos y costos de explotación constantes. El valor residual de las instalaciones se toma igual a cero.

Las tarifas básicas que se aceptan permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias, obtener una tasa de rentabilidad económica, antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización del 10% real anual, o sea no mayor al 14% ni menor al 6% anual.

Finalmente las fórmulas tarifarias establecidas como definitivas tendrán una vigencia de cuatro años, salvo que en el transcurso del período se produzca una variación acumulada del índice de Precios al Consumidor superior al cien por cien, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de los impuestos a las utilidades, para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización del 10% real anual.

- **Costos de explotación**

Los costos de explotación de las empresas de distribución comprenden:

- El valor de la energía y la potencia requerida para la actividad de distribución, calculado con los precios de nudo que rijan en el punto de conexión con las instalaciones de distribución;
- Los costos de operación del sistema de distribución de la energía;
- Los costos de conservación y mantenimiento, de administración y generales;
- Los gravámenes y contribuciones, seguros, y asesoramiento técnico;

- Otros costos que la Superintendencia considere necesarios para la explotación del servicio en la zona de concesión.

No se incluyen en los costos de explotación, las depreciaciones, los déficit de ganancias en ejercicios anteriores, ni ningún costo financiero, como impuestos, contribuciones por dividendos de acciones, servicio de intereses, amortización de préstamos, bonos y otros documentos.

- **Tarifa a Usuarios Finales en Sistemas de tamaño igual o menor a 1,5 MW**

En los sistemas eléctricos donde la capacidad de generación instalada en menor o igual a 1,5 MW, los precios máximos para los suministros a usuarios finales ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria, serán acordados entre el Alcalde de la comuna en la cual se efectúan los suministros y las empresas concesionarias de servicio público de distribución.
Se negocian los precios máximos por un período de cuatro años como mínimo.

- **Clientes con suministros de Precio Regulado**

Los clientes con suministros de precio regulado se han definido en el párrafo anterior.

Los clientes pueden elegir libremente cualquiera de las opciones de tarifarias, con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

ANEXO III

EL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO

A continuación se desarrollan las principales tendencias del mercado mundial de petróleo. Esta información ha sido preparada por la Energy Information Administration (EIA) en su informe anual titulado *International Energy Outlook 1999*. Siendo la EIA un organismo dependiente del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América.

1. El contexto mundial

Durante el año 1998 el mercado del petróleo fue sacudido con la baja de un tercio en los precios del crudo en promedio respecto de los precios de 1997, aunque sin ajustar los precios por la inflación, el precio mundial del petróleo en 1998 fue él más bajo desde 1973. La declinación que se registró en el precio del crudo, fue influenciada por la inesperada caída del crecimiento de la demanda de energía a escala mundial (fue la menor desde 1990) y por el incremento de la oferta de petróleo, en particular en el año 1998. Además el incremento mundial de la producción del crudo en 1998 fue el menor desde 1993 sumado a que los esfuerzos por impulsar el precio imponiendo límites a la producción terminó en un fracaso.

El consumo del crudo en el año 1998 fue menor al anticipado debido a la profunda recesión en el sudeste asiático que fue más severa de lo previsto. La economía japonesa, la más grande de la región, se movió muy lentamente o casi no creció. Aunque China ha continuado creciendo ha sido en forma moderada, debido a la declinación del comercio con los países de la región, y por lo tanto los requerimientos de petróleo en Asia se derrumbaron.

A mediados de 1998 la declinación de los precios renovó los esfuerzos por administrar la oferta del crudo bajo la supervisión de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Sin embargo, los anuncios sobre la reducción de la producción no tuvieron una correcta sincronización y los esfuerzos por administrar la producción presentó un modesto éxito.

En el mes de septiembre de 1999 los ministros de la OPEP acordaron reducir la producción de petróleo manteniendo cuotas de producción hasta marzo del 2000. Esta restricción de la oferta más el incremento de la demanda en el hemisferio Norte por la llegada del invierno ha generado un importante incremento del precio del crudo superando los 25 dólares por barril. Adicionalmente Irak anunció en noviembre la suspensión de las exportaciones dentro del programa “Petróleo por Alimentos” de las Naciones Unidas, medida que impactó en los mercados incrementando aún más el precio del petróleo hasta acercarse a los 28 dólares por barril.

Otras restricciones en la oferta mundial del crudo comienzan a evidenciarse como ser:

- La producción en los Estados Unidos se redujo,
- Los gastos en exploración y desarrollo fueron recortados,

- La tasa de utilización de las maquinarias, especialmente la de equipos utilizados offshore, tuvo una caída de un 30%,
- Se anunciaron reducciones mundiales en los planes de los gastos de exploración y desarrollo,
- Los países productores se encuentran con severos déficits fiscales, originados en las reducciones de los gastos de capital realizados por las empresas nacionales del petróleo,
- Comienza una ola de reestructuración en el sector privado, dándose la fusión de empresas locales con los líderes multinacionales del petróleo. Siendo el principal objetivo de las fusiones el racionalizar las operaciones de las corporaciones, reduciendo el empleo y eliminando inversiones en las áreas de baja rentabilidad.

En los últimos 25 años, el precio del crudo ha sido altamente volátil, y en el futuro se puede esperar que dicha conducta del precio recurra principalmente por circunstancias políticas y económicas. Esto queda claro cuando se reconocen las tensiones existentes en el Medio Oriente, por ejemplo, las que pueden producir una ruptura seria en la producción del crudo y en su comercialización.

Por otra parte importantes variaciones de los precios del crudo respecto a una trayectoria de referencia no parece ser sustentable en el largo plazo debido a que altos precios reales retraerían el consumo e intensificarían la competencia entre grandes fuentes del petróleo y energías alternativas. Con una tendencia persistente de precios bajos se tienen efectos opuestos. Una limitación en el largo plazo al incremento del precio del crudo incluye la sustitución por combustibles alternativos (como por ejemplo el gas natural) por el petróleo. Fuentes marginales de crudo comienzan a ser reservas cuando los precios se incrementan, y fuentes no convencionales de petróleo son consideradas como reservas hasta que los precios sean altos. Avances en tecnologías de exploración y producción son probablemente reducidas con la caída de los precios cuando una reserva adicional de crudo comienza a formar parte de la base de las reservas.

Las principales proyecciones del International Energy Outlook 1999 (EIO99) para el mercado mundial del petróleo se describen a continuación:

- Las proyecciones del caso de referencia de precios presenta una lenta recuperación para los próximos 3 a 4 años (ver tabla “Comparación del precio mundial del petróleo – Proyecciones, 2000 – 2020”) como también un crecimiento lento en la oferta del petróleo como un continuo crecimiento de la demanda. Se asume una recuperación de la economía de varios países asiáticos durante el año 2000 y después.
- A pesar de los deprimidos precios del crudo en el corto plazo, es de esperar que sigan realizándose mundialmente las exploraciones y el desarrollo en aguas profundas. La tecnología y las reservas disponibles pueden sustentar grandes incrementos en la capacidad de producción cuando los precios se ubican entre 18 y 22 dólares por barril.
- El desarrollo económico de Asia es crucial para el crecimiento en el largo plazo del mercado del petróleo. Las proyecciones de la evolución de la demanda del petróleo indican que se fortalecerán los lazos económicos entre el Medio Oriente y los mercados asiáticos.
- Aunque la participación de la OPEP en el mercado mundial del petróleo se proyecta que se incrementará en las próximas dos décadas, se espera que fuerzas competitivas mantengan su fortaleza para anticipar los esfuerzos por

incrementar el precio del crudo significativamente. Estas fuerzas competitivas operan en el interior de la OPEP, entre la OPEP y en las ofertas de los países no - OPEP, y entre el petróleo y otras fuentes de energía (en particular el gas natural).

- Existen importantes incertidumbres asociadas a las proyecciones del caso de referencia que se focalizan en la evolución de las economías de Asia, los países integrantes de la ex-Unión Soviética y América del Sur.

2. La demanda mundial de petróleo

Se estima que la demanda mundial de petróleo se incrementará un 1.8% anual, estimándose para el año 2020 un requerimiento mundial del petróleo de 110 millones de barriles por día. En el año 2020, el petróleo representará el 37% de la oferta total de energía.

La declinación en la participación del crudo en el total de las fuentes de energía refleja una tendencia hacia la sustitución del petróleo por el gas natural y otros tipos de combustibles utilizados particularmente en la generación de electricidad en los países industrializados y en los países en vía de desarrollo.

La demanda del petróleo de los países industrializados se proyecta que presentará un incremento del 1% anual en las próximas dos décadas.

En todas las regiones del mundo, se esperan grandes incrementos en el consumo del petróleo como resultado del uso del crudo como combustible para el transporte. En el año 2011 se proyecta que el uso del crudo por el transporte superará al agregado de todos los demás usos. Para el año 2020 se prevé que el sector transporte representará el 52% del consumo mundial de petróleo, considerando que tenía 44% de participación en el año 1996.

Las fuentes del crecimiento de los consumos finales difieren grandemente entre las economías industrializadas y las economías en vías de desarrollo. En los países industrializados, el crecimiento de la demanda del crudo se explica casi exclusivamente por el desarrollo del transporte. En otras áreas, el crecimiento de la demanda por el uso del petróleo como combustible para la generación de electricidad, calefacción, manufacturas y otros usos representa aproximadamente un tercio del incremento en el consumo del petróleo.

2.1. Tendencias en las economías industrializadas

A mediados de los ’80, muchos países industrializados redujeron su confianza en el petróleo y sus aplicaciones, y sustituyeron su uso donde era posible por energías alternativas, en sectores como la generación de electricidad, industrias con calderas y en la calefacción de los hogares. Estados Unidos fue el líder en esta transformación. En tanto que los países europeos utilizarán el petróleo en otros sectores además del transporte.

Es de esperar que más de la mitad del crecimiento del consumo del petróleo en los países industrializados se origine en los Estados Unidos, donde la cantidad de autos per cápita y los viajes continúa creciendo. En tanto que Europa occidental representa un 20% del crecimiento del consumo del crudo, México y Asia

industrializada (Japón, Australia y Nueva Zelandia) cada uno contabiliza un 10% del crecimiento de consumo de petróleo en los países industrializados. Se proyecta un pequeño crecimiento para Canadá y una disminución en el crecimiento del consumo del crudo en Japón debido a un menor optimismo en las hipótesis del crecimiento económico.

2.2. Tendencias en los países de Europa del Este y en los países en desarrollo

Se pronostica que las economías regionales incrementen 3.2% anual su consumo de petróleo en los países en vías de desarrollo y un menor incremento de aproximadamente 0.8% anual en los países del Este de Europa y la ex Unión Soviética.

En el consumo de petróleo, los países en vías de desarrollo representaban menos de un tercio del consumo mundial en 1996, previéndose que en el año 2020 su participación en el mercado mundial del petróleo alcanzará el 44%. Casi el 50% del crecimiento en el consumo del petróleo se debe al desarrollo de las economías de los países asiáticos.

En año 1996 el consumo de petróleo en los países en desarrollo del Asia contabilizaba el 17% de la demanda mundial, proyectándose una expansión hasta alcanzar el 22% del mercado en el año 2020 comparable con los niveles de los Estados Unidos. Dentro de los países en desarrollo de Asia, China, India y Corea del Sur se espera que por lo menos dupliquen el consumo de petróleo que tenían en el año 1996.

China representa el área de mayor crecimiento en los países en desarrollo de Asia, con un incremento de 5.2 millones de barriles diarios entre 1996 y el 2020. En este país la demanda incremental de petróleo provendrá del sector transporte del que se espera un crecimiento del 6.7 % anual promedio.

La demanda de petróleo en Centro y Sudamérica más que se duplicará de acuerdo con los pronósticos, pero el crecimiento de la demanda en la región es más lento que en otras economías en vías de desarrollo. El 40% del crecimiento del crecimiento en el total de la demanda del crudo es originado en Brasil, que tiene la mayor población y economía de la región. Para realizar las proyecciones se asume que Brasil resolverá a la brevedad sus problemas económicos.

El consumo de petróleo en los países de Europa del Este (EE) y en los de la región de la ex Unión Soviética (FSU) se espera que continúe declinando durante la década de los ’90 debido a la transición por la que transitan sus economías de mercado. Se espera que el consumo en la región se recupere hacia el año 2005. Todo el crecimiento de la región en el uso del petróleo resulta de un incremento de la demanda del sector transporte. Además es de esperar que el transporte en vías férreas sea reemplazado por carreteras, y que el combustible residual “mazut” que es utilizado en las calderas de las industrias pesadas y en las centrales de generación eléctrica sea sustituido por un gas natural más económico.

