PROSPECTIVA 1998

INDICE

1. PRESENTACION

2. RESUMEN Y CONCLUSIONES

3. INTRODUCCION

4. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

5. ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

5.1. Hipótesis adoptadas
5.2. Proyecciones de demanda de energía eléctrica
5.3. Demanda Neta del MEM

6. ESCENARIOS DE OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

6.1. Hipótesis sobre Yacyretá
6.2. Ingresos declarados
6.3. Hipótesis sobre nuevos proyectos térmicos
6.4. Hipótesis sobre nuevos proyectos hidráulicos

7. LA COMPETENCIA ENERGIA ELECTRICA- GAS EN LA REGION

7.1. La Exportación de Energía Eléctrica

7.1.1. Intercambios con Brasil

Análisis FODA
Análisis Interno
Análisis Externo

7.1.1.1. Las nuevas reglas del mercado eléctrico brasileño

7.1.1.2. La demanda y la oferta prevista en el Plan Decenal de Expansión 1998-2007

El subsistema interconectado de la región Sul
El subsistema interconectado de la región Sudeste-Centro-Oeste (SE-CO)
Potencia instalada en Brasil
Proyecciones 1998-2007
Previsiones del consumo por región
Evolución prevista de la potencia
La interconexión Sul - Sudeste

7.1.1.3. Oportunidades de incrementos en el intercambio con Brasil

La exportación al subsistema Sul
La exportación al sistema Sudeste-Centro-Oeste (SE-CO)
Clasificación de los proyectos del Plan Decenal de Expansión 1998-2007
El impacto potencial de la competencia en el Plan Decenal

7.1.1.4. Casos de intercambios con Brasil

Descripción de Casos de Intercambio con Brasil
Costos pertinentes de cada Caso
Casos seleccionados

7.1.1.5. Diferencias Regulatorias en los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil

7.1.2. Intercambios con Chile

7.1.2.1. Interconexión área norte de Chile

7.1.2.2. Interconexión área Cuyo

7.2. La Exportación de Gas Natural

7.2.1. Brasil
El gas natural en Brasil
La demanda futura de gas natural de centrales eléctricas
La demanda futura de gas natural de otros sectores
Demanda Baja de otros sectores
Demanda Alta de otros sectores
Demanda total de gas natural
Proyectos de exportación de gas natural
Casos de exportación de gas natural de Argentina con destino a Brasil
Estructura del abastecimiento
Exportación de energía eléctrica y gas natural a Brasil
Comparación de costos de energía eléctrica – gas natural

7.2.2. Chile
Gasoducto Gasandes
Gasoducto del Pacífico
Methanex
Gasoducto Atacama
Gasoducto Norandino
Exportaciones de gas natural

7.2.3. Paraguay

7.2.4. Uruguay
Gasoducto Paysandú
Gasoducto Buenos Aires - Montevideo
Exportaciones de gas natural

8. SIMULACIONES DEL INTERCAMBIO ARGENTINA-BRASIL

8.1. Resultados Generales
8.2. Cubrimiento de la Demanda
8.3. Límites al intercambio internacional
8.4. Evolución de la Generación
8.5. Consumo Específico Medio
8.6. Simulación del Caso 1 (Caso Base)
8.7. Simulación de los Casos 1 y 3
8.8. Simulación de los Casos 1 y 4b
8.9. Simulación de los Casos 1 y 5b
8.10. Probabilidad de ocurrencia de los intercambios
8.10.1. Probabilidad de ocurrencia de los intercambios físicos
8.10.2. Probabilidad de ocurrencia y variabilidad de los precios en el MEM
8.11. Consumo de gas Natural para usinas

9. CALIDAD DE SERVICIO DEL SADI

9.1 Introducción
9.2 Aspectos fundamentales sobre calidad
9.3 Estudio de adecuación de los criterios de diseño - Plan 2010 de CAMMESA
9.4. Los escenarios considerados en el Plan 2010
9.4.1. Criterios de calidad comparados en el Plan 2010
9.4.2. Resultados de calidad para las propuestas 1 y 2
9.4.3. Costos de las Propuestas 1 y 2
9.5. Criterios de calidad considerados

10. ENERGIAS RENOVABLES

10.1. Introducción
10.2. Abastecimiento eléctrico a la población rural dispersa. Programa PAEPRA.
10.2.1. Estudios de mercado
10.3. El proyecto de energías renovables en mercados rurales (PERMER)
10.4. Micro, Mini y pequeños Aprovechamientos Hidráulicos
10.5. Generadores Eólicos para Sistemas Aislados de Generación
10.6. Parques o Granjas Eólicas para la generación vinculada a Sistemas Interconectados
10.7. Bioelectricidad
10.8. Resultados esperados
10.9. Cronograma de Incorporaciones

11. USO RACIONAL DE LA ENERGIA

11.1. Las Previsiones para el Uso Eficiente de la Energía en la Ley Nacional 24.065 de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico
11.1.1. Las motivaciones para el uso racional de la energía
11.1.2. Condiciones para la promoción del uso racional de la energía en Argentina
11.1.3 Lineamientos para la política de URE
11.1.4. Escenario esperado de distribución de roles en mercados de eficiencia energética
11.2. Actividades en Uso Racional de la Energía
11.3. Programas para promover el URE
11.3.1. Programas Demostrativos
11.3.2. Programas de Calidad Energética
11.3.3. Programas Institucionales
11.3.4. Programas para el desarrollo de normativa
11.3.5. Programas para el desarrollo de Mercados
11.4. Escenarios de la evolución de la demanda de electricidad con distintos programas de uso racional de la energía
11.4.1. El Sector Residencial
11.4.2. El Sector Servicios
11.4.3. El Sector Industrial

12. LA PROBLEMÁTICA AMBIENTAL

12.1. Introducción
12.2. Problemática global
12.2.1. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
12.2.2. Tercera Conferencia de las Partes, Protocolo de Kyoto
12.3. Situación del Sector Eléctrico
12.3.1. Centrales Térmicas
12.3.2. Centrales Hidroeléctricas
12.3.3. Energías No Convencionales
12.3.4. Uso Racional de la Energía
12.3.5. Electroductos
12.4. Situación del Sector Energético
12.4.1. Oferta Eléctrica
12.4.2. Criterios analíticos para el cálculo de emisiones de GEI en Centrales Termoeléctricas (1997-2010)
12.5. Gas Natural
12.6. Conclusiones

13. TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

13.1. Introducción
13.2. Nivel de muy alta tensión
13.2.1. Conexión del Sistema Patagónico al SADI
13.2.2. Cierre Cuyo-NOA
13.3. Nivel de distribución troncal

14. DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

14.1 Tarifas y Precios Medios. Aproximación a los Valores Agregados de Distribución
14.1.1. Análisis de Información Estadística
14.1.2. Análisis Estructural Costo de Desarrollo de Redes (AT-MT-BT)
14.1.3. Gráficos Comparativos
14.1.4. Conclusiones Finales

Apéndice 14.1.1. Tablas Tm, PMTC, DFC y Pérdidas
Apéndice 14.1.2. Aproximación a los Valores Agregados de Distribución (AVAD) en Media Tensión MT

14.2. Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica
14.2.1. Características generales
14.2.2. Concesiones de Regulación de Distribución con Jurisdicción Federal
14.2.3. Concesiones de Distribuidoras Provinciales de Energía Eléctrica
14.2.4. Conclusiones

Apéndice 14.2.1. Indices internacionales
Apéndice 14.2.2. Definición de Indices
Apéndice 14.2.3. Tablas de indicadores de calidad por Provincia concesionada

14.3. Programa de Generalización del Derecho de Elección del Proveedor de Energía Eléctrica
14.3.1. Propósitos
14.3.2. Experiencias extranjeras
14.3.3. La situación en Argentina
14.3.4. Conclusiones

Apéndice 14.3.1. Libre acceso de usuarios a redes y mercados eléctricos – Estado de situación internacional

15. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

15.1. Introducción

15.2. Evolución del abastecimiento de gas natural
15.2.1. Evolución histórica de la demanda de gas natural
15.2.2. Balances de gas natural
15.2.3. Capacidad de transporte actual
15.2.4. Reservas actuales

15.3. Proyección de la demanda
15.3.1. Demanda
15.3.2. Exportaciones

15.4. Escenarios de gas natural
15.4.1. Caracterización de los escenarios
15.4.2. Requerimientos de gas para usinas

15.5. Proyección del abastecimiento
15.5.1. Resultados generales
15.5.2. Producción
15.5.3. Relación Reservas – Producción

15.6. Expansión de la capacidad de transporte

15.7. Precios del gas natural

16. CARACTERISTICAS REGULATORIAS DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCION DE GAS Y DE ENERGIA ELECTRICA EN ARGENTINA

16.1. Introducción

16.2. Características Regulatorias en las Tarifas de gas en Argentina
16.2.1. Breve Descripción del Sistema de Distribución de Gas Natural
16.2.2. Análisis de los componentes del cargo por m^3 consumido

16.3. Características Regulatorias en las Tarifas Eléctricas en Argentina

16.4. Comentarios

ANEXO I. LA TRANSFORMACION DEL SECTOR ELECTRICO BRASILEÑO

ANEXO II. ANALISIS COMPARATIVO DE MARCOS REGULATORIOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN LOS PAISES DE LA REGION

ANEXO III. INCORPORACION DE EQUIPAMIENTO - FICHAS TECNICAS

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
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
BRASIL	
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
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
FODA	Fortalezas – Oportunidades – Debilidades - Amenazas
PBI	Producto Bruto Interno
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
TG	Turbo Gas
TV	Turbo Vapor
CC	Ciclo Combinado
NU	Nuclear
HI	Hidráulico
CH	Central Hidráulica
GU	Gran Usuario
GUMA	Gran Usuario Mayor
GUME	Gran Usuario Menor
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
GEI	Gases de Efecto Invernadero
COP	Conferencia de las Partes
GNC	Gas Natural Comprimido

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
VAD	Valor Agregado de Distribución
AVAD	Aproximación al Valor Agregado de Distribución
Tm	Tarifa Media
DFC	Diferencia Facturado Compra
PMTC	Precio Medio Total de Compra
EP	Empresas Privatizadas
ESP	Empresas sin Privatizar
CDBT	Costo de Desarrollo de Redes Acumulado en BT
CMC	Costo Medio de Compra
CMLP	Costo Marginal de Largo Plazo
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

1. PRESENTACION

El presente informe constituye la actualización del documento *"Prospectiva, 1997"* de noviembre de 1997, elaborado en el marco de lo requerido por el Art. 38 de la Ley 24.065.

La Secretaría de Energía y la Subsecretaría de Energía, en los aspectos específicos, tienen 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, deben 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 una 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.

Las posibilidades de incrementar el intercambio de energía eléctrica con Brasil, a niveles superiores a los planteados en la *Prospectiva 1997*, en un contexto de mercado ampliado y de competencia gas – energía eléctrica, merece particular atención en este informe.

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 Brasil.

- 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 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 y por el área Central y la incorporación de oferta de generación hidroeléctrica hacia el 2010. Complementariamente se desarrollan los siguientes temas: las

energías renovables, la problemática ambiental, el uso racional de energía y la profundización del análisis de la calidad de servicio del SADI.

Adicionalmente, se incorporan a esta nueva versión de la Prospectiva:

- Un estudio referente a Tarifas, Precios Medios y Aproximación a los Valores Agregados de Distribución. Además, se desarrollan cuestiones sobre la Calidad de Servicio en Distribución y el Programa de Generalización del Derecho de Elección del Proveedor de Energía Eléctrica.

- y un conjunto de Anexos conteniendo el desarrollo de los siguientes temas:

I. La Transformación del Sector Eléctrico Brasileño
II. Análisis Comparativo de los Marcos Regulatorios de Transporte y Distribución de Gas en los Países de la Región
III. Incorporación de Equipamiento – Fichas Técnicas

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 1998 - 2010, tres escenarios de evolución del PBI con tasas de crecimiento medio anual que varían entre el 3,8% y 5,7% a.a.

Las proyecciones de demanda neta, a nivel energía total país, se ubican en una banda comprendida entre el 4,1% y 6,5% a.a.

La evolución prevista para la energía eléctrica facturada a usuario final presenta tasas entre 4,5% y 6,9% a.a. entre los años 1998 y 2010, y plantea los siguientes crecimientos medios por sector:

Residencial	4,2% a 6,8% a.a.
Comercial	4,4% a 6.4% a.a.
Industrial	5,0% a 7,3% a.a.

Se prevé un ritmo por encima del 5% a.a. en el crecimiento de la demanda industrial, 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 actual nivel de pérdidas eléctricas para el total del país en subtransmisión y distribución es de 13,14% de la demanda neta del servicio público y se ha supuesto su reducción alrededor del 10% hacia el 2010, en función de lo observado en las distribuidoras de GBA en cuanto a la disminución 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 mejor gestión de los servicios eléctricos, la implementación de marcos regulatorios 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.

El ingreso anual per cápita evolucionaría de 9.300 u$s/hab, en 1998, a 12.700 – 15.800 u$s/hab en el año 2010, en los escenarios considerados.

El consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.790 kep/hab-áño en 1997 a 2.400 kep/hab-año en el 2010.

El consumo de electricidad por habitante crecerá desde los actuales 1.650 kWh/hab-año a 2.500 – 3.200 kWh/hab-año en el 2010.

La intensidad energética, expresada en MWh/1000 $ de PBI, se espera continuará la tendencia decreciente registrada entre 1990 y 1995, pasando de 0,19 a 0,16 MWh/1000 $ 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 u$s/hab y de energía del orden de 2.500 kep/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

Se consideraron los proyectos térmicos informados por los agentes para el período 1999 - 2003, que totalizan 6.200 MW, entre incorporaciones de nuevos agentes y ampliaciones. Hacia el mediano plazo, se ha supuesto la incorporación de ciclos combinados en las regiones de Comahue, GBA-BAS, NOA y Cuyo. En este último caso, los ingresos se plantean a fin de asegurar una adecuada calidad de servicio en la región.

Se ha supuesto el incremento de cota de Yacyretá, hasta nivel de proyecto, en el año 2003, en el año 2004 el ingreso de la central nuclear Atucha II y el aprovechamiento binacional del río Bermejo, compuesto por tres centrales, 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.

En lo que hace a la expansión de transporte en muy alta tensión del SADI, se solicitó un estudio al CFEE a fin de analizar la factibilidad de cierres en el sistema 500 kV, y la conexión de la Región Patagónica al sistema principal. Los resultados del estudio muestran que la mencionada conexión de la Región Patagónica y la conexión Cuyo-NOA, son los casos con mayor tasa interna de retorno.

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, recientemente sancionada por el Congreso Nacional, es esperable que la oferta eólica pueda llegar a incrementar su participación. Las incorporaciones registradas recientemente 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, 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 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 en las provincias de Salta y Jujuy. Además, este modelo es novedoso y sería aplicable en regiones similares de otros países.

2.1.3. Intercambios

Con Brasil

Es 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, para un factor de utilización del transporte del 80%, entre 25 y 37 $/MWh, resultando competitivos con relación a los precios actuales de los contratos que exhibe el sistema S-SE-CO (35-40 $/MWh), y próximos al costo marginal de largo plazo estimado para Brasil en el último Plan Decenal de Expansión 1998-2007 (38 u$s/MWh).

Por otro lado, 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 que presenta el sistema S-SE-CO de Brasil, en función de las previsiones y supuestos del Plan Decenal 1998-2007, es de 3.000 MW en el año 2003, 5.000 MW en el 2005 y un máximo posible de 10.000 MW en el año 2007. Este potencial identificado está constituido por proyectos que competirían con la oferta energética argentina. Los mismos representan el 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.

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 – 2.500 MW requieren de la expansión de la capacidad de transporte del SADI.

Para niveles de intercambio de 2.000 MW en el año 2001, 3.500 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 50% – 70%. 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.

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 el período 1999 – 2002, en el 90% de los casos, los precios medios de la energía en el MEM se encontrarían en la banda entre 10 y 20 $/MWh, en tanto, en el 7% de los casos, alcanzarían la banda de 20 – 30 $/MWh. Entre los años 2003 y 2007 los precios medios se ubicarían en la banda de 10 – 20$/MWh, con una probabilidad de ocurrencia de 75%; para el 17% de los casos, los precios resultarían en la banda de 20 – 30 $/MWh; en el 8% de los casos restantes, la banda de los precios se ampliaría a 30 – 40$/MWh.

Los precios del MEM tenderían a precios equivalentes dados por la paridad de exportación, que implica diferencias del orden del 30% entre los precios de Argentina y Brasil.

Los beneficios derivados de la interconexión serían 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.

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 + 10% Posibles = 850.000 MM m3, a diciembre de 1997). 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%.

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 los proyectos que actualmente están en construcción con vistas a disputarse el abastecimiento de ese importante mercado.

Dos gasoductos, Atacama y Norgas, que totalizan una capacidad de transporte 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, son los proyectos actualmente en construcción que vinculan la Cuenca Noroeste de Argentina con el Norte Grande de Chile. La aparente sobreoferta de energía que exhibe esta región de Chile, es en realidad el producto de decisiones de estrategia comercial de los consorcios que impulsan estos proyectos.

En el caso de la interconexión con el Norte Grande de Chile, se estima que el beneficio de una posible integración con el SADI sería el respaldo que este sistema podría brindarle a una parte de la futura demanda, ante la pérdida fortuita de generación (Nueva Güemes), además de permitir colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación. 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.

Por otro lado, la interconexión del SADI con el Sistema Interconectado Central de Chile, a partir del suministro de energía a los emprendimientos mineros de Pachón (Argentina) y Pelambres (Chile), permitirá un intercambio beneficioso entre ambos sistemas del orden de los 100 MW.

2.1.4. Competencia gas – energía eléctrica en las exportaciones

Para el caso de las exportaciones a Brasil, el gas compite con la energía eléctrica en el abastecimiento de los requerimientos de energía del sistema S-SE-CO. La posibilidad de generar energía eléctrica en Brasil con gas argentino, resulta competitiva con la alternativa de exportar energía eléctrica.

Para factores de utilización del transporte de gas y de electricidad elevados (80% - 90%), el costo total medio de la generación con gas argentino se aproxima al costo de la exportación eléctrica puesta en el mismo nodo del sistema brasileño, resultando en la banda de 27 - 30 $/MW en Porto Alegre.

Sin embargo, para un factor de utilización promedio de la capacidad de transporte de energía eléctrica igual al 80%, y una utilización promedio del gasoducto igual al 60%, la alternativa eléctrica es más competitiva que la alternativa gas, presentando una diferencia del orden de 4 - 8 $/MWh. **Para bajos factores de utilización de la interconexión eléctrica, es decir, con intercambios de oportunidad en horas de pico del sistema brasileño, resultaría más beneficiosa la alternativa eléctrica**.

Para vender gas en forma de energía eléctrica, ya sea producida en Brasil o en Argentina, el costo más importante es el de la infraestructura de gasoductos, líneas y generación. Si los costos fuesen similares, el uso posible de infraestructura definirá la alternativa óptima.

2.1.5. Calidad del SADI

Dada la importancia de la calidad en el SADI, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución S.E. Nº 208/98, estableció los criterios tendientes a la mejora adicional de la calidad y la mejora de la seguridad en el SADI en el corto y largo plazo.

Se parte del concepto que la mejora continua de la calidad en el SADI es un objetivo fundamental de la política energética nacional, y que mediante su prosecución se asegura un desarrollo armonioso del sistema, respetando los derechos y obligaciones de los Actores del MEM.

Se considera que también es objetivo de política energética la integración energética regional, y que en su prosecución deben contemplarse los escenarios de expansión del SADI, en atención a la calidad resultante de este último.

Para determinar el impacto de los cambios en las pautas de expansión del SADI sobre el Mercado, y sobre cada uno de sus segmentos (Generación, Transporte, Distribución, Grandes Usuarios), la Secretaría de Energía ha solicitado oportunamente a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) la realización de un análisis que ésta ha titulado "Estudio de Adecuación de los Criterios de Diseño – Plan 2010", que se ha puesto a disposición en el momento en que se redacta el presente documento.

Recién a partir de los resultados de ese estudio, la Secretaría de Energía se encuentra en condiciones de avanzar sobre el establecimiento de cambios en los criterios de expansión del SADI y de operación de sus instalaciones.

Se espera que con las pautas a fijar en consecuencia se asegurará que la operación del SADI habrá de converger hacia una situación donde las condiciones operativas coincidan con las condiciones de diseño. Tal como surge en el estudio mencionado, con los diferentes escenarios de diseño la calidad de servicio se espera mejore sustancialmente en el SADI en los próximos años, reduciéndose los MWh cortados aproximadamente a la cuarta parte de los niveles actuales.

2.1.6. 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:

***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**

2.1.7. 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, cuenta con alternativas de mitigación que deberán desarrollarse con la debida anticipación.

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.

2.1.8. Distribución

Tarifas y Valores Agregados de Distribución

La tarifa media nacional (92 $/MWh) presenta un descenso con respecto a la registrada el año anterior, de aproximadamente un 7%. Dicha baja se debe fundamentalmente a un importante descenso en el precio medio del MEM, en nodo de las distribuidoras (34,5 $/MWh). En cambio ha sido mínimo el descenso en la Diferencia entre Facturación y Compra (DFC medio=57,5 $/MWh).

El DFC representa el 60% de la tarifa media; el impacto del transporte en la misma es mínimo, la generación está a precios ya competitivos, entonces cualquier rebaja tarifaria futura debería provenir de los ajustes que sufra el DFC.

Mientras los consumos residenciales muy bajos muestran valores razonables, a medida que se aumenta el consumo, el 45 % de las tarifas están por encima de los valores moderados. Con respecto a la categoría comercial se puede reconocer que 30 % de las tarifas comerciales no tienen valores razonables, valor que se incrementa a medida que crece el consumo. La tarifa media industrial del conjunto del país (sin las de GU) tiene precios aceptables y permiten desarrollar actividades competitivas.

La actualización de la banda de AVAD se ha ajustado con información adicional aportada en el curso del año por las empresas distribuidoras, sin que cambiaran las tendencias del año anterior, manteniéndose el objetivo en el largo plazo de proponerse como meta llevar el valor superior al nivel inferior de la banda.

Las diferencias entre las DFC y los AVAD no se explican en su totalidad por las disparidades entre la conformación y magnitud de sus mercados, previene acerca de probables desajustes, que sin duda debieran merecer una especial atención de los reguladores del área correspondiente.

Hay distribuidoras con DFC muy elevados que están alejados de los valores alcanzados por las empresas de mayor eficiencia. Las Autoridades Concedentes deberán en el futuro extremar sus posibilidades regulatorias, para lograr valores objetivo adecuados. Los valores razonables, dependiendo de las características de las empresas, deberían oscilar entre 35 a 80 $/MWh, (dependiendo de las características de sus instalaciones y de la mayor o menor participación industrial en sus mercados).

En la mayoría de los casos, al considerarse las tarifas residenciales, comerciales y de medianas demandas, los valores más altos coinciden con las empresas de mayores DFC medio, lo que en principio estaría indicando que sus mayores ingresos tarifarios los obtienen de las categorías tarifarias de BT.

La amplitud de las pérdidas oscila entre 5 y 35%. En el Área de Concesión Federal oscilan entre 8 % y 12 %, valores que se consideran alcanzables en el mediano plazo por el resto de las distribuidoras. En este sentido las Autoridades Regulatorias, deberán mejorar los incentivos para impulsar a las compañías a reducirlas y evitar que estos costos se trasladen a los usuarios finales.

En el mediano - largo plazo, los Valores Agregados de Distribución deberían evolucionar hacia las bandas de referencia por categoría tarifaria y por nivel de consumo, que se han indicado como objetivo.

Parte del objetivo, de aproximar las tarifas medias nacionales a los alcanzados por las empresas mejor posicionadas, será realidad cuando las menos eficientes se ajusten a tarifas adecuadas. Posteriormente a medida que las tarifas de las empresas concesionarias sean revisadas, se espera que la media nacional muestre una mayor tendencia a la baja.

Como corolario, las tarifas medias del MEM, hoy en 92 $/MWh, con la caída de los contratos transferidos, más el ajuste esperado de los DFC, deberían ubicarse en el mediano plazo aproximadamente entre 83 y 87 $/MWh. Considerando el impacto de la venta a cooperativas estos valores oscilarían entre 77 y 80 $/MWh.

Calidad del Servicio de Energía Eléctrica

La Calidad global del Sistema Argentino de Interconexión, en cualquiera de los escenarios contemplados por la Prospectiva, espera fuertes mejoras en el mediano plazo. Con respecto a la Calidad del Servicio que podrá alcanzarse en las distribuidoras, deben distinguirse tres situaciones:

- Empresas Distribuidoras con baja calidad en sus servicios y con Contrato de Concesión.

En este conjunto de empresas los índices de calidad están todavía muy por encima de los límites que disparan las sanciones, en consecuencia el valor real de la ENS, proporciona algún incentivo para mejorarlos.

- Empresas Distribuidoras que mejoraron su calidad hasta aproximarse a los límites que disparan las sanciones.

En tal caso el valor real resultante de la ENS, tiende asintóticamente a cero y estas empresas no tendrían incentivos para superarla.

Debe resaltarse que aún en estos casos la calidad alcanzada está todavía lejos de los valores internacionales, por tal razón deberán, en el futuro, plantearse objetivos alineados con los ya mencionados, y crear los incentivos regulatorios adecuados.

- Empresas Distribuidoras sin Contratos de Concesión, (o con ellos pero sin reglamentación precisa ni incentivos explícitos para controlar la calidad, y sin datos confiables acerca de los índices de sus sistemas): será imprescindible que situaciones como las descriptas se resuelvan en beneficio de los usuarios que pagan por un servicio de características indefinidas y generalmente deficiente.

A la fecha, el MEM opera con una valoración de ENS de 1.500 $/MWh y los incumplimientos se penalizan con hasta 3.000 $/MWh. En la etapa del Transporte, si no se tienen en cuenta los efectos de las fallas provocadas por los atentados, la señal de la ENS estuvo en el orden de 400 a 900 $/MWh en los años 96 y 97, y en el segmento de la Distribución no superó nunca los 300 $/MWh, como resultaría de la división de las penalidades sobre ENS.

Debido a los mencionados desajustes que se detectan entre las señales de calidad en Transporte y Distribución parece razonable adecuar la regulación de tal manera que ambos confluyan en un servicio de calidad superior para el usuario.

Será necesario promover medidas de política regulatoria orientadas a llevar y mantener los indicadores de calidad, en concordancia en el largo plazo con aquellos de los países desarrollados, teniendo en cuenta las características propias de cada distribuidora. En el Area de Concesión Federal sería deseable que los índices de calidad denominados SAIFI y SAIDI se reduzcan considerablemente en el largo plazo.

Liberación de Usuarios

La revisión de los aspectos más relevantes y el análisis de algunas alternativas de solución permiten asegurar que es técnicamente posible instrumentar la liberación de los usuarios hoy cautivos y administrar las transacciones mayoristas de todos los Usuarios con las restricciones impuestas fundamentalmente por los Contratos de Concesión y el respeto a las normas y regulaciones existentes.

En el futuro, en los momentos que correspondan, deberán superarse las limitaciones a la libertad de los usuarios provenientes de condicionamientos ajenos a sus intereses. Es deseable plantear la introducción de competencia para todos aquellos productos y servicios que no constituyan un monopolio natural, tal como la medición, la facturación y la cobranza, los servicios adicionales de calidad, etc. Además de consolidar la competitividad en las transacciones mayoristas para la mayor cantidad posible de consumidores a partir de mediciones horarias en tiempo real.

Como ocurre en otros países avanzados, a partir de la libertad para elegir su proveedor de energía, se desarrollarán en Argentina instrumentos más eficientes para aumentar la oferta de servicios, mejorar la calidad y obtener precios más competitivos, impulsando, con una mayor participación de asociaciones, agentes y usuarios, la cooperación con el accionar del Estado como regulador.

2.2 SECTOR GAS NATURAL

2.2.1. Demanda

El incremento de la demanda interna firme de gas que resulta es 3,6% a.a. para el período de análisis 1997/2010. Esta demanda firme incluye los sectores residencial, comercial, oficial y transporte (GNC).

Se prevé un crecimiento de la demanda del sector residencial del 3,2%. Suponiendo un consumo por usuario constante, la relación usuario - habitante pasa de 0,15 en 1997 a 0,19 en el año 2000.

La demanda prevista para el sector industrial presenta un crecimiento de 3,3% a.a. entre 1997 y el 2010.

Para el período 1997/2010, se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas, se incremente a un ritmo de 3,9% 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 38 MM m3/día y 45 MM m3/día, en el período 1998 – 2010, siendo Brasil y Chile los principales destinatarios del gas argentino. Las exportaciones representarían entre el 21% y el 30% de la producción total del año 2010.

2.2.3. Reservas

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 el 100% de las Reservas Estimadas a Incorporar. El total de reservas estimado alcanzaría a 1.347 miles de MM de m3 (estimación propia de la SE).

Se requerirá incorporar un promedio de 50.000 MM m3 al año de reservas de gas en el período 1998 – 2010, que permitirá arribar al año 2010 con una relación R/P entre 7 y 10 años. Este ritmo de incorporación de reservas de gas implica 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 B, 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 al total de las reservas comprobadas actuales (684.000 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.

2.2.4. 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 57 a 90 MM de m3/dia de capacidad de inyección, equivalentes respectivamente al 60% y al 90% 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, mientras que para el largo plazo los mayores incrementos están relacionados con las cuencas del Noroeste y Austral. Para esta última cuenca, en los escenarios considerados, se estima la necesidad de la ampliación del transporte hacia el período 2002 - 2005.

Con los supuestos adoptados se prevé, en el largo plazo, un incremento del nivel de restricción de suministro de gas al área central en el abastecimiento al sector eléctrico.

2.2.5. Precios del gas

La demanda residencial y comercial totaliza el 31% de la demanda total de gas. Dicha demanda podría considerarse sujeta a una elasticidad de sustitución relativamente baja en función de la amplia diferencia entre el precio del gas natural y los sustitutos próximos. Por otra parte, la demanda del sector industrial y usinas constituye casi el 70% de la demanda total de gas. Estos sectores presentarían algún tipo de sustitución importante de gas por fuel oil. Esta situación constituye la principal explicación de la existencia de un precio techo del gas natural asociado al precio del fuel oil.

La tarifa ID (precio a usuarios finales abastecidos por distribuidoras con servicio interrumpible) puede considerarse como una referencia de comparación frente al precio del fuel oil, ya que constituye la tarifa aplicable a los grandes usuarios industriales y centrales eléctricas, únicos sectores con una elasticidad de sustitución relevante entre fuel oil y gas.

El precio del gas natural se ubica entre una banda conformada por un mínimo determinado por el costo de incorporación de reservas y de producción, y un máximo delimitado por el precio del sustituto próximo, básicamente el fuel oil. La proximidad al máximo o mínimo está dada básicamente por la intensidad de las fuerzas competitivas.

Actualmente el precio del gas natural, transferido al área central de consumo, está prácticamente alineado con el valor del sustituto (tarifa grandes usuarios).

Con referencia al efecto de las exportaciones en la evolución del precio doméstico del gas, se debe tener en cuenta que el precio del combustible sustituto en los países vecinos fijará también un tope máximo al precio del gas en las cuencas exportadoras.

En el marco de la Resolución S.E. 299/98: “ningún productor o disponente de gas natural podrá ofrecer en el mercado externo condiciones de venta substancialmente diferentes respecto a sus operaciones o intenciones de venta en el mercado interno, en la medida que tales diferencias no sean justificables”.

En consecuencia, el precio de los combustibles sustitutos, en los países a los cuales se puede exportar gas natural, constituirá un factor importante en la definición del precio por cuenca.

Además, el mayor intercambio en el ámbito regional se traduce en una mayor competencia gas - gas. Bolivia ha comenzado a llevar adelante un programa de exploración y desarrollo. Para el período 1998-2000 están programadas inversiones del orden de 1.800 millones de dólares. A su vez, en Brasil se espera un incremento importante de la producción en el próximo trienio. Camisea constituye una fuente adicional para el aprovisionamiento de la región en el largo plazo. Estos elementos indicarían una importante competencia entre áreas productivas para el abastecimiento de Brasil.

La mayor integración energética regional que se visualiza en los próximos años permitiría afianzar el mercado ampliado de gas sobre la base de una mayor competencia gas - gas, transparencia de las operaciones, accesos a fuente de aprovisionamiento adicionales y precios económicos ubicados en la banda antes señalada, redundando en un mayor beneficio para los usuarios domésticos y de la región.

En virtud de los expresado, la competencia por ganar nuevos mercados en los países de la región fijará un límite inferior y el precio de los sustitutos locales establecerá otro límite. Por lo tanto, no pueden esperarse, en los próximos años, modificaciones significativas en el precio del gas debido a las exportaciones.

2.3. CARACTERISTICAS REGULATORIAS EN LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS Y DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA

La transformación del sector energético en Argentina estableció, mediante las denominadas herramientas de mercado, fundamentalmente las señales económicas y la regulación, los mecanismos de formación de las tarifas máximas de gas y electricidad a los usuarios cautivos de las distribuidoras. Las mismas deben reflejar adecuadamente los costos económicos asociados a cada tipo de suministro.

Esta última es una condición que se presenta como requisito imprescindible para el desarrollo de un adecuado contexto competitivo y la promoción de la libre elección de los usuarios entre estas fuentes. Por lo tanto corresponde desde la regulación asegurar, en lo posible, las mejores condiciones competitivas entre el gas y la electricidad.

2.3.1. Gas Natural

Del análisis de los componentes del cargo por m^3 consumido presente en las tarifas de gas natural en Argentina, surgen los siguientes comentarios:

- El precio del gas natural se traslada a los consumidores de acuerdo a los valores consignados en los respectivos contratos o los que autorice el ENARGAS.

- La tarifa firme de transporte (dependiendo del lugar del que proviene el gas) es dividida por el factor de carga de cada categoría de usuario fijada en la licencia de distribución. Con la utilización de factores de carga adoptados, se divide el costo de transporte a lo largo del año y no se grava al usuario con un costo muy alto en la época de punta (en pleno invierno). De esta manera, el costo de la capacidad de transporte requerida para asistir a una categoría de usuario se carga o imputa al cargo por m^3 consumido, cuando en realidad este costo depende de la demanda de punta del usuario.

- Con respecto al margen unitario de distribución por m^3 consumido, este incluye todos los costos de la red de aproximación desde el city gate, como así también los costos de la red de distribución local, el costo de los medidores, como la supervisión técnica de la red de distribución lo que implica gastos de operación y mantenimiento. Estos costos son una función de la demanda de capacidad que realiza cada uno de los usuarios en la época pico, que obviamente coincide con la época invernal. Desde el punto de vista teórico estos costos se deberían cargar, al igual que en el costo de transporte, únicamente a los usuarios y no al cargo por m^3 consumido, como es en la actualidad.

- Para los segmentos tarifarios de bajo consumo, la incidencia del precio del gas en el cargo variable es del orden del 30%, en tanto que para grandes consumos la incidencia es algo mayor, alcanzando el 50-60%.

Esta situación podría constituírse en un impedimento para el aumento del consumo de gas en usos no tradicionales durante el verano, como por ejemplo el aire acondicionado a gas natural.

Además, esta distorsión impide que la estructura de tarifas de gas se aproxime a la estructura del sistema de tarifas eléctricas, impidiendo, a su vez, que los usuarios residenciales y comerciales puedan tomar adecuadamente sus decisiones respecto al tipo de equipamiento más conveniente para la satisfacción de sus necesidades de energía.

2.3.2. Energía Eléctrica

Tomando como una referencia el cuadro tarifario de una distribuidora de energía eléctrica de concesión federal, se presentan los siguientes comentarios:

- Se observa en las fórmulas del cargo variable de las tarifas una asignación de los costos propios de distribución, que son costos fijos, que como en el caso de las tarifas de gas, teóricamente no correspondería.
- Para las pequeñas demandas T1, la relación entre el pass through y el cargo variable resulta entre 41 - 67%. Para el caso de las medianas demandas T2, 56%. Finalmente, para las grandes demandas T3, la relación se ubica en la banda 89 – 97%, evidenciando en este último caso una mejor relación.

En principio, desde el punto de vista teórico, tanto en las tarifas de gas como de electricidad, el cargo variable que es el determinante de la decisión de consumo, debería incluir solamente el costo del producto (gas o energía eléctrica) más las pérdidas de la red y otros costos variables.

Cuanto más lejos se encuentre la estructura tarifaria del principio mencionado y en la medida que la demanda sea elástica, se incentivará un uso ineficiente de la infraestructura.

En consecuencia es importante promover la libre elección de usuarios, con las restricciones legales que correspondan, en aquellos niveles de demanda hoy día no autorizados y alentar, en consecuencia la implementación de alternativas tarifarias que incentiven la maximización del uso de la infraestructura existente. Es decir, se considera recomendable avanzar en la línea de tener alternativas tarifarias con una clara asignación de costos fijos y variables a los cargos tarifarios, lo que redundará en una mejor señal para un uso eficiente de la infraestructura.

Respecto del transporte, el costo del gas interrumpible es uno de los valores más importantes dado que del mismo surge el costo de la energía eléctrica, los costos de exportación de energía eléctrica, etc. En consecuencia cuanto más transparente sea el servicio interrumpible y cuanto más se trabaje en alentar el uso de infraestructura y en mejorar el factor de carga, más se reducirá el costo que los usuarios finalmente pagan por el uso de la infraestructura.

Dado que el costo de la infraestructura representa aproximadamente el 50 - 70% del cargo variable de la tarifa de gas a usuarios finales ininterrumpibles, la cuestión del mejor uso de la misma no es un tema menor.

2.4. COMENTARIOS SOBRE ASPECTOS REGULATORIOS EN LOS PAÍSES DEL CONO SUR

2.4.1. Gas Natural

Del análisis de los marcos regulatorios del gas de Brasil, Bolivia y Perú, y considerando el sistema regulatorio argentino se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- El sistema de distribución de gas natural de Brasil, al menos en las localidades en las cuales se ha privatizado el servicio, no posibilitaría la realización del by pass físico ni el by pass comercial.

- El sistema de tarifas de transporte de gas en Brasil es libre y es establecido por el libre acuerdo de las partes, no existiendo hasta el presente un criterio metodológico establecido por la ANP (Agencia Nacional del Petróleo) para que sea aplicado entre cargadores y transportistas. La ANP intervendría sólo en el caso en que exista conflicto entre aquellos.

- De aplicarse el sistema de tarifas vigente en el gasoducto Brasil – Bolivia, basado en un criterio volumétrico y de tarifas únicas para todo el recorrido del gasoducto, provocaría una incorrecta asignación de recursos por un lado y favorecería a empresas industriales y centrales eléctricas localizadas en las zonas más desarrolladas de San Pablo y Porto Alegre.

- El sistema de tarifas de transporte en Bolivia, país que tendrá una fuerte competencia gas - gas con Argentina, por el término de cuatro años, tendrá tarifas con una base de volumen exclusivamente, y con única tarifa para todo el territorio boliviano. Desde el punto de vista de la competencia gas - gas, Bolivia tendría ciertas ventajas competitivas con respecto a la Argentina, en cuanto a su posición respecto a Brasil. Es por ello que las tarifas de Bolivia deberían contemplar debidamente las distancias pues podrían beneficiar o perjudicar a productores localizados en Bolivia o en Argentina respectivamente.

- El desarrollo del gas natural en el Perú aun es muy promisorio y ligado al desarrollo del yacimiento de Camisea. El sistema regulatorio del sistema de transporte actual se basa en el criterio del costo plus y sobre la base de volúmenes y no existen criterios económicos basados en tarifas por demanda de capacidad y distancia. De todas maneras, aunque en el corto y mediano plazo es muy posible que el yacimiento de Camisea no sea competitivo con respecto a los yacimientos argentinos y bolivianos para vender en Brasil, sería conveniente, desde el punto de vista de la integración de los mercados gasíferos en la región, la existencia de un sistema que tenga en cuenta los principios económicos para la aplicación de tarifas.

- Por consiguiente, en base a lo señalado, se concluye que en gas se presentan posibles diferencias regulatorias a resolver.

2.4.2. Energía Eléctrica

Con referencia a las posibles asimetrías presentes en los sectores eléctricos de Argentina y Brasil se puede señalar lo siguiente:

Argentina tiene una regulación cuya base es un mercado spot muy competitivo y contratos de corto plazo. En estas condiciones, el precio spot es la mejor referencia para el mercado.

Brasil está desarrollando por razones estructurales un mercado de contratos, los que pueden considerarse de largo plazo. Este mercado abarca a casi toda la demanda y seguramente será, en los próximos años, la referencia para la determinación del precio de la energía, y con el transcurso del tiempo se irá creando un mercado spot más amplio.

Pese a las diferencias regulatorias, en principio no existirían asimetrías que dificulten el proceso de integración, ni tampoco existiría una transferencia de renta de los usuarios de un país a otro que implique perjuicios que afecten la competitividad. Por el contrario, el mercado de contratos de Brasil es visualizado como un factor que favorece la consolidación del proceso de integración energético.

Respecto de las tarifas de distribución de energía eléctrica a usuario final en Brasil y Argentina, se señala la necesidad de profundizar el análisis comparativo de las mismas, dado que los criterios adoptados en la asignación de los costos fijos y los costos variables, son diferentes en los distintos tipos de suministro de cada país

3. INTRODUCCION

El sector eléctrico argentino, en su transformación, fue cubriendo con eficiencia y rapidez inusuales requerimientos del mercado, alcanzando un nivel competitivo comparable en el ámbito mundial. A partir de esta posición, era de esperar que la industria eléctrica argentina pasase a una etapa de expansión hacia los mercados vecinos.

La mejora registrada en la disponibilidad del parque térmico, el fuerte ingreso de generación previsto hasta el año 2003, con centrales de ciclo combinado de alto rendimiento, la entrada en servicio de la cuarta terna del corredor Comahue - Buenos Aires, el ingreso de máquinas y elevación de la cota de la C.H. Yacyretá, configuran un estado de sobreoferta en el sector que permite enfrentar en el corto plazo exportaciones a países limítrofes.

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 cerca de 1.000 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 - 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 de 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. El uso que se logre de la infraestructura de transporte contribuirá a definir la alternativa óptima.

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.

Por otro lado, las previsiones de demanda interna de energía eléctrica 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 implica una profunda interacción con la industria del gas natural. En consecuencia, la sustentabilidad de la trayectoria prevista está íntimamente relacionada con la evolución que experimente este último sector.

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 de la puesta en marcha de diversos proyectos de exportación a 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. Estas expansiones determinarán la disponibilidad de gas para usinas y las restricciones en los meses de invierno.

A través de la simulación de la operación de los dos 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.

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. En este informe se analizan los proyectos de exportación planteados a la fecha con Chile, Brasil y Uruguay y su impacto en el mercado local.

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.

En lo referente a la calidad de servicio, el mercado eléctrico ha tenido una importante evolución hacia los actuales niveles de operación y calidad, que se equiparan con parámetros internacionalmente aceptados. Dada la relevancia de la calidad en el SADI, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución S.E. Nº 208/98, estableció los criterios tendientes a la mejora adicional de la calidad y la mejora de la seguridad en el SADI en el corto y largo plazo. Para determinar el impacto de los cambios en las pautas de expansión del SADI sobre el Mercado, y sobre cada uno de sus segmentos de la cadena eléctrica, la Secretaría de Energía ha solicitado oportunamente a CAMMESA la realización de un análisis que ésta ha titulado "Estudio de Adecuación de los Criterios de Diseño – Plan 2010". Se ha considerado oportuno incluir en el presente informe las principales conclusiones de este estudio.

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.

La situación relativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, en lo que se refiere a sus ingresos, costos y calidad, son indicadores que sirven a las autoridades del sector para fijar pautas en la regulación que les concierne. El adecuado conocimiento de la situación presente y su proyección futura le permitirá anticiparse a los problemas que podrán sobrevenir, en el caso de advertirse asimetrías importantes cualquiera sea el signo que estas presenten.

En la Prospectiva 1997 se calculó un valor que representa aproximadamente los ingresos de las Distribuidoras durante el año 1996 (se la llamó "DFC" o Diferencia entre Facturación y Compra). En el presente documento se consignan: las tarifas medias (Tm) a usuarios finales, el Precio Medio Total de Compra (PMTC) de la energía eléctrica en el Mercado Mayorista y las DFC para el año 1997.

Las tarifas representan la última etapa del esquema de formación del precio al usuario final. El valor agregado de distribución (VAD) es uno de los componentes fundamentales de la tarifa, junto con los precios de compra de la potencia y de la energía. Estos últimos quedan determinados por el mercado mayorista, en tanto que el VAD depende de las características particulares de cada mercado de distribución de energía eléctrica. En el presente informe, se presentan las bandas de magnitudes de la Aproximación al Valor Agregado de Distribución (AVAD), de manera de constituir un marco de referencia previsible para la evolución futura de los VAD para determinadas categorías tarifarias en BT de las empresas distribuidoras del país.

La problemática de la calidad de servicio en distribución y su relación con los criterios de calidad del transporte se desarrolla en este documento, mereciendo una particular atención.

Asimismo, se desarrollan los contenidos y alcances del Programa de generalización del derecho de Elección del Proveedor de Energía Eléctrica, atendiendo a la

introducción de competencia para todos aquellos productos y servicios que no constituyan un monopolio natural, tal como la medición, la facturación y la cobranza, los servicios adicionales de calidad, etc. Además de consolidar la competitividad en las transacciones mayoristas para la mayor cantidad posible de consumidores a partir de mediciones horarias en tiempo real.

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

Para el período 1999 - 2010, se plantean tres hipótesis de demanda de energía eléctrica del MEM, casos A, B y C; y cuatro casos de oferta, que consideran como base los proyectos informados de incorporación de equipamiento previsto en el período. Estos casos de oferta y demanda se combinan con tres casos de exportación a Brasil (2.000, 3.500 y 5.000 MW).

Se consideran los 1.000 MW ya acordados para el año 2000 entre el consorcio CIEN y FURNAS-ELETROSUL, producto de la licitación convocada por éstos 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 la radicación de nuevas industrias en esos estados brasileños.

De las alternativas posibles de analizar, que surgen de la combinación de los casos de oferta - demanda - exportaciones, se han seleccionado cuatro escenarios que permiten evaluar situaciones extremas del comportamiento del mercado, sobre los cuales se han realizado las simulaciones y el análisis de resultados para distintas hidraulicidades (media, rica y pobre). Con el objeto de analizar las variaciones estacionales, los resultados se han agregado en forma semestral.

ESCENARIO 1	CASO A, EXPORTACION A BRASIL 5.000 MW
ESCENARIO 2	CASO B, EXPORTACION A BRASIL 5.000 MW
ESCENARIO 3	CASO B, EXPORTACION A BRASIL 2.000 MW
ESCENARIO 4	CASO C, EXPORTACION A BRASIL 2.000 MW

Los casos de oferta y demanda planteados responden a la siguiente caracterización:

Escenario 1. *Caso A.* Incremento de demanda 7,5% a.a., incorporaciones declaradas y ciclos combinados (C.C.). Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2003. Incorporación acumulada 1999-2010: 15.751 MW. Exportación a Brasil para una capacidad de intercambio de 1.000 MW en el año 2000, 2.000 MW en el 2001, 3.500 MW en el 2003 y hasta 5.000 MW a partir del año 2005. Expansiones de transporte: cuarta terna COM-GBA, refuerzo GBA-Rosario, línea NOA-NEA, doble terna GBA-NEA, línea COM-CUY.

Escenario 2. *Caso B.* Incremento de demanda 5,0% a.a., incorporaciones declaradas y C.C. Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2003. Incorporación acumulada 1999-2010: 14.031 MW. Exportación a Brasil para una capacidad de intercambio de 1.000 MW en el año 2000, 2.000 MW en el 2001, 3.500 MW en el 2003 y hasta 5.000 MW a partir del año 2005. Expansiones de transporte: cuarta terna COM-GBA, refuerzo GBA-Rosario, línea NOA-NEA, doble terna GBA-NEA, línea COM-CUY.

Escenario 3. *Caso B.* Incremento de demanda 5,0% a.a., incorporaciones declaradas y C.C. Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2003. Incorporación acumulada 1999-2010: 7.909 MW. Exportación a Brasil para una capacidad de intercambio de 1.000 MW en el año 2000 y 2.000 MW a partir del año 2001. Expansiones de transporte: cuarta terna COM-GBA, refuerzo GBA-Rosario.

Escenario 4. *Caso C.* Incremento de demanda 4,1% a.a., incorporaciones declaradas y C.C. Elevación de cota de Yacyretá a 83 m en el 2005. Incorporación acumulada 1999-2010: 7.224 MW. Exportación a Brasil para una capacidad de intercambio de 1.000 MW en el año 2000 y 2.000 MW a partir del año 2001. Expansiones de transporte: cuarta terna COM-GBA, refuerzo GBA-Rosario.

En los próximos puntos del presente informe se detallan los supuestos realizados para determinar los casos considerados de demanda y oferta respectivamente. En el *Cuadro Nº 1* se resumen los cuatro escenarios planteados.

ESCENARIOS			Esc1	Esc2	Esc3	Esc4
DEMANDA			caso A	caso B	caso B	caso C
INTERCAMBIOS		Capacida	Año de inicio del intercambio			
Brasil	Exp/Imp	1.000	2000	2000	2000	2000
Brasil	Exp/Imp	2.000	2001	2001	2001	2001
Brasil	Exp/Imp	3.500	2003	2003		
Brasil	Exp/Imp	5.000	2005	2005		
OFERTA	Tipo	Potencia MW	Año de ingreso			
Costanera	CC	850	1999	1999	1999	1999
Puerto	CC	800	2000	2000	2000	2000
Dock Sud	CC	780	2000	2000	2000	2000
ENARGEN	CC	480	2000	2000	2000	2000
Convers.A.Cajón	CC	270	2000	2000	2000	2000
ENTERGY	CC	762	2001	2003		
Pichi P.Leufú	HID	261	2000	2000	2000	2000
San Nicolás	CC	845	2000	2001	2001	2001
Ceban	CC	775	2001	2003	2004	2005
Independencia	CC	220	2002	2002	2002	2003
San Pedro	CC	60	2002	2002	2002	2003
Las Playas (EPEC)	CC	240	2002		2002	
V.Mercedes	CC	100			2002	
Yacyreta (cota 83)	HID	1.200	2003	2003	2003	2005
Atucha 2	NUC	745	2004	2004	2004	
Bermejo	HID	283	2004	2004	2004	2004
Corpus	HID	2.880	2010			
CC Fut.Mercado 1	CC	800	2005	2005		
CC Fut.Mercado 2	CC	800	2006	2007		
CC Futuro Cuyo 1	CC	400		2003		2002
CC Fut.Comahue 1	CC	800	2002	2005		
CC Futuro NOA 1	CC	800	2003	2003		
CC Futuro NOA 2	CC	800	2006	2006		
CC Futuro NOA 3	CC	300	2003	2005		
INCORPORACION ANUAL (en MW)						
1999			850	850	850	850
2000			3.436	2.591	2.591	2.591
2002			2.857	1.125	1.465	1.245
2005			4.128	6.865	3.003	2.538
2010			4.480	1.600	0	0
TOTAL			15.751	14.031	7.909	7.224
INCORPORACION ACUMULADA (en MW)						
1999			850	850	850	850
2000			4.286	3.441	3.441	3.441
2002			7.143	4.566	4.906	4.686
2005			11.271	11.431	7.909	7.224
2010			15.751	14.031	7.909	7.224
INCORPORACION PROMEDIO (en MW)			1.432	1.185	719	657
TRANSPORTE			Año de vigencia			
Cuarta Terna			2000	2000	2000	2000
Refuerzo Bs.As. - Rosario			2002	2002	2002	2002
Línea NOA-NEA			2003	2003		
Línea GBA-NEA (doble			2003	2003		
Línea COMAHUE-CUYO			2003	2003		

5. 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) ([1]) 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 1997 y se consideró un horizonte prospectivo hasta el 2010, con los años de corte 2000, 2002, 2005 y 2010.

5.1. HIPOTESIS ADOPTADAS

Se plantean tres escenarios socioeconómicos, los casos A, B y C, caracterizados, principalmente, por la evolución prevista para el PBI. Para 1998 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 1997, año para el cual se registra 321.547 miles de millones de u$s de 1997 ([2]). Se ha supuesto que la población evolucionará a un ritmo de 1,17% a.a. en el período 1997 – 2010.

ESCENARIOS DE PBI
(dólares de 1997)

	1998	1998/2000	2000/2005	2005/2010
A	5.3%	6.5%	6.0%	5.0%
B	5.3%	5.6%	4.8%	4.6%
C	5.3%	4.5%	3.7%	3.7%

5.2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

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*.

En general, para los tres casos se prevé el mantenimiento de las tendencias de crecimiento en participación de los sectores residencial y servicios evidenciadas en el período 1990-1997.

El ingreso anual per cápita evolucionaría de 9.300 u$s/hab, en 1998, a 12.700 – 15.800 u$s/hab en el año 2010.

El consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.790 kep/hab-año en 1997 a 2.400 kep/hab-año en el 2010.

[1] 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.
[2] Fuente Dirección Nacional de Cuentas Nacionales, Secretaría de Política Económica-MEyOSP.

El consumo de energía eléctrica por habitante evolucionará de los actuales 1.650 kWh/hab a 2.500 – 3.200 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, continuará la tendencia decreciente registrada entre 1990 y 1995, pasando de 0,19 a 0,16 MWh/1.000 $ 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 u$s/hab y 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 1997, del total de la energía enviada a la red, el MEM representa el 91.7%, el MEMSP 5.7%, Patagónico Sur 0.5% y 2.1% 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 14.14% de la energía enviada a la red del servicio público. Se prevé que las pérdidas mejorarán 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 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 10%, considerado como posible de alcanzar, en términos de promedio país, en las condiciones de contexto señaladas.

A continuación se presenta un resumen de los casos planteados para la demanda del MEM.

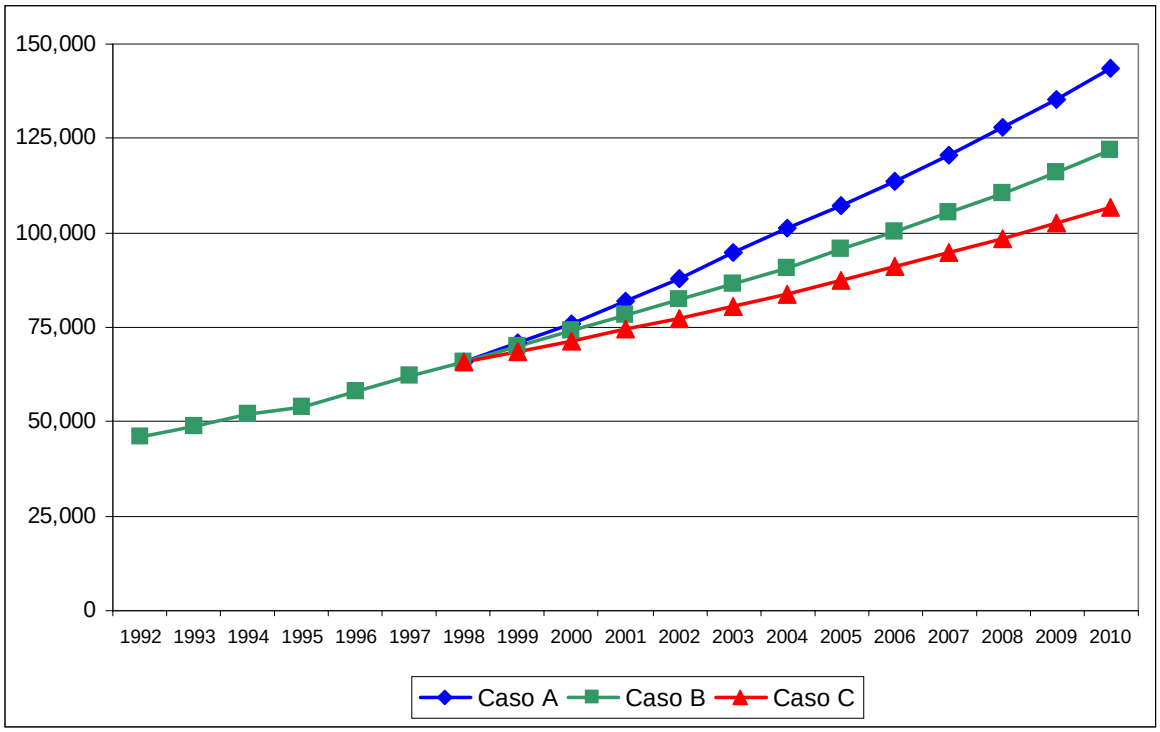
DEMANDA NETA - MEM

	GWh			**TASAS DE CRECIMIENTO**		
	A	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
1998	65.894	65.894	65.894			
1999	70.836	69.975	68.596	7.5%	6.0%	4.1%
2000	76.149	74.006	71.408	7.5%	5.8%	4.1%
2002	87.999	82.179	77.384	5.0%	5.2%	4.1%
2005	107.296	95.477	87.297	5.0%	5.0%	4.1%
2010	143.584	121.747	106.722	5.0%	5.0%	4.1%

TASAS ANUALES ACUMULADAS

PERIODO	A	B	C
2000-1998	7.5%	5.3%	4.1%
2005-2000	5.0%	5.0%	4.1%
2010-2005	5.0%	5.0%	4.1%
2010-1998	5.6%	5.1%	4.1%

DEMANDA NETA - MEM



5.3. DEMANDA NETA DEL MEM

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 MEyOSP.
- 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 1998-2000, 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 1980-1997, 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, para lo que se establecieron dos escenarios de requerimiento de energía de acuerdo a las potencias declaradas. A continuación se detalla para cada proyecto la potencia y el año estimado de ingreso.

DEMANDA DE PROYECTOS MINEROS

		Caso 50%		**Caso 100%**	
Area	Nombre	Potencia	Año	Potencia	Año
San Juan					
SJ1	La Poposa			30	2000
SJ2	Valle del Cura	60	2000	60	2000
SJ3	Pachón			50	1999
SJ4	Precordillera Sanjuanina	10	1999	10	1999
SJ5	Castaño - Atutia			50	2003
Subtotal		70		200	
La Rioja					
LR1	Sistema Famatina	40	2003	40	2003
LR2	Alta Cordillera			30	2005
LR3	Central Norte	10	2005	10	2005
LR4	Guandacol	5	2000	5	2000
LR5	Chepes	10	2005	10	2005
Subtotal		65		95	
Catamarca					
CTM1	Antofagasta -H. Muerto			20	1997
CTM2	Los Patos			20	2005
CTM3	Valle Ancho - Las Cuevas			20	2000
CTM4	Culampaya - Capillitas	10	2000	10	2000
CTM5	Laguna Verde	10	2005	10	2005
CTM6	Los Aparejos	10	2005	10	2005
Subtotal		30		90	
Salta					
ST1	Taca - Taca			50	2000
ST2	S. Ant. Los Cobres - La Poma	20	2005	20	2005
ST3	Samenta	40	2005	40	2005
Subtotal		60		110	
Jujuy					
JY1	Sta. Catalina - Rinconada			30	2005
JY2	Cauchari	10	2005	10	2005
JY3	Sierra Aguilar			30	1997
JY4	Loma Blanca			10	1997
JY5	Pirquitas	50	2005	50	2000
Subtotal		60		130	
Total		285		625	

Fuente: Subsecretaría de Minería

CUADRO Nº 2

CASO A - ESCENARIO ALTO
ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	1997	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	14.359	15.683	15.916	17.088	17.629	18.514	23.322	26.702	32.711	43.774
COMERCIAL	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	14.769	16.868	19.132	23.111	30.885
INDUSTRIAL	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	25.651	32.313	37.690	47.479	63.838
AGROPECUARIO	384	384	435	457	469	535	668	737	853	1.088
TRANSPORTE	278	275	299	344	420	437	491	531	598	727
TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	58.907	73.663	84.792	104.751	140.312

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	31,4%	31,7%	31,5%	31,2%	31,2%
COMERCIAL	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	23,4%	22,9%	22,6%	22,1%	22,0%
INDUSTRIAL	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	43.5%	43,9%	44,5%	45,3%	45,5%
AGROPECUARIO	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%
TRANSPORTE	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,5%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1997 – 2000	2000 - 2005	2005 - 2010	2010 – 1997
RESIDENCIAL		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	5,0%	8,0%	7,0%	6,0%	6,8%
COMERCIAL		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	7,1%	7,0%	6,5%	6,0%	6,4%
INDUSTRIAL		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	12,0%	8,0%	8,0%	6,1%	7,3%
AGROPECUARIO		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	14,1%	7,7%	5,0%	5,0%	5,6%
TRANSPORTE		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	8,5%	7,7%	7,3%	6,0%	6,9%

CUADRO Nº 3

CASO B - ESCENARIO MEDIO
ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	1997	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	14.359	15.683	15.916	17.088	17.629	18.514	23.159	25.615	29.796	37.429
COMERCIAL	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	14.769	16.659	18.597	21.934	29.150
INDUSTRIAL	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	25.651	30.811	34.079	39.640	51.372
AGROPECUARIO	384	384	435	457	469	535	625	689	798	1.018
TRANSPORTE	278	275	299	344	420	437	463	486	523	606
TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	58.907	71.718	79.466	92.692	119.576

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	31,4%	32,3%	32,2%	32,0%	31,3%
COMERCIAL	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	23,4%	23,2%	23,4%	23,7%	24,3%
INDUSTRIAL	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	43.5%	43,0%	42,9%	42,8%	43,0%
AGROPECUARIO	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
TRANSPORTE	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1997 - 2000	2000 - 2005	2005 - 2010	2010 – 1997
RESIDENCIAL		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	5,0%	7,7%	5,2%	4,7%	5,5%
COMERCIAL		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	7,1%	6,6%	5,7%	5,9%	6,2%
INDUSTRIAL		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	12,0%	5,0%	5,2%	5,3%	4,9%
AGROPECUARIO		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	14,1%	5,3%	5,0%	5,0%	4,9%
TRANSPORTE		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	4,0%	2,0%	2,4%	3,0%	3,7%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	8,5%	6,8%	5,3%	5,2%	5,6%

CUADRO Nº 4

CASO C - ESCENARIO BAJO
ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	1997	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	14.359	15.683	15.916	17.088	17.629	18.514	22.487	24.146	26.867	31603
COMERCIAL	9.085	9.593	11.045	11.831	12.858	14.769	15.450	16.807	19.070	23202
INDUSTRIAL	18.257	19.622	20.321	21.716	22.905	25.651	30.379	33.365	38.404	48318
AGROPECUARIO	384	384	435	457	469	535	599	648	729	887
TRANSPORTE	278	275	299	344	420	437	463	482	512	565
TOTAL	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	58.907	69.378	75.448	85.582	104.574

ESTRUCTURA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	2000	2002	2005	2010
RESIDENCIAL	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	31,4%	32.4%	32.0%	31.4%	30.2%
COMERCIAL	22,0%	21,5%	23,0%	23,0%	23,7%	23,4%	22.3%	22.3%	22.3%	22.2%
INDUSTRIAL	44,1%	44,0%	42,3%	42,2%	42,2%	43.5%	43.8%	44.2%	44.9%	46.2%
AGROPECUARIO	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%
TRANSPORTE	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.5%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

TASAS	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1997 - 2000	2000 - 2005	2005 - 2010	2010 - 1997
RESIDENCIAL		9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	5,0%	6.7%	3.6%	3.3%	4.2%
COMERCIAL		5,6%	15,1%	7,1%	8,7%	7,1%	3.9%	4.3%	4.0%	4.4%
INDUSTRIAL		7,5%	3,6%	6,9%	5,5%	12,0%	5.8%	4.8%	4.7%	5.0%
AGROPECUARIO		0,0%	13,3%	5,1%	2,6%	14,1%	3.8%	4.0%	4.0%	3.7%
TRANSPORTE		-1,1%	8,7%	15,1%	22,1%	4,0%	2.0%	2.0%	2.0%	3.0%
TOTAL		7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	8,5%	5.6%	4.3%	4.1%	4.5%

CUADRO Nº 5

ESCENARIOS DE DEMANDA NETA DE ENERGIA ELECTRICA
SERVICIO PUBLICO

CASO A

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1997	67,819	7.1%	3,857	3.3%	325	14.2%	1,414	-6.2%	62,222	8.5%
1998	71,179	5.0%	3,451	-10.5%	335	3.2%	1,499	6.0%	65,894	7.5%
1999	76,768	7.9%	3,998	15.9%	345	2.8%	1,589	6.0%	70,836	7.5%
2000	82,856	7.9%	4,678	17.0%	353	2.5%	1,676	5.5%	76,149	7.5%
2002	95,076	7.1%	4,849	1.8%	368	2.0%	1,860	5.3%	87,999	5.0%
2005	115,175	6.6%	5,329	3.2%	390	2.0%	2,161	5.1%	107,295	5.0%
2010	153,012	5.8%	6,238	3.2%	431	2.0%	2,759	5.0%	143,584	5.0%

CASO B

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1997	67,819	7.1%	3,857	3.3%	325	14.2%	1,414	-6.2%	62,222	8.5%
1998	71,165	4.9%	3,451	-10.5%	335	3.2%	1,485	5.0%	65,894	5.8%
1999	75,877	6.6%	3,998	15.9%	345	2.8%	1,559	5.0%	69,975	5.0%
2000	80,664	6.3%	4,678	17.0%	353	2.5%	1,629	4.5%	74,004	5.0%
2002	89,128	5.1%	4,816	1.5%	368	2.0%	1,765	4.1%	82,179	5.0%
2005	103,008	4.9%	5,186	2.5%	390	2.0%	1,955	3.5%	95,477	5.0%
2010	130,312	4.8%	5,868	2.5%	431	2.0%	2,267	3.0%	121,747	5.0%

CASO C

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR		RESTO		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1997	67,819	7.1%	3,857	3.3%	325	14.2%	1,414	-6.2%	62,222	8.5%
1998	71,150	4.9%	3,451	-10.5%	335	3.2%	1,470	4.0%	65,894	3.5%
1999	74,468	4.7%	3,998	15.9%	345	2.8%	1,529	4.0%	68,596	3.5%
2000	78,022	4.8%	4,678	17.0%	353	2.5%	1,583	3.5%	71,408	3.5%
2002	84,185	3.9%	4,750	0.8%	368	2.0%	1,684	3.1%	77,384	3.5%
2005	94,411	3.9%	4,909	1.1%	390	2.0%	1,815	2.5%	87,297	3.5%
2010	114,341	3.9%	5,185	1.1%	431	2.0%	2,004	2.0%	106,722	3.5%

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	28,615	8,427	2,937	8,678	5,626	4,339	2,703	4,570	65,894
1999	30,131	8,953	3,075	9,158	5,919	4,685	3,132	4,921	69,975
2000	31,857	9,471	3,135	9,423	6,207	5,185	3,340	5,386	74,004
2002	34,723	10,622	3,404	10,389	6,817	6,025	3,760	6,441	82,179
2005	39,511	12,615	3,851	12,026	7,846	6,950	4,491	8,187	95,477
2010	49,292	16,802	4,730	15,349	9,919	8,856	6,038	10,761	121,747

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONALES

PERIODO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998-2000	5.5%	6.0%	3.3%	4.2%	5.0%	9.3%	11.2%	8.6%	6.0%
2000-2005	4.4%	5.9%	4.2%	5.0%	4.8%	6.0%	6.1%	8.7%	5.2%
2005-2010	4.5%	5.9%	4.2%	5.0%	4.8%	5.0%	6.1%	5.6%	5.0%
1998-2010	4.6%	5.9%	4.1%	4.9%	4.8%	6.1%	6.9%	7.4%	5.2%

PARTICIPACION REGIONAL EN EL TOTAL

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	43.4%	12.8%	4.5%	14.2%	8.5%	6.6%	4.1%	6.9%	100.0%
1999	43.1%	12.8%	4.4%	14.1%	8.5%	6.7%	4.5%	7.0%	100.0%
2000	43.0%	12.8%	4.2%	12.7%	8.4%	7.0%	4.5%	7.3%	100.0%
2002	42.3%	12.9%	4.1%	12.6%	8.3%	7.3%	4.6%	7.8%	100.0%
2005	41.4%	14.2%	4.0%	12.6%	8.2%	7.3%	4.7%	8.6%	100.0%
2010	40.5%	14.8%	3.9%	12.6%	8.1%	7.3%	5.0%	8.8%	100.0%

6. INCORPORACION DE OFERTA

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

6.1. 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 2003, lo que equivale a un incremento de potencia de 1.200 MW adicionales.

6.2. INGRESOS DECLARADOS

Se ha considerado que ingresan al sistema todos los proyectos declarados, diferenciando aquellos que se incorporan como nuevos agentes (2.962 MW), las ampliaciones de los existentes (3.220 MW) y los ingresos de centrales actualmente en construcción (1.006 MW).

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.

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 en el año 2000. La central nuclear Atucha II está aún en proceso de privatización, hecho que podría modificar las hipótesis de ingreso que a la fecha se están considerando.

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

Nuevos agentes

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGRESO OPERACION
PARANA (San Nicolás)	BUENOS AIRES	CC	845	2000/2001
ENARGEN	NEUQUEN	CC	480	2000
CEBAN	BUENOS AIRES	CC	775	2001/2005
ENTERGY	BUENOS AIRES	CC	762	2001
VILLA MERCEDES	SAN LUIS	CC	100	2002
TOTAL			**2.962**	

Ampliaciones

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)	FECHA INGR. OPERACION
COSTANERA	CAP. FEDERAL	CC	850	1999
PUERTO	CAP. FEDERAL	CC	800	2000
AGUA DEL CAJON (Conversión)	NEUQUEN	CC	270	2000
DOCK SUD	G.B.A.	CC	780	2000
LAS PLAYAS	CORDOBA	CC	240	2002
SAN PEDRO	JUJUY	CC	60	2002/2003
INDEPENDENCIA	TUCUMAN	CC	220	2002/2003
TOTAL			**3.220**	

En construcción

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

6.3. 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)

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

6.4. 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 puramente 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 ([3]) 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 documento solicitado, y también acceder a información resumida sobre el proyecto elaborado.

Se ha habilitado también una boca de consulta en las Bibliotecas Técnicas del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos ([4]). 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.

[3] La información mencionada se encuentra disponible para consulta gratuita en la sede del Archivo Técnico, sita en la calle General José G. de Artigas 1556, Capital Federal (teléfono 4581-5875).
[4] Avenida Paseo Colón 171, 1° Piso, Capital Federal (teléfono 4349-8063).

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 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 (E.M.A.) de 543 GWh, y sobre el Río Bermejo los cierres *Las Pavas* (P.I. 88 MW, E.M.A. 372 GWh) y Arrazayal (P.I. 93 MW, E.M.A. 423 GWh).

El Proyecto Básico del ***Aprovechamiento Hidroeléctrico Paraná Medio Chapetón*** fue concluido en 1983. Es uno de los dos cierres que se proyectaron para el aprovechamiento hidroeléctrico del Paraná Medio (tramo del río comprendido entre la confluencia con el río Paraguay y las ciudades de Santa Fe y Paraná). Prevé la construcción de obras principales de cierre y control sobre el río Paraná, aproximadamente 30 km aguas arriba de las ciudades mencionadas, cierres

laterales y obras complementarias. La potencia instalada prevista en el proyecto original es de 3.000 MW, y la generación media anual 18.600 GWh.

Como consecuencia de una propuesta presentada por un grupo inversor privado, que manifestó su interés en la construcción y operación del aprovechamiento Chapetón como inversión de riesgo, y comprometió la ejecución de un estudio de factibilidad técnica, económica y ambiental del proyecto a su exclusivo costo, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó el 26 de marzo de 1996 el Decreto N° 292, que declara de Interés Nacional la evaluación y seguimiento de la propuesta presentada, crea una comisión de evaluación y seguimiento específica, y aclara que esa medida no originará gastos ni compromisos al Estado Nacional.

Como resultado de la actualización y profundización de los estudios, podrían modificarse los niveles del embalse, la potencia instalada y la generación media anual.

Como hipótesis de incorporación de oferta hidroeléctrica se incluye en el año 2004 el 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, 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 ([5]).

[5] Aspectos desarrollados en el Capítulo 12 “La Problemática Ambiental”

7. LA COMPETENCIA ENERGIA ELECTRICA - GAS EN LA REGION

7.1. LA EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA

Las redes eléctricas en el cono sur tienen ya un cierto grado de interconexión resultante de las obras hidroeléctricas binacionales construidas en las décadas pasadas.

Mediante los aprovechamientos hidroeléctricos de Salto Grande y Yacyretá, construidos en los tramos binacionales de los ríos Uruguay y Paraná, Argentina se encuentra interconectada con la red eléctrica uruguaya y está comprometida a interconectarse con la red paraguaya.

Por su parte los sistemas eléctricos del Brasil y del Paraguay están vinculados en el aprovechamiento hidroeléctrico de Itaipú.

Existen otras vinculaciones binacionales de menor importancia entre los sistemas eléctricos de los países del Mercosur.

Si bien los tres proyectos más importantes mencionados (Itaipú, Yacyretá y Salto Grande) no estuvieron dirigidos hacia la integración eléctrica entre países sino hacia la explotación compartida de fuentes energéticas en ríos binacionales, el análisis de las zonas de producción y de consumo en la región permite identificar esos puntos de interconexión como ejes futuros de integración eléctrica en el ámbito del Mercosur.

El sector eléctrico argentino, en su transformación, fue cubriendo con eficiencia y rapidez inusuales requerimientos del mercado, alcanzando un nivel competitivo comparable en el ámbito mundial. A partir de esta posición, era de esperar que la industria eléctrica argentina pasase a una etapa de expansión hacia los mercados vecinos.

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 cerca de 1.000 MW a Chile, impulsadas por generadores locales.

La 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.

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 los proyectos que actualmente están en construcción con vistas a disputarse el abastecimiento de ese importante mercado.

Dos gasoductos, Atacama y Norgas, que totalizan una capacidad de transporte de 10 MM m3/día de gas, destinado en gran parte para la generación eléctrica, y una línea en 345 kV que permitiría evacuar la energía de 600 MW de generación, son los proyectos actualmente en construcción que vinculan la Cuenca Noroeste de Argentina con el Norte Grande de Chile. La aparente sobreoferta de energía que exhibe esta región de Chile, es en realidad el producto de decisiones de estrategia comercial de los consorcios que impulsan estos proyectos que buscan posicionarse adecuadamente con vistas a la futura interconexión entre el Norte Grande y la Región Central de Chile.

Por otro lado, la interconexión del SADI con el Sistema Interconectado Central de Chile, a partir del suministro de energía a los emprendimientos mineros de Pachón (Argentina) y Pelambres (Chile) permitirá un intercambio beneficioso entre ambos sistemas.

El proceso de integración energética en la región se está planteando en el contexto de la competencia 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.

7.1.1. Intercambios con Brasil

En la Prospectiva 1997, se adelantó la posibilidad de futuros incrementos en el nivel de intercambio con Brasil por encima de la hipótesis de máxima de 2.500 MW adoptada en aquel documento.

La base de las exportaciones de energía eléctrica a Brasil, presente en los escenarios de intercambio planteados en esta oportunidad, la constituye 2.000 MW que surgen de los primeros 1.000 MW, acordados entre el consocio CIEN y ELECTROSUL y FURNAS, a partir del año 2000, y 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 la radicación de nuevas industrias en esos estados brasileños.

En este capítulo, se plantean escenarios con incrementos de 1.000, 1.500 y 3.000 MW adicionales a los primeros 2.000 MW descriptos en el párrafo anterior.

A continuación se identifican los principales factores asociados al posible incremento de las exportaciones de potencia y energía a Brasil, en el corto-mediano plazo, mediante un análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) de la vinculación de los sistemas eléctricos argentino y brasileño.

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 Brasil.

- 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 Brasil que establecen las condiciones básicas de reciprocidad y simetrías mínimas acordadas para materializar intercambios de energía.

- La competitividad de la oferta eléctrica argentina, evidenciada con el resultado de la licitación de los primeros 1.000 MW, convoca por ELETROSUL y FURNAS, con ofertas de precios entre 27 y 31 u$s/MWh en la ET Itá, equivalentes a valores en el nodo mercado entre 21 y 25 u$s/MWh.

Debilidades

- La incertidumbre hacia el mediano-largo plazo en Argentina en cuanto a 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.

- Toda exportación adicional a los 2.000/2.500 MW requiere de la expansión del transporte del SADI.

Análisis Externo

Oportunidades

- La proximidad geográfica del sistema Sur - Sudeste - Centro Oeste (S-SE-CO) a la Argentina permite que esta región de Brasil pueda contar con respaldo de potencia y energía del MEM argentino. Para el caso particular del subsistema Sur, la vinculación con el MEM argentino permitirá liberar flujos adicionales hacia la región Sudeste (San Pablo y Río de Janeiro) provenientes de la CH Itaipú, hoy destinados al abastecimiento del sistema Sul.

- El proceso de apertura y transformación del sector eléctrico en Brasil que posibilita que los Grandes Usuarios existentes (GU, U > 69 kV y P > 10 MW) y aquellos nuevos, posteriores a julio de 1995, con potencia contratada superior a 3 MW, hoy puedan contratar libremente su suministro. Hacia el año 2000, está previsto (por ley 9.648 del 27/5/98) permitir la libre opción de compra a todos los GU de potencia mayor o igual a 3 MW en cualquier nivel de tensión, incluidos los anteriores a julio de 1995. La demanda incremental, que resulta de la diferencia entre la demanda real que se registrará en el futuro y la estimada en los contratos iniciales establecidos por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) entre generadores y distribuidores y GU, estará en condiciones de contratar libremente su suministro, además de la nueva demanda que se instale en la región S-SE-CO, ofrecen un mercado potencial en el corto - mediano plazo. A partir del 2003, se comenzará a liberar la demanda de los contratos iniciales a razón de un 25% al año hasta alcanzar en el año 2006 la liberalización total de la demanda.

- El costo marginal de expansión de largo plazo de Brasil de 38 u$s/MWh, definido en el último Plan Decenal de Expansión1998/2007.

- El Plan Decenal 1998/2007 prevé la instalación de 1.800 MW de centrales térmicas a carbón mineral en el subsistema Sul, entre los años 2001-2007, que podrían ser desplazados por oferta eléctrica argentina más competitiva. Con respecto al anterior Plan, las fechas de ingreso de estas usinas han sido desplazadas hacia el final del período. Los precios estimados para las centrales térmicas a carbón se ubican en la banda de 31-63 $/MWh. El potencial de sustitución, preliminarmente identificado, por oferta eléctrica argentina más competitiva representaría, por lo menos, casi 2.000 MW, incluyendo algunas pequeñas CH de alto precio.

- Las previsiones de crecimiento de la demanda en el sistema S-SE-CO de 4,5% a.a. entre 1997-2007, que implican una necesidad de ingreso de oferta local de casi 3.000 MW promedio al año en dicho período.

- Establecidas las vinculaciones eléctricas con Brasil, es de esperar que los excedentes de generación hidráulica encuentren un mercado potencial en Argentina.

Amenazas

- La aleatoriedad hidráulica del sistema eléctrico brasileño. El sistema eléctrico brasileño es predominantemente hidráulico, con lo cual presenta oscilaciones

muy pronunciadas de sus costos marginales, asociadas a la reserva de agua en los embalses. Durante períodos muy largos el costo marginal es cero (condición de vertimiento), y en otros períodos, también extensos, cuando la reserva de los embalses se reduce significativamente y persisten las condiciones de sequía, el costo marginal se aproxima al costo de falla. Las mismas condiciones se presentarían para el intercambio, por lo que podría producirse una mayor volatilidad del precio de la energía en la Argentina.

- La exportación de cantidades adicionales de energía eléctrica al sistema S-SE-CO de Brasil compite con la exportación de gas y la instalación de generación asociada en el mismo sistema. Desde el punto de vista de las reservas de gas necesarias para sostener la exportación y sus futuros incrementos, ya sea a través de electroductos como de gasoductos, se presentarían restricciones dadas por la prioridad al abastecimiento interno.

En el transcurso de los siguientes capítulos se analizan los factores identificados con relación a los posibles incrementos en las exportaciones de energía eléctrica a Brasil.

7.1.1.1. Las nuevas reglas del Mercado Eléctrico Brasileño

El sector eléctrico brasileño está transitando por un proceso de cambio incorporando un nuevo modelo de funcionamiento. Este proceso se inició durante 1996, año en que se comenzó la fase de concepción del modelo. En 1997 se continuó con la fase de desarrollo, llegándose a 1998, año designado para el inicio de la fase de implementación. Esta última etapa introdujo un amplio plan de privatizaciones de las empresas eléctricas estatales. Con la Ley Nº 9.648 del 27 de mayo de 1998, se creó el Mercado Atacadista Eléctrico-MAE, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico-ONS, y se establecieron los acuerdos comerciales para el transporte eléctrico y la distribución. El Decreto Nº 2.655 del 2 de julio de 1998 reglamentó la mencionada Ley, y sucesivas Resoluciones (Portarias) de ANEEL complementan la nueva regulación del sector.

El nuevo contexto regulatorio del sector eléctrico en Brasil ha sido identificado como fuente de oportunidades para el incremento del nivel de intercambio de energía eléctrica entre el MEM argentino y el sistema S-SE-CO, al establecerse 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.

En el Anexo I se desarrollan con más detalle los principales elementos que caracterizan las nuevas reglas del sector eléctrico brasileño.

7.1.1.2. La Demanda y la Oferta prevista en el Plan Decenal de Expansión 1998-2007

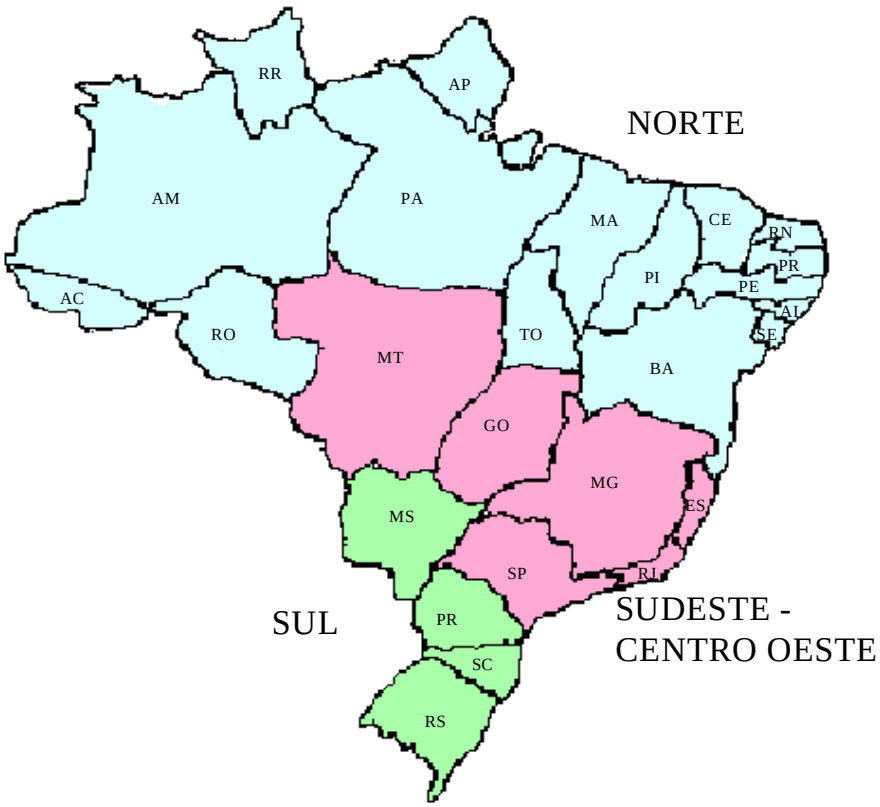
En este capítulo se analizan las previsiones de demanda y oferta contenidas en el “PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007”, elaborado por ELETROBRAS y publicado en marzo de 1998, a fin de cuantificar el potencial presente en el mercado

brasileño para posibles incrementos de las exportaciones de energía eléctrica de Argentina a Brasil.