El Medio Este y Africa participan con el 19% y el 9% respectivamente del incremento en la demanda de petróleo dentro de los países en vías de desarrollo. El uso del petróleo por el transporte se incrementa rápidamente en ambas regiones. En tanto

que la participación del transporte en el total de la demanda de petróleo se incrementará del 27% al 33% en el Medio Este y del 40% al 43% en Africa. El incremento esperado en el uso del petróleo en el sector no transporte en ambas regiones se explica primariamente por la generación de electricidad.

3. El precio del petróleo

Para el Caso de Referencia se pronostica un incremento real de los precios a una tasa anual de casi un 6% desde 1999 al año 2007. Después del 2007 los precios se incrementan un 0.5 % anual acumulado hasta el año 2020.
La dispersión en las proyecciones del precio mundial del petróleo se incrementa después del año 2000, demostrándose el aumento de la incertidumbre a medida que el horizonte del tiempo se expande.

Los pronósticos de precios están influenciados por las diferentes formas de proyectar la composición de la producción mundial de petróleo. Siendo dos factores de particular importancia:

- La expansión de la producción de petróleo de la OPEP,
- El "timing" de la recuperación de la producción del petróleo en los países de Europa del Este (EE) y en los países de la ex Unión Soviética (FSU).

En la siguiente tabla contiene las proyecciones de los precios del petróleo de diversos grupos de analistas del mercado mundial del petróleo.

Comparación del precio mundial del petróleo - Proyecciones, 2000 – 2020
(1997 dólares por barril)

Pronóstico	2000	2005	2010	2015	2020
IEO99					
--- Caso de Referencia	13,11	19,25	21,30	21,91	22,73
DRI (Abril 1998)	15,55	16,94	19,06	21,44	24,13
IEA (Nov. 1998)	20,27	20,27	20,27	29,81	29,81
PEL (Dic. 1998)	14,31	13,42	12,03	10,12	
PIRA (Oct. 1998)	16,55	17,80	19,45		
WEFA (Feb. 1998)	18,27	19,04	19,75	20,52	21,32
GRI (Nov. 1998)	17,87	16,86	16,81	17,02	
NRCan (Abril 1997)	20,76	20,76	20,76	20,76	20,76
BTA (Ene. 1999)	15,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Fuente: IEO99					

3.1. El efecto de precios bajos sobre la potencial producción mundial

El más probable de los efectos debido a los precios bajos en el mercado mundial del petróleo estaría dado por un incremento en la participación del mercado del crudo por parte de los países miembros de la OPEP, efecto que se pronostica para la primera mitad de la próxima década. La participación de la OPEP en el mercado se incrementa desde el 40% a casi el 45% para el año 2005.

Además se pronostica que la producción de la OPEP en el año 2005 alcanzará casi los 8 millones de barriles por día, adicionales a los producidos en el año 1997, en comparación con un incremento de menos de 3 millones de barriles diarios por los países no – OPEP para el mismo período.

Más de tres cuartos de todas las reservas de la OPEP pueden ser producidas a un costo menor de 5 dólares por barril, y virtualmente todo el remanente puede ser producido por menos de 10 dólares por barril. En contraste, importantes cantidades de reservas de los países no – OPEP se producen con costos que exceden los 11 dólares por barril. Muchos de los elevados costos en la producción de los países no – OPEP se originan en áreas offshore, donde los costos de exploración en aguas profundas alcanzan los 40 millones de dólares por pozo, en comparación con los costos de exploración onshore que se ubican en los 100.000 dólares.

Es previsible que los bajos precios del crudo afecten las exploraciones offshore, esperándose que la producción offshore esperada de Norteamérica para los primeros años de la próxima década se postergue más allá del año 2005. Igual efecto se pronostica para las exploraciones en aguas profundas localizadas en la costa oeste de Africa, Colombia y Brasil.

La baja de los precios del crudo en el mercado mundial podría forzar a las refinerías a transformar su configuración en refinerías más sofisticadas.

4. La oferta mundial de petróleo

Se proyecta un incremento en la oferta mundial del petróleo de más de 35 millones de barriles diarios hasta el año 2020.

Las ganancias de la producción del petróleo son esperadas por los productores de la OPEP y por los productores no - OPEP, sin embargo sólo un tercio del incremento en la producción provendrá de los productores de las áreas no - OPEP.

En las dos décadas pasadas, el crecimiento de la oferta del crudo en los países no - OPEP ha mantenido la participación del mercado de la OPEP en valores bastante menores a su máximo histórico del 52% registrado en el año 1973. Nuevas exploraciones y nuevas tecnologías de producción, agresivos programas de reducción de costos en la industria y atractivos incentivos fiscales hacia los productores, han contribuido para que continúe un crecimiento de largo plazo en la producción de los países no - OPEP.

En el largo plazo la perspectiva para los países no - OPEP productores de petróleo es optimista, aunque los precios bajos han tenido un impacto en la exploración y en el desarrollo de la actividad. En 1998 la actividad de perforación en los Estados Unidos cayó un cuarto desde los niveles registrados el año anterior. La declinación en Canadá fue menor pero registró la misma tendencia. Sólo en la región del Medio Este no se registró una declinación en la actividad durante el período. En general, la perforación onshore declinó en forma más pronunciada que la perforación offshore.

Las proyecciones del Caso de Referencia anticipan que casi dos tercios del incremento de la demanda en las próximas dos décadas serán acompañadas por un incremento en la producción de los países miembros de la OPEP más que por los

productores no - OPEP. La producción de la OPEP para el año 2020 se proyecta en 24 millones de barriles diarios adicionales a los producidos en el año 1997.

Se estima que la capacidad de la producción para el año 2005 será mayor a 4 millones de barriles diarios, cantidad mayor a la proyectada en el IEO98.

4.1. La expansión de la capacidad de producción de la OPEP

La producción de los países miembros de la OPEP se proyecta que crecerá a un 2.6% anual, en tanto que la capacidad de utilización tendrá un importante incremento después del año 2000, alcanzando el 95% en el año 2010 y manteniéndose en ese nivel hasta el final del período proyectado.

Es de particular interés observar el rol de Irak en la OPEP en la próxima década. Se espera que Irak expanda su capacidad de producción de petróleo a 2.8 millones de barriles diarios para el año 2000, coincidiendo con las resoluciones de las Naciones Unidas que permiten a Irak exportar por unos 5.2 billones de dólares en la primera mitad de 1999. Se prevé que Irak exportará petróleo entre 1.8 y 2.0 millones de barriles por día durante el año 2000. Irak ha manifestado su intensión de expandir su capacidad de producción por encima de los 6 millones de barriles diarios, para cuando las Naciones Unidas levanten las sanciones y para esto Irak ha mantenido conversaciones con inversores externos (incluyendo Francia, Rusia y China) sobre negocios vinculados con la exploración. Semejante incremento en la exportación de petróleo seria más que compensada con un nivel de precios asociado a las reducciones de producción por parte de los países miembros de la OPEP, siendo más probable que se desaliente el rebote de los precios asumidos en el caso de referencia.

Dada la condición para que la OPEP expanda la capacidad de producción, es importante prestar atención al desarrollo de la producción de petróleo, y a los costos operativos de cada país miembro de la OPEP. Considerando que los productores del Golfo Pérsico tienen un radio reservas/producción que excede los 80 años, incrementos importantes en la capacidad serían factibles.

El costo de producción para los países miembros de la OPEP localizados en la región del Golfo Pérsico es menor a 1.75 US$/barril. La inversión necesaria para incrementar la capacidad de producción en un barril por día en el Golfo Pérsico es menor a los 5.500 US$. Para los países miembros de la OPEP pero localizados fuera del Golfo Pérsico, el costo de expandir la capacidad de producción de un barril por día es considerablemente mayor, excediendo en algunos casos los 10.000 US$.

En particular Venezuela, país miembro de la OPEP que no está localizado en el Golfo Pérsico, tiene un gran potencial para expandir su capacidad de producción y está implementando un plan para llevar la capacidad a los 4.6 millones de barriles diarios para el año 2005, aunque existe incertidumbre si el nuevo gobierno recibirá el apoyo de las inversiones extranjeras para la expansión de la capacidad de producción.

4.2. La oferta no - OPEP

El crecimiento en la oferta de los países no - OPEP ha jugado un importante papel en la disminución de la cuota del mercado que tenía la OPEP en las pasadas dos

décadas. Estados Unidos dominó la oferta de los países no - OPEP en la década de los ’70, el Mar del Norte y México fueron los mayores productores en los años ’80 y la mayor parte de la nueva producción en los años ’90 se originó en los países en vías de desarrollo de América Latina y de los países no - OPEP del Medio Este como también China.

Se pronostica que el Mar del Norte llegará a su pico de producción en el año 2006, excediendo los 8 millones de barriles diarios. La producción en Noruega, el mayor productor de toda Europa occidental, se prevé que alcanzará su pico en alrededor de 4.1 millones de barriles diarios en el año 2005 y luego mostrará una declinación gradual hasta los 3.3 millones de barriles diarios para el final del período coincidiendo con la maduración de grandes y antiguos yacimientos.
Se prevé que para mediados de la próxima década la producción del Reino Unido alcanzará unos 3.7 millones de barriles diarios, declinando hasta los 2.5 millones de barriles diarios hacia el año 2020.

Los productores de petróleo en Centro y Sud América tienen un importante potencial de incrementar su producción en la próxima década. En los próximos 5 años, se espera que Brasil y Colombia se incorporen a la lista de los países con una producción superior al millón de barriles diarios. La producción de Colombia alcanzará casi 1.2 millones de barriles diarios en los primeros años de la próxima década y se mantendría por el resto del período analizado. Brasil ha sido considerado teniendo un gran potencial de producción de petróleo, que excedería 1.6 millones de barriles diarios para el año 2020.

ANEXO IV
INCORPORACION DE EQUIPAMIENTO - FICHAS TECNICAS

I - CENTRALES HIDRAULICAS BINACIONALES

1. - YACYRETA

Ubicación:	Río Paraná, Corrientes. Frontera con PARAGUAY	
Entrada al SADI:	ET RINCON SANTA MARIA, 500 kV	
Turbinas hidráulicas:	*Tipo:*	Kaplan
	Potencia nominal unitaria:	155 MW (a cota 83)
	Cantidad de grupos:	20
	E.M.A. (a cota máxima)	19.000 GWh/año

Fecha de entrada en servicio comercial de los grupos:

1º 23/09/94	6º 27/08/95	11º 01/08/96	16º 08/08/97
2º 12/11/94	7º 07/11/95	12º 23/10/96	17º 15/10/97
3º 23/01/95	8º 18/01/96	13º 19/12/96	18º 11/12/97
4º 05/04/95	9º 11/04/96	14º 25/02/97	19º 11/02/98
5º 16/06/95	10º 14/05/96	15º 03/06/97	20º 16/04/98

Estas incorporaciones se realizaron a una potencia limitada (entre 85 y 94 MW por unidad) debido a que la cota actual de embalse es 76 m.s.n.m.

Propietario: E.B.Y. (Entidad Binacional Yacyretá) ARGENTINA-PARAGUAY

Fecha estimada de incremento a cota 83: Año 2004/2006

2. - CORPUS CHRISTI – Alternativa Itacurubí

Ubicación:	Río Paraná, Misiones. Frontera con PARAGUAY	
Turbinas hidráulicas:	*Tipo:*	Kaplan/Bulbo
	Potencia nominal unitaria:	144 /60 MW
	Cantidad de grupos previstos:	20/48
	E.M.A.	19.000 GWh/año
Presas	*Tipo:*	Enrocado
	Altura Máxima:	40 m
	Longitud presa principal:	2 km
Fecha de ingreso estimada:	Año 2010	

3. - APROVECHAMIENTO INTEGRAL RIO BERMEJO - Proyecto

Este proyecto consiste en la construcción de tres embalses y obras de generación hidroeléctrica: Las Pavas y Arrazayal, ubicadas sobre el curso binacional del río Bermejo, y Cambarí, en territorio boliviano, sobre el río Tarija. Los usos prioritarios serán el riego y la generación de energía eléctrica.

LAS PAVAS

Ubicación:	Río Bermejo Superior, Salta. Frontera con BOLIVIA	
Turbinas hidráulicas:	*Tipo:*	Francis
	Potencia nominal unitaria:	44 MW
	Cantidad de grupos previstos:	2
	E.M.A.	370 GWh/año
Presa	*Tipo:*	Hormigón RCC-gravedad
	Altura Máxima:	103 m

ARRAZAYAL

Ubicación:	Río Bermejo Superior, Salta. Frontera con BOLIVIA	
Turbinas hidráulicas:	*Tipo:*	Francis
	Potencia nominal unitaria:	46.5 MW
	Cantidad de grupos previstos:	2
	E.M.A.	430 GWh/año
Presa	*Tipo:*	Hormigón RCC-gravedad
	Altura Máxima:	100 m

CAMBARI

Ubicación:	Río Tarija, Dpto. Tarija, BOLIVIA	
Turbinas hidráulicas:	*Tipo:*	Francis
	Potencia nominal unitaria:	51 MW
	Cantidad de grupos previstos:	2
	E.M.A.	530 GWh/año
Presa	*Tipo:*	Hormigón-gravedad
	Altura Máxima:	118.5 m

Fecha de ingreso estimada de los tres emplazamientos: 2005

4. - CENTRALES HIDRAULICAS EN CONSTRUCCION

CUESTA DEL VIENTO

Ubicación :	Río Jáchal, Provincia de SAN JUAN	
Turbinas hidráulicas :	Tipo:	Kaplan
	Potencia nominal unitaria:	9 MW
	Cantidad de grupos previstos:	1
	E.M.A.:	33 GWh/año
Presa:	Tipo:	Materiales sueltos
	Altura Máxima s/lecho río:	62 m
	s/fundación:	105 m
Propietario:	Provincia de San Juan	
Fecha de ingreso estimada:	Fines 1999 / Comienzo 2000	

LOS CARACOLES

Ubicación :	Río San Juan, Provincia de SAN JUAN	
Turbinas hidráulicas :	Tipo:	Francis
	Potencia nominal unitaria:	61,7 MW
	Cantidad de grupos previstos:	2
	E.M.A.:	545 GWh/año
Presa:	Tipo:	Materiales sueltos
	Altura Máxima s/lecho río:	137 m
	s/fundación:	155 m
Propietario:	Provincia de San Juan	
Fecha de ingreso estimada:	Fines 2003	

PUNTA NEGRA

Ubicación :	Río San Juan, Provincia de SAN JUAN	
Turbinas hidráulicas :	Tipo:	Francis
	Potencia nominal unitaria:	30 MW
	Cantidad de grupos previstos:	2
	E.M.A.:	296 GWh/año
Presa:	Tipo:	Materiales sueltos
	Altura Máxima s/lecho río:	97 m
	s/fundación:	122 m
Propietario:	Provincia de San Juan	
Fecha de ingreso estimada:	Fines 2003	

LAS MADERAS

Ubicación :	Ríos Perico y Grande, Provincia de JUJUY	
Turbinas hidráulicas :	Tipo:	Francis
	Potencia nominal unitaria:	15,6 MW
	Cantidad de grupos previstos:	2
	E.M.A.:	125 GWh/año
Presa:	Tipo:	Materiales sueltos
	Altura Máxima s/fundación:	93 m
Propietario:	Provincia de Jujuy	
Fecha de ingreso estimada:	2º cuatrimestre 2000	

POTRERILLOS

Ubicación :	Río Mendoza, Provincia de MENDOZA	
Central Cacheuta :		
Turbinas hidráulicas :	Tipo: Francis	
	Potencia nominal unitaria:	27,5 MW
	Cantidad de grupos previstos:	4
	E.M.A.:	490 GWh/año (*)
Central Alvarez Condarco (Ampliación) :		
Turbinas hidráulicas :	Tipo:	Francis
	Potencia nominal unitaria:	14 MW
	Cantidad de grupos previstos:	2
	E.M.A.:	135 GWh/año

(*) Reemplaza a la C.H. Cacheuta actual (9 MW, 60 GWh)

Presa:	Tipo:	Materiales sueltos c/pantalla de hormigón
	Altura Máxima s/fundación :	116 m
Propietario:	Provincia de Mendoza	
Fecha de ingreso estimada:	2003	

II - INGRESOS APROBADOS POR LA SECRETARIA DE ENERGIA

1. - Ciclo Comb. San Nicolás - AES PARANA S.A.

Ubicación:	San Nicolás, BUENOS AIRES
Entrada al SADI:	Estación de seccionamiento Ramallo 500 kV. LAT Rodríguez - Rosario Oeste.
Ciclo Combinado	**844.8 MW** (*2 TG 262.98 MW + 1 TV 319.3)*
Marca / Modelo:	MITSUBISHI
C.E.M. (kcal / kWh):	1.507,9
Combustible:	GN/GO
Propietario:	AES PARANA SA
Fecha de ingreso estimada:	2001

2. - ENARGEN

Ubicación:	Plaza Huincul, NEUQUEN
Entrada al SADI:	ET Chocón Oeste, 500 kV.
Ciclo Combinado	**480 MW (2TG 156MW + 1 TV 160MW)**
Marca / Modelo:	Ansaldo V.94.2
C.E.M. (kcal / kWh):	
Combustible:	GN
Propietario:	CENTRALES TERMICAS ENARGEN S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2001

3. - CEBAN

Ubicación:	Gral. Rodríguez, BUENOS AIRES
Entrada al SADI:	ET Rodríguez, 500 kV
Ciclo Combinado	**774,5 MW**
Marca / Modelo:	ABB/G26
C.E.M. (kcal / kWh):	1.524
Combustible:	GN
Propietario:	Central Buenos Aires Norte S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2001/2005

4. – ENTERGY

Ubicación:	Pilar, BUENOS AIRES
Entrada al SADI:	ET Rodríguez, 500 Kv.
Ciclo Combinado	**762 MW (2TG 253MW + 1 TV 256MW)**
Marca / Modelo:	GE P69351 FA
C.E.M. (kcal / kWh):	
Combustible:	GN
Propietario:	ENTERGY POWER GENERATION ARGENTINA S.R.L.
Fecha de ingreso estimada:	2003

III - INGRESOS EN TRAMITE O APROBADOS POR EL ENRE (AMPLIACIONES)

1. - C.T. PUERTO

Ubicación:	Capital Federal
Entrada al SADI:	Barras de 132 kV, E.T. P.Nuevo.
Ciclo Combinado:	**797.7 MW** (*2 TG 257.5 MW + 1 TV 282.7 MW)*
Marca / Modelo:	G.E.
C.E.M. (kcal / kWh):	ciclo ab. 2.409 - ciclo comb. 1.487
Combustible:	GN/GO
Propietario:	C.T. PUERTO S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2000
Res. ENRE	689, del 17/07/97

2. - C.T. AGUA DEL CAJON

Ubicación:	Neuquén
Entrada al SADI:	LAT 500Kv a E.T. Agua del Cajón.
Cierre del Ciclo Combinado:	**270 MW** (6 TG existentes + 1TV * 270 MW)
Marca / Modelo:	MITSUBISHI
C.E.M. (kcal / kWh):	1.880
Combustible:	
Propietario:	CAPEX S.A.
Fecha de ingreso estimada:	*2000*
Res. ENRE	761/98

3. - C.T. DOCK SUD

Ubicación:	Capital Federal
Entrada al SADI:	Barras de 132 kV, E.T. Dock Sud.
Ciclo Combinado:	**780 MW** (2TG * 248 MW + 1TV * 284 MW)
Marca / Modelo:	
C.E.M. (kcal / kWh):	1.530
Combustible:	GN/GO
Propietario:	C.T. DOCK SUD S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2000
Res. ENRE	1045, del 19/11/97

4. - C.T. LOMA DE LA LATA

Ubicación:	Neuquén
Entrada al SADI:	LAT 500kV a E.T. Planicie Banderita-Cerrito de la Costa.
Cierre del Ciclo Combinado:	**555 MW** (3 TG exist. de 125 MW + 1TV * 180 MW)
Marca / Modelo:	
C.E.M. (kcal / kWh):	
Combustible:	
Propietario:	C.T. PUERTO S.A.
Fecha de ingreso estimada:	*2001*

5. - C.T. SAN MIGUEL DE TUCUMAN

Ubicación:	Tucumán
Entrada al SADI:	E.T. El Bracho 500kV.
Cierre del Ciclo Combinado:	**380 MW** (1 TG existente de 110 MW+ 1 TG + 1TV)
Marca / Modelo:	
C.E.M. (kcal / kWh):	
Combustible:	
Propietario:	PLUSPETROL S.A.
Fecha de ingreso estimada:	*2002/2004/2006*

6. - C.T. TERMOROCA

Ubicación: Río Negro
Entrada al SADI: LAT 132kV sistema provincia de Río Negro

Cierre del Ciclo Combinado: **184 MW** (1 TG existente de 124 MW+ 1TV 60 MW)
Marca / Modelo:
C.E.M. (kcal / kWh):
Combustible:

Propietario: TURBINE POWER C.O.

Fecha de ingreso estimada: *2003/4*

7. - C.C. LAS PLAYAS

Ubicación: Villa María, CORDOBA
Entrada al SADI: Barra 132 kV, Villa María

Ciclo Combinado: **250 MW** (aprox. 1TGx160 + 1TVx90)
Marca / Modelo: En proceso de apertura de ofertas
C.E.M. (kcal / kWh):

Propietario: GECOR

Fecha de ingreso estimada: *2003*

8. - C.T. INDEPENDENCIA

Ubicación: San Miguel de Tucumán, TUCUMAN
Entrada al SADI: E.T. Independencia 132kV.

Ciclo Combinado: 242 MW (1TGx154 + 1TVx88)
Marca / Modelo: *Ansaldo*
C.E.M. (kcal / kWh): 1.620
Combustible:

Propietario: C.T. NOA

Fecha de ingreso estimada: *2001/2006*
Res. ENRE 126, del 11/02/98

9. - C.T. SAN PEDRO

Ubicación:	San Pedro, JUJUY
Entrada al SADI:	E.T. 132 kV San Pedro.
Ciclo Combinado:	60 MW
Marca / Modelo:	
C.E.M. (kcal / kWh):	
Combustible:	
Propietario:	C.T. NOA
Fecha de ingreso estimada:	*2002/2006*
Res. ENRE	595, del 24/06/97

IV - CENTRALES EN CONSTRUCCION

1. - C.H. PICHI PICUN LEUFU (Generador)

Ubicación:	Río Limay, Neuquén
Turbinas hidráulicas:	**261 MW** (*3 grupos de 87 MW)*
Marca / Modelo:	Kaplan
Energía Media Anual:	*1.000 GWh/año*
Presa de Tierra:	altura 36.7 m / vol. de materiales 220.000 m^3
Embalse:	superficie 18 km^2 / volumen 197 hm^3
Propietario:	HIDROELECTRICA PICHI PICUN LEUFU S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2000 (la primer máquina ingresó en agosto de 1999)

2. - C.N. ATUCHA II (Generador)

Ubicación:	Lima, Pcia. de Buenos Aires (Adjunto a Atucha I)
Entrada al SADI:	Secc. línea Rosario Oeste-Rodríguez, 500 kV
Central Nuclear:	**745 MW**
Potencia neta:	692 MW
Rendimiento neto:	32 %
Reactor:	De uranio natural, moderado y refrigerado por agua pesada. PHWR
Proveedor tecnología	*SIEMENS - Alemania*
Combustible:	Pastillas de dióxido de uranio natural, sinterizado.
Propietario:	NUCLEOELECTRICA ARGENTINA S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2006

ANEXO V

EXPANSIONES DE CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN EL PERIODO 1994-2000

Ampliación del Sistema (Año 1994)

Los proyectos de ambas Transportistas consistieron en la instalación de seis nuevas plantas compresoras por un total de 104.600 HP aumentando, así en un 20% la potencia instalada en el sistema troncal de gasoductos.

La habilitación de las obras para la temporada invernal 1994 permitió incrementar la capacidad nominal de transporte en aproximadamente 12MM de m3/día equivalente a un 17% de la registrada hasta ese momento, que era del orden de 69,2 MM de m3/día, por lo que la capacidad total del sistema de transporte aumentó a **81,2MM de m3/día.**

Cabe destacar que las Transportistas han actuado libremente al decidir los planes de expansión, ya que las respectivas Licencias no obligan a realizar ese tipo de obras. Los trabajos fueron efectuados a las tarifas vigentes en ese momento.