En el documento citado se señala que, a partir de la nueva legislación y regulación del sector eléctrico brasileño, el Plan pasa a tener un carácter indicativo, señalando la secuencia de incorporación de los proyectos sin definir, a priori, cuál es el agente responsable de su implementación, en el caso de proyectos sin concesión o autorización. Además, se observa que la participación del sector privado será fundamental y creciente para atender las metas del Plan, siempre bajo el enfoque de la rentabilidad del capital invertido y de los riesgos del negocio.

Como ya se ha señalado, 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 subistema 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).

Subsistemas del sector eléctrico de BRASIL



Todos los análisis del sector eléctrico brasileño que se presentan en este informe hacen particular énfasis en las condiciones de los subsistemas S y SE-CO, y no se analizan el subsistema Norte-Nordeste (N–NE) y los sistemas aislados, teniendo en cuenta que, si bien está prevista una interconexión en 500 kV entre estos subsistemas, hacia el mediano y largo plazo el mercado posible para Argentina es evidentemente, por proximidad geográfica, el subsistema S-SE-CO.

El subsistema interconectado de la región Sul

El subistema interconectado de la región Sul está constituido por una red de transmisión, en 500 y 230 kV, y complementado por una red de subtransmisión en 138 y 69 kV.

Posee una capacidad de generación, predominantemente hidráulica, con la mayor parte de los aprovechamientos localizados en la cuenca del río Iguazú y el resto de las centrales hidráulicas emplazadas en las cuencas de los ríos Passo Fundo y Jacuí. La potencia total instalada es de 8.554 MW, de los cuales el 83% son centrales hidráulicas y el 17% restante usinas térmicas, compuesto en su mayoría por centrales a carbón, integradas al sistema por líneas de 138 y 230 kV, destacándose las localizadas en Tubarão, en el sur de Santa Catarina y Bagé, en el sur de Rio Grande do Sul.

Los principales centros de consumo se localizan en las áreas metropolitanas de Porto Alegre y Curitiba, litoral de Santa Catarina y la región norte de Paraná, distantes de las fuentes de generación, lo que justifica la red en extra alta tensión. En el estado de Mato Grosso do Sul, el centro de consumo de energía eléctrica más importante se encuentra en la región de Campo Grande.

Merece ser destacada la interconexión con la región Sudeste, que permite el aprovechamiento de la diversidad hidrológica existente entre las dos regiones, a través de la ET Ivaiporá 750/500 kV y de las líneas de 500 kV Ivaiporá-Salto Santiago e Ivaiporá-Areia que hacia el sur convergen en la ET Gravatai, en la zona de Porto Alegre.

Actualmente este sistema importa de la región Sudeste aproximadamente el 40% de su demanda. En los últimos años, esta región registró problemas de abastecimiento, con elevadas tasas de riesgo de déficit, en particular en el Estado de Rio Grande do Sul durante los meses de verano.

El subistema Sul registró en 1997 una demanda de 41.830 GWh y un pico de potencia de 8.000 MW, es decir es un sistema comparable en magnitud al MEM argentino. Para el período 1997-2007 se prevé un crecimiento de la demanda de 5,6% a.a.

El subsistema interconectado de la región Sudeste-Centro Oeste (SE-CO)

Al igual que en el resto del país, la composición del parque generador de este subsistema es preponderantemente hidráulica, con centrales de grandes módulos y embalses con capacidad de regulación plurianual. La potencia instalada a diciembre de 1997 totaliza 34.153,2 MW, siendo 32.205,7 MW hidráulicos y 1.947,5 MW térmicos, de los cuales 657 MW corresponden a la central nuclear Angra I.

Este subsistema registró en 1997 una demanda de 172.817 GWh, que representa casi un 64% de todo el mercado brasileño. Para el período 1997-2007 se prevé un crecimiento de la demanda de 4% a.a. en el sistema SE y de 6,7% a.a. en el CO.

El subsistema SE-CO se interconecta con el Sul, con una capacidad de transferencia del orden de los 3.600 MW medios en el sentido S-SE y 3.900 MW medios en el sentido inverso. Esta interconexión permite un intercambio de energía

de tipo estacional, con flujos en la dirección SE-CO de mayo a noviembre (período seco en el sistema SE-CO) y en la dirección S de diciembre a abril (período lluvioso en el sistema SE-CO).

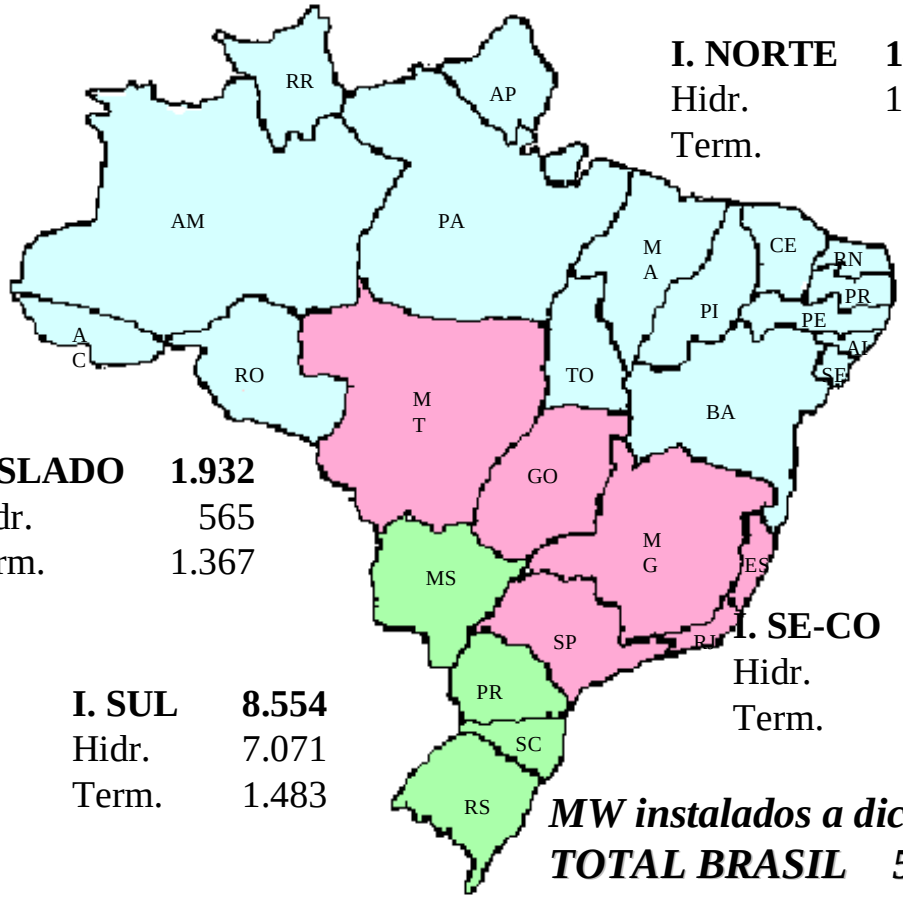
Potencia instalada en Brasil

La potencia de generación instalada en Brasil, a diciembre de 1997, es de casi 60.000 MW, de los cuales el 91% es hidráulica. La mayor concentración de capacidad instalada la exhibe el sistema S-SE-CO con el 72% del total.

POTENCIA INSTALADA EN BRASIL 1997			
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	4.944,7	131,6	5.076,3
ESCELSA	169,6		169,6
FURNAS	7.887,0	640,0	8.227,0
ELETRONUCLEAR (*)		657,0	657,0
LIGHT	776,0		776,0
CERJ	60,0		60,0
ELETROPAULO	927,1	470,0	1.397,1
CESP	10.298,3	0,0	10.298,3
CPFL	111,9	36,0	147,9
ITAIPU (50%)	6.300,0		6.300,0
INTERC. SE-CO	**32.205,7**	**1.947,5**	**34.153,2**
ELETROSUL	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	905,9		905,9
CGTEE		487,0	487,0
INTERC. SUR	**7.071,1**	**1.483,0**	**8.554,1**
TOTAL SISTEMAS INTERCONECTADOS	**53.664,0**	**3.729,5**	**57.393,5**
TOTAL SISTEMAS AISLADOS	**565,0**	**1.367,0**	**1.932,0**
TOTAL BRASIL	***54.229,0***	***5.096,5***	***59.325,5***

(*) EX-FURNAS

Potencia instalada por Subsistema



I. NORTE 14.686
Hidr. 14.387
Term. 299

AISLADO 1.932
Hidr. 565
Term. 1.367

I. SE-CO 34.153
Hidr. 32.206
Term. 1.947

I. SUL 8.554
Hidr. 7.071
Term. 1.483

MW instalados a dic'97
TOTAL BRASIL 59.325
Hidr. 54.229
Term. 5.096

Proyecciones 1998-2007

A continuación se presenta una breve reseña de las previsiones del Plan Decenal de Expansión 1998-2007, 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 1998-2007, un crecimiento de la demanda de 5,0% a.a., para una tasa de incremento del PBI del 4,8% a.a., es decir, el consumo total de energía eléctrica de Brasil evolucionará de 272,3 TWh, en 1997, a 443,9 TWh, en el 2007.

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN GWh

REGION	1997	2002	2007	CREC.ANUAL (% a.a.)
Norte	14.322	22.115	33.237	8,8
Nordeste	43.311	59.672	77.200	6,0
Sul	41.830	56.357	71.960	5,6
Sudeste	159.165	194.532	235.456	4,0
Centro - Oeste	13.652	20.299	26.078	6,7
Total Brasil	**272.280**	**352.975**	**443.931**	**5,0**

Evolución prevista de la potencia

En el siguiente cuadro se muestra la evolución prevista de potencia para los sistemas interconectados de las regiones Sul y Sudeste - Centro Oeste por tipo de generación, y el 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	7.071	7.086	8.333	8.959	9.976	10.441	11.388	12.334	13.162	14.216	14.860
SE-CO	32.205	34.269	35.313	35.877	37.261	40.004	41.579	42.069	42.307	43.244	43.459
SUBTOT.	39.276	41.355	43.646	44.835	47.237	50.446	52.967	54.403	55.469	57.461	58.319
SUBTOTAL SISTEMAS INTERCONECTADOS SUL Y SUDESTE CENTRO-OESTE											
S	8.554	8.569	10.616	11.936	13.303	14.118	15.065	16.011	17.039	18.293	19.637
SE-CO	34.153	36.367	39.530	42.169	43.688	46.881	48.456	48.946	49.184	51.430	51.645
TOTAL	42.707	44.936	50.146	54.104	56.991	61.000	63.521	64.957	66.223	69.724	71.282
TOTAL PAIS (INCLUYE REGION NORTE Y SISTEMAS AISLADOS)											
TERM.	5.096	5.664	8.635	11.547	12.239	13.486	13.687	14.221	14.526	16.004	16.443
HIDR.	54.229	56.315	58.611	59.829	62.239	66.594	70.391	73.403	76.001	78.041	79.279
TOTAL	59.325	61.979	67.246	71.376	74.478	80.080	84.078	87.624	90.527	94.045	95.722

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

Para este escenario de crecimiento de consumo, la capacidad instalada de Brasil deberá incrementarse de 59.300 MW a 95.700 MW. Por lo tanto, serán necesarios nuevos proyectos y la finalización de aquellos que están en construcción, con un

ritmo de incorporación de 3.640 MW al año. En particular, para el sistema S-SE-CO se considera un incremento de 28.575 MW en los 10 años, lo que significa una incorporación media anual de 2.900 MW. El plan prevé, además, que la participación termoeléctrica crecerá del actual 8% a 17% al final del período. Se prevé la instalación de 50.000 km de líneas de transmisión en todo el país y cerca de 100.000 MVA en subestaciones. Este esfuerzo requerirá, según estimaciones de Eletrobrás, inversiones del orden de 8.000 millones de Reales por año.

La interconexión Sul-Sudeste

Con el advenimiento de la construcción de la CH Itaipú, el sistema de transmisión asociado fue concebido, desde un principio, con la doble finalidad de evacuar toda la energía producida en la central y reforzar la interconexión entre las regiones Sul y Sudeste, lo que se materializó en 1982, con la construcción de la línea de 750 kV Ivaiporá-Tijuco Preto y de las líneas en 500 kV Salto Santiago-Ivaiporá y Poz do Areia-Ivaiporá. De esta forma se inició el aprovechamiento de la diversidad hidrológica existente entre las cuencas de estas regiones.

La interconexión se reforzó en 1986 con la entrada en operación de las máquinas de 60 Hz de Itaipú y de la línea Foz de Iguaçú-Ivaiporá.

La CH Itaipú totaliza en la actualidad una capacidad instalada de 12.600 MW. La mitad de esta potencia es generada en el sector de 50 Hz de la usina. Cerca de 350 MW se entregan a la ANDE, en Paraguay, y el resto es evacuado por el sistema de corriente continua (CC) y entregado en la ET Ibiuna (SP). La otra mitad es generada en el sector de 60 Hz de la usina y se destina exclusivamente al abastecimiento de la región S-SE-CO. Actualmente están en operación dos circuitos de 750 kV de Foz de Iguaçú-Ivaiporá, compuestos por dos bancos de 1.600 MVA, resultando el principal medio físico de interconexión entre los dos sistemas.

Recientes estudios realizados por Eletrobrás señalan la posibilidad de elevados riesgos de déficit de energía para el sistema interconectado S-SE-CO para los próximos años si se registran desfasajes entre el crecimiento previsto de la demanda y la capacidad de oferta de generación en la región. Con miras a reducir tales riesgos de déficit el Plan Decenal prevé una serie de medidas que están siendo ejecutadas en el ámbito sectorial, entre ellas la importación de energía eléctrica de los países vecinos del MERCOSUR.

Esta mayor integración energética con el MERCOSUR, en particular con Argentina y Uruguay que presentan una importante componente térmica, permitirá la ganancia de energía firme en el sistema básicamente hidráulico de Brasil.

El Plan prevé interconexiones con Uruguay (conversora de Livramento - 70 MW y P. Médici - 250 MW) y especialmente con Argentina (conversora de Garabí - 1.000 MW y en San Antonio do Sudoeste[t] - 1.000 MW y la CT Uruguaiana - 600 MW). Estos proyectos elevan la oferta de energía en el sistema Sul, lo que exige el refuerzo de la interconexión Sul- Sudeste. Además, está prevista la instalación de dos máquinas adicionales en Itaipú, una del lado DC y otra en el lado AC en el 2001.

[6] El Plan Decenal considera 2.000 MW de capacidad de importación de Argentina, asumiendo que ingresan al sistema Sul por dos puntos distintos (1.000 MW por la ET Itá y 1.000 MW por la ET Salto Santiago), a diferencia de lo previsto a la fecha que es el ingreso por la ET Itá de 1.000 MW en el año 2000 y los siguientes 1.000 MW en el año 2001.

Es necesaria, por lo tanto, la complementación del sistema de transporte en 750 kV de Itaipú con la incorporación de un tercer circuito en el trecho Foz de Iguaçú-Ivaiporá (1998) y en los trechos Ivaiporá-Itaberá-Tijuco Preto (1999), además de la construcción de la línea de 500 kV Curitiba-Sao Paulo (2000).

7.1.1.3. Oportunidades de incrementos en el intercambio con Brasil

Como ya se explicara anteriormente, del análisis de las condiciones existentes y la evolución de corto plazo de los sistemas argentino y brasileño puede concluirse que existirían posibilidades de intercambios eléctricos superiores a los 2.000 MW anteriormente mencionados, que en esta Prospectiva se asumen como de ingreso firme.

Se busca evaluar cuál sería el volumen de oferta eléctrica, prevista en el Plan Decenal 1998/2007 brasileño, factible de ser desplazada, en el contexto de un mercado ampliado, funcionando con las mínimas simetrías regulatorias que aseguren un ambiente competitivo, con fuertes intercambios entre ambos países, procurando la optimización de los recursos de la región.

Para ello, en primer lugar se identifican los posibles nodos de acceso al sistema S-SE-C-O y luego se analiza el programa de incorporaciones establecido en el Plan Decenal, donde se clasifican los proyectos de acuerdo al grado de certeza de su ingreso en operación.

La exportación al subsistema Sul

El Plan Decenal de Expansión 1998/2007, identifica un nuevo punto de ingreso desde la Argentina a la red de 500 kV de la región Sul. El nodo de acceso se ubicaría en la localidad de Santo Antonio do Sudoeste (Paraná), donde se localizaría la estación conversora y, a través de una línea de 500 kV en 60 Hz, se vincularía con la subestación Caxías para terminar en la subestación de la C.H. Salto Santiago, con un recorrido estimado en 120 km. En Argentina, partiendo desde la ET Posadas con una línea de 500 kV en 50 Hz, se iría hacia el Noreste, por la provincia de Misiones, hasta la localidad de Santo Antonio do Sudoeste, recorriendo aproximadamente 295 km en territorio argentino.

El nodo Salto Santiago se ha tomado como una referencia para la elaboración de casos de nuevas exportaciones de energía eléctrica a Brasil, adicionales a los 2.000 MW considerados como base que ingresarán al sistema Sul por la ET Itá.

Otro punto factible de acceso al subsistema Sul es la ET Gravataí, en Porto Alegre. Esta alternativa requiere del paso por Uruguay de la línea de vinculación entre los sistemas.

La exportación al subsistema Sudeste - Centro Oeste

Una posibilidad para acceder al subsistema SE-CO es utilizar la capacidad remanente del corredor Itaipú-San Pablo +/- 600 kV en corriente continua (CC).

La capacidad de transporte del sistema CC asociada a la sección de 50 Hz de Itaipú es de 6.300 MW. Existe la potencialidad para transportar por este corredor de

corriente continua cerca de 1.000-1.500 MW medios de energía generada en Argentina

Para efectivizar esta alternativa es necesario construir una línea en 500 kV con una longitud de 300 km que vincule Yacyretá con Itaipú.

Los inconvenientes de esta alternativa son la limitación en la cantidad de energía transportable, la necesidad de negociaciones con Paraguay y con la concesionaria FURNAS y la elevada tarifa de transporte del sistema de transmisión de Itaipú (5,28 u$s/MWh) establecida por la ANEEL.

Para mayores capacidades de interconexión, al menos 3.000 MW, el tendido de un vínculo en CC entre Yacyretá y San Pablo, es una alternativa posible.

Clasificación de los proyectos del Plan Decenal de Expansión 1998-2007

Proyectos Clase "A": Se trata de las obras en construcción con concesiones otorgadas. A pesar de tener implícita una incerteza "natural" en lo que se refiere a su fecha de ingreso en operación de acuerdo a los cronogramas físico - financieros, se consideran como proyectos cuya decisión es prácticamente irreversible, o lo que es lo mismo, el sector eléctrico tiene una alta probabilidad de contar con su participación para el cubrimiento de la demanda futura. Consiste en un grupo de 19 centrales hidroeléctricas y 3 térmicas que totalizan 10.806,5 MW, todas localizadas en el sistema S-SE-CO.

Proyectos Clase "B": Son aquellos proyectos incluidos en el conjunto de aprovechamientos con concesiones otorgadas o autorizadas, pero que todavía no tienen las obras iniciadas. El hecho de contar con la concesión/autorización, hace prever que tienen grandes posibilidades de ser construidas dentro de los plazos factibles y necesarios para el abastecimiento del mercado. Son en total 28 aprovechamientos que totalizan 9.915,4 MW, de los cuales 2 están localizados en el sistema Norte, mientras que los 26 restantes se encuentran en el sistema S-SE-CO, con 23 centrales hidráulicas (3.819,4 MW) y 3 centrales térmicas (1.939 MW).

Estos dos tipos de proyectos constituyen en la práctica un portfolio mínimo con los cuales el sector eléctrico brasileño, con un grado razonable de certeza, podrá efectivizar su expansión. Para el caso del subsistema interconectado S-SE-CO, representan 16.664 MW, lo que significa casi el 60% de los 28.575 MW necesarios para cubrir el abastecimiento planteado para el período 1998/2007.

CLASE	HIDRO	TERMICO	TOTAL
A	8.547	2.259	10.806
B	3.919	1.939	5.858
Total	**12.466**	**4.198**	**16.664**

Proyectos Clase "C": Son proyectos clasificados en el conjunto de aprovechamientos en proceso de licitación o autorización, es decir, proyectos que forman parte del programa de Licitaciones de la ANEEL en el horizonte de corto plazo o en fase avanzada de estudios/negociaciones, de tal forma que existe una perspectiva razonable de que puedan ser construidos en las fechas programadas.

En este caso, de un total de 22 obras, 19 se encuentran en el sistema S-SE-CO, de las cuales 7 son centrales térmicas con 3.140 MW previstos y 12 son centrales hidráulicas con 2.209,6 MW. En lo que respecta a las centrales térmicas, existe un gran interés por parte de consorcios privados de concretar su construcción, por lo que ya existen negociaciones avanzadas en el establecimiento de las sociedades, estudios de factibilidad financiera y de las garantías/precio de abastecimiento de gas natural, lo que permite asociar las incertezas inherentes al proceso de planeamiento solamente a los cronogramas físico - financieros de las obras. En el caso de las obras hidroeléctricas, el actual contexto institucional exige la viabilización empresarial del emprendimiento, por lo que ANEEL buscara licitar solo aquellos proyectos identificados como de interés para el mercado.

Proyectos Clase "D": Son proyectos clasificados en el conjunto de aprovechamientos que estaban programados en el plan anterior pero que fueron interrumpidos sus estudios, comprometiendo de esa forma los cronogramas de licitación y entrada en operación. A pesar de eso, se considera que existe interés en la construcción de dichos emprendimientos. Del total de 11 obras, 8 pertenecen al sistema S-SE-CO, con un total de aproximadamente 300 MW.

Proyectos Clase "E": Son proyectos cuyos procesos licitatorios no fueron exitosos, con licitaciones desiertas o suspendidas. Comprende 8 centrales hidroeléctricas en el sistema S-SE-CO, que totalizan aproximadamente 250 MW.

Proyectos Clase "F": Son proyectos clasificados en el conjunto de aprovechamientos que si bien no tienen concesión, poseen autorización de estudios/proyectos dada por el Departamento Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (DNAEE). Este hecho posibilita que sean considerados como alternativas viables de ampliación de oferta, teniendo en cuenta que deben cumplir con todo el proceso de autorización y licitación ante la aparición de interesados en su realización. El grado de incerteza es muy alto, dado que la mayoría no tiene concluido los estudios de factibilidad, pero de acuerdo a información preliminar, se cuenta con costos finales estimados que permiten clasificarlos de manera de indicar una fecha de entrada en servicio. En total, estos aprovechamientos totalizan 7.877 MW, de los cuales 6.016 MW pertenecen al sistema S-SE-CO (3.822 MW hidráulicas y 2.194 MW térmicas). Entre estos proyectos, cabe destacar los 1.450 MW en centrales a carbón previstos para el subsistema Sul.

Proyectos Clase "G": En este grupo se incluyen proyectos con estudios autorizados, pero sin ninguna certeza de factibilidad económica - financiera. No les fue asignada una fecha probable de entrada en servicio dado que con los proyectos "A" a "F" es suficiente para cubrir el abastecimiento del mercado tal como fue planteado en el Plano Decenal para el período 1998-2007. Los proyectos incluidos en este grupo son 27, y representan 2.811,2 MW.

En resumen, para el sistema interconectado S-SE-CO, la clasificación por proyecto resulta ser la siguiente:

CLASE	TIPO	S	SE-CO	TOTAL
A	H	3.971,0	4.576,5	8.547,5
	T	950,0	1.309,0	2.259,0
Total A		4.921,0	5.885,5	10.806,5
B	H	75,1	3.844,6	3.919,7
	T	150,0	1.789,0	1.939,0
Total B		225,1	5.633,6	5.858,7
C	H	910,0	1.299,6	2.209,6
	T	0,0	3.140,0	3.140,0
Total C		910,0	4.439,6	5.349,6
D	H	0,0	302,5	302,5
Total D		0,0	302,5	302,5
E	H	0,0	242,3	242,3
Total E		0,0	242,3	242,3
F	H	2.834,0	988,0	3.822,0
	T	2.194,0	0,0	2.194,0
Total F		5.028,0	988,0	6.016,0
Total S-SE-CO		**11.084,1**	**17.491,5**	**28.575,6**

A continuación se presenta el listado de centrales por región y por tipo, ordenadas de acuerdo a su fecha estimada de ingreso, indicando su potencia instalada y costo asociado, tal como aparecen en el Plan Decenal brasileño.

REGION SUL

TIPO	INGRESO	*USINA*	U$S/ MWh	CLASE	Total POT. (MW)
H	Ago-98	UHE COSTA RICA	46.66	A	16.0
	Dic-98	UHE SALTO CAXIAS	-	A	1,240.0
	Jun-99	UHE PALMEIRAS ampl.	35.09	B	7.0
	Dic-99	UHE SALTO ampl.	35.67	B	8.1
	Mar-00	UHE PORTOBELLO - APE	58.32	B	15.0
	Jun-00	UHE ITA	-	A	1,450.0
	Oct-00	UHE CUBATAO - SUL	49.26	B	45.0
	Dic-00	UHE D.FRANCISCA	24.68	A	125.0
	Jun-02	UHE CAPIVARI	30.94	F	10.0
	Jul-02	UHE BOM RETIRO	34.32	C	30.0
		UHE CAMPOS NOVOS	26.41	C	880.0
	Ago-03	UHE TELEMACO BORBA	34.70	F	112.0
	Sep-03	UHE MACHADINHO	19.95	A	1,140.0
	Dic-03	UHE PASSO DO MEIO	46.85	F	30.0
	Mar-04	UHE CEBOLAO	26.70	F	156.0
	Mar-05	UHE JATAIZINHO	27.09	F	156.0
		UHE SAO JERONIMO	21.88	F	284.0
	Jun-05	UHE MAUA	23.81	F	388.0
	Mar-06	UHE BARRA GRANDE	48.58	F	690.0
	Jun-06	UHE SALTO PILÃO	20.72	F	220.0
	Sep-06	UHE GARABI - 50%	76.92	F	750.0
	Oct-06	UHE GUARATUBA	53.60	F	38.0
Total H					**7,790.1**

sigue →

REGION SUL (Cont.)

TIPO	INGRESO	*USINA*	U$S/ MWh	CLASE	Total POT. (MW)
T	Dic-98	UTE CORUMBA I-1(OD/GN)	32.77	B	150.0
	Jun-99	UTE URUGUAIANA I	35.47	A	600.0
	Jul-99	UTE CAMPO GRANDE I (GN)	38.17	F	300.0
	Jul-00	UTE ARAUCARIA	36.24	F	444.0
	Jul-01	UTE CANDIOTA III-1	30.17	F	350.0
	Dic-01	UTE JACUI	51.09	A	350.0
	Dic-04	UTE SEIVAL I-1	35.47	F	200.0
	Dic-05	UTE SEIVAL I-2	35.47	F	200.0
	Dic-06	UTE CARVAO PIE - 1	61.31	F	350.0
	Dic-07	UTE CARVÃO PIE - 2	61.11	F	350.0
Total T					**3,294.0**
Total Región Sul					**11,084.1**

REGION SUDESTE – CENTRO OESTE

TIPO	INGRESO	USINA	U$S/ MWh	CLASE	Total POT.(MW)
H	**Ene-98**	PCH BRACO NORTE II	-	A	9.6
		PCH PRIMAVERA - 3 a 7º	-	A	6.0
	Feb-98	UHE MIRANDA	-	A	390.0
	Mar-98	UHE SERRA DA MESA	-	A	1,275.0
	Jul-98	UHE PORTO PRIMAVERA	-	A	1,814.4
	Sep-98	UHE TRES IRMAOS - 4ºe5º	-	A	324.0
	Nov-98	UHE SOBRAGI - APE	-	A	60.0
	Dic-98	UHE CANOAS I	-	A	82.5
		UHE IGARAPAVA	-	A	210.0
		UHE SANTA BRANCA	21.59	A	50.0
	Ene-99	UHE CANOAS II	-	A	72.0
	Nov-99	UHE PONTE DE PEDRA 2	45.21	B	24.0
	Dic-99	UHE PAI JOAQUIM ampl.	35.67	B	23.0
	Ene-00	UHE BARUITO	33.83	B	9.4
	Mar-00	UHE CACH. EMBOQUE	40.2	A	18.0
	Jun-00	UHE ROSAL	22.17	A	55.0
	Jul-00	UHE JAURU	22.46	B	70.0
	Sep-00	UHE LAJES	58.42	B	60.0
	Nov-00	UHE GLICERIO	38.27	B	10.0
	Ene-01	UHE GUAPORE - APE	21.98	B	120.0
	Feb-01	UHE TOMBOS	26.51	B	15.0
	Mar-01	UHE PIRAJU	42.12	C	70.0
	Abr-01	UHE PORTO ESTRELA	26.89	B	112.0
		UHE S. DAS NUVENS-APE	66.32	B	20.0
	May-01	UHE CAMPINHO	29.4	F	45.0
	Jul-01	UHE ITAIPU (19 E 20)	-	B	1,400.0
		UHE PICADA	27.38	C	50.0
	Oct-01	UHE QUEIMADO	33.74	B	105.0
	Nov-01	UHE FUNIL-GRANDE	46.66	B	180.0
	Dic-01	UHE AIMORES	54.66	B	396.0
		UHE MANSO	64.2	A	210.0

sigue →

REGION SUDESTE – CENTRO OESTE (Cont.)

TIPO	INGRESO	USINA	U$S/ MWh	CLASE	Total POT.(MW)
	Ene-02	UHE PILAR - APE	32.77	B	150.0
	Mar-02	UHE BONFANTE	40.68	C	19.0
		UHE MONTE SERRAT	33.45	C	25.0
	May-02	UHE CANA BRAVA	28.05	C	450.0
		UHE SANTA CLARA	46.94	C	60.0
	Jun-02	UHE ITUMIRIM	41.35	C	60.0
	Jul-02	UHE TIJUCO ALTO - APE	30.65	B	144.0
	Ago-02	UHE BARRA DO BRAUNA	22.85	D	48.0
	Nov-02	UHE LAJEADO	33.74	B	850.2
	Mar-03	UHE IRAPE	36.63	C	360.0
	Abr-03	UHE SAO JOAO	65.84	C	25.0
	Ago-03	UHE PONTE DE PEDRA	18.12	C	180.6
	Jun-04	PCH JUBA IV	43.18	E	7.1
		PCH JUBINHA III	46.08	E	4.0
		UHE BOCAINA	49.64	E	150.0
		UHE JUBA III	53.40	E	19.2
		UHE JUBINHA I	52.15	E	10.4
		UHE JUBINHA II	34.70	E	15.6
	Dic-04	UHE S.DOMINGOS - SP	79.53	D	13.9
	Mar-05	UHE ANHANGUERA	74.13	D	20.1
		UHE RETIRO	80.97	D	15.0
	Sep-05	UHE CAPIM BRANCO I	42.22	F	306.0
		UHE FRANCA AMARAL	33.93	F	33.0
		UHE SERRA DO FACAO	31.71	F	210.0
	Mar-06	UHE CAPIM BRANCO II	52.44	F	210.0
		UHE FUNIL-RIBEIRA	58.7	D	150.0
		UHE SAO JOSE	58.99	E	19.0
		UHE TRAIRA II	19.76	F	110.0
	Jun-06	UHE BAU	51.96	F	74.0
		UHE MONJOLINHO - SP	83.96	D	21.6
	Dic-06	UHE ITIQUIRA I - APE	22.27	B	62.0
		UHE SAO SEBASTIAO	79.91	D	18.9
	Feb-07	UHE ITIQUIRA II - APE	22.27	B	94.0
	Mar-07	UHE PALMEIRAS	87.53	D	15.0
	Jun-07	UHE CARRAPATOS	68.15	E	17.0
Total H					**11,253.5**
T	**Sep-98**	UTE CUIABÁ I-1 (OD/GN)	32.77	B	480.0
	Feb-99	UTE RIO	30.75	C	720.0
	Jun-99	UTN ANGRA II	-	A	1,309.0
	Oct-99	UTE BTB	37.02	C	480.0
	Dic-99	UTE IGARAPE	32.77	C	390.0
		UTE PAULINIA	37.02	C	500.0
	Ene-00	UTE ELETROPAULO 1	37.02	C	450.0
	Jul-00	UTE NORTE CAPIXABA	37.02	C	150.0
	Ene-02	UTE ELETROPAULO 2	37.02	C	450.0
	Dic-05	UTN ANGRA III	58.99	B	1,309.0
Total T					**6,238.0**
Total Sistema SE-CO					**17,491.5**

El impacto potencial de la competencia en el Plan Decenal

A partir del análisis del ingreso de equipamiento previsto, su grado de incertidumbre y su costo de energía asociado, puede estimarse un escenario de los MW potenciales que podrían ser desplazados por oferta argentina más competitiva.

De acuerdo a lo descripto anteriormente, se supone que las centrales clasificadas como A y B ingresarán en su totalidad en las fechas previstas, ya sean porque están en construcción o por tener concesiones otorgadas. Por otra parte, casi la totalidad de las centrales que ingresan hasta el año 2001 tienen Contratos Iniciales (CI), lo que también permite clasificarlas como firmes. También está el caso de las centrales que tienen contratos de abastecimiento de gas, como por ejemplo las centrales térmicas que se prevé abastecer con gas de Bolivia y de Brasil, que están clasificadas como proyectos clase “C”, y algunas clasificadas como clase “F”.

A continuación se resume cuál sería la secuencia de incorporación anual de potencia prevista en el Plan Decenal, teniendo en cuenta que, en centrales de alto módulo, esta incorporación se produce en forma paulatina a lo largo de dos o tres años. En el mismo cuadro se desglosa la potencia que se ha supuesto firme y la que se ha identificado, en el período 1997-2007, como MW potenciales en competencia con oferta argentina.

INCORPORACION DE POTENCIA. EN MW

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
FIRMES										
T	0	800	694	350	350	0	0	0	0	0
H	16	1.247	626	1.018	0	380	760	0	0	0
SUR	16	2.047	1320	1.368	350	380	760	0	0	0
T	150	2.119	2.075	135	450	0	0	0	0	0
H	2.064	1.044	564	1.340	1.774	456	0	0	0	0
SE-CO	2.214	3.163	2.639	1.475	2.224	456	0	0	0	0
NO FIRMES										
T	0	0	0	0	0	0	0	200	200	700
H	0	0	0	0	465	567	186	828	1.054	644
SUR	0	0	0	0	465	567	186	1.028	1.254	1.344
T	0	0	0	0	0	0	0	0	1.309	0
H	0	0	0	0	1.014	1.119	490	238	938	214
SE-CO	0	0	0	0	1.014	1.119	490	238	2.247	214
TOTAL										
T	0	800	694	350	350	0	0	200	200	700
H	16	1.247	626	1.018	465	947	946	828	1054	644
SUR	16	2.047	1.320	1.368	815	947	946	1.028	1254	1344
T	150	2.119	2.075	135	450	0	0	0	1.309	0
H	2.064	1.044	564	1.340	2.788	1.575	490	238	938	214
SE-CO	2.214	3.163	2.639	1.475	3.238	1.575	490	238	2.247	214

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
T	0	0	0	0	0	0	0	200	400	1.100
H	0	0	0	0	465	1.032	1.218	2.046	3.100	3.744
SUR	**0**	**0**	**0**	**0**	**465**	**1.032**	**1.218**	**2.246**	**3.500**	**4.844**
T	0	0	0	0	0	0	0	0	1.309	1.309
H	0	0	0	0	1.014	2.133	2.623	2.861	3.799	4.013
SE-CO	**0**	**0**	**0**	**0**	**1.014**	**2.133**	**2.623**	**2.861**	**5.108**	**5.322**
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**1.479**	**3.165**	**3.841**	**5.107**	**8.608**	**10.166**

Si las previsiones del Plan Decenal se verifican, las oportunidades de incrementar las exportaciones de energía eléctrica se presentarían a partir del año 2002.

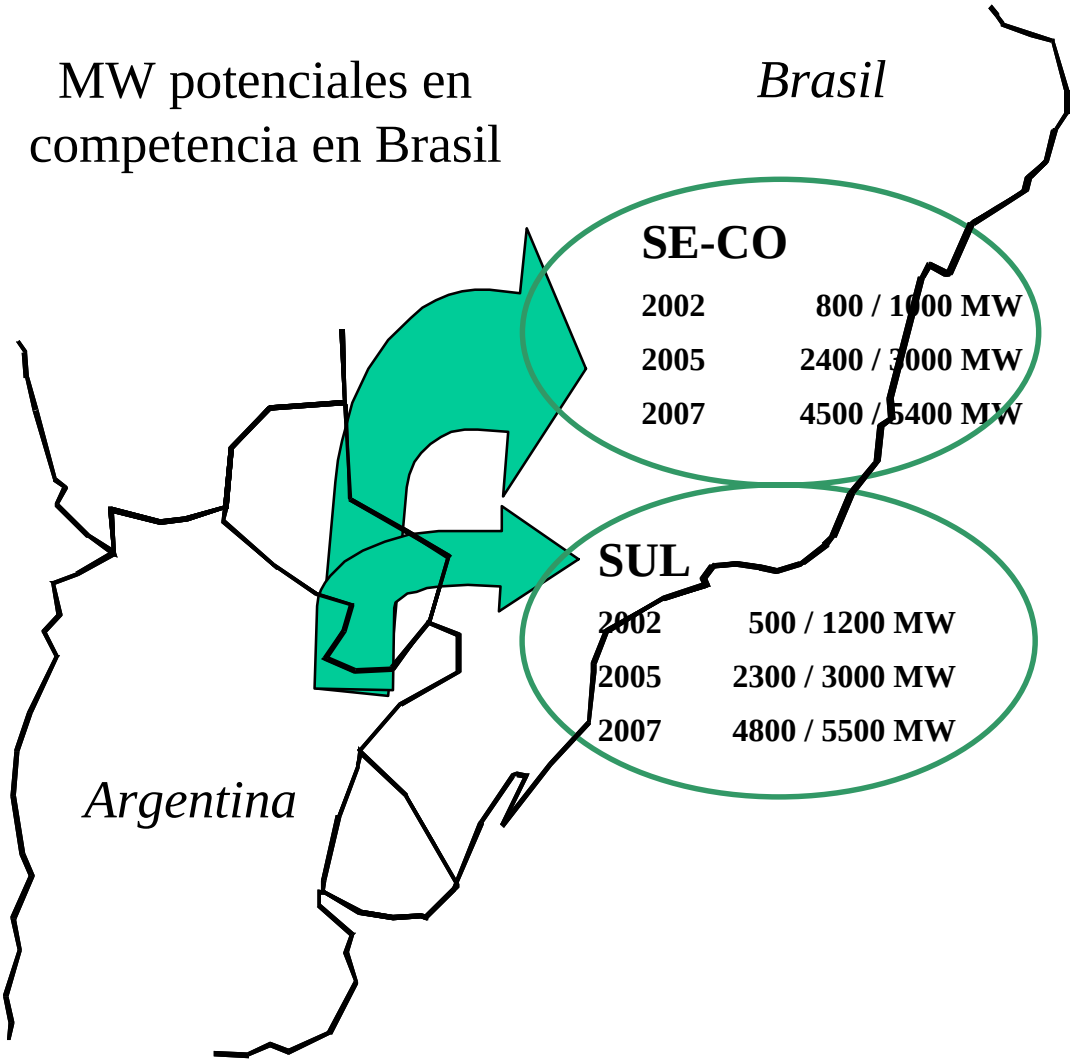
En la siguiente figura se presenta el rango de valores de potencia posible de desplazar en Brasil por oferta proveniente desde Argentina en 3 años de corte: 2002, 2005 y 2007.

La competencia entre la oferta prevista en el Plan Decenal de Brasil y la oferta argentina, por el abastecimiento del sistema S-SE-CO entre los años 2002 y 2007, presentaría un potencial de alrededor de 10.000 MW.

Para el sistema Sur, se considera que el límite inferior está dado por los valores indicados en el cuadro anterior, y como límite superior se toma el caso de que no ingresen dos centrales térmicas (Candiota y Araucaria) supuestas “firmes” en la clasificación presentada anteriormente, pero que podrían ser eventualmente desplazadas.

En el sistema SE-CO se considera como límite superior el resultante del cuadro resumen, pero se considera que el límite inferior podría incluir algunas centrales hidráulicas que, de acuerdo a los precios consignados en el Plan Decenal, harían factible su ingreso, a pesar de que no tienen al presente ningún Contrato Inicial que permita clasificarlas como firmes. La potencia acumulada al año 2007 aportada por estas centrales es de aproximadamente 900MW.

Mayores crecimientos de la demanda y eventuales atrasos en la incorporación de los proyectos previstos en el Plan Decenal 1998-2007 de Brasil, pueden implicar un mayor potencial de competencia entre generadores brasileños y argentinos y productores de gas.



Este potencial no incluye los 2.000 MW considerados como acordados con Brasil, descriptos en el punto 7.1.1.

7.1.1.4. 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, a entregar en la ET Itá, surgidos de la licitación convocada en 1997 por FURNAS - ELETROSUL.

Dadas las oportunidades de desplazar oferta de generación en Brasil por oferta argentina más competitiva, en el contexto de una competencia en el despacho de los sistemas argentino - brasileño interconectados, se han considerado Casos con incrementos adicionales de la capacidad de intercambio por 1.000 MW, en el año 2003, y Casos con 1.500 MW en el 2003 y otros 1.500 MW en el 2005. Considerando los 2.000 MW iniciales, la cantidad máxima a exportar a Brasil estaría entre 3.000 MW y 5.000 MW.

Descripción de Casos de Intercambio con Brasil

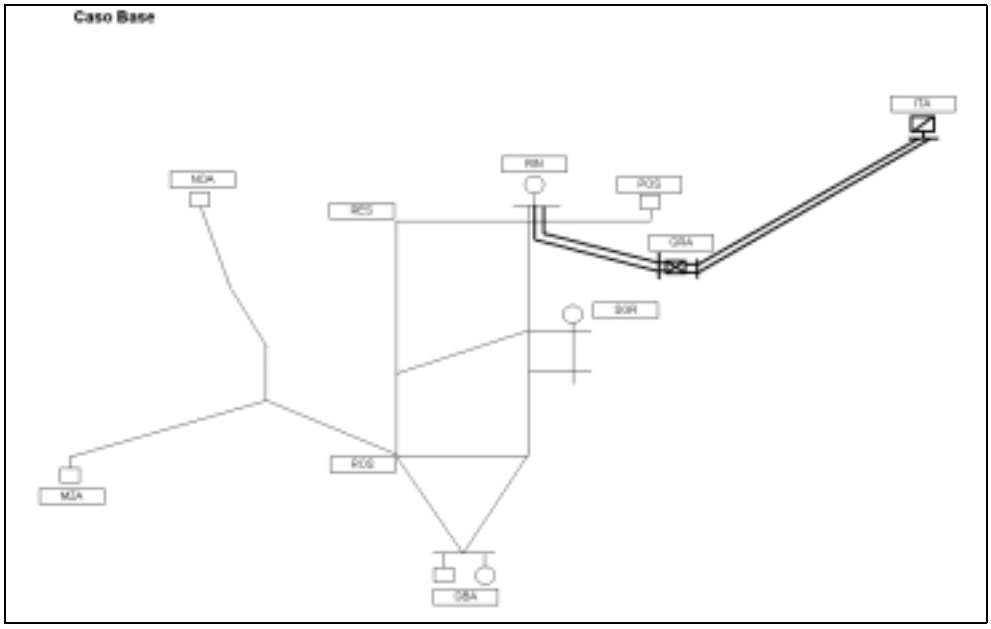
A continuación se describen los casos que son considerados factibles de concretar.

Caso 1 (Caso Base)

Se consideran los 1.000 MW ya acordados para el año 2000 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 la radicación de nuevas industrias en esos estados brasileños.

Para la actual configuración de transporte del SADI no se visualizan mayores inconvenientes salvo saturación en el corredor entre Rosario Oeste (RO) y San Nicolás (SNIC), y no sería necesario realizar ampliaciones de la capacidad del actual sistema de transporte. Para Yacyretá en cota reducida (76 m, 1.600 MW), la capacidad remanente de transporte para el ingreso de energía secundaria de Brasil sería del orden de los 500 MW.

La conexión del transporte internacional consistirá en una línea doble terna 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 y de una línea doble terna de 500 kV en 60 Hz que la vincula con la ET Itá.

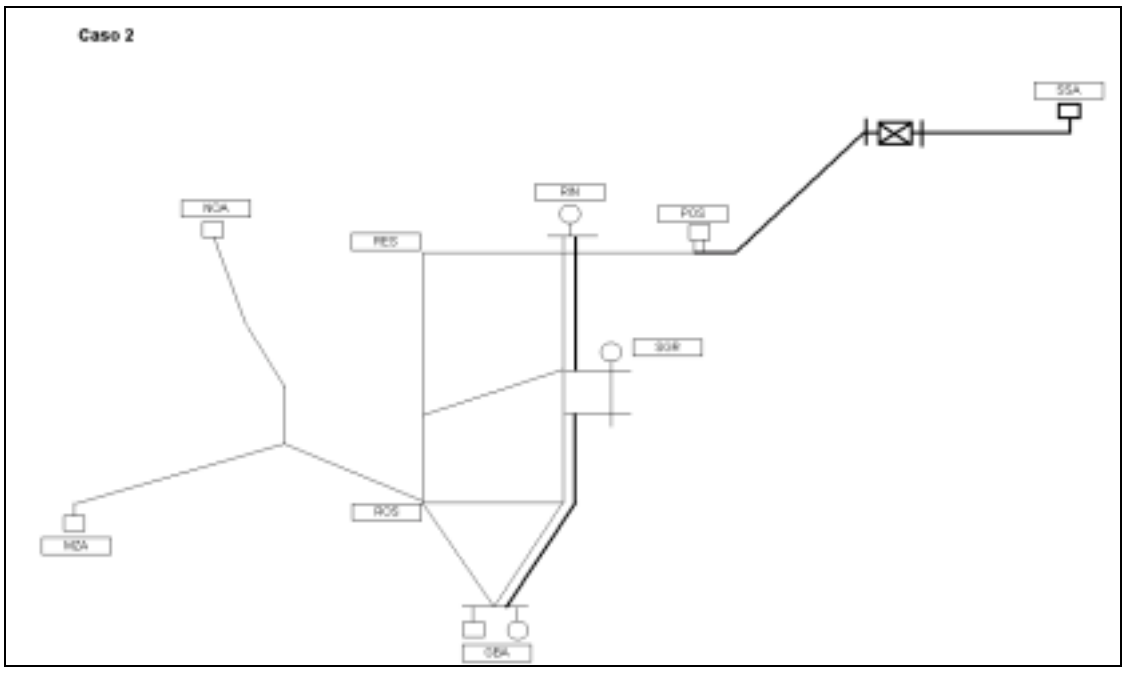


Caso 2

Se plantean 1.000 MW adicionales al Caso Base de exportación, con generación nueva localizada en el área Mercado (Buenos Aires), con seguridad de suministro de gas (en Buenos Aires convergen los gasoductos provenientes de las cuencas Noroeste, Neuquina y Austral) pero a mayor precio con relación al gas en boca de pozo de la cuenca Noroeste. Esta alternativa requiere de la ampliación del transporte eléctrico, mediante una simple terna en el tramo General Rodríguez (GR)/Colonia Elía (CE) y Salto Grande (SGR)/Rincón (RINC).

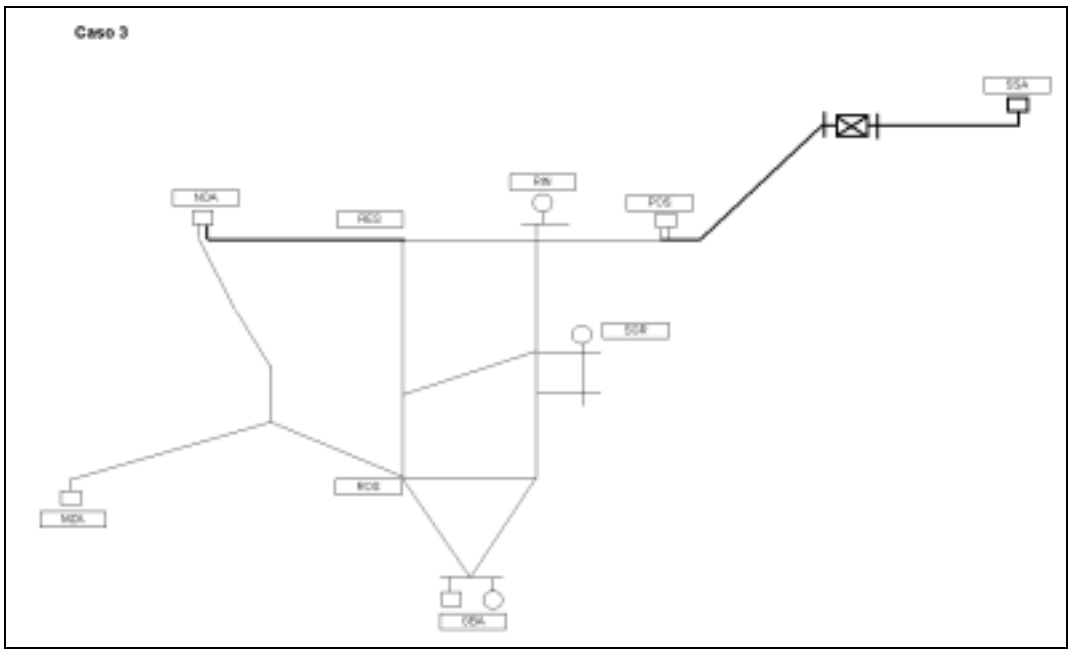
Además, sería necesaria la construcción de una línea simple terna en 500 kV desde Posadas hasta las proximidades de la localidad de Santo Antonio do Sudoeste (Brasil), y del lado brasileño la instalación de una estación conversora Back to Back 50/60 Hz, de la cual partiría una línea simple terna hasta la ET Salto Santiago (SSA), nodo asignado en el Plan Decenal 1998-2007 como nodo de ingreso alternativo al sistema eléctrico S-SE-CO.

Si Yacyretá eleva su cota a 83 metros (cota de proyecto), con condiciones hidrológicas muy favorables en Brasil, haciendo uso de la capacidad remanente del sistema de transporte eléctrico podrían ingresar 800 MW al MEM.



Caso 3

Se plantean 1.000 MW adicionales de exportación, con generación nueva, a instalar, localizada en el área Noroeste Argentino (NOA), con suministro de gas prácticamente de boca de pozo a menor precio con relación al gas que llega a Buenos Aires. Esta alternativa requiere de la ampliación del transporte eléctrico en 500 kV en el tramo Bracho (BRA)/Charata (CHAR)/Resistencia (RES). Esta configuración no posibilita el ingreso de energía secundaria de Brasil. Para completar la vinculación con el sistema eléctrico brasileño, se deben construir las instalaciones indicadas para el Caso 2, de manera de acceder por la ET Salto Santiago.

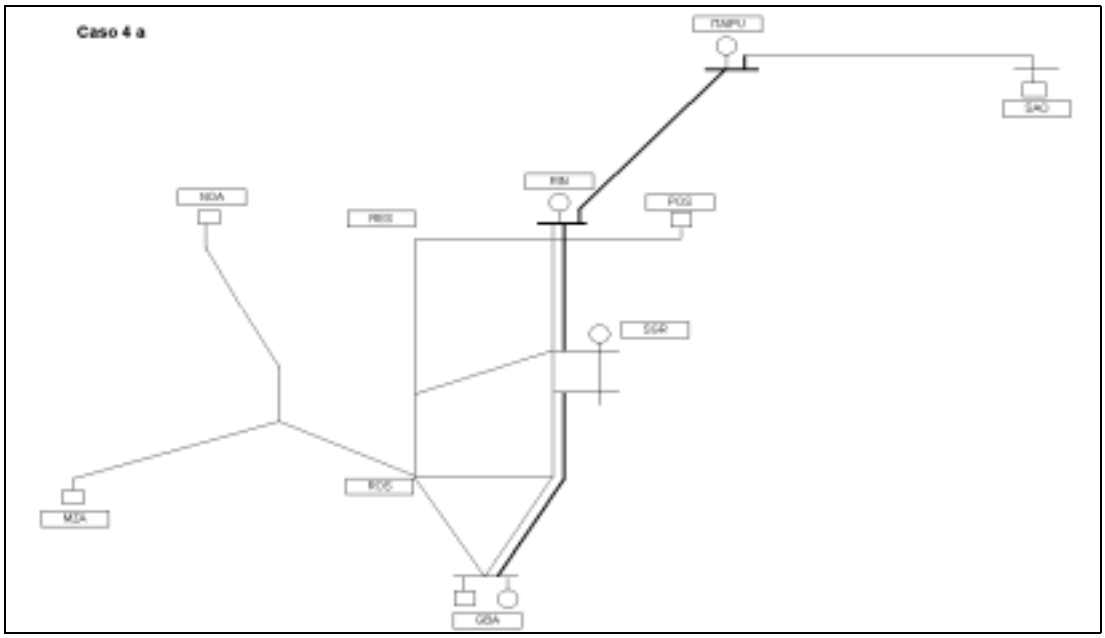


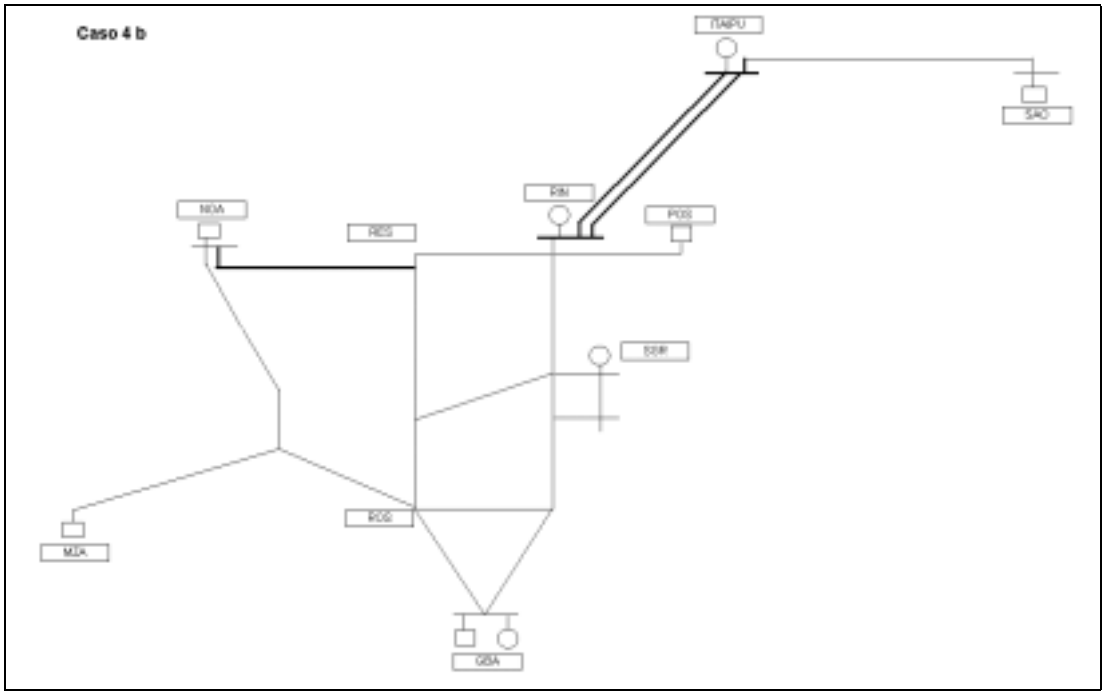
Caso 4

Considera la posibilidad de utilizar la capacidad remanente del corredor Itaipú - San Pablo para inyectar entre 1.000-1.500 MW al sistema Sudeste de Brasil, debiéndose construir una simple terna en 500 kV con una longitud de 300 km que vincule Yacyretá con Itaipú.

Además es necesaria la construcción de una simple terna en 500 kV, que dependiendo donde se localice la generación, podrá unir los nodos BRA (Bracho) - RES(Resistencia), o GR (Gral. Rodríguez) - C. Elía (CE) y SGR (Salto Grande) - RIN (Rincón)

Esta alternativa requiere la instalación de nueva generación que puede estar localizada en la región Mercado (Caso 4a), o en la región NOA (Caso 4b). Sólo el Caso 4a permite el ingreso de energía secundaria a través de una capacidad remanente de alrededor de 800 MW.





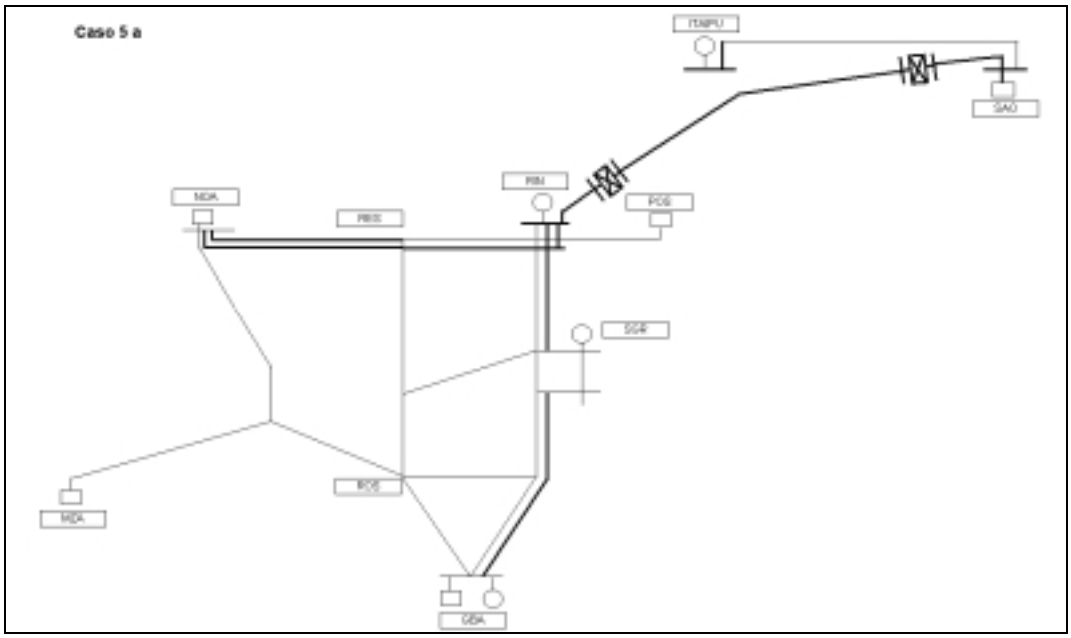
Caso 5

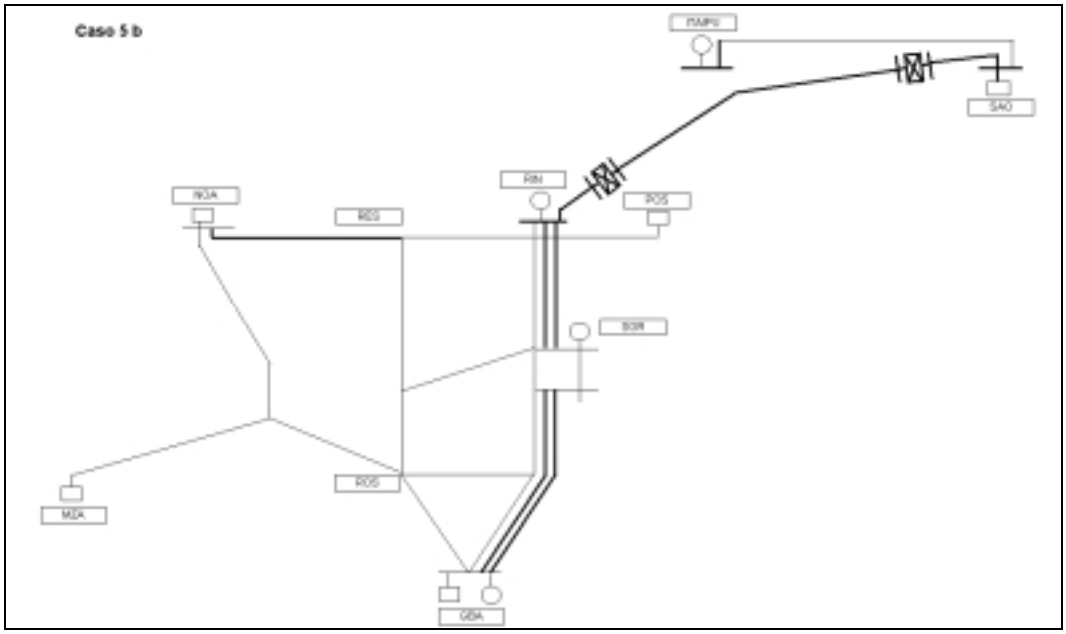
Se plantean 3.000 MW adicionales de exportación, con nueva generación a instalar en la región del NOA y en la zona Mercado. Además, esta alternativa requiere la ampliación del transporte eléctrico en 500 kV. Se suponen dos posibles alternativas para la localización de la generación.

De los 3.000 MW a exportar se generan 2.000 MW en la región NOA y 1.000 MW en la zona Mercado (Caso 5a). Para esta alternativa sería necesario construir una doble terna en 500 kV desde Bracho (BRA) hasta Resistencia (RES), y una simple terna que vincule Resistencia (RES) con el nodo Rincón (RIN). Esta ampliación se complementa con la construcción de una simple terna desde Gral. Rodríguez (GR) hasta Colonia Elía (CE), y desde Salto Grande (SGR) hasta Rincón (RIN). Esta configuración permitiría el ingreso de energía secundaria por 1.500 MW.

Otra posibilidad sería generar 1.000 MW en la región NOA, y otros 2.000 MW en la zona Mercado (Caso 5b). Siendo necesaria la construcción de una simple terna que vincule Bracho (BRA) con Resistencia (RES). Además, se requiere la ampliación del corredor Rincón (RIN) / Salto Grande (SGR), Gral. Rodríguez (GR) / Colonia Elía(CE) con una doble terna en 500 kV. Esta configuración permitiría el ingreso de energía secundaria por 1.800 MW.

Ambas alternativas de localización de la generación, permiten llegar con 3.000 MW al nodo Rincón (RIN), y desde este nodo se construiría una línea de transporte eléctrico en Corriente Continua que vincule directamente a Rincón (RIN) con el nodo Embú Guaçu en la región de San Pablo.



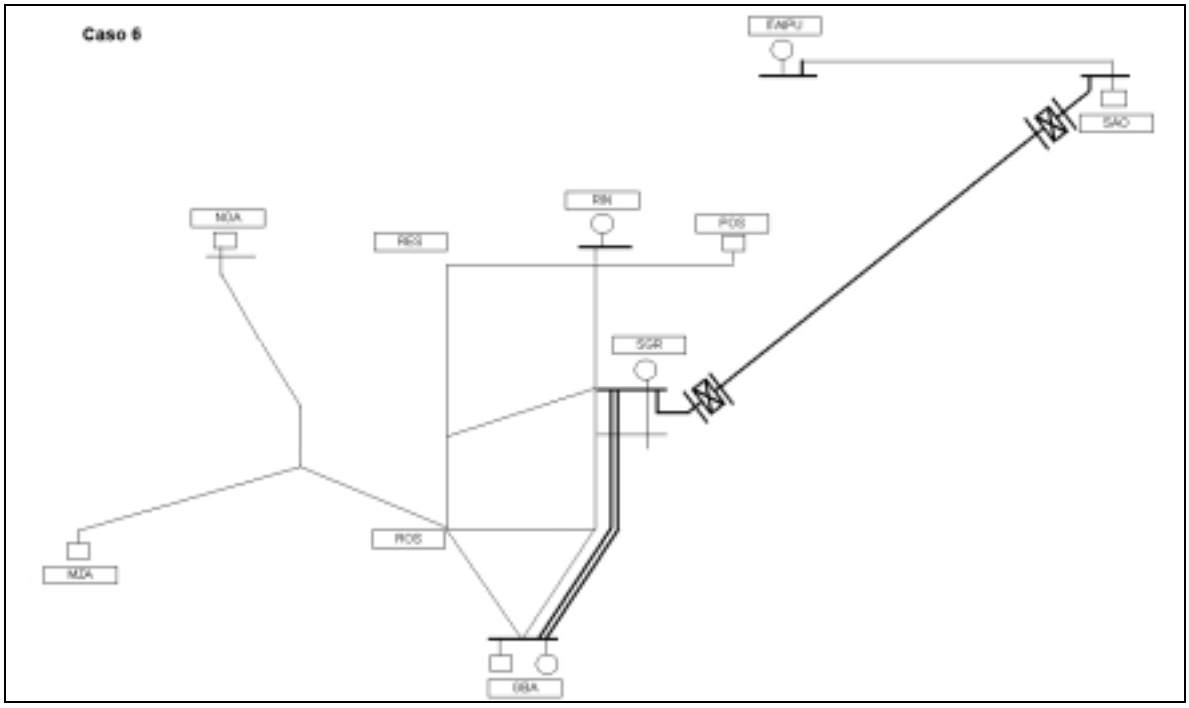


Caso 6

Se plantean 3.000 MW adicionales de exportación de energía eléctrica, a través del nodo frontera Salto Grande, que se vincula mediante una línea de 500 kV en Corriente Continua con el nodo Embú Guaçu en la región de San Pablo. Este caso requiere la incorporación de nueva generación por 2.000 MW, que le permita satisfacer el incremento de demanda, siendo esta generación localizada en la región Mercado.

Para este Caso, será necesario ampliar el transporte eléctrico, construyendo dos ternas de 500 kV que vinculen los nodos de Gral. Rodríguez con Salto Grande. A partir de este nodo, se desarrolla una nueva terna en corriente continua de 500 kV,

que vincula Salto Grande con la región de San Pablo. Entre estos dos nodos, en las proximidades de Salto Grande, se ubicará una estación rectificadora, y una estación conversora del tipo Back to Back (50/60 Hz) en la estación Embú Guaçu.



Costos Pertinentes de cada Caso

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 ha supuesto un costo de capital de 400 u$s/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 $/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 45 $/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 1000 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 50/60Hz o viceversa. El costo unitario adoptado para una conversora Back to Back 50/60 Hz es de 120.000 u$s/MW.

En los Casos 4a y 4b, además de los costos de transporte de las ampliaciones firmes para la exportación de energía eléctrica, se requiere pagar el peaje correspondiente al uso de los sistemas eléctricos brasileños existentes desde el nodo Itaipú hasta el nodo San Pablo. Este peaje es de 4,53 R$/kW, o aproximadamente 5,28 $/MWh, valor de peaje fijado por la ANEEL, en la Portaria Nº 459 del 10 de diciembre de 1997.

Los costos del transporte eléctrico utilizados en los Casos 5a y 5b, para la ampliación firme de transporte en Argentina son los mismos que los utilizados en los demás casos. Pero estos casos requieren una rectificadora de corriente permitiendo transformar la Corriente Alterna de 50Hz (AC) a Corriente Continua (CC) y viceversa.

Los costos totales resultantes se encuentran en la banda de 25 y 37 u$s/MWh, para un factor de utilización del transporte del 80%, resultando competitivos con relación a los precios actuales de los contratos que exhibe el sistema S-SE-CO (35-40 $/MWh), y próximos al costo marginal de largo plazo estimado para Brasil en el último Plan Decenal de Expansión 1998-2007 (38 u$s/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.

En el siguiente cuadro se presenta la descripción resumida de los Casos y los costos asociados estimados a título ilustrativo.

Casos seleccionados

A continuación se resumen los Casos seleccionados de incrementos en el intercambio entre Argentina y Brasil, a los fines de la simulación conjunta de los sistemas de Argentina, Brasil y Uruguay, cuyos resultados se presentan en el Capítulo 8. En todos se considera la inclusión del Caso 1 (Caso Base).

Año	Casos Seleccionados	Export. Brasil Increm. (MW)	Máxima Export. (MW)	Localización Generación	Destino Exportación
2000/01	**(1)**	2.000	2.000	GBA	SUL
2003	**(1) + (3)**	1.000	3.000	NOA	SUL
2003	**(1) + (4b)**	1.500	3.500	NOA	SE/CO
2003/05	**(1) + (5b)**	3.000	5.000	NOA + GBA	SE/CO

DESCRIPCION DE CASOS DE INTERCAMBIOS CON BRASIL

AÑO	Caso	Interc. Brasil Increm. (MW)	Transporte Eléctrico (*) Tramos	Costo Total ($/MWh)	Líneas Saturadas	Observaciones
2000/01	**1**	+2000 - 500	- -		RO/SNIC NEA/LIT	Yacy cota actual 76 m ECE remoto Yacy cota actual 76 m
2003 Increm. desde caso1	**2**	+1000 - 800	GR/CE + SGR/RINC CE/SGR RIN/POS POS/SAN SAN/SS "	**33 - 35**	RO/SNIC NEA/LIT	Yacy cota 83 m Aprovecha Cuadrilátero SGR Gas + caro (GBA)
	3	+1000 0	BRA/CHAR/RES RIN/POS POS/SAN SAN/SS "	**25 - 28**	RO/SNIC	Yacy cota 83 m Gas + barato (NOA)
	4 a	+ 1000 - 1500 - 800	GR/CAMP/CE + SGR/RINC GR/CE SGR/RIN (RIN/ITAIPU) x 2	Peaje Itaipú/SAO = 5.28 **35 - 37**	RO/SNIC	Yacy cota 83 m Aprovecha Cuadrilátero SGR Gas + caro (GBA)
	4 b	+ 1000 - 1500 - 0	BRA/CHAR/RES RES/RIN (RIN/ITAIPU) x 2	Peaje Itaipú/SAO = 5.28 **27 - 31**	RO/SNIC	Yacy cota 83 m Aprovecha RES/PPT/RINC Gas + barato (NOA)
2005 Increm. desde caso1	**5 a**	+ 3000 - 1500	+ (BRA/CHAR/RES) x 2 + + RES/PPT/RINC + + GR/CAMP/CE + SGR/RIN RIN/SAO	**29 - 32**	NEA/LIT RO/SNIC	Yacy cota 83 m duplicar RES/PPT/RINC Gas + barato (NOA=2000) Aprovecha Cuadrilátero SGR Gas + caro (GBA)
	5 b	+ 3000 - 1800	+ (BRA/CHAR/RES) + + (RES/PPT/RINC) + + (GR/CE + SGR/RIN) x 2 RIN/SAO	**30 - 34**	NEA/LIT RO/SNIC	Yacy cota 83 m Aprovecha RES/PPT/RINC Gas + barato (NOA) Aprovecha Cuadrilátero SGR Gas + caro (GBA)
	6	+ 3000 - 1800	(GBA + SGR) x 2 SGR + SAO	**28 - 31**	NEA/LIT RO/SNIC	Yacy cota 83 m Gas + caro (GBA)

(*) Factor de utilización del transporte eléctrico = 80%

7.1.1.5. Diferencias regulatorias en los Sistema Eléctricos de Argentina y Brasil

El sistema de transporte eléctrico brasileño, presenta un diseño regulatorio con algunos aspectos diferentes al esquema de regulación del Sistema Argentino de Interconexión – SADI.

La lista de las principales características regulatorias en el sistema de transporte eléctrico brasileño, ha sido enumerada en el Anexo I, punto 11. De la citada lista, interesa examinar la relacionada con los cargos por uso del transporte eléctrico que contiene la remuneración a la inversión y su amortización.

Para realizar este análisis se determinan los costos de capital asociados al transporte en los sistemas argentino y brasileño.

Se cuantifican los costos por kilómetro de línea de 500 kV de las ampliaciones más importantes realizadas en el SADI en los últimos años. Estos resultados se comparan con los costos de líneas de 500 kV en Brasil, utilizando costos reconocidos por Eletrobras.

En el caso de las ampliaciones realizadas en el SADI, se estima la relación entre el costo unitario de las ampliaciones de Yacylec, Litsa, y la Cuarta Terna, y se comparan los costos de capital de estas ampliaciones con los costos de nuevas líneas en el sistema de transporte brasileño.

Los resultados son los siguientes:

- El costo unitario ($/km de línea de 500 kV) de la ampliación del tramo Resistencia – Rincón resulta 2,20 veces más caro que el costo del kilómetro de línea de 500 kV en Brasil.
- En el caso de la ampliación de la línea Rincón – Salto Grande, el costo unitario de esta línea es aproximadamente igual al costo unitario de una línea equivalente en el sistema de transporte brasileño.
- El costo unitario de la ampliación de la Cuarta Terna, ha resultado ser un 50% más barato que el costo unitario de una línea equivalente en Brasil.

Aunque el costo de capital del transporte regulado en Brasil podría considerarse alto, si éste se compara con los costos de capital de la última licitación realizada para la ampliación del transporte en Argentina, se puede concluir que los costos de capital en Brasil se ubicarían dentro de una banda razonable si se extiende la comparación.

El sistema de transporte argentino no incluye el costo de capital de la red privatizada, es decir, se reconocen sólo los costos de operación y mantenimiento, y la relación entre estos costos de la red privatizada con los costos del sistema de transporte brasileño es de 1 a 7. Aunque el costo de capital de las primeras licitaciones en Argentina ha sido elevado, se observa una importante reducción de los mismos, por ejemplo, en la Cuarta Terna, consecuencia del accionar del mercado.

Los proyectos de interconexión con Brasil, básicamente, se realizan por requerimientos de la exportación desde Argentina y, por lo tanto, ésta debe pagar la infraestructura asociada.

Considerándose además, que el movimiento de energía spot en el mercado brasileño paga sólo un cargo variable por energía, es decir, que dicho cargo es mucho menor que en Argentina, se podría decir que pese a las diferencias regulatorias, en principio no existirían asimetrías[7] que dificulten el proceso de integración, ni tampoco existiría una transferencia de renta de los usuarios de un país a otro que implique perjuicios que afecten la competitividad.

Argentina tiene una regulación cuya base es un mercado spot muy competitivo y contratos de corto plazo. En estas condiciones, el precio spot es la mejor referencia para el mercado.

Brasil está desarrollando por razones estructurales un mercado de contratos, los que pueden considerarse de largo plazo. Este mercado abarca a casi toda la demanda y seguramente será, en los próximos años, la referencia para la determinación del precio de la energía de futuros contratos, y con el transcurso del tiempo se irá creando un mercado spot más amplio.

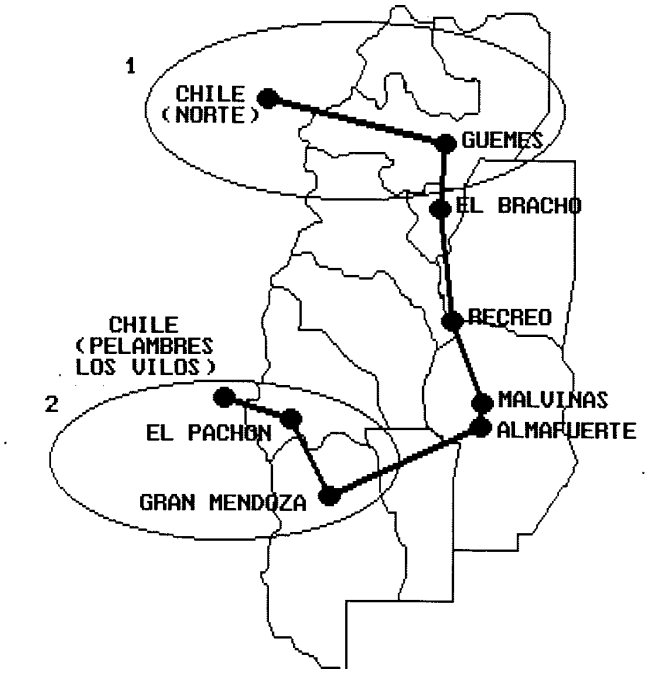
No se considera que las diferencias regulatorias señaladas dificulten los intercambios de energía. Por el contrario, el mercado de contratos de Brasil es visualizado como un factor que favorece la consolidación del proceso de integración energético.

Respecto de las tarifas de distribución de energía eléctrica a usuario final en Brasil y Argentina, se señala la necesidad de profundizar el análisis comparativo de las mismas, dado que los criterios adoptados en la asignación de los costos fijos y los costos variables, son diferentes en los distintos tipos de suministro de cada país.

[7] **Definición de Asimetría:** Debe entenderse por asimetría a toda ventaja o desventaja que un país tenga respecto de los restantes socios del MERCOSUR que provenga de regulaciones, subsidios, impuestos u otra intervención del Estado y que afecte la competitividad de productos o sectores. No se considerarán asimetrías las diferencias de competitividad derivadas de la dotación de recursos o capacidades adquiridas. (Grupo Mercado Común)

7.1.2. Intercambios con Chile

Las dos interconexiones consideradas se detallan en el siguiente gráfico:



En un principio, las mismas están planteadas como subsistemas aislados del MEM vinculados a nuevas instalaciones de generación.

7.1.2.1. Interconexión Area Norte de Chile

La primera interconexión, prevé abastecer un área del norte de Chile (demanda asociada a proyectos mineros) desde la provincia de Salta (próxima a la localidad de Güemes), por medio de un sistema de transmisión de 345 kV y la instalación de una nueva central del tipo ciclo combinado ubicada en las proximidades de la Subestación Güemes del SADI.

A continuación se resumen las principales variables de este proyecto:

- Demanda Chile (Norte): 300 MW abril 1999 / 600 MW enero 2001
- Factor de carga: 0.913
- Potencia instalada térmica Nueva Güemes: 300 MW en 1999 / 600 MW en 2001.
- Tensión del vínculo eléctrico: 345 kV
- Nº de ternas: 1
- Longitud: 408 km (Salta - Sico 265 km; Sico - Atacama 143 km)
- Compensación reactiva de las líneas: 70 MVAR en Salta y 70 MVAR en Atacama

La Resolución SEyP Nº 145/97 ha otorgado la autorización para el ingreso de Termoandes SA como agente generador del MEM, en su carácter de titular de la central térmica Nueva Güemes, para exportar energía eléctrica a la República de Chile sin vincularse inicialmente al SADI.

La operación de este sistema aislado del SADI, no afecta la calidad ni la seguridad del mismo.

Esta nueva generación y transporte permitirá abastecer parte de la demanda del Sistema Interconectado Norte Grande de Chile. Dicho sistema presentaría un crecimiento para el quinquenio 1996 -2000 de alrededor del 60%, lo que representa aproximadamente 350 MW medios.

Esta generación reemplazaría potencial nuevo equipamiento carbonero como medio de abastecimiento del área.

Operando en forma aislada del SADI, los eventuales inconvenientes estarían en el abastecimiento de la demanda comprometida, la cual quedaría a expensas de la disponibilidad de la línea y/o de la generación.

El beneficio de una posible integración con el SADI sería el respaldo que este sistema podría brindarle a una parte de la futura demanda, ante la pérdida eventual de generación (Nueva Güemes), además de permitir colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación. Como toda integración, ésta permite optimizar los recursos existentes en ambos sistemas, minimizando costos y riesgos.

CAMMESA 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.

Si operase en paralelo con el SADI, la potencia adicional incrementaría la inercia del área NOA, y consecuentemente disminuiría la capacidad de exportación del área por los límites combinados con otros corredores, básicamente con el del corredor Comahue - GBA.

La operación interconectada requeriría automatismos para proteger la integridad del sistema regional ante pérdidas de generación, demandas o líneas. Ampliando la capacidad de transporte entre Güemes y Bracho disminuirían los problemas planteados.

7.1.2.2. Interconexión Area Cuyo

Se trata de la alimentación a la explotación minera denominada El Pachón, ubicada en la provincia de San Juan cerca del límite con la República de Chile, así como una explotación similar del lado chileno, en Los Pelambres.

Se plantea un sistema de 220 kV conectado por el lado argentino a una futura generación de ciclo combinado en la localidad de Cañada Honda y del lado chileno, a Los Pelambres. Eventualmente se construiría un vínculo similar desde allí, continuando hasta la actual estación Los Vilos.

A continuación se resumen las principales variables de este proyecto:

Demandas:

- El Pachón (Argentina): 85 MW media / 100 MW máxima
- Los Pelambres (Chile): 80 MW media / 100 MW máxima
- Hacia Los Vilos (Chile): 60 MW

Potencia Instalada Térmica en Cañada Honda: 300 MW

Sistema de Transporte:

- Tensión: 220 kV
- Nº de ternas: 2 (doble circuito)
- Longitud ternas: Cañada Honda - Pachón 250 km
  Pachón - Pelambres 20 km
  Pelambres - Los Vilos 150/160 km sin compensación reactiva de las líneas.

La operación de este sistema aislado del SADI, no afecta la calidad ni la seguridad del mismo.

Esta nueva generación y transporte permitiría abastecer parte de la demanda del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Dicho sistema presenta una tasa de crecimiento anual del orden del 7% y una demanda de 2.500 MW medios. La oferta es fundamentalmente de origen hidráulico, cuya participación puede variar entre el 60% hasta valores superiores al 90%, dependiendo esto de la hidraulicidad y el estado de sus embalses.

CAMMESA estima en el orden de los 100 MW el aporte al SIC mediante esta interconexión.

El beneficio de la posible integración con el SADI sería el respaldo que este sistema podría brindar a la futura demanda, ante la pérdida eventual de generación en Cañada Honda. Además, la interconexión, seccionando la línea de 220 kV entre Cruz de Piedra y San Juan en la futura ET Cañada Honda, permitiría colocar en el SADI los eventuales excedentes de generación y posibilitaría intercambios de reactivo. Esto mejoraría la calidad de servicio de la provincia de San Juan.

El planteo de la vinculación entre ambos sistemas no sería factible sin la adecuada ampliación del sistema de transporte argentino hasta la ET Cañada Honda.

Por un lado se requeriría el refuerzo del vínculo entre Cañada Honda y Cruz de Piedra y/o Gran Mendoza. En la actualidad este sistema, que alimenta a la provincia de San Juan, se encuentra muy exigido.

Por otra parte, dado que la región eléctrica Cuyo es netamente importadora, se debería realizar el análisis de la interconexión planteada, en el contexto del abastecimiento a esta región.

Sin las ampliaciones requeridas, sólo se podría abastecer en forma radial una pequeña proporción de la demanda de El Pachón, dada la actual exigencia sobre el sistema de transporte que alimenta a la provincia de San Juan.