Transportadora de Gas del Norte S.A.

En virtud de las solicitudes de capacidad recibidas por parte de las Distribuidoras y Usuarios, TGN decidió aumentar la capacidad de transporte de gas del Gasoducto Centro Oeste, en 3,6 millones de m3/día (de 11,2 a 14,8 m3/día).

Las obras realizadas sobre el gasoducto comprendieron la construcción de dos nuevas plantas compresoras: Puelén y La Mora, ubicadas en las progresivas 144,7 y 431,2 del Gasoducto Centro Oeste con origen en Loma La Lata, y un tramo en paralelo de aproximadamente 30 km a la descarga de Planta Cochico.

El equipamiento previsto para las citadas plantas compresoras comprendió dos turbinas de 6.500 HP con compresores centrífugos, bajo casetas del tipo outdoor, operando en paralelo y con generación propia de energía eléctrica mediante motogeneradores a gas de 250 kW.

Simultáneamente la normalización operativa del Gasoducto Norte, permitió a TGN ampliar el tramo Lavalle-Córdoba en el orden de los 0,9 millones de m3/día.

Transportadora de Gas del Sur S.A.

De acuerdo a las consultas recibidas para acceder y transportar las reservas del la cuenca Neuquina, TGS evaluó la expansión de capacidad de transporte del Gasoducto Neuba II en 7,8MM de m3/día (de 18,2 a 26 MM de m3/día).

La expansión proyectada aprobada por el ENARGAS, incluyó la instalación de

cuatro nuevas plantas compresoras en las proximidades de Saturno, Casares, Cervantes y La Adela.

Las plantas de Carlos Casares y La Aldea se ubicaron corriente arriba de la planta de procesamiento General Cerri.

La localización de la planta Cervantes de hizo en la provincia de Río Negro y La Aldea en la provincia de La Pampa.

El equipamiento y las características de cada planta son las siguientes:

Cervantes y La Aldea se planificaron con dos turbinas a gas de 12.600 HP con compresores centrífugos, bajo casetas de tipo “outdr” operando en paralelo.

Saturno y Carlos Casares: cada instalación fue diseñada con tres turbinas de gas de 4.700 HP, bajo casetas de tipo “outdoor” operando en paralelo.

La generación eléctrica es propia mediante generadores accionados por motor a gas.

Ampliación del Sistema (Año 1995)

Durante el año 1995 la capacidad de transporte se amplió en 3,8 MM m3/día lo que significó un incremento del 4,7% respecto de 1994. Esto permitió aumentar la capacidad de transporte disponible hasta alcanzar un máximo de inyección en las cabeceras de **85 MM m3/día**, representando la capacidad de TGN un 36%, y la de TGS un 64% sobre el total. Las expansiones llevadas a cabo fueron voluntarias sin que mediara ningún incremento tarifario.

Transportadora de Gas del Norte S.A.

Los trabajos permitieron incrementar la capacidad de transporte en 2,1 MM de m3/día, discriminados de la manera que se describe a continuación:

Gasoducto Centro Oeste: a fin de dar una respuesta más satisfactoria a la elevada demanda de gas existe en el área GBA (Distribuidoras Metrogas y BAN), TGN decidió realizar la ampliación del gasoducto Centro Oeste, posibilitando el transporte adicional de 0,9 MM de m3/día. A continuación se detallan las obras realizadas:

1 – Construcción de un gasoducto paralelo de 10 km de 30”, a la succión de planta compresora Puelén.
2 – Cambio de internos a los compresores de Beazley.
3 – Construcción de un gasoducto paralelo de 35 km de 30” entre plantas Puelén y Cochico.
4 - Construcción de un gasoducto paralelo de 35 km de 30” entre plantas Cochico y La Mora.

Gasoducto Norte: con el objeto de atender los mayores consumos de la región Noroeste TGN decidió efectuar la ampliación del gasoducto Norte en 1,2 MM de m3/día, mediante las siguientes obras:

1 – Construcción de un gasoducto paralelo de 22,4 km de 24”, a la salida de la planta Caimancito.
2 – Cruce del Río Bermejo con caño de 24” de diámetro.
3 – Construcción de un gasoducto paralelo de 8,1 km de 24” a la salida de la planta compresora Miraflores.
4 - Construcción de un gasoducto paralelo de 19 km de 24” entre Lumbreras y Tucumán.
5 - Construcción de un gasoducto paralelo de 20 km de 24” a la descarga de planta Recreo.

Transportadora de Gas del Sur S.A.

Las obras realizadas por TGS permitieron incrementar la capacidad de transporte del sistema en 1,7 MM de m3/día.

Gasoducto General San Martín: los trabajos ejecutados sobre el gasoducto permitieron aumentar su capacidad en 1,1 MM de m3/día; estas obras se describen a continuación:

1 – Construcción de un gasoducto paralelo de 60 km de 30”, a la descarga de planta compresora Bosque Petrificado.
2 – Cambio de internos en los compresores centrífugos Hispano-Suiza CGN HS 71 de las plantas compresoras Comandante Piedra Buena, Bosque Petrificado, Manantiales Behr y Dolavon.

Complejo General Cerri: se concretó la instalación de un turbocompresor Solar-Centauro en planta compresora Solar del complejo.

Tramos finales: la Transportista realizó la instalación de un turbocompresor Solar-Taurus en planta compresora Olavarría.

Ampliación del Sistema (Año 1996)

En resumen, en el año 1996 el sistema de transporte, en su conjunto, incrementó su capacidad de inyección un 6,1 % respecto de 1995 (5,2 MM de m3/día adicionales). La capacidad de transporte disponible en las respectivas cabeceras de los gasoductos troncales del sistema, a fines de 1996, era de **90,2 MM de m3/día,** correspondiendo un 37% de la capacidad a TGN y un 63% a TGS.

Transportadora de Gas del Norte S.A.

En el invierno de 1996 TGN expandió la capacidad de transporte en 2,9 MM de m3/día en conjunto, con un incremento sobre el gasoducto Centro Oeste en 0,6 MM de m3/día, en tanto que a fines del mismo año, amplió la capacidad del gasoducto Norte en 2,3 MM de m3/día. De esta manera, TGN se encontraba, a fines de 1996, con la posibilidad de transportar casi 2,9 MM m3/día adicionales.

Las obras realizadas fueron las siguientes:

Gasoducto Centro Oeste: se construyeron 50km de gasoducto paralelo de 30” de diámetro. De ese total, 15 km se ejecutaron en el tramo Loma La Lata-Puelén, 15 km entre Puelén y Cochico y 20 km entre Cochico y La Mora.

Gasoducto Norte: se construyeron 197,6 km de loop de 24” de diámetro realizados en los gasoductos troncal y paralelo entre la cabecera de los mismos y cercanías de la Planta Compresora Tucumán. Paralelamente, se ampliaron los sistemas de enfriamiento de agua en las Plantas Compresoras Miraflores, Lumbreras y Tucumán. Las obras realizadas en este Gasoducto posibilitaron atender la demanda de gas de las usinas térmicas localizadas en El Bracho, provincia de Tucumán. Como esta expansión no era viable a las tarifas vigentes, el cargador debió afrontar una sobre tarifa para llevar a cabo la ampliación.

Transportadora de Gas del Sur S.A.

En relación a TGS durante 1996, efectuó mejoras en los gasoductos Neuba I lo que se tradujo en una capacidad de transporte adicional de 0,3 MM de m3/día aguas debajo de Chelforó y en el gasoducto Cordillerano (0,2 MM de m3/día). Las obras ejecutadas en el gasoducto Neuba I consistieron en el cambio de internos de los centrífugos de las plantas compresoras Chelforó, Fortín y Gaviotas, además de ampliarse la capacidad de los sistemas de enfriamiento de gas.

Cabe consignar que, parte de las instalaciones del gasoducto Neuba I operan a los fines de posibilitar la reinyección por parte de los productores a pozos declinados que se utilizan como reservorios de gas. En tal caso, a partir de 1996, existe la posibilidad de reinyectar 1,8 MM de m3/día, con lo cual, la capacidad de transporte del citado gasoducto asciende a 13,5 MM de m3/día.

Ampliación del Sistema (Año 1997)

Durante 1997 ambas Licenciatarias concretaron los proyectos de expansión que tenían previstos para sus sistemas de transporte, en función de los compromisos contraídos con sus clientes. En el año el sistema en su conjunto incrementó su capacidad de inyección en 5,1 MM de m3/día, con un crecimiento del 5,6% respecto de 1996, por lo que la capacidad del sistema se incrementó a **95,3 MM m3/día**.

TGN realizó obras en gasoducto Norte dirigidas a aumentar la confiabilidad operativa del sistema. En el gasoducto Centro Oeste, en tanto, se continuaron las obras previstas destinadas a aumentar la capacidad de transporte para atender la mayor demanda del mercado interno y para exportar gas a Chile.

Por su parte, TGS realizó durante el mismo año varias obras de ampliación de su sistema, fundamentalmente dirigidas a aumentar la capacidad de transporte de sus gasoductos para abastecer puntos de entrega en Buenos Aires y en el área metropolitana (GBA).

A continuación se presenta un detalle de las Obras realizadas durante 1997 por cada Transportista.

Transportadora de Gas del Norte S.A.

El aumento de capacidad de su sistema en conjunto se incrementó en 4,1 MM de m3/día, de la forma en que se describe:

Gasoducto Norte: se construyeron 20 km de loop de 24” aguas abajo de las plantas compresoras Deán Funes y Ferreyra, con lo cual se aumentó la capacidad de transporte del gasoducto en 0,2 MM m3/día, siendo la capacidad de inyección en cabecera de 17,1 MM de m3/día.

Gasoducto Centro Oeste: se construyeron 187.3 km. de gasoducto paralelo de 30” (Loop Loma de la Lata-Puelén-Cochico-La Mora-Beazley), los que sumados a los 50 km. ya realizados durante 1996 dan un acumulado de 237,5 km. Dichas obras permitieron generar una capacidad adicional de transporte de 3,9 MM m3/día para abastecer a Gas Andes y Central Térmica Mendoza, con lo que la capacidad de transporte se elevó a 20,2 MM de m3/día.

Transportadora de Gas del Sur S.A.

La capacidad de su sistema en conjunto se incrementó en 1MM de m3/día.

Gasoducto Neuba I: se telecomandaron las plantas Compresoras de Chelforó y Fortín Uno. La capacidad de inyección de este gasoducto se mantuvo en los valores del año anterior (13,6 MM de m3/día).

Gasoducto Neuba II: se cambiaron los internos de los compresores de la planta Belisle y se instaló un aeroenfriador en dicha planta. Con la obra realizada se incrementó la capacidad de transporte en 1 MM de m3/día en el tramo comprendido entre Loma La Lata y Gral. Cerri, por lo que la capacidad se elevó a 27,6 MM de m3/día.

Gasoducto San Martín: se instalaron 10 km. de Loop a la descarga de Pico Truncado; se cambiaron los internos de los compresores centrífugos de San Julián y se repotenciaron las turbinas. Se mantuvo la capacidad en 16,9 MM de m3/día.

Tramos finales: en el tramo Gral. Cerri-Ordoqui se instalaron 15km. de loop de 36” a la descarga de Cerri. En tanto en el tramo Gral. Cerri-Barker se cambiaron los internos de los compresores centrífugos de planta compresora Barker, se repotenciaron sus turbocompresores y se telecomandó la planta para ser operada desde Bahía Blanca. Con las obras realizadas en los tramos finales se incrementó la capacidad de transporte entre Bahía Blanca y Buenos Aires en 1,5 MM de m3/día.

Ampliación del Sistema (Año 1998)

En 1998 la capacidad del sistema de transporte se amplió en 6,7 MM de m3/día, lo que significó un crecimiento del 6,6% respecto del año anterior. Esto permitió aumentar la capacidad de transporte disponible hasta alcanzar **102 MM m3/día**, correspondiendo una capacidad de 42,5 MM de m3/día y 59,5 MM de m3/día a TGN y TGS, respectivamente.

Cabe destacar que la Licencia solo obliga a los Transportistas a realizar aquellas inversiones que permitan mantener y mejoras las condiciones de seguridad del sistema. Esto significa que las inversiones que realizan las mismas para aumentar sus respectivas capacidades de transporte no presuponen incremento tarifario alguno, sino que se basan en proyecciones de demanda y en las evaluaciones que las Compañías realizan sobre sus propias perspectivas comerciales.