En el caso de operar radial desde el sistema argentino, sería necesario plantear compensación en el nuevo subsistema para poder operar las tensiones dentro del rango especificado de +/- 5%.

La operación interconectada requeriría automatismos para proteger la integridad del sistema regional ante pérdidas de generación, demandas o líneas.

7.2. LA EXPORTACION DE GAS NATURAL

7.2.1. Brasil

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 magnitud del proceso de sustitución en Brasil, como así también de la disponibilidad de recursos en Argentina con destino a la exportación. En esta parte del informe, se hace referencia a las perspectivas que se presentarán en Brasil en los próximos años.

En primer lugar se presenta la situación actual de la industria (consumo, producción, reservas, etc.). Luego, se analiza la estructura de la demanda, considerando el 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 1998-2007[8]. Debido a que el horizonte tomado es el año 2007, se supone la incorporación de 1.000 MW adicionales de ciclo combinado al año 2010.

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[9], y en el segundo se supone que se darán las condiciones para un contexto de mayor penetración de gas natural.

A su vez, en el caso de alta demanda se consideran un conjunto de centrales térmicas consideradas en estudio en el Plan Decenal y se agregan volúmenes de gas natural factibles de exportar bajo las condiciones de un escenario con generación adicional de centrales térmicas, que desplazarían equipamiento considerado en el Plan Decenal durante el período 2002-2005.

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.

A partir de las demandas de gas y los proyectos de exportación se conforman los Casos de Exportación.

[8] Eletrobrás, Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétrico. "*Plano Decenal de Expansão 1998-2006*". Março de 1998.

[9] 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.

Finalmente, a través de un análisis del abastecimiento se realiza una estimación de las cantidades requeridas a la producción doméstica (Brasil) y de la importación proveniente de Argentina y Bolivia.

La posible demanda de Gas Natural de Argentina en Brasil

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

Al año 1997 la producción de gas natural en Brasil alcanzó a 26,9 MM m^3/d. Sin embargo, sólo el 65% fue utilizado para consumo final. El resto se destinó a transformación, reinyección y venteo. Como se desprende del siguiente cuadro, el 64% de la producción de gas natural fue extraída de yacimientos ubicados en áreas marítimas (*offshore*).

PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS NATURAL EN BRASIL
AÑO 1996-1997

	Producción (en MM m^3/d) Año 1997			Reservas (en MM m^3) Año 1996		
Estado	**Onshore**	**Offshore**	**Total**	**Asociado**	**No Asociado**	**Total**
Amazonas	1,52		1,52	15.675	9.025	24.700
Ceará		0,28	0,28	1.165	35	1.200
Río Grande do Norte	0,73	1,86	2,59	8.300	2.600	10.900
Alagoas	1,70	0,15	1,85	1.300	10.900	12.200
Sergipe	0,19	1,83	2,02	3.400	800	4.200
Bahia	4,77	0,08	4,85	13.900	15.400	29.300
Espírito Santo	0,73	0,01	0,74	1.060	1.040	2.100
Río de Janeiro		10,50	10,50	61.600	1.600	63.200
São Paulo		2,43	2,43		5.500	5.500
Paraná	0,12		0,12		1.100	1.100
Total	**9,75**	**17,13**	**26,88**	**106.400**	**48.000**	**154.400**

En 1996, Brasil disponía 154.400 MM m^3 de reservas probadas de gas natural, de las cuales el 69% estaban asociadas a petróleo. En el año 1997 se observa un crecimiento importante de las reservas, alcanzando 228.000 MM m^3. Una gran parte del incremento se registra en la Cuenca de Campos, donde se pasa de 61.600 MM m^3/d en 1996 a alrededor de 94.000 MM m^3 en el año 1997.

El consumo total en el año 1997 se ubicó en 17,53 MM m^3/d. La región Sul/Sudeste/Centro-Oeste representa alrededor del 70% del consumo. A su vez, el consumo final del principal mercado, San Pablo, se encuentra en el orden de los 3,4 MM m^3/d, y es abastecido fundamentalmente por un gasoducto de 22'' que vincula Río de Janeiro y San Pablo. Otro mercado de similar magnitud es Río de Janeiro.

La estructura del consumo de gas natural en el año 1997 es la siguiente:

ESTRUCTURA SECTORIAL DEL CONSUMO DE GAS NATURAL
AÑO 1997

Sector	*MMm^3*	*%*
Industrial	3.300	51,57
Residencial, Comercial y Público	173	2,70
Transporte	47	0,73
Sector Energético	1.226	19,16
No Energético	768	12,00
Transformación	885	13,83
Total	6.399	100,00

Fuente: Balanço Energético Nacional 1998. Año Base 1997.

En la actualidad el gas natural representa alrededor del 2,5% de la oferta interna de energía primaria. Se prevé en los próximos años una importante penetración del gas natural. Las previsiones oficiales estiman que para el año 2010 dicha participación se ubique en el 10% de la oferta interna de energía.

Como se podrá advertir, el gas natural tiene un escaso peso en la matriz energética de Brasil. Sin embargo, la construcción del gasoducto troncal Río Grande (Bolivia) - San Pablo (Brasil), y la derivación San Pablo - Porto Alegre significará en los próximos años un cambio substancial en el sector. El inicio de la operación de dicho gasoducto se espera para los primeros meses del año 1999. 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'' o 24''.
- 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.

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 (abril de 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 0,95 u$s/MM BTU; alcanzando, en forma gradual, a 1,06 u$s/MM BTU en el vigésimo año de contrato. Dicho precio es, también, ajustado trimestralmente de acuerdo a una canasta de tres tipos de fuel oil.

Para el transporte, se constituyeron dos compañías de transporte, 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 pactado por el transporte del TCQ, al primer año, 1998, se ubica en 1,55 u$s/MMBTU, incrementándose un 0,5 % cada año. En tanto Petrobrás, el BNDES y Eletrobrás pactan por la capacidad opcional un precio de 1 u$s/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 u$s.

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 2,7 u$s/MMBTU para el volumen acordado inicialmente por Petrobrás e YPFB, en todos los *city gates* a lo largo del gasoducto.

Los volúmenes contratados por las distribuidoras son los siguientes:

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

La Demanda Futura de Gas Natural de Centrales Eléctricas

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

De acuerdo al Plan Decenal 1998-2007 se prevé la incorporación de 12.518 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	*1998*	*1999*	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*	*2010*
Corumbá I	Mato Grosso do Sul		150									
Cuiabá I	Mato Grosso	150	150	180								
Campo Grande	Mato Grosso do Sul		300									
Paulínia	San Pablo			500								
Uruguaiana	Rio Grande do Sul		350	250								
Araucaria	Paraná			444								
Eletropaulo I y II	São Paulo			450		450						
BTB I	Rio de Janeiro		320	160								
Río I	Rio de Janeiro		340	380								
Igarapé I y II	Minas Gerais			255	135							
Norte Capixaba	Espírito Santo			150								
Cosern	Rio Grande do Norte							100				
NE II (PIE)	Bahia							400				
Pecém	Ceará					240						
Manaus	Amazonas	220			90	180		90	90	90		
Porto Velho	Rondonia		35	130	60		60	60	60			
Macapa	Amapá				50		25	25	25	25	25	
Rio Branco	Acre	45										
CELPE*	Pernambuco											200
CEAL*	Alagoas											233
CHESF I*												2.000
Cogeneración (S/SE/CO)				1621					400			400
Cogeneración (NE/N)				405					20			
Total		415	1.645	4.925	335	870	85	675	595	115	25	2.833

***** 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	*1998*	*1999*	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*	*2010*
Espírito Santo			0,62								
Minas Gerais			1,05	0,56							
Mato Grosso	0,62	0,62	0,74								
Mato Grosso do Sul		1,85									
Paraná			1,83								
Rio de Janeiro		2,72	2,22								
Rio Grande do Sul		1,44	1,03								
São Paulo			3,91		1,85						
Región Norte/Noreste	1,09	0,14	0,53	0,82	1,73	0,76	2,37	0,72	0,47	0,10	10,01
Cogeneración (S/SE/CO)			5,69					1,40			1,40
Cogeneración (NE/N)			1,42					0,07			
Total	1,71	6,77	19,04	1,38	3,58	0,76	2,37	2,19	0,47	0,10	11,41

En los años 2005 y 2010, la demanda de gas natural de centrales eléctricas alcanzará, en todo el territorio brasileño, 38 y 50 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	0,62
Minas Gerais	1,05	1,60	1,60
Mato Grosso	1,97	1,97	1,97
Mato Grosso do Sul	1,85	1,85	1,85
Paraná	1,83	1,83	1,83
Rio de Janeiro	4,94	4,94	4,94
Rio Grande do Sul	2,47	2,47	2,47
São Paulo	3,91	5,76	5,76
Región N-NE	1,77	8,17	18,75
Cogeneración (S-SE-CO)	5,69	7,09	8,50
Cogeneración (N-NE)	1,42	1,49	1,49
Total	27,51	37,79	49,78

Región	*2000*	*2005*	*2010*
Sul	6,15	6,15	6,15
SE-CO	18,18	21,98	23,39
N-NE	3,19	9,66	20,24
Total	27,52	37,79	49,78

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.

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	4,55	7,72	9,16
SE-CO	12,88	21,05	23,71
N-NE	5,01	6,02	6,31
Total	22,44	34,79	39,18

Básicamente alrededor 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 1997 la demanda industrial de estos tres energéticos representaba alrededor de 45 MM m^3/d equivalentes. 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 66 MM m^3/d.

Demanda Alta de otros Sectores

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

Considerando que de la demanda de otros sectores de consumo, el 80% estaría destinada al sector industrial, la demanda de gas natural en el caso de alta demanda representaría alrededor del 67% del potencial. Si bien estas cantidades implican un desarrollo considerable del gas natural en la matriz energética, no se alcanza al grado actual de penetración que el gas tiene en Argentina. En el año 1997 la relación del gas natural respecto a la totalidad del fuel oil, la leña y el gas en el sector industrial se ubicó próxima al 95%.

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	4,55	9,55	11,68
SE-CO	12,88	25,13	30,82
N/NE	5,01	8,12	10,10
Total	22,44	42,80	52,60

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.

Se agregan a la demanda alta volúmenes de gas natural factibles de exportar en función del potencial a incorporar identificado en el punto 7.1.1.3.

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

Región	*2000*	*2005*	*2010*
Sul	10,70	13,87	15,31
Sudeste/Centro Oeste	31,06	43,03	47,10
Norte/Noroeste	8,20	15,68	16,54
Total Brasil	49,96	72,58	78,95

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

Región	*2000*	*2005*	*2010*
Sul	10,70	23,92	26,05
Sudeste/Centro Oeste	31,06	47,11	54,21
Norte/Noroeste	8,20	17,78	30,34
Total Brasil	49,96	88,81	110,60

Al año 2010 el consumo total se situaría alrededor de 79 y 111 MM m^3/d, para el Caso de Baja y de Alta demanda, respectivamente.

Proyectos de Exportación de Gas Natural

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

Gasoducto NOA - Sur de Brasil - Sudeste de Brasil

Para este proyecto se toma como referencia el Estudio de Factibilidad del Gasoducto del Mercosur[10]. Para dicho proyecto se considera un diámetro del gasoducto de 36/30/24 pulgadas y una capacidad máxima de 25 MM m^3/d.

En el estudio se consideran tres trazas diferentes que vinculan la Cuenca del Noroeste de Argentina, la región Noreste de Argentina, Paraguay, el sur de Brasil y San Pablo. Las distancias, según las trazas planteadas, se ubican entre 3.115 y 3.515 Km

Los costos de construcción del gasoducto y de compresión se ubican entre 1.450 y 1.530 millones de dólares. En cuanto a los precios, el estudio propone una estructura de tarifas por zona; llegando el gas a 2,35 y 2,45 $/MMBTU en Porto Alegre y San Pablo, respectivamente.

Gasoducto Austral - Buenos Aires - Montevideo- Porto Alegre

Para este caso se ha considerado un gasoducto que vincula la Cuenca Austral, Buenos Aires, Montevideo y Porto Alegre. Se considera un gasoducto de 3.700 km de longitud, y un diámetro de 36/30 pulgadas. 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 $m3^3$/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%.

[10] AEC Pipelines, "*Proyecto Gasoducto del Mercosur. Estudio de Factibilidad*". Marzo de 1997.

- 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.

Gasoducto NOA – Bolivia - San Pablo

Una vez que el gasoducto Bolivia - Brasil inicia sus operaciones se espera que concluya el contrato de importación de Argentina de gas natural proveniente de Bolivia. Finalizado el contrato queda disponible capacidad de transporte para exportar gas desde la Cuenca Noroeste de Argentina al sudeste de Brasil, a través del gasoducto Campo Durán - Yacuiba - Río Grande. Dicho gasoducto es de 24 pulgadas, tiene una distancia de 541 km, y cuenta con una capacidad de aproximadamente 6 MM m^3/d.

El precio del gas natural en boca de pozo en Bolivia para los contratos iniciales se ubica en el orden de 0,95 $/MM BTU. A este precio el gas de la Cuenca Noroeste de Argentina no resulta competitivo. Sin embargo, la situación será diferente en la medida que el precio del gas de Bolivia, correspondiente a volúmenes adicionales, sea mayor, y que las capacidades asociadas a las TCO del gasoducto Bolivia - Brasil sean menores; teniendo en cuenta que el precio *city gate* en San Pablo se situaría en el orden de 2,7 $/MM BTU.

Gasoducto Aldea Brasilera - Uruguayana - Porto Alegre

Para este caso se considera un gasoducto que vincula Aldea Brasilera con Porto Alegre, a través de la localidad de Uruguayana. Se considera un gasoducto de 24 pulgadas para el primer tramo (Aldea Brasilera-Uruguayana) y 20 pulgadas para el segundo (Uruguayana-Porto Alegre). La distancia total del gasoducto es de 1.084 km. El gas entregado en Uruguayana y Porto Alegre representa 2,5 y 6 MM m^3/d, respectivamente.

En este caso se adopta un precio de gas en la Cuenca Neuquina de 50,8 $/$dam^3$, y un costo de transporte hasta Aldea Brasilera correspondiente al costo medio que resulta de pagar la tarifa firme en dicho tramo, teniendo en cuenta un factor de utilización de 0,85%.

Bajo estas consideraciones y aquellas adoptadas en el caso anterior, en cuanto a costos, gastos de O&M, vida útil y tasa de descuento, el costo medio resultante se ubicaría en alrededor de 2,15 $/MMBTU para Uruguayana y 2,65 $/MMBTU en Porto Alegre.

En la actualidad se encuentra autorizado por parte de la Secretaría de Energía un pedido de exportación de gas natural de 2,5 MM m^3/d desde la Cuenca Neuquina con destino a Uruguayana para el aprovisionamiento de una central eléctrica.

Para la construcción de dicha central eléctrica, 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 deberá contratar 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.

Gasoducto Buenos Aires - Montevideo - Porto Alegre

En el caso del gasoducto Buenos Aires - Montevideo - Porto Alegre se consideran dos tramos de 20 pulgadas de diámetro y una longitud total de 1.120 km. Se supone que el volumen de gas natural que llega a Montevideo es 2,5 MM m^3/d y a Porto Alegre, 6 MM m^3/d.

Teniendo en cuenta los aspectos considerados en los dos casos anteriores respecto a costos, gastos de O&M, vida útil y tasa de descuento, el costo medio del gas que se obtiene en Porto Alegre es de 2,84 $/MMBTU.

Hasta el momento 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. 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 m3/d.

Casos de Exportación de Gas Natural de Argentina con destino a Brasil

A partir de las demandas y los proyectos considerados se establecen los siguientes casos de exportación de gas natural con destino Brasil:

CASOS DE EXPORTACION DE GAS NATURAL A BRASIL

Caso	Caso de Demanda Brasil	Gasoductos	Sector		Total	Precio
			Otros Consumos (1) (MM m3/d)	Centrales Eléctricas (1) (MM m3/d)	(MM m3/d)	$/MM BTU
A	Alta	NOA-Bolivia-Sudeste de Brasil		6,19	6,19	2,7(2)
		A.Brasilera-Uruguayana-P.Alegre	2,87	6,88	9,75	2,15-2,65 (3)
		B.Aires-Montevideo-P.Alegre		4,42	4,42	2,8 (4)
B	Baja	A.Brasilera-Uruguayana		2,50	2,50	2,15
C	Alta	NOA-Porto Alegre-San Pablo	10,73	8,66	19,39	2,35-2,45 (5)
		A.Brasilera-Uruguayana		2,50	2,50	2,15

(1): cantidades al año 2005
(2): se toma el precio adoptado para el Gasoducto Bolivia-Brasil
(3): corresponde al precio en Uruguayana y Porto Alegre, respectivamente
(4): corresponde al precio en Montevideo
(5):precios en Porto Alegre y San Pablo, respectivamente

El Caso B considera el escenario de baja demanda en Brasil y las exportaciones con destino al mercado brasileño que ya están autorizadas por la Secretaría de Energía, es decir sólo los 2,5 MM m^3/d a Uruguayana.

En los demás casos se analiza la situación de alta demanda en Brasil. En el caso A se consideran exportaciones de gas natural a la Región Sul, a Porto Alegre vía Uruguayana y vía Montevideo, para el abastecimiento de nuevas centrales eléctricas y en menor medida otros consumos. En este caso se plantea también la exportación de gas desde la Cuenca Noroeste a la Región Sudeste de Brasil, a través del gasoducto Yacuiba - Santa Cruz y el gasoducto Bolivia - Brasil. Al año 2005, se prevé en este Caso, un total de 20 MM m^3/d de exportación de gas.

En el caso C se plantea la exportación a través de un gasoducto que vincule la Cuenca Noroeste con las regiones Sul y Sudeste de Brasil. El destino del gas en este caso sería abastecer la demanda de centrales eléctricas en el sistema Sul y otros consumos correspondientes a la región Sul/Sudeste.

Estructura del Abastecimiento

Se consideran los casos de demanda planteados en el punto anterior. En ambos, la demanda de la Región N-NE es satisfecha mediante producción local. En cambio, en la Región S-SE-CO la demanda de gas natural sería abastecida con producción doméstica e importación proveniente de Argentina y Bolivia.

La producción local abastecería principalmente la demanda de los Estados de Río de Janeiro, Espírito Santo, y otros consumos del Estado de Minas Gerais. La demanda de gas para la central de Araucaria (Paraná) sería también satisfecha mediante producción local. Asimismo, la demanda de otros sectores en el Estado de São Paulo sería abastecida parcialmente con producción local.

El gas de Bolivia, transportado a través del gasoducto Bolivia - Brasil, contribuiría a abastecer los requerimientos de demanda de las centrales térmicas consideradas en el Plan Decena. Por otro lado, la central de Uruguayana (Río Grande do Sul) recibirá 2,5 MM m^3/d proveniente de la cuenca Neuquina en Argentina.

De cumplirse en los próximos años el cronograma de incorporaciones de Eletrobras, necesariamente se deberá hacer uso de cantidades adicionales de gas a las acordadas entre YPFB y Petrobras (9,1 MM m^3/d al año 2000 y 18 MM m^3/d en el 2007). Alternativamente, existe la posibilidad que al año 2000, una vez concluido el contrato de importación de Argentina de gas de Bolivia, las centrales eléctricas puedan acceder al gas de la Cuenca del Noroeste, haciendo uso del gasoducto Campo Duran - Yacuiba - Santa Cruz. Esta posibilidad es presentada en el Caso A de exportación de gas natural de Argentina a Brasil. De todas maneras, el contrato de compra - venta de gas natural suscrito entre Petrobrás e YPFB establece una prioridad para el gas boliviano hasta completar la capacidad máxima del gasoducto. En caso que la producción de Bolivia no fuese suficiente para cubrir la demanda creciente de Brasil, las partes tomarán la decisión sobre la utilización de otra fuente de aprovisionamiento por el plazo necesario.

Gran parte de la demanda de otros sectores haría uso en el corto plazo del gas transportado por el gasoducto Bolivia - Brasil, tanto en la región Sul como en la Sudeste, en función de las cantidades ya acordadas entre Petrobrás y las empresas de distribución de gas natural.

Se puede advertir en el caso de Demanda Alta que para satisfacer los mayores requerimientos de la región S-SE-CO se deberá contar con abastecimiento adicional tanto local como de importación de Argentina (Caso A y C).

En los tres casos el gasoducto Bolivia - Brasil alcanza a ser utilizado plenamente entre los años 2005 y 2010.

Como se puede observar, el requerimiento de producción local al año 2000 es de 32,18 MM m^3/d, de los cuales 23,7 MM m^3/d corresponden a la región S-SE-CO.

En la actualidad, la producción bruta en esta región se ubica en el orden de los 14 MM m^3/d. Básicamente dicho requerimiento es abastecido mediante producción correspondiente a la cuenca de Campos, cuya producción al año 1997 alcanza a 10,50 MM m^3/d.

Evidentemente para sostener los niveles de demanda planteados al año 2000 en la región S-SE-CO se requieren mayores esfuerzos en el incremento de la producción.

Hacia el año 2000 se prevé un aumento de la producción de gas natural como consecuencia de aumentos substanciales en la producción de petróleo. Las inversiones que se están realizando en la actualidad y las que están previstas para los próximos años por Petrobrás permitirían alcanzar una capacidad de producción de petróleo en la Cuenca de Campos de 1,5 MM barriles diarios, lo cual implica un incremento del 50% entre 1997 y el año 2000[11].

En cuanto a volúmenes de producción correspondientes a la totalidad del territorio brasileño, de acuerdo a informaciones del Ministerio de Minas y Energía de Brasil, la producción bruta de gas natural al año 2000 alcanzaría a 50 MM m3/d. Si se mantuviera la participación de los volúmenes de gas reinyectado y de gas no aprovechado registrados en 1997 respecto a la producción (17 y 16%, respectivamente) se alcanzaría un nivel de producción neta al año 2000 de 33,5 MM m^3/d. En consecuencia, los requerimientos de producción planteados (32,18 MM m^3/d) serían posibles de alcanzar, aún manteniendo el porcentaje de gas no aprovechado correspondiente al año 1997.

Por otra parte, el ritmo del crecimiento de las reservas es también importante. Si se considera el año 1997, se registra un aumento de las reservas en la Cuenca de Campos del orden del 58%.

En el Caso B (baja demanda de Brasil) al año 2010 el requerimiento de producción representa 50,35 MM m^3/d, de los cuales 33,30 MM m^3/d corresponden a la región S-SE-CO. En este caso la tasa de crecimiento de la producción se ubica en 4,6% a.a. Esta tasa resulta del orden a la registrada durante los últimos diez años (5,5% a.a.).

Para hacer frente a las mayores demandas se requieren niveles más altos de producción local. En todo el territorio brasileño, en el caso del escenario de alta demanda, el requerimiento de producción resulta un 39% superior al caso de baja demanda en el año 2010.

[11] Petróleo Internacional, "*Campos: cuna de tecnología costafuera*". Año 57, Nº3. Mayo 1998.

Si se considera exclusivamente la región S-SE-CO, el requerimiento de producción se plantea en un 16% mayor en el caso de alta demanda (Caso A) respecto al Caso de baja demanda (Caso B). Tomando el caso A en la región S-SE-CO se observa una tasa de crecimiento del 5% durante el período 2000-2010, la cual resulta levemente inferior a la histórica.

En el nuevo marco institucional del sector hidrocarburos de Brasil, la apertura al sector privado en el segmento de la producción, la alta probabilidad de encontrar nuevas reservas en la cuenca de Campos y la potencialidad en la región Noreste permitirían al año 2010 alcanzar los niveles de producción estimados. Además, debe tenerse en cuenca que históricamente Petrobrás focalizó su actividad exploratoria en la búsqueda de petróleo. Ello implica, en la medida que se presenten nuevas oportunidades de inversión y que se desarrolle la industria del gas natural en Brasil, mayores flujos de inversión en los segmentos de exploración y producción de gas natural.

Por lo tanto, durante los próximos años, existen fuertes posibilidades para que en la región S-SE-CO se logre alcanzar un incremento de la producción de gas a un ritmo comparable al registrado en el pasado reciente.

Sin embargo, los mayores requerimientos de producción en los casos de alta demanda se plantean en la región Norte/Noreste. En función de las demandas estimadas en el caso A y C, el requerimiento de producción en esta región, al año 2010, se sitúa en 31 MM m^3/d, alcanzando una tasa de crecimiento del 14%, anual en el período 1997-2010.

Debe advertirse que en la región Norte/Noroeste, se presenta un conjunto de centrales térmica previstas en el Plan Decenal 1998-2007, incluidos 2.400 MW que se encuentran en estudio.

En cuanto a Bolivia, las reservas probadas actuales y las expectativas de incorporación existentes, como consecuencia de las inversiones en marcha en el segmento de exploración, no ofrecerían obstáculo para alcanzar los niveles de producción planteados en el mediano plazo. De acuerdo a información suministrada por YPFB, las reservas probadas en Bolivia en la actualidad alcanzan a 236.000 MM m^3.

Suponiendo que la oferta primaria de energía en Brasil crezca al 3% anual durante el período 1997-2010, al año horizonte el requerimiento de gas alcanzaría a ubicarse en el orden del 12% de oferta primaria de energía, valor levemente superior a la meta del 10% fijada por la Autoridad Energética.

A continuación se presentan los escenarios resultantes del análisis del abastecimiento de gas a Brasil correspondientes a los tres casos de exportación de gas planteados. En el presente análisis se incluyen las pérdidas y el consumo en compresión de los gasoductos.

ESTRUCTURA DEL ABASTECIMIENTO EN BRASIL
CASO A
En MM m^3/d

	2000	2005	2010
Región Sudeste/Centro-Oeste	34,49	52,13	59,58
Gas de Brasil	20,84	28,42	35,87
Gas de Bolivia	9,62	17,52	17,52
Gas de Argentina	4,03	6,19	6,19
Región Sul	8,54	22,66	24,85
Gas de Brasil	2,88	2,79	2,70
Gas de Bolivia	3,16	5,75	6,08
Gas de Argentina	2,50	14,13	16,08
Región Norte			
Gas de Brasil	8,45	18,33	31,28
Total	51,49	93,12	115,72
Gas de Brasil	32,18	49,54	69,85
Gas de Bolivia	12,78	23,26	23,59
Gas de Argentina	6,53	20,32	22,27

ESTRUCTURA DEL ABASTECIMIENTO EN BRASIL
CASO B
En MM m^3/d

	2000	2005	2010
Región Sudeste/Centro-Oeste	34,49	52,13	59,58
Gas de Brasil	20,84	24,50	27,41
Gas de Bolivia	13,65	22,92	24,88
Gas de Argentina			
Región Sul	8,54	22,66	24,85
Gas de Brasil	2,88	3,38	5,88
Gas de Bolivia	3,16	5,97	4,95
Gas de Argentina	2,50	2,50	2,50
	8,54	11,86	13,33
Región Norte			
Gas de Brasil	8,45	16,16	17,06
Total	51,49	75,44	82,68
Gas de Brasil	32,18	44,05	50,35
Gas de Bolivia	16,81	28,89	29,83
Gas de Argentina	2,50	2,50	2,50

ESTRUCTURA DEL ABASTECIMIENTO EN BRASIL
CASO C
En MM m^3/d

	2000	2005	2010
Región Sudeste/Centro-Oeste	34,49	52,13	59,58
Gas de Brasil	20,84	22,58	30,03
Gas de Bolivia	13,65	23,71	23,71
Gas de Argentina		5,84	5,84
Región Sul	8,54	22,71	24,903
Gas de Brasil	2,88	2,88	2,88
Gas de Bolivia	3,16	3,77	5,97
Gas de Argentina	2,50	16,34	16,34
Región Norte			
Gas de Brasil	8,45	18,33	31,28
Total	51,49	93,45	116,05
Gas de Brasil	32,18	43,79	64,20
Gas de Bolivia	16,81	27,48	29,68
Gas de Argentina	2,50	22,17	22,17

Exportación de Energía Eléctrica y Gas Natural a Brasil

A partir de la combinación de los Casos A, B y C de exportaciones de gas natural a Brasil y los Casos (1) + (5b) y (1), de exportación de energía eléctrica, se obtienen los siguientes volúmenes totales equivalentes de gas natural asociados tanto a las exportaciones de gas natural como de energía eléctrica a Brasil.

EXPORTACIONES DE GAS NATURAL

Caso de Exportación de Gas Natural	Casos de Exportación de Energía Eléctrica	Exportación de Gas Natural En MM m^3/d			Exportación de Electricidad* En MM m^3/d			Exportación Total En MM m^3/d		
		2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010
A	(1) + (5b)	2,5	20,4	22,3	1,7	11,2	14,7	4,2	31,6	37,0
B	(1)	2,5	2,5	2,5	1,7	4,7	5,0	4,2	7,2	7,5
C	(1)	2,5	22,2	22,2	1,7	4,7	5,0	4,2	26,9	27,2

* Se consideran los volúmenes de gas natural asociados a las exportaciones eléctricas

De considerar solamente el volumen de gas natural que se ha supuesto destinado a abastecer el requerimiento de nuevas centrales térmicas, adicionales a las previstas en el Plan Decenal, y el volumen de gas asociado a las exportaciones de energía eléctrica planteadas, se alcanzaría un volumen total de gas natural en el año 2010 de 19 y 9 MM m^3/día para los Caso A y C, respectivamente. Dichos volúmenes representarían en Brasil la posibilidad de instalar una potencia de generación adicional del orden de 7.000 y 3.000 MW, respectivamente, funcionando el 60% del tiempo.

Debe considerarse que estas potencias se encuentran dentro de los 10.000 MW potenciales identificados en Brasil, determinados por la posibilidad de competencia entre la oferta energética argentina y las incorporaciones previstas en el Plan Decenal 1998-2007.

A continuación se presentan los volúmenes de exportación a Brasil acumulados durante el período 1998-2010.

VOLUMENES TOTALES DE EXPORTACION A BRASIL 1998-2010
En MM m^3

Caso de Exportación de Gas Natural	Casos de Exportación de Energía Eléctrica	Exportación de Gas Natural 1998-2010
A	(1) + (5b)	103.511
B	(1)	27.537
C	(1)	77.969

Debe advertirse que tanto los volúmenes de exportación de gas natural como los requerimientos de las exportaciones eléctricas estarán sujetos a los principios y procedimientos de autorización enunciados en la Resolución SE 299/98.

Evidentemente, en función de este potencial, la posibilidad de exportar energía eléctrica desde el MEM argentino compite, por el abastecimiento de los requerimientos de energía del sistema S-SE-CO, con la generación de energía eléctrica a partir de gas provisto por Argentina.

La preferencia por una u otra alternativa debe ser compatible con un criterio económico. Para ello, deberán tenerse en cuenta fundamentalmente los costos de la infraestructura involucrada en cada una de las alternativas.

Comparación de Costos de Energía Eléctrica - Gas Natural

En este estudio se definieron dos alternativas que permiten realizar intercambios energéticos entre Argentina y Brasil. Una alternativa constituye el transporte de gas argentino con la generación térmica localizada en Gravataí (Porto Alegre), y la otra es el transporte de energía eléctrica con la generación localizada en la región NOA, llegando ambas al nodo Gravataí. El objetivo de este análisis es identificar cuál de las dos alternativas presenta, en el nodo Gravataí, el costo de la electricidad más competitivo.

Se asume que la generación en Argentina está localizada en la región eléctrica NOA, próxima a los yacimientos de gas. Considerando un precio próximo al Precio de Referencia en la Cuenca Noroeste, 45 $/dam^3$, se alcanza un costo de generación entre 17 y 18 $/MWh con un factor de utilización del 90%.

Para poder exportar electricidad desde la región NOA, se requiere la construcción de una simple terna en 500 kV desde el nodo Bracho hasta el nodo Resistencia. Adicionalmente, es necesaria otra simple terna en 500 kV, desde el nodo Posadas hasta el nodo San Antonio (Brasil). Para ingresar a Brasil es preciso construir una conversora del tipo Back to Back (50/60) y una simple terna de 500 kV (60 Hz) para

vincular con el nodo de ingreso al sistema eléctrico brasileño, en este caso Salto Santiago. A partir de este nodo se paga una tarifa de peaje por el uso del sistema de transporte eléctrico brasileño hasta el nodo Gravataí.

A diferencia de la generación, en el transporte eléctrico se debe considerar una tasa de utilización variable ya que el uso de las instalaciones está determinada por el intercambio resultante con Brasil.

La posibilidad de mayores capacidades de intercambios con Brasil permitiría alcanzar niveles de integración más importantes. La mayor integración proporcionaría ventajas en la coordinación, en la medida que se pueda aprovechar la no - simultaneidad en la demanda de punta de los despachos y la complementariedad entre las ofertas hidroeléctricas entre las cuencas de Argentina y Brasil. Además, debe atribuirse como ventaja de la exportación eléctrica la posibilidad de flujos bidireccionales de intercambio.

En cuanto a la alternativa de exportación de gas natural, se supone la instalación de generación en la ciudad de Porto Alegre, tomando gas procedente de la red troncal del transporte de gas de Argentina. Desde la localidad de Aldea Brasilera se considera un gasoducto, permitiendo la vinculación del sistema troncal argentino con Uruguayana y Porto Alegre. Este gasoducto, en el primer tramo (Aldea Brasilera - Uruguayana) cuenta con 24” de diámetro, y en el segundo 20” de diámetro.

Con referencia a la tasa de utilización de la exportación de gas natural, la misma debe ser considerada como variable, pues está asociada a los requerimientos de centrales eléctricas.

De considerar factores de utilización elevados (80-90%), el costo de generación de energía eléctrica en Porto Alegre, a partir del uso de gas natural proveniente de Argentina, es competitivo con el costo con que puede llegar la importación de Argentina en el mismo mercado.

En el presente análisis, para determinar la tasa de utilización asociada a un proyecto de exportación eléctrica, se considera una tasa promedio de exportación del orden del 60%. Además, debe tenerse en cuenta un 10% asociado a la utilización del transporte por la importación de Argentina de energía secundaria y un 10% adicional por aleatoriedad de los intercambios no cuantificados. De este modo se alcanzaría una tasa de utilización para la exportación de energía eléctrica a Brasil próxima al 80%.

A partir de este factor de utilización planteado, el costo de infraestructura desde el nodo Bracho (Argentina) hasta el nodo Salto Santiago (Brasil) se ubica entre 7 y 8 $/MWh. Además, a este costo hay que sumarle el peaje por el uso de la capacidad de transporte eléctrico del sistema brasileño hasta Porto Alegre, cuyo valor tarifario es igual a 3,39 $/MWh. Por lo tanto, el costo de la energía eléctrica proveniente de Argentina que llega a Porto Alegre se ubica en el orden de 30 $/MWh.

Para la alternativa del transporte de gas, el factor de utilización de la capacidad del gasoducto, al no existir bidireccionalidad en el flujo, depende exclusivamente de los requerimientos de las centrales de generación térmica localizadas en Brasil. Ello implicaría una tasa promedio del gasoducto del orden del 60%.

Teniendo en cuenta un factor de utilización del 60%, el costo del gas en la localidad de Aldea Brasilera se sitúa en el orden de 2,11 $/MM BTU. Considerando el costo medio de la infraestructura entre Aldea Brasilera y Porto Alegre, se alcanza un valor de 3,2 $/MMBTU. Esto implica un costo de generación de energía eléctrica en Brasil del orden de 37 $/MWh.

Por lo tanto, a partir de la comparación de costos se concluye:

- Para factores de utilización del transporte de gas y de electricidad elevados (80%-90%), los costos de generación eléctrica en Porto Alegre se aproximan a los precios que podría llegar la exportación.

- Para un factor de utilización promedio de la capacidad del transporte de la interconexión eléctrica igual al 80%, y una utilización promedio del gasoducto igual al 60%, la alternativa eléctrica es más competitiva que la alternativa gas.

7.2.2 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 empres, 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, hasta las instalaciones de San Bernardo y Puente Alto, 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. Hasta setiembre de 1998, la Secretaría de Energía autorizó los siguientes pedidos de exportación vinculados a este gasoducto:

- A través de la Resolución Nº140, la Secretaría de Energía autorizó a Petrolera Santa Fe S.A. la exportación de gas natural, proveniente del Area Sierra Chata, ubicada en la Cuenca Neuquina, a la República de Chile, por una cantidad de 2,5 MMm^3/d, durante un período de 15 años y un volumen total de 17.030 MM m^3. Dicha exportación se vincula a un contrato de compraventa celebrado entre Petrolera Santa Fe S.A. y Otros, con Chilgener S.A. y Metrogas Chile S.A.

- La Secretaría de Energía autorizó, también, al Consorcio integrado por Total Austral S.A., Deminex Argentina S.A, Y Bridas Austral S.A a exportar gas natural, proveniente de las Areas Aguada Pichana, San Roque, en la Cuenca Neuquina, a la República de Chile, durante un período de 10 años y un volumen total en el período contractual de 10.000 MMm^3.

VOLUMENES DIARIOS PROGRAMADOS

Período de Exportación	MMm^3/d
1º Año	1,00
2º Año	0,70
3º Año	1,60
4º Año	1,65
5º Año	1,65
6º Año en adelante	1,85

Esta exportación está asociada a un contrato de compraventa celebrado entre Total Austral S.A., Deminex Argentina S.A, y Bridas Austral S.A, con Metrogas Chile S.A.

- Adicionalmente mediante la Resolución S.E. 142/98 se autorizó a exportar 1,8 MM m^3/d durante un lapso de 15 años y un volumen total de 9.855 MM m^3. El destino de dicha exportación es el abastecimiento de la central eléctrica San Isidro. Se espera hacia mediados de 1999 el inicio de los primeros flujos de exportación.

Se encuentran en trámite en la Secretaría de Energía dos pedidos de exportación, para el abastecimiento de la central eléctrica de Colbún, por un volumen de 1.52 MM m^3/d y un total de 8.310 MM m^3.

Gasoducto del Pacífico

Por otra parte, mediante la Res. S.H. y M 61/92 se autorizó exportar un volumen de 5 MM m^3/d, y un total de 36.500 MM m^3. Vinculado a este pedido se prevé la construcción del gasoducto del Pacífico. Dicho gasoducto tendrá una longitud una longitud de 530 km, y vinculará la Cuenca Neuquina con la ciudad de Concepción (VIII región de Chile), 500 km al sur de Santiago. Se estima su entrada en operación en el año 2000.

Methanex

A través de la exportación de gas natural al sur de la República de Chile, se abastece un segundo tren de producción de la planta de metanol de Methanex Chile Limited, ubicada en Cabo Negro, Punta Arenas, XII Región.

Mediante el Decreto 584/95, el PEN otorga a YPF S.A., Bridas SAPIC, Bridas Austral S.A. y a Chauvco Resources (Tierra Del Fuego) S.A. una autorización para la exportación de gas natural en las Areas de Tierra del Fuego y Magallanes, ambas en la cuenca Austral. Se establece una cantidad diaria de 2 MM m^3/d y una duración de 21 años. Las primeras exportaciones comenzaron en diciembre de 1996.

Para el transporte se ha construido un gasoducto de 48 km, hasta la frontera argentina - chilena, desde San Sebastián hasta Cullen, con un diámetro de 10'', y una capacidad inicial de 2.000.000 m^3/d. Dicho gasoducto se interconecta con un gasoducto de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) en territorio chileno. Opcionalmente, se considera la posibilidad de usar el gas proveniente del Area Magallanes, en la Cuenca Austral, y por el gasoducto existente que une Cóndor en la República Argentina y Punta Arenas, República de Chile.

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 15.422.000.000 ^{m3}.
- 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 4.653.000.000 m3.

Está previsto el inicio de esta exportación adicional para el segundo semestre de 1999.

Gasoducto Atacama

La Secretaría de Energía autorizó, mediante la Resolución Nº 169/97, fecha 20/11/1997, a Pluspetrol Energy S.A. y a Astra CAPSA la exportación de gas natural producido en el yacimiento Ramos de la Cuenca Noroeste, a la República de Chile, por un volumen de 2,65 MMm^3/d por un plazo de quince (15) años, hasta completar 14.508 MMm^3. Dicha autorización está asociada a un contrato de compraventa entre a Pluspetrol Energy S.A. y Astra CAPSA con la Firma Noroeste Pacífico.

15 de Diciembre de 1998	0,9 MMm3/d
15 de Febrero de 1999	1,7 MMm3/d
15 de Marzo de 1999	2,2 MMm3/d
15 de Abril de 1999	2,65 MMm3/d

Para fines del corriente año se prevé la finalización de la construcción de un Gasoducto desde Cnel. Cornejo, Provincia de Salta, pasando por el Paso de Jama en la frontera argentina - chilena, hasta una central eléctrica en Mejillones, República de Chile. La longitud del gasoducto será de 928 km, de las cuales 520 km se encuentran en Argentina y contará con un diámetro de 20".

Se encuentran en trámite dos solicitudes de exportación adicionales por 1,9 MM m^3/d, totalizando un volumen de 9.862 MM m^3, cuyo destino es el abastecimiento de centrales eléctricas.

Gasoducto Norandino

Alternativamente, se espera llegar también al norte de Chile con gas proveniente de la Cuenca Neuquina a través del gasoducto Norandino. El gasoducto tendrá una longitud de 900 km y 20 pulgadas de diámetro.

Vinculado a este proyecto la Secretaría de Energía autorizó, mediante la Resolución 169/67, la exportación de 3,7 MM m^3/d durante un período de 17 años, totalizando 22.958 MM m^3, cuyo destino es la central en Tocopilla.

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		2,7	4,5	4,5
Norandino		3,7	6,0	6,0
Gasandes	3,2	7,5	7,7	7,7
G.del Pacífico		5,0	5,0	5,0
Metanex	2,0	4,8	4,8	4,8
Total	**5,2**	**23,6**	**27,9**	**27,9**

A su vez, la Comisión Nacional de Energía de Chile suministró la siguiente demanda futura de importaciones de gas natural:

DEMANDA DE IMPORTACIONES DE GAS NATURAL DE CHILE
En MM m^3

	Norte	Centro	Sur	Austral	Total
1998		1.149		730	1.879
1999	733	2.220	203	1.232	4.388
2000	1.584	2.513	556	1.734	6.387
2001	1.603	2.773	763	1.734	6.873
2002	1.622	2.765	927	1.734	7.048
2003	1.643	3.219	1.005	1.734	7.601
2004	1.664	4.115	1.035	1.734	8.548
2005	1.687	5.030	1.065	1.734	9.516
2006	1.710	5.430	1.095	1.734	9.969

7.2.3. 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.

DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL EN PARAGUAY
En MM ^{m3}

	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

7.2.4. 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 permitirá el vínculo entre el Gasoducto Entrerriano, en la ciudad de Colón (Provincia de Entre Ríos), y la localidad de Paysandú (Uruguay). Dicho gasoducto tendrá una distancia de 26 km y un diámetro de 8 pulgadas.

Recientemente se inauguró una primera derivación destinada a ANCAP, que cruzando por el puente Colón – Paysandú, abastecerá 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.

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 los volúmenes autorizados y que están en trámite en la Secretaría de Energía, se obtienen los siguientes flujos de exportación a Uruguay.

EXPORTACIONES DE GAS NATURAL A URUGUAY
En MM m^3/d

	2000	2005	2010
Paysandú	0,2	1,7	1,9
Montevideo	1,0	2,9	3,6
Total	2,0	4,6	5,6

8. SIMULACIONES DEL INTERCAMBIO ARGENTINA-BRASIL

Se presentan a continuación los resultados obtenidos de la simulación conjunta de los sistemas eléctricos de Argentina y Brasil, para el período 1998-2010, considerando los años de corte 1998, 1999, 2000, 2002, 2005 y 2010.

En los puntos anteriores se describieron las hipótesis planteadas para la prospectiva del sector eléctrico, pero debe tenerse en cuenta que las mismas fueron establecidas en un marco general, donde 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. Estas consideraciones están resumidas en el Capítulo 14.

Las simulaciones del intercambio de energía eléctrica entre Argentina y Brasil se realizaron utilizando un modelo que optimiza el despacho conjunto de ambos sistemas, sujeto a las restricciones planteadas en cada Caso.

Para Brasil se adoptaron los supuestos del escenario de referencia presentes en el documento Plan Decenal de Expansión 1998-2007, elaborado por ELETROBRAS y publicado con fecha de marzo de 1998. Se plantean hipótesis de desplazamiento de oferta brasileña frente a potencia puesta a disposición de Brasil por oferta argentina supuesta en cada Caso.

Los resultados que se presentan corresponden a los supuestos contenidos en el Escenario 2, detallado en el Capítulo 4, que considera un crecimiento medio de la demanda de 5,1% a.a. entre 1998-2010, y distintas capacidades de intercambio entre Argentina y Brasil, según los niveles definidos en los Casos seleccionados en el Capítulo 7.

Se ha considerado el ingreso de equipamiento adicional de generación en el período 2003-2007, de forma tal que los precios de la energía sean compatibles con un valor medio anual de 18,7 $/MWh (23,7 $/MWh incluyendo potencia para un generador de base), valor con el cual se amortizarían razonablemente las inversiones en el largo plazo. El análisis de precios se realiza hasta el año 2007, año horizonte del Plan Decenal brasileño.

Los Balances de Intercambio de cada Caso, consideran una situación de hidrología media para Brasil y Argentina.

El objetivo básico planteado es determinar el factor de utilización de la interconexión resultante para cada Caso, de manera de evaluar, por un lado, la cantidad de gas natural asociado a la energía eléctrica que resultaría exportada y por el otro, la cantidad de energía secundaria que podría ingresar al MEM argentino en función de la capacidad remanente del SADI supuesta en cada Caso y, adicionalmente, las probabilidades de ocurrencia vinculadas a los niveles de intercambios resultantes y las variaciones en los precios del MEM y su probabilidad de ocurrencia.

8.1. RESULTADOS GENERALES

El fuerte ingreso de generación previsto en el período, con centrales de ciclo combinado de alto rendimiento y la entrada en servicio de la cuarta terna del corredor Comahue – GBA, producen excedentes de potencia térmica.

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.

Después del 2000, los precios presentan una tendencia a la suba, consecuencia de los supuestos adoptados en cuanto al crecimiento de la demanda, la exportación a Brasil, el incremento del tiempo de restricción invernal de gas e hipótesis de incorporación de equipamiento térmico.

Las expansiones de la capacidad de transporte del sistema troncal de gasoductos acompañan el crecimiento de los picos invernales de la demanda firme. Dada la característica de consumidor marginal de gas que tienen las centrales eléctricas, la disponibilidad de gas para usinas se ve limitada en los meses de invierno debido a las restricciones que impone el sistema de gasoductos troncales. El consumo de combustible alternativo en estos meses crece en el largo plazo. Esta situación podría modificarse en la medida que los nuevos ciclos combinados pacten condiciones de suministro más cercanos al firme.

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.

Intercambios superiores a los 2.000 – 2.500 MW requieren de la expansión de la capacidad de transporte del SADI.

Para niveles de intercambio de 2.000 MW en el año 2002, 3.500 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 50% – 70%. En tanto, el ingreso de energía secundaria en el MEM presenta un factor de utilización de la interconexión inferior al 10%.

Para el período 1999 – 2002, en el 90% de los casos, los precios medios de la energía en el MEM se encontrarían en la banda entre 10 y 20 $/MWh; en tanto, en el 7% de los casos, alcanzarían la banda de 20 – 30 $/MWh. Entre los años 2003 y 2007, los precios medios se ubicarían en la banda de 10 – 20$/MWh, con una probabilidad de ocurrencia de 75%; para el 17% de los casos, los precios resultarían en la banda de 20 – 30 $/MWh; en el 8% de los casos restantes, la banda de los precios se ampliaría a 30 – 40$/MWh.

8.2. CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA

Para el período 1998-2000, el cubrimiento del incremento de la demanda de energía estará dado por el ingreso de nueva generación térmica. Se incorporarán entre 2.600 y 3.400 MW de ciclos combinados, que acompañarán el crecimiento de la demanda y reemplazarán una parte significativa de horas de funcionamiento del

parque TV actual de menor rendimiento. En el mediano plazo, en estas condiciones, no se observan dificultades en el cubrimiento de la demanda.

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.

El incremento de la demanda media, entre los años 2000 y 2005, se puede estimar en un valor entre 1.800 y 3.600 MW, sin contabilizar los intercambios internacionales que se establezcan. Una mayor utilización del parque térmico, junto con la elevación de la cota de Yacyretá a 83 m en el 2003 (que agregaría 1.200 MW adicionales), el ingreso de Pichi Picún Leufú en el año 2002, de Atucha II, las centrales hidráulicas del Bermejo y ciclos combinados en GBA en el año 2005, permitirán cubrir las necesidades de generación y exportación con cierta comodidad.

Entre los años 2005 y 2010, la demanda media se incrementará entre 2.200 y 4.000 MW. Para este subperíodo se supuso el ingreso de generación hidroeléctrica, ejemplificada por la C.H. Corpus con 2.880 MW en el Escenario 1, y de ciclos combinados en GBA, Cuyo, Comahue y NOA, que permitirán sostener el abastecimiento interno y la exportación.

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 costo de operación, el que a su vez dependerá de su capacidad de modulación.

8.3. LÍMITES AL INTERCAMBIO INTERNACIONAL

Como se ha identificado en versiones anteriores de la Prospectiva del Sector Eléctrico, el máximo nivel de exportación a Brasil desde el área NEA, con Yacyretá en cota 76, estaría en el orden de 2.500 MW, para la capacidad actual del sistema de transporte.

La máxima importación desde Brasil, con Yacyretá en cota 76 y el sistema de transporte actual, sería del orden de 500 MW, por limitación de la potencia en el corredor Yacyretá - GBA.

La limitación se observa en las líneas Rodríguez - Rosario Oeste, y Rodríguez - Campana, que pasan de no estar saturadas en situaciones hidrológicas ricas a estar saturadas en el orden del 30% del tiempo para hidraulicidades pobres.

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.

Intercambios superiores a los 2.000 – 2.500 MW requieren de la expansión de la capacidad de transporte del SADI.

8.4. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN

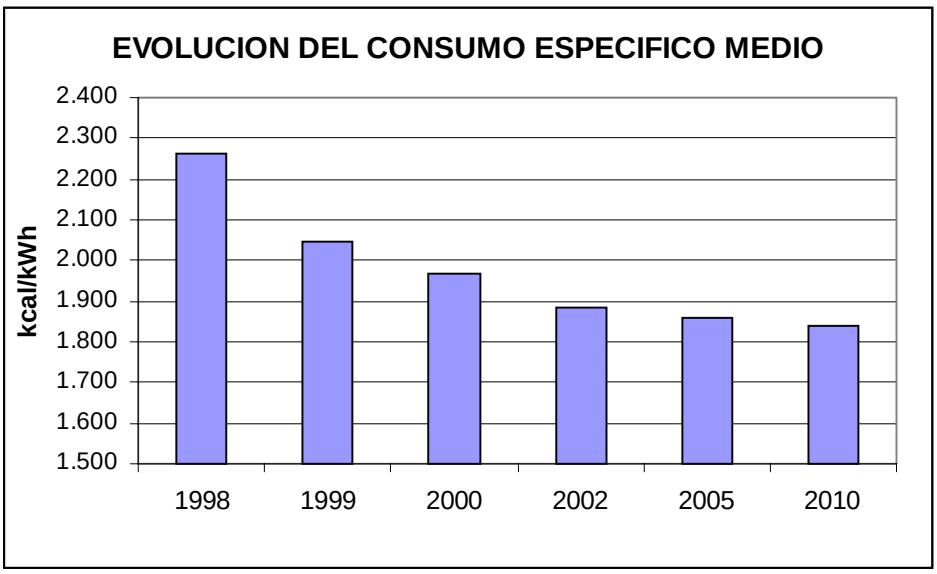
Para el Escenario 2, la estructura resultante de la generación evoluciona con un incremento progresivo de la participación de la generación térmica. Para 1998, la generación hidroeléctrica y térmica presentan la misma participación del 46%, el 8% restante es nuclear. Hacia el año 2010, la estructura de generación resulta: 67% térmica, 26% hidráulica y 7% nuclear.

EVOLUCION DE LA GENERACION. Escenario 2 - Hidrología media
En GWh

	1998	1999	2000	2002	2005	2010
TERMICA	32.637	35.370	41.485	55.294	69.333	107.210
HIDRAULICA	32.869	33.380	34467	34.788	41.814	41.894
NUCLEAR	6.207	7.129	5.849	6.670	11.809	11.809
TOTAL	71.713	75.879	81.801	96.752	122.956	160.913

8.5. CONSUMO ESPECÍFICO MEDIO

El consumo específico medio del parque térmico despachado decrece hacia 1999 debido al mayor aporte hidráulico de Yacyretá y a la incorporación de nuevo equipamiento de muy buen rendimiento que desplaza generación térmica menos eficiente. 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 1.800 kcal/kWh.



8.6. SIMULACIÓN DEL CASO 1 (CASO BASE)

Para el Caso Base se ha supuesto la interconexión con Argentina a partir del año 2000, con una capacidad inicial de 1.000 MW, que se incrementa a 2.000 MW a partir del año 2001.

Para la representación del requerimiento de energía de dicha interconexión se ha incluido en la simulación realizada una unidad que tiene las potencias señaladas y cuyo costo de generación coincide con el precio de la componente de energía de la mejor oferta que resultó de la licitación convocada por FURNAS – ELETROSUL.

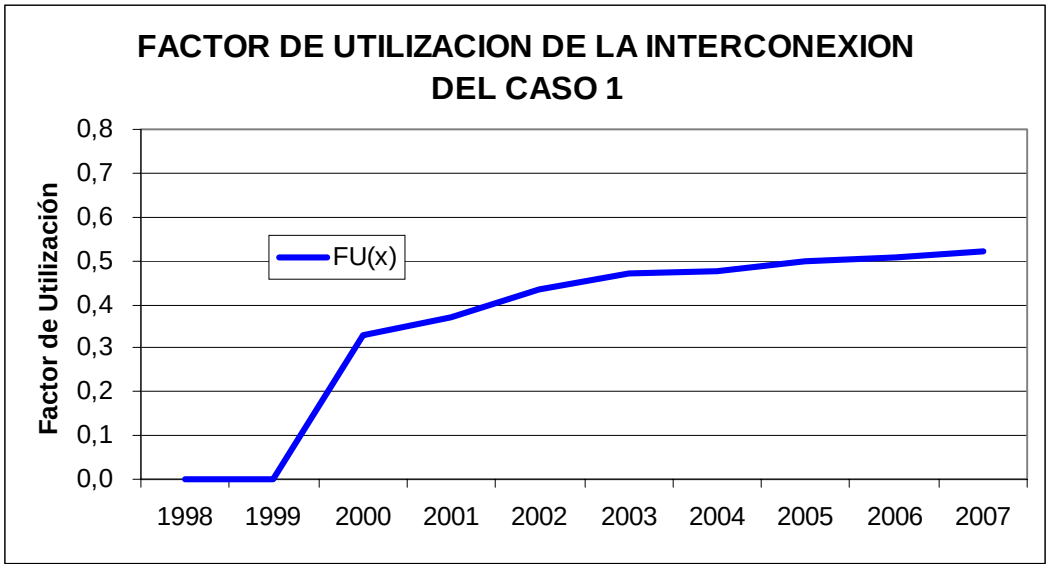
Para las centrales térmicas asociadas al gas natural de Bolivia se ha adoptado un costo de suministro de gas, que conformado sólo por la parte variable, resulta inferior al precio de la oferta realizada para la exportación en la ET Itá.

No se han incluido otras exportaciones adicionales en el nodo Itá que pudieran estar relacionadas con intercambios de oportunidad.

En tanto Yacyretá mantenga su cota en 76 m, habría capacidad de transporte remanente en el SADI por alrededor de 500 MW, que permitiría el ingreso de energía secundaria al MEM. Si en el año 2003 Yacyretá eleva su cota a 83 m y para un año hidráulicamente rico, la topología del transporte eléctrico existente no tendría capacidad remanente que permita el ingreso de energía secundaria al MEM.

Esta restricción de transporte se podría eliminar mediante la construcción de una tercera terna en 500 kV, que vincule la ET Gral. Rodríguez (GR) con la ET Rincón (RI), permitiendo el ingreso de energía secundaria al MEM.

Se estima que para el año 2000, el factor de utilización de la vinculación entre el MEM argentino y el subsistema Sul de Brasil, resultaría en alrededor de un 24% del tiempo, creciendo hasta alcanzar en el año 2007 un 51%.



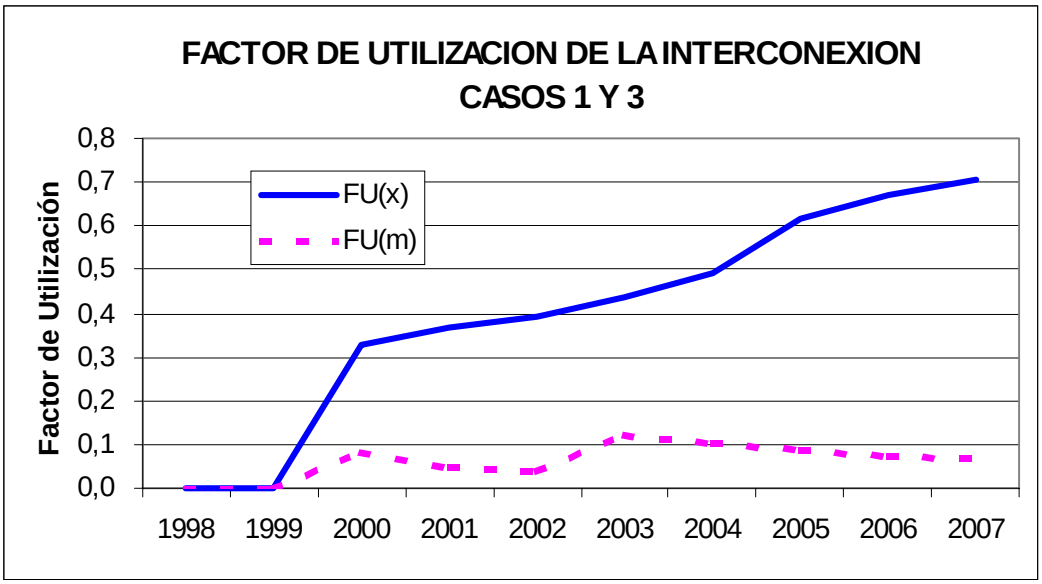
8.7. SIMULACIÓN DE LOS CASOS 1 Y 3

Esta alternativa requiere, para exportar 1.000 MW adicionales a partir del año 2003 destinados a la región Sul de Brasil, de la ampliación en la capacidad de transporte del corredor NOA - NEA, con incorporación de generación en la región NOA. Esta situación considera que Yacyretá eleva su cota a 83 m en el año 2003, por lo cual no permite el ingreso de energía secundaria.

Si se construye la tercera terna de Yacyretá, es decir la expansión del corredor GBA – Litoral – NEA, habría capacidad remanente en el sistema de transporte eléctrico, que permitiría el ingreso de energía secundaria, con un valor máximo de 460 MW medios en el año 2003, cantidad que oscilará dependiendo de la aleatoriedad de la hidraulicidad de Brasil.

Con el inicio de la exportación de electricidad a Brasil, el factor de utilización de la interconexión se incrementa durante todo el período analizado, llegando EN el año 2007 al 70%.

Con respecto al factor de utilización de la interconexión para la energía secundaria, para el caso de contar con la tercera terna de Yacyretá, el mismo se ubicará en el rango de 8% - 12%.



8.8. SIMULACIÓN DE LOS CASOS 1 Y 4B

Esta alternativa requiere, para exportar 1.500 MW adicionales a partir del año 2003 destinados a la región Sudeste de Brasil (San Pablo), de la ampliación en la capacidad de transporte del corredor NOA - NEA, con incorporación de generación en la región NOA. Esta situación considera que Yacyretá eleva su cota a 83 m en el año 2003, por lo cual no permite el ingreso de energía secundaria.

Los supuestos de incremento del nivel de intercambio con Brasil son los siguientes:

- 1.000 MW en el 2000 en la ET Itá.
- 2.000 MW en el 2001 en la ET Itá.
- 3.500 MW a partir del año 2003, que incluyen una eventual interconexión de 1.500 MW con la red en el corredor Itaipú – San Pablo, haciendo uso de la capacidad remanente del corredor.

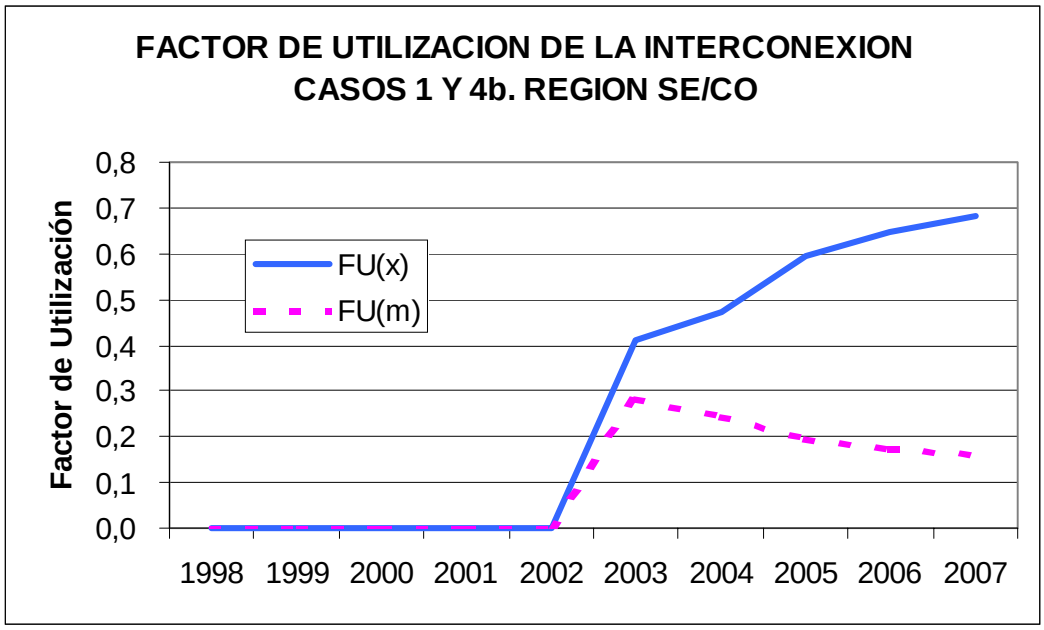
Por la oferta adicional en Brasil se ha desplazado en el Plan Decenal, la central nuclear Angra III, con una potencia de 1.350 MW.

Se ha considerado la incorporación de la tercera terna de Yacyretá, sólo a efectos de analizar las posibilidades de ingreso de energía secundaria y determinar, bajo estas condiciones, el factor de utilización de la importación.

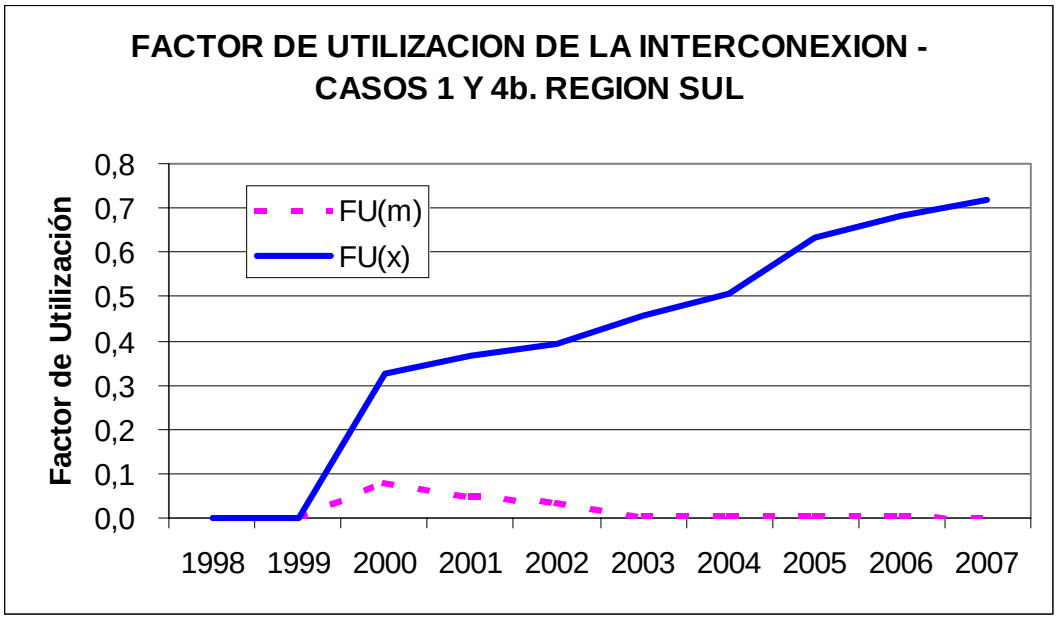
Para esta alternativa se presenta el cuadro de Balance de Energía, resultante de la simulación del Sistema Interconectado de Brasil, áreas SE-CO y Sul.

La región SE-CO, a partir del año 2003 comienza a recibir energía eléctrica desde el MEM, con un factor de utilización de las exportaciones de 41%, valor que se incrementa hasta llegar al 68% en el año 2007.

A partir del año 2003, la región SE-CO comienza a entregar a la Argentina energía secundaria con un factor de utilización de la interconexión igual al 28%, valor que decrece hacia el año 2007, hasta alcanzar el 16%.



Durante el año 2000, la región Sul comienza a tener intercambios eléctricos con Argentina, con un factor de utilización de la interconexión para la exportación hacia la región Sul del 33%, valor que se incrementa a 72% en el año 2007.



8.9. SIMULACIÓN DE LOS CASOS 1 Y 5B

Esta alternativa considera la ampliación del corredor NOA – NEA, con una simple terna, y del corredor GBA – Litoral – NEA, con una doble terna. Se supone que Yacyretá eleva su cota a 83 m en el año 2003. Esta configuración de transporte permite el ingreso de energía secundaria.

Los supuestos de incremento del nivel de intercambio con Brasil son los siguientes:

- 1.000 MW en el 2000 en la ET Itá.
- 2.000 MW en el 2001 en la ET Itá.
- 3.500 MW a partir del año 2003, a través de una línea de transporte eléctrico en corriente continua (CC) que vincule directamente el nodo Rincón con el nodo Embú Guaçu en la región de San Pablo.
- 5.000 MW a partir del año 2005, que considera 1.500 MW adicionales por el circuito de CC.

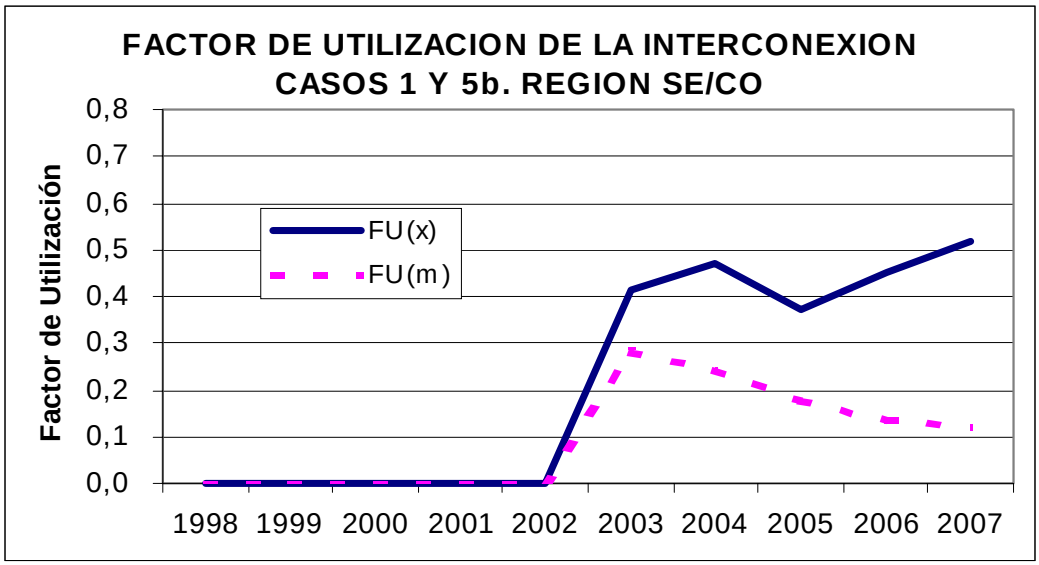
En esta alternativa se ha supuesto el desplazamiento de los siguientes proyectos del Plan Decenal de Brasil:

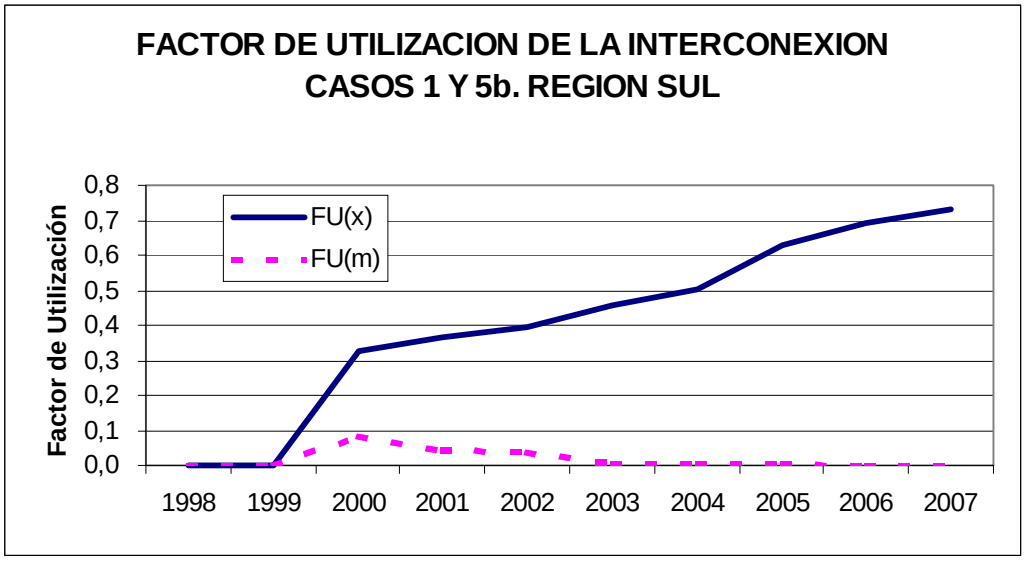
- Central hidroeléctrica Garabí de 750 MW.
- Centrales térmicas a carbón por 750 MW.
- Central nuclear Angra III de 1.350 MW.

Para esta alternativa se presenta el Balance de Energía, resultante de la simulación, del Sistema Interconectado de Brasil, áreas SE-CO y Sul.

Se vincula la región SE-CO con el MEM a partir del año 2003, con un factor de utilización de la interconexión para la exportación igual al 41%, alcanzando en el año 2007 el 52%.

El factor de utilización de la interconexión para la energía secundaria alcanza su valor máximo en el año 2003, siendo este igual a 28%, decreciendo hasta el año 2007 hasta ubicarse en el 12%.



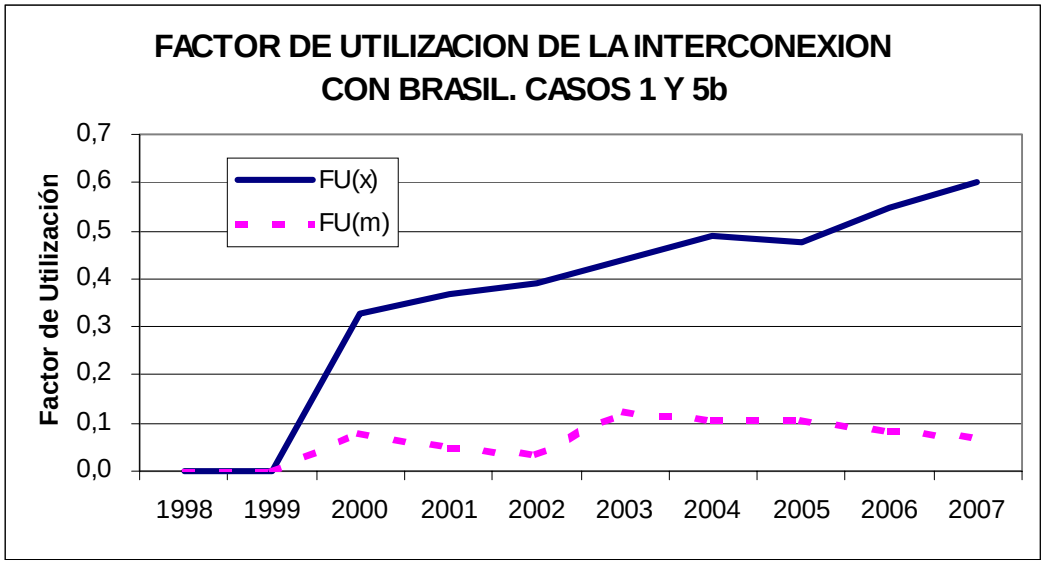


La región Sul inicia su vinculación con el MEM a partir del año 2000, con un factor de utilización de la interconexión del 33%. A partir de este año, el factor de utilización sigue incrementándose resultando en 63% al año 2005, y alcanzando en el año 2007 un 73%.

La interconexión de la región Sul con el MEM en el año 2000 tiene un factor de utilización de la energía secundaria igual al 8%, continuando con una tendencia decreciente siendo despreciable a partir del año 2004.

El intercambio total con Brasil, presenta un factor de utilización de la exportación igual al 33% en el año 2000, con una tendencia creciente durante el período, alcanzando su valor máximo del 60% en el año 2007.

El ingreso total de energía secundaria en el MEM presenta un factor de utilización de la interconexión promedio del 8%, mostrando muy poca variación respecto a esta media durante el período analizado.



SISTEMA INTERCONECTADO DE BRASIL - AREAS SUDESTE/CENTRO-OESTE Y SUD
BALANCE DE ENERGIA – CASOS 1 Y 5b
PROMEDIO DE SITUACIONES HIDROLOGICAS

Exportación Total = 5000 MW

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
AREA SUDESTE/CENTRO-OESTE											
Demanda Neta	**GWh**	**205,971**	**213,962**	**222,679**	**232,608**	**243,008**	**252,923**	**263,002**	**273,483**	**284,381**	**295,978**
Tasa anual			3.9%	4.1%	4.5%	4.5%	4.1%	4.0%	4.0%	4.0%	4.1%
Energía No Suministrada	GWh	672	3,396	3,268	2,677	1,571	1,702	2,354	1,798	2,710	3,861
Pérdidas A.T. + Vert. Obligado	GWh	2,064	4,856	2,020	2,086	1,889	2,018	1,719	1,584	1,629	1,685
Demanda Total Abastecida	**GWh**	**207,362**	**215,421**	**221,430**	**232,018**	**243,327**	**253,239**	**262,367**	**273,269**	**283,301**	**293,802**
Producción Total	**GWh**	**225,332**	**230,152**	**230,807**	**236,707**	**250,102**	**261,286**	**264,313**	**268,874**	**275,379**	**283,399**
Hidroeléctrica	GWh	217,937	219,847	204,077	211,127	224,448	235,490	234,677	237,045	239,514	244,885
Térmica Convencional	GWh	3,097	4,206	13,284	12,111	12,175	12,350	16,155	18,338	22,375	25,024
Nuclear	GWh	4,298	6,099	13,447	13,469	13,479	13,447	13,480	13,490	13,490	13,490
Intercambios entre áreas	**GWh**	**(17,970)**	**(14,731)**	**(9,377)**	**(4,689)**	**(6,775)**	**(8,047)**	**(1,946)**	**4,396**	**7,921**	**10,403**
Entregado a Sud	GWh	23,293	19,542	21,996	22,498	22,750	25,842	26,094	28,872	32,830	35,105
Recibido desde Sud	GWh	5,323	4,811	12,619	17,809	15,975	16,110	21,160	28,245	32,526	35,128
Saldo	GWh	(17,970)	(14,731)	(9,377)	(4,689)	(6,775)	(9,732)	(4,934)	(627)	(304)	23
Entregado a MEM	GWh	0	0	0	0	0	3,726	3,197	4,713	3,613	3,165
Recibido desde MEM	GWh	0	0	0	0	0	5,411	6,185	9,736	11,838	13,545
Saldo	GWh	0	0	0	0	0	1,685	2,988	5,023	8,225	10,380
Factor de Utilización Importación		**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.28**	**0.24**	**0.18**	**0.14**	**0.12**
Factor de Utilización Exportación		**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.41**	**0.47**	**0.37**	**0.45**	**0.52**
AREA SUD											
Demanda Neta	**GWh**	**45,921**	**48,495**	**51,303**	**54,462**	**57,810**	**60,745**	**63,781**	**66,963**	**70,297**	**73,868**
Tasa anual			5.6%	5.8%	6.2%	6.1%	5.1%	5.0%	5.0%	5.0%	5.1%
Energía No Suministrada	GWh	3,150	1,101	603	143	121	139	185	154	403	530
Pérdidas A.T. + Vert. Obligado		973	1,324	1,653	2,168	2,374	2,450	2,483	2,654	2,678	2,698
Demanda Total Abastecida	**GWh**	**43,744**	**48,718**	**52,352**	**56,487**	**60,063**	**63,056**	**66,079**	**69,464**	**72,572**	**76,035**
Producción Total	**GWh**	**26,835**	**35,081**	**42,109**	**47,742**	**48,618**	**47,092**	**54,150**	**59,892**	**62,369**	**65,403**
Hidroeléctrica	GWh	22,475	31,724	35,647	41,206	42,014	40,635	46,370	50,621	50,683	51,340
Térmica Convencional	GWh	4,361	3,358	6,463	6,537	6,604	6,457	7,780	9,272	11,687	14,063
Nuclear	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intercambios entre áreas	**GWh**	**16,909**	**13,637**	**10,243**	**8,745**	**11,445**	**15,964**	**11,929**	**9,571**	**10,203**	**10,632**
Entregado a SE/CO	GWh	5,488	4,961	13,013	18,368	16,477	16,612	21,820	29,125	33,540	36,223
Recibido desde SE/CO	GWh	22,478	18,826	21,260	21,749	21,992	24,985	25,241	27,946	31,792	34,004
Saldo	GWh	16,990	13,865	8,247	3,381	5,515	8,373	3,421	(1,179)	(1,748)	(2,219)
Entregado a MEM - Ita	GWh	81	117	727	840	656	102	78	77	39	15
Recibido desde MEM - Ita	GWh	0	0	2,861	6,418	6,864	8,025	8,854	11,045	12,080	12,813
Saldo	GWh	(81)	(117)	2,134	5,578	6,208	7,923	8,776	10,968	12,041	12,798
Entregado a Uruguay	GWh	0	254	284	318	353	391	363	335	273	200
Recibido desde Uruguay	GWh	0	143	146	104	75	59	95	117	183	253
Saldo	GWh	0	(111)	(138)	(214)	(278)	(332)	(268)	(218)	(90)	53
Factor de Utilización Importación		**0**	**0**	**0.08**	**0.05**	**0.04**	**0.01**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
Factor de Utilización Exportación		**0**	**0**	**0.33**	**0.37**	**0.39**	**0.46**	**0.51**	**0.63**	**0.69**	**0.73**
TOTAL											
Demanda Neta	**GWh**	**251,891**	**262,456**	**273,981**	**287,070**	**300,819**	**313,668**	**326,783**	**340,446**	**354,678**	**369,846**
Tasa anual			4.2%	4.4%	4.8%	4.8%	4.3%	4.2%	4.2%	4.2%	4.3%
Energía No Suministrada	GWh	3,822	4,497	3,871	2,820	1,692	1,841	2,539	1,952	3,113	4,391
Pérdidas A.T. + Vert. Obligado	GWh	4,017	7,046	4,802	5,563	5,523	5,827	5,714	6,044	6,360	6,578
Demanda Total Abastecida	**GWh**	**252,086**	**265,005**	**274,913**	**289,813**	**304,650**	**317,654**	**329,959**	**344,539**	**357,925**	**372,033**
Producción Total	**GWh**	**252,167**	**265,233**	**272,917**	**284,449**	**298,720**	**308,378**	**318,463**	**328,766**	**337,749**	**348,802**
Hidroeléctrica	GWh	240,412	251,571	239,723	252,333	266,462	276,125	281,047	287,666	290,197	296,225
Térmica Convencional	GWh	7,458	7,564	19,746	18,647	18,779	18,807	23,935	27,610	34,062	39,087
Nuclear	GWh	4,298	6,099	13,447	13,469	13,479	13,447	13,480	13,490	13,490	13,490
Intercambios entre países	**GWh**	**(81)**	**(228)**	**1,996**	**5,364**	**5,930**	**9,276**	**11,496**	**15,773**	**20,176**	**23,231**
Entregado a MEM	GWh	81	117	727	840	656	3,828	3,275	4,790	3,652	3,180
Recibido desde MEM	GWh	0	0	2,861	6,418	6,864	13,436	15,039	20,781	23,918	26,358
Saldo	GWh	(81)	(117)	2,134	5,578	6,208	9,608	11,764	15,991	20,266	23,178
Entregado a Uruguay	GWh	0	254	284	318	353	391	363	335	273	200
Recibido desde Uruguay	GWh	0	143	146	104	75	59	95	117	183	253
Saldo	GWh	0	(111)	(138)	(214)	(278)	(332)	(268)	(218)	(90)	53
Factor de Utilización Importación		**0.00**	**0.00**	**0.08**	**0.05**	**0.04**	**0.12**	**0.11**	**0.11**	**0.08**	**0.07**
Factor de Utilización Exportación		**0.00**	**0.00**	**0.33**	**0.37**	**0.39**	**0.44**	**0.49**	**0.47**	**0.55**	**0.60**

SISTEMA INTERCONECTADO DE BRASIL - AREAS SUDESTE/CENTRO-OESTE Y SUD
BALANCE DE ENERGIA – CASOS 1 Y 4b
PROMEDIO DE SITUACIONES HIDROLOGICAS

Exportación Total = 3500 MW

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
AREA SUDESTE/CENTRO-OESTE											
Demanda Neta	**GWh**	**205,971**	**213,962**	**222,679**	**232,608**	**243,008**	**252,923**	**263,002**	**273,483**	**284,381**	**295,978**
Tasa anual			3.9%	4.1%	4.5%	4.5%	4.1%	4.0%	4.0%	4.0%	4.1%
Energía No Suministrada	GWh	672	3,396	3,268	2,677	1,571	1,702	2,354	3,019	4,276	5,505
Pérdidas A.T. + Vert. Obligado	GWh	2,064	4,856	2,020	2,086	1,889	2,018	1,719	1,623	1,556	1,532
Demanda Total Abastecida	**GWh**	**207,362**	**215,421**	**221,430**	**232,018**	**243,327**	**253,239**	**262,367**	**272,088**	**281,662**	**292,005**
Producción Total	**GWh**	**225,332**	**230,152**	**230,807**	**236,707**	**250,102**	**261,286**	**264,313**	**267,472**	**273,001**	**281,311**
Hidroeléctrica	GWh	217,937	219,847	204,077	211,127	224,448	235,490	234,677	235,533	237,894	243,951
Térmica Convencional	GWh	3,097	4,206	13,284	12,111	12,175	12,350	16,155	18,449	21,617	23,871
Nuclear	GWh	4,298	6,099	13,447	13,469	13,479	13,447	13,480	13,490	13,490	13,490
Intercambios entre áreas	**GWh**	**(17,970)**	**(14,731)**	**(9,377)**	**(4,689)**	**(6,775)**	**(8,047)**	**(1,946)**	**4,616**	**8,661**	**10,694**
Entregado a Sud	GWh	23,293	19,542	21,996	22,498	22,750	25,842	26,094	28,426	31,159	32,530
Recibido desde Sud	GWh	5,323	4,811	12,619	17,809	15,975	16,110	21,160	27,844	33,562	36,407
Saldo	**GWh**	**(17,970)**	**(14,731)**	**(9,377)**	**(4,689)**	**(6,775)**	**(9,732)**	**(4,934)**	**(582)**	**2,403**	**3,877**
Entregado a MEM - Itaipú	GWh	0	0	0	0	0	3726	3197	2613	2269	2150
Recibido desde MEM - Itaipú	GWh	0	0	0	0	0	5411	6185	7811	8527	8967
Saldo	**GWh**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1,685**	**2,988**	**5,198**	**6,258**	**6,817**
Factor de Utilización Importación		**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.28**	**0.24**	**0.20**	**0.17**	**0.16**
Factor de Utilización Exportación		**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.41**	**0.47**	**0.59**	**0.65**	**0.68**
AREA SUD											
Demanda Neta	**GWh**	**45,921**	**48,495**	**51,303**	**54,462**	**57,810**	**60,745**	**63,781**	**66,963**	**70,297**	**73,868**
Tasa anual			5.6%	5.8%	6.2%	6.1%	5.1%	5.0%	5.0%	5.0%	5.1%
Energía No Suministrada	GWh	3,150	1,101	603	143	121	139	185	327	644	536
Pérdidas A.T. + Vert. Obligado		973	1,324	1,653	2,168	2,374	2,450	2,483	2,711	2,895	2,956
Demanda Total Abastecida	**GWh**	**43,744**	**48,718**	**52,352**	**56,487**	**60,063**	**63,056**	**66,079**	**69,348**	**72,548**	**76,288**
Producción Total	**GWh**	**26,835**	**35,081**	**42,109**	**47,742**	**48,618**	**47,092**	**54,150**	**59,774**	**65,178**	**69,761**
Hidroeléctrica	GWh	22,475	31,724	35,647	41,206	42,014	40,635	46,370	50,596	54,282	55,252
Térmica Convencional	GWh	4,361	3,358	6,463	6,537	6,604	6,457	7,780	9,179	10,896	14,510
Nuclear	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intercambios entre áreas	**GWh**	**16,909**	**13,637**	**10,243**	**8,745**	**11,445**	**15,964**	**11,929**	**9,573**	**7,370**	**6,527**
Entregado a SE/CO	GWh	5,488	4,961	13,013	18,368	16,477	16,612	21,820	28,712	34,614	37,551
Recibido desde SE/CO	GWh	22,478	18,826	21,260	21,749	21,992	24,985	25,241	27,513	30,174	31,509
Saldo	GWh	16,990	13,865	8,247	3,381	5,515	8,373	3,421	(1,199)	(4,440)	(6,042)
Entregado a MEM - Itá	GWh	81	117	727	840	656	102	78	81	57	29
Recibido desde MEM - Ita	GWh	0	0	2,861	6,418	6,864	8,025	8,854	11,057	11,988	12,624
Saldo	GWh	(81)	(117)	2,134	5,578	6,208	7,923	8,776	10,976	11,931	12,595
Entregado a Uruguay	GWh	0	254	284	318	353	391	363	338	303	259
Recibido desde Uruguay	GWh	0	143	146	104	75	59	95	134	182	233
Saldo	GWh	0	(111)	(138)	(214)	(278)	(332)	(268)	(204)	(121)	(26)
Factor de Utilización Importación		**0.00**	**0.00**	**0.08**	**0.05**	**0.04**	**0.01**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
Factor de Utilización Exportación		**0.00**	**0.00**	**0.33**	**0.37**	**0.39**	**0.46**	**0.51**	**0.63**	**0.68**	**0.72**
TOTAL											
Demanda Neta	**GWh**	**251,891**	**262,456**	**273,981**	**287,070**	**300,819**	**313,668**	**326,783**	**340,446**	**354,678**	**369,846**
Tasa anual			4.2%	4.4%	4.8%	4.8%	4.3%	4.2%	4.2%	4.2%	4.3%
Energía No Suministrada	GWh	3,822	4,497	3,871	2,820	1,692	1,841	2,539	3,346	4,920	6,041
Pérdidas A.T. + Vert. Obligado	GWh	4,017	7,046	4,802	5,563	5,523	5,827	5,714	6,115	6,489	6,654
Demanda Total Abastecida	**GWh**	**252,086**	**265,005**	**274,913**	**289,813**	**304,650**	**317,654**	**329,959**	**343,216**	**356,247**	**370,459**
Producción Total	**GWh**	**252,167**	**265,233**	**272,917**	**284,449**	**298,720**	**308,378**	**318,463**	**327,246**	**338,179**	**351,073**
Hidroeléctrica	GWh	240,412	251,571	239,723	252,333	266,462	276,125	281,047	286,128	292,176	299,202
Térmica Convencional	GWh	7,458	7,564	19,746	18,647	18,779	18,807	23,935	27,628	32,513	38,380
Nuclear	GWh	4,298	6,099	13,447	13,469	13,479	13,447	13,480	13,490	13,490	13,490
Intercambios entre países	**GWh**	**(81)**	**(228)**	**1,996**	**5,364**	**5,930**	**9,276**	**11,496**	**15,970**	**18,068**	**19,386**
Entregado a MEM	GWh	81	117	727	840	656	3,828	3,275	2,694	2,326	2,179
Recibido desde MEM	GWh	0	0	2,861	6,418	6,864	13,436	15,039	18,868	20,515	21,591
Saldo	GWh	(81)	(117)	2,134	5,578	6,208	9,608	11,764	16,174	18,189	19,412
Entregado a Uruguay	GWh	0	254	284	318	353	391	363	338	303	259
Recibido desde Uruguay	GWh	0	143	146	104	75	59	95	134	182	233
Saldo	GWh	0	(111)	(138)	(214)	(278)	(332)	(268)	(204)	(121)	(26)
Factor de Utilización Importación		**0.00**	**0.00**	**0.08**	**0.05**	**0.04**	**0.12**	**0.11**	**0.09**	**0.08**	**0.07**
Factor de Utilización Exportación		**0.00**	**0.00**	**0.33**	**0.37**	**0.39**	**0.44**	**0.49**	**0.62**	**0.67**	**0.70**

8.10. PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE LOS INTERCAMBIOS

La gran capacidad de almacenar energía en los embalses del sistema brasileño frente a su demanda propia le permite desplazar energía hidráulica disponible de un período del año a otro, dependiendo de la hidraulicidad y de las políticas operativas que se adopten. Dentro de estas políticas se encuentran los probables intercambios internacionales.

Por otro lado, el sistema brasileño presenta oscilaciones muy pronunciadas de sus costos marginales, asociadas a la reserva de agua en los embalses. Durante períodos muy largos el costo marginal es cero (condición de vertimiento), y en otros períodos, también extensos, cuando la reserva de los embalses se reduce significativamente y persisten las condiciones de sequía, el costo marginal se aproxima al costo de falla. Ambas situaciones suelen producirse durante varios meses consecutivos e, incluso, podrían extenderse a varios años. Las mismas condiciones se presentarían para los contratos de intercambio.

Los intercambios de energía dependerán, para una capacidad determinada de la interconexión, de la probabilidad de ocurrencia de las situaciones hidrológicas en Brasil y de la capacidad del sistema de transporte en Argentina.

En el presente capítulo se analizan, a partir de los resultados de las simulaciones realizadas, las probabilidades de ocurrencia de los intercambios físicos entre Argentina y Brasil, y la variación de los precios en el MEM, con la probabilidad de ocurrencia asociada a esas variaciones.

De la simulación conjunta de los sistemas de Argentina y Brasil realizadas para el período 1998 – 2007, y para los Casos 1 y 5b, que incluyen todos los incrementos de exportaciones supuestos, se obtuvieron los volúmenes de intercambio (exportación e importación) y los respectivos precios de la energía en el MEM, para cada año y mes del período analizado y para cada una de las 48 crónicas hidrológicas disponibles de Brasil.

8.10.1. Probabilidad de ocurrencia de los intercambios físicos

Se analizaron tres posibles situaciones de intercambios denominadas: “Todo el año”, “Invierno” y “Verano”. La situación “Todo el Año”, se define cuando resultan intercambios en cada uno de los doce meses del año, correspondiente a cada crónica hidrológica. En la situación “Invierno” se determina en cuantos meses de este período (mayo – octubre) resultan intercambios. Y para la situación “Verano” (meses de noviembre a abril), se contabiliza la cantidad de meses que presentan intercambios.

La probabilidad de ocurrencia de las exportaciones a Brasil para la situación “Todo el año”, tiene una tendencia decreciente durante los primeros años del período considerado, y a partir del año 2004 cambia la tendencia, incrementándose las probabilidades, hasta alcanzar el 29% hacia el año 2007. El promedio de las probabilidades de ocurrencia de las exportaciones de todo el período considerado, para la situación “Todo el año”, es del 27%.

En la situación definida como “Invierno”, la tendencia de las probabilidades de las exportaciones a Brasil es creciente a lo largo de todo el período, comenzando con

un 53% en el año 2000, para llegar al 91% en el 2007; siendo para todo el período, el promedio de las probabilidades de ocurrencia de las exportaciones a Brasil de la situación “Invierno” igual al 71%.

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE LOS INTERCAMBIOS

Año	A Brasil			A Argentina		
	Todo el Año	Invierno	Verano	Todo el Año	Invierno	Verano
2000	33%	53%	59%	2%	43%	36%
2001	19%	51%	53%	2%	41%	39%
2002	19%	61%	50%	2%	32%	42%
2003	21%	64%	46%	6%	33%	52%
2004	19%	68%	48%	4%	26%	50%
2005	29%	81%	54%	2%	16%	46%
2006	38%	85%	60%	2%	13%	38%
2007	29%	91%	60%	2%	9%	40%

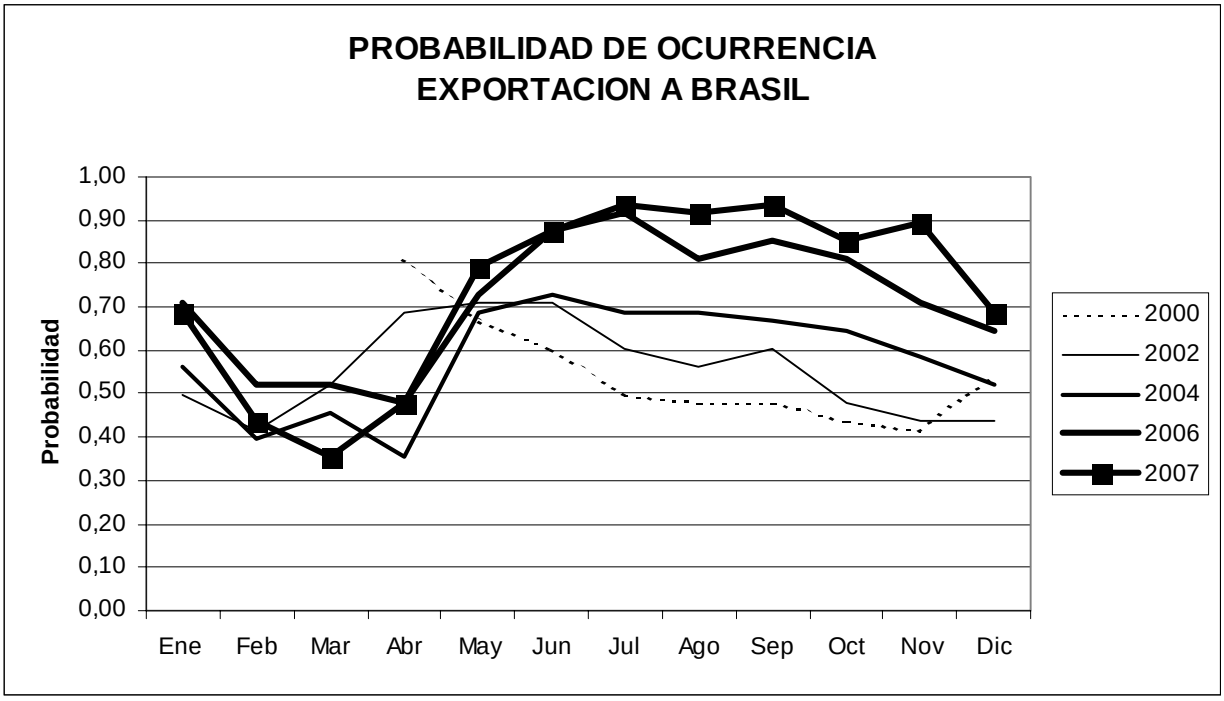
La probabilidad de ocurrencia de las exportaciones a Brasil para la situación “Verano”, presenta pequeñas variaciones, siendo el promedio de las probabilidades de ocurrencia para todo el período igual al 54%.

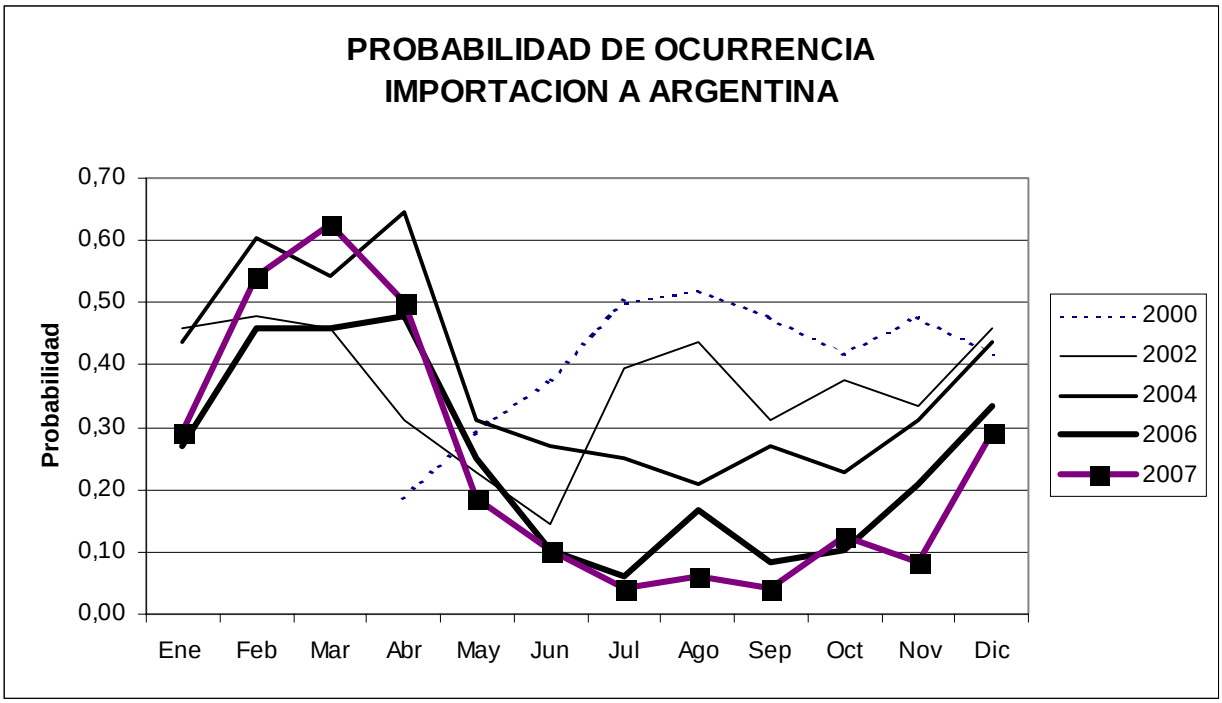
Las probabilidades de ocurrencia de las importaciones hacia Argentina, para la situación “Todo el año”, presentan pequeños valores para todo el período en análisis. El promedio de las probabilidades de ocurrencia para las importaciones en la situación “Todo el año” es igual al 4%, en el período 2000 – 2007.

Se observa una tendencia decreciente en las probabilidades de ocurrencia de las importaciones hacia Argentina para la situación “Invierno” a lo largo de todo el período. Iniciando el período con una probabilidad de ocurrencia de las importaciones igual al 43%, se llega al año 2007 con una probabilidad de ocurrencia del 9% para igual situación hidrológica. El promedio de las probabilidades de ocurrencia de las importaciones hacia Argentina para la situación “Invierno”, durante todo el período, es igual al 26%.

La probabilidad de ocurrencia de las importaciones hacia Argentina para la situación “Invierno”, presenta una complementariedad con la situación “Invierno” de las probabilidades de ocurrencia de las exportaciones hacia Brasil. Aunque la suma de estas probabilidades no sea igual a 1 (uno), dado que no se han considerado en los análisis, los meses que no se realizan intercambios. La misma complementariedad se puede ver en las situaciones de “Verano” para las probabilidades de ocurrencia de los intercambios entre ambos países.

En los siguientes gráficos se pueden observar las complementariedades anteriormente señaladas.





Las importaciones a Argentina en la situación “Verano” muestran una pequeña variación en su probabilidad de ocurrencia, incrementándose hasta el 52% en el año 2003, decreciendo hasta alcanzar el 40% en el año 2007. El promedio de las probabilidades de ocurrencia de los intercambios para la situación “Verano”, para todo el período, es igual al 43%.

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. Y 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, en la que llueve poco y se turbina menos agua, por lo tanto se requiere energía eléctrica de Argentina.

Al incrementarse la capacidad de intercambio se aumenta la cantidad de energía exportada, y la probabilidad de ocurrencia de estas exportaciones a Brasil se incrementan durante todo el período 2000 - 2007, alcanzando en el año 2007 un 76% (Ver tabla: Exportaciones a Brasil).

La probabilidad de ocurrencia de las exportaciones a Brasil se incrementa en la medida que la capacidad de interconexión aumenta, específicamente, durante los meses de invierno se alcanzan elevados valores en comparación con los meses de verano.

Con una capacidad de transporte de 2.000 MW, la cantidad de energía secundaria que ingresaría al MEM es muy pequeña. Al alcanzar esta capacidad de interconexión los 3.500 MW, los valores de importación de energía hacia Argentina se incrementan significativamente, observándose que para capacidades mayores, el promedio para todo el año de la energía secundaria es muy similar (Ver tabla: Importaciones a Argentina).

EXPORTACIONES A BRASIL

Año	Capac. Interc.		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
2000	1000	Probabil.	0.00	0.00	0.00	0.81	0.67	0.60	0.50	0.48	0.48	0.44	0.42	0.54	0.41
	MW	Pot.(MW)	0	0	0	539	468	449	443	389	378	396	385	401	321
2002	2000	Probabil.	0.50	0.42	0.52	0.69	0.71	0.71	0.60	0.56	0.60	0.48	0.44	0.44	0.69
	MW	Pot. MW	854	605	723	656	823	1124	894	836	776	657	678	723	779
2004	3500	Probabil.	0.56	0.40	0.46	0.35	0.69	0.73	0.69	0.69	0.67	0.65	0.58	0.52	0.58
	MW	Pot.(MW)	1462	1258	1260	1162	2051	2182	2017	2111	1752	1631	1595	1634	1676
2006	5000	Probabil.	0.71	0.52	0.52	0.48	0.73	0.88	0.92	0.81	0.85	0.81	0.71	0.65	0.73
	MW	Pot.(MW)	2625	1851	2111	1962	2644	3143	3708	2923	2982	3252	2846	2543	2716
2007	5000	Probabil.	0.69	0.44	0.35	0.48	0.79	0.88	0.94	0.92	0.94	0.85	0.90	0.69	0.76
	MW	Pot.(MW)	2380	1673	1481	1657	3199	3689	4152	3885	3788	3696	3443	2995	3003

(*) Potencia promedio por mes de las 48 crónicas hidrológicas.

IMPORTACIONES A ARGENTINA

Año	Capac. Interc.		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
2000	1000	Probabil.	0.00	0.00	0.00	0.19	0.29	0.38	0.50	0.52	0.48	0.42	0.48	0.42	0.31
	MW	Pot.(MW)	0	0	0	(9)	(23)	(88)	(142)	(161)	(161)	(130)	(104)	(47)	(72)
2002	2000	Probabil.	0.46	0.48	0.46	0.31	0.23	0.15	0.40	0.44	0.31	0.38	0.33	0.46	0.29
	MW	Pot.(MW)	(31)	(75)	(35)	(16)	(41)	(39)	(119)	(101)	(85)	(112)	(71)	(50)	(65)
2004	3500	Probabil.	0.44	0.60	0.54	0.65	0.31	0.27	0.25	0.21	0.27	0.23	0.31	0.44	0.38
	MW	Pot.(MW)	(461)	(507)	(511)	(551)	(242)	(189)	(126)	(119)	(295)	(206)	(298)	(435)	(328)
2006	5000	Probabil.	0.27	0.46	0.46	0.48	0.25	0.10	0.06	0.17	0.08	0.10	0.21	0.33	0.26
	MW	Pot.(MW)	(569)	(823)	(571)	(675)	(337)	(222)	(98)	(82)	(128)	(225)	(393)	(466)	(382)
2007	5000	Probabil.	0.29	0.54	0.63	0.50	0.19	0.10	0.04	0.06	0.04	0.13	0.08	0.29	0.24
	MW	Pot.(MW)	(426)	(1,107)	(768)	(548)	(263)	(132)	(67)	(34)	(35)	(198)	(132)	(336)	(337)

(*) Potencia promedio por mes de las 48 crónicas hidrológicas.

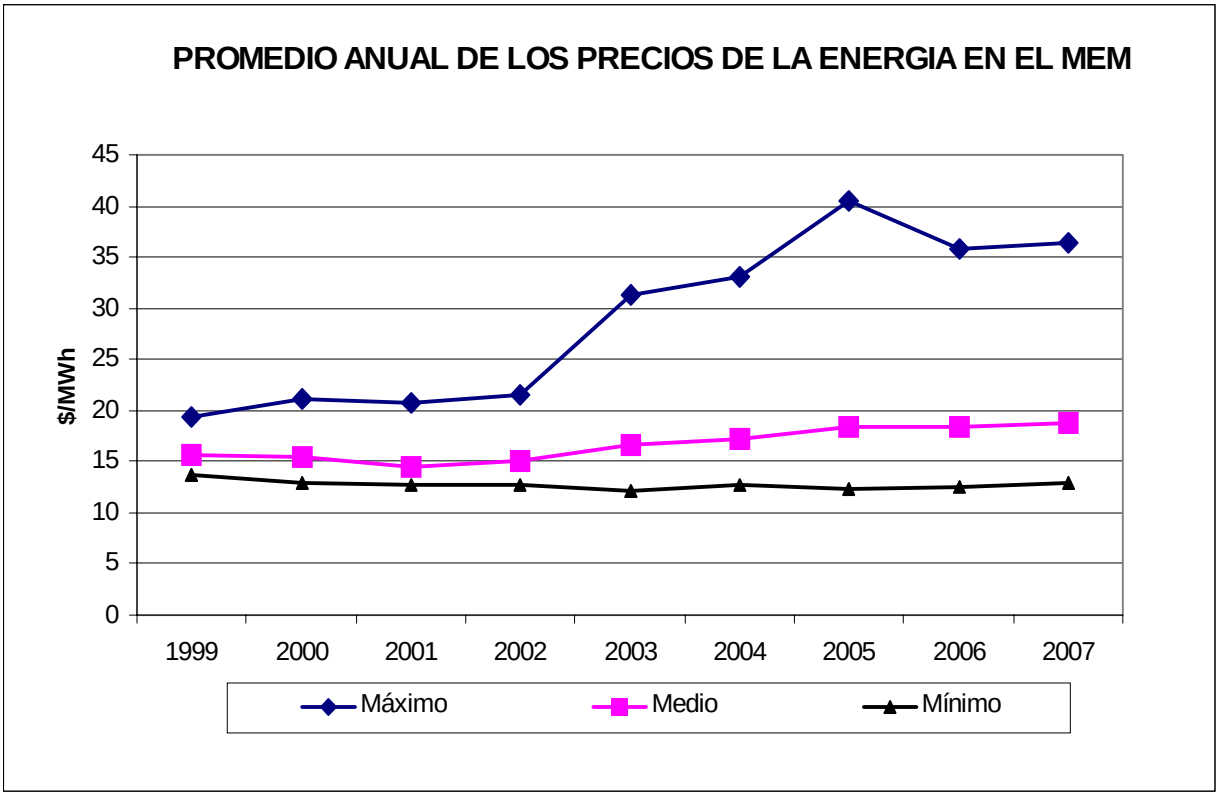
8.10.2. Probabilidad de ocurrencia y variabilidad de los precios en el MEM

De los resultados de las simulaciones se obtuvieron los precios de la energía en el MEM, para cada año y mes del período analizado y para cada una de las 48 crónicas hidrológicas de Brasil. Y se calcularon los valores máximos, medios y mínimos para cada uno de los meses de cada año y para cada una de las 48 crónicas hidrológicas para observar la variabilidad de los precios durante el período 2000 – 2007.

Con una capacidad de transporte de la interconexión de 2.000 MW (a partir del año 2001), los precios de la energía en el MEM, no presentan variaciones distintas de la situación del MEM sin intercambio (año 1999). Si se incrementa esta capacidad en 1.500 MW (año 2003, totalizando 3.500 MW), los precios máximos de la energía se duplican, en tanto que los precios medios de la energía presentan pequeñas variaciones. Para una capacidad de intercambio de 5.000 MW, es decir se adicionaron 1.500 MW en el año 2005, los precios máximos alcanzan mayores valores, aumentando las variaciones de los precios medios del sistema con relación a una situación de 2.000 MW de interconexión.

Se calcularon los promedios anuales de los precios máximos, medios y mínimos mensuales para cada año del período en estudio.

El promedio anual de los precios de la energía presenta para los precios máximos una variabilidad que se ubica entre 19 y 40 $/MWh en todo el período analizado. Para los precios medios anuales la variabilidad se encuentra entre 14 y 19 $/MWh y el promedio anual de los precios mínimos presenta una variación entre 12 y 14 $/MWh.



Con la información analizada sobre el comportamiento de los precios de la energía en el MEM, se podría concluir que ante incrementos muy grandes en la capacidad de transporte de la interconexión, los precios de la energía tendrían una gran variabilidad. Pero asociado a este efecto hay que considerar cuál es la probabilidad de ocurrencia de la variabilidad de los precios de la energía a lo largo del período 2000 – 2007.

Para ello, se estimaron las probabilidades de ocurrencia de los precios de la energía en el MEM, por rangos de precios y para cada uno de los años en estudio, obteniéndose los resultados que se presentan en el siguiente cuadro.

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA
DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA EN EL MEM

$/MWh	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
10 -20	92%	88%	93%	90%	84%	82%	75%	75%	73%
20 - 30	8%	11%	7%	8%	8%	9%	14%	15%	17%
30 -40	1%	2%	1%	2%	6%	7%	8%	8%	7%
40 - 50	0%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	1%	3%
50 - 60	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%

A medida que se incrementa la capacidad de transporte de la interconexión, también se incrementan los precios de la energía, pero lo hacen con probabilidades de ocurrencia bajas para cada año respectivamente.

Ampliando el análisis de la probabilidad de ocurrencia de la variabilidad de los precios de la energía en el MEM, se analiza las probabilidades de ocurrencia de los precios de la energía para el “Invierno” (mayo – octubre) y el “Verano” (enero – abril, noviembre y diciembre), obteniéndose que son altas las probabilidades de ocurrencia de la variabilidad de los precios de la energía en los meses de “Verano”, ubicándose entre 10 y 20 $/MWh durante todo el período 2000 – 2007, y que las probabilidades de ocurrencia de elevados precios son casi nulas, durante esta época del año.

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE PRECIOS EN ARGENTINA
VERANO

$/MWh	*1999*	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*
10 -20	100%	100%	100%	100%	98%	97%	90%	87%	86%
20 - 30	0%	0%	0%	0%	2%	2%	7%	8%	8%
30 -40	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	1%
40 - 50	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
50 - 60	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%
60 - 70	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
70 - 80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%

Durante los meses de “Invierno”, época en que aumentan las posibilidades de exportar energía a Brasil (ver tabla: ”Exportaciones a Brasil”), a medida que se incrementa la capacidad de transporte de la interconexión, crece la probabilidad de que se aumenten los precios de la energía en el MEM, pero las probabilidades de que los precios alcancen los picos que se ven en el gráfico “Variación de precios de la energía en el MEM”, tienen una probabilidad de ocurrencia prácticamente nula.

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE PRECIOS EN ARGENTINA
INVIERNO

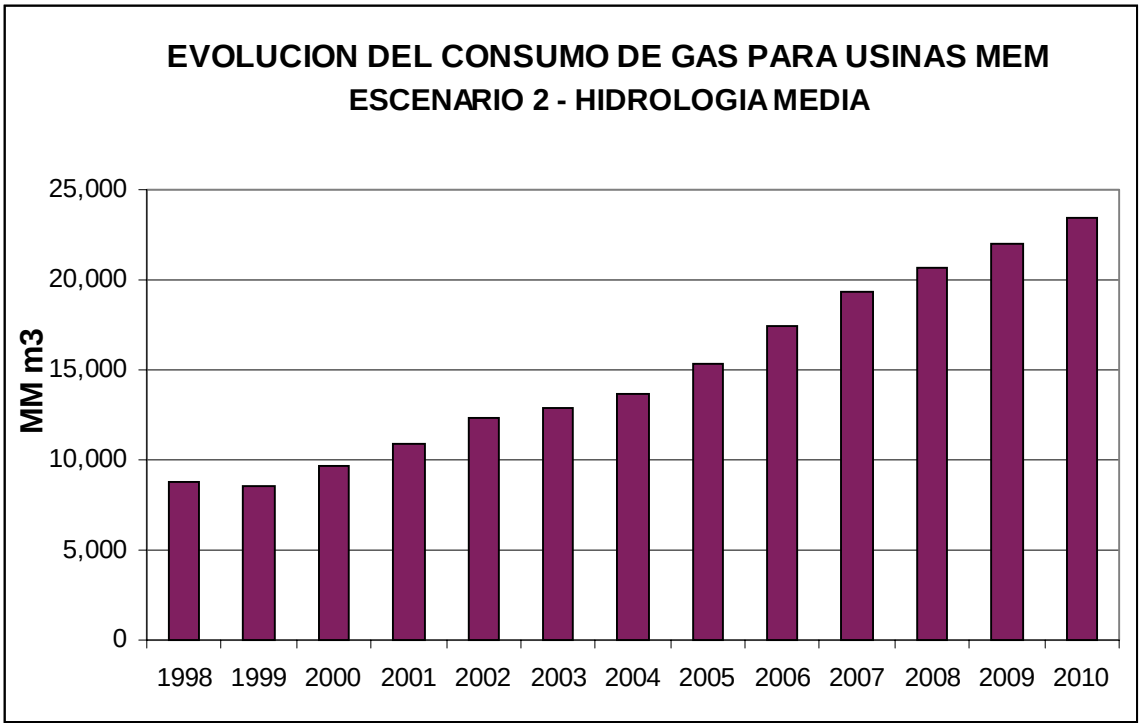
$/MWh	*1999*	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*
10 -20	83%	75%	85%	80%	70%	67%	53%	50%	45%
20 - 30	16%	22%	13%	17%	15%	16%	23%	23%	26%
30 -40	1%	3%	1%	3%	13%	14%	17%	15%	14%
40 - 50	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	7%	9%
50 - 60	0%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	3%	2%
60 - 70	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%
70 - 80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
80 - 90	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%

8.11 CONSUMO DE GAS NATURAL PARA USINAS

Se presenta a continuación el gráfico correspondiente al consumo de gas natural para usinas del MEM, para el escenario 2, en condiciones de hidraulicidad media. El consumo de líquidos está incluido en términos de gas equivalente.

Debido a que el requerimiento de gas para usinas crece más rápido que la demanda no interrumpible (esta última es la que paga el incremento de la capacidad de gasoductos), es de esperar que se incremente el período con restricciones en el suministro de gas para usinas eléctricas. Este efecto se atenuaría si las centrales decidieran comprar capacidad firme en los gasoductos o pactaran menor cantidad de días al año con restricción de suministro. Bajo estas condiciones, aumentaría la velocidad de expansión de la red de gasoductos, con la consiguiente reducción de la restricción, pero mayores precios del gas. La exportación del período invernal agudiza el efecto señalado de restricción de suministro de gas.

El aumento del período con restricciones en el suministro de gas para usinas, y el incremento en el requerimiento térmico fruto del crecimiento de los mercados internos y externos, incrementarán el uso de combustibles líquidos, en particular el de gas oil, por los ciclos combinados en invierno. La restricción invernal en el MEM, definida como la relación entre consumo de alternativo al gas natural (fuel oil más gas oil) y el consumo total de combustible, evolucionará del 2% para el año 1998, al 9% hacia el año 2010.



9. CALIDAD DE SERVICIO DEL SADI

9.1. INTRODUCCIÓN

Los lineamientos de diseño del sistema actual, para alcanzar los actuales niveles de calidad, han sido coherentes con la máxima economicidad del Sistema Argentino de Interconexión y su optimización, tal como se establecieron durante la década pasada.

Durante los años transcurridos a partir de la reestructuración del sector conducida por esta Secretaría, el incremento registrado en la energía a transportar por los distintos corredores del SADI fue importante, mientras que sólo se efectuaron ampliaciones menores de la capacidad de transporte, en particular las compensaciones capacitivas serie.

Ese incremento de la energía transportada se efectuó basándose primero en la capacidad ociosa existente, resultante de la sobreinversión efectuada en el pasado y luego en su optimización a partir de los modernos recursos estabilizantes.

Deben ahora fijarse las pautas para que la expansión en la red a realizar en los próximos años se efectúe manteniendo e incrementando la calidad de servicio en el Sistema, que en el mediano plazo se integrará con los otros países del Mercosur.

Dada la importancia de la calidad en ese sistema, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución SE Nº 208/98, estableció los criterios tendientes a la mejora adicional de la calidad y la mejora de la seguridad en el SADI en el corto y largo plazo, y cuyos elementos principales son los siguientes:

- Evaluación de la conveniencia de cambio de los criterios de diseño y de los criterios de operación (pautas para la mejora de seguridad y calidad en el mediano y largo plazo).

- Perfeccionamiento de los criterios para nuevos accesos (impacto de los nuevos grupos ciclo combinado de gran capacidad).

- Formación de un mercado de alivio de carga (transacciones entre grandes usuarios cuya valoración del corte es diferencial).

- Optimización de la calidad en el corto plazo, procediendo mediante:
    - Procedimientos que viabilicen la construcción a riesgo de obras para la minimización de la Energía no Suministrada (ENS),
    - Fijación de pautas comunes para la habilitación del Personal de Operaciones responsable de los centros de control correspondiente a instalaciones vinculadas al SADI.

- Flexibilización de los procedimientos para la ejecución de las ampliaciones requeridas para la optimización del SADI, comprendiendo:
    - Ampliaciones en instalaciones del Transportista,
    - Ejecución de proyectos (técnicos) de Ampliaciones,
    - Ampliaciones Especiales de Capacidad de Transporte, de mejora adicional de la Calidad y de mejora de la Seguridad.

9.2. ASPECTOS FUNDAMENTALES SOBRE CALIDAD

Se parte del concepto que la mejora continua de la calidad en el SADI es un objetivo fundamental de la política energética nacional, y que mediante su prosecución se asegura un desarrollo armonioso del sistema, respetando los derechos y obligaciones de los Actores del MEM.

Se considera que también es objetivo de política energética la integración energética regional, y que en su prosecución deben contemplarse los escenarios de expansión del SADI, en atención a la calidad resultante de este último.

Para determinar el impacto de los cambios en las pautas de expansión del SADI sobre el Mercado, y sobre cada uno de sus segmentos (Generación, Transporte, Distribución, Grandes Usuarios), la Secretaría de Energía ha solicitado oportunamente a CAMMESA la realización de un análisis que ésta ha titulado "Estudio de Adecuación de los Criterios de Diseño – Plan 2010", que se ha puesto a disposición en el momento en que se redacta el presente texto y cuyas principales conclusiones se describirán en el punto 9.3.

Recién a partir de los resultados de ese estudio, la Secretaría de Energía se encuentra en condiciones de avanzar sobre el establecimiento de cambios en los criterios de expansión del SADI y de operación de sus instalaciones.

Se espera que con las pautas a fijar en consecuencia se asegurará que la operación del SADI habrá de converger hacia una situación donde las condiciones operativas coincidan con las condiciones de diseño.

9.3. "ESTUDIO DE ADECUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE DISEÑO – PLAN 2010" DE CAMMESA

De acuerdo a la instrucción de la Secretaría de Energía, CAMMESA procedió a efectuar un estudio, denominado PLAN 2010, a efectos de evaluar la posible evolución de la calidad del SADI, con diferentes escenarios de generación y transmisión hasta el año 2010, comparando costos de desarrollo y calidad resultante para diferentes criterios de calidad de servicio.

Las variables a evaluar, en conformidad con los criterios a considerar según la instrucción de la Secretaría de Energía, son:

1. El número de cortes y ENS por año
2. Las pérdidas de transmisión
3. La relación de costos de desarrollo asociados a cada criterio
4. Los efectos de la evolución tecnológica

9.4. LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS EN EL PLAN 2010

El estudio plantea cinco escenarios esquematizados en función de a) la ubicación de la generación futura más b) el nivel de exportación, principalmente a Brasil (considerada entre 2.500 y 3.500 MW) más un nivel menor de exportación a Chile.

Para la demanda nacional se prevé un crecimiento medio del 5% anual, llegando para el año horizonte a 22.000 MW de pico y 12.000 MW de valle nocturno.

Para la red de transporte se prevé el refuerzo del corredor GBA – Litoral, coherente con la C.H. Yacyretá a cota 83 m, más la puesta en servicio de todos los proyectos conocidos de generación.

Por otra parte, el incremento previsto de la demanda, requerirá unos 3.000 MW de generación adicional por encima de los proyectos conocidos para abastecer el mercado nacional y la exportación en el año horizonte.

En ese marco, es esencialmente la disposición de la generación futura lo que define los escenarios de transporte de energía entre regiones y consecuentemente la expansión prevista para la red. Al efecto, se ha considerado la ubicación de esa generación futura en Comahue, NOA, Cuyo y GBA, con diferentes participaciones según cada escenario.

9.4.1. Criterios de Calidad comparados en el Plan 2010

El estudio efectuado por CAMMESA consideró dos esquemas de expansión, con diferentes niveles de calidad resultantes: la propuesta 1, considerada como de mínima y la propuesta 2, considerada como de máxima, referidos al nivel que resultaría de la expansión realizada en concordancia con la redacción actual del Reglamento, denominada “calidad actual”.

La propuesta 2 fue seleccionada aproximando las propuestas de redacción remitidas a esta Secretaría por las Asociaciones de Distribuidores (ADEERA) y Transportistas (ATEERA), cuyas sugerencias y recomendaciones para la redacción del Reglamento, si bien no totalmente coincidentes entre sí, guardaban similitud.

La propuesta 1 fue seleccionada en coincidencia con las propuestas originales elaboradas por la Secretaría de Energía y enviadas oportunamente a la discusión del mercado.

Si se efectúa un análisis comparativo de la propuesta 2 respecto de la propuesta 1, se desprende que la nombrada en primer lugar:

- no produce cambios en las áreas con alimentación radial, ya que ninguna contempla llevar las áreas con alimentación radial a mallada si ello no resulta justificable económicamente
- no produce cambios en la situación posterior a una contingencia simple (N – 1), ya que ambas propuestas garantizan la suficiencia
- la opción de no considerar DAC ni DAG requerirá: a) refuerzos importantes en las áreas malladas y b) disponer de reserva de transporte (restringir la capacidad o expandir los corredores).

Mientras que, por otra parte, puede indicarse a nivel general que:

- La propuesta 1 hace un uso del transporte más intensivo que el considerado en la propuesta 2, resultando ambas más conservadoras que la calidad actual.
- El uso más o menos intensivo que se haga de la red de transporte redundará en menor o mayor calidad respectivamente. En razón del uso más intensivo que prevé efectuar y para incrementar la calidad desde el nivel presente, la propuesta 1 requerirá un fuerte incremento de los automatismos y sistemas de comunicaciones confiables.
- Los costos de expansión que se corresponderán con cada propuesta (es decir con cada nivel de calidad) serán distintos y naturalmente mayores para la propuesta que haga uso menos intensivo del transporte.

9.4.2. Resultados de Calidad para las Propuestas 1 y 2

En el estudio de CAMMESA, la calidad en el año horizonte del estudio (año 2010) se ha evaluado a) como valores de ENS, expresados en MWh/año, b) como número de fallas con cortes por año y c) como costos adicionales de ENS, expresados en M$/año. Los valores indicados en el estudio son los siguientes:

Escenario		**ENS** (MWh/año)		**Fallas c/cortes** (N°/año)		**Costos adicionales** (M$/año)	
		Prop.1	Prop.2	Prop.1	Prop.2	Prop.1	Prop.2
1999	**Corto plazo**	4.200		8		6,3	
2010	**Escenario 1**	2.425	1.125	2,1	1	3,6	1,7
2010	**Escenario 2**	1.850	850	1,5	0,8	2,8	1,3
2010	**Escenario 3**	1.100	450	1,4	0,7	1,7	0,7
2010	**Escenario 4**	1.470	700	1,3	0,7	2,2	1,1
2010	**Escenario 5**	2.240	1.050	1,8	0,9	3,4	1,6

9.4.3. Costos de las Propuestas 1 y 2

Para los escenarios planteados y en concordancia con ambas propuestas, el estudio incluye un costeo de: a) la inversión en equipos e instalaciones cuya construcción se prevé, b) las pérdidas de energía en líneas, como comparación entre 2 y 1, c) la ENS, tal como resultó más arriba, valorizada al valor standard de 1.500 $/MWh, d) otros costos, correspondientes a inversiones complementarias.

Al efecto, se destaca que los valores contemplados en el estudio para las obras consideradas son los siguientes:

Vinculación COMAHUE - CUYO en 500 kV	M$	45,5
Vinculación COMAHUE - GBA en 500 kV (5° terna)	M$	230
Vinculación NOA - NEA en 500 kV	M$	36,8
Vinculación NOA - CUY en 500 kV (Bracho – Nonogasta – S. Juan)	M$	140
Línea en CUYO 500 kV (S. Juan - G. Mendoza)	M$	38
Vinculación GBA – LIT. en 500 kV (R. Oeste - S. Nicolás)	M$	18
Vinculación GBA - LIT en 500 kV (S. Nicolás - Atucha II)	M$	25
Vinculación GBA - LIT en 500 kV (GR - Camp – C. Elía)	M$	50
Vinculación S. Grande - YAC en 500 kV (2° terna)	M$	90
Vinculación Litoral – Centro en 500 kV (2° línea R. Oeste - ALM)	M$	60
Vinculación Centro – Cuyo en 500 kV (2° línea AL. – Emb – R. Grande)	M$	20
Compensador estático (módulo de 250 MVAr)	M$	9

Por otra parte, entre los escenarios con calidad operativa actual y los de Propuesta 1 no se presenta diferencia sensible en el costo de equipamiento y solamente en algunas situaciones la Propuesta 1 encarecerá la operación para evitar el riesgo de cortes ante DAG o el riesgo de colapso ante pérdida de líneas en sistemas mallados.

En cambio entre la Propuesta 1 y 2 existe gran diferencia de inversión en equipamiento y diferencia en desempeño. A continuación se presentan tablas comparativas de costos anuales para el año horizonte entre ambas propuestas, para cada uno de los cinco escenarios considerados:

Escenario 1 Costos estimados anualizados

	Propuesta 1	*Propuesta 2*	*Relación*
Inversión en Equipos	0,9 M$ (1)	37 M$	
Pérdidas	-	-7,5 M$	
ENS	3,6 M$	1,7 M$	
Otros	4,5 M$ (2)	-	
Total	9,0 M$	31,2 M$	3,46

(1) = 200 MVAr en CE
(2) = Esquema de DAC remoto;
mayor compensación de reactivo
mayor inversión en generación por pérdidas

Escenario 2 Costos estimados anualizados

	Propuesta 1	*Propuesta 2*	*Relación*
Inversión en Equipos	-	45 M$	
Pérdidas	-	- 6,9 M$	
ENS	2,8 M$	1,3 M$	
Otros	4,2 M$ (1)	-	
Total	7,0 M$	39,4 M$	5,63

(1) = Esquema de DAC remoto
mayor compensación de reactivo
mayor inversión en generación por pérdidas

Escenario 3 Costos estimados anualizados

	Propuesta 1	*Propuesta 2*	*Relación*
Inversión en Equipos	-	45 M$	
Pérdidas	-	- 6,4 M$	
ENS	1,7 M$	0,7 M$	
Otros	3,8 M$ (1)	-	
Total	5,5 M$	39,3 M$	7,15

(1) = Esquema de DAC remoto
mayor compensación de reactivo
mayor inversión en generación por pérdidas

Escenario 4 Costos estimados anualizados

	Propuesta 1	*Propuesta 2*	*Relación*
Inversión en Equipos	-	52,4 M$	
Pérdidas	-	- 9,9 M$	
ENS	2,2 M$	1,1 M$	
Otros	5,3 M$ (1)	-	
Total	7,5 M$	43,6 M$	5,81

(1) = Esquema de DAC remoto
mayor compensación de reactivo
mayor inversión en generación por pérdidas

Escenario 5 Costos estimados anualizados

	Propuesta 1	*Propuesta 2*	*Relación*
Inversión en Equipos	-	55,1 M$	
Pérdidas	-	- 10.3	
ENS	3,4 M$	1,6 M$	
Otros	5,8 M$ (1)	-	
Total	9,2 M$	46,4 M$	5,04

(1) = Esquema de DAC remoto en Centro y en Cuyo
mayor compensación de reactivo
mayor inversión en generación por pérdidas

A efectos comparativos se ha preparado un cuadro resumen de los costos totales (estimados) anualizados.

Costos totales anualizados (M$/año)

	Propuesta 1	Propuesta 2	Relación
Escenario 1	9,0	31,2	3,46
Escenario 2	7,0	39,4	5,63
Escenario 3	5,5	39,3	7,15
Escenario 4	7,5	43,6	5,81
Escenario 5	9,2	46,4	5,04

9.4.4. Resumen

Cuando se analizan los cuadros anteriores, resulta que:

- La propuesta 2 brinda un nivel de calidad superior (ver columnas 2, 3 y 4 del Cuadro del punto 9.4.2.)
- La propuesta 2 tiene altos costos de inversión presentes y ahorros futuros por ENS mayores (ver costos estimados anualizados, escenarios 1 a 5)
- La propuesta 1 tiene costos de inversión sensiblemente menores y ahorros futuros algo menores.

Resumiendo, en el cuadro anterior se han comparado los costos totales anuales y anualizados de las dos propuestas para cada uno de los escenarios considerados. Dentro de esos costos se incluyen tanto inversiones presentes anualizadas como ahorros futuros anuales (ENS y pérdidas), la última columna refiere la relación entre los costos totales resultantes según ambas propuestas donde se observa que la propuesta 2 resulta entre 3,46 y 7,15 veces más costosa que la propuesta 1.

9.5. CRITERIOS DE CALIDAD CONSIDERADOS

A continuación se presentan de manera resumida las principales diferencias entre los criterios de calidad operativos actuales y las dos propuestas de criterios de diseño y exigencias de calidad analizadas.

Operación estática

Calidad operativa actual	Calidad de diseño Propuesta 1	Calidad de diseño Propuesta 2
Niveles de tensión en operación normal 500 kV ± 3%, y en post falla 500 kV ± 5%. (Por 60 seg. Se admite 500 + 20% y 500 - 15%)	Ídem Calidad actual	Ídem Calidad actual
Los Generadores deben mantenerse dentro del área de sobreexcitación de su curva de capacidad.	Ídem Calidad actual, sólo que los Generadores deben dejar un margen del 20 % de reserva de potencia reactiva para sistema N, y del 10 % para condición N-1.	Ídem Propuesta 1

Operación dinámica

a) en sistemas mallados

Calidad operativa actual	Calidad de diseño Propuesta 1	Calidad de diseño Propuesta 2
Ante falla simple se admite DAG y DAC (DAG sin límite) Se aplica DAG máxima "Económica" hasta 1200MW) (DAC máxima 40% del área receptora) Falla simple: (que provoca pérdida del vínculo) trifásica, monofásica recierre fallido, monofásica y apertura, y apertura intempestiva	Ante falla simple se admitirá DAG tal que no provoque cortes de carga. (DAG<1600 MW para pico 2010) Se admite DAC tal que no provoque colapso regional	No se admite DAG No se admite DAC

DAG: Desconexión Automática de GENERACIÓN (Importante monto de generación en milisegundos)
DAC: Desconexión Automática de CARGA (Importantes cantidades de demanda en milisegundos – Automatismo adicional a los alivios de carga por relés de subfrecuencia)

b) en sistemas radiales

Calidad operativa actual	Calidad de diseño Propuesta 1	Calidad de diseño Propuesta 2
Ante falla 1F RE no se admite DAG ni DAC	Ídem Calidad actual	Ídem Calidad actual
Ante apertura de líneas (por cualquier falla) se admite DAG y DAC siempre que la frecuencia y tensión sean admisibles en ambas áreas. (DAG sin límite) (DAC máxima 100 % = colapso)	La desvinculación de un área exportadora no debería provocar cortes de carga en el resto del sistema. Se acepta que la desvinculación de un área deficitaria provoque cortes de carga, pero no el colapso regional de la misma.	Ídem Propuesta 1

1F RE: Falla monofásica con recierre exitoso
1F RF: Falla monofásica con recierre fallido (abre definitivamente la línea)
3F : Falla trifásica con apertura definitiva de la línea

c) Operación dinámica (en sistemas mallado o radial):

Calidad operativa actual	Calidad de diseño Propuesta 1	Calidad de diseño Propuesta 2
Cualquier contingencia simple puede producir pérdidas de generación en una central tal que provoque cortes de carga, aún para las nuevas centrales de gran potencia unitaria (Ciclos combinados).	Cualquier contingencia simple puede producir pérdidas de generación en las nuevas centrales, pero no debe provocar cortes de carga. (1000 MW en valle para el año 2010).	Ídem Propuesta 1
Para fallas atípicas de alta probabilidad se admite DAG y DAC siempre que la frecuencia y tensión sean admisibles. (DAG sin límite) Se aplica DAG máxima "Económica" hasta 2.800MW.	Ídem Calidad actual	Ídem Calidad actual
Para fallas simples sobre red con algún equipo indisponible (N-1), se admite colapso regional.	Para fallas simples sobre red con algún equipo indisponible (N-1) se admiten cortes pero no colapso regional.	Ídem Propuesta 1

10. ENERGÍAS RENOVABLES

10.1 INTRODUCCIÓN

La utilización de las energías renovables se ha incrementado notablemente en los últimos años en la Argentina. Las tecnologías que presentan un mayor desarrollo relativo son la eólica (granjas eólicas) y la fotovoltaica.

El interesante incremento de la generación eólica fue impulsado por las cooperativas eléctricas que se encuentran conectadas al MEM o al MEMSP, cubriendo la generación eólica una pequeña fracción de sus necesidades de compra de energía que anteriormente tomaban de cada mercado.

En el caso de la generación fotovoltaica, su incremento ha estado asociado a la generación remota de energía, dirigida a satisfacer demandas puntuales en zonas fuera del alcance de las redes de distribución. Los usos finales van desde la electrificación de escuelas rurales y las comunicaciones, hasta la protección catódica o la señalización de vías fluviales. El mercado actual de paneles fotovoltaicos asciende a aproximadamente 1MWp/año (estimado 1997), cuando en 1996 se ubicaba alrededor de 600 kWp/año.

El costo del equipamiento de generación eólica y fotovoltaica ha disminuido significativamente en los últimos años, circunstancia que ha sido un factor de importante peso en el desarrollo de la utilización de estas tecnologías. El costo del kW instalado en Argentina en la última central eólica de la que se tiene información fue del orden de U$S 800.

El precio de los módulos fotovoltaicos, comprados en cantidades, es del orden de 6 $/Wp sin IVA en el mercado local, que significa una disminución del costo de instalación superior al 30% en los últimos dos años. En esta última tecnología se ha detectado un incremento notable en la competencia debido a la aparición de nuevos proveedores y marcas.

La utilización de otras alternativas tecnológicas no ha sufrido el fuerte desarrollo detectado en las dos áreas antes mencionadas.

La generación geotérmica no se ha incrementado desde hace muchos años y tampoco se han identificado proyectos de cierta envergadura para su desarrollo.

La generación a partir de la biomasa tampoco presenta novedades importantes, si bien se han estado desarrollando algunos proyectos de demostración tecnológica de generación de energía eléctrica de pequeña escala.

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 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.

10.2 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 recuperan a través de las tarifas pagadas por los usuarios, 110 millones tienen su origen en subsidios provenientes de los fondos eléctricos que las provincias disponen actualmente y 57 millones provienen 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 kW.

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 y una tercera, La Rioja, esta en pleno proceso de licitación. El total de usuarios dispersos que se ha determinado en estas tres provincias es del orden de 25.000, a los cuales deben agregarse unos 800 servicios públicos.

10.2.1. Estudios de mercado

El PAEPRA requirió, en primera instancia, identificar a nivel provincial las áreas que no tienen posibilidades, al menos en el corto y mediano plazo, de ser abastecidas por el sistema eléctrico convencional, así como la cuantificación de la población en ellas involucradas y la identificación de los servicios públicos (escuelas, puestos sanitarios y destacamentos policiales) que atienden a estas poblaciones.

Con ese propósito se construyó una base de datos con información energética, poblacional y socioeconómica. Esta base se incorporó a un Sistema de Información Geográfico para permitir el análisis interactivo de la información.

A partir de las líneas de distribución existentes y aplicando la regla de Stiling, para estimar el alcance tecnico-económico de las redes, se trazó el área de potencial cobertura del sistema eléctrico actual, a toda la población ubicada dentro de esta área no se la consideró parte del mercado disperso. Los mapas adjuntos muestran las áreas de cobertura potencial de los sistemas de distribución actuales.

De esta manera se delimitaron, en cada provincia, las áreas del Mercado Eléctrico Concentrado y las correspondientes a los Mercados Eléctrico Dispersos;

comprobándose que en estos últimos habitan cerca de 1.500.000 personas, es decir unos 314.000 potenciales usuarios residenciales, y hay unos 6.000 servicios públicos no electrificados.

En todos los casos se trata de una población que presenta un patrón de asentamiento disperso, cuya actividad predominante es la agrícola ganadera. Dicha actividad se hace más extensiva en la medida que aumenta su distancia a las redes actuales de suministro eléctrico. Esta población practica una economía campesina, donde el destino principal de la producción es el autoconsumo y sólo se comercializan los excedentes.

Es, por otra parte, la población que presenta los más altos porcentajes de necesidades básicas insatisfechas y la que tiene las más altas dificultades para retener su crecimiento vegetativo. Son las áreas expulsoras de población más dinámicas de las provincias.

Para lograr un mayor conocimiento de las particularidades de la población que integra los mercados eléctricos dispersos se realizaron encuestas en provincias con distintas características ambientales y socioeconómicas.

Así se pudo comprobar que actualmente esta población satisface sus necesidades de iluminación con velas, mecheros y lámparas a kerosene y, en menor medida cuando sus recursos económicos lo permiten, faroles a gas licuado. La radio es el aparato más difundido de comunicación social. Los grupos de ingresos relativamente más altos incorporan el televisor.

A pesar de sus bajos recursos esta población incurre en gastos para sustitutos de energía eléctrica (velas, kerosene, gas licuado, pilas y recargas de baterías). Las encuestas ponen de manifiesto que el promedio de gasto mensual para iluminación y comunicación social es de $20, siendo el promedio de gasto en la población de ingresos bajos (menos de $150 por mes) de $7 y en la de ingresos altos (más de $400 mensuales) de $38.

En todas las provincias que al momento se realizaron estudios, la población en un 80% acepta el servicio eléctrico individual de baja tensión suministrado por energías renovables. Solamente no lo aceptan algunos integrantes del grupo de más altos ingresos relativos, que ya han solucionado su problema, o aquellos que realmente carecen de recursos monetarios.

En cuanto a la capacidad de pago de una tarifa mensual por parte de esta población esta respaldada por su gasto actual. Una tarifa mensual de alrededor de $10 podría ser afrontada por el 90% de los potenciales usuarios que integran los mercados eléctricos dispersos, permitiéndoles acceder a un servicio de mayor calidad que contribuiría a mejorar su calidad de vida.

10.3. 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 inició gestiones para la obtención de un préstamo del Banco Mundial, 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 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.

El **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 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 en las provincias de Salta y Jujuy. Además, este modelo es novedoso y sería aplicable en regiones similares de otros países.

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 técnico 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 trataran 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.

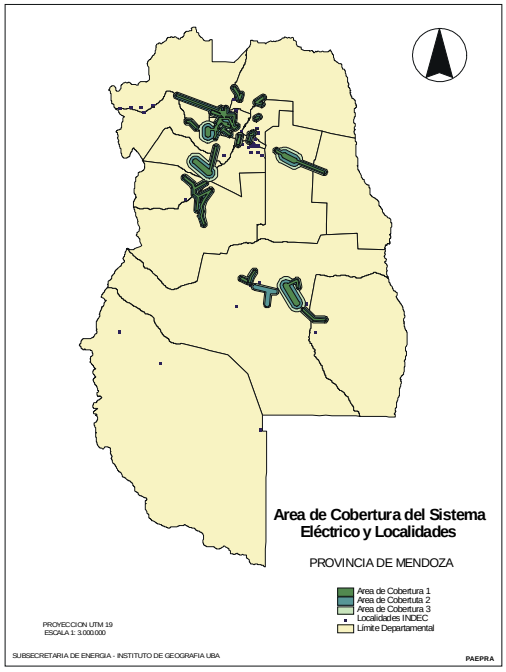
- **Para las Barreras Económicas,** aplicación prudente de donaciones del GEF, subsidios del GOA y de los GPs (a través de sus fondos eléctricos).

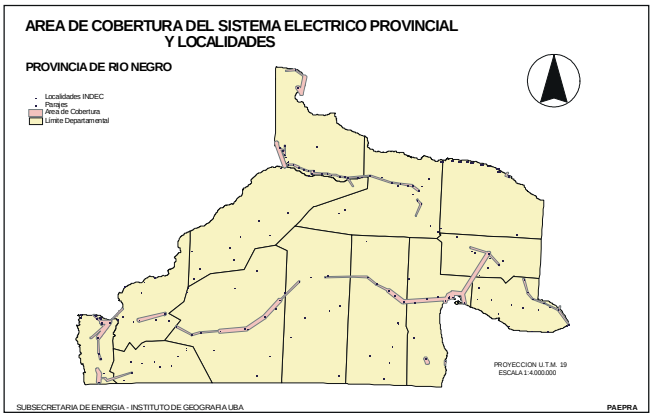
Estado Actual

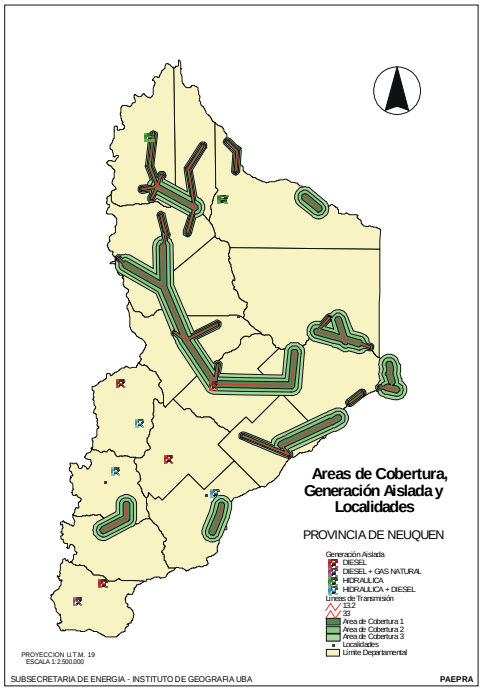
Se han completado las encuestas de usos actuales de energía y de capacidad de pago en 8 provincias: Río Negro, Entre Ríos, Corrientes, San Luis, Mendoza, Catamarca, Tucumán y Jujuy.

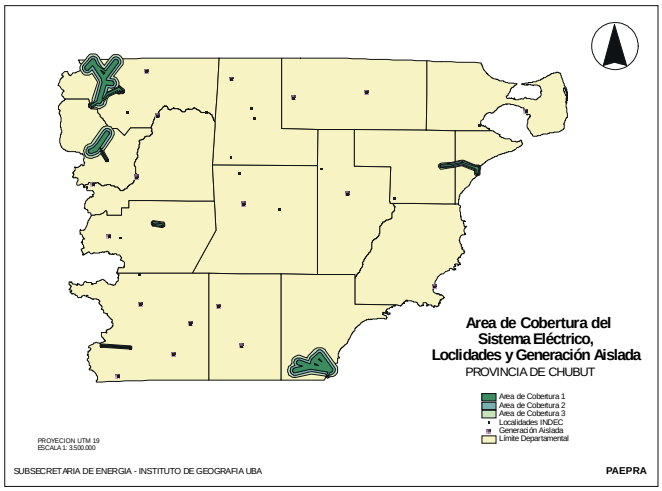
Se ha completado el Documento de Regulación del Mercado Eléctrico Disperso que servirá de base para la preparación de los contratos de concesión o de los acuerdos ampliatorios, en los casos que los concesionarios existentes en una región puedan contractualmente atender el mercado rural disperso.

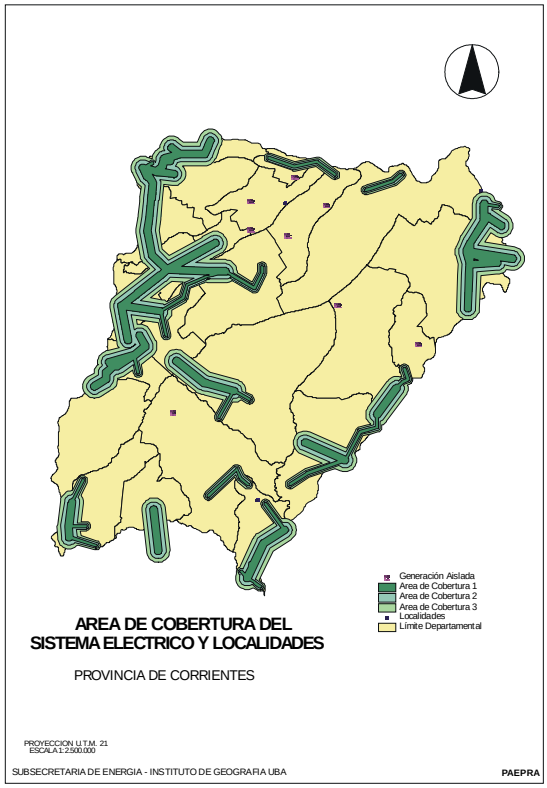
En virtud de los avances en los estudios realizados y del modelo de Documento de Regulación, es previsible que las provincias interesadas en abastecer sus mercados dispersos de energía eléctrica implementen el proyecto en muy corto plazo.

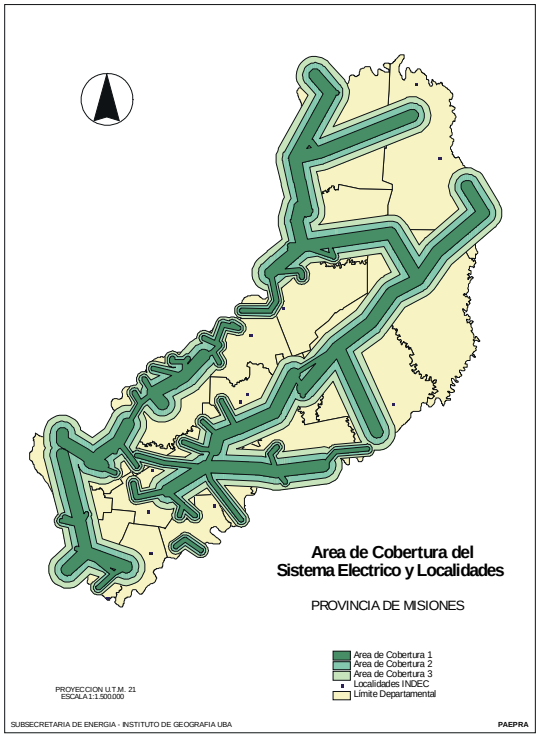

Area de Cobertura del Sistema Eléctrico y Localidades
PROVINCIA DE MENDOZA
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades INDEC
Limite Departamental
PROYECCION UTM 19
ESCALA 1: 3.000.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA

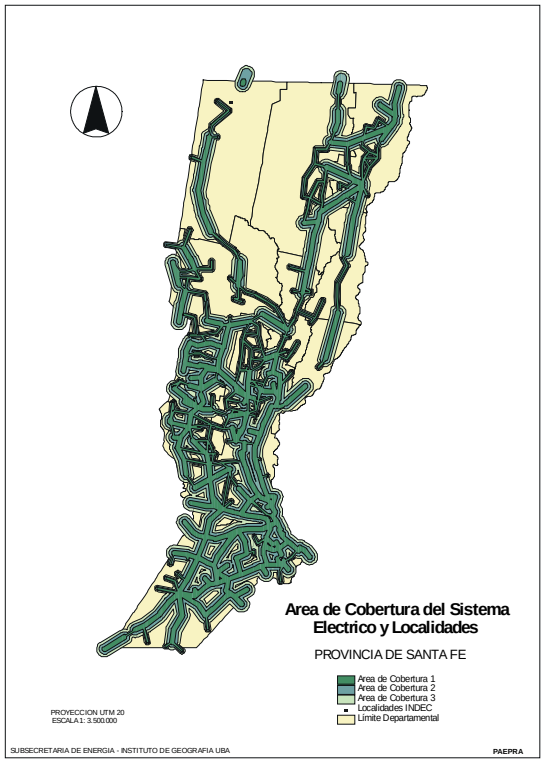

AREA DE COBERTURA DEL SISTEMA ELECTRICO PROVINCIAL
Y LOCALIDADES
PROVINCIA DE RIO NEGRO
Localidades INDEC
Pirquitas
Area de Cobertura
Limite Departamental
PROYECCION U.T.M. 19
ESCALA 1:4.000.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA

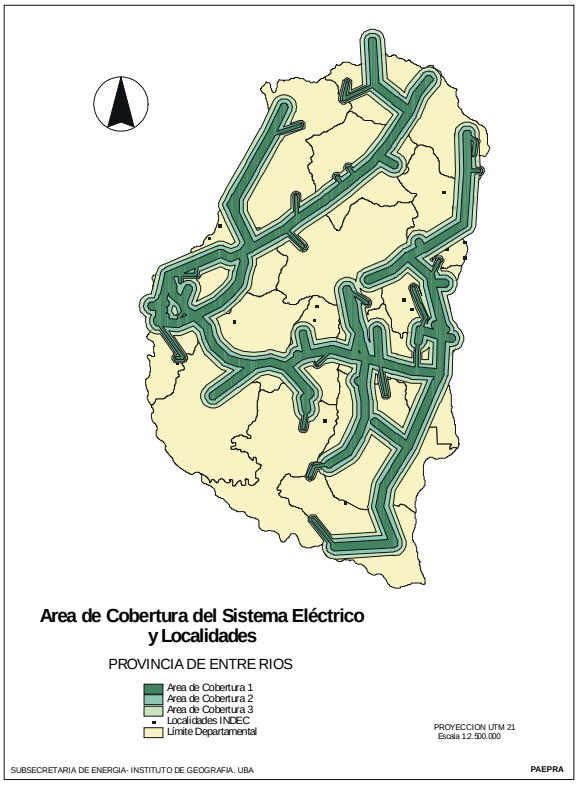

Areas de Cobertura, Generación Aislada y Localidades
PROVINCIA DE NEUQUEN
Generación Aislada
DIESEL
DIESEL + GAS NATURAL
HIDRAULICA
HIDRAULICA + DIESEL
Lineas de Transmisión
132
33
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades
Limite Departamental
PROYECCION U.T.M. 19
ESCALA 1:2.500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA

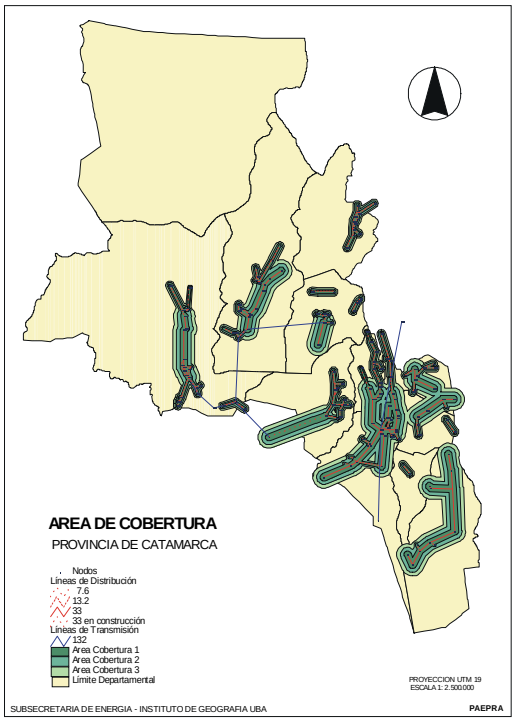

Area de Cobertura del Sistema Eléctrico, Loclidades y Generación Aislada
PROVINCIA DE CHUBUT
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades INDEC
Generación Aislada
Limite Departamental
PROYECCION UTM 19
ESCALA 1: 3.500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA


Generación Aislada
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades
Límite Departamental
AREA DE COBERTURA DEL SISTEMA ELECTRICO Y LOCALIDADES
PROVINCIA DE CORRIENTES
PROYECCION U.T.M. 21
ESCALA 1:2'500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA

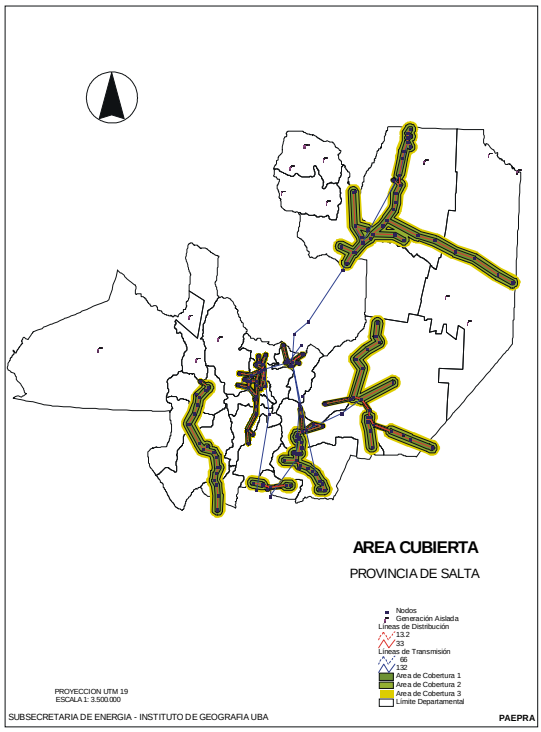

Area de Cobertura del Sistema Electrico y Localidades
PROVINCIA DE MISIONES
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades INDEC
Límite Departamental
PROYECCION U.T.M. 21
ESCALA 1:1.500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA

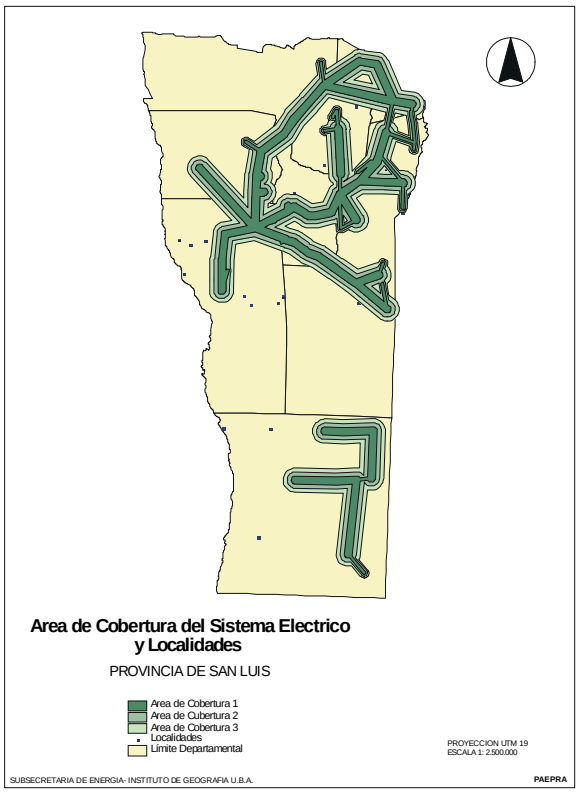

Area de Cobertura del Sistema Electrico y Localidades
PROVINCIA DE SANTA FE
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades INDEC
Límite Departamental
PROYECCION UTM 20
ESCALA 1: 3.500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA


Area de Cobertura del Sistema Eléctrico y Localidades
PROVINCIA DE ENTRE RIOS
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades INDEC
Límite Departamental
PROYECCION UTM 21
Escala 1:2.500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA- INSTITUTO DE GEOGRAFIA. UBA
PAEPRA


AREA DE COBERTURA
PROVINCIA DE CATAMARCA
Nodos
Lineas de Distribución
7.6
13.2
33
33 en construcción
Lineas de Transmisión
132
Area Cobertura 1
Area Cobertura 2
Area Cobertura 3
Limite Departamental
PROYECCION UTM 19
ESCALA 1: 2.500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA

Area de Cobertura del Sistema
Eléctrico y Localidades
PROVINCIA DE STGO. DEL ESTERO
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades INDEC
Limite Departamental
PROYECCION UTM 20
ESCALA 1: 3.000.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA- INSTITUTO DE GEOGRAFIA U.B.A.
PAEPRA


AREA CUBIERTA
PROVINCIA DE SALTA
Nodos
Generación Aislada
Lineas de Distribución
13.2
33
Lineas de Transmisión
66
132
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Limite Departamental
PROYECCION UTM 19
ESCALA 1: 3.500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA - INSTITUTO DE GEOGRAFIA UBA
PAEPRA


Area de Cobertura del Sistema Electrico
y Localidades
PROVINCIA DE SAN LUIS
Area de Cobertura 1
Area de Cobertura 2
Area de Cobertura 3
Localidades
Limite Departamental
PROYECCION UTM 19
ESCALA 1: 2.500.000
SUBSECRETARIA DE ENERGIA- INSTITUTO DE GEOGRAFIA U.B.A.
PAEPRA

10.4. MICRO, MINI Y PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRÁULICOS

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. A la fecha de este informe se ha completado una fase inicial de estudios Provincia de Neuquén, habiéndose concluido que es factible la formación de cuatro unidades de negocios al respecto, habiéndose detectado el interés de inversores privados en participar en dichos emprendimientos. Un estudio similar está en vías de finalización 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	638 (P)	115(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.

10.5. 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, en colaboración con el Laboratorio de Energías Renovables de Estados Unidos, 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 estos 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 estos 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.

10.6. 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 13,25 MW (con 1 MW fuera de servicio correspondiente a la planta de Pico Truncado). La energía generada por este tipo de plantas durante 1998 fue de aproximadamente 27 GWh.

El factor de utilización promedio de todo el parque es del 27%. 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%).

Considerando que la media internacional se ubica en el 20 %, la performance media del parque resulta aceptable. Los valores máximos indicados muestran que existen en Argentina lugares donde la calidad del recurso eólico es excelente.

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.

Los datos disponibles sobre proyectos en cartera y la nueva Ley de Energía Eólica y Solar, recientemente sancionada, y que ofrece beneficios especiales (subsidios) a los generadores que utilizen esta tecnología, crean un panorama favorable para el desarrollo de negocios en esta área, lo que fuera previsto en Prospectiva 97 como un escenario de alta probabilidad. 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.

La cuestión ambiental y la alta probabilidad 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 a partir de 1999 en forma creciente equipamiento de acuerdo a lo especificado en la tabla que sigue.

ESCENARIO DE INCORPORACION DE POTENCIA EOLICA

AÑO	EMPRENDIMIENTO	POTENCIA MW	ENERGÍA ANUAL INCORPORADA MWh
1999	Estimado Global	30	62.000
2000	Estimado Global	50	104.000
2001 y siguientes	Estimado Global	35	70.000

Obrará como una restricción al desarrollo aquí previsto la situación actual de no interconexión entre el MEM y el MEMSP.

10.7. BIOELECTRICIDAD

Este tipo de tecnología es utilizada mayoritariamente por los ingenios azucareros. Está asociada a la necesidad de reciclar desechos y obtener vapor como vector energético y electricidad (cogeneración). La estacionalidad del ciclo de producción hace que la generación de energía también lo sea, y que además sea complementaria de la energía que se compra al distribuidor o generador del MEM.

Existen proyectos de ampliación de las instalaciones existentes, decisiones que serán tomadas por parte de los industriales siempre que el índice costo beneficio sea apropiado.

10.8. 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 a 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, ya que la información existente es incompleta o desactualizada.

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 DE EQUIPAMIENTO (en u$s/kW)

SOLAR FV	5.000/6.000	Sin incluir almacenamiento en baterías.
EOLICA Carga Batería	2.500/3.000	Para potencias inferiores 25 kW, ídem anterior
MICRO Y MINI HIDRO	2.000/5.000	Variable por costos de obra civil
DIESEL	300/700	Sin instalación / Con instalación y distribución
BIOELECTRICIDAD	750/1.000	Grandes y Pequeños

10.9. CRONOGRAMA DE INCORPORACIONES

Tomando los valores de los escenarios Medio para el PAEPRA y las hipótesis de combinaciones de escenarios descriptas para las turbinas eólicas y pequeños emprendimientos hidráulicos, los cuadros que a continuación se presentan describen la incorporación estimada de potencia así como la contribución de estas tecnologías a la generación total.

ENERGIAS RENOVABLES (CAPACIDAD INSTALADA EN MW)

TECNOLOGIA	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2010**	**OBSERV.**
EOLICA (Granjas Eólicas)	14	44	94	129	164	199	234	269	344	
EOLICA (pequeños aerog.)	1,1	1,6	2,1	2,6	3,1	3,6	4,1	4,6	7,1	Programa Rural
FOTOVOLTAICA (mercado)	3	4	6	7	9	12	15	18	50	
FOTOVOLTAICA	2,25	4,5	6,75	9	11,25	13,5	13,5	13,5	13,5	Programa Rural
BIOELECTRICIDAD	307	307	307	307	307	307	307	307	307	Sin incremento (Bagazo)
MINIHIDRAULICA	2,7	5,4	8,1	10,8	13,5	16,2	18,9	21,6	35,1	
TOTAL	**330**	**367**	**424**	**466**	**508**	**551**	**592**	**647**	**758**	

ENERGIAS RENOVABLES
(ESTIMACION DE LA ENERGIA ENTREGADA ANUALMENTE)

TECNOLOGIA	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2010**	**OBSERV.**
EOLICA (Granjas Eólicas)	34	106	227	468	709	950	1191	1432	2637	(GWh)
EOLICA (pequeños aerog.)	1,50	3,00	4,50	6,00	7,50	9,00	9,00	9,00	9,00	(MWh) Progr.ural
FOTOVOLTAICA (mercado)	4,4	6,1	8,2	10,8	13,8	17,4	21,8	27,0	73,7	(MWh)
FOTOVOLTAICA	3,3	6,6	9,9	13,1	16,4	19,7	19,7	19,7	19,7	(MWh) Progr.Rural
BIOELECTRICIDAD	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	403,4	(GWH) Sin increm.
MINIHIDRAULICA	7	14	21	28	35	43	50	57	92	(GWH) Factor de Uso 0,3
TOTAL ((GWh)	**446**	**525**	**653**	**901**	**1150**	**1399**	**1645**	**1891**	**3143**	

11. USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

11.1. 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 marco del proceso de transformación del sector energético y en el del sector eléctrico en particular, 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, y detalla:

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.

11.1.1. Las motivaciones para el URE

La principal motivación para el desarrollo de una política para el 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.

11.1.2. Condiciones para la promoción del URE en Argentina

El URE 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 que se interceptan 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.

11.1.3 Lineamientos para la política de URE

A continuación se presentan los principales lineamientos de la política de URE de la Secretaría de Energía:

- Potenciar la actividad de comercialización llevada a cabo por generadores, distribuidores y comercializadores en el desarrollo de la eficiencia energética. Este mercado tenderá a desarrollarse en un contexto competitivo, sobre la base de la libre decisión de los consumidores en cuanto a la aceptación de múltiples servicios que se le ofrezcan, en forma adicional al suministro básico. La citada actividad de comercialización se perfila como factor aglutinante de demandas, facilitador de relaciones comerciales y dinamizador del proceso de internalización social de los mecanismos competitivos puestos a disposición de la comunidad.

- 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. Sería recomendable que las actividades de eficiencia energética 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 CFEE el análisis de la posibilidad de reglamentar la aplicación de los recursos del Fondo Nacional de Energía Eléctrica **(**FNEE) a actividades de eficiencia, que contribuyan, también, al desarrollo de mercados para servicios energéticos.

- Identificar proyectos de eficiencia energética en que la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) 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 CO_2 evitada. Todo ello se hará en el contexto de la instancia recientemente creada, dentro del

Gobierno Nacional y conducida por la Secretaría de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable.

- 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.

- Desarrollar campañas de difusión sobre las reglas del mercado, recomendaciones a los usuarios, etc. Puesta a disposición de la información por medios de acceso masivo de datos estadísticos, guías prácticas, experiencias demostrativas, etc.

- Desarrollar una instancia organizacional dentro del sector público, que conducida por la autoridad política sectorial energética, permita un trabajo interinstitucional en las intersecciones temáticas y favorezca la coordinación de políticas, optimice la aplicación de recursos públicos y oriente a los actores del mercado.

11.1.4. 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 calidad 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.

11.2. 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 las 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 la aplicación de recursos de la Cooperación Internacional en materia de 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 interinstitucional 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 futuras para la incorporación de normas para otros artefactos electrodomésticos. Se extenderá el proceso para los equipos de iluminación y sus componentes, motores eléctricos y equipos a gas.

- 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.

Una de las responsabilidades del Estado es 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 la 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 plazo 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.

11.3. PROGRAMAS PARA PROMOVER EL URE

Los análisis realizados por la Secretaría de Energía (ver *Informe de Prospectiva 1997*) demuestran la existencia de un potencial importante para el ahorro de energía respecto al patrón actual del consumo energético y una evolución futura sin mejoras en la eficiencia. 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, 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 de Eficiencia Energética, mediante el desarrollo de programas para 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 Calidad 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 Energética

- Programa de Calidad de Artefactos Eléctricos para el Hogar (PROCAEH). Primera etapa (1996-98): Heladeras y congeladores ("freezers"). Segunda etapa (1999-): Otros electrodomésticos (acondicionadores de aire, lavarropas, etc.)