En 1998 TGN completó las obras previstas en el gasoducto Centro Oeste destinadas a aumentar la capacidad de transporte para atender la mayor demanda del mercado interno y externo.

Por su parte, TGS llevó adelante diversas ampliaciones y mejoras en los gasoductos San Martín, Neuba II y en Tramos Finales, lo que le permitió aumentar la capacidad de transporte de sus gasoductos para abastecer puntos de entrega en Buenos Aires y en el área Metropolitana (GBA).

A continuación se presenta un detalle de las obras ejecutadas durante 1998.

Transportadora de Gas del Norte S.A.

Esta Licenciataria efectuó obras sobre el gasoducto Centro Oeste permitiendo un incremento de 5,2 MM de m3/día, mientras que sobre el gasoducto Norte se registraron trabajos preparativos para cumplir con los contratos que se firman con la Central Térmica Termoandes y con la empresa Norandino (gasoducto de exportación).

Gasoducto Norte: se comenzaron las obras previstas para dar cumplimiento a los contratos anteriormente citados, con la instalación de una nueva planta compresora en Pichanal de 15.000 HP.

Gasoducto Centro Oeste: se construyeron 125,6 km. de gasoductos paralelos (loops) de 30” en Neuquén, La Pampa y San Luis. Además, se instaló una nueva planta compresora en San Luis (Chajá) con una potencia 15.000 HP y se ampliaron las plantas existentes de Puelén y Cochico (La Pampa), La Mora (Mendoza), Beazley (San Luis) mediante el agregado de: una máquina de 15.000 HP en cada una de las tres primeras y una máquina de 9.600 HP en Beazley, además de la adecuación de las plantas y cambio de internos.

Las obras realizadas permitieron aumentar la capacidad de transporte de ese gasoducto en 5,2 MM m3/día adicionales (capacidad de inyección: 25,4 MM de m3/día).

Transportadora de Gas del Sur S.A.

El sistema de TGS amplió su capacidad en 1,5 MM de m3/día en conjunto.

Gasoducto Neuba II: se instalaron 30 km. de loop de 36” que permitieron ampliar en 1,1 MM de m3/día la capacidad nominal de transporte de este gasoducto hasta el nodo Cerri.

Gasoducto San Martín: se instalaron 11,3 km. de Loop y se ampliaron las plantas compresoras de Piedrabuena y Bosque Petrificado (Santa Cruz), lo que permitió aumentar la capacidad de transporte en 0,4 MM de m3/día.

Tramos finales: se construyeron 30 km. de loop de diámetro 36” a la descarga de la planta Cerri, con lo cual la capacidad correspondiente a los tres gasoductos de TGS

–medidos a la salida del citado complejo en Bahía Blanca- era de 41,2 MM de m3/día a fines de 1998.

Gasoducto Neuba I: en relación a la capacidad nominal del gasoducto Neuba I se debe recordar que desde 1996 parte de las instalaciones de dicho gasoducto operan a los fines de posibilitar a los productores la reinyección a pozos declinados que se utilizan como reservorios de gas.

En ese sentido, existe la posibilidad de reinyectar 1,8 MM de m3/día, lo cual elevó la capacidad de transporte de ese gasoducto hasta 13,5 MM de m3/día.

Ampliación del Sistema (Año 1999 y 2000)

Las expansiones programadas para el período 1999-2000, indican un incremento de capacidad en el sistema a **108,7 MM m3/día**, con 47,8 MM de m3/día y 60,9 MM de m3/día de TGN y TGS para el año 1999, respectivamente. Para el año 2000 se prevé un incremento a **117,5 MM de m3/día**, con 55,5 MM y 62 MM de m3/día de TGN y TGS, respectivamente.

Es importante destacar que de alcanzarse estas últimas capacidades, y comparando la capacidad total del sistema con la que poseería cada una de las empresas transportistas a fines del 2000, se estaría en un 47% y 53%. Esta situación es muy diferente a la que se evidenciara a comienzos de 1993, donde la división porcentual se encontraba en el 35% y 65%, de TGN y TGS respectivamente.

Es evidente el dinamismo con que el sistema norte hizo frente tanto a la demanda interna como a la de los países limítrofes.

A continuación se efectúa una breve reseña de los proyectos de obras previstos.

Transportadora de Gas del Norte S.A.

Gasoducto Norte: las obras previstas contemplan un incremento de la demanda en la cabecera de 2,8 MM de m3/día, con lo que la inyección máxima posible en este gasoducto pasaría a ser de 19,9 MM de m3/día. Este incremento se debe al requerimiento que efectuara la central térmica Termoandes. Atento que la expansión no era rentable, este cargador directo debió afrontar una sobretarifa de manera de viabilizar el proyecto de expansión.

Para el año 2000 se prevé un incremento en la capacidad de 4,6 MM de m3/día atento a los convenios que realizara esta licenciataria con Norandino, cuyo proyecto es transportar hacia el norte de Chile.

Las obras asociadas constituyen la construcción de una nueva planta compresora en la localidad de Pichanal con dos máquinas, una de 15.000 HP y 7.100 HP, y la construcción de 93 km. de paralelo de 24” de diámetro en la sección de Pichanal.

La planta se encuentra emplazada con una máquina de 15.000 HP.

Gasoducto Centro Oeste: los trabajos proyectados para 1999 incluyen un incremento de demanda de 2,5 MM de m3/día con lo que este gasoducto pasa a tener una capacidad de inyección de 27,9 MM de m3/día.

Para el año 2000 se calcula un incremento de 2,8 MM de m3/día con entrega en Aldea Brasilera para abastecer a la central eléctrica a ser instalada en Uruguayana y el completamiento de un volumen de 8 MM de m3/día con un incremental de 0,2 MM de m3/día para el año 2000, con lo que la inyección estimada llegaría a 30,7 MM de m3/día.

Para esto, la Licenciataria prevé la desvinculación del troncal y el paralelo desde Loma La Lata hasta la planta compresora La Mora, de manera de trabajar a presiones de 60 y 70 kg/cm2, respectivamente; para esto es necesario la construcción de un 2do. Colector en Puelén y en La Mora.

Conjuntamente comenzaría la construcción del segundo loop en el mencionado tramo con el tendido de 116,4 km. 30" de diámetro (27Km en la succión de Puelén, 37 km. a la descarga de Puelén y 52,4 km. a la descarga de Planta Cochico); asimismo se encuentra incluido en el mismo proyecto la colocación de 49,4 km. de 30" a la descarga de planta La Mora, 34,1 km. de 30" a la descarga de planta Beazley y 60 km. de 24" en el tramo San Jerónimo-Aldao.

Con relación a las obras a ser realizadas en plantas compresoras se prevé la colocación de una máquina de 8.900 HP en P.C. La Carlota y la construcción de una nueva planta compresora de 15.000 HP en la localidad de Baldissera, entre P.C. La Carlota y P.C. San Jerónimo.

Transportadora de Gas del Sur S.A.

Gasoducto San Martín: sobre la base de los Concursos Abiertos de Capacidad de Transporte realizados por esta Licenciataria se verifican incrementos de demanda (proyectos industriales principalmente) en el Gran Buenos Aires y Bahía Blanca a ser satisfechos por la empresa Transportista a las tarifas vigentes, de: 0,5 MM de m3/día a junio de 1999, 0,6 MM de m3/día a diciembre de 1999 y 0,7 MM de m3/día a Junio del 2000. Con esta perspectiva se verificaría una capacidad de inyección en cabecera de 17,6 MM de m3/día y una capacidad de transporte máxima en Cerro Bayo (provincia de Chubut) de 19 MM de m3/día, atento a que en este punto se verifican ingresos al gasoducto troncal provenientes de extracciones realizadas por la firma Amoco.

Cabe considerar el efecto que producirá la planta de extracción de líquidos a ser instalada en Cañadón Alfa, la que luego de procesar el fluido inyectará éste con un poder calorífico menor (9.100 Kcal/m3 aprox.), esta pérdida de poder calórico deberá ser compensada mediante una mayor inyección para mantener la entrega energética constante. Este efecto esta considerado en los volúmenes mencionados anteriormente.

Las obras para el período 1999-2000 incluyen el tendido de 123 km. de loops de 30" período discriminado de la siguiente forma:

Instalación de: 36 km. de paralelos de 30” (20 km. a la descarga de planta Dolavon, 10 km. a la descarga de planta San Antonio Oeste y 6km. a la descarga de planta Conesa), para cumplir con los compromisos a junio de 1999; estos loops se encuentran instalados.

Para satisfacer la demanda a Diciembre de 1999, será necesario el tendido de 40 km. de paralelos de 30” de diámetro (5 km. a la salida de planta Garayalde, 10 km. a la salida de planta Dolavon, 15 km. a la salida de planta Gualicho, 5 km. a la salida de planta San Antonio Oeste y 5 km. a la salida de planta Conesa).

Para satisfacer los compromisos a Junio del 2000, será necesario construir 47 km. de paralelos de 30” (7km. a la salida de planta Pico Truncado, 10km. a la salida de planta Manantiales, 20 km. a la salida de planta Garayalde y 10 km. a la salida de planta Dolavon).

En cuanto a las estaciones compresoras se prevé la instalación de 2 turbocompresores de 13.000 HP c/u en paralelo a los existentes en planta Garayalde, la repotenciación a 7.300 HP de los 3 compresores Pignone de 5.050 HP actualmente instalados, cambio de la configuración de serie a paralelo de los 3 turbocompresores de 6.000 HP marca Fiat de planta Conesa y aumento de la relación de compresión en planta Río Colorado.

Tramos finales: se han agregado 15 km. de 36” de diámetro en la descarga de planta Cerri sobre el gasoducto Neuba II y se presupuestó el tendido de 6 km. de 36” a realizarse antes de diciembre de 1999.

En cuanto a las obras a ser realizadas vinculadas a las plantas compresoras se prevé el cambio de internos en uno de los equipos Centauro de 4.700 HP de la planta Solar de Gral. Cerri, que actualmente cuentan con 2 equipos turbocompresores de 4.700 HP y 2 turbocompresores de 4.500 HP. Además se prevé el cambio de internos de los 2 compresores acoplados a las Centauro de 4.500 HP.

Se adjunta como Anexo Técnico II, el resumen de las capacidades de los diferentes gasoductos en cabecera, para el período 1993-1998.

ANEXO TECNICO II
CAPACIDADES DE LOS DIFERENTES GASODUCTOS PERTENECIENTES A TGS Y TGN

Año	1993	1994	1995	1996	1997	1998
TGN						
Norte	13.4	13.4	14.6	16.9	17.1	17.1
Centro Oeste	11.2	14.8	15.7	16.3	20.2	25.4
Total sist TGN	**24.6**	**28.2**	**30.3**	**33.2**	**37.3**	**42.5**
TGS						
Neuba II	18.2	26.0	26.6	26.6	27.6	28.7
Neuba I	11.0	11.2	11.2	13.5	13.5	13.5
San Martín	15.4	15.8	16.9	16.9	16.9	17.3
Total sist TGS	**44.6**	**53.0**	**54.7**	**57.0**	**58.0**	**59.5**
Capac.total	**69.2**	**81.2**	**85.0**	**90.2**	**95.3**	**102.0**

Nota: Datos en millones de m3/día de poder calorífico correspondiente a cada fuente.

ANEXO VI

AJUSTES DE LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO

1. Principales cambios

En el nuevo contexto en el que se desarrolla la actividad del Sector Eléctrico Argentino, instituido mediante la Ley Nº 24.065, el Estado Nacional se ha reservado la función directriz de diseño de políticas superiores y el establecimiento y aplicación de normas legales y regulatorias que propendan a una actividad económica eficiente, alienten mejoras en la calidad de servicio y en las condiciones de abastecimiento y promuevan la participación activa del sector privado en la producción, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

La SECRETARIA DE ENERGIA, en ese marco legal debe entender en la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía, supervisando su cumplimiento y proponiendo el marco regulatorio destinado a facilitar su ejecución.

Vista la forma con la que se ha llevado a cabo el proceso de transferencia al sector privado de la actividad de producción y comercialización de la energía eléctrica, se cuenta en el presente con un conjunto de normas y procedimientos reguladores de la actividad del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cuya aplicación integral se requiere efectuar tareas de interpretación, seguimiento y ajuste. Este conjunto normativo llamado “LOS PROCEDIMIENTOS”, en su versión XII.1 vigente a la fecha, se encuentra disponible en papel y soporte magnético en las oficinas de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico – CAMMESA.