- Programa de Calidad Energética de componentes y sistemas de iluminación.
- Programa de Calidad Energética para motores eléctricos y otros componentes de sistemas de fuerza motriz.

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 FNEE.

Programas para el desarrollo de normativa

- Eficiencia Energética en Mercados Regulados (empresas distribuidoras y usuarios cautivos)
- Eficiencia Energética en Mercados Competitivos (empresas comercializadoras y usuarios de libre capacidad contractual)

Programas para el desarrollo de mercados

- Proyecto “Eficiencia en el Alumbrado Público” apoyado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), a través de la Corporación Financiera Internacional.
- Eficiencia Energética en Edificios Públicos
- Proyecto “Iniciativa para la Iluminación Eficiente” apoyado por el FMAM, a través de la Corporación Financiera Internacional.

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los programas mencionados.

11.3.1. Programas Demostrativos

11.3.1.1. Proyecto de Alumbrado Público en la localidad de Gualeguaychú, Entre Ríos

Se realizó este proyecto en el marco del Programa Trienal de Cooperación 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.
- Seguir el comportamiento del proyecto de demostración 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.

El día 21 de abril se efectuó la inauguración pública, a la que asistieron el Secretario de Energía de la Nación, el Intendente de Gualeguaychú, autoridades municipales y numerosos técnicos de otros municipios y de empresas del sector.

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.

11.3.1.2. 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 múltiples 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 generación 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.

11.3.1.3. 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
- Realizar dos acciones demostrativas:
  - 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.
- Proponer ajustes regulatorios para promover el URE eléctrica en mercados sometidos a regulación.

- Identificar oportunidades de negocio y promover mecanismos que permitan su concreción.

El proyecto fue aprobado por la Comisión Europea a principios de 1998. Actualmente se está desarrollando el Plan Operativo Global para la puesta en marcha de las acciones en 1999.

11.3.2. Programas de Calidad Energética

11.3.2.1. Programa de Calidad de Artefactos Eléctricos para el Hogar (PROCAEH).

En 1996, 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), 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 está trabajando en la redacción de una resolución a tal efecto donde participará la Secretaría de Energía, la Secretaría de Industria, Comercio y Minería y la Dirección Nacional de Aduana.

Para iniciar el proceso de etiquetado se 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 el organismo competente: el Organismo Argentino de Acreditación, creado como parte del desarrollo del Sistema Nacional de Calidad, por el Decreto 1474/94.

El PROCAEH seguirá trabajando para extender la aplicación de etiquetas a otros aparatos (equipos de aire acondicionado, lavarropas, etc.). Ya que Brasil se encuentra en el camino de adoptar un sistema de etiquetado similar, se pretende desarrollar un sistema unificado para todo el Mercosur.

11.3.2.2. Programa de Calidad Energética de componentes y sistemas de iluminación.

La iluminación representa el 25% del consumo total de energía eléctrica en Argentina, una proporción alta respecto a otros países, por lo cual estos usos tienen especial importancia. 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 programa de calidad desarrollado según la experiencia positiva de PROCAEH. Dicho programa formará el eje central del Desarrollo de Mercado en la iluminación eficiente.

11.3.2.3. Programa de Calidad Energética para motores eléctricos y otros componentes de sistemas de fuerza motriz.

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) y en el sector servicios (bombas, ascensores, etc.)

Los sistemas comprenden no sólo los motores sino también los equipos mecánicos asociados (bombas, ventiladores, etc.), equipos de control (por ej. variadores de velocidad) y elementos pasivos (caños, conductos, etc. cuyo rozamiento afecta el consumo energético del sistema).

Existe escasez de datos sobre el rendimiento energético de casi todos estos equipos en Argentina. Como consecuencia, y a diferencia de muchos otros países, es difícil encontrar en el mercado motores o bombas de alta eficiencia, para mencionar sólo un ejemplo.

Para empezar a revertir esta situación, se espera iniciar en 1999 un Programa de Calidad Energética para motores eléctricos.

11.3.3. Programas Institucionales

11.3.3.1. Mercados Sostenibles Para Energías Sostenibles (MSES)

Argentina es uno de los cuatro países seleccionados para participar en *Mercados Sostenibles para Energías Sostenibles.* Este programa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) pretende “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 a ser llevadas a cabo durante 1998:

- Diagnóstico del mercado de grandes usuarios (GU) 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 GU 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 es 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 comprende 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. Elaborar una síntesis de la experiencia en los mercados competitivos y sus implicancias para la Argentina.

Una síntesis de las conclusiones resultantes de estas actividades será expuesta en el Taller MSES que se realizará en Buenos Aires el 10 de diciembre de 1998.

11.3.3.2. 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.

En 1999, se propone profundizar en el estudio de la experiencia de estos países con mercados desregulados en la promoción de programas de URE.

11.3.3.3. Aplicación de Recursos del Fondo Nacional de Energía Eléctrica

Desde el dictado de la Ley 15336 y la Ley 24065, que marcan el inicio de la reestructuración del sector eléctrico, Argentina cuenta con un impuesto sobre la venta de electricidad que suma al FNEE. A continuación se analiza la posibilidad de utilizar, en el futuro, parte de los recursos provenientes de este Fondo para programas de URE.

Actualmente, los recursos del 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 de 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:

11.3.3.4. 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”.

11.3.3.5. Ofrecimiento de garantías al endeudamiento comercial de terceros

Alternativamente al esquema de financiamiento propuesto anteriormente, obras a realizar por terceros, que redunden en una mayor eficiencia de los mercados eléctricos podrían ser garantizadas desde los Fondos. Este mecanismo de garantía para acciones de eficiencia energética, sería aplicable a aquellos “Participantes del Mercado”, que como resultado de un proceso competitivo, accedan a la explotación del “Yacimiento de Eficiencia Energética”.

11.3.4. Programas para el desarrollo de normativa

11.3.4.1 Eficiencia Energética en Mercados Regulados. Las empresas distribuidoras y el uso eficiente de la energía y la gestión de la demanda (UEGD)

En la actualidad las empresas distribuidoras suministran electricidad a todos los clientes que no están calificados a acceder al mercado mayorista por su volumen de

compras, y administran los contratos de los grandes usuarios menores y particulares (GUME y GUPA) de su jurisdicción. En el futuro las barreras de acceso al mercado competitivo pueden ser removidas, ampliando las posibilidades de acceso a todos los clientes. Sin embargo, es previsible, que no todos los usuarios opten por pasar al mercado competitivo. Estos seguirán siendo abastecidos por las empresas distribuidoras y los que sí lo hagan también seguirán recibiendo servicios del distribuidor. Este programa comprende las posibilidades de que las empresas distribuidoras fomenten el URE.

En los primeros análisis del diseño de los cuadros tarifarios futuros, sería aconsejable contemplar la transmisión de señales económicas, a través de precios diferenciados por banda horaria, a los usuarios de las áreas de concesión. Todo ello en el contexto de implantación de la cláusula específica contenida en los Contratos de Concesión de las empresas distribuidoras de jurisdicción federal, vinculada con las acciones de URE de la distribuidora y de su clientela.

La introducción de nuevas tecnologías de medición a costo económico, que faciliten el acceso de todos los clientes de las distribuidoras a las señales mencionadas, sería el primer paso para mejorar el nivel de conocimiento del comportamiento de la demanda en sus usos finales, permitiendo abordar la gestión racional de la misma en horas de punta, beneficiando globalmente al sistema e integrantes del mercado.

Se deberían analizar con la autoridad regulatoria competente los procedimientos a seguir en aquellos casos en que pueda demostrarse fehacientemente, la “conveniencia” de implementar ciertos programas, en determinadas áreas de distribución. Este mecanismo deberá privilegiar la transparencia en las decisiones, con una asignación equilibrada de costos y beneficios, en un contexto de participación activa de las partes beneficiarias por los mecanismos de consulta pública habilitados al efecto.

11.3.4.2. Eficiencia Energética en Mercados Competitivos.

Los lineamientos de la Secretaría de Energía incluyen la creación de nuevos Agentes y Participantes del Mercado Eléctrico (APME) que intervendrán entre los generadores de energía y los usuarios. Las posibilidades de actuación de estos nuevos APME son estudiadas en el *Programa Mercados Sostenibles para Energías Sostenibles*.

Los APME concretarían la venta de electricidad y/o gas a sus clientes a precios competitivos. Además ellos estarían habilitados para ofrecer otros servicios, incluyendo asesoramiento para cambios de fuentes energéticas, mantenimiento interno de las instalaciones, la eficiencia energética y la cogeneración.

En el interior del país, donde las tarifas generalmente son muy superiores a los precios mayoristas de la electricidad, los APME pueden ofrecer tarifas más atractivas que las actuales. En la medida que avance la competencia, las tarifas de energía y potencia se acercarían a los precios mayoristas (como ocurre en la región metropolitana de Buenos Aires) la competencia se basaría en el ofrecimiento de servicios adicionales.

Es difícil prever la actuación de los APME en la promoción de la eficiencia energética, pero entre las posibles opciones se pueden señalar las siguientes situaciones:

- El APME ofrece el servicio eléctrico a un edificio comercial o multifamiliar, que incluye la provisión del servicio eléctrico por un costo predeterminado *por metro cuadrado*. El APME analizará el patrón del consumo de su cliente, invirtiendo en instalaciones (por ejemplo de iluminación) para reducir el consumo energético. El usuario elegiría al APME que reduzca sus gastos energéticos, sin necesidad de analizar e invertir en sus instalaciones eléctricas.
- El APME ofrecería el servicio eléctrico a usuarios residenciales, incluyendo el financiamiento de la compra de heladeras u otros electrodomésticos eficientes, con el reintegro del préstamo a través de la factura eléctrica. El usuario eligiría el APME sobre otro proveedor en la medida que éste le permita bajar sus gastos energéticos, a la vez que le ofrece el financiamiento de un electrodoméstico nuevo eficiente.

Un caso particular de las posibilidades de los APME en promover la eficiencia energética es para los edificios públicos, considerado a continuación en el *Programa de Desarrollo de Mercado.*

11.3.5. Programas para el desarrollo de Mercados

11.3.5.1. 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 estos está dirigido a la eficiencia en el alumbrado público

En las instalaciones de alumbrado público, el uso de lámparas de vapor de sodio, apropiadas luminarias en lugar de otras lámparas, 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.

11.3.5.2. Eficiencia Energética en Edificios Públicos

Como se ha señalado, entre las propuestas regulatorias actualmente en discusión en el mercado, cobra un rol muy singular la figura del comercializador, como participante con capacidad de ofrecer a los usuarios libres múltiple cantidad de servicios, entre ellos, los de eficiencia energética.

La forma más eficiente de prestar estos servicios es aglutinando demanda y se estima que en este aspecto, el Estado podría jugar un rol importante en la promoción de la eficiencia energética en sus propias instalaciones.

Antecedentes

La Resolución de la Secretaría de Hacienda No 85 del año 1996, da inicio a las actividades de optimización de modalidades de contratación de energía eléctrica en diferentes organismos. Hasta la fecha se han analizado 102 organismos, definiéndose la posibilidad de ahorrar el 20% de su facturación actual.

Implantación de un programa de eficiencia energética en organismos públicos

Esta actividad se aprecia como una contribución significativa al desarrollo de un mercado de servicios energéticos de alto valor agregado.

Las ideas centrales de la relación contractual con los terceros privados que en un contexto de mercado presten estos servicios serán estudiadas específicamente durante 1999, no descartándose la posibilidad de hacer una acción demostrativa a los efectos de evaluar la respuesta del mercado, la efectividad de los diseños contractuales y los procedimientos y modalidades para efectuar mediciones confiables de los resultados. El Programa comprendería las siguientes actividades:

- Preparación de un pliego de convocatoria a comercializadores de energía eléctrica para efectuar trabajos de eficiencia en un contexto de uso integrado de recursos energéticos.

- Elaboración de un modelo de contrato con especificaciones técnicas vinculadas con el logro progresivo de niveles de eficiencia en diferentes rubros.

- Desarrollo de ofertas, con pago para ahorro energético obtenido.

- Desarrollo de un sistema normativo para la medición y control de los ahorros energéticos. Diseños institucionales que impulsen la competitividad y calidad en la actividad de medición.

11.3.5.3. Proyecto “Iniciativa para la Iluminación Eficiente”

Este es el segundo proyecto del fomento de la eficiencia energética apoyado por el FMAM, 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 desarrollado 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. Esta sería una extensión del PROCAEH, y consistente con la función orientadora del Estado. 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 3 años y se espera su inicio en 1999.

11.4. ESCENARIOS DE LA EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD CON DISTINTOS PROGRAMAS DE URE

En el Informe de Prospectiva 1997 de la Secretaría de Energía se realizaron estimaciones del potencial de ahorro de la energía eléctrica bajo el supuesto de que se pudieran implantar **todas** las medidas de eficiencia que fueran rentables en **todos** los usuarios donde estas fuesen aplicables. Dicho potencial 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 se 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 1997 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 de la demanda 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.

11. 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.

Se propone aprovechar parte del Yacimiento de Eficiencia Energética a través de programas de información sobre la eficiencia de heladeras y lámparas y de financiación a través de empresas comercializadoras de energía.

Los programas más específicos son:

- 11.3.2.1. Programa de Calidad de Artefactos Eléctricos para el Hogar (PROCAEH).
- 11.3.2.2. Programa de Calidad Energética de componentes y sistemas de iluminación.
- 11.3.4.1. Eficiencia Energética en Mercados Regulados.
- 11.3.4.2. Eficiencia Energética en Mercados Competitivos.

El desarrollo de estos programas contará con el apoyo de:

- La Unión Europea en la forma del Programa Demostrativo 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.
- FMAM a través del Programa de Desarrollo de Mercados, Proyecto “Iniciativa para la Iluminación Eficiente.”

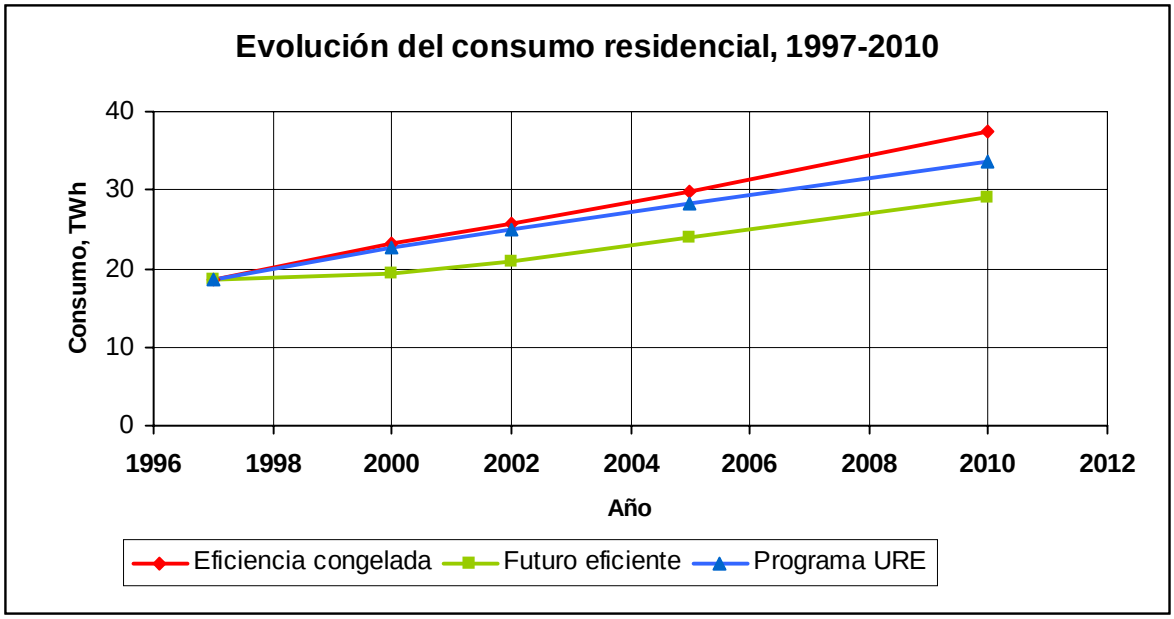
PROCAEH conducirá (entre 1999 y 2000) al etiquetado de heladeras y congeladores. La existencia del etiquetado proveerá reconocimiento público a los fabricantes (e importadores) induciéndoles a ofrecer productos más eficientes. En mercados regulados con adecuadas señales económicas y en mercados competitivos a desarrollarse próximamente, las comercializadoras de energía pueden ofrecer financiamiento para aumentar su participación en el mercado. La

existencia de programas de financiación ligados a la eficiencia energética potenciaría el programa de etiquetado, aumentando no sólo la oferta de modelos eficientes sino también sus ventas. El ahorro empezaría en el año 2002, alcanzando el 50% del Yacimiento de Eficiencia en el año 2010.

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 pueden 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 en 1999 el Programa de Calidad Energética de componentes y sistemas de iluminación como parte central del Proyecto "Iniciativa para la Iluminación Eficiente." Esto resolvería el primer problema, asegurando al consumidor los modelos de calidad. Con la existencia de programas de financiación similar al caso de heladeras y congeladores, se podrá alcanzar el 70% del Yacimiento de Eficiencia Energética en el año 2005. Este ambicioso logro se debe a las posibilidades de reducir el costo de las lámparas fluorescentes compactas por el aumento en el volumen de ventas provocado por el mismo sistema de financiación.

Para los demás electrodomésticos, los programas mencionados no conducirían a ahorros importantes.

El potencial de ahorro alcanzable en el sector residencial a través de estos programas se presenta en la siguiente Figura, donde también se observan los escenarios de Eficiencia Congelada y de Futuro Eficiente.



11.4.2. 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

Los programas específicos al Sector Servicios son:

- 11.3.2.2. Programa de Calidad Energética de componentes y sistemas de iluminación.
- 11.3.4.1. Eficiencia Energética en Mercados Regulados
- 11.3.4.2. Eficiencia Energética en Mercados Competitivos
- 11.3.5.2. Eficiencia Energética en Edificios Públicos

El desarrollo de estos programas contará con el apoyo del FMAM mediante los siguientes Programas de Desarrollo de Mercados

- 11.3.5.1. Proyecto “Eficiencia en el Alumbrado Público”
- 11.3.5.3. 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 de 1999 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 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.

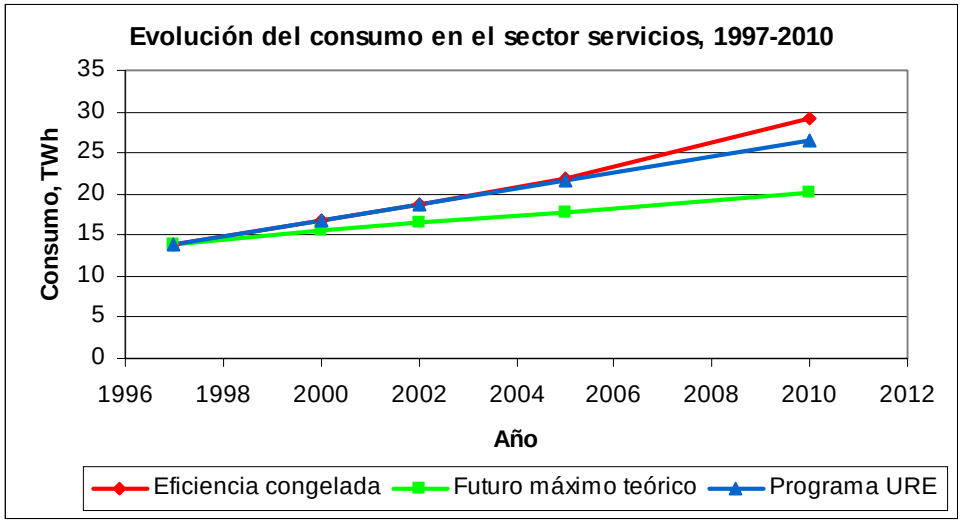
Las empresas comercializadoras pueden intervenir en financiar inversiones en la eficiencia energética de los edificios comerciales y públicos, pero es difícil cuantificar su participación o el impacto de ésta.

El alumbrado público es otro subsector con importantes posibilidades de ahorro, cuyo aprovechamiento estará respaldado por el 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.

Dado que todavía ningún programa en el sector servicios está en marcha, es difícil predecir la eventual incidencia de estos sobre el Yacimiento de Eficiencia Energética. Se supone que se lograrían 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 máximo teórico.

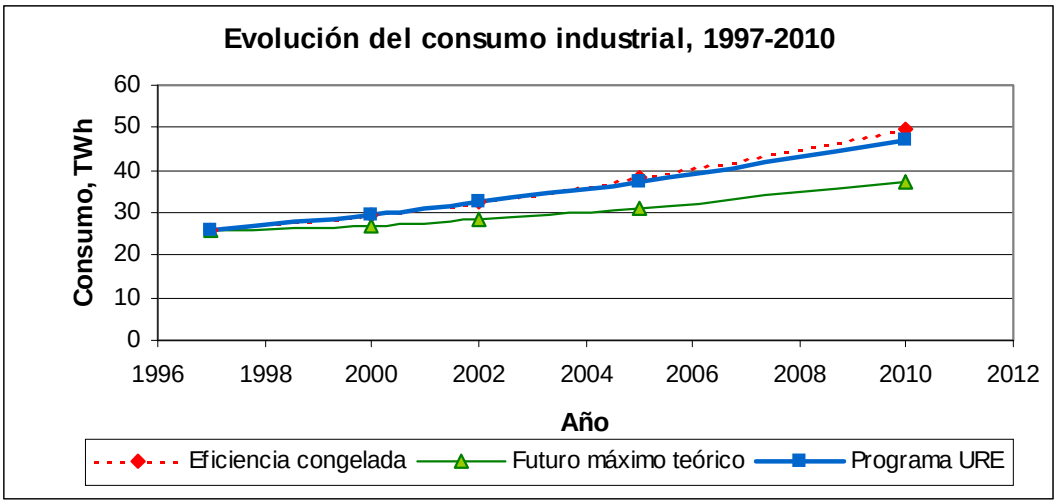


11.4.3. El Sector Industrial

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. No existen estudios del potencial de ahorro ni proyectos demostrativos que muestren dichos ahorros para los subsectores industriales más importantes.

Entre los programas para promover el URE en la industria. se pueden mencionar:

- 11.3.2.3. Programa de Calidad Energética para motores eléctricos y otros componentes de sistemas de fuerza motriz.
- 11.3.2.2. Programa de Calidad Energética de componentes y sistemas de iluminación.
- 11.3.5.3. Proyecto “Iniciativa para la Iluminación Eficiente” apoyado por el FMAM, a través de la Corporación Financiera Internacional.



Es difícil apreciar el impacto de estos programas sobre los consumos industriales. Sin embargo, se ha previsto actuar sobre la pequeña y mediana industria, a través de la aplicación de recursos financieros disponibles en áreas de intersección de responsabilidades. No obstante lo señalado, se estima incidir en un 20% del potencial de ahorro estimado hacia el año 2010.

11.5. 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.

En este Informe se ha bautizado este potencial técnico económico de ahorro como el *Yacimiento de Eficiencia Energética*. La parte de este potencial o yacimiento que 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 todas alternativas eficientes que sean rentables.

En este capítulo se definen los *lineamientos políticos* para promover el URE que son compatibles 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 desarrollado o que espera iniciar próximamente.

El alcance de los programas y su ejecución con éxito determinarían que parte del Yacimiento de Eficiencia Energética se podrá aprovechar en los próximos años asta el horizonte de proyección de este Informe, el año 2010.

Se analizan los programas más relevantes para los sectores residencial, servicios e industrial y se estima el potencial de ahorro aprovechable correspondiente a dichos programas. Se compara la evolución de la demanda como consecuencia de dichos programas con los escenarios de base y del futuro máximo teórico, en el cual todo el potencial técnico económico está aprovechado.

Los programas mencionados son más aptos para el sector residencial, donde se espera captar una parte importante del potencial de ahorro. En el sector servicios, y en particular en la iluminación, también se esperan notables ahorros. El sector industrial es el más débil, tanto en términos de la cuantificación de su Yacimiento de Eficiencia Energética como en la definición de programas adecuados para el sector. Como consecuencia, y hasta incorporar nuevos estudios y programas, no se espera captar una parte significativa del potencial de ahorro.

12. LA PROBLEMATICA AMBIENTAL

12.1. 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 calidad 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 segmentos del mercado, para las diferentes fuentes y en todas las etapas, desde su 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.

12.2. PROBLEMATICA GLOBAL

12.2.1. 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 (CO_2), metano (CH_4), 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 a nivel mundial 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 2ºC por encima de los registros preindustriales (Panel Integubernamental de Cambio Climático (IPCC) – 1995).

La responsabilidad primaria del calentamiento global se atribuye a los países más desarrollados, no obstante, las consecuencias afectan a nivel global, 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 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, la cual ha establecido como “objetivo final” 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. Esto permite asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y que el desarrollo económico prosiga 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 de los cuales 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 Segunda Conferencia de las Partes (COP2) de Berlín, el mecanismo de Actividades Implementadas Conjuntamente (AIJI) entre países Anexo I y no Anexo I, sin créditos en el período de transición 1995-2000.

En cumplimiento de los compromisos asumidos en la Convención, el Gobierno Argentino presentó la **Primera Comunicación Nacional** a la Conferencia de las Partes, que consistió en el **Inventario Nacional** de las emisiones antropogénicas de GEI 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 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.

De las conclusiones de tal Comunicación surge que la Argentina sólo aportó menos del 0,5% de la emisión mundial de este gas a la atmósfera en el año 1990, que 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 1990/94 denota una progresiva penetración del gas natural, debida ésta al proceso de sustitución de combustibles líquidos resultado de la política energética, que produjo menor tasa de crecimiento de las emisiones de CO_2, comparada con la tasa media anual del consumo final de energía.

Por otro lado, el aporte de la generación de energía termoeléctrica de las emisiones al año 1990 fue de 15,5%, situación favorable en cuanto a los estándares internacionales, donde las emisiones provenientes de tal generación representan aproximadamente un 30% del total.

12.2.2. Tercera Conferencia de las Partes, Protocolo de Kyoto

El objetivo central de la Tercera Conferencia de las Partes (COP3) que tuvo lugar en Kyoto 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 llevaran a la mitigación real del problema.

Entre las principales resoluciones adoptadas en la COP3 se halla la aprobación del Protocolo de Cambio Climático, ratificado por Argentina en abril de 1998, el cual reconoce la importancia de implementar mecanismos para alcanzar la reducción o estabilización de los GEI.

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, entre los países del Anexo I.

- Profundización del alcance de los Derechos de Emisión (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 deben poseer derechos de emisión en cantidades equivalentes a las emisiones realizadas.

- 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.

Se estableció que el CDM esté sujeto a la autoridad y dirección de la COP y a la supervisión de una Junta Ejecutiva. Los Certificados de Reducción resultantes de los proyectos 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.

- 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.

- Establecimiento de dos canastas de gases: los tradicionales de acuerdo a la Convención: CO_2, CH_4 y N_2O (óxido de nitrógeno) y un segundo grupo integrado por los gases reemplazantes de los clorofluorocarbonos, limitados por el Protocolo de Montreal.

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.

Para la instrumentación de los objetivos del Protocolo, se ha creado la OFICINA ARGENTINA DE IMPLEMENTACION CONJUNTA (OAIC), por Decreto Nº 822, 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, formulación y 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 establezca 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.

Para el sector energético, se tiene la intención de facilitar la puesta en marcha de proyectos que promuevan el desarrollo y 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.

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 en relación al uso de la tasa promedio de emisiones anuales de todo el sistema de generación térmica (consumo específico bruto promedio del sistema).

12.2.3. 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 respecto a los mecanismos del mismo, se aprobó un Programa de Trabajo que contempla el estudio de las modalidades, guías y procedimientos para el CDM, con el objetivo de asegurar la transparencia, la eficiencia y la cuantificación de los proyectos que se efectúen en este marco.

En este sentido, se han esbozado dos escenarios para el delineado del CDM: uno es el de avanzar “paso a paso” en el diseño del mecanismo a fin de que pueda ser aplicado a partir del año 2000, el otro, apoyado por Argentina, es el de “aprender haciendo” que a partir de la COP5 y en forma interina evitará dilatar su entrada en vigencia, reconociendo que la práctica probará su funcionamiento y adelantará la participación de los países en desarrollo en la solución del cambio climático.

Argentina, por su parte, propuso la posibilidad de que los países no Anexo I asuman compromisos de limitación de la tasa de crecimiento de las emisiones respecto de su crecimiento económico y a la vez que esto les permita acceder a todos los mecanismos del Protocolo.

Respecto de los mecanismos de financiamiento, se decidió que el GEF deberá proveer los fondos a los países en vía de desarrollo para habilitarlos a identificar y proponer a la COP sus necesidades tecnológicas prioritarias, especialmente aquellas tecnologías que conduzcan a mitigar el cambio climático y minimizar sus efectos adversos, debiendo también asistirlos con estudios dedicados a la preparación de programas nacionales que contemplen el cambio climático, compatibles con los planes nacionales acordes con el desarrollo sustentable.

Respecto del “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.

12.3. SITUACION DEL SECTOR ELECTRICO

12.3.1. 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 óxidos de Nitrógeno (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 1997.

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) asociadas a la problemática de contaminación local, su influencia es cada vez menor por el alto consumo de gas natural.

A pesar de ello, es posible que a partir del año 2000 se produzcan ajustes en los valores límite 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.

12.3.2. 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 a nivel global, 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 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.

12.3.3. 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.

12.3.4. 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, en abril de este año.

Otros programas cuyo desarrollo puede verse en el capítulo correspondiente, son los asociados al alumbrado eléctrico y con las industrias. En cualquier escenario de mitigación que se plantee, este punto es crucial.

12.3.5. 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, se elaboró la Resolución SE Nº 77 del 12 de marzo de 1998, por la que se procedió a la actualización del Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión, extendiéndolo a 132 kV y se ha incluido la consideración de la temática ambiental a partir de 13,2 kV.

Para ello, mediante un Convenio con la Universidad Nacional de La Plata, el Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos (IITREE), se realizaron los estudios pertinentes para la confección de la norma, el que consideró

los posibles efectos de los campos electromagnéticos de baja frecuencia (50 Hz), así como el impacto visual y ocupación del espacio de las líneas y estaciones transformadoras.

De acuerdo a las conclusiones del IITREE, en la resolución se consideran los Criterios 35 y 69 de la Organización Mundial de la Salud, de la Asociación Internacional de Protección contra la Radiaciones (IRPA) y del Programa Ambiental de las Naciones Unidas; la resolución se basa en la fijación de valores máximos de los campos electromagnéticos, y establece valores límites más conservadores que los que esos organismos recomiendan, los que actualmente son cumplidos en todas las instalaciones en operación.

Los 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, se fijaron en:

Campos de inducción magnética: 250 mG
Campos eléctricos: 3 kV/m

Esta norma, tal como se enunció más arriba, considera 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.

12.4. SITUACION DEL SECTOR ENERGETICO

12.4.1. Oferta Eléctrica

Para el año 1997, según datos de consumos de combustibles, correspondiente a la **generación térmica del servicio público**, existe un aporte del 15,2 % de CO_2 al total de las emisiones de CO_2 (119.730 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 termoeléctrica, que si bien representa un 14% adicional al sistema público (4.622 GWh), 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 que el 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 1990/1997.

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:

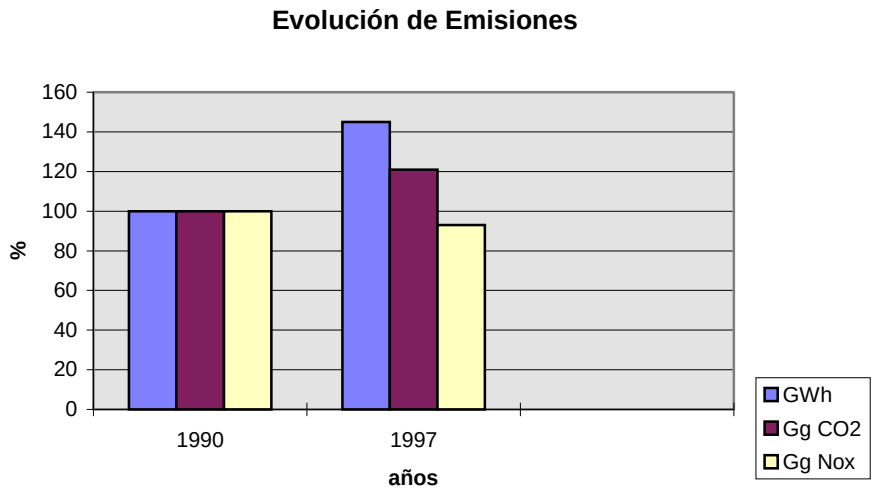
Factores de emisión de NO_x en kg/dam^3 ó t de combustible

CENTRALES	AÑO	COMBUSTIBLE		
		Fuel Oil	Gas Natural	Carbón
Turbovapor	1994	8,79	5,41	5,44
	1997	6,09	3,16	5,22
Turbogas	1994		5,10	
	1997		4,33	

FUENTE: ENRE, Cálculo de Coeficientes de Emisiones Gaseosas, abril/98.

Para el cálculo de las emisiones de **CO_2** los datos surgen de la Primera Comunicación Nacional (años 1990 y 1994) y de los consumos de combustibles y se realiza según los factores de emisión que recomienda la Agencia de Protección del Ambiente de EEUU (EPA), específicos para cada tipo de combustible.

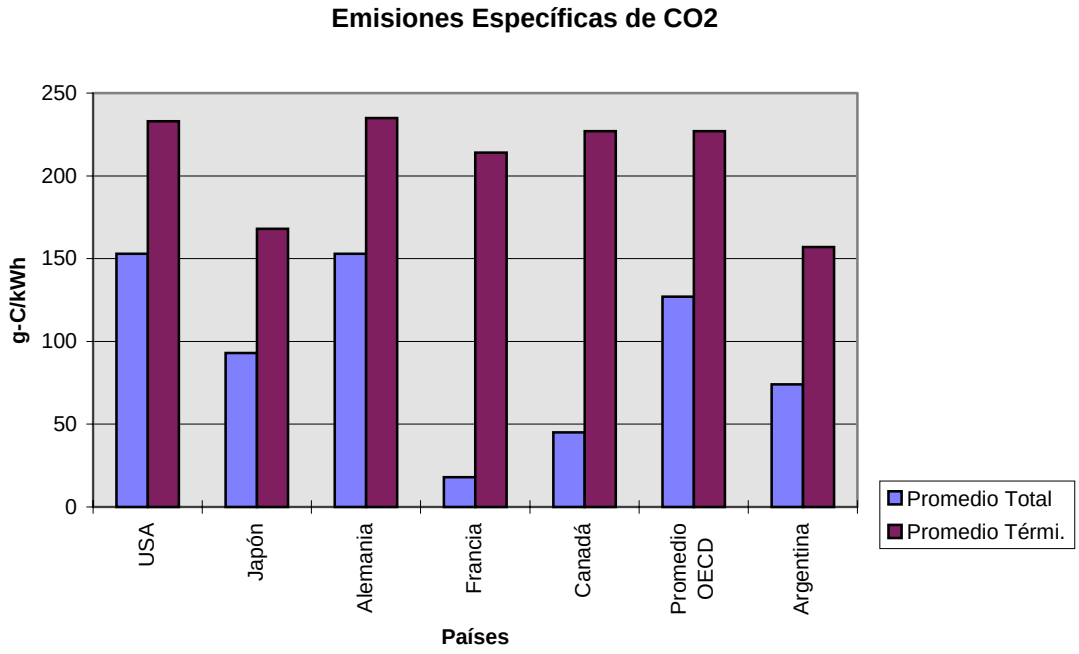
El siguiente gráfico ilustra la evolución porcentual de emisiones de ambos gases respecto de la generación termoeléctrica en el período considerado:



Entre los años 1990 y 1997, los consumos específicos brutos han bajado de 2.800 kcal/kWh a 2.350 kcal/kWh aproximadamente. Simultáneamente, para el mismo período, el consumo de gas natural, dentro del menú de combustibles, aumentó su participación del 77% al 91%.

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 1997, 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

12.4.2. Criterios analíticos para el cálculo de emisiones de GEI en Centrales Termoeléctricas (1997-2010)

- Restricciones ambientales nacionales y sectoriales.
- Datos correspondientes al Escenario 2 (incluyendo hasta 5.000 MW a 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 CO_2 se utilizan los factores de emisión de la EPA, los que se diferencian según el tipo de combustible utilizado.

Cálculo de los GEI - Escenario 2

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 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 1997, 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 mayoritario.

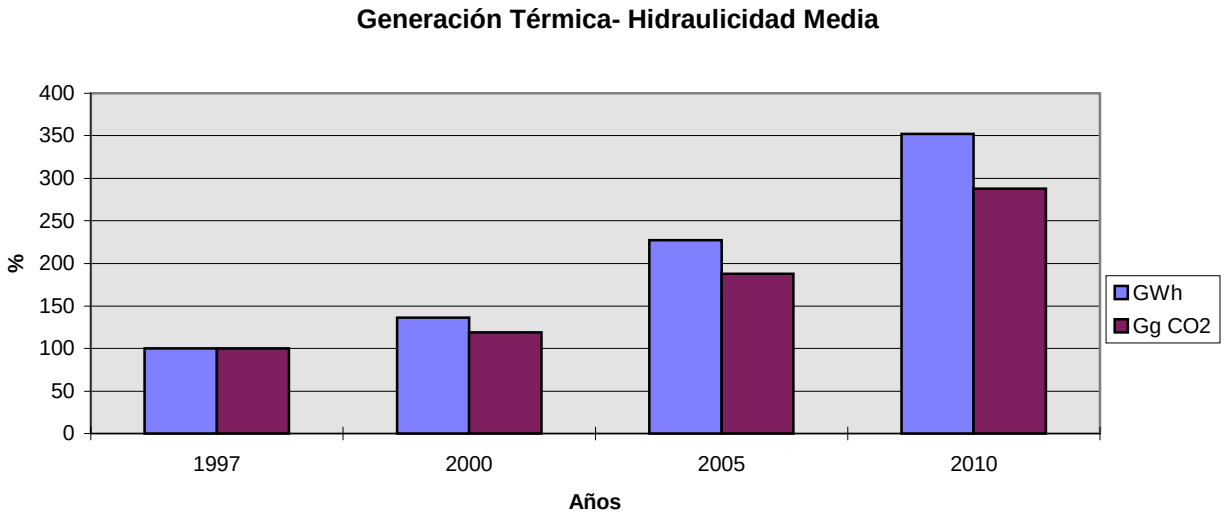
Estas modificaciones en el parque térmico llevan a considerar factores de emisiones decrecientes durante el período proyectado.

Para el cálculo de las emisiones se utilizan los datos de generación térmica y consumos de combustibles obtenidos de la simulación, y los datos **sólo corresponden al MEM**, 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)
1997		30.448	15.166
2000	Media	41.485	18.124
2005	Media	69.333	28.639
2010	Media	107.210	43.740

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.



Se observa en este gráfico que para el año 2010 existe una menor tasa de crecimiento de las emisiones de CO_2 (aproximadamente 188%) respecto del aumento de la generación termoeléctrica prevista de alrededor del 252%.

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 107.000 GWh en el año 2010 (escenario 2 y en condiciones de hidraulicidad media) se producirá un ahorro superior a los 7.000.000 dam^3 de gas natural, respecto de los consumos específicos actuales.

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 Kyoto, 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 por el Sr. Presidente en la COP4, dentro del Marco de la Convención de Cambio Climático, se podrán producir metas de disminución de la curva de crecimiento de las emisiones del CO_2, las que requerirán del diagnóstico de los escenarios de base y del armado de los escenarios posibles de mitigación.

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 y los impactos socioeconómicos 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.

En el caso de adopción de compromisos voluntarios, el año base puede ser elegido y las metas de abatimiento de la curva de CO_2 deberán ser negociadas de modo de no comprometer el crecimiento socioeconómico, y en contrapartida beneficiarse con el acceso al mercado de créditos y recibir inversiones en tecnologías limpias.

Dada la tendencia en el crecimiento de las emisiones globales y la resultante de la prospectiva energética nacional analizada, este compromiso de estabilización demandará que sea operativo a mediados de la próxima década, por lo que se deberán formular en los próximos años los escenarios de mitigación.

Para la conformación de los mismos, el sector posee una cartera de proyectos que serían económicamente viables al contar con el incentivo de la componente ambiental resultante de los mecanismos del Protocolo de Kyoto.

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; de la mayor incorporación de energía eólica condicionado a la interconexión MEMSP con el 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.

12.5. 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 236/98, 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 1997, un aventamiento de gas del 5,3%, 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 70% de CO_2 y 30% de CH_4.

Así, este escaso resto de CH_4 (3% 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 24 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 3%:

1994	**1997**	**2000**	**2005**	**2010**
12,10%	5,30%	2,60%	2,60%	2,40%

Fuente: Subsecretaria de Combustibles (1998)

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 realiza bajo las condiciones ambientales establecidas en las normas de la Secretaría de Energía y de ENARGAS.

12.6. CONCLUSIONES

Con los índices de aumento de las emisiones de CO_2 durante el período 1990-1997, frente a la mayor tasa de crecimiento de la generación termoeléctrica, ha 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 combustible 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**.** No obstante, 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 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 porcentajes de venteo de gas irán disminuyendo hasta alcanzar porcentuales muy bajos de la producción bruta de gas natural.

Finalmente, por la mayor percepción de la sociedad frente a la problemática ambiental, se prevé un incremento de la importancia otorgada 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.

13. TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

13.1. INTRODUCCIÓN

Según la filosofía del modelo de privatización 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 específica 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.

13.2. NIVEL DE MUY ALTA TENSIÓN

En el nivel de muy alta tensión se han encarado importantes obras en la región Noreste, relacionadas principalmente con el aprovechamiento hidroeléctrico de Yacyretá.

También, y luego de algunas dilaciones, fue licitada, adjudicada y se encuentra en construcción, la cuarta línea de 500 kV entre el área de Comahue y el Gran Buenos Aires.

A fin de analizar la conveniencia económica y social de otras principales obras de este sistema, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) hizo realizar un estudio de conveniencia económica y social de determinadas líneas de 500 kV que posibilitarían el cierre del sistema en los casos de líneas radiales y, como caso importante adicional, la incorporación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), del Sistema Patagónico (SIP), que funciona en la actualidad como sistema aislado, y en el cual se verifican precios de mercado de la energía eléctrica muy elevados respecto de los existentes en el resto del país.

Según lo muestran los resultados del mencionado estudio, los casos con mayor tasa interna de retorno, y en consecuencia con año de puesta en servicio más temprano, son la interconexión del SIP con el SADI, y la conexión Cuyo-NOA, también llamada

Línea Minera, dado que a ella podrán vincularse en el futuro los importantes yacimientos de minerales ubicados en la zona Noroeste del país.

A continuación se presenta el análisis específico de estos dos casos de especial importancia.

13.2.1. - Conexión del SIP al SADI

El SIP consta esencialmente de una gran demanda de aproximadamente 2.340 GWh localizada en la fábrica de aluminio de la empresa Aluar y sus cercanías, alimentada fundamentalmente por energía proveniente de la Central Futaleufú, y de las demandas ubicadas a lo largo de dos extensas líneas radiales de 132 kV conectadas en la actualidad al sistema de barras de la Estación Transformadora Puerto Madryn, y que alimentan las demandas ubicadas hacia el norte y hacia el sur de la mencionada estación, con cargas totales de 140 y 1.520 GWh, respectivamente.

La línea que se dirige hacia el norte, si bien posee una longitud total de 420 Km, alimenta cargas no importantes y su funcionamiento es aceptable, con algunas limitaciones en su energización en caso de salir fuera de servicio. Esta limitación puede ser resuelta con la instalación de un reactor de compensación en la ET Viedma.

Por el contrario, la línea que se dirige hacia el sur, es mucho más extensa, (aproximadamente 850 Km), y no ha sido posible alimentar toda la demanda de ese sistema desde el extremo P. Madryn. En consecuencia en su trayecto se han incorporado centrales de generación, algunas de ellas de buen rendimiento pero otras con alto costo de operación, que sin embargo deben ser despachadas a fin de proveer en las actuales circunstancias las potencias activa y reactiva necesarias.

Se ha formado en consecuencia en la región patagónica un mercado eléctrico aislado con dos características resultantes:

- Gran dependencia del sistema de la provisión de energía por parte de la central hidroeléctrica de Futaleufú. Desde este sistema se reciben 60 MVA por medio de un autotransformador 330/132 kV. En el futuro próximo se instalará una segunda máquina de potencia similar, con lo cual la potencia transferida desde el sistema de 330 kV será muy posiblemente superior a 100 MVA. De ocurrir una falla en Futaleufú o una falla en ambas ternas provenientes de esa central, seguramente ocurriría un colapso en el sistema.

- Elevados precios de la energía, con diferencias muy importantes con respecto a los precios del SADI.

A fin de solucionar los inconvenientes mencionados, se han realizado estudios que indican la conveniencia de la vinculación del SIP con el SADI. Esta vinculación se implementaría con la construcción de una línea de 500 kV desde la ET Choele Choel hasta una nueva estación transformadora a construirse en la localidad de P. Madryn, junto a la actual instalación de 300 y 132 kV existente.

Se entiende además que la sola inclusión de ampliaciones en el sistema de 132 kV no provocaría la buscada disminución de las tarifas en la zona sur del sistema. Esto

se debe a que, dada la gran longitud de las líneas del área, se alcanza muy pronto la saturación de su capacidad de transporte y aparece rápidamente la necesidad de ampliaciones. Complementariamente las elevadas pérdidas en ese sistema de transmisión dan lugar a elevados factores de nodo que influirían muy desfavorablemente en el nivel de las tarifas.

Por todo ello se está analizando la conveniencia de instalación de una línea de 500 kV que vincule la futura barra de esa tensión en P . Madryn con la localidad de Comodoro Rivadavia. Si bien las inversiones son elevadas, esta solución evitaría la pronta necesidad de instalaciones adicionales, disminuiría considerablemente los factores de nodo en la zona sur y permitiría una directa vinculación de las unidades de generación de esa zona con el MEM.

La sola vinculación del SIP al SADI, implementada con la construcción de la línea ChoeleChoel-P. Madryn, no garantiza para toda el área patagónica la no necesidad de generación forzada, y en consecuencia no produce la buscada disminución de las tarifas. La complementaria instalación de la línea P. Madryn - C.Rivadavia sería una solución técnica. Deberá buscarse la forma de hacer frente a sus costos, diseñando una estructura económica y financiera que posibilite su implementación.

13.2.2. - Cierre Cuyo-NOA

Esta ampliación tiene dos efectos principales:

- Permite la provisión de un nivel de confiabilidad mucho mayor a ambas zonas, Cuyo y NOA, que en este momento, si bien con instalaciones importantes de generación local, se encuentran conectadas en forma radial al resto del SADI en la ET Almafuerte.

En la alimentación a Cuyo se había impuesto originariamente una protección de área limitando su importación de energía al 40% de su demanda. Posteriormente, y dada la disminución registrada en los precios de mercado, la aparición de precios locales sensiblemente superiores a los de mercado hizo que la mencionada restricción fuera definitivamente eliminada, por lo que la pérdida del vínculo con el SADI en 500 kV provocaría el colapso del área Cuyo.

- La línea de 500 kV prevista para la interconexión recorrerá además una zona en cuyas cercanías se encuentran importantes yacimientos mineros, para cuya explotación es imprescindible la disponibilidad de energía eléctrica en cantidades apreciables.

Complementariamente existen otros efectos de importancia que se enuncian a continuación:

- El sistema eléctrico de la Provincia de San Juan se alimenta en la actualidad principalmente con una terna de 132 kV y una de 220 kV desde estaciones transformadoras ubicadas en la Ciudad de Mendoza. Según información suministrada por el ENRE, en condiciones normales de operación surgen fuertes restricciones al suministro de energía eléctrica en el área de San Juan, por lo cual es necesario despachar generación forzada, operar fuera de las bandas de tensión establecidas y, en algunos casos, realizar cortes de carga. La necesaria

ampliación del corredor Mendoza - San Juan, previsto implementar con una terna adicional de 220 kV, sería evitada con la mencionada terna de 500 kV y la instalación de maniobra y transformación en la actual estación San Juan.

- En las áreas de La Rioja y Catamarca es usual operar con tensiones fuera de banda e incluso es necesario periódicamente arrancar generación forzada a fin de posibilitar la operación del sistema. La instalación de una estación transformadora de 500 kV en La Rioja permitiría solucionar estos problemas.

- Desde la ET de 500 kV en San Juan podría implementarse una conexión con el sistema eléctrico del norte de Chile, donde existen importantes yacimientos mineros. Se podría allí también acceder al sistema chileno de 220 kV, y proveer energía firme a un sistema con una gran componente hidroeléctrica y sujeto a ciclos hidrológicos que, como el actual, pueden resultar desfavorables y provocar déficit de energía.

El estudio encomendado por el CFEE ha analizado también los cierres Mendoza-Comahue, NOA-NEA, y la obra complementaria Jujuy- Salta-Tucumán.

13.3. NIVEL DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL

En diciembre de 1988 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad emitió el Informe de la Situación del Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal. En la elaboración de las conclusiones y las propuestas que se hacen en el informe se han tomado en cuenta las informaciones obtenidas en reuniones con los Transportistas por Distribución Troncal de la R.A., los trabajos realizados en los Comités de Transporte Regionales, con la participación de las partes interesadas, y se han analizado las presentaciones efectuadas por cada Transportista en las correspondientes Guías de Referencia 1998-2005.

En general los principales problemas que se presentan son la superación de la capacidad del equipamiento y la calidad del suministro. En varias regiones, en las estaciones transformadoras de 132 kV debe operarse con tensiones fuera del rango convenido en los contratos de concesión; sin embargo esto es a veces insuficiente y se hace necesario arrancar generación forzada, a fin de alcanzar niveles de tensión aceptables en barras colectoras.

El informe pone en evidencia el déficit de inversiones que se ha puesto de manifiesto en toda la actividad del transporte.

Se prevé que las nuevas normas previstas por la Resolución 208/98 para encarar las ampliaciones en los sistemas de transporte, particularmente en estos casos la referente a la utilización de los fondos FEDEI, posibilitarán un mayor nivel de inversiones en este segmento del mercado eléctrico que adolece al presente de un importante déficit de inversiones.

14. DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

14.1. TARIFAS Y PRECIOS MEDIOS. APROXIMACION A LOS VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCION

La situación relativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, en cuanto se refiere a sus ingresos, costos y calidad, son indicadores que sirven a la autoridad del sector para fijar pautas en la regulación que le concierne. El adecuado conocimiento de la situación presente y su proyección futura le permitirá anticiparse a los problemas que podrán sobrevenir, en el caso de advertirse asimetrías importantes cualquiera sea el signo que éstas presenten.

En la Prospectiva 1997 se calculó un valor que representa aproximadamente los ingresos de las Distribuidoras durante el año 1996 (se lo llamó “DFC” o Diferencia entre Facturación y Compra). En el presente documento se consignan: las tarifas medias (Tm) a usuarios finales, el Precio Medio Total de Compra (PMTC) de la energía eléctrica en el Mercado Mayorista y las DFC para el año 1997.

Con ese objetivo se utilizó la información proveniente de numerosas distribuidoras y Cooperativas Eléctricas en respuesta a la Resolución SE 91/97 permitiendo así enriquecer la muestra sobre los costos y peajes de Baja Tensión (BT). La comparación contiene:

a) las tarifas medias (sin impuestos, ni subsidios), sin Grandes Usuarios (GU) del MEM y comentarios acerca de los efectos de la venta en bloque a Cooperativas Eléctricas.
b) los Valores Agregados de Distribución (VAD) en función del consumo de energía, para cada categoría de demandas menores a 50 kW en BT. Se han representado sustrayendo al valor resultante de la aplicación plena del Cuadro Tarifario (CT), el valor del producto, proveniente del mercado mayorista, al precio de cada distribuidora llevado al nivel de la correspondiente categoría (Pass-Through). Estos valores se tomarán como referencia.
c) la determinación de los valores de “Aproximación a los Valores Agregados de Distribución” (AVAD), a partir de datos provenientes de distribuidoras y cooperativas eléctricas, con diferentes estructuras físicas, agregando a los Costos de Desarrollo de BT, los correspondientes al segmento de Media Tensión (MT). Se pudo estudiar y analizar un número limitado de empresas agentes del MEM.

En la medida que empresas de mayor dispersión y de gestión técnico - económica de menor escala ingresen al MEM como Agentes Distribuidores o PAFTT no agentes, se podrá continuar perfeccionando la muestra de los casos bajo estudio.

Los análisis detallados de la información resultante permiten identificar las desviaciones, y algunos de los componentes que las provocan en los cuadros tarifarios, a partir de una visión que incluye a las diversas regiones del país.

Con respecto a las referencias Internacionales se espera contar con la información en los próximos meses ([12]).

([12]) Los países que se analizarán serán aquellos donde la desregulación y transformación del sector eléctrico ya ha comenzado. Se espera recibir información de Chile, Perú, Colombia, Bolivia, Brasil,

14.1.1. ANALISIS DE INFORMACION ESTADISTICA

14.1.1.1. Diferencia entre Facturación y Compra (DFC)

Con la información de las distribuidoras de las fuentes que en cada caso se muestran, se obtuvieron los siguientes indicadores:

a) las Tarifas Medias Totales (sin impuestos ni subsidios (Fondo de Compensación Tarifaria - FCT o provinciales), sin GU del MEM, y sin las ventas a otros subdistribuidores ([13]) (Cooperativas Eléctricas, Municipios, etc.),
b) Tarifa Media incluyendo, Cooperativas y Municipios ([14]);
c) el PMTC ([15])([16])([17]) de la energía eléctrica pagado por las Distribuidoras en el MEM (incluidos los contratos denunciados en el MEM) y el precio medio de venta de las Distribuidoras a otras subdistribuidoras, y
d) las pérdidas Totales como diferencia de la energía comprada al MEM y la energía vendida a sus usuarios finales.

Se trataron separadamente las Distribuidoras interconectadas al SADI del MEM y las del MEMSP. Es dable mencionar que en todo el informe sólo se consideran los valores provenientes de demandas interconectadas o aquellas demandas aisladas asociadas a la facturación del sistema interconectado, es decir que no se tuvieron en cuenta a estos efectos los sistemas dispersos no interconectables en el mediano plazo.

Las Diferencias entre ingresos por facturación y egresos por compras (DFC) resultantes, que se exponen en los respectivos cuadros del Apéndice 14.1.1., ordenados por valores crecientes, muestran la posición relativa de las distintas empresas.

Adicionalmente, las pérdidas son un indicador de la eficiencia global de las empresas e incluyen tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas. (Denominadas comúnmente pérdidas negras).

Para calcular las tarifas medias no se consideraron los ingresos por peaje correspondientes a GUME y GUMA, pero no se tiene certeza si los valores informados por las empresas incluyen otros ingresos no estrictamente tarifarios, como recargos por mora, derechos de conexión, etc. Tampoco se tiene plena confirmación sobre el tratamiento del FCT. Estos Fondos recibidos por las Distribuidoras deberían ser incorporados, para mostrar con mayor fidelidad lo que en definitiva son ingresos “tarifarios” de las distribuidoras. Con los datos disponibles se

---

Panamá, Guatemala, El Salvador, Belice, Australia, Nueva Zelanda,, Canadá, Noruega, Suecia, Finlandia, Reino Unido de Gran Bretaña, España, Ucrania y Polonia

([13]) Obtenidas de Fuentes Oficiales.

([14]) Se consideran las Cooperativas Eléctricas que no son agente del MEM, no como Distribuidor, ni como GUMA.

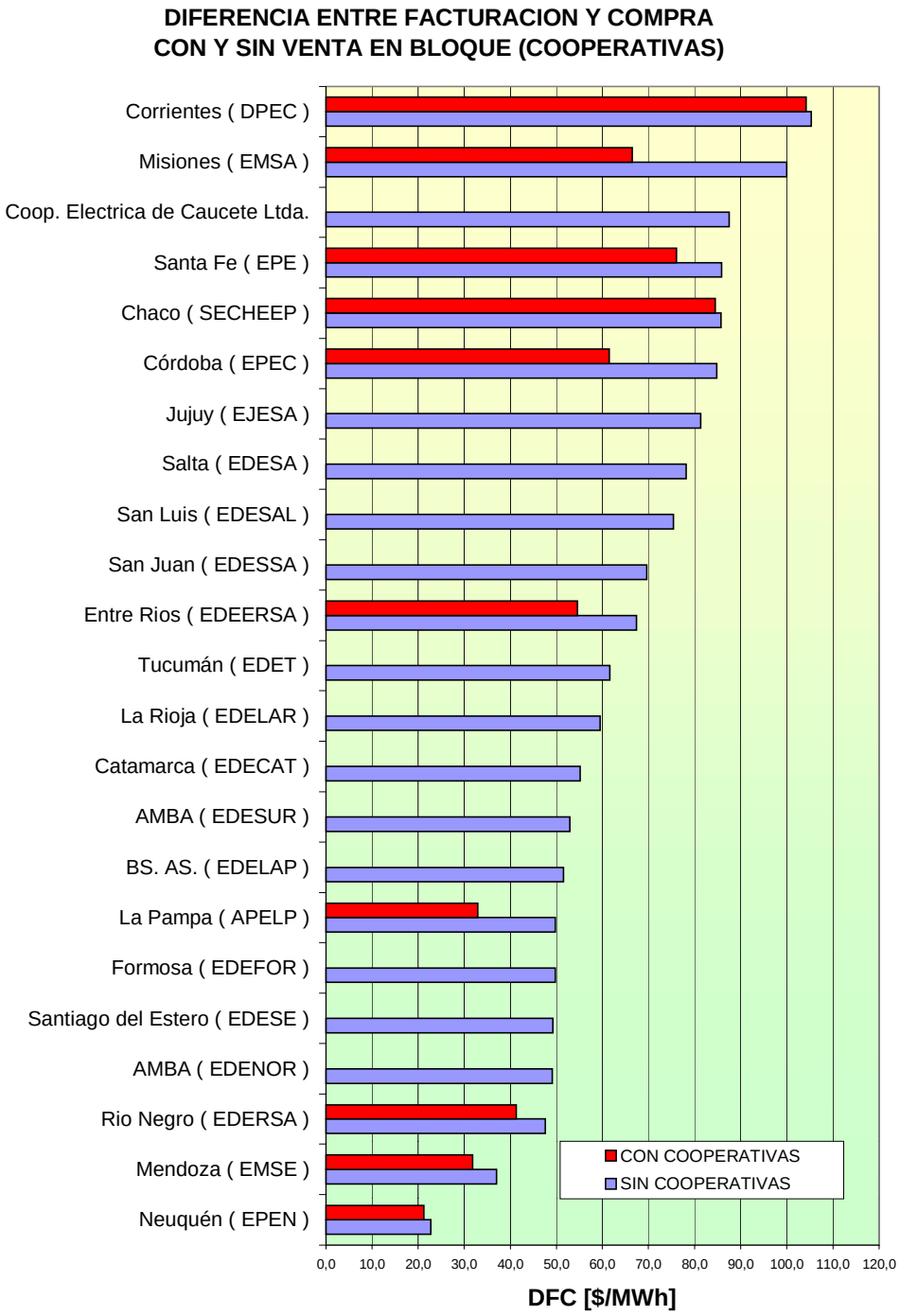
([15]) Dato proveniente del Documento “Informe Anual MEM y MEMSP” CAMMESA-1997. Incluye compra de energía y potencia en el mercado Spot, compra en el mercado a término, venta de excedentes, cargos del transporte incluyendo los cargos variables de contratos, sobrecostos por generación forzada por restricciones en el transporte, cargo por déficit de reactivo, alivio de carga y resarcimiento por penalizaciones del transporte.

([16]) El PMTC del MEMSP se calculó con la información de las DTE mensuales.

([17]) El PMTC no incluye los costos de generación aislada por no disponer de la información.

puede adelantar que a nivel nacional al incrementar los ingresos de las distribuidoras con el FCT, se produciría un incremento de la Tm en aproximadamente un 3%, y por ende la DFC aumentaría entre un 5 y un 7%. En empresas con un mercado reducido el ingreso adicional por FCT puede impactar en el DFC entre un 10 y un 20%.

Figura Nº 1



AMBA: Area Metropolitana de Buenos Aires. Incluye Capital Federal y Conurbano de GBA

La **Tabla Nª 1 del Apéndice 14.1.1.** muestra que la media de las Tm de distribuidoras del MEM, es del orden de 92 $/MWh. El PMTC pagado finalmente por las distribuidoras es del orden de 34,5 $/MWh y las DFC medias varían entre un mínimo de 23 $/MWh y un máximo de 105 $/MWh, con valores medios ponderados del orden de 58 $/MWh.

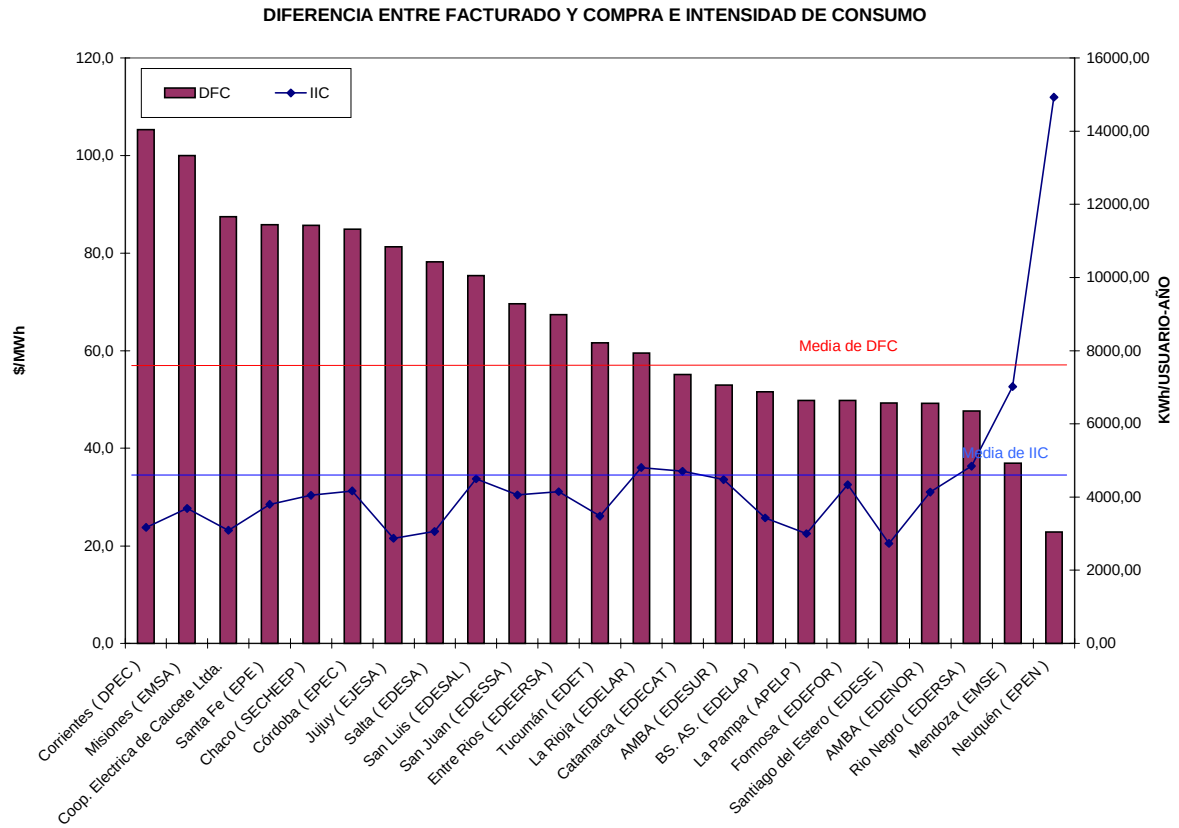
En la Figura Nº1 no se han tenido en cuenta las empresas de las cuales no se disponía de la información completa del año 1997. ([18])

La misma muestra las DFC medias para las distribuidoras del MEM durante 1997, ordenadas por valores decrecientes, donde se observa una marcada desviación entre los valores máximos y mínimos de las DFC y el impacto de considerar la venta en bloque.

Los datos precedentes señalan un descenso de la tarifa media nacional, con respecto al año anterior, de aproximadamente 7%. Dicha baja se debe fundamentalmente a un importante descenso en el precio medio del MEM, siendo mínimo el descenso en el DFC medio.

La consideración de la venta en bloque en aquellas distribuidoras que presentan este tipo de demandas, produce un impacto sobre las Tm que reduce la media total ponderada a 87 $/MWh, y sobre las DFC, cuya media se reduce a 52 $/MWh. Es claro que esta disminución de los valores obedece a una inclusión de demandas en Media y Alta tensión (MT y AT) con sus correspondientes efectos sobre costos y tarifas.

Figura N° 2



La dispersión de las DFC es bastante mayor que las correspondientes del PMTC, presentando este último valores extremos comprendidos entre 25,5 $/MWh y 37,1 $/MWh.

([18]) Se han excluido del análisis: EDEA, EDES, EDEN, ESEBA y Cooperativa Tres Arroyos.

En cuanto a las pérdidas totales, se observa una considerable amplitud entre sus valores extremos, desde un 5% hasta un 35%.

En la Figura Nº 2 se muestra conjuntamente con los DFC, la intensidad media de consumo por usuario-año (IIC), variable que aproxima las características particulares del mercado de cada agente distribuidor. Se puede observar que si bien existe una relación entre estas magnitudes, el impacto de este indicador como variable explicativa del DFC es importante sólo para valores extremos del IIC. Para la mayoría de los distribuidores la correlación es bastante menor, por lo que se deberá complementar la explicación de la dispersión de los DFC con la consideración de otras variables.

Con respecto a las distribuidoras del MEMSP, como se puede observar en la **Tabla 2, del Apéndice 14.1.1.**, se han incorporado Cooperativas Eléctricas que participan en el MEMSP como GUMA, con el objeto de ampliar la muestra. La media de las Tm se aproxima a 104 $/MWh. El PMTC, pagado finalmente por las distribuidoras, es del orden de 40 $/MWh y las DFC medias aportan valores del orden de 64 $/MWh.

Si se profundiza el análisis de la dispersión tarifaria en algunas categorías, se observa que las amplitudes son aún mayores, v.g. para la Tm residencial, la diferencia entre el mínimo y el máximo es de 2,6 veces y la Tm comercial es de 3,2 veces.

Como anticipo se puede mencionar que las amplitudes consignadas son sustancialmente mayores que las registradas para los VAD de referencia, donde están consideradas las estructuras físicas de las compañías.

14.1.1.2. PEAJES MEDIOS

Se exponen los peajes medios en BT en función del factor de carga([19]), calculado a partir de los peajes en BT en aquellas empresas que efectivamente disponen de esta categoría tarifaria.

Peajes en BT			
Factores de Carga	0,4	0,5	0,6
Valores Medios [$/MWh]	36,55	29,77	25,17

Este valor es importante ya que permite observar que el VAD para usuarios de más de 50 kW en BT no sobrepasa los 40 $/MWh, a excepción de usuarios con factores de carga muy bajos.

14.1.1.3. CUADROS TARIFARIOS VIGENTES

El objetivo de esta sección del informe es mostrar el VAD para determinadas categorías tarifarias en BT y analizar su comportamiento en función del consumo, a partir de los cuadros tarifarios de los veintisiete (27) agentes distribuidores del MEM, vigentes en el período de la Programación Estacional Febrero - Abril de 1998.

Para este trimestre se calcularon los precios de energía y potencia transferibles a tarifa, en el nodo de compra de los distribuidores. Estos valores incluyen compra de

([19]) CAMMESA - Boletín del MEM del mes de setiembre de 1998

energía y potencia en el mercado Spot, calculada según los procedimientos vigentes, y todos los cargos del transporte (TRANSENER, Distros, PAFFT). Se consideraron también los contratos en el mercado a término, incluyéndose los cargos variables del transporte atribuibles a ellos.

Se desarrollaron cálculos para las categorías Residencial, Comercial y Medianas Demandas hasta 50 kW, todas ellas en BT, en función del consumo de energía. Aquellos cuadros tarifarios que se fijan valores objetivos para el mediano plazo, fueron considerados a los efectos de la comparación en lugar de los vigentes (EDEA-EDEN-EDES-EDERSA).

En el cálculo del Pass Through para las categorías residencial, comercial, medianas demandas hasta 50 kW y las subcategorías presentes en los procedimientos tarifarios, se partió del precio en el nodo y se lo transfirió a las categorías y subcategorías tarifarias utilizando los perfiles de demanda asignados en los respectivos Contratos de Concesión (CC). Cuando no había en ellos un procedimiento expreso de Pass Through, se utilizaron los perfiles asignados en los procedimientos tarifarios del Área de Concesión Federal.

El VAD de cada una de las categorías mencionadas se determinó restando de los valores tarifarios resultantes para los consumos considerados el correspondiente Pass Through. ([20])

14.1.1.4. VAD POR CATEGORIA VIGENTE

Los VAD por categoría resultantes del procedimiento descripto (aplicación del cuadro tarifario menos los costos de compra), aplicados al conjunto de agentes Distribuidores del MEM, se representan para simplificar la exposición visual en dos conjuntos: Empresas Privatizadas (EP) y Empresas Sin Privatizar (ESP). De este modo, resultan cinco curvas en función de la variación de los consumos: las líneas rojas corresponden a los máximos y los mínimos de las empresas sin privatizar, las azules a las Concesionadas y la rosada responde al VAD de las empresas del Area de Concesión Federal.

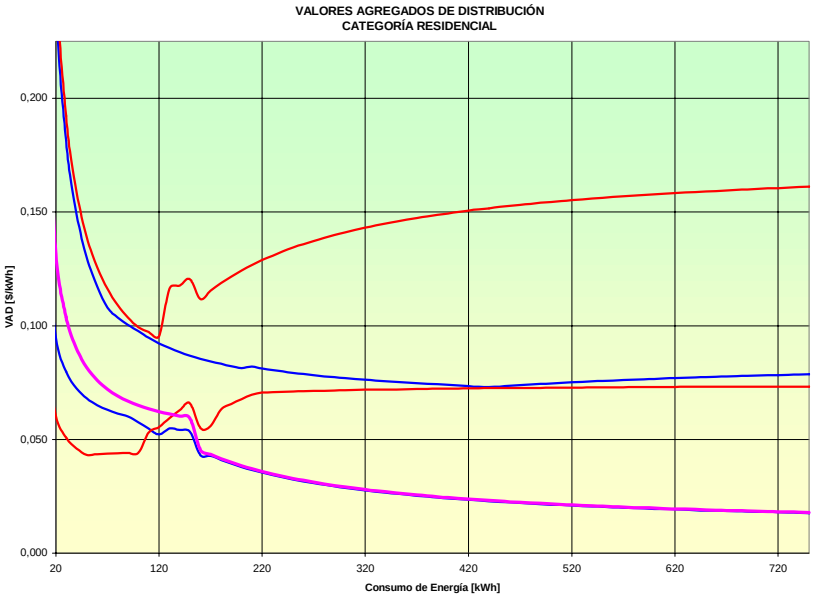
Residencial([21])

El análisis de los consumos de energía de la categoría residencial se ha limitado al rango comprendido entre 20 kWh y 750 kWh, por considerarse extremos razonables a los efectos de la comparación. La Figura Nº 3 expone gráficamente los resultados.

Figura Nº 3

([20]) Se eligió este método de análisis comparativo, por considerarlo superior al de comparación por el "método de consumos típicos" ya que evita la discrecionalidad en la elección de los mismos.

([21]) Se ha excluido del conjunto de EP, la empresa provincial de Entre Ríos (EDEERSA) que comparte las características de las ESP. Por otro lado se evaluó el impacto de este retiro y se vio que no afecta los resultados del análisis ya que el mercado residencial de la empresa tiene una participación muy baja (2,14% sobre el total residencial del país).

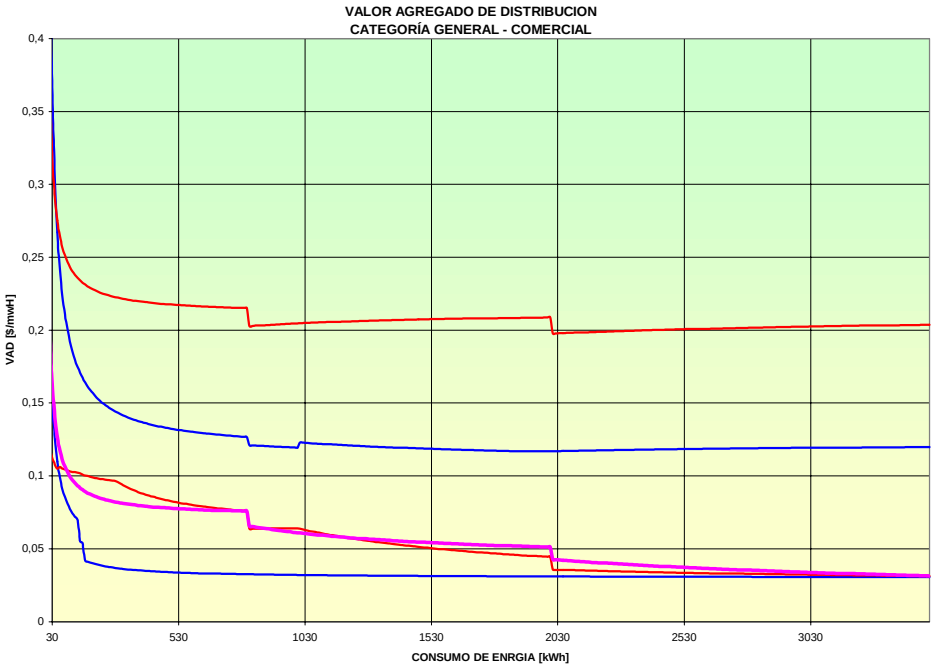


Las líneas rojas, que presentan los valores máximos y mínimos de las empresas no privatizadas, muestran anomalías como la tarificación en forma de “U”, que penaliza los mayores consumos. Las líneas azules presentan los máximos y mínimos de las empresas privatizadas. Estas curvas son decrecientes en función del consumo, y fuertemente más bajas que las anteriores. Adicionalmente se puede observar que las empresas del Área de Concesión Federal convergen en el límite inferior de las privatizadas y del país.

Comercial o General

Los consumos de energía de la categoría comercial analizados, se han limitado a la franja entre 30 kWh y 3.500 kWh, por considerarse extremos razonables a los efectos de esta comparación. La Figura Nº 4 presenta gráficamente los valores mencionados.

Figura Nº 4



Las líneas rojas ESP presentan en general valores superiores a los de las líneas azules (EP), mientras que la curva de las empresas del Área de Concesión Federal se encuentra en la parte media inferior de la banda de las empresas privatizadas.

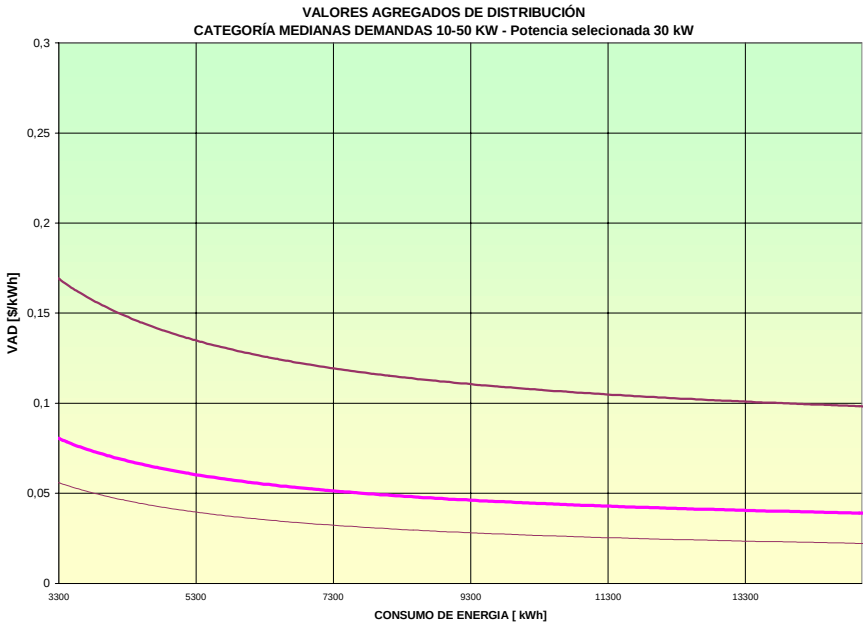
Medianas Demandas

Sólo se han considerado las empresas que como mínimo cumplían el requisito de contratar una potencia máxima en dicha categoría. Como son muy pocas las ESP que disponen este tipo de medición, se presenta un único gráfico para EP y ESP. ([22])

Para esta comparación se consideró un consumo típico de 30 kW y se calcularon los valores que corresponden a consumos de energía con factores de carga entre 15 % y 70 %, por considerarse extremos razonables para este tipo de demandas.

([22]) Se observa que el 20% de las ESP presentan contratación y medición de potencia para consumos de esta categoría.

Figura Nº 5



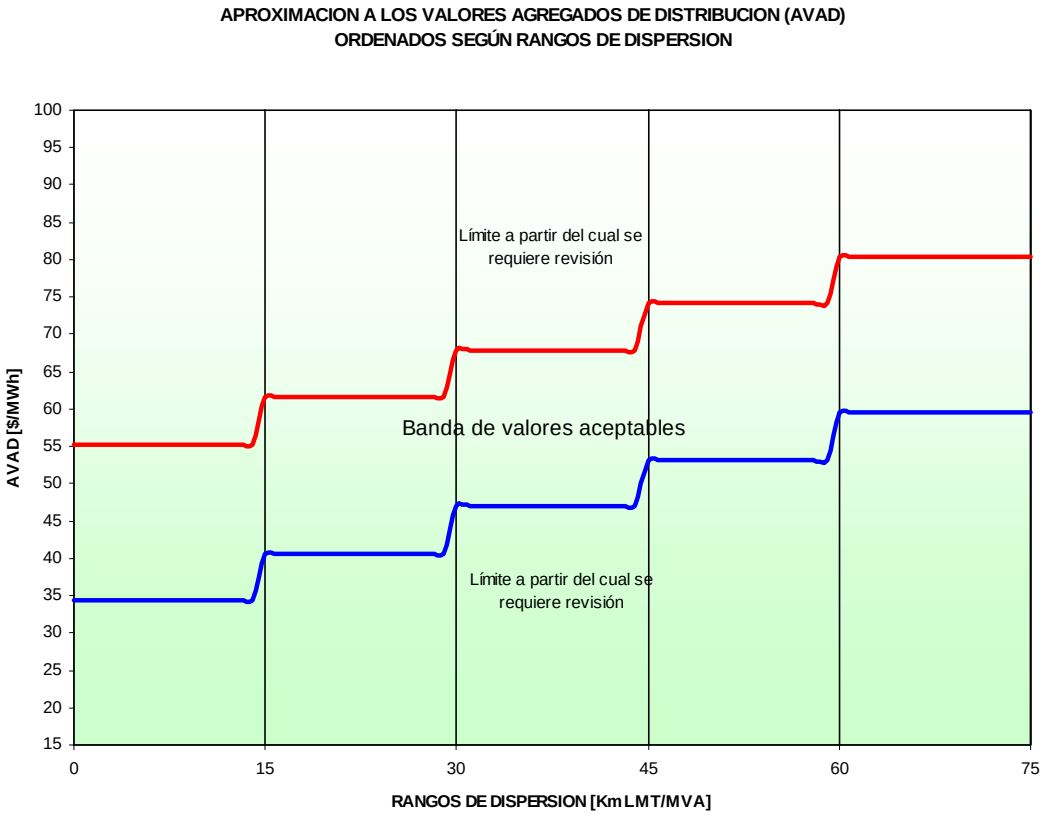
14.1.2. ANALISIS ESTRUCTURAL COSTO DESARROLLO de REDES (AT-MT-BT)

Se comparan las AVAD de las empresas que enviaron la información correspondiente a la Res. SE 91/97 para el segmento de BT se agregó a la ya disponible. La metodología utilizada para la comparación incluye información de las instalaciones de cada empresa (transformadores, líneas áreas, cables subterráneos, tipos de postación, tipos de instalaciones civiles; etc.), valorizada a precios de mercado que consideran factores de aspectos regionales y geográficos que las diferencian.

14.1.2.1. APROXIMACIÓN A LOS VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN "AVAD"

Los valores mencionados anteriormente fueron completados con los datos correspondientes de MT (ver descripción apéndice 14.1.2). En la Figura siguiente se representan los AVAD correspondientes a las empresas de las que se dispusieron simultáneamente los valores de los Costos de Desarrollo de Redes de BT y MT (CDBT).

Figura Nº 6



A los AVAD acumulados al nivel de BT, obtenidos de acuerdo a lo explicado en la Sección anterior, (que como ya dijimos incluye la infraestructura de MT y los valores reconocidos de AT cuando corresponden), se les aplicó un procedimiento de tarificación que no considera diferencias para los mercados y utiliza para cada categoría tarifaria las mismas curvas de carga.

14.1.2.2. VAD DE REFERENCIA POR CATEGORIA

Los valores menor y mayor de CDBT, correspondientes al conjunto de empresas estudiadas, responden a las diferencias estructurales extremas de las instalaciones y de sus costos de operación y mantenimiento asociados.

Se utiliza un procedimiento homogéneo para considerar la influencia de los CDBT en la tarifa. Con los precios en el nodo de compra, extraídos de la programación estacional de Febrero - Abril ´98, se valúan las pérdidas de potencia y energía. Este procedimiento toma los CDBT mencionados en el párrafo anterior, y obteniéndose para cada categoría tarifaria (Residencial, Comercial o General y Medianas Demandas entre 10 y 50 kW), valores máximos y mínimos de referencia en función del consumo. Estas líneas acotan una demarcación denominada “VAD DE REFERENCIA”

Utilizando estos datos se grafican los VAD DE REFERENCIA correspondientes a las tarifas Residenciales, Comerciales (o Generales) y de Medianas Demandas, quedando para el análisis las diferencias que se originan en otras causas, no identificadas en este trabajo.

14.1.3. GRAFICOS COMPARATIVOS

A continuación se presentan los Gráficos resultantes de la información analizada en las secciones precedentes.

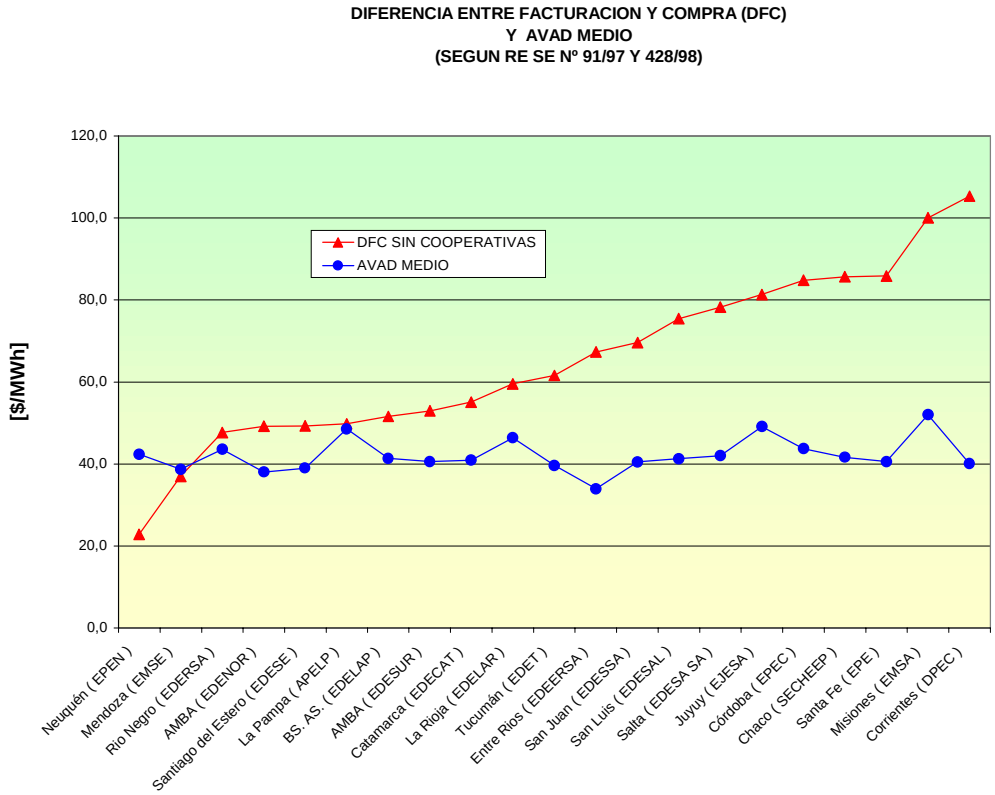
14.1.3.1. COMPARACION DE DFC Y AVAD

En la Figura Nº 7 se muestran ordenados en forma creciente las DFC de las empresas Distribuidoras y los AVAD.

Con respecto a los primeros, se trata de valores que consideran las diferencias estructurales, las características propias de su mercado, las curvas de cargas de sus CC o implícitas en sus tarifas y otros ingresos, derivados por ejemplo de la imperfecta transferencia de los precios mayoristas o de las inadecuadas asignaciones de curvas de cargas; etc. Se representan valores medios de DFC sin Cooperativas Eléctricas porque para considerarlos adecuadamente se requiere información detallada de las mismas, que no se dispone.

Los AVAD medios que representan las diferencias estructurales se han representado en correspondencia con los anteriores. En el Figura siguiente se comparan los AVAD medios de las empresas, con relación a las DFC sin la venta en bloque (Cooperativas Eléctricas, etc.) ordenados en forma creciente.([23])

Figura Nº 7



([23]) En esta representación no se consideraron casos con anomalías o situaciones que no es aconsejable tener en cuenta para hacer comparaciones, como es el caso de ESEBA, la Coop. de Tres Arroyos y las tres distribuidoras de la Pcia. de Bs. As, ya que no se tuvo la información de un año completo. Tampoco se contempló EDEFOR, por tener CDBT inconsistentes.

Observando la Figura Nº 7 (sin facturación a Cooperativas Eléctricas) se pueden constatar diferencias crecientes entre las curvas mencionadas. Las diferencias de mayor magnitud necesitan ser explicadas, ya que las particularidades de su mercado y las modalidades de consumo de sus usuarios no constituyen suficiente fundamento. Las diferencias extremas entre el DFC y los AVAD se encuentran en las empresas: DPEC (Corrientes) – EMSA (Misiones) – EPE (Santa Fe) – EPEC (Córdoba) – (SECHEEP) Chaco.

Por otro lado se han deducido de los Cuadros Tarifarios correspondientes a empresas próximas a los extremos de la figura, los Costos de Desarrollo de Redes incluyendo las pérdidas. Se observa en la tabla siguiente que las diferencias relevantes están concentradas en el segmento de BT:

TENSIÓN	DIST.1	DIST. 2
	[$/kW-mes]	[$/kW-mes]
ALTA Y MEDIA	5,4	8
BAJA	12,6	32,4

14.1.3.2. COMPARACION ENTRE "VAD DE REFERENCIA" Y LOS RESULTANTES DE LA APLICACION DE LOS CUADROS TARIFARIOS

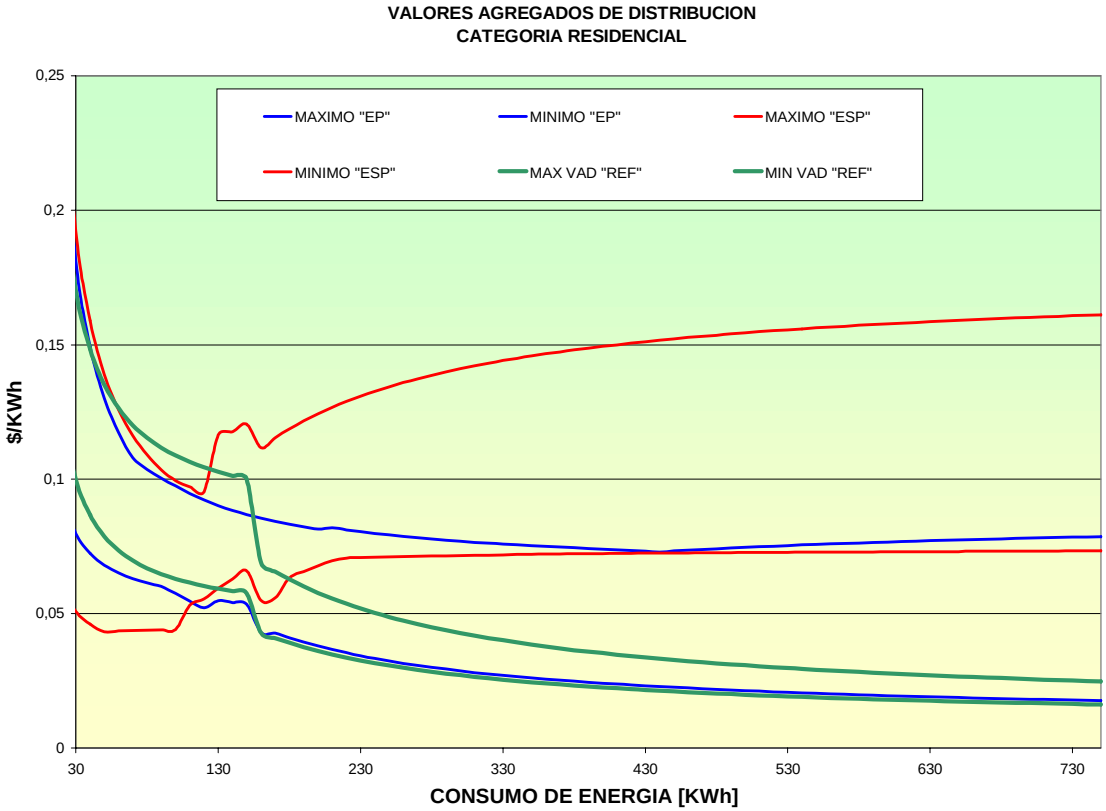
A continuación se han superpuesto las líneas envolventes de las Figuras que se mostraron en las secciones anteriores y los resultados obtenidos en el punto 14.1.2 con el objeto de visualizar las posibles desviaciones entre los valores tarifarios vigentes y los utilizados como referencia en este análisis.

Residencial

Los límites de la banda que corresponde a los VAD DE REFERENCIA o deseables, muestra valores muy similares a la de las EP en el tramo de bajos consumos.

La banda de categoría Residencial que corresponde a las ESP muestra VAD muy extremos tanto en su línea superior como inferior.

FIGURA Nº 8



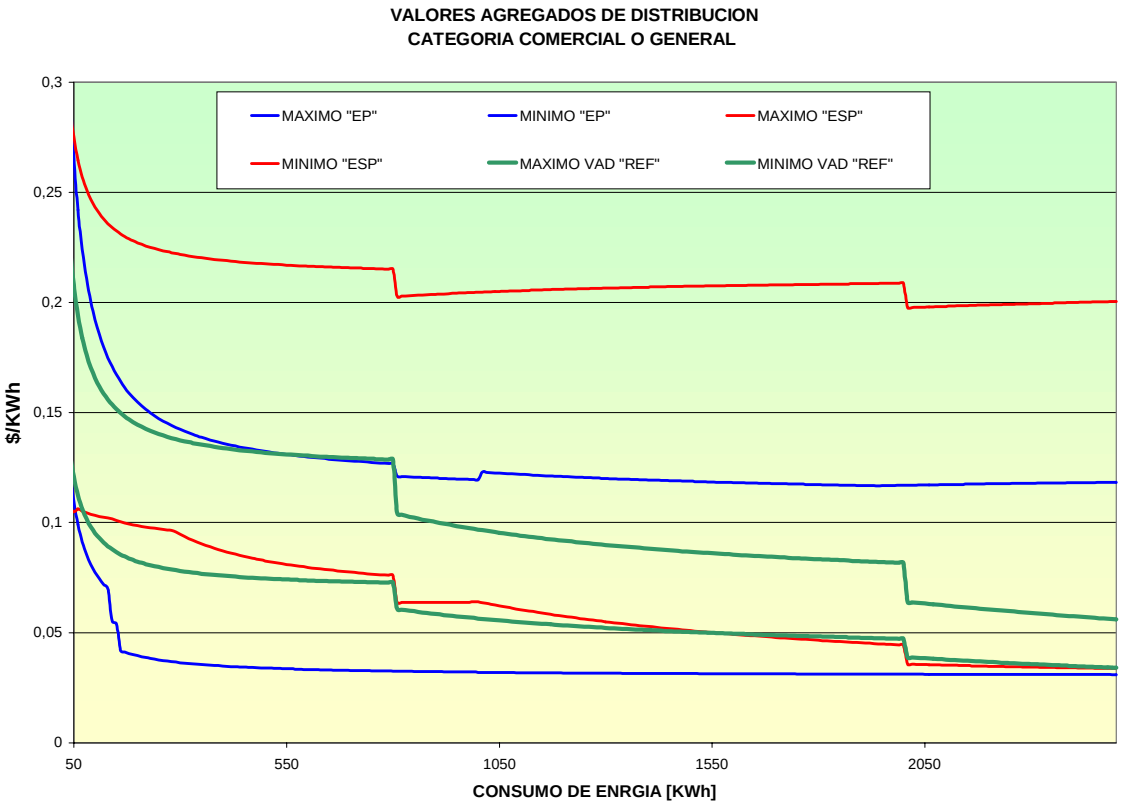
La banda que corresponde a las EP muestra VAD con menos amplitud entre las envolventes máxima y mínima.

Comercial - General

Las líneas que corresponden a las VAD DE REFERENCIA, muestra VAD con mucho menos amplitud entre máximos y mínimos. En el primer tramo el límite superior casi coincide con la línea superior anterior EP. La línea inferior está entre las de los valores de EP y ESP.

La banda que corresponde a las ESP muestra VAD muy elevados para sus envolventes superior e inferior. La banda de esta categoría que corresponde a las EP muestra variaciones de VAD muy uniformes y marcadamente inferiores con respecto al caso anterior.

Figura Nº 9

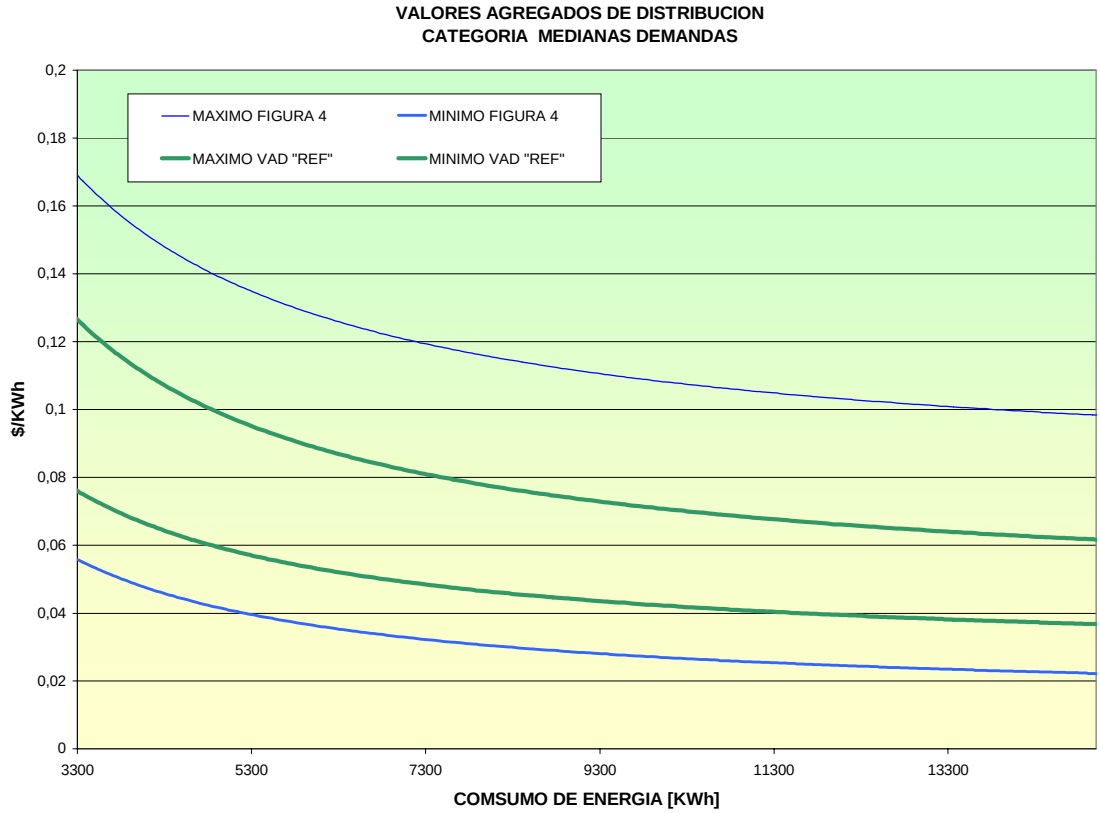


Medianas Demandas

Como ya se explicó, en general corresponden a consumos de cierta intensidad. Sólo se representaron aquellos superiores a un Factor de Carga del 15 %, que con 30 kW de demanda máxima equivale a un consumo de 3.300 kWh-mes.

Las envolventes que corresponden a las VAD DE REFERENCIA o deseables, muestran puntos con mucho menos dispersión entre máximos y mínimos que la ESP y EP. La banda de esta categoría correspondiente a las ESP muestra VAD un poco elevados para sus envolventes superior e inferior, pero no tan marcados como en el caso de las EP.

Figura Nº 10



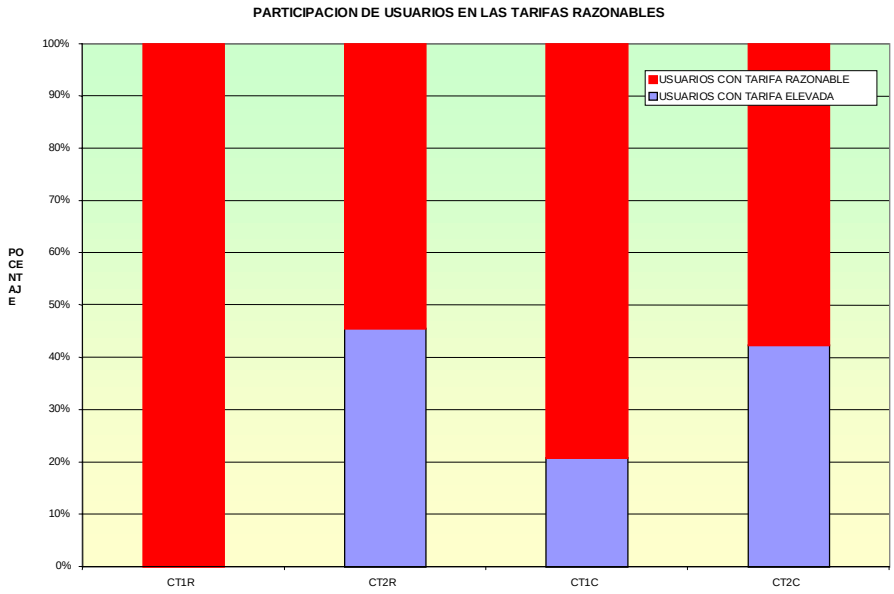
La banda de esta categoría que corresponde a las EP, muestra variaciones con mucha más dispersión de VAD que en el caso anterior.

14.1.3.3. COMENTARIOS SOBRE TARIFAS RESIDENCIALES Y COMERCIALES

En esta sección se determinó el porcentaje de usuarios que estaría recibiendo el servicio eléctrico con tarifas consideradas elevadas, tanto en la categoría residencial como general.

Al efecto se tomaron dos consumos típicos por categoría para la categoría residencial, y otros tantos para la categoría comercial. Se consideraron elevados aquellos que superaron la línea de máximo VAD de Referencia, estimada en los puntos 14.1.2 y 14.1.3. La figura Nº 11 muestra los resultados.

Figura N° 11



Se observa que los consumos residenciales muy bajos muestran, en general, valores razonables. En cambio, en el caso considerado para ejemplificar los consumos elevados, el 45 % de las tarifas están por encima de valores moderados.

Con respecto a la categoría comercial se puede reconocer que en promedio el 30 % de estas no tiene valores que puedan considerarse razonables, situación que se acentúa a medida que crece el consumo.

14.1.4. CONCLUSIONES FINALES

La tarifa media nacional presenta un descenso de aproximadamente 7% con respecto al año anterior, debido fundamentalmente a una importante disminución en el precio medio del MEM, frente al mínimo descenso en el DFC medio. Estos resultados ponen de manifiesto la fuerza de un mercado en competencia, frente a las debilidades que se manifiestan en los mercados con precios regulados.

El DFC medio representa aproximadamente el 60% de la tarifa media; el impacto del transporte en la misma es mínimo y al tener la generación precios competitivos, las rebajas tarifarias futuras deberían provenir de los ajustes sobre el DFC.

Mientras los consumos residenciales muy bajos muestran, en general, cifras razonables, a medida que estos aumentan, se incrementa la fracción de tarifas superiores a valores que puedan considerarse razonables, que alcanzan a un 45 % en el caso estudiado. Con respecto a la categoría comercial, en el segmento correspondiente a bajos consumos, se observa que un 20% de las tarifas superan un orden de magnitud razonable, y esa proporción se incrementa a medida que crece el consumo. La tarifa media industrial del conjunto del país (sin las de GU) tiene en general, precios aceptables y permite desarrollar actividades competitivas.

El DFC es un indicador de los ingresos y debe observarse conjuntamente con el AVAD medio estimado de las empresas; este último, como ya se dijo, considera las

diferencias estructurales de las empresas y se corresponde con la información proveniente de ellas.

El DFC fue calculado sobre la base de la información enviada por las empresas sobre los consumos facturados, producto de la aplicación de los Cuadros Tarifarios que contiene las curvas de carga de las distintas categorías de cada empresa, expresando las modalidades de consumo específicas de su mercado. ([24])

La participación de los mercados en cuanto su nivel de tensión, también es un dato distintivo de cada empresa en lo que se refiere al DFC medio, pero el valor de la tarifa que paga cada usuario de cada nivel, tiene sus propias reglas de variación.

Por ello se han analizado los VAD de las empresas en las categorías Residenciales, Comerciales - Generales y Medianas Demandas, en el nivel de BT y se determinaron los puntos máximos y mínimos para diferentes consumos. Las bandas de VAD de Referencia para las distintas Categorías, fueron comparadas con las vigentes y muestran la tendencia deseable para el mediano y largo plazo.

La actualización de la banda de AVAD que se muestra en la Figura Nº 5 se ha ajustado con información adicional aportada en el curso del año por las empresas distribuidoras, sin que cambiaran las tendencias del año anterior. Por lo tanto se mantiene como meta, en el largo plazo, llevar el VAD al nivel de la línea inferior de la banda.

Las diferencias entre las DFC y los AVAD no se explican en su totalidad por los Costos de desarrollo de redes, ni por las disparidades entre la conformación y magnitud de sus mercados. Existen otros aspectos que impactan significativamente, como las potencias atribuidas por categoría y otras asignaciones tarifarias. Todo esto previene acerca de probables desajustes, que sin duda deberían merecer una especial atención de los reguladores del área correspondiente, en las renegociaciones tarifarias.

Hay Distribuidoras con DFC muy elevados, que están alejados de los valores que parecen aconsejables. Las Autoridades concedentes deberán en el futuro extremar sus posibilidades regulatorias. Dependiendo de las características de cada empresa, los DFC deberían oscilar entre 35 y 80 $/MWh.

En la mayoría de los casos, al considerarse las tarifas residenciales, comerciales y de medianas demandas, los puntos más altos coinciden con las empresas de altos DFC medio, lo que en principio estaría indicando que sus mayores ingresos tarifarios se obtienen de las categorías tarifarias de BT.

Estos resultados son coincidentes con los considerados en el punto 14.3.1.1., al observar que una empresa ubicada en la parte superior de la línea de DFC medio

([24]) Estas curvas de carga constituirán un elemento esencial para los futuros acuerdos tarifarios ya que, como se puede ver, al desagregar los componentes de los ingresos tarifarios, los parámetros resultantes de tales curvas tienen relevancia igual o superior a la del costo de desarrollo de redes para modular los ingresos de las empresas.

tiene 2,6 veces más alto su DFC en BT que una empresa ubicada en el extremo inferior y para las mismas empresas el DFC medio en MT no superan las 1,7 veces.

La amplitud de las pérdidas oscila entre 5 y 35%. En el Area de Concesión Federal oscilan entre 8 % y 12 %, cifras alcanzables en el mediano plazo por el resto de las distribuidoras que hagan más eficiente su gestión. En este sentido las autoridades regulatorias deberán mejorar los incentivos para impulsar a las compañías a reducirlas y evitar que se trasladen a los usuarios finales.

En el mediano y largo plazo los Valores Agregados de Distribución por categoría tarifaria deberían evolucionar hacia las bandas de referencia que se muestran en la prospectiva.

Una parte del objetivo, que consiste en aproximar las tarifas medias nacionales a los alcanzados por las empresas mejor posicionadas, será realidad cuando las menos eficientes se ajusten a tarifas adecuadas. Posteriormente, a medida que las tarifas de las empresas concesionarias sean revisadas, se espera que la media nacional muestre una mayor tendencia a la baja.

Como corolario, las Tm del MEM, hoy en 92 $/MWh, con la caída de los contratos transferidos, más el ajuste esperado de los DFC, deberían alcanzar en el mediano plazo valores entre 83 y 87 $/MWh. Considerando el impacto de la venta a cooperativas estos valores oscilarían entre 77 y 80 $/MWh.

Apéndice 14.1.1: TABLAS Tm, PMTC, DFC Y PERDIDAS

A continuación, para cada agente distribuidor del MEM se exponen las tarifas medias por usos y por venta a cooperativas eléctricas, el precio medio total de compra que pagaron las mismas, dos hipótesis de tarifas medias y DFC medios, sin la venta a cooperativas e incluyendo la misma.

Notas aclaratorias:
MEM:
Entre Ríos (EDEERSA): Esta Distribuidora abastece a 20 Cooperativas Eléctricas que representan aproximadamente el 16% del consumo provincial.
Formosa (EDEFOR): En esta provincia operan 4 Cooperativas Eléctricas rurales que abastecen sólo un 5% del consumo total de los usuarios finales.
Catamarca (EDECAT): Del total de la energía que se utiliza para abastecer a los usuarios finales una parte proviene de generación aislada.
La Rioja (EDELAR): No tiene Cooperativas Eléctricas.
Tucumán (EDET): No tiene Cooperativas Eléctricas.
Córdoba (EPEC): Esta Distribuidora abastece a aproximadamente 195 Cooperativas Eléctricas.
Santiago del Estero (EDESE): Del total de la energía que se utiliza para abastecer a los usuarios finales una parte proviene de generación aislada. En esta provincia operan una Cooperativa Eléctrica rural que abastece sólo un 0,8% del consumo total de los usuarios finales.
Misiones (EMSA): Esta Distribuidora abastece a aproximadamente 10 Cooperativas Eléctricas que representan el 38 % del consumo provincial.
San Juan (EDESSA): Del total de la energía que se utiliza para abastecer a los usuarios finales una parte proviene de generación aislada. No tiene Cooperativas Eléctricas que abastecer con producto ya que Caucete es agente del MEM.
San Luis (EDESAL): No tiene Cooperativas Eléctricas.
Santa Fe (EPE): Esta Distribuidora abastece aproximadamente a 60 Cooperativas Eléctricas.
Salta (EDESA SA): El agente presenta un cuadro objetivo con rebajas tarifarias no vigente al momento del análisis, pero próximo a alcanzarse. Del total de la energía que se utiliza para abastecer a los usuarios finales una parte proviene de generación aislada. No tiene Cooperativas Eléctricas.
Jujuy (EJESA): El agente presenta un cuadro objetivo con rebajas tarifarias no vigente al momento del análisis, pero próximo a alcanzarse. Del total de la energía que se utiliza para abastecer a los usuarios finales una parte proviene de generación aislada.
Chaco (SECHEEP): Operan 13 Cooperativas Eléctricas que abastecen el 1,3% del consumo de los usuarios finales de la provincia.
Corrientes (DPEC): Operan 5 Cooperativas Eléctricas que abastecen el 1,5% del consumo de los usuarios finales de la provincia.
Mendoza (EMSE): Esta Distribuidora abastece aproximadamente a 10 Cooperativas Eléctricas que representan el 11 % del consumo provincial.
La Pampa (APELP): Esta distribuidora presenta escasas demandas propias para uso final, siendo del orden de 99% la venta en bloque a las Cooperativas Eléctricas. En el territorio provincial existen aproximadamente 30 Cooperativas Eléctricas. Si bien de menor importancia, existe también venta en bloque a otras distribuidoras o subdistribuidoras extra - provinciales.
Río Negro (EDERSA): La empresa presenta un cuadro tarifario objetivo con rebajas y rebalanceo tarifario que todavía no se encuentra vigente. En el PMTC no se

consideró lo comprado al MEMSP ni a otras fuentes de generación aisladas y privadas menores. Esta Distribuidora abastece a 2 Cooperativas Eléctricas que representan el 12 % del consumo provincial.
Neuquén (EPEN): Los bajos DFC responden en parte a la gran proporción de consumos industriales. Existen 4 Cooperativas Eléctricas que representan el 25% del consumo. La más importante (CALF), es GUMA y abastece aproximadamente un 17% del mercado.

MEMSP:
Santa Cruz (SPSE): Los valores de DFC altos obedecen en parte a la muy importante participación de la generación aislada, que ronda el 60 % del total de la energía que se utiliza para abastecer a los usuarios finales.

Tabla Nº1

Agentes Distribuidores MEM

TARIFAS MEDIAS ($/MWh) 1997	TARIFAS MEDIAS POR USO					TARIFA MEDIAS			DFC		PERDIDAS
Provincias/Distrib.	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	COOP	S/COOP	C/COOP	PMTC	DFCSC	DFCCC	TOTALES
Neuquén (EPEN)	86,1	103,3	37,3	51,3	38,9	48,3	46,8	25,5	22,8	21,3	4,9%
Mendoza (EMSE)	105,5	126,1	47,5	59,1	31,4	68,5	63,3	31,5	37,0	31,8	9,8%
Rio Negro (EDERSA)	98,1	145,3	57,4	85,5	44,6	79,5	73,2	31,9	47,6	41,3	5,6%
AMBA (EDENOR)	79,6	99,8	85,1	81,6	-	85,3	-	36,1	49,2	-	11,6%
Santiago del Estero (EDESE)	82,2	117,8	90,5	111,9	-	82,1	-	32,9	49,3	-	15,4%
Formosa (EDEFOR)	80,8	108,8	104,4	83,5	ND	85,3	ND	35,5	49,8	ND	28,8%
La Pampa (APELP)	100,0	97,4	106,7	80,1	48,9	76,8	60,0	27,0	49,8	33,0	ND
BS. AS. (EDELAP)	82,5	106,7	87,0	77,1	-	85,8	-	34,2	51,6	-	10,5%
AMBA (EDESUR)	83,5	95,9	75,8	65,2	-	90,0	-	37,1	52,9	-	8,0%
Catamarca (EDECAT)	94,7	104,7	67,8	96,8	-	90,0	-	34,9	55,1	-	11,3%
La Rioja (EDELAR)	101,4	94,1	99,6	76,0	-	91,3	-	31,8	59,5	-	11,7%
Tucumán (EDET)	92,2	122,3	77,1	117,9	-	95,2	-	33,6	61,6	-	19,3%
Entre Rios (EDEERSA)	100,0	128,0	66,6	122,4	42,8	95,0	82,3	27,7	67,3	54,6	17,4%
San Juan (EDESSA)	102,1	103,0	104,2	103,0	-	103,0	-	33,4	69,6	-	13,9%
San Luis (EDESAL)	96,4	150,9	103,5	78,8	-	107,4	-	32,0	75,4	-	11,6%
Salta (EDESA)	112,2	142,9	104,7	100,2	-	112,9	-	34,7	78,2	-	17,3%
Jujuy (EJESA)	111,7	159,7	118,6	89,7	-	118,1	-	36,8	81,3	-	5,7%
Córdoba (EPEC)	159,4	190,5	65,1	159,3	40,7	120,1	96,7	35,2	84,8	61,5	24,2%
Chaco (SECHEEP)	129,6	148,7	94,1	71,2	69,1	120,9	119,6	35,2	85,7	84,4	18,0%
Santa Fe (EPE)	158,2	207,0	70,8	48,9	43,2	114,7	104,9	28,8	85,9	76,1	20,0%
Coop. Electrica de Caucete Ltda.	116,7	66,8	167,3	123,6	-	115,8	-	28,3	87,5	-	11,1%
Misiones (EMSA)	122,0	152,5	84,2	179,7	47,1	126,7	93,2	26,7	100,0	66,5	34,9%
Corrientes (DPEC)	122,8	213,7	87,9	188,1	62,1	137,6	136,5	32,3	105,3	104,2	34,1%
DESVIACION EST.	34,4	35,3	27,3	34,2	23,6	22,5	46,2	3,8	21,8	40,2	
MEDIA PONDERADA	99,53	115,76	69,29	81,38	35,72	92,10	87,23	34,5	57,6	52,7	

Tabla Nº2

Agentes MEMSP

TARIFAS MEDIAS ($/MWh) 1997		TARIFAS MEDIAS POR USO						
Provincias/Distrib.	SIT.	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TARIFA MEDIA	CMC	DFC
Sana Cruz - SPSE	SP	147,45	233,54	90,70	210,58	158,26	38,57	119,69
Chubut - Coop. Comodoro Rivadavia	C	119,98	140,32	51,85	361,40	81,33	40,27	41,06
Chubut - Coop. Puerto Madryn	C	124,06	181,81	65,38	169,06	107,05	40,89	66,16
Chubut - Coop. Electrica de Gaiman	C	119,65	94,76	79,83	191,21	120,05	41,23	78,82
Chubut - Coop. Trelew	C	87,66	131,55	59,75	89,98	82,78	41,74	41,04
Chubut - Coop. Servicios de Rawson	C	69,55	137,17	78,09	329,96	132,07	37,07	95,00
Chubut - Coop. 16 de Octubre	C	104,93	208,69	106,98	129,22	127,16	38,47	88,69
Santa Cruz- Municipalidad de Pico Truncado	C	91,73	148,53	20,69	243,88	117,48	44,14	73,34
DESVIACION EST.		23,1	42,4	24,6	87,4	23,9	2,09	25,0
MEDIA PONDERADA		120,1	171,6	59,5	165,4	104,0	39,95	64,1

Apéndice 14.1.2: Aproximación a los Valores Agregados de Distribución (AVAD) en MT

Con similar criterio al utilizado en 1997 y para avanzar en la dirección de comparar los costos de desarrollo de redes, se trabajó en el segmento de MT.

Al igual que para BT, en la MT las tarifas de las empresas distribuidoras agregan a sus costos de compra de energía, cargos que representan costos económicos de expansión, costos de operación y mantenimiento y gastos de comercialización.

Con respecto a los cargos tarifarios de PAFTT que corresponden a los niveles de AT y MT en las empresas Distribuidoras, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 428/98 que amplía en +/-20% los valores que figuran en las Resoluciones 159/94 y 406/96.

En consecuencia, se consideró conveniente plantear una metodología similar a la de BT, que permitiera comparar a las empresas teniendo en cuenta también su infraestructura especifica de MT, con conocimiento y ponderación adecuada de la mayor cantidad de componentes de los costos propios del distribuidor.

Se adoptó la Dispersión definida como la relación entre la longitud de líneas de MT y la demanda máxima anual de potencia, expresada en [kmLMT/MVA], al sólo efecto de mostrar de una manera gráfica los valores determinados a partir del procesamiento de los datos de las instalaciones de baja y media tensión. Se reitera que no fue utilizada la variable dispersión como explicativa de las diferencias entre empresas.

Los cálculos que dieron lugar a las tarifas vigentes en las empresas privatizadas por la autoridad federal y parcialmente en aquellas donde la misma aportó asesoramiento sobre el tema, se efectuaron sobre la base de costos económicos de las redes de subtransmisión y distribución.

Se estimó conveniente procesar dichos componentes con las herramientas habituales para la determinación del Costo Marginal de Largo Plazo (aproximado por Costo Incremental Promedio CIP) que es lo que determina la Ley Marco Eléctrico Nº 24.065 y su decreto reglamentario.

En sustitución de los planes de desarrollo específicos a largo plazo y la información complementaria, se utilizaron supuestos simplificativos que simulan las leyes de crecimiento y expansión por tipo de estructura y zona, para las estaciones transformadoras y para las redes de subtransmisión y distribución, procedimiento válido al sólo efecto de la comparación.

Con el objeto de escalonar los costos de las instalaciones y los datos correspondientes a Operación y Mantenimiento, se han adoptado tres segmentos, a saber: Subtransmisión en AT (Líneas y EETT AT/AT en caso de existir), Subtransmisión en MT (Líneas y EETT AT/MT) y Distribución en MT (SET MT/MT y Líneas). El Segmento de Distribución en MT se ha subdividido a su vez en Zonas: Rural, Semiurbana y Urbana, con similares propósitos.

Los costos de operación y mantenimiento se han vinculado con las características de las empresas, considerando factores que tienen en cuenta la mayor dispersión

(rural, semiurbana o rural, urbana) y las diferencias estructurales como la participación del cable subterráneo, preensamblado, hormigón, madera, etc.

Las tasa de descuento utilizada es única, a los efectos de la comparación y fue determinada a través del método WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL. (WACC) utilizando parámetros aceptables y vigentes.

14.2. CALIDAD EN LA DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

En esta sección se analiza la calidad en los servicios de distribución de energía eléctrica en el orden nacional e internacional, a los efectos de identificar el comportamiento y la probable evolución de los índices en el mediano y largo plazo.

14.2.1. Características generales

Los CC de las empresas privatizadas se refieren a la calidad como un instrumento central de la regulación. En particular, si en los CC correspondientes a las empresas distribuidoras de jurisdicción federal, el concedente evita la intervención del Regulador en la administración de la empresa, en las decisiones gerenciales, y especialmente en las decisiones de inversión, habiendo fijado para cada período los valores iniciales de las tarifas, el procedimiento de ajustes y los descuentos por desvíos de la calidad. De igual manera o con ligeras variantes, estos principios se incluyen en el resto de las empresas privatizadas.

En consecuencia una de las actividades principales de la regulación, dentro de un período tarifario, está referido al control de la calidad y a la valorización de sus desvíos.

Los desvíos de los compromisos de calidad de las distribuidoras, medidos en términos de Energía No Suministrada (ENS), valorizada a los precios establecidos para ésta, es la única señal económica recibida por los concesionarios, destinada a impulsarlos a invertir para mejorar la calidad del servicio, el gerenciamiento y el adecuado tratamiento de sus usuarios.

La calidad de servicio en el SADI y en las distribuidoras troncales, en la medida que son transferidas a los usuarios finales adquiere singular relevancia, por ello resultará conveniente revisar la Sección correspondiente de la presente prospectiva.

Además en el SADI las señales de precios que inducen la calidad circulan por dos vías complementarias: las que promueven mayor calidad en la Operación y Mantenimiento y aquellas que se manifiestan en los Factores de Nodo y Factores de Adaptación y alientan las inversiones.

Características de los índices

En la primera Etapa: Los índices no son indicadores de la “calidad objetivo” sino “disparadores” de las sanciones, y por tanto no incluyen la energía no suministrada hasta el umbral fijado como límite, salvo en el caso de EDEMSA para la segunda Subetapa de la Etapa 1.

Los valores que sobrepasan el umbral fijado como admitido, se expresan como cantidad de (ENS), a la que los CC fijan un valor que permite calcular las penalizaciones, por lo tanto no se paga por el total de la ENS sino por la ENS que excede los límites.

Como los índices de la primera etapa son “globales”, sobre las instalaciones aguas arriba de las EETT de MT, se induce a realizar mejoras en los circuitos de mayor densidad de carga, es allí donde la ENS y la reducción de las remuneraciones puede ser mayor.

Los Distribuidores evalúan el monto de las penalizaciones a pagar en relación a las inversiones adicionales necesarias para evitarlas. Por consiguiente resultará necesaria una señal de largo plazo suficiente para inducir proyectos con componentes adecuados de calidad.

En la Segunda Etapa: ya iniciada en 1996 para las concesionarias del GBA, se han fijado otros índices y valores referidos a cortes y duración por usuario afectado. que incluyen todas las fallas que sufre el usuario sin diferenciar si son internas o externas. Se valoriza la ENS por categoría tarifaria, con precios más altos para el kWh no suministrado comercial e industrial, en relación al residencial.

En algunas empresas distribuidoras se han regionalizado los índices disparadores de fallas, con mayor flexibilidad para líneas de menor densidad de carga o áreas rurales, o bien alargando las etapas preliminares. En las planillas del Apéndice pueden verse algunas de estas particularidades.

14.2.2. Concesiones de Distribución en Areas de Jurisdicción Federal

La etapa preliminar fue de 13 meses, mientras que la primera Etapa (Indices Medios por Instalación) duró tres años. Los valores registrados en la primera etapa, se muestran en los cuadros al final de este punto, acompañados de los valores de pliego.

Se indican los resultados de la primera etapa para las empresas Edenor Edesur y Edelap, correspondiente a los primeros seis semestres transcurridos entre septiembre de 1993 y septiembre de 1996, según lo establecido en sus CC.

En este caso los controles se efectuaron sobre la red de distribución de MT, diferenciando las fallas de origen interno de las de origen externo. Las sanciones a que dieron lugar los desvíos de la calidad se reintegran al total de los usuarios sin distinguir quienes fueron afectados. Lo mismo ocurre para el caso del producto técnico, con el agregado de que sólo se midió una cantidad limitada de puntos y se sancionaron los casos efectivamente controlados.

Los valores que hizo públicos el ENRE muestran, según puede observarse en los cuadros respectivos, lo siguiente:

14.2.2.1. Calidad del Servicio Técnico:

Los valores del indicador de Frecuencia Media de Interrupciones FMI (ver Apéndice 14.2.2) bajaron desde el primero al cuarto semestre, en el orden de 2,5 veces para el correspondiente a la cantidad de transformadores (FMIT) y de 3 veces para el referido a la potencia instalada(FMIK), en ambos casos por debajo del límite que dispara las sanciones. El indicador de los tiempos totales de interrupción (TTI) bajó todavía más entre los mismos semestres, en el orden de 5,6 veces, también bastante por debajo del límite establecido para las sanciones.

Se observa que con posterioridad al cuarto semestre los índices mantienen sus valores o los desmejoran levemente.

14.2.2.2. Calidad del Producto Técnico:

En la primera etapa sólo se midió la tensión y se sancionaron aquellos casos en que se registraron apartamientos según la magnitud de los mismos, de modo que no pueden considerarse los datos existentes como indicadores de la calidad general. Las sanciones por este concepto sólo representaron el 25% con relación a las aplicadas por incumplimientos en Calidad del Servicio Técnico

Los incumplimientos detectados por las mediciones puntuales son importantes si se asumen como una muestra muy limitada del comportamiento global de la red a nivel del usuario final. Por otra parte las deficiencias en la tensión constituyen una señal de alerta con respecto a la inversión en obras de infraestructura eléctrica.

14.2.2.3. Calidad del Servicio Comercial:

Incluye el comportamiento de la empresa en varias actividades como las demoras en otorgar conexiones por encima de los tiempos establecidos, facturaciones estimadas, reclamos por errores de facturación, suspensión indebida de suministros por falta de pago. Como para estos casos la sanción impone reintegros al usuario calculados sobre la base de los valores que se informan en los Contratos de Suministro, se conocen los montos de las multas pero no se cuenta con un indicador especifico. No obstante, es observable un avance en la calidad comercial que se brinda a los usuarios, que debería ser objeto de atención permanente por las empresas y el Regulador.

Otro de los aspectos relevantes de la prestación de este servicio es el referido a la seguridad pública, a veces puesta en riesgo por instalaciones que no se ajustan totalmente a las normas, y puede observarse que el ENRE ha informado de sanciones aplicadas a todas las empresas de su jurisdicción por deficiencias en este sentido.

Resultados de la Primera Etapa: Los valores de los indicadores de calidad de servicio técnico de la primera etapa de control se muestran en las siguientes tablas.

ETAPA I

FALLAS INTERNAS		MEDIDO			PLIEGO		
		FMIK	TTIK	TURK	FMIK	TTIK	TURK
EDENOR	SEMESTRE 1	4.048	7.162	1.769	1.900	7.000	3.684
	SEMESTRE 2	4.015	6.249	1.556	1.900	7.000	3.684
	SEMESTRE 3	1.665	2.963	1.780	1.600	5.800	3.625
	SEMESTRE 4	1.549	2.394	1.546	1.600	5.800	3.625
	SEMESTRE 5	1.921	3.264	1.699	1.400	4.600	3.286
	SEMESTRE 6	1.338	2.107	1.575	1.400	4.600	3.286
EDESUR	SEMESTRE 1	2.861	8.718	3.047	1.900	7.000	3.684
	SEMESTRE 2	2.236	5.586	2.498	1.900	7.000	3.684
	SEMESTRE 3	1.491	3.163	2.121	1.600	5.800	3.625
	SEMESTRE 4	1.099	1.613	1.468	1.600	5.800	3.625
	SEMESTRE 5	1.292	2.218	1.717	1.400	4.600	3.286
	SEMESTRE 6	1.316	1.729	1.314	1.400	4.600	3.286
EDELAP	SEMESTRE 1	3.622	6.710	1.853	2.300	8.700	3.783
	SEMESTRE 2	2.689	5.690	2.116	2.300	8.700	3.783
	SEMESTRE 3	2.346	4.315	1.839	2.100	7.500	3.571
	SEMESTRE 4	2.679	4.540	1.695	2.100	7.500	3.571
	SEMESTRE 5	1.808	3.298	1.824	1.800	6.700	3.722
	SEMESTRE 6	1.889	2.816	1.491	1.800	6.700	3.722

ETAPA I

FALLAS INTERNAS		MEDIDO			PLIEGO		
		FMIT	TTIT	TURT	FMIT	TTIT	TURT
EDENOR	SEMESTRE 1	6.245	11.046	1.769	3.000	12.000	4.000
	SEMESTRE 2	5.677	8.378	1.476	3.000	12.000	4.000
	SEMESTRE 3	2.495	4.995	2.002	2.500	9.700	3.880
	SEMESTRE 4	1.782	3.072	1.724	2.500	9.700	3.880
	SEMESTRE 5	2.379	4.591	1.930	2.200	7.800	3.545
	SEMESTRE 6	1.687	3.121	1.850	2.200	7.800	3.545
EDESUR	SEMESTRE 1	4.047	14.533	3.591	3.000	12.000	4.000
	SEMESTRE 2	3.219	9.105	2.829	3.000	12.000	4.000
	SEMESTRE 3	2.280	4.841	2.123	2.500	9.700	3.880
	SEMESTRE 4	1.480	2.898	1.958	2.500	9.700	3.880
	SEMESTRE 5	1.862	3.215	1.727	2.200	7.800	3.545
	SEMESTRE 6	1.884	3.070	1.630	2.200	7.800	3.545
EDELAP	SEMESTRE 1	3.777	7.513	1.989	3.200	13.600	4.250
	SEMESTRE 2	2.790	7.056	2.529	3.200	13.600	4.250
	SEMESTRE 3	3.438	7.414	2.156	3.000	11.500	3.833
	SEMESTRE 4	3.516	6.323	1.798	3.000	11.500	3.833
	SEMESTRE 5	3.080	6.649	2.159	2.600	9.600	3.692
	SEMESTRE 6	3.008	5.135	1.707	2.600	9.600	3.692

En general puede decirse que los resultados de la primera etapa de control de la calidad en distribución en las empresas del área de concesión federal, fueron mejores que los esperados en función de los incentivos que proporcionaban las señales del valor de la energía no suministrada.

Valor resultante para la ENS

$/ENS(MWh)

Semestres (de – hasta)		EDELAP	EDENOR	EDESUR
1/09/93-	1/03/94	321	503,3	419,0
1/03/94-	1/09/94	130	407,8	134,8
1/09/94-	1/03/95	126	33,6	0,0
1/03/95-	1/09/95	195	0,0	0,0
1/09/95-	1/03/96	153	219,0	8,7
1/03/96-	1/09/96	0	0,0	0,0

La calidad global ha mejorado, los usuarios percibieron menor cantidad de interrupciones anuales y éstas tuvieron menor duración.

La mejora más pronunciada en los TTIK (duración de las interrupciones) que en los FMIK (frecuencia de las interrupciones) indicaría que las Distribuidoras han privilegiado la inversión en aspectos operativos por encima de la infraestructura en redes e instalaciones.

14.2.2.4. Sanciones económicas de la Primera Etapa (en millones de $)

Las empresas sufrieron penalizaciones por un monto global de 25,36 MUS$. Las penalizaciones por Servicio Técnico (16 M$) representan el 64%; las correspondientes al Producto Técnico (4 M$) el 16% y las del Servicio Comercial (5M$) el 20% sobre el total de penalizaciones mencionado.

	Servicio Técnico	Producto Técnico	Servicio Comercial	Total
Edenor	8,345	1,850	2,250	12,445
Edesur	6,656	2,128	1,938	10,722
Edelap	0,959	0,277	0,953	2,189
Total	15,961	4,255	5,142	25,366

14.2.2.5. Segunda Etapa de Control

Para la Segunda Etapa, iniciada en septiembre de 1996, en base a datos de relevamientos del Área de Concesión Federal para el año 1997, se pueden adelantar los siguientes indicadores comparables con los informados por empresas de otros países. Estos indicadores tienen en cuenta todas las fallas vistas por el usuario menos las que corresponden a sus propias instalaciones. Se muestran los valores que corresponden a áreas de concesión para el año 1997.

	Máximo	**Mínimo**
SAIFI	**10**	**6**
SAIDI	**10**	**8**

(Ver Definiciones de Indices en Apéndice 14.2.2.)

Se ha relevado una importante cantidad de valores internacionales (EEUU, y otras de Noruega y Nueva Zelanda, etc.) de fuentes diversas ([25]) que se muestran en la Tabla del Apéndice 14.2.1.1.

Los datos disponibles por la información registrada sugieren que las empresas Argentinas están todavía alejados de los índices de calidad a nivel del usuario que se verifican en los países desarrollados.

14.2.3. Concesiones de Distribuidoras Provinciales de Energía Eléctrica

Si bien la mayoría de las Concesiones realizadas en las Provincias ha seguido un modelo similar a las del área de jurisdicción federal, algunas de ellas no lo hicieron así y decidieron cambiar índices y valores para adecuarlos a sus realidades.

Para mostrar las diferencias y similitudes entre las distintas Distribuidoras se han expuesto las características del Servicio y Producto Técnico más relevantes de cada una, en las tablas que se encuentran en le Apéndice 14.2.3.

En general se observa que:

Las siguientes Provincias prolongaron la Etapa Preliminar de 12 meses a 24 meses: Catamarca: EDECAT – Jujuy: EJESA – Tucumán: EDET – Salta: EDESA-SA – La Rioja. EDELAR.

([25]) CIRED - IEE 14º "International Conference and Exhibition on Electricity Distribution" - UK Birmingham-1997 Y AT-KEARNEY Conferencia en ADEERA "The Challenge of the future for Argentine Distribution Utilities" 17 de Julio de 1997.-

La primera etapa fue de 36 meses para la mayoría, salvo las siguientes excepciones: San Juan: EDESSA y Entre Ríos: EDEERSA (48 meses); Formosa: EDEFOR (60 meses) y Jujuy y Tucumán (72 meses).

En la seleccion de los Indices, en general las Empresas han adoptado el FMIK y el TTIK, en cambio en algunas de ellas no fueron incluidos los FMIT y TTIT. En otras en lugar del TTIK se eligieron indicadores diferentes de tiempo medio y no total. (Ver Apéndice 14.3.1.)

Los índices son muy variados en valor absoluto. Algunas Provincias distinguieron las instalaciones Urbanas de las Rurales, o las conectadas al SADI de la generación aislada, o por departamentos o zonas de la Provincia, dándole valores diferenciados.

Los valores nominales de la ENS para la primera Etapa estuvieron entre 1 $/kWh y 1,5 $/kWh. En algunos casos son fijos y en otros son variables (Ver Apéndice 14.2.3). Para la segunda etapa los valores difieren en general dentro de un rango acotado, no sobrepasando los 3 $/kWh para ningún nivel de tensión.

El valor de la Potencia media anual (Pma) utilizada para calcular la ENS es constante en algunos contratos y en otros es variable, ya que en éstos la Pma se obtiene en función de la energía facturada.

Para el Producto Técnico difieren en los índices establecidos en función de los niveles de tensión y/o por tipo de instalación rural o urbana.

En las provincias donde se concesionó el Mercado Rural (Salta y Jujuy), se asignaron índices y valores propios de Sistemas individuales y colectivos Dispersos abastecidos con generadores Diesel, Mini hidráulicos, Fotovoltáicos y Eólicos, además de tener en cuenta las dificultades de acceso y las distancias.

A continuación se muestra el cuadro con los valores informados por los Entes Reguladores acerca de los índices de Calidad del Servicio registrados en las distribuidoras provinciales.

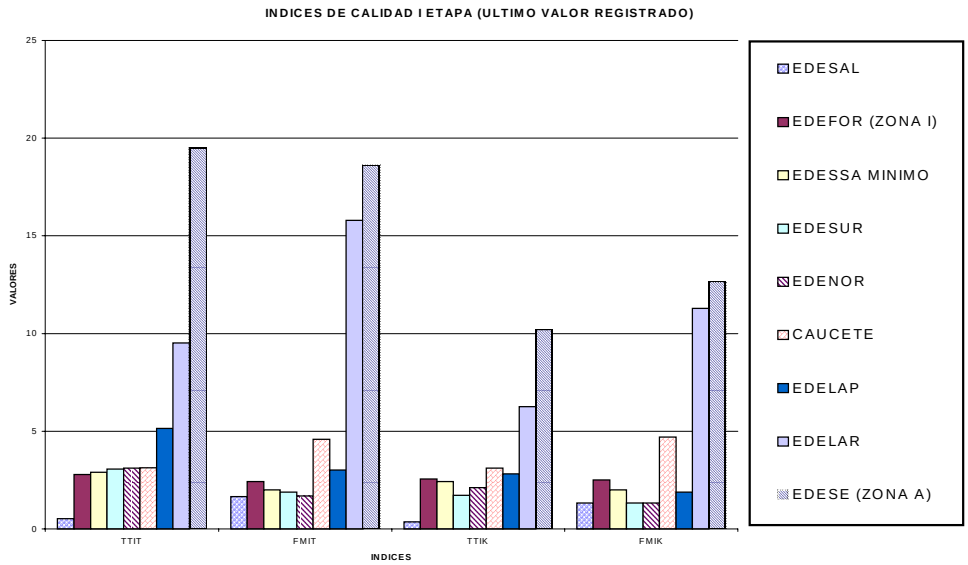
CALIDAD DEL SERVICIO EN LAS DISTRIBUIDORAS PROVINCIALES

Semestres	EMPRESA	Valores FMIT	Medidos TTIT
3/94-9/94	EDESAL	12,790	17,500
9/94-3/95	San Luis	8,210	7,730
3/95-9/95		3,040	3,100
9/95-3/96		4,44	2,380
3/96-9/96		0,88	0,500
9/96-3/97		1,65	0,520
1/97...	EDEERSA (1)	N/D	N/D
1/96 ¿?	EDECAT (1)	N/D	N/D
6/97-12/97	EDELAR	15,788	9,529

sigue→

Semestres	EMPRESA	Valores FMIT	Medidos TTIT
1/97-6/97	EDESE	14,220	19,560
6/97-12/97	Zona A	18,610	19,490
1/97-6/97	Zona B	27,900	28,940
6/97-12/97		32,750	24,450
1/97-6/97	Zona C	6,530	15,890
6/97-12/97		13,950	18,840
2/97-8/97	EDEFOR	2,859	0,898
8/97-2/98	Zona I	3,848	1,700
2/98-8/98		2,420	2,790
2/97-8/97	Zona II	4,176	11,432
8/97-2/98		1,973	6,041
2/97-8/97	Zona IV	3,479	5,189
8/97-2/98		3,396	5,842
1/98-6/97	CAUCETE	4,580	3,130
07/97-12/97	EDES-SA	1.46/4.12	2.16/6.55
1/98-6/98	San Juan (2)	2/3.6	2.9/5.47

(1) Los Entes Reguladores de las provincias de Catamarca y Entre Ríos no enviaron la información solicitada
(2) La Autoridad Regulatoria de San Juan aportó dos valores para cada índice que constituyen hipótesis de máxima y mínima aceptación, de las causas de fuerza mayor solicitadas por la empresa EDESA SA.



Con respecto a las distribuidoras provinciales no concesionadas, o con concesiones sin requisitos y sanciones de calidad, en general siguen utilizando los índices normalizados por CIER y no se dispone de información reciente de sus indicadores.

14.2.4. Conclusiones

Se espera una mejora en la calidad del SADI como respuesta a diversas medidas regulatorias instrumentadas. Se considera que la Calidad global del MEM en cualquiera de los escenarios contemplados, experimentará fuertes mejoras en el mediano plazo.

Con respecto a la Calidad del Servicio que podrá alcanzarse en las distribuidoras deben distinguirse tres situaciones,

- Empresas Distribuidoras con baja calidad en sus servicios y con Contratos De Concesión.

  En este conjunto de empresas los índices de calidad están todavía muy por encima de los límites que disparan las sanciones, en consecuencia el valor real de la ENS proporciona algún incentivo para mejorarlos.

- Empresas Distribuidoras que mejoraron su calidad hasta aproximarse a los límites que disparan las sanciones.

  En tal caso el valor real resultante de la ENS tiende asintóticamente a cero y estas empresas no tendrán incentivos para superarla.

  Debe destacarse que aún en estos casos la calidad alcanzada está todavía lejos de los valores comparables con los índices internacionales deseables para la Argentina. Por tal razón deberán plantearse objetivos adaptados a nuestra realidad y crear los incentivos regulatorios adecuados.

- Empresas Distribuidoras sin Contratos de Concesión, o con ellos pero sin reglamentación precisa ni incentivos explícitos para controlar la calidad, y sin datos confiables acerca de los índices de sus sistemas.

  Será imprescindible que situaciones como las descriptas se resuelvan en beneficio de los usuarios que pagan por un servicio de características indefinidas y generalmente deficiente.

En la actualidad el MEM opera con un valor para la ENS de 1.500 $/MWh y los incumplimientos se penalizan con hasta 3.000 $/MWh de ENS. En lo que se refiere a Operación y Mantenimiento de la etapa del Transporte, si no se tienen en cuenta los efectos de las fallas provocadas por los atentados, la señal de la ENS real estuvo entre 400 y 900 $/MWh durante los años 1996 y 1997, y en el sector de Distribución al principio de la primera etapa de control alcanzó los 300 $/MWh

Teniendo en cuenta los mencionados desajustes entre las señales de calidad en transporte y distribución, parece razonable adecuar la regulación de tal manera que ambos segmentos confluyan a un servicio de calidad superior para el usuario.

Apéndice 14.2.1: Indices Internacionales

Apéndice 14.2.1.1 Tabla Comparativa Internacional

INDICES DE CALIDAD DE SERVICIO			ÍNDICES POR CLIENTE			ÍNDICES POR SISTEMA (KVA)		
			FRECUENCIA MEDIA DE CORTES CANTIDAD-AÑO	TIEMPO ACUMULADO SIN SERVICIO HORAS-AÑO	DURACIÓN MEDIA DEL CORTE HORAS	FRECUENCIA MEDIA DE CORTES CANTIDAD-AÑO	TIEMPO ACUMULADO SIN SERVICIO HORAS-AÑO	DURACIÓN MEDIA DEL CORTE HORAS
PARAMETRO		CIER	Fc	Tc	Dc	Fs	Ts	Ds
		ARG				FMIK	TTIK	TURK
		ESP				NIEPI	TIEPI	
		USA	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ALIFI	ALIDI	
E.E.U.U.	EPRI	1982	1.5	5				
	PG&E	DENSIDAD ALTA	1					
		DENSIDAD MEDIA	2					
		DESNSIDAD BAJA	8					
FRANCIA	EDF	CAS	0.9					
		LA o MIXTAS	2					
		PROMEDIO	1,3					
ESPAÑA	UNESA						3.6	
	IBERDROLA						2.7	
NORUEGA	SEGÚN REDES	LA	2.7	5.1	1.9			
		CAS	0.9	1.2	1.3			
		MIXTAS	1.5	2.8	1.9			
		PROMEDIO	1.7	3.1	1.8			
NUEVA ZELANDA	DUNEDIN	INTERNAS		0.3				
	PROMEDIO OTRAS	INTERNAS		1.7			4.6	
AUSTRALIA 1995	SIDNEY				0.65			
	MELBOURNE				1.65			
	BRISBANE				1.45			

PG&E

Según PG&E Pacific Gas and Electric Co. & Rose Consulting USA. CIRED - IEE “14º International Conference and Exhibition on Electricity Distribution” - UK Birmingham – 1997

Densidad	**Hab./ km^2**
Baja	0 – 25
Media	25 – 1.350
Alta	Más de 1.350

Apéndice 14.2.1.2 - Indices de Calidad de EEUU
Fuente: A. T. KEARNEY – 1991-1995

SAIFI (Frecuencia de interrupciones - por año - por usuario)

Distribuidora	Valor
CON ED	0,1
WEP CO	0,4
CIPS CO	0,6
NMPC	0,8
ROCH GAS & ELECTRIC	0,9
COM ED	0,9
UNION ELECTRIC	0,9
CENTRAL HUDSON G&E	1
NYSEG	1
LIL CO	1,2
ORANGE & RORKLAND	1,3
SMUD	1,5
PG&E	1,6
IL POWER	1,7
MID AMERICAN	1,7
FL PUBLIC UTILITIES	4,9

SAIDI (Duración de Interrupciones - por usuario - por año - en hr.)

Distribuidora	Valor
CON ED	0,1
UNITED ILLUM	0,8
WEPCO	0,8
SCE	0,8
SDG&E	1
SMUD	1,1
LIL CO	1,2
ROCH GAS & ELECTRIC	1,3
NMPC	1,3
PACIFIC POWER	1,3
CENTRAL HUDSON	1,5
ORANGE & ROCKLAND	1,5
NYSEG	1,6
UNION ELECTRIC	2
CT LIGHT & POWER	2,1
PG & E	2,1
FI PUBLIC UTILITIES	2,2

Apéndice 14.2.2 - Definición de Indices

Formulas de los índices de Calidad de Servicio adoptados en Argentina:

A) - POR TRANSFORMADOR

$$FMIT = \frac{\sum_{i=1}^{n} Qfs_i}{Qinst} =$$ Frecuencia media de interrupción por transformador

Donde: Qfs = Cantidad de transformadores fuera de servicio por interrupción.
Qinst = Cantidad total de transformadores instalados.

$$TTIT = \frac{\sum_{i=1}^{n} Qfs_i \bullet Tfs_i}{Qinst} =$$ Tiempo total de interrupción por transformador

Donde: Qfs= Cantidad de transformadores fuera de servicio en cada interrupción.
Tsf = Tiempo fuera de servicio de cada interrupción.
Qinst = Cantidad total de transformadores instalados.

Nota: Se tienen en cuenta sólo las interrupciones mayores de tres minutos.

B) POR kVA INSTALADO

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAfs_i}{kVAinst} =$$ Frecuencia media de interrupción por kVA instalado

Donde: kVAfs = Potencia fuera de servicio en cada interrupción.
kVAinst = Potencia total instalada.

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAfs_i \bullet Tfs_i}{kVAinst}$$ Tiempo total de interrupción por kVA

Donde: kVAfs = Potencia fuera de servicio en cada interrupción.
Tfsi = Tiempo fuera de servicio de cada interrupción
kVAinst = Potencia total instalada.

I - El Comité Interregional de Energía Eléctrica (CIER) define para unificar criterios en América del Sur, los siguientes índices:

A) Desde el punto de Vista del Usuario - Consumidor

Fc = Frecuencia media de interrupción por Consumidor del Sistema

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} Ca\,(i)}{Cs} = Fc$$

Ca = Cantidad de Consumidores afectados por la Interrupción "i"
Cs = Cantidad de Consumidores del Sistema

Dc = Duración media de las interrupciones por Consumidor Afectado

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} Ca\,(i) * t(i)}{\sum_{i=1}^{n} Ca\,(i)} = Dc$$

t(i) = Tiempo de duración de la Interrupción

Tc = Tiempo Total de Interrupción por Consumidor del Sistema:

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} Ca\,(i) * t(i)}{Cs} = Tc$$

B) Desde el punto de Vista del Sistema (por kVA)

Fs = Frecuencia media de interrupción del Sistema (por kVA Instalado)

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} Pa\,(i)}{Ps} = Fs$$

Pa (i) = Potencia (en kVA) de los transformadores afectados en la "i"
Ps = Potencia Total en kVA del sistema

Ds = Duración media de las interrupciones del Sistema por kVA afectado

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} Pa(i) * t(i)}{\sum_{i=1}^{n} Pa(i)} = Ds$$

t(i) = Tiempo de duración de la interrupción “i”

Ts = Tiempo Total de Interrupción del sistema por kVA

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} Pa(i) * t(i)}{Ps} = Ts$$

En general se puede decir que:

La Frecuencia: Caracteriza la vulnerabilidad medioambiental, la degradación por envejecimiento y/o la falta de mantenimiento adecuado y esta relacionada con el nivel de inversión

La Duración Media: está ligada a los recursos humanos y materiales como las facilidades que la empresa dedica para restablecer el suministro. Estos factores están relacionados con el nivel de gastos realizados por la empresa.

Tiempo Total: Indicador gerencial y comprende a los dos anteriores T = F x D

II – En EEUU el EPRI – el Edison Electric Institute y el IEEE adoptan:

SAIFI = Frecuencia Media de Interrupciones por Usuario abastecido del Sistema

$$\frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{ki} Cij}{C} = SAIFI = \frac{\sum InterrumpcionesdeConsumidores}{TotaldeConsumidoresServidos}$$

Cij= Total de Usuarios afectados por “i” por niveles “j” de restauracion del servicio
C = Cantidad Total de Usuarios del sistema

SAIDI = Duración Total Media de Interrupciones por Usuario abastecido del sistema

$$\frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{k} Cij * Tij}{C} = SAIDI = \frac{\sum TiempodeInterrumpcion}{TotaldeConsumidoresServidos}$$

Cij= Cantidad de Usuarios interrumpidos “i” reconectados por nivel “j”
Tij = Tiempo acumulado de Interrupciones “i” para niveles de restauracion de Usuario “j”

CAIDI = Duración Media de las interrupciones por Usuario afectado

$$\frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{k} Cij * Tij}{\sum_{i=1}^{n} Ci} = CAIDI = \frac{\sum TiempodeInterrumpcion}{\sum deConsumidoresInterrumpidos}$$

Ci = Usuarios afectados por la interrupción

$$\frac{SAIDI}{SAIFI} = CAIDI$$

SAIDI = SAIFI * CAIDI

CAIFI = Indice de Frecuencia Media de Interrupciones por Usuario afectado por año

$$\frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{k} Cij}{\sum_{i=1}^{n} Ci} = CAIFI = \frac{\sum InterrumpciondeConsumidores}{\sum ConsumidoresInterrumpidos}$$

Cantidad Total de interrupciones a los usuarios / Total Usuarios afectados
Sólo lo usan el 12% de las Distribuidoras

ALIFI = Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Potencia)

$$\frac{\sum C\arg aInterrumpida}{TotalC\arg aConectada} = ALIFI$$

ANALOGA AL SAIFI pero donde en vez de usuarios, en relación a la Potencia (KVA) interrumpida y total (FMIK nuestro)

ALIDI = Duración Total Media de interrupción del Sistema (Potencia)

$$\frac{\sum TiempoInterrumpcion * C\arg a}{TotalC\arg aConectada} = ALIDI$$

ANALOGA AL SAIDI ídem anterior (por kVA) (TTIK nuestro)

ASAI = Indice de Disponibilidad Media (o de Confiabilidad) del Sistema

$$1 - \frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{k} Uij * Tij}{8760U} = ASAI = \frac{HorasServicioAbastecido}{HorasdeServicioDemandadas}$$

Horas disponibles en relación a horas de demanda anual (8760)
ASCI = Indice de Restricciones Medias del Sistema en relación al total de Usuarios
ACCI = Idem para Usuarios afectados

Apéndice 14.2.3: TABLAS DE INDICADORES DE CALIDAD POR PROVINCIA CONCESIONADA

Nota([26])

EDECAT (CATAMARCA)	CARACTERISTICAS				
Duración Etapa Libre	24 MESES				
Duración Primera Etapa	36 MESES				
SERVICO TECNICO					
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.				
LIMITES (INT+EXT) /AÑO	INDICE	12 MESES	12 MESES	12 MESES	
	FMIT	8+10	6+6	5.2+4	
	TTIT	24+40	23+24	19.2+12	
	FMIK	4.6+10	4.2+6	3.6+4	
	TTIK	17.4+40	15.2+24	13.4+12	
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI				
MONTO y resarcimiento de las sanciones	Cálculo ENS similar a las concesiones ex-Segba, ENS =[$/kWh]1, la sanción se distribuye entre todos los clientes. La Pma varía todos los años.				
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL				
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	PBT	GBT
	FRC.	6	8	12	12
	TM.	4	6	20	12
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo y valores de ENS similar a las concesiones ex-Segba.				
Producto técnico					
Niveles de tensión permitidos (ambas etapas)	Similar a las concesiones ex-Segba				
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento y cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Las desviaciones imponibles se valúan con los valores de multa fijados en el contrato de concesión pertinente.				

([26]) la información fue extraída de las copias de los Contratos de Concesión disponibles en la SE

EJESA (JUJUY)	CARACTERISTICAS					
Duración Etapa Libre	24 MESES					
Duración Primera Etapa	72 MESES					
SERVICO TECNICO						
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.					
LIMITES (INT + EXT)/AÑO	INDICE	24 MESES	24 MESES	24 MESES		
	FMIT	NO PRESENTA				
	TTIT					
	FMIK	12+10	10+6	9+4		
	TTIK	28.6+40	25.3+24	20.6+12		
INDICES ADICIONALES	NO PRESENTA					
MONTO y resarcimiento de las sanciones	Cálculo ENS similar a las concesiones Ex-Segba, valor de ENS =[$/kWh]1, la sanción se distribuye entre todos los clientes.					
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL					
LIMITES /AÑO	INDICE	MT		PBT	GBT	
	FRC.	8		12	12	
	TM.	3		10	6	
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo de ENS similar a las concesiones ex-Segba. Los valores de las multas por kWh no suministrado son MT =[$/kWh] 2,6, PBT =[$/kWh] 1,5 y GBT =[$/kWh] 2,0.					
PRODUCTO TECNICO						
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		PRIMERA ETAPA			ET. FINAL	
	TIPO	I	II	III		
	URBANA (MT/BT)	¦10¦	¦8¦	¦5¦	¦5¦	
	RURAL (MT/BT)	¦13¦	¦12¦	¦10¦	¦10¦	
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Las desviaciones imponibles se valúan con los valores de multa fijados en el contrato de concesión pertinente.					

EDESSA (SAN JUAN)	CARACTERISTICAS			
Duración etapa libre	12 MESES			
Duración primera etapa	48 MESES			
SERVICO TECNICO				
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.			
LIMITES (INT + EXT) /AÑO	INDICE	16 MESES	16 MESES	16 MESES
	FMIT	8+10	6+6	5.2+4
	TTIT	24+40	23+24	19.2+12
	FMIK	4.6+10	4.2+6	3.6+4
	TTIK	17.4+40	15.2+24	13.4+12
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI			
Monto y resarcimiento de las sanciones	Cálculo ENS similar a las concesiones ex-Segba, valor de ENS =[$/kWh]1, la sanción se distribuye entre todos los clientes.			
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL			
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	PBT	GBT
	FRC.	6	8	12	12
	TM.	4	6	20	12
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo y valores de ENS similar a las concesiones ex-Segba.				
PRODUCTO TECNICO				
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		PRIMERA ETAPA	SEGUNDA ETAPA	
	AT	¦5¦	¦5¦	
	LMT/BT	¦10¦	¦7¦	
	CASMT/BT	¦7¦	¦5¦	
	RURAL	¦10¦	¦7¦	
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Las desviaciones imponibles se valúan con los valores de multa fijados en el contrato de concesión pertinente.			

EDESE (S. DEL ESTERO)	CARACTERISTICAS				
Duración Etapa Libre	12 MESES				
Duración Primera Etapa	36 MESES				
SERVICO TECNICO					
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.				
LIMITES (INT + EXT) /AÑO	INDICE	12 MESES	12 MESES	12 MESES	
	FMIT	8+10	6+6	4.4+4	
	TTIT	24+40	20+24	15.6+12	
	FMIK	3.8+10	3.2+6	2.8+4	
	TTIK	14+40	11.6+24	9.2+12	
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI				
Monto y resarcimiento de las sanciones	Cálculo ENS similar a las concesiones ex-Segba, valor de ENS =[$/kWh]1, la sanción se distribuye entre todos los clientes.				
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL				
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	PBT	GBT
	FRC.	6	8	12	12
	TM.	4	6	20	12
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo y valores de ENS similar a las concesiones ex-Segba.				
PRODUCTO TECNICO					
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		PRIMERA ETAPA	SEGUNDA ETAPA		
	AT	¦7¦	¦5¦		
	LMT/BT	¦10¦	¦8¦		
	CASMT/BT	¦7¦	¦5¦		
	RURAL	¦13¦	¦10¦		
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Las desviaciones imponibles se valúan con los valores de multa fijados en el contrato de concesión pertinente.				
Particularidades	Existen zonas de calidades diferenciadas. En el cuadro precedente sólo se analizo la zona a, cuyos suministros están vinculados al SADI. Las Zonas B Y C son alimentadas por generación aislada.				

EDEFOR (FORMOSA)	CARACTERISTICAS		
Duración Etapa Libre	12 MESES		
Duración Primera Etapa	60 MESES		
SERVICO TECNICO			
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.		
LIMITES (INT + EXT) /AÑO	INDICE	24 MESES	36 MESES
	FMIT	6+4.8	4.2+3
	TTIT	24+18	18+12
	FMIK	4.8+4.2	3+1.8
	TTIK	16.2+15	14.4+12
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI		
Monto y resarcimiento de las sanciones	Cálculo ENS similar a las concesiones ex-Segba, valor de ENS = tarifa media de referencia . Multiplicador (dep. De la categoría, el tipo de área servida y la etapa), la sanción se distribuye globalmente entre todos los clientes de la zona afectada.		
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL		
LIMITES /AÑO	EL ENTE DEBERA FIJARLOS EN SU DEBIDO MOMENTO.		
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Los valores de ENS lo fijará el ente a su debido momento.		
PRODUCTO TECNICO			
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		PRIMERA ETAPA	SEGUNDA ETAPA
	EN 33 kV	¦7¦	¦5¦
	<33 kV (URBANA)	¦10¦	¦8¦
	< 33 kV (RURAL)	+10 / -15	¦5¦
	<33 kV (Sist. Aisl.)	+10 / -20	¦10¦
Monto y resarcimiento de las sanciones	Si en el periodo de informe, la distribuidora excede el 3 % de incumplimiento de la muestra, queda sujeta a sanción, que se calcula con: m($/kWh) = a ($/kWh) +b $\log_{10}$ (¦x¦). Los coef. A y B dependen de la tensión y la etapa. La sanción se reparte entre todos los usuarios de la zona afectada, excepto las cooperativas.		
Particularidades	Existen zonas de calidades diferenciadas. En el cuadro precedente sólo se analizo la zona 1 (Formosa, Clorinda y Pirane). Existen otras cuatros zonas, donde en general las normas y sanciones son más laxas. La medición es bimestral. En ningún caso las multas anuales podrán superar el 20 % de la facturación, esto habilita la recesión del contrato.		

EDEA (BUENOS AIRES)	CARACTERISTICAS			
Duración Etapa Libre	12 MESES			
Duración Primera Etapa	36 MESES			
SERVICO TECNICO				
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.			
LIMITES (PD + ED) /AÑO	INDICE	12 MESES	12 MESES	12 MESES
	FMIK	12+14	10+12	8+8
	DMIK	3+4	2.6+2.6	2.2+2.4
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI – FMIT – DMIT – Indices De Interrupción Cada 100 Km. de línea o 100 Centros de Transformación MT/BT			
Monto y resarcimiento de las sanciones	El cálculo de ENS es similar a las concesiones ex-Segba, excepto que multiplica la potencia media por un factor (KSF Y KSD, s/índice) cuyo valor depende de la etapa, servicio de distribución y si es PD o DE, valor de ENS =[$/kWh]1,5, la sanción se distribuye entre todos los clientes de BT y individualmente para los usuarios de tensión superior, ya que a estos se los considera como si estuvieran en la segunda etapa. Los límites pertinentes se encuentran detallados.			
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL			
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	BT
	FRC.	6	8	10
	DUR.	2	4	6
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento similar a las concesiones ex-Segba. Los valores de las multas por kWh no suministrado son T1R AP =[$/kWh] 1,5, T1G =[$/kWh] 1.6, T2 =[$/kWh] 2.0, T3 =[$/kWh] 2.0 y T4 =[$/kWh] 1,5.			
PRODUCTO TECNICO				
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		PRIMERA ETAPA	SEGUNDA ETAPA	
	AT	¦7¦	¦7¦	
	MT	¦10¦	¦8¦	
	BT	¦10¦	¦8¦	
	RURAL	¦13¦	¦12¦	
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Los valores son presentados en el contrato de concesión pertinente. La sanción se extenderá hasta que se realice otra medición donde se halla solucionado la falta.			
Particularidades	En vez de utilizar fallas int. Y ext., Define propias de la distribución (PD)(redes MT y BT)y externas a la distribución (ED)(red AT propia y MEM). Además divide en dos tipos de servicio de distribución, la que presenta suministros conectados directamente con el sistema de transporte nacional, y el que se vincula a través de la Distro provincial. En el cuadro precedente sólo se analiza la primera, la segunda presenta valores levemente superiores.			

EDES (BUENOS AIRES)	CARACTERISTICAS			
Duración Etapa Libre	12 MESES			
Duración Primera Etapa	36 MESES			
SERVICO TECNICO				
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.			
LIMITES (PD + ED) /AÑO	INDICE	12 MESES	12 MESES	12 MESES
	FMIK	12+14	10+12	8+8
	DMIK	3+4	2.6+2.6	2.2+2.4
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI – FMIT – DMIT – INDICES DE INTERRUPCION CADA 100 Km. DE LINEA O 100 Centros de Transformación MT/BT			
Monto y resarcimiento de las sanciones	El cálculo de ENS es similar a las concesiones ex-Segba, excepto que multiplica la potencia media por un factor (KSF y KSD, s/índice) cuyo valor depende de la etapa, servicio de distribución Y si es PD o DE. Valor De ENS =[$/kWh]1,5, la sanción se distribuye entre todos los clientes de BT y individualmente para los usuarios de tensión superior, ya que a estos se los considera como si estuvieran en la segunda etapa. Los límites pertinentes se encuentran detallados.			
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL			
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	BT
	FRC.	6	8	10
	DUR.	2	4	6
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento similar a las concesiones ex-Segba. Los valores de las multas por kWh no suministrado son T1R; AP =[$/kWh] 1,5, T1G =[$/kWh] 1.6, T2 =[$/kWh] 2.0, T3 =[$/kWh] 2.0 y T4 =[$/kWh] 1,5.			
PRODUCTO TECNICO				
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		PRIMERA ETAPA	SEGUNDA ETAPA	
	AT	¦7¦	¦7¦	
	MT	¦10¦	¦8¦	
	BT	¦10¦	¦8¦	
	RURAL	¦13¦	¦12¦	
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Los valores son presentados en el contrato de concesión pertinente. La sanción se extenderá hasta que se realice otra medición donde se halla solucionado la falta.			
Particularidades	En vez de utilizar fallas int. y ext., define propias de la distribución(PD) (redes MT y BT) y externas a la distribución (DE)(red AT propia y MEM). Además divide en dos tipos de servicio de distribución, la que presenta suministros conectados directamente con el sistema de transporte nacional, y el que se vincula a través de la Distro provincial. En el cuadro precedente sólo se analiza la primera, la segunda presenta valores levemente superiores.			

EDEN**(BUENOS AIRES)	CARACTERISTICAS			
Duración Etapa Libre	12 MESES			
Duración Primera Etapa	36 MESES			
SERVICO TECNICO				
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.			
LIMITES (PD + ED) /AÑO	INDICE	12 MESES	12 MESES	12 MESES
	FMIK	12+14	10+12	8+8
	DMIK	3+4	2.6+2.6	2.2+2.4
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI – FMIT – DMIT – INDICES DE INTERRUPCION CADA 100 Km. DE LINEA O 100 Centro de Transformación MT/BT			
Monto y resarcimiento de las sanciones	Cálculo de ENS similar a las concesiones ex-Segba, excepto que multiplica la potencia media por un factor (KSF Y KSD, s/índice) cuyo valor depende de la etapa, servicio de distribución y si es PD o DE, valor de ENS =[$/kWh] 1,5, la sanción se distribuye entre todos los clientes de BT y individualmente para los usuarios de tensión superior, ya que a estos se los considera como si estuvieran en la segunda etapa.			
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL			
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	BT
	FRC.	6	8	10
	DUR.	2	4	6
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento similar a las concesiones ex-Segba. Los valores de las multas por kWh no suministrado son T1R AP =[$/kWh] 1,5, T1G =[$/kWh] 1.6, T2 =[$/kWh] 2.0, T3 =[$/kWh] 2.0 y T4 =[$/kWh] 1,5.			
PRODUCTO TECNICO				
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		PRIMERA ETAPA	SEGUNDA ETAPA	
	AT	¦7¦	¦7¦	
	MT	¦10¦	¦8¦	
	BT	¦10¦	¦8¦	
	RURAL	¦13¦	¦12¦	
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Los valores son presentados en el contrato de concesión pertinente. La sanción se extenderá hasta que se realice otra medición donde se halla solucionado la falta.			
Particularidades	En vez de utilizar fallas int. y ext. define propias de la distribución (PD) (redes MT y BT) y externas a la distribución (DE)(red AT propia y MEM). Además divide en dos tipos de servicio de distribución, la que presenta suministros conectados directamente con el sistema de transporte nacional, y el que se vincula a través de la Distro provincial. En el cuadro precedente sólo se analiza la primera, la segunda presenta valores levemente superiores.			

EDET (TUCUMAN)	CARACTERISTICAS			
Duración Etapa Libre	24 MESES			
Duración Primera Etapa	72 MESES			
SERVICO TECNICO				
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.			
LIMITES (INT + EXT) /AÑO	INDICE	24 MESES	24 MESES	24 MESES
	FMIK SUBT.	8+10	6+6	4+4
	TTIT SUBT.	18+40	16+24	7+12
	FMIK AEREO	10+10	8+6	6+4
	TTIK AEREO	28+40	24+24	18+12
INDICES ADICIONALES	NO PRESENTA			
Monto y resarcimiento de las sanciones	No presenta FMIT, ni TTIT. Procedimiento, cálculo de la ENS similar a las concesiones ex-Segba, valor de ENS =[$/kWh] 1. En los primeros 24 meses no se consideran las fallas programadas.			
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL			
LIMITES /AÑO	INDICE	MT	GBT	PBT
	FR.	8	12	12
	TM.	6	12	20
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Los valores de ENS son MT =[$/kWh]2,5 GBT =[$/kWh] 2,0 Y PBT =[$/kWh]1,5.			
PRODUCTO TECNICO				
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		URBANA	RURAL	
	PE 24 MESES	¦10¦	¦13¦	
	PE 24 MESES	¦8¦	¦12¦	
	PE 24 MESES	¦5¦	¦10¦	
	SEG. ETAPA	¦5¦	¦10¦	
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones de la ex-Segba. Los valores diferenciados para cada etapa y sub etapa Se encuentran en el pliego pertinente.			
Particularidades	Existen zonas de calidades diferenciadas: zona urbana y rurales y aisladas. En el cuadro precedente sólo se analizó la zona urbana.			

EDESASA (SALTA)	CARACTERISTICAS				
Duración Etapa Libre	24 MESES				
Duración Primera Etapa	36 MESES				
SERVICO TECNICO					
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.				
LIMITES (INT + EXT) /AÑO	INDICE	12 MESES	12 MESES	12 MESES	
	FMIT	8+10	6+6	5.2+4	
	TTIT	24+40	23+24	19.2+12	
	FMIK	4.6+10	4.2+6	3.6+4	
	TTIK	17.4+40	15.2+24	13.4+12	
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI				
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo de la ENS similar a las concesiones ex-Segba, valor de ENS =[$/kWh] 1.				
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL				
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	GBT	PBT
	FR.	6	8	12	12
	TM.	4	6	20	12
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo y valores similares a las concesiones ex-Segba.				
PRODUCTO TECNICO					
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)		Etapa 1	Etapa 2		
	AP	¦7¦	¦5¦		
	L AERE MT/BT	¦10¦	¦8¦		
	CAS MT/BT	¦7¦	¦5¦		
	A RURAL	¦13¦	¦10¦		
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones de la ex-Segba. Los valores diferenciados para cada etapa y sub etapa se encuentran en el pliego pertinente.				