La siguiente etapa del MEM consiste en la eliminación de aquellas restricciones y normas administrativas que, si bien tuvieron un justificativo válido en las primeras etapas de la transformación y permitieron así lograr el éxito que evidencia el citado Mercado, no se ajustan a la realidad actual y en algunos casos limitan el desarrollo eficiente del mismo.

Existiendo condiciones de competencia y agentes con experiencia y conocimiento para operar en el mercado, es posible y conveniente eliminar las restricciones reguladas que la realidad no justifica, y agregar en cambio, dónde sea necesario, nuevas técnicas regulatorias y herramientas financieras que se han desarrollado para Mercados Mayoristas Eléctricos competitivos.

A continuación se describen sucintamente las principales Propuestas de Desregulación del MEM que se incorporan a Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de cargas y el cálculo de precios:

- Flexibilización del Mercado de Contratos, para que los mismos puedan ser utilizados como herramientas que se adecuen a las necesidades de cubrimiento del riesgo financiero y físico (garantía de suministro y requisitos de calidad) de cada agente o Comercializador.

- Se define que en los periodos de variaciones importantes de la demanda, existan previsiones de dicho crecimiento con un paso menor que una hora.

- Se clarifica el servicio que presta como reserva el Gran Usuario Interrumpible para contar con una reserva de largo plazo (comprometida por lo menos por doce meses) que, ante condiciones de déficit de corto plazo así como déficit con permanencia, sirva para reemplazar restricciones al suministro.

- Se eliminan las restricciones a la periodicidad de la declaración de los Generadores, reduciéndola a declaración semanal. También se eliminan las restricciones a los modos de presentar las declaraciones, y los Generadores deben internalizar las restricciones operativas y su costo, dando mayor participación a los Generadores en las decisiones de generación, y permitiendo que los mismos mediante sus ofertas "decidan" el arranque de sus máquinas a través de internalizar su costo en dichas ofertas.

- Se mantiene la metodología de precios de referencia de combustible, a calcular mensualmente.

- Se da la posibilidad a cada Gran Usuario Mayor (GUMA) de participar activamente en el Mercado Spot ofertando incrementos o decrementos voluntarios en su demanda prevista.

- Se habilita un mercado para tomar posiciones para el día siguiente, denominado Mercado Spot Anticipado Diario, cuyo objetivo es crear una herramienta financiera que permita a los agentes y Comercializadores complementar y corregir las posiciones tomadas en el Mercado de Contratos.

- Se instruye a identificar con claridad cada restricción de calidad que obliga generación y reduce el tamaño del mercado y regular tarifas topes a los acuerdos de generación obligada para el caso en que la máquina se considere forzada.

- Se instrumentan los mecanismos para incorporar las modificaciones que resultan de la existencia de contratos de importación y exportación, para clarificar y completar las condiciones respecto de la compra Mercado Spot y el cargo por reserva, clarificando el tipo de respaldo que puede lograr en el Mercado Spot (interrumpibilidad y cargos por reserva) la demanda asociada a una importación o una exportación, y su costo asociado.

- Asimismo, el objeto ha sido incrementar las señales al requerimiento y disponibilidad de potencia, comprometida con anticipación, para el abastecimiento de la demanda.

  El servicio de reserva de mediano plazo corresponde a garantizar la disponibilidad de potencia para cubrir la demanda en caso de hidrología media. El objetivo ha sido que el usuario final pague por la potencia requerida en condiciones de hidrología media para su suministro, a cambio de un compromiso que asume con anticipación el Generador que existirá la disponibilidad de potencia requerida.

- El servicio de reserva contingente corresponde a garantizar la disponibilidad de potencia adicional a la media para cubrir la demanda en caso de hidrología seca, de temperaturas extremas o falta de combustibles. El objetivo es que el usuario final pague por una garantía de potencia adicional, requerida si la hidrología

resulta seca en vez de media o la ocurrencia de temperaturas extremas, a cambio de un compromiso que asume el Generador que existirá la disponibilidad de potencia requerida.

- Por otra parte también se estima conveniente adaptar la normativa a la realidad de las nuevas tecnologías que se están incorporando en el mercado, tales como la generación eólica y la generación con ciclos combinados de gran magnitud.

- Se incorpora una modalidad de ampliaciones del sistema de transporte denominada “Ampliación a Riesgo”, y se introducen los derechos de congestión en relación con las ampliaciones del sistema de transporte.

Estos cambios regulatorios se encuentran vigentes a través de las Resoluciones S.E. Nº 543/99 y 545/99 y han sido incorporados a Los Procedimientos.

2. Ampliación a Riesgo y Derechos de Congestión

- **Diagnóstico**

Al efectuar el monitoreo del proceso de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión que administra el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en el marco de normativa dictada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, aparece la conveniencia de ampliar el espectro de los mecanismos posibles de ampliación.

En esa línea, aparece como de interés la creación de nuevas figuras con libertades ampliadas respecto de las preexistentes, para de este modo brindar nuevos instrumentos al mercado para que por si mismo decida las ampliaciones a efectuar en el sistema de Transporte de Alta Tensión.

A estos fines se ha concebido una nueva modalidad de ampliaciones del sistema, denominada "Ampliación a Riesgo", que se considera habrá de flexibilizar los mecanismos de ampliación y posibilitar el ingreso al negocio del transporte a otros interesados que hoy no son reconocidos.

Asimismo se ha considerado introducir derechos de congestión en relación con las expansiones del sistema de transporte. Al presente, los fondos de congestión se derivan hacia las cuentas SALEX para servir de incentivo a aquella ampliación futura que minimice la congestión eliminando o reduciendo sus causas físicas. Con la introducción de los derechos, el inversor en capacidad de transporte que resulte ser titular de estos se reserva el derecho a percibir los ingresos por congestión que a futuro pudieran producirse en el vínculo construido.

Los derechos se aplicarán a los mecanismos de ampliación a riesgo y ampliación por acuerdo entre partes debido a que estos dos mecanismos son los únicos donde los interesados asumen en firme las obligaciones económicas derivadas de la expansión, atento a que existe una clara relación conceptual entre poseer derechos y asumir riesgos de inversión.

Los mecanismos previstos en este informe no resultan, al menos de momento, aplicables a las ampliaciones del sistema de transporte de energía eléctrica por

distribución troncal, en atención a sus notorias diferencias con aquel de alta tensión, y por tal motivo se han restringido a obras a realizar en este último.

- **La solicitud**

Para estas ampliaciones, la solicitud al ENRE podrá ser presentada por un interesado o grupo de interesados, que se denominarán Iniciadores a Riesgo y que podrán ser o no Agentes del Mercado.

A efectos de afirmar su participación en la ampliación y darle firmeza a ésta, ese conjunto de Iniciadores a Riesgo deberá asumir el compromiso de solventar, durante la vigencia del período de amortización de la misma un porcentaje mínimo no inferior al 30 % del CANON a pagar al Transportista o Transportista Independiente que construirá la Ampliación a Riesgo.

- **Conformación del grupo inversor y previsiones para el recupero de la inversión**

Presentada la solicitud y obtenida la correspondiente autorización del ENRE, resulta conveniente que los Iniciadores a Riesgo encaminen un proceso de selección de los inversionistas que integrarán el grupo de "Comitentes Inversores", grupo éste que contratará la construcción del transporte a riesgo al Transportista o Transportista Independiente, mediante la convocatoria a un concurso público (inicial) a esos fines.

A los efectos de introducir competencia en la conformación del grupo de inversores, los interesados en participar en el grupo de "Comitentes Inversores" conviene que sean seleccionados a partir de sus ofertas en dicho concurso público inicial, al cual deberán también ofertar los Iniciadores a Riesgo, en caso que desearen mantener su participación.

La forma de ofertar de cada interesado, inclusive los Iniciadores a Riesgo, será presentar:

a) el porcentaje del CANON a pagar al Transportista o Transportista Independiente que el interesado en ser Iniciador se compromete a asumir, y

b) el valor de Factor de Utilización medio de la Ampliación a Riesgo que cada interesado en ser Iniciador ofrece cobrar a los usuarios, respetando el valor mínimo a fijar por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Las ofertas recibidas en ese concurso público inicial deberán ordenarse en forma decreciente, comenzando con aquella cuyo Factor de Utilización medio propuesto sea máximo, y se tomará como valor de corte aquel factor correspondiente a la oferta (total o parcial) que permita asumir el compromiso total de pago del CANON, siendo que dicho valor de corte se denominará Factor de Utilización medio base (FUbase).

En caso de no existir ofertas para asumir el total del CANON que se prevé pagar y de poderse determinar que el remanente o faltante no importará más que el 30 % del monto de la obra, los "Comitentes Inversores" podrán solicitar al ENRE su autorización para aplicar fondos de la Cuenta Saldo de Excedentes del Transporte

(SALEX) del corredor en cuestión al pago del CANON, fondos que concurrirán a solventar la obra hasta dicho máximo del 30 %.

Los “Comitentes Inversores” percibirán, durante el mismo período de amortización, un peaje por el uso de las instalaciones por terceros, determinado en forma proporcional al pago que asumiesen del CANON resultante del Concurso Público de Construcción, Operación y Mantenimiento (Concurso COM).

La determinación de dicho peaje se efectuará con la metodología existente (Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS) reconociendo un Cargo de Capacidad de Transporte (CCT) a pagar por los usuarios.

Por su parte, el conjunto de “Comitentes Inversores” gozará del derecho a percibir las sumas recaudadas por derechos de congestión en la ampliación, conforme la proporción de su participación en el pago del CANON, correspondiéndole igual derecho a la cuenta Saldos de Excedentes del Transporte del corredor correspondiente (SALEX), en razón de su aporte, de existir.

- **Gestión de una ampliación a riesgo**

La selección del Transportista o Transportista Independiente que construirá, operará y mantendrá la ampliación (Contrato COM), deberá seguir las pautas fijadas en el Reglamento de Acceso para las Ampliaciones por Concurso Público.

En referencia a las oposiciones, y en atención a la posible existencia de derechos que sean afectados por una nueva obra y representen voluntades de voto sobre ésta, se requerirá contar con el 60 % de los beneficios para poder proceder al rechazo de una ampliación a riesgo.

Corresponderá también aceptar aquellas oposiciones apoyadas en una demostración fehaciente que la ampliación a riesgo propuesta no produce beneficio social neto positivo.

3. Los derechos por congestión

- **Generalidades**

Los derechos de congestión estarán asociados a instalaciones de transporte construidas en condiciones de compromiso firme de pago a cargo de sus impulsores, sea mediante el procedimiento de Ampliación a Riesgo o el procedimiento de Ampliación por Acuerdo entre Partes, y consistirán en el derecho a percibir los ingresos por congestión que la instalación construida devengue durante su Período de Amortización.

Por ejemplo, en un corredor con tres líneas existentes todas de igual capacidad, una nueva línea idéntica permitirá incrementar la potencia despachada desde la región exportadora hasta la saturación del corredor, a partir de ese momento los derechos producirán renta, siendo esa renta atribuible a la nueva línea en proporción 1 : 4 del total del corredor.

Como excepción, cuando una nueva ampliación introduzca un incremento (o decremento) en la capacidad de otro corredor en más del 20%, y a solicitud de parte, se contempla la posibilidad de otorgar una participación a la ampliación en los ingresos en ese otro corredor (o viceversa) en la proporción del incremento (o decremento) de la capacidad de transporte.

Por su parte, las restricciones de Transporte permiten limitar de hecho el tamaño del Mercado dentro de un área, y pueden potenciar condiciones locales de poder de mercado.

Teniendo ello presente, y a los efectos de prever situaciones de ejercicio de poder de mercado o abuso de posición dominante se deberá supervisar el accionar de los agentes del MEM que pudieran estar en esa condición. Esta responsabilidad se asigna al OED, que informará al ENRE. El ENRE tomará las medidas del caso e informará a la Secretaría de Energía a efectos de la adopción de medidas regulatorias.

Los ingresos por congestión serán los correspondientes a la recaudación variable por precio local de energía y serán asignados a los propietarios de derechos de congestión, debiendo tenerse presente que a estos fines, la capacidad de transporte de un vínculo dentro de un corredor resultará de la evolución de la capacidad del corredor.