EDELAR (LA RIOJA)	CARACTERISTICAS				
Duración Etapa Libre	24 MESES				
Duración Primera Etapa	36 MESES				
SERVICO TECNICO					
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.				
LIMITES (INT + EXT) /AÑO	INDICE	12 MESES	12 MESES	12 MESES	
	FMIT	6+10	5.2+6	4+4	
	TTIT	23+40	19.2+24	12+12	
	FMIK	4.6+10	4.2+6	3.6+4	
	TTIK	17.4+40	15.2+24	13.4+12	
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TUKT – TURK – ENI				
Monto y resarcimiento de las sanciones	Cálculo ENS similar a las concesiones ex-Segba, valor de ENS =[$/kWh]1, la sanción se distribuye entre todos los clientes. La Pma varía todos los años.				
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL				
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	PBT	GBT
	FRC.	6	8	12	12
	TM.	4	6	20	12
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo y valores de ENS similar a las concesiones ex-Segba.				
PRODUCTO TECNICO					
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS (AMBAS ETAPAS)	SIMILAR A LAS CONCESIONES EX-SEGBA				
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. Las desviaciones imponibles se valúan con los valores de multa fijados en el contrato de concesión pertinente.				

EDEERSA(ENTRE RIOS)	CARACTERISTICAS				
DURACION ETAPA LIBRE	12 MESES				
DURACION PRIMERA ETAPA	48 MESES				
SERVICO TECNICO					
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.				
LIMITES (INT + EXT) /AÑO	INDICE	24 MESES	24 MESES		
	FMIT	6+6	5.2+5.2		
	TTIT	12+12	6+6		
	FMIK	4.8+4.8	4+4		
	TTIK	8.8+8.8	4.8+4.8		
INDICES ADICIONALES	TPRK – TPRT – TURT – TURK – ENI				
Monto y resarcimiento de las sanciones	VALOR DE ENS: ($/KWh) = Tr * Mr. La Pma (potencia media anual) no es fija, sino que cambia año tras año. Cálculo de ENS similar a las concesiones ex-Segba. Tr: Tarifa Media de referencia dependiente de área servida. Mr: Multiplicador que afecta a la tarifa media de referencia, diferencias para rural y residencial y por subetapas.				
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL				
LIMITES /AÑO A DETERMINAR POR EL ENTE	INDICE	AT	MT	PBT	GBT
	FRC.				
	TM.				
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento y cálculo de ENS similar a la ETAPA I.				
PRODUCTO TECNICO					
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS	SIMILAR A LAS CONCESIONES EX-SEGBA. 132kV ±5%, 33kV ±7% <33kV Urb ±10%, <33kV Rur +10% -13%				
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo similar a las concesiones ex-Segba. La Pma (potencia media anual) no es fija, sino que cambia año tras año. VALOR DE ENS: M($/KWh) = a($/KWh) + dLog10(x)($/KHh). Coeficiente a y b dependientes del nivel de tensión y tipo de red.				

EMSE (MENDOZA)	CARACTERISTICAS				
DURACION ETAPA LIBRE	12 MESES				
DURACION PRIMERA ETAPA	36 MESES				
SERVICO TECNICO					
PRIMERA ETAPA	GENERAL, A NIVEL DE TRANSFORMACION MT/BT.				
LIMITES (INT + EXT) /AÑO	INDICE	12 MESES	12 MESES	12 MESES	
	FMIT	-	-	-	
	TTIT	-	-	-	
	FMIK	6+6	-+6	-+4	
	TTIK	6+6	-+5	-+3	
INDICES ADICIONALES	TPRK – DMIT – TURK – ENI				
Monto y resarcimiento de las sanciones	ENS = TEU * ETF / 4380. TEU: Tiempo equivalente calculado para un dado usuario. ETF : Energía Total Facturada al usuario en el semestre de control. Valor de la ENS: 1,5 [$/kWh]. La Pma (potencia media anual) no es fija, sino que cambia año tras año.				
SEGUNDA ETAPA	A NIVEL DE USUARIO FINAL				
LIMITES /AÑO	INDICE	AT	MT	PBT	GBT
	FRC.	3	4	5	5
	TM.	5	8	10	10
Monto y resarcimiento de las sanciones	Procedimiento, cálculo y valores de ENS similar a la ETAPA I.				
PRODUCTO TECNICO					
NIVELES DE TENSION PERMITIDOS	AT ±7%, MT ±10%, BT ±10% (ETAPA I) AT ±7%, MT ±8%, BT ±8% (ETAPA II)				
Monto y resarcimiento de las sanciones	Sanción = (Dpm + Dnm) * Spm/Dpm. Donde Dpm Duración del período en días y Dnm: Período entre la finalización del período de medición y comienzo de uno nuevo.				

14.3 PROGRAMA DE GENERALIZACIÓN DEL DERECHO DE ELECCIÓN DEL PROVEEDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

14.3.1. Propósitos

El propósito perseguido por este programa es honrar la responsabilidad institucional del Poder Ejecutivo de promover la competencia e incrementar las posibilidades de elección de los usuarios de productos y servicios, que es un mandato de la Constitución Nacional reformada en 1994 y se expresa como objetivo en el Art. Segundo de la Ley 24.065, cuando señala la necesidad de promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y permitir el libre acceso a las redes sin discriminación.

También la ley de defensa del consumidor, recientemente modificada y perfeccionada, propone un importante rol para los consumidores como factor activo del equilibrio de los mercados, a partir del incremento de su capacidad de elegir sus proveedores.

En consecuencia, la Secretaría de Energía analizó los antecedentes nacionales e internacionales y el espectro de las posibilidades técnicas disponibles para alcanzar los propósitos enunciados más arriba.

14.3.2. Experiencias extranjeras

La búsqueda se concentró en los países con transformaciones del sector eléctrico orientadas a la competencia, con énfasis en América Latina. Se observó que en países como Noruega, Reino Unido de Gran Bretaña, Nueva Zelanda, y particularmente en Estados Unidos (EEUU), están en ejecución o se implementaron proyectos avanzados, con agendas que incluyen ampliar hasta sus usuarios más pequeños la posibilidad de elección de los diferentes productos insertos en el servicio eléctrico, que hasta ahora el consumidor percibió como único.

El objetivo exhibido como más relevante en estos países consiste en promover competencia para reflejarla sobre todo en los precios mayoristas, sin dejar de valorar la circunstancia de que una demanda más diversificada contribuye a una oferta también más abierta, con mayores posibilidades de insertarse en cualquier momento y capturar una porción de la demanda que ejerce su libertad para elegir.

En EEUU se destaca una decisión, en el contexto de otras igualmente profundas, en cuanto a la apertura a la competencia del segmento generación. Tanto ha valorizado el mercado eléctrico de EEUU la competencia que está dispuesto a pagar por los costos hundidos de este tramo de la industria regulada, una cifra que impacta, a modo de rescate para ponerla en un mercado abierto y competitivo, cuyo desbalance actual puede ser atribuido a errores de regulación acumulados a lo largo de décadas.

En América Latina la mayoría de los países que han sufrido un proceso de desregulación han comenzado con GU desde potencia de 500 kW en la mayoría de los casos. En el Mercosur, es de remarcar que Brasil ha comenzado con el proceso de liberación de usuarios.

Sin duda, esta experiencia de regulación los impulsa a confiar más en la competencia, y de allí el esfuerzo de las autoridades del sector por introducirla en todos los segmentos de la industria donde sea posible.

La documentación analizada muestra un esfuerzo por diferenciar los segmentos que transitoriamente son monopolios naturales, de aquellos donde es posible la competencia, entre los cuales se mencionan las transacciones del producto en el mercado mayorista, la comercialización de más de un producto energético, la medición en sus distintos niveles, el manejo de la información relativa a la facturación de los usuarios, la cobranza con distintos medios de pago, otros servicios vinculados, el uso eficiente de los recursos energéticos provenientes de diversas fuentes, etc.

El resguardo de los intereses de los consumidores es una preocupación de quienes estudian y diseñan las reglas que encuadran estas transformaciones y entre los medios para conseguirla se propone la capacitación de los consumidores y la obligación de informar a la Autoridad Regulatoria por parte de los agentes involucrados.

Las alternativas técnicas que cada uno de estos países utilizó para instrumentar la promoción de mayor competencia en los diferentes niveles del consumo fueron muy variadas y cada una de ellas asume las posibilidades y restricciones de su entorno, como los procedimientos que regulan sus transacciones mayoristas, las características de sus despachos de carga, las características tecnológicas de sus sistemas de medición, los procedimientos tarifarios de las concesiones vigentes, el desarrollo alcanzado por la desregulación de otros servicios como el gas, telefonía, etc.

La revisión de la información disponible se efectuó, en todos los segmentos de la industria, desde la generación hasta el usuario final.

Así es que en el nivel mayorista se observaron las particularidades de cada país en cuanto a las instituciones y procedimientos para administrarlos, la actuación conjunta o diferenciada del Pool Financiero y el Despacho Físico; las particularidades de sus mercados Spot y de Contratos; el tiempo que ha transcurrido desde el momento de su transformación; la composición de sus costos en cuanto a la participación en ellos de cada segmento; la participación de cada tipo de generación en la oferta, especialmente su componente hidráulica; el carácter de la propiedad de los medios de producción (privados o públicos), etc.

En cuanto a las facilidades de los sistemas de transmisión se prestó atención especial a la amplitud del libre acceso a las redes, a la existencia o no de sistemas regionales independientes, y al horizonte de sus objetivos en cada uno de los temas que hacen a las oportunidades de ampliar la competencia en todos los niveles.

En cada caso fue observado el Mercado Eléctrico Mayorista, con el objeto de identificar la influencia o condicionamiento de sus particularidades sobre las elecciones que cada uno de ellos tomó para el desarrollo de la operatoria mayorista vinculada a los usuarios de menores consumos.

Los temas referidos a la distribución vistos desde la óptica mayorista, fueron motivo de la máxima atención por ser el segmento que recibe los impactos mayores.

Se observó que en algunos de los países que avanzan en la desregulación de los mercados minoristas, la propiedad de las empresas pertenece en porcentajes importantes a entidades gubernamentales y a cooperativas eléctricas, que en ciertos casos están aún integradas verticalmente.

En cuanto a la caracterización de la demanda que puede encontrarse en los países referenciados, no resulta menor observar la magnitud y diversidad del consumo por habitante que exhibe cada uno de ellos.

También es de interés destacar la gran variedad de componentes que han sido identificados en lo que tradicionalmente fuera el único segmento de la distribución, entre otros, los servicios de medición, y sus asociados en cuanto a instalación, control, provisión etc.; la recolección y el procesamiento de la información referida a clientes; los procesos de facturación, cobranzas y alternativas de financiación; la provisión de distintos tipos de reserva; calidades diferenciadas, etc.

La posibilidad de negocios como los mencionados en el párrafo anterior se complementa con la presencia de agentes dispuestos a prestarlos, y lo que es importante para los usuarios, con precios resultantes de la competencia, que le permiten participar de la renta que se genera a partir de la especialización y la agregación de una misma actividad para distintos servicios.

Los diferentes prestadores de servicios a consumidores se identifican con variedad de nombres según los países, que anticipan el rubro de su actividad, tales como: Aggregator; Power Marketer; Retailer; Retailer Supplier Licence; Scheduling Coordinator; Aggregator Supplier; Provider Metering Service; Energy Provider Service; Metering Data, etc.

A la hora de programar su agenda de liberación se pueden mencionar dos procedimientos extremos: a partir de un programa de liberación paulatina de usuarios o a través de un acto único o Big-Bang, y entre ambos, diversas variantes.

Las modalidades observadas para enfrentar el problema de la facturación a usuarios, tanto de los que optaron por la liberación como los que permanecen cautivos, tienden a exigir información detallada que permita a quien esté interesado hacer las comparaciones necesarias para respaldar sus elecciones. En general se proponen soluciones orientadas a proteger los intereses de los usuarios a partir de información transparente.

Los problemas asociados a la medición de los consumos de usuarios y sus consecuencias en los balances de compras y ventas en el mercado mayorista frente a los diferentes procedimientos de medición, tuvieron en cada caso soluciones adaptadas al momento de la decisión, las posibilidades tecnológicas de sustitución y la magnitud de los costos y barreras asociados.

Es imprescindible que al evaluar cada una de las soluciones adoptadas para la medición a usuarios finales, se la vincule con los procedimientos que existían o se crearon al efecto en el nivel de las transacciones mayoristas, de lo contrario no se comprenden en su totalidad las razones, efectos y consecuencias de cada decisión particular.

La solución adoptada para medir las variables asociadas a los consumos en los suministros a usuarios finales se encuentra entre dos extremos, la medición de todas las variables que reproducen exactamente la medición mayorista, o la adopción de perfiles de demanda estimados (o curvas de carga) de carácter fijo, semifijo o móvil.

El ideal de diseño requeriría la medición de todas las variables en tiempo real para todos los usuarios, pero es claro que cada país por sus diversas características tiene barreras tecnológicas y de administración de la información que limitan esta posibilidad a cierto tipo de usuarios con consumos que lo justifiquen. Sin embargo, es interesante destacar que la decisión con respecto a este punto fue puesta en algunos casos a decisión del propio interesado.

El uso de perfiles de demanda para asignar los costos mayoristas, ha dado lugar a gran cantidad de estudios y controversias, sin embargo puede concluirse que es posible utilizarlos, y que presenta grandes ventajas al evitar barreras económicas como pueden ser las mediciones horarias.

El rubro referido a la protección de los usuarios más débiles ha merecido en todos los casos observados una especial atención regulatoria, a partir de instrumentos normativos como los llamados “Códigos de Conducta” que tienden particularmente a evitar la discriminación, salvar la asimetría de información, poner en evidencia las alternativas de elección, la educación del usuario, etc.

En general y con referencia a los resultados que se están obteniendo, se remarcan avances y retrocesos. Los retrocesos en la mayoría de los casos se deben a la introducción de barreras al ingreso (exigir medición horaria para todos), complicaciones de orden institucional (en la confección de los perfiles de carga) y ausencia, insuficiencia o falta de información de los Usuarios. Entre los avances se remarca que la segmentación de los Servicios de Distribución, permite asignar los costos en forma transparente por cada línea de negocios y la introducción de competencia permite ganar eficiencia con disminución de costos trasladables a los precios.

En el Apéndice 14.3.1. puede apreciarse el estado de situación internacional.

14.3.3. La Situación en Argentina

La existencia de un Mercado Eléctrico Mayorista muy desarrollado con capacidad para administrar contratos a término y transacciones en el Spot, la participación de una cantidad importante de empresas que compran y venden a precios sancionados en competencia, y la presencia de usuarios con demandas de potencia máxima superior a 100 kW, muestran que dicho mercado un grado importante de avance en el programa de liberación, aun considerando la comparación con países adelantados en la materia.

Las facilidades existentes para el acceso al transporte en todos los niveles, condición imprescindible para la existencia de mercados competitivos, son suficientes para sustentar la liberación de las franjas restantes de usuarios, aún considerando que los suministros para los cuales se efectúa este análisis utilizan mayoritariamente la función técnica del transporte (FTT) prestado por Distribuidores, concesionarios de monopolios naturales.

La presencia de concesiones con diferentes concedentes deberá dar lugar a una mayor complementación entre los reguladores provinciales y los responsables de la política y el control federal, en la medida que se interprete que el objetivo central es mejorar la situación de los usuarios.

También es relevante considerar los resultados, en cuanto a oferta y precios, obtenidos hasta el presente en el MEM por efecto de la competencia.

El nivel alcanzado por la segmentación de los distintos componentes de la industria es un ingrediente destacable de la situación de nuestro sistema, sin embargo en aquellas provincias donde todavía no se ha producido tal segmentación, la falta de transparencia de los distintos componentes del precio constituye una barrera a la mayor participación de los usuarios en los procesos de liberación, y los usuarios en tales casos verán menguadas sus oportunidades.

La existencia de CC de monopolios naturales tanto federales como provinciales, impone algunas restricciones a la agenda de liberación que limitan la profundidad de los objetivos y se comentaran más adelante.

Algunas empresas provinciales todavía integradas y con las transformaciones internas en proceso, no son permeables a decisiones que implican mayor competencia, ni están aún dispuestas a resignar su tutela sobre los usuarios, quienes han demostrado largamente en el resto del país y del mundo, su capacidad y disposición para ejercer activamente el derecho a elegir. Por otra parte, también es evidente que la tutela les resultó, casi siempre, más costosa que protectora.

Las autoridades provinciales, en su condición múltiple de propietarias de las empresas de energía y de autoridad regulatoria en cuanto a política y control, verán facilitada su tarea de transformación empresaria, en cuanto a que sin duda elegirán los intereses de la comunidad de usuarios cuando se contrapongan a otros de cualquier naturaleza.

La Generalización del Derecho de Elección del Proveedor de Energía Eléctrica, significa valorizar la capacidad de los usuarios y consumidores a partir de facilitarles el ejercicio de sus derechos.

Entre los condicionamientos impuestos al diseño de procedimientos se incluye la previsión de creación de mayores opciones para los usuarios, quienes podrán acceder a ellas si expresan su voluntad de optar, y en caso de inacción deberán mantener el servicio tal cual lo reciben hasta el presente.

Así como se deberán preservar los derechos e ingresos tarifarios de los Concesionarios, también los usuarios cautivos habrán de ser protegidos por la reglamentación, para evitar que paguen los beneficios de otros.

Hasta el presente se han logrado resultados exitosos con la actual estructura del mercado mayorista, expresados por:

a) Una oferta existente que excede sus necesidades de mediano plazo,
b) Un precio de equilibrio en el Mercado Spot que es comparable a los más bajos del mundo,
c) Importante expansión de la oferta en volúmenes de magnitud.

No obstante, parece conveniente garantizar para el futuro un crecimiento de la oferta, sustentada por una demanda de base amplia y diversificada como la que proveen los usuarios habilitados para elegir su proveedor.

La posibilidad de que los usuarios elijan su proveedor de productos y servicios que no son monopolios naturales concesionados, hace suponer que aumentará la oferta para estos productos y servicios y propondrá un equilibrio que vaya aproximándose al óptimo económico.

La diversidad de los demandantes y sus representantes comerciales, ampliará la contraparte frente a los segmentos que continúan regulados, de lo que puede esperarse una mejora en la calidad de las decisiones regulatorias, y un mayor control sobre las variables que caracterizan a la actividad eléctrica regulada, tarifas y calidad.

14.3.3.1. Agenda Escalonada

Desde el comienzo de la transformación del sector eléctrico, el Estado Nacional impulsó la reducción de las barreras de ingreso de los usuarios al mercado mayorista. Se inició en 1992 con un valor mínimo de 5 MW de demanda máxima y algunos usuarios accedieron al MEM, y en los últimos seis años las condiciones de ingreso, en particular la demanda máxima, se redujeron continuamente hasta alcanzar los valores existentes a la fecha de 50 kW, consecuentemente más usuarios estuvieron habilitados para elegir su proveedor y muchos de ellos ejercieron la opción de comprar directamente en el MEM.

Este proceso paulatino de dar cada vez a mayor cantidad de usuarios los instrumentos para ejercer derechos que les pertenecen, está vinculado a las posibilidades prácticas de las instituciones que administran el MEM y la tecnología que respalda estos procedimientos, y no a la voluntad de restringir un derecho.

En 1997 el límite inferior de la demanda máxima fue de 100 kW aún con servicios en el nivel más bajo de tensión (0,380/0,220 kV), lo que ha dado lugar a que en septiembre de 1998 aproximadamente 1.500 usuarios del país compraran a un generador su producto y utilizaran el libre acceso para vincularse en los distintos niveles del sistema.

Corresponde un comentario con relación a los usuarios de entre 100 y 2.000 kW de demanda máxima que ingresan al mercado como GUME. En el MEM las mediciones para las transacciones entre los agentes se efectúa midiendo la potencia horaria, salvo para el caso particular de los GUME a los que se mide sólo la potencia máxima y se registra la medición de energía en tres bandas horarias que coinciden con los términos y horarios con que se sancionan los precios estacionales, luego transferidos a la barra de compra del distribuidor.

La continuidad de la política de desregulación, dada la experiencia a que se hizo mención y los resultados obtenidos hasta el presente, más las experiencias extranjeras consultadas, se orientan a mantener la alternativa de gradualidad en la liberación de los usuarios aún cautivos.

14.3.3.2. Condicionamientos de diseño

La política de aumentar las posibilidades de elección de los usuarios, deberá ser ejecutada a partir de un respeto total de los CC vigentes, más aún, la implementación futura tampoco deberá afectar mayormente aquellos ingresos suplementarios que los concesionarios están obteniendo, debido a las lógicas imperfecciones que contienen las fórmulas de transferencia de los precios mayoristas, a las tarifas a usuarios finales, hasta que las mismas sean motivo de una revisión contractual

Los requerimientos técnicos para mantener inalterable el ingreso proveniente del VAD impone mantener sin alteraciones las responsabilidades de las partes emergentes de dichos contratos, lo cual incluye los ingresos y actividades provenientes de la comercialización en los términos definidos en el art. 40º de la Ley Marco inciso 3.- *(....) los gastos de comercialización, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención al usuario (....)*

El mantenimiento de las actuales responsabilidades y remuneraciones provenientes de la medición, procesamiento de la información, facturación de los servicios de red, responsabilidades y sanciones con relación a la calidad, etc., es una condición a respetar en el momento de considerar las alternativas de solución posibles.

Sin embargo en el futuro no debieran descartarse acuerdos con los concesionarios, donde se adecuen estos puntos u otros de los CC.

14.3.3.3. Instrumentación

Las particularidades del MEM en cuanto a la existencia de precios estacionales establecidos por bandas horarias, han posibilitado la utilización de perfiles de demandas muy simplificados para los usuarios por categoría sin medición horaria. Estos se combinan adecuadamente con los procedimientos de transacciones en el MEM y con la tarificación de los Contratos de Concesión, donde desde el comienzo se acordó este mecanismo que se mantendrá vigente entre 5 y 10 años según la distribuidora.

Ello permitiría recurrir, sin demasiadas complicaciones técnicas, a los métodos caracterizados como de medición asociada a perfiles de demanda para usuarios de menor potencia máxima y sin medición horaria, a los efectos de materializar las transacciones mayoristas y a la vez mantener al usuario con los mismos equipos de medición y sin alterar la ecuación de ingresos actual del Distribuidor, tanto en lo que concierne al VAD como al PTh.

Si bien sería deseable tender a la medición de todas las variables para aquellos usuarios que lo estimaren conveniente, ello no resulta compatible con las restricciones mencionadas en los párrafos anteriores.

La posibilidad de utilizar los perfiles de demanda de los CC implica que el conjunto de usuarios cuya modalidad de consumo ha dado lugar a una determinada categoría tarifaria, caracterizada por su demanda máxima simultánea y su curva de carga, continuarán formando parte de un único conjunto, con el propósito de mantener el

equilibrio existente entre los distintos usuarios cuyos valores individuales no coinciden con los valores medios que identifican a la categoría.

En consecuencia, los valores del área serán determinados con la misma demanda de siempre, y la transferencia a tarifas, tanto para el distribuidor como para el proveedor del MEM, serán independientes de las particularidades del usuario dentro de cada categoría.

Como se observa en las definiciones del párrafo anterior se mantienen las limitaciones en relación al adecuado uso de las señales de precios, la correspondiente gestión de demanda y uso racional de la energía, pero evitan la utilización de equipamiento de medición más costoso para usuarios con bajos consumos, a la vez que éstos pueden ejercer su derecho de elegir proveedor.

Entre los puntos a mencionar se incluyen los referidos a la normativa requerida para repartir equitativamente los cargos producidos por aquellos contratos de suministro asociados a los procesos de privatización, cuando fueron realizados por razones de interés general.

En tal caso los nuevos usuarios que opten por comprar en el MEM deberían sumar a sus costos los cargos derivados de los contratos de suministros que fueron acordados con anterioridad a las privatizaciones y sus consecuencias transferidas a las tarifas, como un modo de equilibrar cargos y beneficios, en razón que dichos contratos aseguran, para todos los usuarios y por un tiempo prudencial, el abastecimiento de las áreas a las que fueron aplicados. La posibilidad de hacerlo ha sido ensayada y no presenta inconvenientes mayores.

Sumando las experiencias propias a lo observado en otros países con programas del tipo analizado, resultará conveniente la confección de procedimientos que contemplen las particularidades de las compensaciones de potencia y energía entre usuarios o conjuntos de usuarios cuyas mediciones no registren todas las variables en simetría con el MEM. Por otra parte los Comercializadores o Generadores de demanda que atiendan este conjunto de usuarios debería reunir condiciones particulares en relación a los ya existentes, por lo tanto los requisitos para su ingreso como participante en el MEM deberán ser estipulados. Es razonable imaginar que las relaciones entre usuarios y sus representantes en el Mercado se vinculen a través de un conjunto mínimo de normas que protejan a los pequeños usuarios de la asimetría informativa.

14.3.3.4. Transacciones mayoristas

Corresponde aquí señalar que los precios en las barras de ingreso de todas las distribuidoras conectadas al MEM están claramente identificados a partir de los datos provenientes del OED, y el resultado de su comparación es que son bastantes parecidos, con un desvío mínimo proveniente de los factores de nodo y de adaptación. Aún cuando en los valores anuales de los precios nodales de distribuidoras se considera la incidencia de los contratos, éstos no provocan tampoco desvíos relevantes.

14.3.4. Conclusiones

La revisión de los aspectos más relevantes y el análisis de algunas alternativas de solución permiten asegurar que es técnicamente posible instrumentar la liberación de los usuarios hoy cautivos y administrar las transacciones mayoristas de todos los Usuarios con las restricciones impuestas fundamentalmente por los CC y el respeto a las normas y regulaciones existentes.

La experiencia acumulada en el MEM, al haber posibilitado desde su comienzo el libre acceso a todas las redes de transporte y distribución, la existencia de los procedimientos para valorizar el transporte y los servicios asociados a la potencia, las reservas de potencia, etc. y el manejo habitual de los contratos por diferencias, facilita la implementación futura de esta propuesta.

En el futuro, en los momentos que correspondan, deberán superarse las limitaciones a la libertad de los usuarios provenientes de condicionamientos ajenos a los intereses de estos, para lo cual es deseable plantear competencia para todos aquellos productos y servicios que no constituyan un monopolio natural, tal como la medición, la facturación y la cobranza, los servicios adicionales de calidad, etc, además de consolidar la competitividad en las transacciones mayoristas para la mayor cantidad posible de consumidores, a partir de mediciones horarias en tiempo real.

La intervención regulatoria del Estado debe ser confinada a los monopolios naturales, y aún en este caso los usuarios por sí o a través de sus representantes institucionales o comerciales deben ejercer activamente la defensa de sus intereses, particularmente en lo referido a precios y calidad ofrecida por los monopolios concesionados.

Como ocurre en otros países avanzados, a partir de la libertad para elegir su proveedor de energía, se desarrollarán en Argentina más instrumentos para aumentar la oferta de servicios, mejorar la calidad y obtener precios más competitivos, impulsados y controlados por el accionar del Estado regulador.

APENDICE 14.3.1: LIBRE ACCESO DE USUARIOS A REDES Y MERCADOS ELECTRICOS - ESTADO DE SITUACIÓN INTERNACIONAL

PAISES ESCANDINAVOS

Los tres países se encuentran interconectados en un sólo centro de despacho NORPOOL

NORUEGA: En 1991 liberó los GU de potencia mayor de 250 kW. Desde 1995 el acceso está abierto para el total de usuarios (2,5 millones). Liberados a enero 1998: 35.000 usuarios. La medición horaria es obligatoria para consumos mayores de 100 MWh/año, el resto lo hace por perfiles de demanda.

FINLANDIA: Situación similar a Noruega. En 1996 se liberaron las demandas de Potencia mayores de 500 kW. En 1997 el mercado quedó abierto para 1,7 millones de usuarios

SUECIA: Desde enero de1996 se permitió el acceso de 3 millones de usuarios al mercado mayorista.

EUROPA

REINO UNIDO DE GRAN BRETAÑA: Ingreso gradual por franjas con agenda progresiva: 1990 Usuarios > 1MW; en 1994 Usuarios > 0,1 MW: Abril 1998 Usuarios menores de 100 kW sin medición horaria. Agenda: Setiembre 1998 750.000; Diciembre 1998: 7 millones; Junio1999: 26 millones.

Hoy compran en el mercado mayorista a través de comercializadores 48.000 usuarios (10.000 residenciales). Han firmado la solicitud de cambio de proveedor 1 millón para cuando la agenda lo permita.

La medición horaria es obligatoria para los usuarios de más de 100 kW - y es una actividad desregulada desarrollada por los operadores de medición (hay 18) – Los de menos de 100 kW pueden cambiar de abastecedor sin cambiar de medidor usando perfiles de demanda estimados.

ESPAÑA: Hoy en 1998 para consumos de Energía > 15.000 kWh-año y en 2007 Todos los usuarios (12 millones).

OTROS PAÍSES DE EUROPA han comenzado también los procesos de transformación y desregulación del sector eléctrico, con acceso libre de usuarios a las redes y al mercado mayorista: **ALEMANIA; POLONIA; UCRANIA:** Sin información.

OCEANIA

AUSTRALIA: El acceso fue gradual por franjas de consumo y facturación. En la actualidad están liberados para comprar energía a precios mayoristas los usuarios de potencia mayor de 160 kW o que facturan más de 16.000 US$/año (aproximadamente 10.800 usuarios). En Junio de 1999 quedará liberado el resto (2,7 millones de usuarios). La medición horaria es obligatoria para consumos mayores de 750 MWh-año y con umbral progresivo también según agenda.

NUEVA ZELANDA: En 1993 se liberaron los usuarios con consumo mayor a 50 MWh-año y en 1994 todos los usuarios (1,5 millones), pero siempre exigiendo medición horaria pagada por el usuario. El efecto fue mínimo ya que se liberaron sólo los GU (6% de la demanda) y el resto no ingresó por barreras económicas (medición horaria), e incertidumbres de un mercado desconocido. Ahora se encara por pruebas pilotos, permitiendo que cada distribuidora venda en el área de la vecina. Medición horaria obligatoria para consumos mayores a 670 MWh/año o demandas de 150 kW.

AMERICA DEL SUR

ARGENTINA: El acceso a las redes y a la compra de energía en el mercado mayorista eléctrico ha sido gradual y por umbrales de potencia para usuarios de MT y BT:

1992	Pot > 5 MW	MT Medición horaria
1993	Pot >1 MW	MT Medición horaria
1994	Pot >0,1 MW	MT Medición horaria
1997	Pot > 100 kW	BT Medición de Potencia max + En. 3 bandas

Se estima hoy un mercado potencial de 13.000 usuarios, de los cuales ya se han beneficiado alrededor de 1.600 y se espera que sean 2.000 a fin del año 1998.

Es necesario remarcar que estas medidas de desregulación produjeron un efecto de baja generalizada de precios medios a usuarios industriales, en empresas de distribución aun en manos de empresas del Estados provinciales, con precios similares a los que obtienen por contratos los agentes del mercado mayorista. O sea que el número de usuarios con tarifa equivalente a la de precios mayoristas es significativamente superior al indicado más arriba.

En setiembre de 1998 se autorizó el ingreso a usuarios de Potencia mayor 50 kW y menor de 100 kW en BT: GU Particulares (GUPA) con Medición de Potencia máxima y Energía en 3 bandas horarias o perfiles de demanda estimados. Se evalúa el mercado potencial en 30.000 usuarios de pequeñas industrias y comercios, que quedan habilitados para poder ingresar al mercado mayorista, a partir de Febrero de 1999.

CHILE: Primer país de la región que comenzó con la desregulación de la industria eléctrica. Permitió el Ingreso gradual por franjas para usuarios industriales de MT. En 1982 para GU > 4 MW; 1994 G. Usuarios > 2 MW.

Han logrado acceder a precios mayoristas la mayoría de los GU industriales, especialmente mineros (85% y 45% de los Sistemas Norte y Central del país, respectivamente).

PERU: De reciente transformación, el sector ha liberado en 1997 a los GU de potencia mayor de 1MW o consumo mayor de 1000 kWh-mes, en cualquier nivel de tensión y a los que se les exige medición horaria. Existen 207 usuarios libres y la cantidad de energía consumida por estos usuarios libres representa el 41,2% del total generado.

BRASIL: Recién comenzada la transformación del sector, la opción de libre compra está planificada por franjas de potencia, comenzando por los grandes consumos, todos con medición horaria:

- Año 1998, POT > 10 MW MT existentes y 3 MW en cualquier nivel de tensión, y Nuevos Usuarios posteriores a julio de 1995
- Año 2000, POT > 3 MW y con Tensión >= 69kV existentes con anterioridad a julio de 1995

BOLIVIA: Desreguladas las empresas de distribución. Los GU no regulados que acceden al mercado mayorista deben tener una Potencia Mayor de 1 MW y representan el 7% de la energía y el 5, 2 % de la Demanda máxima de Potencia del sistema.

COLOMBIA: Desde 1997 para ser usuario "no regulado" se necesita tener una potencia mayor de 500 kW o un consumo mensual promedio (6 meses) mayor de 270 MWh, y se debe tener medición horaria. Los GU pertenecientes al mercado no regulado por niveles de tensión son: 285 GU 1< kV< 30; 303 GU 30< kV < 62 y 34 GU tensión > 57,5 y 62. TOTAL GU 622.

AMERICA CENTRAL

En América Central se ha comenzado a transformar el sector eléctrico con concesiones de distribución al sector privado en:

PANAMA: Pueden acceder los usuarios de más de 500 kW (70 Grandes Clientes potenciales). La Autoridad Regulatoria tiene facultad para bajar el umbral de acceso. Todos los usuarios de más de 10 kW tienen medición y cargo por potencia.

EL SALVADOR: Es GU el que tiene potencia mayor de 500 kW;

GUATEMALA y BELICE. Sin información.

AMERICA DEL NORTE

EEUU: La ley marco ([27]) estipula que todos los Estados deben tener desregulados sus mercados con acceso libre de todos los usuarios en el año 2.003. En función de ello se encuentran en distinto estado de avance:

CALIFORNIA es el más avanzado de los Estados de EEUU: La desregulación comenzó en Junio-98 – Se anotaron como comercializadores más de 260 Energy Provider Services (EPS); 31 Scheduling Coordinators – Los usuarios totales son: 10,4 Millones (8,5 Res + 1,5 Com + 0,4 Ind). Todos pueden acceder a partir del 27 de Junio al mercado mayorista. La medición horaria es obligatoria para las Pot > 20 kW – En Setiembre de 1998 (4 meses) habían solicitado optar por comprar la energía a otro diferente proveedor que el distribuidor (pagando a este el peaje) 75.000 usuarios de todas las categorías.

([27]) H. R. 655 del 10 de febrero de 1997 define el propósito de la siguiente manera: "To give all American electricity consumers the right to choose among competitive providers of electricity, in order to secure lower electricity rates, higher quality services, and a more robust United State economy, and for other purposes."

PENNSYLVANIA, Comenzó En Set-97, En 1999 se liberan 250.000 Usuarios (Allegheny Power)

MASSACHUSETS, Pruebas piloto en 1996-97: 10 Ind + 10.000 Us Residenciales Acceso abierto comenzó en En –98, En Enero del 2.000 Acceso Abierto a todos los usuarios.

RHODE ISLANDS: 1997 P > 1,5 MW; En-98 P > 200 kW; 1º Julio 1998 Acceso abierto a todos los usuarios.

CONNECTICUT: Acceso libre al mercado en Abril 1998.

MONTANA: Acceso abierto a todos los usuarios a partir de Julio de 1998.

MAINE: Enero 2000 Acceso Abierto Global

NEW HAMPSHIRE, Comenzó prueba piloto en Jul-97 sobre 3% de los Usuarios (17.000) Julio 1998 Acceso Abierto Global

VERMONT: Acceso Abierto en enero de 1999

NUEVA YORK: Pruebas pilotos 1-6-98 sobre 36.000 Us. Comerciales 1-6-2001 Ampliar a 1.500 Us. Residenciales

MICHIGAN: 1-4-98 liberar 2,5% de los Usuarios; y en 1-1-2002, todos los usuarios

ILLINOIS: En 1996 21 GU Industriales > 2MW (Edison); en 1997 2.500 Residenciales (CILCO)

WASHINGTON: En 1997 prueba piloto sobre 85.000 Res-Com-Ind

OREGON: Prueba piloto sobre 50.000 usuarios de todas las categorías

MISSOURI: Prueba piloto sobre 20 locales de Mc Donald´s

15. ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

15.1. INTRODUCCIÓN

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 de la puesta en marcha de diversos proyectos de exportación 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 proyectos de abastecer a Uruguay, Brasil e 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.

15.2. EVOLUCION DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

15.2.1. Evolución Histórica de la Demanda de Gas Natural

La evolución de la demanda doméstica es presentada en el cuadro siguiente.

EVOLUCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL
Millones de m^3

SECTOR	1980	1990	1993	1997
RESIDENCIAL(1)	2.158	4.346	5.755	5.908
COMERCIAL Y PUBLICO (2)	718	1.575	1.736	1.395
INDUSTRIAL (3)	4.054	6.114	7.644	9.816
USINAS(4)	2.353	5.319	5.931	8.595
TRANSPORTE		218	760	1.268
TOTAL	9.283	17.572	21.826	26.982

(1) Residencial y 40% de SDB
(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB
(3) Industrial, Autoproducción y Petroquímica
(4) Servicio Público (MEM, MEMSP y Resto)
Fuente: ENARGAS

PARTICIPACION SECTORIAL
En %

SECTOR	1980	1990	1993	1997
RESIDENCIAL	23,2	24,7	26,4	21,9
COMERCIAL Y PUBLICO	7,8	9,0	8,0	5,2
INDUSTRIAL	43,7	34,8	35.0	36,4
USINAS	25,3	30,3	27,1	31,9
TRANSPORTE		1,2	3,5	4,7
TOTAL	100	100	100	100

En el año 1997 el consumo doméstico de gas natural fue 26.982 MMm^3. Si se considera el período 1980-1997, se observa un crecimiento de la demanda del 6,4% anual.

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 en estos años registra un menor peso relativo, decreciendo su participación del 43,7% al 36,4 %. La tasa de crecimiento de este sector a lo largo del período fue de 5,3%. En cambio, la demanda de centrales eléctricas aumenta del 25,3% al 31,9%; lo cual implica una tasa de crecimiento del 7,9%.

A su vez, la demanda del sector transporte está creciendo en forma considerable en los últimos años. Si se considera el período 1993-1997, la tasa de crecimiento de este sector alcanza a 18,6%.

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	1997
RESIDENCIAL(1)	2.330,3	4.040,3	4.522,4	5.150,7
COMERCIAL Y PUBLICO (2)	90,4	156,7	194,8	219,5
INDUSTRIAL (3)	16,7	24,3	22,2	29,0
TRANSPORTE		0,1	0,4	0,6
TOTAL	2.437,4	4.221,4	4.739,8	5.399,8

(*) Corresponde a los usuarios por Areas de Distribución
(1) Residencial y 40% de SDB
(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB
(3) Industrial, Autoproducción y Petroquímica
Fuente: ENARGAS

Básicamente, la mayor parte de los usuarios son residenciales. En el año 1980 la relación población/usuarios residenciales era 0,083 y en 1997 aumenta a 0,15.

15.2.2. 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.

BALANCE DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL
En MMm^3

SECTOR	1993	1994	1995	1996	1997
CONSUMO EN YACIMIENTO	1.617	1.719	1.851	2.444	2.866
INYECTADO A POZOS	975	602	1.237	2.543	4.452
RETENIDO EN PLANTA	314	368	259	248	349
VENTEADO	2.737	3.362	3.166	3.381	1.959
ENTREGADO AL MERCADO INTERNO (1)	21.019	21.646	23.928	26.034	26.879
EXPORTACION					569
PRODUCCION	26.662	27.697	30.441	34.650	37.074
IMPORTACION	1.714	2.257	2.052	2.115	1.703
OFERTA TOTAL	28.376	29.954	32.493	36.765	38.777

(1) Entregado al Mercado Interno corresponde la suma de los conceptos Entregado a Transportadoras, Entregado a Terceros, menos recibido de terceros.
Fuente: Subsecretaría de Combustibles

Durante el período 1993/1997, la producción de gas natural se incrementa en 8,6% anual. Debe advertirse que en el año 1997 se registran los primeros flujos de exportación a Chile, cuyo origen es la Cuenca Austral.

Si se considera el año 1997, la estructura de producción por cuenca es la siguiente:

PRODUCCION POR CUENCA
AÑO 1997

CUENCA	MM m^3	%
AUSTRAL	8.192	22,1
CUYANA	105	0,3
GOLFO SAN JORGE	2.712	7,3
NEUQUINA	21.315	57,5
NOROESTE	4.750	12,8
TOTAL	37.074	

Fuente: Subsecretaría de Combustibles

En cuanto al balance del Sistema de Transporte y Distribución, a continuación se presenta la evolución 1993-1997.

BALANCE DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION
DE GAS NATURAL
En MM m^3

	1993	1994	1995	1996	1997
Gas Inyectado al Sistema de Transporte	23.459	23.445	25.187	26.657	27.508
Consumo de Us. en Boca de Pozo		512	1228	1872	1.407
Total	**23.459**	**23.957**	**26.415**	**28.529**	**28.915**
Reinyección a Pozos	146	28	295	635	492
Consumo Combustible, sistema de Tpte.	739	719	821	905	883
Pérdidas y GNNC Sist.. Tpte.	374	372	263	273	296
Variación de Existencias S.Tpte.	3	1	11	1	7
Gas Utiliz. Operac. y GNNC	395	300	458	287	288
Gas Entregado	21.828	22.665	24538	26.348	26.898
Exportación					149
Ajuste	-26	-128	29	80	-98
Total	**23.459**	**23.957**	**26.415**	**28.529**	**28.915**

Fuente: ENARGAS

15.2.3 Capacidad de Transporte Actual

Las capacidades de transporte en el año 1996, 1997 y aquella prevista por las empresas transportista son presentadas en el cuadro siguiente.

CAPACIDAD NOMINAL PREVISTA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
MM m^3/d

GASODUCTO		1996	1997	1998*
NORTE	C. Durán - S. Jerónimo	16,9	16,9	16,9
CENTRO - OESTE	Loma de la Lata - S. Jerónimo	16,3	20,2	27,5
NEUBA I	Barrosa - Cerri	13,5	13,5	13,5
NEUBA II	Loma de la Lata - Cerri	26,6	27,2	28,7
SAN MARTIN	San Sebastián - Cerri	16,9	16,9	17,3
TOTAL		87,8	94,7	103,9

**** Prevista por las empresas transportistas***
Fuente: ENARGAS

15.2.4. 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 y el 10% de las Posibles, estimadas al 31 de diciembre de 1997, totalizando 851 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 A 1997
En Miles de MMm^3

CUENCA	Reservas Comprobadas 100%	Reservas Probables 50%	Reservas Posibles 10%	Totales
Noroeste	172	50	15	237
Cuyana	1	0	0	1
Neuquina	329	32	18	379
G. San Jorge	22	7	1	30
Austral	160	24	20	204
Total País	684	113	54	851

Fuente: Subsecretaría de Combustibles

Adicionalmente, a los fines de este ejercicio de prospectiva, se ha considerado un volumen de Reservas a Incorporar, el cual resulta del conocimiento de las potencialidades de los recursos gasíferos que presentan las cuencas sedimentarias actualmente productivas.

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 el 100% de las Reservas Estimadas a Incorporar. El total de reservas estimado alcanzaría a 1.347 miles de MM m^3.

RESERVAS DE GAS NATURAL
En Miles de MMm3

CUENCA	Reservas Comprobadas 100%	Reservas Probables 50%	Reservas a Incorporar(*) 100 %	Totales
Noroeste	172	50	150	372
Cuyana	1	0	0	1
Neuquina	329	32	190	551
G. San Jorge	22	7	10	39
Austral	160	24	200	364
Total País	684	113	550	1.347

(*) las Reservas a Incorporar surgen del conocimiento actual de los recursos
Fuente: Subsecretaría de Combustibles – Estimaciones propias

Por otro lado, en estudios realizados[28] por encargo de las principales empresas petroleras que operan en el país, se estiman los recursos gasíferos en alrededor de 1.900 miles de MMm^3 circunscriptas a las cinco áreas hoy productivas. Estos estudios sostienen que "existe un considerable potencial para encontrar futuros

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

recursos de gas natural, más allá de la base de reservas establecida". Con relación a las posibilidades que presentan las cuencas Neuquina, Austral y Noroeste concluyen que:

"Particular mención merece la cuenca Neuquina (el área que provee la mayor parte del suministro de gas en la Argentina) en la que virtualmente toda la perforación exploratoria del pasado estuvo orientada a la producción de petróleo. En el futuro, en esta región se desarrollarán campañas exploratorias específicamente enfocadas al gas (incluyendo los horizontes profundos aún no perforados, etc.) con un alto potencial de encontrar recursos adicionales... Si bien el potencial de la cuenca Austral (TDF) Marina se califica en este examen como "considerable", la reducida densidad de perforaciones exploratorias en un área tan extensa obliga a señalar que esta cuenca es capaz de albergar recursos de gas de un orden de magnitud varias veces mayor al que aquí se postula. La historia de la perforación exploratoria registrada en la cuenca Noroeste muestra claros períodos, algunos de parálisis y otros de actividad exploratoria acelerada (el último de los cuales ha incrementado sustancialmente la base de reservas de gas). Estos períodos se correlacionan directamente con la presencia o ausencia de oportunidades de llevar el gas al mercado, confirmando que éste es el motor principal de la actividad exploratoria".

15.3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

15.3.1. Demanda

Las proyecciones de la demanda de gas sectorial se desagregan en 10 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 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. (Pág. 33)

El incremento de la demanda interna firme de gas que resulta es 3,6% a.a. para el período de análisis 1997/2010. Esta demanda firme incluye los sectores residencial, comercial, oficial y transporte (GNC).

Se prevé un crecimiento de la demanda del sector residencial del 3,2%. Suponiendo un consumo por usuario constante, la relación usuario - habitante pasa de 0,15 en 1997 a 0,19 en el año 2000.

La demanda prevista para el sector industrial presenta un crecimiento de 3,3% a.a. entre 1997 y el 2010.

Para el período 1997/2010, se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas, se incremente a un ritmo de 5,2% 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 de energía eléctrica, la participación del consumo de centrales en el total es creciente, alcanzando en el año 2010 el 44,2% del consumo total.

En el siguiente cuadro se presentan las proyecciones sectoriales de la demanda de gas.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES
MM m^3 de 9300 kcal

SECTOR	1997	2000	2005	2010
RESIDENCIAL	5.908	6.599	7.682	8.865
COMERCIAL	1.395	1.610	1.953	2.263
INDUSTRIAL (1)	9.816	11.075	13.037	15.051
USINAS (2)	8.595	10.842	15.892	23.025
TRANSPORTE	1.268	1.662	2.226	2.900
TOTAL	26.982	31.789	40.789	52.105

(1) Incluye consumo de Cerri

(2) Requerimientos de gas y líquidos obtenidos del escenario B de gas, que contiene el escenario 3 eléctrico

TASAS MEDIAS ANUALES DE CRECIMIENTO
En %

SECTOR	1997/2000	2000/2005	2005/2010	1997/2010
RESIDENCIAL	3,8%	3,1%	2,9%	3,2%
COMERCIAL	4,9%	3,9%	3,0%	3,8%
INDUSTRIAL	4,1%	3,3%	2,9%	3,3%
USINAS	8.1%	13.3%	7.7%	7.9%
TRANSPORTE	9,4%	6,0%	5,4%	6,6%
TOTAL	5.6%	7.0%	5.0%	5.2%

PARTICIPACION SECTORIAL
En %

SECTOR	1997	2000	2005	2010
RESIDENCIAL	21.9%	20.8%	18.8%	17.0%
COMERCIAL	5.2%	5.1%	4.8%	4.3%
INDUSTRIAL	36.4%	34.8%	32.0%	28.9%
USINAS	31.9%	34.1%	39.0%	44.2%
TRANSPORTE	4.7%	5.2%	5.5%	5.6%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

En los siguientes cuadros, se presenta la demanda de gas por región de distribución y año de corte.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL
Millones de m^3 de 9300 Kcal.

Región	1997	2000	2005	2010
Buenos Aires Norte	3.036	3.513	5.934	6.312
Metropolitana	5.678	7.145	8.556	12.562
Centro	1.465	1.370	1.612	2.115
Litoral	3.129	3.740	4.252	5.285
Noroeste	2.445	3.234	5.290	6.959
Cuyana	1.475	2.395	2.876	3.879
Pampeana	5.086	4.513	5.317	6.355
Sur	4.667	5.719	6.763	8.428
NEA	0	157	187	209
Total	26.982	31.789	40.789	52.105

PARTICIPACION REGIONAL

Región	1997	2000	2005	2010
Buenos Aires Norte	11.3%	11.1%	14.5%	12.1%
Metropolitana	21.0%	22.5%	21.0%	24.1%
Centro	5.4%	4.3%	4.0%	4.1%
Litoral	11.6%	11.8%	10.4%	10.1%
Noroeste	9.1%	10.2%	13.0%	13.4%
Cuyana	5.5%	7.5%	7.1%	7.4%
Pampeana	18.9%	14.2%	13.0%	12.2%
Sur	17.3%	18.0%	16.6%	16.2%
NEA	0.0%	0.5%	0.5%	0.4%
Total	100%	100%	100%	100%

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONAL

Región	1997-2000	2000-2005	2005-2010	1997-2010
Buenos Aires Norte	5.0%	11.1%	1.2%	5.8%
Metropolitana	8.0%	3.7%	8.0%	6.3%
Centro	-2.2%	3.3%	5.6%	2.9%
Litoral	6.1%	2.6%	4.4%	4.1%
Noroeste	9.8%	10.3%	5.6%	8.4%
Cuyana	17.5%	3.7%	6.2%	7.7%
Pampeana	-3.9%	3.3%	3.6%	1.7%
Sur	7.0%	3.4%	4.5%	4.7%
NEA(1)		3.6%	2.2%	
Total	5.6%	5.1%	5.0%	5.2%

(1) La última columna corresponde a la tasa de crecimiento del período 2000-2010.

15.3.2. Exportaciones

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 elaboraron distintos casos referidos a la evolución de aquellos proyectos de exportación.

Los proyectos de exportación de gas autorizados y en trámite se presentan en el siguiente cuadro:

AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL OTORGADAS

AUTORIZACION	EMPRESAS	GASODUCTO	DESTINO	VOL. DIARIO MM m^3/día	VOL. TOTAL MM m^3
CUENCA NEUQUINA					
Res. S.H. y M. 61/92	YPF S.A. y otros	Pacífico	Chile	5,00	20.000
Res. S.E. 140/96	P. Santa Fe y otros	GasAndes	Chile	2,50	17.030
Res. S.y P.200/97	Total, Bridas y otros	GasAndes	Chile	1,60	10.000
Res. S.E. 142/98	YPF	GasAndes	Chile	1,80	9.855
Res. S.E. 447/98	Petrouruguay	C.Oeste/E.Ríos	Uruguay	0,20	730
Res. S.E. 465/98	YPF	C.Oeste/P.Libres	Brasil	2,50	18.300
Total Neuquina					75.915
CUENCA AUSTRAL					
Decreto 584/95	YPF S.A. y otros		Chile	2,00	15.330
Res. S.E. 144/97	YPF-Sipetrol		Chile	2,75	20.075
Total Austral					35.405
CUENCA NOROESTE					
Res. S.E. 169/97	Pluspetrol-Astra	Atacama	Chile	2,65	14.508
Res. S.E. 296/98	Tecpetrol	NorAndino	Chile	3,70	22.959
Total Noroeste					37.467
TOTAL AUTORIZADO					**148.787**

Fuente: Subsecretaría de Combustibles

AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL EN TRAMITE

EXPEDIENTE	EMPRESAS	GASODUCTO	DESTINO	VOL.	VOL.

				DIARIO MM m^3/día	TOTAL MM m^3
CUENCA NEUQUINA					
750-001734/may96	Bridas y Otras	Bs.As-Montevideo	Uruguay	1 a 3	20.000
750-005020/nov97	Total-Deminex-Bridas	Gasandes	Chile	1,22	6.648
750-000233/ene 98	YPF	Gasandes	Chile	0.303	1.662
Total Neuquina					28.310
CUENCA NOROESTE					
750-000232/ene98	YPF	Atacama	Chile	0,90	4.931
750-000236/ene98	YPF	Atacama	Chile	0,90	4.931
750-000234/ene98	YPF	Norandino	Chile	1,75	10.865
750-000235/ene98	YPF	Norandino	Chile	0,55	3.415
Total Noroeste					24.142
TOTAL EN TRAMITE					**52.452**

Se plantean tres casos de exportación de gas natural, Caso A, B, y C. Las exportaciones se han simulado como firmes. El precio en frontera de las exportaciones se ha supuesto conformado por el precio del gas en boca de pozo de la cuenca correspondiente más un cargo por transporte hasta la frontera.

En el Caso B (Base) se supone exclusivamente el volumen de exportaciones de gas natural correspondiente al conjunto de solicitudes de exportaciones autorizadas y aquellas que aún se encuentran en trámite.

El Caso A incluye los volúmenes comprendidos en el Caso Base, y un volumen adicional con destino al Sur de Brasil y a Chile. Para el caso de Brasil se plantea el transporte desde Uruguayana y desde Montevideo.

El Caso C comprende las cantidades del Caso Base y se consideran exportaciones adicionales cuyo destino es el Sur y Sudeste de Brasil. Se incluye un flujo de exportación hacia Paraguay. El origen del gas en este caso es la Cuenca Noroeste.

A continuación se presenta la evolución considerada de las exportaciones de gas para cada caso.

EXPORTACION DE GAS NATURAL
CASO A

En MM m^3

	NOROESTE		NEUQUEN						AUSTRAL		TOTAL
	BRASIL Por Bolivia	CHILE Norgas y Atacama	URUGUAY Montevideo	URUGUAY Paysandú	CHILE Gasandes	CHILE Pacífico	BRASIL Uruguayana	BRASIL Porto Alegre Por	CHILE Metanex	BRASIL Porto Alegre Por Montevideo	

								Uruguayana			
1998	0	0	0	19	1.168	0	0	0	730	0	1,917
1999	0	845	0	73	2.381	0	0	0	1.232	0	4,531
2000	1.471	3.157	365	73	2.728	675	913	0	1.734	0	10,933
2001	1.471	3.814	377	185	2.728	824	913	0	1.734	0	12,044
2002	2.261	3.814	389	297	2.801	1.005	913	0	1.734	0	13,212
2003	2.261	3.814	400	408	3.219	1.226	913	0	1.734	1.581	15,556
2004	2.261	3.814	412	520	4.115	1.496	913	0	1.734	1.581	16,845
2005	2.261	3.814	424	632	5.030	1.825	913	1.615	1.734	2.646	20,893
2006	2.261	3.814	466	645	5.430	1.825	913	1.615	1.734	2.785	21,487
2007	2.261	3.814	508	658	5.810	1.825	913	1.615	1.734	2.924	22,061
2008	2.261	3.814	549	671	6.159	1.825	913	1.615	1.734	3.063	22,603
2009	2.261	3.814	591	684	6.159	1.825	913	1.615	1.734	3.202	22,797
2010	2.261	3.814	633	697	6.159	1.825	913	1.615	1.734	3.342	22,991
Total	**23.287**	**42.145**	**5,114**	**5,562**	**53.885**	**16.176**	**10.038**	**9.688**	**21.033**	**21.124**	**207,870**

EXPORTACION DE GAS NATURAL
CASO B

En MM m^3

	NOROESTE	NEUQUEN						AUSTRAL	
	CHILE Norgas y Atacama	URUGUAY Montevideo	URUGUAY Paysandú	CHILE Gasandes	CHILE Pacífico	BRASIL Uruguayana	SUBTOTAL	CHILE Metanex	TOTAL
1998	0	0	19	1.168	0	0	1.168	730	1,917
1999	845	0	73	2.381	0	0	2.454	1.232	4,531
2000	3.157	365	73	2.728	675	913	4.753	1.734	9,462
2001	3.814	377	185	2.728	824	913	5.028	1.734	10,574
2002	3.814	389	297	2.801	1.005	913	5.450	1.734	10,951
2003	3.814	400	408	2.801	1.226	913	5.896	1.734	11,296
2004	3.814	412	520	2.801	1.496	913	6.473	1.734	11,689
2005	3.814	424	632	2.801	1.825	913	7.226	1.734	12,142
2006	3.814	466	645	2.801	1.825	913	7.289	1.734	12,197
2007	3.814	508	658	2.801	1.825	913	7.353	1.734	12,252
2008	3.814	549	671	2.801	1.825	913	7.421	1.734	12,307
2009	3.814	591	684	2.801	1.825	913	7.492	1.734	12,361
2010	3.814	633	697	2.801	1.825	913	7.565	1.734	12,416
Total	**42.145**	**5,114**	**5,562**	**34.210**	**16.176**	**10.038**	**75.568**	**21.033**	**134,095**

EXPORTACION DE GAS NATURAL
CASO C

En MM m^3

	NOROESTE			NEUQUEN					AUSTRAL	
	CHILE Norgas Y Atacama	BRASIL Sur-Sudeste	PARAGUAY Asunción	URUGUAY Montevideo	URUGUAY Paysandú	CHILE Gasandes	CHILE Pacífico	BRASIL Uruguayana	CHILE Metanex	TOTAL
1998	0	0	0	0	19	1.168	0	0	730	1,917
1999	845	0	0	0	73	2.381	0	0	1.232	4,531
2000	3.157	0	0	365	73	2.728	675	913	1.734	9,462
2001	3.814	0	0	377	185	2.728	824	913	1.734	10,574
2002	3.814	0	1.217	389	297	2.801	1.005	913	1.734	12,168
2003	3.814	1.598	1.240	400	408	2.801	1.226	913	1.734	14,134
2004	3.814	1.598	1.272	412	520	2.801	1.496	913	1.734	14,559
2005	3.814	7.181	1.288	424	632	2.801	1.825	913	1.734	20,611
2006	3.814	7.181	1.306	466	645	2.801	1.825	913	1.734	20,684
2007	3.814	7.181	1.327	508	658	2.801	1.825	913	1.734	20,760
2008	3.814	7.181	1.337	549	671	2.801	1.825	913	1.734	20,825
2009	3.814	7.181	1.350	591	684	2.801	1.825	913	1.734	20,892
2010	3.814	7.181	1.363	633	697	2.801	1.825	913	1.734	20,960
Total	**42.145**	**46.281**	**11.700**	**5,114**	**5,562**	**34.210**	**16.176**	**10.038**	**21.033**	**192,076**

15.4. ESCENARIOS DE GAS NATURAL

15.4.1.Caracterización de los Escenarios

De la combinación de alternativas planteadas de los escenarios eléctricos y los casos de exportación, se establecen los escenarios de oferta y demanda de gas natural, los que responden a la siguiente caracterización:

***Escenario A*:** Demanda firme media, incremento de 3,9% a.a. Requerimiento de gas de centrales eléctricas correspondiente al Escenario 2. **Caso A de exportación de gas natural**. Cuenca Neuquina, producción limitada a un máximo de 78 MM m^3/día. Cuenca Noroeste, producción limitada a un máximo de 55 MM m^3/día. Cuenca Austral, producción creciente, sin limitaciones. Transporte, tarifas actuales para transporte firme e interrumpible, constantes en todo el período. Precios constantes de sustitutos.

***Escenario B*:** Demanda firme media, incremento de 3,9% a.a. Requerimiento de gas de centrales eléctricas correspondiente al Escenario 3. **Caso B de exportación de gas natural**. Cuenca Neuquina, producción limitada a un máximo de 78 MM m^3/día. Cuenca Noroeste, producción limitada a un máximo de 49 MM m^3/día. Cuenca Austral, producción creciente, sin limitaciones. Transporte, tarifas actuales para transporte firme e interrumpible, constantes en todo el período. Precios constantes de sustitutos.

***Escenario C*:** Demanda firme media, incremento de 3,9% a.a. Requerimiento de gas de centrales eléctricas correspondiente al Escenario 3. **Caso C de exportación de gas natural**. Cuenca Neuquina, producción limitada a un máximo de 78 MM m^3/día. Cuenca Noroeste, producción limitada a un máximo de 49 MM m^3/día. Cuenca Austral, producción creciente, sin limitaciones. Transporte, tarifas actuales para transporte firme e interrumpible, constantes en todo el período. Precios constantes de sustitutos.

RESUMEN DE ESCENARIOS DE GAS NATURAL

	ESCENARIO A	**ESCENARIO B**	**ESCENARIO C**
PRODUCCION **NOROESTE** **NEUQUINA** **AUSTRAL**	 55 MM m^3/día 78 MM m^3/día S/LIMIT.	 49 MM m^3/día 78 MM m^3/día S/LIMIT.	 60 MM m^3/día 78 MM m^3/día S/LIMIT.
DEMANDA DOMESTICA	3,9 % a.a.	3,9 % a.a.	3,9 % a.a.
CASO DE EXPORTACION DE GAS NATURAL	A	B	C
ESCENARIO DE ENERGIA ELECTRICA	2	3	3

15.4.2. Requerimientos de gas para usinas

A los fines de determinar la disponibilidad de gas para usinas, se asumió como demanda de usinas el total de los requerimientos de kcal de gas y líquidos, llevados estos últimos a m^3 equivalentes de gas, que surgen de los resultados de las corridas del despacho para los distintos escenarios eléctricos. Tal como se mencionó en el capítulo correspondiente al Sector eléctrico, los mismos presentan las siguientes características:

CARACTERISTICAS DE LOS ESCENARIOS ELECTRICOS

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
DEMANDA DOMESTICA	CASO A	CASO B	CASO B
EXPORTACION A BRASIL	5.000 MW	5.000 MW	2.000 MW
EXPORTACION A CHILE	900 MW	900 MW	900 MW
HIDROLOGIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA

En estos tres escenarios, para la C.H. Yacyretá se considera que incrementa a cota 83 en el 2003. Con referencia a la C.N. Atucha II se supuso su ingreso al sistema en el 2004.

En cuanto a las exportaciones de energía eléctrica a Brasil, en el Escenario 1 y 2 la generación asociada se localiza en NOA y GBA.

Se consideraron dos proyectos de exportación firme de energía eléctrica a Chile vinculados a nuevas instalaciones de generación. El primero, abastecería la región norte de Chile desde la Pcia. de Salta, mediante un ciclo combinado de 300 MW, que ingresaría en 1999, ampliándose a 600 MW en el 2001. El segundo proyecto consiste en la alimentación a la explotación minera El Pachón, ubicada en la Pcia. de San Juan, cerca del límite con Chile, así como una explotación similar del lado chileno, en Los Pelambres. Para ello, se plantea instalar un ciclo combinado de 300 MW del lado argentino.

15.4.3. Requerimientos de Gas Natural

A partir de los Escenarios planteados, se alcanzan los siguientes requerimientos de gas natural:

REQUERIMIENTO DE GAS NATURAL

ESCENARIO A DE GAS NATURAL

	Demanda Firme (1)	Industria	Centrales Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportaciones Escenario A		Requerimiento Total Escenario A	
	MM m^3	MM m^3	MM m^3	MM m^3	MM m^3/d	MM m^3	MM m^3/d	MM m^3	MM m^3/d
1997	8.571	9.816	8.595	26.982	74	671	2	27.652	76
1998	8.993	10.199	9.153	28.345	78	1.898	5	30.243	83
1999	9.391	10.596	9.114	29.101	80	4.531	12	33.632	92
2000	9.871	11.075	10.842	31.789	87	11.115	30	42.904	118
2001	10.247	11.446	12.533	34.226	94	12.047	33	46.272	127
2002	10.649	11.830	13.919	36.398	100	13.258	36	49.656	136
2003	11.041	12.219	14.520	37.781	104	15.704	43	53.485	147
2004	11.449	12.622	15.384	39.455	108	17.177	47	56.632	155
2005	11.860	13.037	17.110	42.008	115	21.525	59	63.533	174
2006	12.263	13.417	19.316	44.996	123	22.126	61	67.123	184
2007	12.680	13.808	21.226	47.714	131	22.711	62	70.425	193
2008	13.113	14.211	22.563	49.887	137	23.266	64	73.153	200
2009	13.562	14.625	23.948	52.135	143	23.476	64	75.611	207
2010	14.028	15.051	25.466	54.546	149	23.688	65	78.234	214

(1) La Demanda Firme comprende consumo residencial, comercial y oficial y transporte
(2) Incluye consumo en boca de pozo, requerimiento de combustible alternativo, expresado en m^3 equivalente de gas correspondiente al escenario eléctrico 2

REQUERIMIENTO DE GAS NATURAL
ESCENARIO B DE GAS NATURAL

	Demanda Firme (1)	Industria	Centrales Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportaciones Escenario B		Requerimiento Total Escenario B	
	MM m^3	MM m^3	MM m^3	MM m^3	MM m^3/d	MM m^3	MM m^3/d	MM m^3	MM m^3/d
1997	8.571	9.816	8.595	26.982	74	671	2	27.652	76
1998	8.993	10.199	9.153	28.345	78	1.917	5	30.262	83
1999	9.391	10.596	9.114	29.101	80	4.531	12	33.632	92
2000	9.871	11.075	10.842	31.789	87	9.462	26	41.251	113
2001	10.247	11.446	12.528	34.221	94	10.574	29	44.795	123
2002	10.649	11.830	13.910	36.389	100	10.951	30	47.340	130
2003	11.041	12.219	14.052	37.312	102	11.296	31	48.608	133
2004	11.449	12.622	14.671	38.741	106	11.689	32	50.431	138
2005	11.860	13.037	15.892	40.789	112	12.142	33	52.931	145
2006	12.263	13.417	17.412	43.092	118	12.197	33	55.289	151
2007	12.680	13.808	18.863	45.352	124	12.252	34	57.604	158
2008	13.113	14.211	20.214	47.538	130	12.307	34	59.845	164
2009	13.562	14.625	21.565	49.752	136	12.361	34	62.114	170
2010	14.028	15.051	23.025	52.105	143	12.416	34	64.521	177

(1) La Demanda Firme comprende consumo residencial, comercial y oficial y transporte
(2) Incluye consumo en boca de pozo, requerimiento de combustible alternativo, expresado en m^3 equivalente de gas correspondiente al escenario eléctrico 3

REQUERIMIENTO DE GAS NATURAL

ESCENARIO C DE GAS NATURAL

	Demanda Firme (1)	Industria	Centrales Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportaciones Escenario C		Requerimiento Total Escenario C	
	MM m^3	MM m^3	MM m^3	MM m^3	MM m^3/d	MM m^3	MM m^3/d	MM m^3	MM m^3/d
1997	8.571	9.816	8.595	26.982	74	671	2	27.652	76
1998	8.993	10.199	9.153	28.345	78	1917	5	30.262	83
1999	9.391	10.596	9.114	29.101	80	4531	12	33.632	92
2000	9.871	11.075	10.842	31.789	87	9462	26	41.251	113
2001	10.247	11.446	12.528	34.221	94	10574	29	44.795	123
2002	10.649	11.830	13.910	36.389	100	12168	33	48.557	133
2003	11.041	12.219	14.052	37.312	102	14134	39	51.446	141
2004	11.449	12.622	14.671	38.741	106	14559	40	53.300	146
2005	11.860	13.037	15.892	40.789	112	20611	56	61.400	168
2006	12.263	13.417	17.412	43.092	118	20684	57	63.776	175
2007	12.680	13.808	18.863	45.352	124	20760	57	66.112	181
2008	13.113	14.211	20.214	47.538	130	20825	57	68.363	187
2009	13.562	14.625	21.565	49.752	136	20892	57	70.645	194
2010	14.028	15.051	23.025	52.105	143	20960	57	73.065	200

(1) La Demanda Firme comprende consumo residencial, comercial y oficial y transporte
(2) Incluye consumo en boca de pozo, requerimiento de combustible alternativo, expresado en m^3 equivalente de gas correspondiente al escenario eléctrico 3

15.5 PROYECCION DEL ABASTECIMIENTO

15.5.1. Resultados Generales

De considerar el volumen total de las reservas planteadas en el punto 15.2.4, el cual alcanza a 1.347.000 MM m^3, sería posible satisfacer, durante el período 1998-2010, el requerimiento de la demanda interna y las exportaciones planteadas para el escenario donde se consideran las solicitudes de exportación ya autorizadas y aquellas que se encuentran en trámite (Escenario B); alcanzando en el año horizonte una relación Reserva - Producción del orden de 10 años. Esta situación implica incorporar 663.000 MM m^3 de reservas comprobadas, las cuales representan un 97% más por encima de las actuales.

Para los escenarios alternativos estudiados, se requiere incorporar reservas adicionales del orden del 130 y 140 % del nivel actual, de modo de alcanzar una R/P de 10 años en el año 2010 (Escenario A y C). Cada uno de estos escenarios está determinado por las expectativas que se tengan en cada área de producción como de las estrategias que planteen los distintos operadores.

La compatibilidad entre el nivel de reservas y su potencial utilización se torna crítica en la cuenca Neuquina. El nivel de extracción planteado sobre los primeros años de la próxima década sólo es sostenible si se incrementan las reservas en más de un 70% de las hoy estimadas como comprobadas, valor que si bien puede resultar posible, probablemente se encuentre dentro del límite superior de las expectativas del área.

De los volúmenes previstos exportar a los países vecinos una parte relevante (Chile/Santiago, Uruguay, Uruguayana, energía eléctrica a Brasil/Garabí y Chile)

están asociados a extracciones de gas sobre la cuenca Neuquina y para ellos están planteados contratos de abastecimiento a largo plazo (15 a 20 años). Seguramente también, varias de las unidades de generación eléctrica que se prevé incorporar en los próximos años (del orden de 6.000 MW) están asociadas con abastecimientos desde la misma cuenca y con contratos de largo plazo.

En el área central del consumo de gas, que se abastece principalmente desde la cuenca Neuquina, se presentará en el mediano plazo (entre los años 2000 y 2005) la necesidad de recurrir a mayores suministros de las cuencas Noroeste y Austral.

El consumo de combustible alternativo en centrales aumentaría hasta alcanzar en el año 2010 un 9% del total de requerimientos de gas y líquidos. Este resultado es válido en tanto las centrales no decidan comprar capacidad firme de transporte o pacten menor cantidad de días al año con restricción de suministro. La exportación de energía eléctrica incrementa la restricción de suministro de gas en períodos invernales.

15.5.2. Producción

La limitación planteada a la producción máxima de la cuenca Neuquina, conduce a la pérdida de su protagonismo en el abastecimiento al mercado. Del 56% de participación en la producción que registró en el año 1997, evolucionaría hasta alcanzar en el año 2010 entre el 37% y el 45% de la producción total.

La cuenca Noroeste incrementaría su participación en la producción, del actual 13%, alcanzaría a ubicarse en el año 2010 entre el 26% y el 29% (escenarios A y C)

En el escenario A, las exportaciones deberían acudir en mayor medida a la producción de la Cuenca Austral. En cambio, en el Escenario C, se requiere un mayor esfuerzo de producción en la Cuenca Noroeste, alcanzando una participación en la producción total del 32 y 28%, en el año 2005 y 2010, respectivamente.

En el siguiente Cuadro se presenta la estructura de la producción resultante para los escenarios simulados.

PRODUCCION DE GAS POR CUENCA
MM m^3/d

	ESCENARIO A				ESCENARIO B				ESCENARIO C			
CUENCA	1997	2000	2005	2010	1997	2000	2005	2010	1997	2000	2005	2010
Neuquina	50.2	69.7	78.2	78.1	50.2	69.7	78.1	78.2	50.2	69.7	78.1	78.0
Noroeste	11.9	33.3	52.4	54.8	11.9	28.2	46.1	49.0	11.9	28.2	59.6	59.6
Austral	27.2	31.2	56.9	94.6	27.2	31.2	34.5	63.2	27.2	31.2	48.0	78.6
Total	89.4	134.1	187.5	227.6	89.4	129.1	158.7	190.5	89.4	129.1	185.7	216.2

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION DE GAS POR CUENCA

	ESCENARIO A				ESCENARIO B				ESCENARIO C			
CUENCA	1997	2000	2005	2010	1997	2000	2005	2010	1997	2000	2005	2010
Neuquina	56%	52%	42%	34%	56%	54%	49%	41%	56%	54%	42%	36%
Noroeste	13%	25%	28%	24%	13%	22%	29%	26%	13%	22%	32%	28%
Austral	30%	23%	30%	42%	30%	24%	22%	33%	30%	24%	26%	36%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

A continuación se presenta la producción neta de reinyectado por cuenca y los totales para los escenarios A, B y C. Se supuso que el venteo de gas se mantendrá en el entorno de 2 % de la producción, valor que se estima alcanzar hacia el 2000 como consecuencia de las medidas adoptadas por los productores para reducir el venteo de gas según lo dispuesto en la Res. SE Nº 236/93.

ESCENARIO A
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA NOROESTE

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	4.139	107	57	56	4.360	11.9
1998	4.694	122	65	64	4.944	13.5
1999	5.233	136	72	71	5.512	15.1
2000	11.535	300	159	157	12.151	33.3
2001	12.844	334	177	174	13.529	37.1
2002	14.789	384	204	201	15.578	42.7
2003	17.399	452	240	236	18.327	50.2
2004	18.031	468	249	245	18.992	52.0
2005	18.173	472	251	247	19.142	52.4
2006	18.615	483	257	253	19.608	53.7
2007	18.991	493	262	258	20.004	54.8
2008	18.991	493	262	258	20.004	54.8
2009	18.991	493	262	258	20.004	54.8
2010	18.991	493	262	258	20.004	54.8

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO A
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA NEUQUINA

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	16.351	987	138	841	18.317	50.2
1998	17.734	1.070	150	912	19.867	54.4
1999	20.084	1.212	170	603	22.068	60.5
2000	23.151	1.397	196	695	25.439	69.7
2001	24.541	1.481	207	540	26.769	73.3
2002	25.848	1.560	219	569	28.196	77.2
2003	25.237	1.523	213	555	27.529	75.4
2004	25.964	1.567	220	571	28.321	77.6
2005	26.164	1.579	221	576	28.540	78.2
2006	26.167	1.579	221	576	28.543	78.2
2007	26.154	1.579	221	575	28.529	78.2
2008	26.143	1.578	221	575	28.517	78.1
2009	26.151	1.578	221	575	28.525	78.2
2010	26.147	1.578	221	575	28.522	78.1

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO A
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA GOLFO DE SAN JORGE

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	356	1.410	5	816	2.587	7.1
1998	370	1.467	6	370	2.213	6.1
1999	370	1.467	6	259	2.102	5.8
2000	370	1.467	6	222	2.065	5.7
2001	370	1.467	6	185	2.028	5.6
2002	370	1.467	6	185	2.028	5.6
2003	250	991	4	125	1.370	3.8
2004	250	991	4	125	1.370	3.8
2005	250	991	4	125	1.370	3.8
2006	250	991	4	125	1.370	3.8
2007	250	991	4	125	1.370	3.8
2008	250	991	4	125	1.370	3.8
2009	250	991	4	125	1.370	3.8
2010	250	991	4	125	1.370	3.8

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO A
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA AUSTRAL

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	6.624	353	149	232	7.358	20.2
1998	6.294	335	141	221	6.991	19.2
1999	6.804	362	153	150	7.468	20.5
2000	8.481	452	190	187	9.310	25.5
2001	8.481	452	190	187	9.310	25.5
2002	8.481	452	190	187	9.310	25.5
2003	9.291	495	208	204	10.198	27.9
2004	10.743	572	241	236	11.792	32.3
2005	17.656	940	396	388	19.381	53.1
2006	20.395	1.086	458	449	22.388	61.3
2007	23.260	1.238	522	512	25.532	69.9
2008	26.122	1.391	586	575	28.674	78.6
2009	28.092	1.496	630	618	30.836	84.5
2010	30.219	1.609	678	665	33.170	90.9

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO B
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA NOROESTE

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	4.139	107	57	56	4.360	11.9
1998	4.694	122	65	64	4.944	13.5
1999	5.233	136	72	71	5.512	15.1
2000	9.781	254	135	133	10.302	28.2
2001	11.279	293	156	153	11.881	32.5
2002	12.258	318	169	166	12.912	35.4
2003	13.848	360	191	188	14.586	40.0
2004	15.134	393	209	205	15.941	43.7
2005	15.979	415	221	217	16.831	46.1
2006	16.383	425	226	222	17.257	47.3
2007	16.759	435	231	227	17.652	48.4
2008	16.991	441	235	231	17.897	49.0
2009	16.991	441	235	231	17.897	49.0
2010	16.991	441	235	231	17.897	49.0

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO B
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA NEUQUINA

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	16.351	987	138	841	18.317	50.2
1998	17.734	1.070	150	912	19.867	54.4
1999	20.084	1.212	170	603	22.068	60.5
2000	23.151	1.397	196	695	25.439	69.7
2001	24.558	1.482	208	540	26.788	73.4
2002	25.975	1.568	220	571	28.334	77.6
2003	25.325	1.529	214	557	27.625	75.7
2004	25.564	1.543	216	562	27.886	76.4
2005	26.145	1.578	221	575	28.520	78.1
2006	26.149	1.578	221	575	28.524	78.1
2007	26.153	1.579	221	575	28.528	78.2
2008	26.142	1.578	221	575	28.516	78.1
2009	26.150	1.578	221	575	28.525	78.2
2010	26.164	1.579	221	576	28.540	78.2

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO B
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA GOLFO DE SAN JORGE

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	356	1.410	5	816	2.587	7.1
1998	370	1.467	6	370	2.213	6.1
1999	370	1.467	6	259	2.102	5.8
2000	370	1.467	6	222	2.065	5.7
2001	370	1.467	6	185	2.028	5.6
2002	370	1.467	6	185	2.028	5.6
2003	250	991	4	125	1.370	3.8
2004	250	991	4	125	1.370	3.8
2005	250	991	4	125	1.370	3.8
2006	250	991	4	125	1.370	3.8
2007	250	991	4	125	1.370	3.8
2008	250	991	4	125	1.370	3.8
2009	250	991	4	125	1.370	3.8
2010	250	991	4	125	1.370	3.8

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO B
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA AUSTRAL

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	6.624	353	149	232	7.358	20.2
1998	6.294	335	141	221	6.991	19.2
1999	6.804	362	153	150	7.468	20.5
2000	8.481	452	190	187	9.310	25.5
2001	8.481	452	190	187	9.310	25.5
2002	8.481	452	190	187	9.310	25.5
2003	8.974	478	201	197	9.851	27.0
2004	9.305	495	209	205	10.214	28.0
2005	10.212	544	229	225	11.209	30.7
2006	12.143	647	272	267	13.329	36.5
2007	14.206	756	319	313	15.594	42.7
2008	16.258	866	365	358	17.846	48.9
2009	18.044	961	405	397	19.806	54.3
2010	19.777	1053	444	435	21.709	59.5

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO C
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA NOROESTE

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	4.139	107	57	56	4.360	11.9
1998	4.672	121	64	63	4.921	13.5
1999	5.211	135	72	71	5.489	15.0
2000	9.773	254	135	133	10.294	28.2
2001	11.242	292	155	153	11.842	32.4
2002	13.184	342	182	179	13.887	38.0
2003	15.085	392	208	205	15.889	43.5
2004	15.317	398	211	208	16.134	44.2
2005	20.641	536	285	280	21.742	59.6
2006	20.641	536	285	280	21.742	59.6
2007	20.641	536	285	280	21.742	59.6
2008	20.641	536	285	280	21.742	59.6
2009	20.641	536	285	280	21.742	59.6
2010	20.641	536	285	280	21.742	59.6

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO C
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA NEUQUINA

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	16.351	987	138	841	18.317	50.2
1998	17.755	1.072	150	914	19.890	54.5
1999	20.106	1.214	170	603	22.093	60.5
2000	23.159	1.398	196	695	25.447	69.7
2001	24.678	1.490	209	543	26.919	73.8
2002	26.078	1.574	220	574	28.446	77.9
2003	26.189	1.581	221	576	28.567	78.3
2004	26.163	1.579	221	576	28.539	78.2
2005	26.145	1.578	221	575	28.520	78.1
2006	26.121	1.577	221	575	28.493	78.1
2007	26.099	1.575	221	574	28.469	78.0
2008	26.090	1.575	221	574	28.460	78.0
2009	26.085	1.574	221	574	28.454	78.0
2010	26.084	1.574	221	574	28.453	78.0

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO C
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA GOLFO DE SAN JORGE

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	356	1.410	5	816	2.587	7.1
1998	370	1.467	6	370	2.213	6.1
1999	370	1.467	6	259	2.102	5.8
2000	370	1.467	6	222	2.065	5.7
2001	370	1.467	6	185	2.028	5.6
2002	370	1.467	6	185	2.028	5.6
2003	250	991	4	125	1.370	3.8
2004	250	991	4	125	1.370	3.8
2005	250	991	4	125	1.370	3.8
2006	250	991	4	125	1.370	3.8
2007	250	991	4	125	1.370	3.8
2008	250	991	4	125	1.370	3.8
2009	250	991	4	125	1.370	3.8
2010	250	991	4	125	1.370	3.8

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO C
PRODUCCION DE GAS NATURAL
CUENCA AUSTRAL

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	6.624	353	149	232	7.358	20.2
1998	6.294	335	141	221	6.991	19.2
1999	6.804	362	153	150	7.468	20.5
2000	8.481	452	190	187	9.310	25.5
2001	8.481	452	190	187	9.310	25.5
2002	8.685	462	195	191	9.533	26.1
2003	9.772	520	219	215	10.727	29.4
2004	11.370	605	255	250	12.480	34.2
2005	14.722	784	330	324	16.160	44.3
2006	17.279	920	388	380	18.967	52.0
2007	19.775	1.053	444	435	21.707	59.5
2008	21.681	1.154	487	477	23.799	65.2
2009	23.508	1.252	528	517	25.804	70.7
2010	24.901	1.326	559	548	27.333	74.9

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO A
PRODUCCION DE GAS NATURAL
TOTAL

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	27.469	2.857	350	1.945	32.622	89.4
1998	29.092	2.994	362	1.567	34.015	93.2
1999	32.491	3.177	400	1.082	37.150	101.8
2000	43.538	3.615	551	1.260	48.964	134.1
2001	46.236	3.733	581	1.086	51.635	141.5
2002	49.489	3.863	619	1.141	55.111	151.0
2003	52.177	3.461	666	1.121	57.424	157.3
2004	54.987	3.598	713	1.177	60.476	165.7
2005	62.242	3.982	872	1.336	68.433	187.5
2006	65.427	4.140	940	1.402	71.909	197.0
2007	68.654	4.301	1.009	1.470	75.434	206.7
2008	71.506	4.453	1.073	1.532	78.565	215.2
2009	73.484	4.558	1.117	1.576	80.736	221.2
2010	75.607	4.671	1.165	1.623	83.066	227.6

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

PRODUCCION DE GAS NATURAL
TOTAL
ESCENARIO B

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	27.469	2.857	350	1.945	32.622	89.4
1998	29.092	2.994	362	1.567	34.015	93.2
1999	32.491	3.177	400	1.082	37.150	101.8
2000	41.783	3.570	527	1.236	47.116	129.1
2001	44.688	3.694	559	1.065	50.006	137.0
2002	47.084	3.805	585	1.109	52.583	144.1
2003	48.397	3.357	611	1.067	53.433	146.4
2004	50.253	3.423	638	1.097	55.411	151.8
2005	52.586	3.528	675	1.142	57.931	158.7
2006	54.925	3.641	724	1.190	60.480	165.7
2007	57.368	3.761	775	1.240	63.145	173.0
2008	59.642	3.876	824	1.288	65.630	179.8
2009	61.435	3.971	864	1.328	67.599	185.2
2010	63.182	4.065	903	1.366	69.516	190.5

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

ESCENARIO C
PRODUCCION DE GAS NATURAL
TOTAL

	Volumen Entregado (1) MM m^3	Consumo en Yacimiento MM m^3	Retenido en Planta MM m^3	Venteo MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3	Producción Neta de Reinyectado MM m^3/d
1997	27.469	2.857	350	1.945	32.622	89.4
1998	29.091	2.995	362	1.568	34.015	93.2
1999	32.491	3.178	400	1.083	37.152	101.8
2000	41.783	3.570	527	1.236	47.116	129.1
2001	44.771	3.700	560	1.067	50.098	137.3
2002	48.316	3.846	603	1.129	53.894	147.7
2003	51.295	3.484	653	1.121	56.553	154.9
2004	53.100	3.573	692	1.159	58.523	160.3
2005	61.758	3.889	840	1.304	67.792	185.7
2006	64.292	4.024	897	1.360	70.573	193.3
2007	66.765	4.155	953	1.414	73.287	200.8
2008	68.663	4.256	996	1.456	75.371	206.5
2009	70.484	4.353	1.037	1.496	77.370	212.0
2010	71.876	4.427	1.068	1.527	78.898	216.2

(1) Volumen entregado al mercado, neto de importaciones

15.5.3. Relación Reservas - Producción

El requerimiento de abastecer la demanda doméstica y sostener las exportaciones plantea la necesidad de incorporar una cantidad adecuada de reservas. A partir de la simulaciones realizadas puede concluirse que para sostener la demanda total planteada en los escenarios estudiados se requeriría adicionar entre 725 y 950 miles de MM m^3 de reservas en el período 1998-2010 para llegar al año horizonte a una relación Reservas - Producción de 10 años.