A los fines de la oposición a la ejecución de ampliaciones a concretar como Acuerdo de Partes, no se considerará fundamento suficiente la afectación de ingresos correspondientes a derechos de congestión de otras instalaciones, debiendo demostrarse de manera fehaciente que la ampliación propuesta no produce beneficio social neto positivo.

Los montos producidos por los derechos correspondientes al aporte efectuado a la obra por la cuenta SALEX se destinarán a la subcuenta de Excedentes del corredor correspondiente.

- **Tenencia de derechos de congestión y resguardos**

Respecto a la tenencia de derechos y las obligaciones derivadas de la misma, deberán implementarse mecanismos y resguardos que prevengan el ejercicio o la potenciación del poder de mercado que pudiere existir en las áreas que pudieren resultar aisladas en virtud de la congestión de los vínculos de transporte sobre los cuales se otorgan los derechos referidos.

En cuanto a derechos asociados a una nueva ampliación se considera que estos deberán tener vigencia durante el período de amortización de la misma, pasando su titularidad a la cuenta Saldo de Excedentes (SALEX) al inicio del subsiguiente período de explotación.

Se entiende que corresponde también introducir derechos de congestión sobre aquellas ampliaciones a realizar mediante el procedimiento de Acuerdo de Partes, para las cuales los Comitentes del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM), sólo recuperan en la actualidad costos de operación y mantenimiento. Esa facultad debe ser limitada atendiendo a la eventual solicitud de prioridad de acceso que estos hubiesen obtenido.

A los fines antes enunciados se ha considerado conveniente introducir mecanismos de a) venta anual en pública subasta de los ingresos de congestión, y b) venta bianual en pública subasta de los derechos de congestión, recaudos que se consideran suficientes para impedir la consolidación del poder de mercado.

ANEXO VII
BALANCE ENERGETICO DEL AÑO 1998

1. PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA

La producción de energía primaria a nivel nacional durante el año 1998 fue de 81.534 miles de tep, lo que representó un aumento del 1,85% con respecto al año anterior. Este resultado está compuesto por una disminución relativa con respecto al año 1997 de la hidroenergía y los combustibles nucleares del -5,61% y -24,83% respectivamente, el aumento de la producción de petróleo (1,58%), que fue un récord histórico con una producción de 49,2 MMm^3 y una media diaria de 134.651 m^3/día y la producción neta de gas natural (3,25%) que también fue récord histórico con un producción bruta de 38.630 MMm^3 y una media diaria de 105 MMm3/día.

La estructura porcentual de la producción de energía se mantuvo casi igual que en 1997, continuó concentrada en los hidrocarburos con un 53,37% para el petróleo y un 37,86% para el gas natural, correspondiéndole a la hidroenergía el 3,51% de participación.

PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
Miles de tep

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
HIDROENERGIA	3.029	3.78%	2.859	3.51%	-5.61%
COMB. NUCLEARES	1.498	1.87%	1.126	1.38%	-24.83%
GAS NATURAL	29.894	37.34%	30.867	37.86%	3.25%
PETROLEO	42.837	53.51%	43.513	53.37%	1.58%
CARB. MINERAL	148	0.18%	171	0.21%	15.54%
OTROS ENERGETICOS	2.648	3.31%	2.998	3.68%	13.22%
TOTAL	**80.054**	**100.00%**	**81.534**	**100.00%**	**1.85%**

2. USO DEL PETROLEO CRUDO

El total de crudo disponible alcanzó una tasa de crecimiento del 2,16% con relación al año anterior, registrando las exportaciones un decrecimiento del -0,73% respecto al año 1997, representando las exportaciones el 39% del crudo producido (19,2 MMm^3).

La refinación de crudo aumentó el 4,01% respecto de 1997, el componente importado fue apenas un 4,6% del total, este nivel de procesamiento fue récord (31.527 Mm^3) y permitió mayor utilización de la capacidad instalada en las refinerías del país. En la estructura porcentual se registró un aumento del crudo procesado (del 61.01% al 62,17% respecto al año anterior).

USO DEL PETROLEO CRUDO
Miles de tep

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
REFINACIÓN	26.826	61.07%	27.901	62.17%	4.01%
EXPORTACIÓN	17.104	38.93%	16.979	37.83%	-0.73%
TOTAL	**43.930**	**100.00%**	**44.880**	**100.00%**	**2.16%**

3. USO DEL GAS NATURAL

La producción bruta de gas natural totalizó 38.630 MMm3, acusando un crecimiento del 13,71% respecto a 1997 y una reinyección de 4.252 MMm3 que representa un incremento del 4,24% respecto a 1997 resultando un crecimiento de la producción neta de 15,00% con relación a 1997.

En su estructura porcentual la producción neta registró un 88,99% de la producción bruta porcentaje parecido al de 1997 que fue del 87,99%.

El gas no aprovechado disminuyó un -30,17% respecto al gas aventado en 1997, debido a las obras de captación y aprovechamiento del gas que permitieron un fuerte incremento en los caudales de reinyección, un mayor aprovechamiento en los propios yacimientos y el gas entregado a consumidores.

El consumo total del gas natural está dado por el consumo final, consumo propio y consumo intermedio. La evolución de la estructura por uso representa un 51,93% para el consumo final, con una variación superior al 2,89% respecto del año anterior, el consumo propio se mantiene prácticamente igual respecto al consumo de 1997 y está relacionado con la mayor producción de petróleo y el mejor aprovechamiento del gas en los yacimientos. El consumo intermedio aumentó 4,54% con relación a 1997 y guarda correlato con la mayor generación de las máquinas térmicas y la menor generación hidráulica que se produjo en el país con relación a 1997.

GAS NATURAL
MMm3

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
PRODUCCIÓN BRUTA	**33.972**	**100.00%**	**38.630**	**100.00%**	**13.71%**
REINYECTADO	4.079	12.01%	4.252	11.01%	4.24%
PRODUCCIÓN NETA	29.893	87.99%	34.378	88.99%	15.00%
NO APROVECHADO	1.793	5.28%	1.252	3.24%	-30.17%

USO DEL GAS NATURAL
Miles de tep

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
CONSUMO FINAL	13.360	51.92%	13.746	51.93%	2.89%
CONSUMO PROPIO	4.338	16.86%	4.324	16.34%	-0.32%
CONSUMO INTERMEDIO	8.033	31.22%	8.398	31.73%	4.54%
CONSUMO TOTAL	**25.731**	**100.00%**	**26.468**	**100.00%**	**2.86%**

4. USOS DE LOS DERIVADOS DEL PETROLEO

El consumo total de los derivados del petróleo alcanzó a 23.827 miles de tep en 1998, que representó un incremento del 3,24% con relación a 1997. De ese total el consumo final participó con el 90,18%, con un incremento del 2,71% con respecto a 1997; el consumo propio creció un 7,87%, relacionado con la mayor refinación de petróleo crudo que fue récord en este año; por su parte los consumos intermedios registraron un importante aumento, alcanzando una tasa del 9,03% que guarda relación con el mayor uso de hidrocarburos en la generación de electricidad.

En la composición porcentual por uso, se aprecia una mayor participación del consumo final a expensas del consumo intermedio y del consumo propio.

USO DE LOS DERIVADOS DEL PETROLEO
Miles de tep

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
CONSUMO FINAL	20.922	90.65%	21.488	90.18%	2.71%
CONSUMO PROPIO	1.195	5.18%	1.289	5.41%	7.87%
CONSUMO INTERMEDIO	963	4.17%	1.050	4.41%	9.03%
CONSUMO TOTAL	**23.080**	**100.00%**	**23.827**	**100.00%**	**3.24%**

5. GENERACION DE ELECTRICIDAD

La generación de electricidad del servicio público totalizó 68.174 GWh en 1998, superior en un 0,59% a la del año anterior, con un importante incremento de la generación de ciclos combinados del 140% respecto a 1997 debida a los ingresos registrados en este año, decreciendo fuertemente la generación hidráulica y la nuclear. Es de destacar la presencia de la generación eólica que va creciendo en forma sostenida.

En términos de participación se observa en la estructura, que la generación hidráulica disminuyó del 41,48% al 38,88%, aumentando en participación la generación turbo gas y de ciclos combinados.

GENERACION DE ELECTRICIDAD
GWh

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
HIDRO	28.117	41.48%	26.503	38.88%	-5.74%
NUCLEAR	7.960	11.74%	7.453	10.93%	-6.37%
TURBINAS A VAPOR	18.514	27.32%	15.914	23.34%	-14.04%
TURBINAS A GAS	10.726	15.83%	12.831	18.82%	19.63%
CICLOS COMBINADOS	2.071	3.06%	4.977	7.30%	140.32%
MAQUINAS DIESEL	375	0.55%	463	0.68%	23.47%
EÓLICAS	15	0.02%	33	0.05%	120.00%
TOTAL	**67.778**	**100.00%**	**68.174**	**100.00%**	**0.58%**

6. INSUMOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION

Los insumos para la generación de electricidad prácticamente se mantuvieron con relación al año anterior, con un pequeño aumento (0,22%), a pesar de haber tenido una generación térmica superior. Esto se debe a la mayor eficiencia del parque térmico, fundamentalmente por la incorporación de turbinas a gas y ciclos combinados de mejor rendimiento que el tradicional.

En la estructura porcentual el principal componente es el gas natural con un 58,06%, le sigue la hidroenergía con el 23,15% y con el 9,15% el combustible nuclear. El carbón mineral, el gas oil, y el fuel oil tienen una baja participación.

Sólo en el caso del gas natural, gas oil y fuel oil creció el consumo con respecto al año anterior (1,66%, 7,55% y 126,17% respectivamente), el resto de los insumos decrecieron fuertemente sus consumos con respecto a 1997.

INSUMOS PARA LA GENERACION DE ELECTRICIDAD
Miles de tep

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
HIDROENERGIA	3.022	24.61%	2.849	23.15%	-5.72%
COMB. NUCLEARES	1.498	12.20%	1.126	9.15%	-24.83%
CARBÓN MINERAL	264	2.15%	253	2.06%	-4.17%
GAS NATURAL	7.029	57.23%	7.146	58.06%	1.66%
GAS OÍL	106	0.86%	114	0.93%	7.55%
FUEL OÍL	363	2.96%	821	6.67%	126.17%
TOTAL	**12.282**	**100.00%**	**12.309**	**100.00%**	**0.22%**

7. CONSUMO POR SECTORES

El consumo final por sectores alcanzó a 44.243 miles de tep., con una variación del 3,34% respecto a 1997. Este crecimiento se explica por el aumento de consumo en el sector transporte que creció el 4,98%, y su peso relativo es importante en la estructura sectorial.

La estructura porcentual no varía mucho con relación a la de 1997, siendo el transporte el sector de mayor peso relativo (33,03%), le sigue el sector industrial con 28,84%, y en tercer lugar está ubicado el sector residencial (18,62%); el incremento del sector comercial y público está relacionado con el mayor uso del gas natural.

El transporte creció un 4,98%, con relación a 1997, fundamentalmente con el aporte del gas oil cuyo consumo se ve incrementado por la participación cada vez mayor del parque gasolero. Otro componente del sector son las naftas, que en los últimos años han disminuido sus consumos, como consecuencia de los mejores rendimientos en las nuevas unidades incorporadas al parque; por la sustitución del gas oil, y la penetración del gas natural comprimido en unidades que antes eran nafteras y fueron transformadas para consumir GNC.

CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SECTORES
Miles de tep

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
RESIDENCIAL	8.056	18.82%	8.236	18.62%	2.23%
COMERC. Y PUBLICO	2.485	5.80%	2.677	6.05%	7.73%
TRANSPORTE	13.918	32.51%	14.611	33.03%	4.98%
AGROPECUARIO	2.708	6.33%	2.591	5.86%	-4.32%
INDUSTRIAL	12.428	29.03%	12.761	28.84%	2.68%
NO ENERGÉTICO	3.217	7.51%	3.366	7.61%	4.63%
TOTAL	**42.812**	**100.00%**	**44.242**	**100.00%**	**3.34%**

8. CONSUMO FINAL POR FUENTES

En el consumo final por fuentes la mayor participación fue del gas natural con el 31,07%, le sigue el gas oil con el 23,00%, las naftas y la electricidad con el 12,28% y 13,28%, respectivamente.

De los energéticos con mayor peso relativo, el gas natural, la electricidad y el gas oil, crecieron con respecto al año 1997 el 2,89%, 7,86% y 4,91% respectivamente.

Por su naturaleza el gas natural es el energético más requerido por los sectores de consumo.

CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FUENTES
Miles de t.e.p.

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
ELECTRICIDAD	5.446	12.72%	5.874	13.28%	7.86%
GAS NATURAL	13.360	31.21%	13.746	31.07%	2.89%
GAS LICUADO	1.516	3.54%	1.633	3.69%	7.72%
NAFTAS	5.514	12.88%	5.431	12.28%	-1.51%
KERO. Y RETRO.	1.523	3.56%	1.644	3.72%	7.94%
GAS OÍL	9.698	22.65%	10.174	23.00%	4.91%
FUEL OÍL	676	1.58%	512	1.16%	-24.26%
OTROS	5.079	11.86%	5.229	11.82%	2.95%
TOTAL	**42.812**	**100.00%**	**44.243**	**100.00%**	**3.34%**

Evaluando la participación de cada fuente de energía, se observa que la energía eléctrica tiene una participación del 13,28%, este porcentaje puede inducir a pensar que es un energético que tiene poca relevancia para estudios de prospectiva. Pero si se contabiliza el consumo de combustibles equivalentes necesario para generar la electricidad consumida, la participación de este energético variaría en forma sustancial. Estas consideraciones son importantes al analizar servicios que pueden ser provistos por electricidad o algún combustible alternativo.

Por ejemplo el coeficiente de corrección para los años 1997 y 1998 sería de 2,77 y 2,70 respectivamente, que multiplicado al consumo final de electricidad de cada año, resulta una participación de la electricidad en el consumo total del 28,76% en 1997 y 29,25% en 1998.

CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FUENTES
Miles de tep

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
ELECTRICIDAD	15.085	28.76%	15.860	29.25%	5.13%
GAS NATURAL	13.360	25.47%	13.746	25.35%	2.89%
GAS LICUADO	1.516	2.89%	1.633	3.01%	7.72%
NAFTAS	5.514	10.51%	5.431	10.01%	-1.51%
KERO. Y RETRO.	1.523	2.90%	1.644	3.03%	7.94%
GAS OÍL	9.698	18.49%	10.174	18.76%	4.91%
FUEL OÍL	676	1.29%	512	0.94%	-24.26%
OTROS	5.079	9.68%	5.229	9.64%	2.95%
TOTAL	**52.451**	**100.00%**	**54.229**	**100.00%**	**3.39%**

9. COMERCIO EXTERIOR

En 1998 se registraron exportaciones de productos energéticos por un monto de 2.161 millones de dólares, que representó un 8,23% del valor de ventas globales realizadas por Argentina. Durante el período desregulado (1991/98) las exportaciones de petróleo y derivados se incrementaron considerablemente, participando en el período con alrededor del 10% del mercado externo. Las exportaciones de petróleo crudo fueron de 19.184.651 m^3, récord histórico del país, por un monto de 1.392 millones de dólares (inferior en 803 millones con respecto al año 1997), debido a la caída de los precios internacionales del petróleo crudo y a los menores volúmenes exportados.

Las exportaciones de gas licuado están teniendo en los últimos años un importante crecimiento, con tendencia a continuar en ese sentido. El resto de los productos energéticos vendidos al exterior alcanzó a 586 millones de dólares, representando un 27,12% de lo exportado en divisas.

Este año Argentina exportó un volumen de 1.985 MMm^3 de gas natural a Chile por un valor de 85 millones de dólares.

Las importaciones de crudo y derivados, incluido el gas natural, se realizaron por un valor de 459 millones de dólares, el 17,30% inferior a lo importado el año pasado.

El país es autosuficiente en materia de petróleo y derivados, las principales causas de la importación se deben a faltantes estacionales o por necesidades de algunas empresas que operan en el mercado interno.

EXPORTACIONES
Millones de dólares

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
PETRÓLEO	2.185	70.69%	1.392	64.41%	-36.29%
GAS NATURAL	25		85	3.93%	240.00%
DERIV. DEL PETRÓLEO	756	24.46%	586	27.12%	-22.49%
OTROS PRODUCTOS	125	4.04%	98	4.53%	-21.60%
TOTAL	**3.091**	**99.19%**	**2.161**	**100.00%**	**-30.09%**

IMPORTACIONES
Millones de dólares

	1997	%	1998	%	VARIAC. %
PETRÓLEO	142	25.59%	110	23.97%	-22.54%
GAS NATURAL	99	17.84%	62	13.51%	-37.37%
DERIV. DEL PETRÓLEO	274	49.37%	248	54.03%	-9.49%
CARB. MINERAL	40	7.21%	39	8.50%	-2.50%
TOTAL	**555**	**100.00%**	**459**	**100.00%**	**-17.30%**

10. PERDIDAS

En la estructura del Balance se pueden determinar las pérdidas: por transformación, (aquellas que están directamente relacionadas con el equipamiento en los procesos de transformar los energéticos en otros tipos de energía); las pérdidas por transporte y distribución (especialmente aquellas relacionadas con los energéticos que tienen que ser transportados por conductos, como la electricidad y gas natural), y aquellas pérdidas que llamadas ajustes que permiten cerrar la ecuación del Balance. Es importante validar la información que suministran las empresas ya sea sistemática o manualmente a fin de evitar desvíos injustificados.

Podemos observar que las pérdidas de electricidad con respecto a la oferta total es del 13,67% que incluye las pérdidas técnicas, de transmisión y distribución y energía no facturada y /o hurtos. Históricamente estas pérdidas estaban por arriba del 20%, a partir de la privatización empresarial fueron disminuyendo.
El gas natural tiene pérdidas del 4,03% correspondientes al transporte y la distribución por ductos.

Los kerosenes (kerosene propiamente dicho y el combustible turbo) tienen pérdidas del 9,48%, valor alto el cual demuestra la importancia que tiene el control de la información recibida.

PERDIDAS Y AJUSTES
Miles de tep

	OFERTA TOTAL	PERDIDAS Y AJUSTES	%
ELECTRICIDAD	7.067	966	13.67%
GAS NATURAL	27.582	1.112	4.03%
PETRÓLEO	44.472	408	0.92%
KEROSENES	1.803	171	9.48%
NAFTAS	7.804	57	0.73%
GAS OÍL	11.993	243	2.03%
FUEL OÍL	2.382	30	1.26%
OTROS	7.326	175	2.39%
TOTAL	**110.429**	**3.162**	**2.86%**

11. BALANCE ENERGETICO 1998

A continuación se presenta la tabla completa del Balance Energético Nacional de la República Argentina correspondiente al año 1998.

Año:1998 en miles de TEP ARGENTINA Formas de Energía	OFERTA									TRANSFORMACION							CONSUMO							
										CENTRALES ELECTRICAS								CONSUMO FINAL						
																				ENERGETICOS				
	PRODUCCION	IMPORTACION	VARIACION DE STOCK	OFERTA TOTAL	EXPORTACION Y BUNKER	NO APROVECHADO	PERDIDAS	AJUSTES	OFERTA INTERNA	SERVICIO PUBLICO	AUTOPRODUCCION	PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS	REFINERIAS	COQUERIAS	CARBONERAS	ALTOS HORNOS	CONSUMO PROPIO	TOTAL	NO ENERGETICO	RESIDENCIAL	COMERCIAL Y PUBLICO	TRANSPORTE	AGROPECUARIO	INDUSTRIA
Energía Hidráulica	2,859	0	0	2,859	0	0	0	0	**2,859**	-2,849	-10	0	0	0	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	0
Nuclear	1,126	0	0	1,126	0	0	0	0	**1,126**	-1,126	0	0	0	0	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	30,867	1,454	0	32,321	-1,782	-1,124	0	0	**29,415**	0	0	-29,415	0	0	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	0
Petroleo	43,513	1,229	-270	44,472	-16,979	0	0	408	**27,901**	0	0	0	-27,901	0	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	0
Carbón Mineral	171	713	-47	837	-2	0	0	0	**835**	-253	-31	0	0	-533	0	0	-4	**15**	0	0	0	0	0	15
Leña	621	0	0	621	0	0	0	9	**630**	0	-33	0	0	0	-345	0	0	**252**	0	206	0	0	0	46
Bagazo	868	0	0	868	0	0	0	0	**868**	0	-37	0	0	0	0	0	0	**831**	0	0	0	0	0	831
Otros Primarios	1,509	0	0	1,509	0	0	0	0	**1,509**	0	-44	0	0	0	0	0	0	**1,465**	0	0	0	0	61	1,404
TOTAL I	**81,533**	**3,397**	**-317**	**84,613**	**-18,763**	**-1,124**	**0**	**417**	**65,143**	**-4,228**	**-154**	**-29,415**	**-27,901**	**-533**	**-345**	**0**	**-4**	**2,563**	**0**	**206**	**0**	**0**	**61**	**2,296**
Electricidad	6,379	688	0	7,067	0	0	-965	0	**6,102**	5,863	516	0	0	0	0	0	-227	**5,875**	0	1,649	1,342	41	50	2,793
Gas Distribuido por Redes	27,582	0	0	27,582	0	0	-1,112	0	**26,470**	-7,146	-1,252	27,582	0	0	0	0	-4,324	**13,746**	198	4,974	1,160	1,172	0	6,242
Gas de Refinería	623	0	0	623	0	-21	0	0	**602**	0	-30	0	623	0	0	0	-553	**20**	20	0	0	0	0	0
Gas Licuado	2,298	60	2	2,360	-800	0	0	78	**1,637**	0	0	1,236	1,062	0	0	0	-4	**1,633**	582	1,000	24	0	0	28
Motonafta Total	7,742	116	-53	7,804	-2,427	0	0	56	**5,434**	0	0	260	7,481	0	0	0	-2	**5,431**	1,037	0	0	4,395	0	0
Kerosene y Aerokerosene	1,665	166	10	1,841	-27	0	0	-170	**1,644**	0	0	0	1,665	0	0	0	0	**1,644**	0	253	0	1,391	0	0
Diesel Oil	10,957	1,041	-5	11,993	-1,400	0	0	-243	**10,350**	-114	-21	0	10,957	0	0	0	-42	**10,174**	0	0	87	7,529	2,480	78
Fuel Oil	2,384	29	-31	2,382	-476	0	0	-30	**1,876**	-821	-40	0	2,384	0	0	0	-504	**512**	0	0	65	83	0	364
Carbón Residual	1,145	37	-5	1,177	-195	0	0	4	**986**	0	-24	0	1,145	-505	0	0	-70	**387**	0	0	0	0	0	387
No Energético	2,311	137	-38	2,410	-420	0	0	-82	**1,908**	0	0	337	1,686	25	0	263	-115	**1,793**	1,530	0	0	0	0	263
Gas de Coqueria	161	0	0	161	0	-1	0	0	**160**	0	-63	0	0	161	0	0	0	**97**	0	0	0	0	0	97
Gas de Alto Horno	303	0	0	303	0	-20	0	0	**283**	0	-120	0	0	0	0	303	0	**163**	0	0	0	0	0	163
Coque de Carbón	726	54	-23	758	-120	0	0	-45	**592**	0	0	0	0	726	0	-543	0	**50**	0	0	0	0	0	50
Carbón de Leña	195	0	0	195	0	0	0	0	**195**	0	0	0	0	0	195	-40	0	**155**	0	155	0	0	0	0
TOTAL II	**64,471**	**2,328**	**-143**	**66,655**	**-5,865**	**-43**	**-2,077**	**-431**	**58,239**	**-8,081**	**-1,550**	**0**	**0**	**-505**	**0**	**-583**	**-5,841**	**41,680**	**3,366**	**8,030**	**2,678**	**14,611**	**2,529**	**10,465**
	ENERGIA PRIMARIA + SECUNDARIA																**-5,844**	**44,243**	**3,366**	**8,236**	**2,678**	**14,611**	**2,590**	**12,762**

		BALANCE DE TRANSFORMACION						
INSUMOS	**ENERGIA PRIMARIA**	-4,228	-154	-29,415	-27,901	-533	-345	0
	ENERGIA SECUNDARIA	-8,081	-1,550	0	0	-505	0	-583
	TOTAL	**-12,309**	**-1,704**	**-29,415**	**-27,901**	**-1,038**	**-345**	**-583**
	PRODUCCION	5,863	516	29,415	27,003	913	195	566
	PERDIDAS	6,446	1,188	0	898	125	150	17