De considerar el conjunto de recursos actuales, y el Escenario B, el cual contempla el conjunto de solicitudes de exportaciones ya autorizadas y en trámite, se alcanza en el año 2010 una relación Reservas - Producción del orden de 9 años.

A su vez, el requerimiento de producción hasta el año 2010 correspondiente al Escenario B compromete las reservas comprobadas actuales. Debe advertirse también, que si se considerara exclusivamente el requerimiento de producción para el abastecimiento del mercado interno para el actual nivel de reservas se alcanzaría a una relación R/P de 2 al año 2010, de no registrarse incorporaciones entre el año 1998 y el año 2010.

Respecto a los Escenarios A y C, tomando en cuenca los Recursos, al año 2010 la relación R/P se ubica en 7 años.

REQUERIMIENTOS DE INCORPORACION DE RESERVAS
Miles de MM m^3

	1997 (2)	1998-2010 (3)			INCORP.1998-2010 (4)			%INCORP. RESPECTO A 1997		
		ESC.A	ESC.B	ESC.C	ESC.A	ESC.B	ESC.C	ESC.A	ESC.B	ESC.C
R/P = 10 años	684	1634	1409	1570	950	725	886	139%	106%	130%
Totalidad de los Recursos (1)	684	1347	1347	1347	663	663	663	97%	97%	97%
R/P al año 2010		7	9	7						

(1) Se considera como posibles incorporaciones la totalidad de los Recursos
(2) Reservas Comprobadas a diciembre de 1997
(3) Reservas necesarias para sostener los niveles de producción del período 1997-2010
(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, sobre la base de los requerimientos de incorporación de reservas necesarias para sostener la producción y el mantenimiento de la relación Reservas/Producción en 10 años durante el transcurso del período de análisis.

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
R/P = 10 AÑOS
ESCENARIO A

	PRODUCCION-MM m^3(1)		RESERVAS - MM m^3 (2)			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996	0		685.587			
1997	32.622	32.622	683.796	30.831		21
1998	34.015	66.637	681.928	32.148	32.148	20
1999	37.150	103.788	679.889	35.111	67.259	18
2000	48.964	152.751	677.201	46.276	113.534	14
2001	51.635	204.387	674.366	48.800	162.335	13
2002	55.111	259.498	671.340	52.085	214.420	12
2003	57.424	316.922	668.187	54.272	268.692	12
2004	60.476	377.398	664.867	57.156	325.847	11
2005	68.433	445.831	684.325	87.891	413.738	10
2006	71.909	517.739	719.086	106.669	520.407	10
2007	75.434	593.174	754.344	110.693	631.100	10
2008	78.565	671.738	785.648	109.868	740.968	10
2009	80.736	752.474	807.358	102.446	843.414	10
2010	83.066	835.540	830.659	106.367	949.781	10

Reservas Comprobadas Actuales	683.796
Incorporación	949.781
Total de Reservas Necesarias 1998/2010	1.633.577
Incorporación Promedio Anual	73.060

(1) Producción Neta de Reinyectado

(2) Incorporación de Reservas para mantener la relación Reserva - Producción de 10 años

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
R/P = 10 AÑOS
ESCENARIO B

	PRODUCCION-MM m^3(1)		RESERVAS - MM m^3 (2)			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996	0		685.587			
1997	32.622	32.622	683.796	30.831		21
1998	34.015	66.637	681.928	32.148	32.148	20
1999	37.150	103.788	679.889	35.111	67.259	18
2000	47.116	150.903	677.302	44.529	111.788	14
2001	50.006	200.909	674.557	47.260	159.048	13
2002	52.583	253.492	671.670	49.696	208.744	13
2003	53.433	306.925	668.736	50.499	259.243	13
2004	55.411	362.336	665.694	52.369	311.612	12
2005	57.931	420.266	662.514	54.750	366.362	11
2006	60.480	480.746	659.193	57.160	423.522	11
2007	63.145	543.891	655.726	59.678	483.199	10
2008	65.630	609.521	656.301	66.205	549.404	10
2009	67.599	677.120	675.987	87.285	636.689	10
2010	69.516	746.636	695.164	88.693	725.382	10

Reservas Comprobadas Actuales	683.796
Incorporación	725.382
Total de Reservas Necesarias 1998/2010	1.409.178
Incorporación Promedio Anual	55.799

Producción Neta de Reinyectado

(2) Incorporación de Reservas para mantener la relación Reserva - Producción de 10 años

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
R/P = 10 AÑOS
ESCENARIO C

	PRODUCCION-MM m^3(1)		RESERVAS - MM m^3 (2)			
AÑO	**PROD. ANUAL**	**PROD.ACUM.**	**TOTAL A DICIEMBRE**	**INCORP. ANUAL**	**INCORP. ACUMULADA**	**RELACION RES./PROD.**
1996	0		685.587			
1997	32.622	32.622	683.796	30.831		21
1998	34.015	66.637	681.929	32.148	32.148	20
1999	37.152	103.789	679.889	35.112	67.260	18
2000	47.116	150.904	677.302	44.529	111.789	14
2001	50.098	201.002	674.552	47.348	159.136	13
2002	53.894	254.896	671.593	50.935	210.071	12
2003	56.553	311.449	668.488	53.448	263.519	12
2004	58.523	369.972	665.275	55.310	318.829	11
2005	67.792	437.764	677.919	80.436	399.265	10
2006	70.573	508.337	705.726	98.380	497.645	10
2007	73.287	581.624	732.873	100.435	598.080	10
2008	75.371	656.995	753.709	96.207	694.286	10
2009	77.370	734.365	773.699	97.360	791.646	10
2010	78.898	813.263	788.981	94.180	885.827	10

Reservas Comprobadas Actuales	683.796
Incorporación	885.827
Total de Reservas Necesarias 1998/2010	1.569.623
Incorporación Promedio Anual	68.141

(1) Producción Neta de Reinyectado
(2) Incorporación de Reservas para mantener la relación Reserva - Producción de 10 años

Adicionalmente, se plantea la evolución de las reservas tomando en cuenta el volumen total considerado en el punto 15.2.4, es decir un total de 1.347.000 MM m3. Se supone en esta oportunidad que las incorporaciones son requeridas una vez que la Relación Reserva/Producción cae debajo de los 10 años.

A continuación se presenta la Evolución de la Relación Reservas - Producción en cada cuenca y escenario.

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO A
CUENCA NOROESTE

	PRODUCCION-MM m^3(1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			173.883			
1997	4.360	4.360	172.063	2.540		39
1998	4.944	9.304	167.119			34
1999	5.512	14.816	161.607			29
2000	12.151	26.967	149.456			12
2001	13.529	40.496	135.927			10
2002	15.578	56.074	142.564	22.215		9
2003	18.327	74.401	146.452	22.215	22.215	8
2004	18.992	93.393	149.675	22.215	44.430	8
2005	19.142	112.535	152.749	22.215	66.646	8
2006	19.608	132.143	155.356	22.215	88.861	8
2007	20.004	152.147	157.568	22.215	111.076	8
2008	20.004	172.151	159.779	22.215	133.291	8
2009	20.004	192.154	161.990	22.215	155.507	8
2010	20.004	212.158	164.201	22.215	177.722	8

Reservas Comprobadas Actuales	172.063
Total de Recursos	372.000
Incorporación de Reservas	199.937

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO A
CUENCA NEUQUINA

	PRODUCCION-MM m^3(1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			338.962			
1997	18.317	18.317	329.963	9.318		18
1998	19.867	38.184	310.096			16
1999	22.068	60.253	288.027			13
2000	25.439	85.692	262.588			10
2001	26.769	112.461	258.023	22.204		10
2002	28.196	140.657	252.030	22.204	22.204	9
2003	27.529	168.186	246.706	22.204	44.407	9
2004	28.321	196.507	240.588	22.204	66.611	8
2005	28.540	225.047	234.252	22.204	88.815	8
2006	28.543	253.590	227.912	22.204	111.019	8
2007	28.529	282.119	221.587	22.204	133.222	8
2008	28.517	310.636	215.274	22.204	155.426	8
2009	28.525	339.162	208.952	22.204	177.630	7
2010	28.522	367.683	202.634	22.204	199.833	7

Reservas Comprobadas Actuales	329.963
Total de Recursos	552.000
Incorporación de Reservas	222.037

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO A
CUENCA GOLFO SAN JORGE

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			17.263			
1997	2.587	2.587	21.469	6.793		8
1998	2.213	4.800	20.605	1.349	1.349	9
1999	2.102	6.901	19.852	1.349	2.697	9
2000	2.065	8.966	19.136	1.349	4.046	9
2001	2.028	10.993	18.457	1.349	5.394	9
2002	2.028	13.021	17.778	1.349	6.743	9
2003	1.370	14.391	17.756	1.349	8.091	13
2004	1.370	15.761	17.735	1.349	9.440	13
2005	1.370	17.131	17.713	1.349	10.788	13
2006	1.370	18.501	17.692	1.349	12.137	13
2007	1.370	19.871	17.671	1.349	13.485	13
2008	1.370	21.241	17.649	1.349	14.834	13
2009	1.370	22.611	17.628	1.349	16.182	13
2010	1.370	23.981	17.606	1.349	17.531	13

Reservas Comprobadas Actuales 21.469
Total de Recursos 39.000
Incorporación de Reservas 17.531
(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO A
CUENCA AUSTRAL

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			155.479			
1997	7.358	7.358	160.301	12.180		22
1998	6.991	14.349	153.310			22
1999	7.468	21.817	145.841			20
2000	9.310	31.127	136.532			15
2001	9.310	40.437	127.222			14
2002	9.310	49.746	117.913			13
2003	10.198	59.945	107.714			11
2004	11.792	71.737	127.879	31.957	31.957	11
2005	19.381	91.118	140.455	31.957	63.914	7
2006	22.388	113.505	150.024	31.957	95.871	7
2007	25.532	139.037	156.450	31.957	127.828	6
2008	28.674	167.711	159.733	31.957	159.785	6
2009	30.836	198.547	160.854	31.957	191.742	5
2010	33.170	231.718	159.640	31.957	223.699	5

Reservas Comprobadas Actuales 160.301
Total de Recursos 384.000
Incorporación de Reservas 223.699
(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO A
TOTAL

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			685.587			
1997	32.622	32.622	683.796	30.831		21
1998	34.015	66.637	651.129	1.349	1.349	19
1999	37.150	103.788	615.327	1.349	2.697	17
2000	48.964	152.751	567.712	1.349	4.046	12
2001	51.635	204.387	539.629	23.552	27.598	10
2002	55.111	259.498	530.285	45.767	73.365	10
2003	57.424	316.922	518.628	45.767	119.133	9
2004	60.476	377.398	535.877	77.724	196.857	9
2005	68.433	445.831	545.169	77.724	274.582	8
2006	71.909	517.739	550.985	77.724	352.306	8
2007	75.434	593.174	553.275	77.724	430.031	7
2008	78.565	671.738	552.435	77.724	507.755	7
2009	80.736	752.474	549.423	77.724	585.480	7
2010	83.066	835.540	544.082	77.724	663.204	7

Reservas Comprobadas Actuales	683.796
Total de Recursos	1.347.000
Incorporación de Reservas	663.204

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO B
CUENCA NOROESTE

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			173.883			
1997	4.360	4.360	172.063	2.540		39
1998	4.944	9.304	167.119			34
1999	5.512	14.816	161.607			29
2000	10.302	25.119	151.304			15
2001	11.881	36.999	139.424			12
2002	12.912	49.911	126.512			10
2003	14.586	64.497	136.918	24.992	24.992	9
2004	15.941	80.438	145.969	24.992	49.984	9
2005	16.831	97.270	154.130	24.992	74.976	9
2006	17.257	114.527	161.865	24.992	99.969	9
2007	17.652	132.179	169.204	24.992	124.961	10
2008	17.897	150.077	176.299	24.992	149.953	10
2009	17.897	167.974	183.394	24.992	174.945	10
2010	17.897	185.871	190.489	24.992	199.937	11

Reservas Comprobadas Actuales	172.063
Total de Recursos	372.000
Incorporación de Reservas	199.937

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO B
CUENCA NEUQUINA

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			338.962			
1997	18.317	18.317	329.963	9.318		18
1998	19.867	38.184	310.096			16
1999	22.068	60.253	288.027			13
2000	25.439	85.692	262.588			10
2001	26.788	112.480	258.004	22.204	22.204	10
2002	28.334	140.814	251.873	22.204	44.407	9
2003	27.625	168.439	246.452	22.204	66.611	9
2004	27.886	196.325	240.770	22.204	88.815	9
2005	28.520	224.845	234.453	22.204	111.019	8
2006	28.524	253.369	228.133	22.204	133.222	8
2007	28.528	281.897	221.809	22.204	155.426	8
2008	28.516	310.413	215.496	22.204	177.630	8
2009	28.525	338.938	209.175	22.204	199.833	7
2010	28.540	367.478	202.839	22.204	222.037	7

Reservas Comprobadas Actuales	329.963
Total de Recursos	552.000
Incorporación de Reservas	222.037

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO B
CUENCA GOLFO SAN JORGE

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			17.263			
1997	2.587	2.587	21.469	6.793		8
1998	2.213	4.800	20.605	1.349	1.349	9
1999	2.102	6.901	19.852	1.349	2.697	9
2000	2.065	8.966	19.136	1.349	4.046	9
2001	2.028	10.993	18.457	1.349	5.394	9
2002	2.028	13.021	17.778	1.349	6.743	9
2003	1.370	14.391	17.756	1.349	8.091	13
2004	1.370	15.761	17.735	1.349	9.440	13
2005	1.370	17.131	17.713	1.349	10.788	13
2006	1.370	18.501	17.692	1.349	12.137	13
2007	1.370	19.871	17.671	1.349	13.485	13
2008	1.370	21.241	17.649	1.349	14.834	13
2009	1.370	22.611	17.628	1.349	16.182	13
2010	1.370	23.981	17.606	1.349	17.531	13

Reservas Comprobadas Actuales	21.469
Total de Recursos	39.000
Incorporación de Reservas	17.531

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO B
CUENCA AUSTRAL

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			155.479			
1997	7.358	7.358	160.301	12.180		22
1998	6.991	14.349	153.310			22
1999	7.468	21.817	145.841			20
2000	9.310	31.127	136.532			15
2001	9.310	40.437	127.222			14
2002	9.310	49.746	117.913			13
2003	9.851	59.597	108.061			11
2004	10.214	69.811	129.805	31.957	31.957	13
2005	11.209	81.021	150.552	31.957	63.914	13
2006	13.329	94.350	169.180	31.957	95.871	13
2007	15.594	109.944	185.543	31.957	127.828	12
2008	17.846	127.790	199.653	31.957	159.785	11
2009	19.806	147.597	211.804	31.957	191.742	11
2010	21.709	169.306	222.052	31.957	223.699	10

Reservas Comprobadas Actuales	160.301
Total de Recursos	384.000
Incorporación de Reservas	223.699

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO B
TOTAL

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			685.587			
1997	32.622	32.622	683.796	30.831		21
1998	34.015	66.637	651.129	1.349	1.349	19
1999	37.150	103.788	615.327	1.349	2.697	17
2000	47.116	150.903	569.560	1.349	4.046	12
2001	50.006	200.909	543.107	23.552	27.598	11
2002	52.583	253.492	514.076	23.552	51.150	10
2003	53.433	306.925	509.187	48.544	99.694	10
2004	55.411	362.336	534.278	80.501	180.196	10
2005	57.931	420.266	556.849	80.501	260.697	10
2006	60.480	480.746	576.870	80.501	341.199	10
2007	63.145	543.891	594.227	80.501	421.700	9
2008	65.630	609.521	609.098	80.501	502.201	9
2009	67.599	677.120	622.001	80.501	582.703	9
2010	69.516	746.636	632.986	80.501	663.204	9

Reservas Comprobadas Actuales	683.796
Total de Recursos	1.347.000
Incorporación de Reservas	663.204

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO C
CUENCA NOROESTE

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			173.883			
1997	4.360	4.360	172.063	2.540		39
1998	4.921	9.281	167.142			34
1999	5.489	14.770	161.653			29
2000	10.294	25.065	151.358			15
2001	11.842	36.906	139.517			12
2002	13.887	50.793	147.845	22.215	22.215	11
2003	15.889	66.682	154.171	22.215	44.430	10
2004	16.134	82.816	160.252	22.215	66.646	10
2005	21.742	104.558	160.726	22.215	88.861	7
2006	21.742	126.300	161.199	22.215	111.076	7
2007	21.742	148.042	161.672	22.215	133.291	7
2008	21.742	169.784	162.146	22.215	155.507	7
2009	21.742	191.526	162.619	22.215	177.722	7
2010	21.742	213.268	163.092	22.215	199.937	8

Reservas Comprobadas Actuales	172.063
Total de Recursos	372.000
Incorporación de Reservas	199.937

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO C
CUENCA NEUQUINA

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			338.962			
1997	18.317	18.317	329.963	9.318		18
1998	19.890	38.207	310.073			16
1999	22.093	60.300	287.980			13
2000	25.447	85.747	262.533			10
2001	26.919	112.666	257.818	22.204	22.204	10
2002	28.446	141.112	251.575	22.204	44.407	9
2003	28.567	169.679	245.212	22.204	66.611	9
2004	28.539	198.218	238.877	22.204	88.815	8
2005	28.520	226.738	232.560	22.204	111.019	8
2006	28.493	255.231	226.271	22.204	133.222	8
2007	28.469	283.700	220.006	22.204	155.426	8
2008	28.460	312.160	213.750	22.204	177.630	8
2009	28.454	340.613	207.500	22.204	199.833	7
2010	28.453	369.067	201.250	22.204	222.037	7

Reservas Comprobadas Actuales	329.963
Total de Recursos	552.000
Incorporación de Reservas	222.037

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO C
CUENCA GOLFO SAN JORGE

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			17.263			
1997	2.587	2.587	21.469	6.793		8
1998	2.213	4.800	20.605	1.349	1.349	9
1999	2.102	6.901	19.852	1.349	2.697	9
2000	2.065	8.966	19.136	1.349	4.046	9
2001	2.028	10.993	18.457	1.349	5.394	9
2002	2.028	13.021	17.778	1.349	6.743	9
2003	1.370	14.391	17.756	1.349	8.091	13
2004	1.370	15.761	17.735	1.349	9.440	13
2005	1.370	17.131	17.713	1.349	10.788	13
2006	1.370	18.501	17.692	1.349	12.137	13
2007	1.370	19.871	17.671	1.349	13.485	13
2008	1.370	21.241	17.649	1.349	14.834	13
2009	1.370	22.611	17.628	1.349	16.182	13
2010	1.370	23.981	17.606	1.349	17.531	13

Reservas Comprobadas Actuales	21.469
Total de Recursos	39.000
Incorporación de Reservas	17.531

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO C
CUENCA AUSTRAL

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996			155.479			
1997	7.358	7.358	160.301	12.180		22
1998	6.991	14.349	153.310			22
1999	7.468	21.817	145.841			20
2000	9.310	31.127	136.532			15
2001	9.310	40.437	127.222			14
2002	9.533	49.970	117.689			12
2003	10.727	60.697	106.962			10
2004	12.480	73.177	126.439	31.957	31.957	10
2005	16.160	89.337	142.236	31.957	63.914	9
2006	18.967	108.304	155.225	31.957	95.871	8
2007	21.707	130.011	165.476	31.957	127.828	8
2008	23.799	153.810	173.634	31.957	159.785	7
2009	25.804	179.615	179.786	31.957	191.742	7
2010	27.333	206.948	184.410	31.957	223.699	7

Reservas Comprobadas Actuales	160.301
Total de Recursos	384.000
Incorporación de Reservas	223.699

(1) Producción Neta de Reinyectado

EVOLUCION RESERVAS-PRODUCCION DE GAS NATURAL
ESCENARIO C
TOTAL

	PRODUCCION-MM m^3 (1)		RESERVAS - MM m^3			
AÑO	PROD. ANUAL	PROD.ACUM.	TOTAL A DICIEMBRE	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	RELACION RES./PROD.
1996		0	685.587			
1997	32.622	32.622	683.796	30.831		21
1998	34.015	66.637	651.130	1.349	1.349	19
1999	37.152	103.789	615.326	1.349	2.697	17
2000	47.116	150.904	569.559	1.349	4.046	12
2001	50.098	201.002	543.013	23.552	27.598	11
2002	53.894	254.896	534.887	45.767	73.365	10
2003	56.553	311.449	524.102	45.767	119.133	9
2004	58.523	369.972	543.303	77.724	196.857	9
2005	67.792	437.764	553.235	77.724	274.582	8
2006	70.573	508.337	560.387	77.724	352.306	8
2007	73.287	581.624	564.824	77.724	430.031	8
2008	75.371	656.995	567.178	77.724	507.755	8
2009	77.370	734.365	567.532	77.724	585.480	7
2010	78.898	813.263	566.359	77.724	663.204	7

Reservas Comprobadas Actuales	683.796
Total de Recursos	1.347.000
Incorporación de Reservas	663.204

(1) Producción Neta de Reinyectado

15.5.4. Expansión de la Capacidad de Transporte

Hacia el año 2000 la expansión del gasoducto Centro-Oeste y Norte se debe fundamentalmente a las exportaciones a Chile y Uruguayana. En el caso particular del gasoducto Norandino, el flujo de exportaciones requiere expansión del tramo inicial del gasoducto Norte. A su vez, para las exportaciones adicionales a través del gasoducto Gasandes y la exportación a Uruguayana es preciso incrementar la capacidad de transporte del gasoducto Centro-Oeste.

La limitación de la producción de la cuenca Neuquina en alrededor de 78 MM m3/día, supuesto presente en todos los escenarios analizados, plantea la no expansión de los gasoductos Neuba y un adelantamiento de la expansión del gasoducto Norte que difiere según el escenario.

En el escenario B, se prevén importantes incrementos del gasoducto Norte y expansiones menores del Austral en el año 2005. En cambio, en el año 2010 se requiere un aumento importante de capacidad del gasoducto Austral.

En el Escenario C, debido a las mayores exportaciones desde la Cuenca Noroeste, se requiere un importante aporte de producción de gas natural proveniente de la Cuenca Austral para el abastecimiento del mercado interno futuro.

En el Escenario A, es preciso llevar a cabo ampliaciones importantes para el transporte del gas proveniente de la Cuenca Austral y Noroeste, debido a que la exportación a la Región Sur de Brasil requiere hacer uso del sistema troncal nacional, además de la demanda correspondiente al mercado interno en los próximos años.

En los siguientes cuadros se resumen las expansiones de capacidad de gasoductos resultantes de las simulaciones:

CAPACIDAD NOMINAL PREVISTA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
MM m3/d
ESCENARIO A

GASODUCTO		1997	1998	2000	2002	2005	2010
NORTE	C.Durán-S.Jerónimo	16,9	16,9	20,6	25,5	34,8	36,9
CENTRO-OESTE	Loma de la Lata-S.Jerónimo	20,2	27,5	30,3	30,3	30,3	40,6
NEUBA I	S.Barrosa-Cerri	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
NEUBA II	Loma de la Lata-Cerri	27,6	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
SAN MARTIN	San Sebastián-Cerri	16,9	17,3	20,0	20,0	45,1	79,6
TOTAL		95,1	103,9	113,1	118	152,4	199,3

CAPACIDAD NOMINAL PREVISTA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
MM m3/d
ESCENARIO B

GASODUCTO		1997	1998	2000	2002	2005	2010
NORTE	C.Durán-S.Jerónimo	16,9	16,9	20,6	25,4	34,9	37,9
CENTRO-OESTE	Loma de la Lata-S.Jerónimo	20,2	27,5	30,3	30,3	30,3	30,5
NEUBA I	S.Barrosa-Cerri	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
NEUBA II	Loma de la Lata-Cerri	27,6	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
SAN MARTIN	San Sebastián-Cerri	16,9	17,3	20,0	20,0	24,7	50,9
TOTAL		95,1	103,9	113,1	117,9	132,1	161,5

CAPACIDAD NOMINAL PREVISTA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
MM m3/d
ESCENARIO C

GASODUCTO		1997	1998	2000	2002	2005	2010
NORTE	C.Durán-S.Jerónimo	16,9	16,9	20,6	22,7	24,4	24,9
CENTRO-OESTE	Loma de la Lata-S.Jerónimo	20,2	27,5	30,3	30,3	32,5	38,3
NEUBA I	S.Barrosa-Cerri	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
NEUBA II	Loma de la Lata-Cerri	27,6	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
SAN MARTIN	San Sebastián-Cerri	16,9	17,3	20,0	20,3	35,6	54,9
TOTAL		95,1	103,9	113,1	115,5	134,7	160,3

15.5.5. Precios del Gas Natural

La demanda residencial y comercial totaliza el 31% de la demanda total de gas. Dicha demanda podría considerarse sujeta a una elasticidad de sustitución relativamente baja en función de la amplia diferencia entre el precio del gas natural y los sustitutos próximos. Por otra parte, la demanda del sector industrial y usinas constituye casi el 70% de la demanda total de gas. Estos sectores presentarían algún tipo de sustitución de gas por fuel oil importante. Esta situación constituye la principal explicación de la existencia de un precio techo del gas natural asociado al precio del fuel oil.

La tarifa ID (precio a usuarios finales abastecidos por distribuidoras con servicio interrumpible) puede considerarse como una referencia de comparación frente al precio del fuel oil, ya que constituye la tarifa aplicable a los grandes usuarios industriales y centrales eléctricas, únicos sectores con una elasticidad de sustitución entre fuel oil gas oil relevante.

El precio del gas natural se ubica entre una banda conformada por un mínimo determinado por el costo y un máximo delimitado por el precio del sustituto próximo. La proximidad al máximo o mínimo está dada básicamente por la intensidad de las fuerzas competitivas.

Actualmente el precio del gas natural transferido al área central del consumo está prácticamente alineado con el valor del sustituto (tarifa grandes usuarios).

Con referencia al efecto de las exportaciones en la evolución del precio doméstico del gas, se debe tener en cuenta que el precio del combustible sustituto en los países vecinos fijará también un tope máximo al precio del gas en las cuencas exportadoras.

En el marco de la Resolución S.E. 299/98: “ningún productor o disponente de gas natural podrá ofrecer en el mercado externo condiciones de venta substancialmente diferentes respecto a sus operaciones o intenciones de venta en el mercado interno, en la medida que tales diferencias no sean justificables”.

En consecuencia, el precio de los combustibles sustitutos, en los países a los cuales se puede exportar gas natural, constituirá un factor importante en la definición del precio por cuenca.

Además, el mayor intercambio a nivel regional se traduce en una mayor competencia gas-gas. Bolivia ha comenzado a llevar adelante un programa de exploración y desarrollo. Para el período 1998-2000 están programadas inversiones del orden de 1.800 millones de dólares (u$s). A su vez, en Brasil se espera un incremento importante de la producción en el próximo trienio. Camisea constituye una fuente adicional para el aprovisionamiento de la región en el largo plazo. Estos elementos indicarían una importante competencia entre áreas productivas para el abastecimiento de Brasil.

La mayor integración energética regional que se visualiza en los próximos años permitiría afianzar el mercado ampliado de gas sobre la base de una mayor competencia gas-gas, transparencia de las operaciones, acceso a fuentes de aprovisionamiento adicionales y precios económicos ubicados en la banda antes señalada, redundando en un mayor beneficio para los usuarios domésticos y de la región.

En virtud de los expresado, la competencia por ganar nuevos mercados en los países de la región fijará un límite inferior y el precio de los sustitutos locales establecerán otro límite. Por lo tanto, no pueden esperarse modificaciones significativas en el precio del gas debido a las exportaciones.

16. CARACTERISTICAS REGULATORIAS EN LAS TARIFAS DE DISTRIBUCION DE GAS Y DE ENERGIA ELECTRICA EN ARGENTINA

16.1. INTRODUCCION

La competencia entre la energía eléctrica y el gas natural presenta, para el caso particular de Argentina, dos dimensiones de análisis: la interna, asociada al mercado energético doméstico, y la externa, vinculada a las exportaciones a los países vecinos.

En este capítulo se desarrolla sólo la dimensión interna de la competencia gas - energía eléctrica a través del análisis de algunos problemas identificados en las tarifas de distribución de gas y energía eléctrica y que configuran una situación de asimetrías de tipo regulatorio. Desde luego, esta es una problemática que deberá ser ampliamente profundizada en el futuro.

Existe, en principio, cierto grado de competencia entre la energía eléctrica y el gas natural, tanto desde el punto de vista de la demanda, para determinados usos calóricos, como de la oferta energética, en la competencia entre electroducto y gasoducto.

En el mercado minorista argentino estos energéticos no son sustitutos perfectos, pero técnicamente pueden ser intercambiados para satisfacer usos calóricos, por ejemplo, en el sector residencial en calentamiento de agua, calefacción, cocción y aire acondicionado; y en el sector servicios, para escalas importantes, en acondicionamiento de aire y conservación de alimentos.

Actualmente el gas natural y el GLP monopolizan, casi en su totalidad, la satisfacción de los usos calóricos en el sector residencial. Por otro lado, la electricidad tiene como usos cautivos el acondicionamiento de aire y la conservación de alimentos, tanto en el sector residencial como en el de servicios.

La transformación del sector energético en Argentina estableció, mediante las denominadas herramientas de mercado (fundamentalmente las señales económicas y la regulación), los mecanismos de formación de las tarifas máximas de gas y electricidad a los usuarios cautivos de las distribuidoras. Las mismas deben reflejar adecuadamente los costos económicos asociados a cada tipo de suministro.

Esta es una condición que se presenta como requisito imprescindible para el desarrollo de un adecuado contexto competitivo y la promoción de la libre elección de los usuarios entre estas fuentes.

Los factores determinantes de las decisiones de sustitución de energéticos son, desde el punto de vista del consumidor, entre los más importantes, la tarifa de los energéticos, el costo de adquisición de los equipos, la disponibilidad de servicios técnicos de posventa, las pautas culturales de los consumidores, etc. Probablemente, las pautas culturales y los hábitos de consumo representen las principales barreras para una mayor penetración de una u otra fuente en los usos energéticos señalados. Sin embargo, a pesar de ello, corresponde desde la

regulación asegurar en lo posible las mejores condiciones competitivas entre el gas y la electricidad.

Las diferencias físicas existentes entre los mercados del gas y la electricidad justifican los diferentes enfoques regulatorios aplicados en el mecanismo de formación de los precios mayoristas. En tanto el precio del gas resulta de la aplicación de un enfoque de costo medio, el precio mayorista de la energía eléctrica se establece sobre la base de un criterio de costo marginal y queda determinado, en la práctica, por el precio del gas. Con estas pautas, en el mercado de contratos, ambos precios resultan de la libre negociación entre oferentes y demandantes.

En cambio, los costos de transporte y distribución se encuentran sujetos a regulación debido al carácter de monopolio natural que reviste la prestación de esos servicios. En general, los costos fijos y variables de transporte y distribución, tanto de gas como de electricidad, se apropiaron a los cargos fijos y variables de cada segmento tarifario según criterios diferentes pero que tuvieron en común la necesidad de satisfacer los principios de lograr tarifas justas y razonables, por un lado y, por el otro, que las mismas reflejaran de manera adecuada los costos económicos, aplicándose el esquema de *price cap*. Las tarifas, entonces, resultaron de soluciones de compromiso para estos principios, derivadas de decisiones políticas adoptadas por las Autoridades concedentes de las concesiones. Esta situación generó asimetrías en las estructuras de las tarifas de gas y de electricidad, las cuales quedan evidenciadas, principalmente, a través de la asignación de costos fijos a los cargos variables ($/kWh y $/$m^3$) de las tarifas para algunos segmentos de consumo.

A continuación se describen los principales elementos de asimetrías identificados en las estructuras tarifarias del gas natural y de la electricidad.

16.2. CARACTERISTICAS REGULATORIAS EN LAS TARIFAS DE GAS EN ARGENTINA

16.2.1. Breve descripción del sistema de tarifas de distribución de gas natural en Argentina

En la actualidad, las tarifas de gas natural en Argentina están divididas por categorías de clientes: a) residenciales, R; b) usuarios general pequeños, P; c) usuarios general grandes, G; d) grandes usuarios bajo las modalidades de servicio firme FD y FT e interrumpible, ID e IT; e) estaciones de servicio de GNC y f) usuarios Subdistribuidores, SDB.

Las categorías de usuarios definidas anteriormente, R, P, FD, ID, FT, IT, GNC y SDB deben abonar:

- Un cargo por usuario (por cada factura emitida), que considera los costos de atender a cada cliente. Con este concepto tarifario la empresa distribuidora debería cubrir los costos de lectura de medidores, facturación, emisión y cobranzas y alguna parte menor de la inversión y operación de la red de distribución.

- Un cargo por m^3 consumido que está determinado o definido de la siguiente manera:

Cargo por m^3 consumido = Precio del gas natural en boca de pozo + Gas retenido + Tarifa Firme / Factor de carga de cada categoría de usuario + Margen unitario de distribución

16.2.2. Análisis de los componentes del cargo por m^3 de consumido

El precio del gas natural se traslada a los consumidores de acuerdo a los valores consignados en los respectivos contratos o los que autorice el ENARGAS.

La tarifa firme de transporte (dependiendo del lugar del que proviene el gas) es dividida por el factor de carga de cada categoría de usuario fijada en la licencia de distribución. Con la utilización de factores de carga adoptados, se divide el costo de transporte a lo largo del año y no se grava al usuario con un costo muy alto en la época de punta (en pleno invierno). De esta manera, el costo de la capacidad de transporte requerida para asistir a una categoría de usuario se carga o imputa al cargo por m^3 consumido, cuando en realidad este costo depende de la demanda de punta del usuario.

Con respecto al margen unitario de distribución, éste incluye todos los costos de la red de aproximación desde el *city gate*, como así también la red de distribución local, el costo de los medidores, como la supervisión técnica de la red de distribución lo que implica gastos de operación y mantenimiento. Estos costos son una función de la demanda de capacidad que realiza cada uno de los usuarios en la época pico, que obviamente coincide con la época invernal. Desde el punto de vista económico estos costos se deberían cargar, al igual que en el costo de transporte, únicamente al cargo fijo de los usuarios y no al cargo por m^3 consumido, como es en la actualidad.

En principio, desde el punto de vista teórico, el cargo variable de las tarifas de gas, que es el determinante de la decisión de consumo, debería incluir solamente el costo del producto (gas natural) más las pérdidas de la red y otros costos variables.

Comparando el *pass trough* del precio de compra de gas autorizado por el Ente, por ejemplo a Metrogas, con los cargos variables de los distintos tipos de tarifas se puede verificar en el siguiente cuadro, en una primera aproximación, lo antes señalado. Para bajos consumos, la incidencia del precio del gas en el cargo variable es del orden del 30%, en tanto que para grandes consumos la incidencia es mayor, alcanzando el 50-60%.

METROGAS
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS
VIGENTES EN CAPITAL FEDERAL A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE 1998

PRECIO DEL GAS (1)		0,041196 $/m^3	
CATEGORIA/CLIENTE	**Consumo m^3**	**Cargo por m^3 de consumo $/m^3**	**Precio de Gas/Cargo m^3**
RESIDENCIAL			
R		0,141715	29%
SERVICIO GENERAL			
P	0 a 1000	0,132529	31%
	1001 a 9000	0,123716	33%
	más de 9000	0,114904	36%
G	0 a 5000	0,082316	50%
	más de 5000	0,076467	54%
GRANDES USUARIOS			
ID		0,077536	53%
FD		0,078117	53%
IT		0,070380	59%
FT		0,070961	58%
OTROS USUARIOS			
SDB		0,088373	47%
GNC		0,090888	45%

La asignación de costos fijos al cargo por m^3 consumido (cargo variable) podría constituirse en un impedimento para el aumento del consumo de gas en usos no tradicionales durante el verano, como por ejemplo el aire acondicionado a gas natural.

Además, esta distorsión impide que la estructura de tarifas de gas se aproxime a la estructura del sistema de tarifas eléctricas, impidiendo, a su vez, que los usuarios residenciales y comerciales puedan tomar adecuadamente sus decisiones respecto al tipo de equipamiento más conveniente para la satisfacción de sus necesidades de energía.

Otros aspectos que favorecerían el mejor uso de infraestructura son:

- Una mayor transparencia en el servicio interrumpible, que facilitará el uso de la infraestructura.

- Alentar la libre elección de usuarios, con las restricciones legales que correspondan, en aquellos niveles de demanda hoy día no autorizados. Es decir, se considera recomendable avanzar en la línea de contar con alternativas tarifarias con una clara asignación de costos fijos y variables, lo que redundará en una mejor señal para un uso eficiente de la infraestructura.

16.3. CARACTERISTICAS REGULATORIAS EN LAS TARIFAS ELECTRICAS EN ARGENTINA

Del análisis del punto “B) Cálculo de los parámetros del Cuadro Tarifario” del Subanexo 2 de los Contratos de Concesión de las Distribuidoras de jurisdicción federal, se observa en las fórmulas que dan origen al cargo variable de las tarifas una asignación de los costos propios de distribución, que son costos fijos, que como en el caso de las tarifas de gas, teóricamente no correspondería.

La fórmula del cargo variable tiene la misma expresión para las categorías Residencial y General. A continuación se presenta dicha expresión, y la definición de sus coeficientes.

$CVtj = \sum (Pei * Yi) * KREB * KMEtj + CDVtj$

i = pico, valle, resto
t = Residencial, General
j = 1,2,3

CVtj = cargo variable que se aplicará a los usuarios con un determinado consumo bimestral, expresado en u$s/kWh.
Pei = precios estacionales de la energía, calculados por el OED, expresados en u$s/kWh.
Yi = participación del consumo de los usuarios de la categoría que corresponda, en la banda horaria i, respecto al total.
KREB = factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.
KMEtj = coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en la tarifa 1 – t,j.
CDVtj = costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1 – t,j, expresado en u$s/kWh.

Los cargos variables tienen los coeficientes CDVRi de la categoría Residencial y los CDVGi de la categoría General, que se definen como los costos propios de distribución, asignables al cargo variable de la tarifa que corresponda, es decir se está asignando parte de los costos fijos al cargo variable. Dicha asignación resulta económicamente ineficiente.

Los costos propios de distribución, además de aparecer como un sumando en los cargos variables, están presentes a través de los parámetros KMERi y KMEGi, que se definen como los coeficientes que representan la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en la subcategoría que corresponda.

Esta asignación de los costos propios de distribución, presenta el mismo efecto que el señalado para los CDVi.

Tomando por ejemplo el cuadro tarifario de EDESUR, se presenta a continuación el cálculo del *pass through* de los cargos variables de las distintas categorías tarifarias, a fin de determinar la incidencia del mismo en los respectivos cargos variables.

EDESUR
TARIFAS FINALES A USUARIOS
VIGENTES PROGRAMACION ESTACIONAL NOV. 98 - ENE. 99

CATEGORIA RESIDENCIAL

Tarifa 1 - R1			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Variable	$/kWh	0,0817	0,0337	41%

Tarifa 1 - R2			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Variable	**$/kWh**	**0,0445**	**0,0338**	**76%**

CATEGORIA GENERAL

Tarifa 1 - G1			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Variable	$/kWh	0,105	0,0339	32%

T1 - G2			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Variable	$/kWh	0,072	0,0338	47%

T1 - G3			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Variable	$/kWh	0,051	0,0338	67%

CATEGORIA AP

Tarifa 1 - AP			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Variable	$/kWh	0,069	0,041	60%

CATEGORIA T2 MEDIANAS DEMANDAS

Tarifa 2			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Variable	$/kWh	0,060	0,0338	56%

CATEGORIA T3 GRANDES DEMANDAS

Tarifa 3 - BT			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Var. Pico	$/kWh	0,037	0,033	89%
Cargo Var. Resto	$/kWh	0,038	0,034	89%
Cargo Var. Valle	$/kWh	0,038	0,034	89%

Tarifa 3 - MT			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Var. Pico	$/kWh	0,035	0,033	93%
Cargo Var. Resto	$/kWh	0,036	0,034	93%
Cargo Var. Valle	$/kWh	0,037	0,034	93%

Tarifa 3 - AT			**Pass Through**	**PTh / CV**
Cargo Var. Pico	$/kWh	0,034	0,033	97%
Cargo Var. Resto	$/kWh	0,035	0,034	97%
Cargo Var. Valle	$/kWh	0,035	0,034	97%

Para las pequeñas demandas T1, la relación *pass through*/cargo variable resulta entre 41 - 67%. Para el caso de las medianas demandas T2, 56%. Finalmente, para las grandes demandas T3, la relación se ubica en la banda 89 – 97%, evidenciando en este último caso una mejor relación.

16.4. COMENTARIOS

En principio, desde el punto de vista teórico, tanto en las tarifas de gas como de electricidad, el cargo variable que es el determinante de la decisión de consumo, debería incluir solamente el costo del producto (gas o energía eléctrica) más las pérdidas de la red y otros costos variables.

Cuanto más lejos se encuentre la estructura tarifaria del principio mencionado y en la medida que la demanda sea elástica, se incentivará un uso ineficiente de la infraestructura.

En consecuencia es importante, de ser posible, alentar la implementación de alternativas tarifarias que incentiven la maximización del uso de la infraestructura existente.

Respecto del transporte, el costo del gas interrumpible es uno de los valores más importantes dado que del mismo surge el costo de la energía eléctrica, los costos de exportación de energía eléctrica, etc. En consecuencia cuanto más transparente sea el servicio interrumpible y cuanto más se trabaje en alentar el uso de infraestructura y en mejorar el factor de carga, más se reducirá el costo que los usuarios finalmente pagan por el uso de la infraestructura.

Dado que el costo de la infraestructura representa aproximadamente el 50 - 70% del cargo variable de la tarifa de gas a usuarios finales ininterrumpibles, la cuestión del mejor uso de la misma no es un tema menor.

ANEXO I

LA TRANSFORMACION DEL SECTOR ELECTRICO BRASILEÑO

1. LAS REGULACIONES EN EL NUEVO MODELO

En el nuevo esquema regulatorio del sistema eléctrico brasileño, se consideran los siguientes tipos de regulaciones: económica, técnica, de servicios al consumidor y el incentivo a la competencia.

Los principios rectores que se aplicarán en el Nuevo Modelo, se sustentarán en reglas, en el control de precios y no de las ganancias, en el establecimiento de patrones y de procedimientos.

El alcance de las distintas regulaciones comprenderá el sector de generación, transmisión, distribución, comercialización (consumidores libres y cautivos), y los sistemas aislados.

- **Regulación Económica:** Será aplicada en los sectores que la requieran como ser: transmisión, distribución, comercialización y los sistemas aislados. Se limitarán tanto los subsidios dentro de una misma empresa como los subsidios cruzados entre empresas. La regulación económica definirá la distribución de los beneficios, y tendrá efectos en el tema de la conservación de la energía y en el Operador.

- **Regulación Técnica y de los Servicios al Consumidor:** La Regulación Técnica seguirá los lineamientos de la planificación indicativa, la operación de la generación y el planeamiento y la operación del transporte eléctrico y de la distribución. Para los Servicios al Consumidor se considerará la comercialización del Mercado Cautivo y la comercialización del Mercado Libre.

- **La Regulación para Incentivar la Competencia:** Se busca que se genere competencia en las inversiones y en la operación de la generación, en el Mercado Atacadista Eléctrico (MAE), en la comercialización orientada a los consumidores libres, en el otorgamiento de las concesiones y en la adquisición de bienes.

- Se aplicarán las siguientes medidas de incentivo: se prohibe todo tipo de comportamiento anticompetitivo, se definen reglas claras sobre las licitaciones, se define el libre acceso a la transmisión y distribución, se crea una nueva institución (el MAE), se limita el poder del mercado y se limita el poder de las empresas.

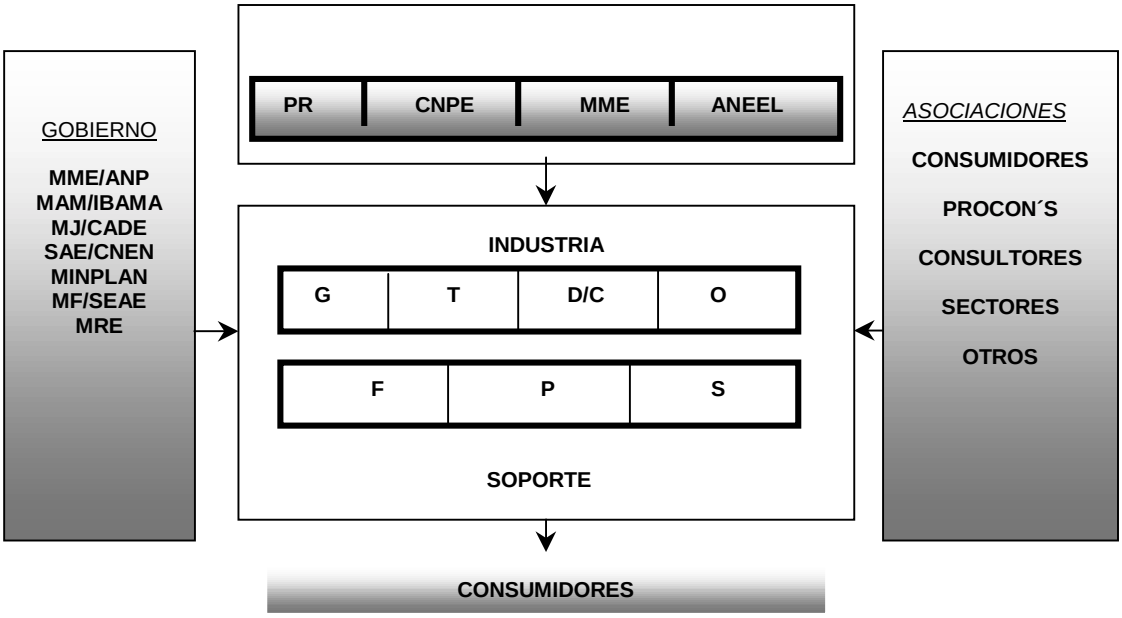
- Se limitan los derechos de propiedad dentro del sector eléctrico, a ser denominado, propiedad cruzada. Se define que un generador no puede tener más del 20% de una empresa de transporte y no más del 20% de una empresa de distribución.

- Las empresas de transporte eléctrico no pueden tener ninguna participación accionaria en la generación ni en la comercialización de la energía eléctrica. En tanto que las distribuidoras y los comercializadores pueden tener hasta el 30% de las acciones de un generador. Los comercializadores (el mercado libre) no pueden tener ninguna participación accionaria en empresas de transporte eléctrico.

Toda la regulación a ser aplicada en el sector, estará sustentada mediante padrones, monitoreo y penalidades, y los instrumentos regulatorios contendrán la regulación, los procedimientos, padrones y recomendaciones.

En la siguiente figura se representa el Nuevo Cuadro Institucional, describiendo los diversos actores del sector eléctrico, los que serán alcanzados por las regulaciones mencionadas.

EL NUEVO CUADRO INSTITUCIONAL



2. ANEEL

La Lei Nº 9.427 del 26 de diciembre de 1996, crea la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL. Este organismo tiene una autarquía especial, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, y su objetivo es regular y fiscalizar la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, en conformidad con las políticas y directrices del gobierno federal.

Compete especialmente a la ANEEL:

- Implementar políticas y directrices del gobierno federal para la explotación de la energía eléctrica, el aprovechamiento de los potenciales hidráulicos, expidiendo

los actos regulatorios necesarios para cumplir con las normas establecidas en la legislación del sector.

- Promover las licitaciones destinadas a la contratación de los concesionarios del servicio público para producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, y para otorgar las concesiones para el aprovechamiento de potenciales hidráulicos.

- Celebrar y regir los contratos de concesión o de permisos de servicios públicos de energía eléctrica, de concesión de bien público, y fiscalizar las concesiones y la prestación de los servicios de energía eléctrica.

- Resuelve, en el ámbito administrativo, las divergencias entre concesionarios autorizados, productores independientes y autoproductores, como también entre los agentes y los consumidores.

- Fija los criterios para el cálculo del precio del transporte, y arbitrar sus valores en los casos de negociación frustrada entre los agentes involucrados.

- Articular, como institución reguladora del sector de combustibles fósiles y del gas natural, los criterios para la fijación de precios del transporte de los combustibles, quedando destinados a la generación de energía eléctrica, y para fijar sus valores, en los casos donde se frustre la negociación entre agentes.

3. ACUERDO DE MERCADO

El Acuerdo de Mercado es un contrato multilateral de adhesión, suscrito por los agentes de generación, agentes de comercialización, agentes de importación, agentes de exportación y consumidores libres de energía eléctrica, encuadrados en la normativa establecida, que define las condiciones para la institución y el funcionamiento del MAE, las obligaciones y derechos de sus miembros, las condiciones de adhesión, las garantías financieras, la gestión económica - financiera y las reglas comerciales como también las alteraciones de los términos del Acuerdo.

El Acuerdo de Mercado tendrá en consideración los siguientes temas:

- Los procedimientos para la admisión de nuevos miembros y las instrucciones para sus representantes.
- La obligación para vender y comprar toda la disponibilidad y los requerimientos de energía a través del MAE.
- Las reglas para la comercialización de la energía eléctrica, y la contabilización y liquidación, incluyendo el tratamiento de las pérdidas.
- Lleva el registro de los contratos bilaterales de compra y venta de energía.
- La ejecución o la contratación de los servicios de contabilización y liquidación de las operaciones realizadas en el ámbito del MAE.
- Los requisitos de la garantía financiera relacionada con los montos comercializados en el MAE, no cubiertos por los contratos bilaterales registrados.
- Los procedimientos para la mediación de cuestiones entre los miembros del MAE, manteniendo a la ANEEL como la última instancia.
- Las reglas para el tratamiento y asignación de los riesgos hidrológicos.

4. MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELECTRICA – MAE

El Operador Nacional del Sistema (ONS), tiene por objetivo optimizar la operación del sistema electroenergético, buscando el menor costo para el sistema, observando las normas técnicas, los criterios de confiabilidad y las Reglas del Mercado. Además, tiene que garantizar que todos los agentes del sector eléctrico tengan acceso a la red de transmisión de forma no discriminada y contribuir a que la expansión del sistema de transporte se realice al menor costo y se alcancen las mejores condiciones de operación en el futuro.

Es de su responsabilidad el planeamiento y la programación de la operación y del despacho centralizado de la generación, buscando la optimización de los sistemas eléctricos interconectados. También como parte de sus atribuciones, propone a la ANEEL las ampliaciones de las instalaciones de la red básica de transmisión y los refuerzos de los sistemas existentes, a ser licitados o autorizados.

Deberán participar del MAE:

- Los titulares de una concesión o autorización para la explotación de los servicios de generación que posean una central generadora con una capacidad instalada igual o superior a 50 MW, y los titulares de una autorización para la importación de energía eléctrica por montos igual o mayores a 300 GWh/año.
- El titular de una concesión, o de una autorización para el ejercicio de actividades de comercialización de energía eléctrica con un mercado igual o superior a 300 GWh/año, referido al año anterior y titulares de una autorización de exportación de energía eléctrica, por montos igual o mayores a 300 GWh/año.

Y podrán optar por participar en el MAE:

- Los titulares de una concesión o autorización para la explotación de servicios de generación de energía eléctrica que sean dueños de una central generadora con una capacidad instalada inferior a 50 MW y titulares de una autorización para la importación de energía eléctrica, por montos inferiores a 300 GWh/año.
- Los titulares de una concesión, o de una autorización para el ejercicio de la actividad de comercialización de energía eléctrica con un mercado inferior a 300 GWh/año, referido al año anterior, y titulares de una autorización para la exportación de energía eléctrica, por montos inferiores a 300 GWh/año.
- El consumidor libre, definido en la Lei nº 9.074 de 1995.

MERCADO DE CORTO PLAZO

Es el segmento del MAE donde se negocia la energía no contratada bilateralmente y también los eventuales saldos de los contratos bilaterales.

A los efectos de la determinación de los precios de la energía eléctrica en el mercado de corto plazo, se tienen en cuenta los siguientes factores:

- La optimización del uso de los recursos para la atención de los requerimientos de la demanda, considerando las condiciones técnicas y económicas para el despacho de las usinas.

- Las previsiones de las necesidades de los agentes.
- El costo del déficit de la energía.
- Las restricciones del transporte de energía eléctrica.
- La reducción voluntaria de la demanda en función del precio de corto plazo.
- Las interconexiones internacionales.

LA FORMACION DE LOS PRECIOS

Los precios del mercado de corto plazo son determinados para intervalos previamente definidos, que reflejen las variaciones del valor económico de la energía eléctrica. A estos precios se le sumará un precio adicional, asociado a la capacidad de las usinas generadoras, que será introducido como un incentivo a la potencia generada o la potencia puesta a disposición del sistema eléctrico.

La formación de los precios del MAE surgirá de un proceso de optimización centralizada y determinística del sistema, realizado por el ONS. Ese proceso utilizará una serie de modelos de optimización en base anual, mensual, semanal y diaria. Todos los modelos de optimización y despacho deberán estar a disposición de todos los participantes del MAE, con un nivel de detalle tal que permita su auditoría.

Para la operación del sistema, los generadores hidroeléctricos deberán informar los datos técnicos de sus usinas, incluyendo el nivel de los reservorios, vertimiento y la disponibilidad de sus equipamientos. Los generadores termoeléctricos deberán informar los datos de costos de operación y de combustibles, el rendimiento térmico y la disponibilidad de sus equipamientos. Los distribuidores y comercializadores deberán informar sus previsiones de demanda.

El precio del MAE será calculado utilizando los modelos de optimización y despacho del sistema, sin considerar las restricciones del transporte interno a cada submercado. Ese precio reflejará un mayor costo de despacho, considerando todas las usinas flexibles, propuestas de reducción voluntaria de la demanda y los intercambios internacionales.

El despacho en tiempo real considerará todas las restricciones de transmisión y las restricciones operativas ocurridas después de la definición del precio. Los costos originados de estas restricciones serán cubiertos por un cargo de los servicios del sistema.

Los estímulos y penalidades deberán ser previstos de modo de minimizar las declaraciones de restricciones operativas posteriores a la definición del precio.

Ante la eventualidad de un racionamiento de energía, el precio del MAE será elevado a los niveles de los costos de déficit del sistema, que estará correlacionado con la intensidad del racionamiento.

En caso de un corte de la carga por insuficiencia de capacidad de generación, el precio del MAE será fijado de acuerdo a como corresponda el costo de la interrupción. Un déficit de capacidad podrá ser identificado ex-ante o ex-post.

El precio del MAE será incrementado por un cargo de capacidad, que buscará incentivar a los generadores existentes que estarán disponibles cuando sean

solicitados por la operación del sistema e incentivar la expansión de la capacidad instalada.

Los consumidores individuales podrán presentar al MAE propuestas de reducción voluntaria de la demanda en función del precio de corto plazo.

Las reglas del MAE podrán prever el pago de un cargo destinado a cubrir los costos de los servicios prestados por el sistema, incluyendo los servicios auxiliares, prestados a todos los usuarios de los Sistemas Eléctricos Interconectados, que comprende entre otros:

- Costos de las restricciones de transporte dentro de los submercados.
- Costo de los componentes de los servicios auxiliares relacionados con la energía, que comprenden la potencia reactiva, la reserva de potencia en los diferentes horizontes temporales y una capacidad de black start.
- Efectos en los costos de los sistemas debido a los cambios de disponibilidad de la generación y en la demanda de los sistemas, entre un momento de la determinación del precio ex-ante y un momento del despacho real.
- La diferencia entre los factores de pérdidas de transmisión, en cada submercado, y las correspondientes pérdidas reales.
- Los costos por errores del ONS en el despacho del sistema.
- Costos de pequeños desvíos de generación con relación al despacho determinado por el ONS.

Los costos mencionados, serán calculados por la comparación de los costos reales de generación, con aquellos previstos cuando se los determinó ex-ante. Cualquier usina cuya producción real resulte por encima del nivel originalmente informado, será remunerada por el valor del agua o por sus costos declarados en el caso de usina térmicas. Cualquier usina cuya producción real resulte menor al nivel originalmente informado, será remunerada por la diferencia entre el precio del MAE y su valor de agua o el costo declarado.

Las remuneraciones totales a los generadores serán los agregados de cada submercado y serán totalmente recuperados por toda la demanda, contratada o no contratada, con base en una tarifa media.

Los cargos por los servicios del sistema cubrirán también los siguientes costos:

- Costos de los pagos hechos a los generadores referidos a los contratos de servicios auxiliares firmados por ellos con el ONS.
- Costo de los contratos con generadores para la disponibilidad de capacidad adicional de potencia.

MECANISMO DE RELOCALIZACION DE LA ENERGIA

Las reglas del MAE establecen un Mecanismo de Relocalización de la Energía – MRE, del que participan las usinas hidroeléctricas despachadas centralizadamente, con el objetivo de compartir entre ellas los riesgos hidrológicos.

Participan del MRE todas las usinas hidroeléctricas despachadas centralizadamente, las usinas termoeléctricas consideradas en los contratos iniciales y la cuota parte de

cada empresa de energía generada por Itaipú Binacional destinada al sistema brasileño. A partir del año 2002, las usinas termoeléctricas participarán del MRE, observando los porcentajes de reducción previstos en la Lei º 9.648 del 27 de mayo de 1998.

A cada usina participante del MRE le corresponderá un volumen de energía asegurada. Si la generación total del MRE fuera inferior al total de la energía asegurada, entonces su energía efectivamente generada será relocalizada entre los participantes en la proporción de las energías aseguradas de estos.

Los riesgos de indisponibilidad de las usinas, de naturaleza hidrológica, serán asumidos individualmente por las usinas participantes, no siendo, por lo tanto, cubiertos por el MRE.

Las relocalizaciones entre las usinas serán realizadas en forma preferencial en sus propios submercados. Si existe la necesidad de una relocalización adicional, esa podrá ser de otros submercados.

Cuando la producción total del sistema sea superior al volumen total de energía asegurada, la diferencia será definida como energía secundaria. Esta energía será asignada a cada usina con base a su energía asegurada de esa usina y/o a su generación efectiva.

La relocalización de la energía entre las usinas participantes del MRE, estará sujetas a la aplicación de un cargo basado en una tarifa de optimización establecida por la ANEEL, destinada a cubrir los costos incrementales incurridos en la operación y el mantenimiento de las usinas y del pago de una compensación financiera por el uso de los recursos hídricos.

MERCADO DE CONTRATOS BILATERALES

Estos contratos se definen en la regulación como un documento comercial que resulta del acuerdo entre los agentes del MAE, con el objetivo de establecer precios y volúmenes para la comercialización de la energía eléctrica en períodos de tiempo determinado.

Los contratos, en el ámbito del MAE, no implican una entrega física de energía por parte del agente generador que firmó un contrato con un agente comercializador, pudiendo la energía ser entregada por otro agente de generación en función de la operación optimizada del sistema.

Los Contratos Iniciales de compra y venta de energía eléctrica, deberán ser referidos a un punto común en cada área de mercado y los montos contratados serán considerados como entregados y recibidos en ese punto.

El punto común se denomina Punto de Referencia, y es el punto virtual del Sistema Interconectado a partir del cual se considera a los efectos de un Contrato, que la energía ha sido entregada por la parte Vendedora a la Compradora, en forma simbólica, y a cuya definición se le aplicará los factores de pérdida de transmisión a las cantidades de energía producida para ser entregada en el Sistema

Interconectado y a la que sea efectivamente consumida por el sistema, de manera que todas las cantidades sean iguales.

Los contratos de venta de energía registrados en el MAE, deberán ser integralmente cubiertos por energía asegurada de usinas propias o por contratos de compra de energía registrados en el MAE.

De los montos de la energía comercializada por los agentes participantes del MAE con consumidores finales, por lo menos el 90% deberá estar cubierto por energía asegurada de usinas propias u otros contratos de compra de energía por un plazo mínimo de dos años.

En caso de que la parte compradora reciba una cantidad de energía menor a la acordada en el contrato, la parte compradora tendrá la obligación de pagar a la vendedora por el valor del volumen contratado; la parte compradora será resarcida y compensada de acuerdo con las Normas del MAE. Los pagos realizados por la parte compradora o de la vendedora por las diferencias de energía o potencia en relación con la energía contratada y a la demanda contratada, serán realizados de acuerdo con las Normas del MAE.

Con relación a la compra y venta de energía y demanda que ha sido objeto de un contrato, la parte vendedora se hará cargo por las pérdidas estimadas de energía y potencia en el Sistema Interconectado hasta el Punto de Referencia y la parte compradora asumirá las pérdidas estimadas hasta el Punto de Referencia.

De manera independiente a las cantidades que han sido contratadas por la parte vendedora, esta deberá generar las cantidades específicas de energía que fueran establecidas de acuerdo con las Normas del MAE. En tanto que la parte vendedora será tratada como teniendo que entregar a la compradora la energía contratada, independientemente de la cantidad generada que las usinas de la parte vendedora hayan sido instruidas a producir.

Se ha dispuesto que la parte compradora pueda, observando las normas del MAE, revender cualquier cantidad de energía por ella adquirida de acuerdo a lo que se ha dispuesto en los contratos.

CONTRATOS INICIALES

La ANEEL dispuso que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica, de fecha anterior a la vigencia de las nuevas reglas, fueran sustituidos por los denominados Contratos Iniciales de compra y venta de energía eléctrica entre generadores y distribuidores, los Contratos de Uso de los sistemas de transmisión y los Contratos de Conexión, siendo competencia de ANEEL la homologación de los volúmenes de energía y potencia de estos contratos.

A partir del año 2002, las demandas de los Contratos Iniciales deberán ser liberadas a razón de un 25% anual, hasta su liberación total en el año 2006.

5. OPERADOR NACIONAL DEL SISTEMA

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), se define como una persona jurídica de derecho privado, bajo la forma de asociación civil, y regida por las disposiciones legales y regulatorias, presentes en su estatuto constitutivo y en las demás normativas expedidas por los organismos administrativos.

El ONS tiene por objetivo:

- Promover y optimizar la operación del sistema electroenergético, buscando el menor costo para el sistema, observando los patrones técnicos, y los criterios de confiabilidad y las Reglas del Mercado.
- Garantiza que todos los agentes del sector eléctrico tengan acceso a la red de transmisión de forma no discriminada.
- Contribuir, de acuerdo con la naturaleza de sus actividades, para que la expansión del sistema de transporte se realice al menor costo y se alcancen las mejores condiciones de operación en el futuro.

Son atribuciones del ONS:

- El planeamiento y la programación de la operación y del despacho centralizado de la generación, con vistas a la optimización de los sistemas electroenergéticos interconectados.
- La supervisión y la coordinación de los centros de operación de los sistemas eléctricos.
- La supervisión y el control de la operación de los sistemas electroenergéticos nacionales interconectados y de las interconexiones internacionales.
- La contratación y la administración de servicios de transmisión de energía eléctrica y respectivas condiciones de acceso, como también de los servicios auxiliares.
- Proponer a la ANEEL ampliaciones de las instalaciones de la red básica de transmisión, como también los refuerzos de los sistemas existentes a ser licitados o autorizados.
- La definición de las reglas para la operación de transmisión de la red básica de los sistemas eléctricos interconectados, a ser aprobados por la ANEEL.
- Otras que sean atribuidas en los contratos específicos celebrados con los agentes del sector eléctrico.

El ONS deberá desempeñar sus atribuciones con neutralidad, transparencia, integridad, representatividad, flexibilidad y razonabilidad.

El ONS será constituido por miembros asociados y miembros participantes.

Se define como miembros asociados al ONS a las entidades que posean instalaciones en la red básica, o estén conectados a ella, jurídicamente constituidas para actuar como agente de generación, agente de transmisión, agente de distribución/comercialización, y los consumidores libres, en las condiciones definidas en el Estatuto del ONS.

Serán miembros participantes del ONS o Poder Concedente, a través del Ministerio de Minas y Energía (MME) y los Consejos de Consumidores.

El consejero representante del MME tendrá derecho a un voto especial, con el cual estará habilitado a vetar las decisiones que sean conflictivas con las directrices y políticas gubernamentales para el sector de la energía eléctrica.

Este organismo, no podrá desempeñar ninguna actividad comercial de compra y venta de energía eléctrica.

Las instalaciones y equipamientos considerados integrantes de la Red Básica de Transmisión, de conformidad con los procedimientos y criterios establecidos por la ANEEL, serán puestos a disposición del ONS, mediante el Contrato de Prestación de Servicios de Transmisión, y este estará subordinado a las acciones de coordinación y operación.

Quedan a criterio del ONS las usinas hidroeléctricas de capacidad instalada igual o superior a 50 MW, las que serán despachadas centralizadamente, o no.

6. GENERACION

Se define como agente de generación, al agente titular de la concesión u autorización otorgada por el Poder Concedente, para generar, comprar y vender energía eléctrica, en el ámbito del MAE.

Las usinas termoeléctricas que abastecerán al ONS serán despachadas por el costo de producción y de disponibilidad. Los costos de los combustibles y de los correspondientes rendimientos térmicos constituirán las informaciones básicas de esas usinas para la optimización del sistema y para la determinación de los precios del MAE.

Las informaciones del costo de producción y del rendimiento podrán ser diferenciadas de acuerdo con un nivel de producción de la usina y podrá ser revisado anualmente o ante la ocurrencia de hechos relevantes.

Las usinas termoeléctricas con obligaciones de compra de cantidades mínimas de combustibles, se podrán declarar inflexibles a los montos correspondientes a estas restricciones de compra.

La liquidación de la remuneración por la Cuenta de Combustibles Fósiles (CCC) ocurrirá fuera del ambiente del MAE. Entre tanto, se tendrán en cuenta íntegramente los pagos realizados en el MAE, de manera que cada generador termoeléctrico reciba la remuneración consistente con sus derechos sobre los mecanismos del CCC y los Contratos Iniciales.

7. TRANSPORTE

El sistema de transmisión llamado Red Básica de los sistemas eléctricos interconectados, estará constituido por todas las líneas de transmisión en tensiones de 230 kV o superiores y subestaciones que contemplan equipamientos en tensiones de 230 kV o superior, integrantes de las concesiones de servicios públicos de energía eléctrica.

El sistema de transmisión del Sistema Interligado, está formado por los sistemas de generación, transmisión y distribución de propiedad de las diversas empresas de las Regiones Sul y SE-CO. Dichos sistemas tienen un uso compartido, por donde transita energía de diversas fuentes y destinos, sujetos a las Normas del MAE. Como por ejemplo la línea de transmisión destinada a la interconexión del sistema interligado de las regiones Sul y SE-CO con las regiones Norte y Nordeste.

Los volúmenes de energía y demanda de potencia deben considerar la asignación de las pérdidas del sistema de transmisión, el 50% para el conjunto de los concesionarios de la generación y 50% para el conjunto de los concesionarios de la distribución.

La ANEEL fija la tarifa máxima (peaje) por el uso del sistema de transporte entre un nodo de generación y un nodo de demanda. El reparto de esta tarifa se negocia libremente entre los concesionarios de la generación y los usuarios del transporte, en caso de no llegar a un acuerdo interviene la ANEEL, fijando un criterio de reparto.

Los Contratos de Prestación de Servicios de Transmisión, serán celebrados entre el ONS y los concesionarios de servicio público de energía eléctrica, detentores de los activos de transmisión componentes de la Red Básica de los sistemas interconectados.

Estos contratos establecerán las condiciones técnicas de los servicios que serán prestados, los reglamentos operativos que serán observados y los cargos anuales adeudados de los activos de transmisión puestos a disposición. Los cargos anuales adeudados serán determinados en conformidad con las cuentas permitidas por las Concesionarias del Transporte, establecidas por la ANEEL.

Las instalaciones y equipamientos considerados integrantes de la red básica de transmisión, de conformidad con los procedimientos y criterios establecidos por la ANEEL, serán puestos a disposición del ONS, mediante el Contrato de Prestación de Servicios de Transmisión, y a este estarán subordinadas sus acciones de coordinación y operación. Las demás instalaciones de transmisión, no integrantes de la Red Básica, serán puestas a disposición directamente a los ingresantes interesados, contra el pago de los cargos correspondientes.

Las Contratos por Uso del Sistema de Transmisión serán firmados entre el ONS y los usuarios ingresantes a la Red Básica.

Las empresas concesionarias de servicios públicos de energía eléctrica detentoras de actividades de generación y distribución deberán celebrar Contratos de Uso del Sistema de Transmisión distintos para cada segmento.

Los Contratos de Conexión serán celebrados entre los concesionarios del servicio público de energía eléctrica, propietaria de las instalaciones de transmisión, en el punto de conexión, y los usuarios ingresantes de los servicios de transmisión, con la intervención del ONS.

Las empresas concesionarias de servicios públicos de energía eléctrica detentoras de las actividades de generación y distribución, deberán celebrar Contratos de Conexión distintos para cada segmento.

En el MAE no se permiten exigencias discriminatorias para el acceso al sistema de transporte.

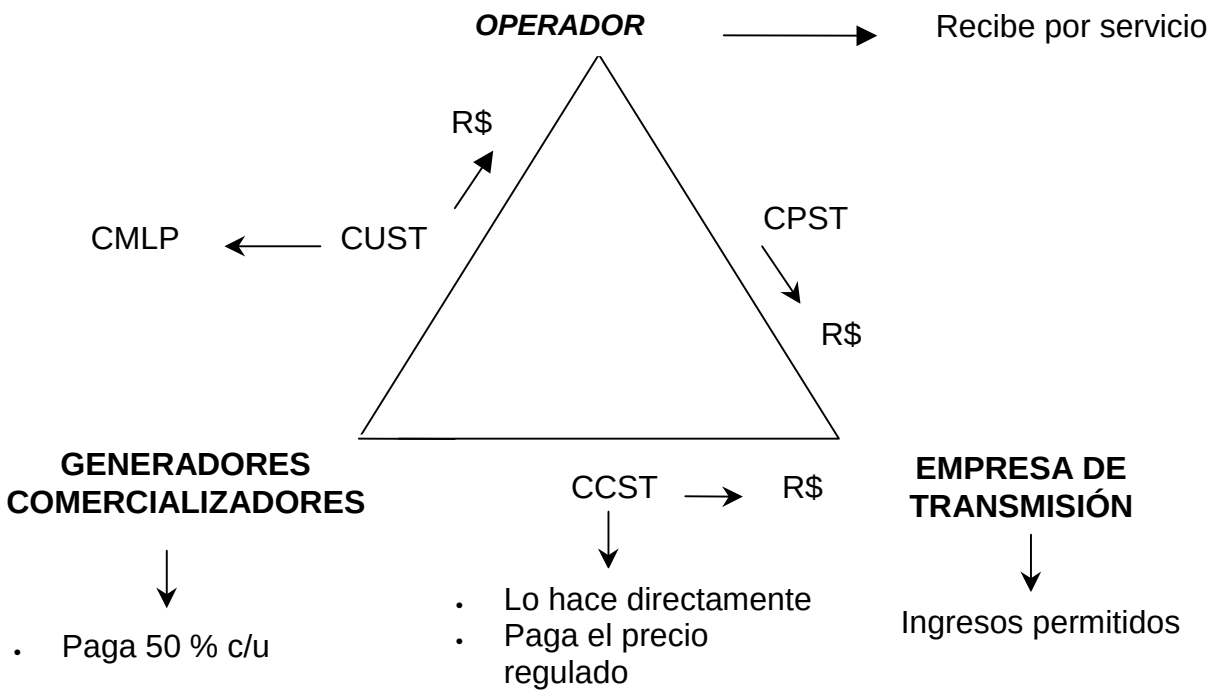
Los cargos por uso de los sistemas de transmisión, que son objeto de la regulación que establece las condiciones generales de la contratación del acceso y uso de los sistemas de transporte de energía eléctrica, vinculados a la celebración de los Contratos Iniciales, serán atribuidos a las Concesionarias de Distribución, y serán mensualmente calculados y facturados por el ONS, multiplicando las medias anuales de los valores mensuales de las demandas de potencia de los usuarios por la tarifa específica, establecida por ANEEL.

El valor de la tarifa referido a los cargos por uso del sistema de transporte, será establecido y revisado anualmente en función de la renta reconocida para los activos componentes de la Red Básica y a la composición del mercado de los usuarios.

Los valores que superen la demanda de potencia, con relación a las demandas mensuales contratadas y la parte del autoabastecimiento, homologadas por ANEEL, serán calculados y facturados multiplicando estos excedentes por la misma tarifa ya citada en el párrafo anterior.

Los cargos incurridos por conexiones y uso de los demás activos de transmisión, de propiedad de las empresas de transmisión, no integrantes de la Red Básica, serán atribuidos a sus usuarios exclusivamente, en la proporción a sus demandas máximas, en función de los ingresos reconocidos por ANEEL, referido a los activos involucrados.

ACUERDOS COMERCIALES PARA LA TRANSMISION Y LA DISTRIBUCION
CARGOS E INGRESOS



El ONS emite las facturas mensuales relativas a los cargos derivados por los usuarios del servicio de transmisión, calculados como los eventuales incrementos de superar las demandas contratadas ocurridas el mes anterior.

El ONS realiza mensualmente la contabilización de los ingresos generados por el uso de la Red Básica y la liquidación financiera de los cargos referentes a la prestación de los servicios de transmisión, acreditando a los concesionarios prestadores de servicios de transmisión contratados el valor correspondiente a un duodécimo de los ingresos anuales permitidos.

8. DISTRIBUCION

Se establece el límite del traspaso, para las tarifas de abastecimiento, de los precios libremente negociados en la adquisición de energía eléctrica, por parte de las concesionarias de distribución.

La formulación del límite del traspaso es la siguiente:

El costo de compra de la energía eléctrica, se obtiene de la siguiente fórmula:

$CE = (MCI \times PCI) + TCI + (\sum MCE\ i \times PCE\ i) + (MCP \times VNC) + TCE$

Donde:

- CE será el costo de las compras de la energía eléctrica necesarias para atender al mercado, en el período de referencia, expresado en R$.

- MCI será el volumen de las compras de energía eléctrica referente a los contratos iniciales, en el período de referencia, expresado en MWh.
- PCI será el precio medio de las compras de energía eléctrica referente a los contratos iniciales, en el período de referencia, expresado en R$/MWh.
- TCI será el valor de los cargos por uso y de conexión a los sistemas de transmisión y distribución, referentes a las compras de energía eléctrica realizadas por medio de los contratos iniciales, en el período de referencia, expresado en R$.
- MCE i será el volumen de compra de la energía eléctrica, en el período de referencia, relativo al contrato inicial "i" libremente negociado, expresado en MWh.
- PCE i será el precio de traspaso de la compra de energía eléctrica relativa al contrato inicial "i" libremente negociado, actualizado para el período de referencia, expresado en R$/MWh.
- MCP será el volumen de las compras de corto plazo de energía eléctrica, necesarias para atender al mercado, realizadas en el ámbito del MAE, en el período de referencia, expresado en MWh.
- VNC será el valor normativo definido por ANEEL, con base en los precios de las compras de energía eléctrica de corto plazo, realizadas en el ámbito del MAE, en el período de referencia, expresado en R$/MWh.
- TCE será el valor de los cargos por uso y de conexión de los sistemas de transmisión y de distribución, complementarias a los cargos relativos de los contratos iniciales, en el período de referencia, expresado en R$.
- El precio de traspaso, será establecido de acuerdo con los siguientes procedimientos:

  I) PB i >= 1.15 x VN i, entonces PCE i = 1.084 x VN i
  II) PB i < 1.15 x VN i y PB i >= 1.10 x VN i, entonces PCE i = 1.074 x VN i + 0.2 x (PB i – 1.10 x VN i)
  III) PB i < 1.10 x VN i y PB i >= 1.05 x VN i, entonces PCE i = 1.049 x VN i + 0.50 x (PB i – 1.05 x VN i)
  IV) PB i < 1.05 x VN i y PB i >= 0.95 x VN i, entonces PCE = 0.98 x PB i + 0.02 x VN i
  V) PB i < 0.95 x VN i, entonces PCE i = 0.951 x VN i + 0.5 x (PB i – 0.95 x VN i)

PB i es el precio de compra de la energía, en el período de referencia, a través de un contrato bilateral "i", libremente negociado, que será expresado en R$/MWh.

VN i es el valor normativo, vigente en la época de contratación del contrato bilateral "i", definido por la ANEEL, con base en los contratos bilaterales de compra de energía firmados por los concesionarios de distribución, expresado en R$/MWh, y actualizado por el índice a ser determinado por la ANEEL.

Queda a criterio de ANEEL, los valores normativos, definidos con base en los contratos bilaterales de compra de energía eléctrica firmados por las concesionarias de distribución, pudiendo ser diferenciados por regiones geo-eléctricas de los sistemas interligados.

Cuando el volumen de compras de corto plazo de energía eléctrica, en el período de referencia, sea mayor a 10% de las compras de energía total realizadas por el concesionario del servicio público de distribución, el producto de MCP por VNC,

componente de la fórmula que permite obtener CE, será sustituido por el siguiente valor:

MCP x VNC = (MCP1 + 0.50 x MCP2) x VNC

Donde:

MCP1 será el volumen de las compras de corto plazo de energía eléctrica, en el período de referencia, hasta el límite de 10% de las compras de energía total.

MCP2 será el volumen de compras de corto plazo de energía eléctrica, en el período de referencia, mayor al límite del 10% de las compras de energía total.

9. LIBERACION DE LA DEMANDA

La ANEEL ha establecido las condiciones para la contratación de energía eléctrica por parte de los Consumidores Libres, definidos como aquellos consumidores que están legalmente autorizados a elegir su abastecimiento de energía eléctrica (U > 69 kV y P > 10 MW). Respetando los contratos de abastecimiento vigentes, los Consumidores Libres podrán ejercer su opción de compra de energía eléctrica, en su totalidad o en parte de su demanda. Está previsto por la regulación reducir el límite de los Consumidores Libres a 3 MW a partir del año 2003.

10. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

La ANEEL está elaborando la regulación de los intercambios eléctricos con países vecinos. Para ello ha publicado algunas propuestas con el objeto de recibir sugerencias y comentarios por parte de todos los interesados. Los elementos fundamentales de dichas propuestas se detallan a continuación:

- La capacidad de las interconexiones internacionales será asignada a los agentes titulares de una autorización para importar o exportar energía.

- Los derechos sobre los beneficios originados en los flujos internacionales de las interconexiones serán asignados a los titulares de autorizaciones para la importación o exportación, de acuerdo a los términos de las autorizaciones.

- Los despachos de las interconexiones se someterán a las condiciones establecidas en los protocolos que sean firmados entre los países involucrados.

11. DIFERENCIAS REGULATORIAS

En la regulación eléctrica argentina se han definido en la Resolución S.E. Nº 21 de 1997, las condiciones básicas para la integración del MEM con mercados eléctricos que pertenecen a otros países. El objetivo de esta normativa es garantizar la transparencia de las operaciones de intercambio, estableciendo condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país. Se definen tres condiciones fundamentales para la integración de los mercados eléctricos:

- Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos

- Acceso abierto a la capacidad remanente de Transporte
- Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países

Del estudio de las regulaciones eléctricas vigentes en Brasil y Argentina, se evidencia que ambas regulaciones convergen a las condiciones fundamentales para la integración de los mercados eléctricos. Sin embargo, el mercado eléctrico brasileño presenta diferencias regulatorias, respecto a la regulación establecida en el MEM, de las cuales se enumeran a continuación las más importantes:

- Existencia de un mercado de contratos bilaterales de mediano largo – plazo para casi la totalidad de la demanda.
- El ONS, realiza Contratos de Prestación de Servicios de Transmisión – CPST, con los concesionarios de servicio público de energía eléctrica, detentores de los activos de transporte eléctrico.
- Los Contratos por Uso del Sistema de Transmisión – CUST, son firmados entre el ONS y los usuarios ingresantes a la Red Básica.
- Se realizan contratos por uso de la capacidad del transporte eléctrico.
- Los contratos de compra y venta de energía eléctrica, son independientes a los contratos por uso y contratos por conexión del transporte.
- En el cargo por uso del sistema de transporte, se incorpora la remuneración a la inversión y su amortización, más los costos de operación y mantenimiento.
- Se considera la asignación de las pérdidas del sistema de transmisión, un 50% para los concesionarios de generación, y el otro 50%, para los concesionarios de distribución.
- El ONS, propone a la ANEEL, ampliaciones de las instalaciones de la red básica de transporte, como también los refuerzos necesarios para el sistema existente.
- Los excedentes originados por las restricciones de los flujos eléctricos entre dos submercados, serán distribuidos entre todos los generadores que han tenido energía relocalizada por medio del Mecanismo de MRE en los submercados donde el precio del MAE sea menor.
- Reducción gradual de la demanda contratada (Contratos Iniciales) en 25% cada año, a partir del año 2002.
- Los generadores térmicos reciben un reembolso por la compra de combustibles fósiles (sólo diesel y carbón), llamado Cuota por Consumo de Combustibles – CCC.
- Mecanismo que limita el traspaso a tarifa de los precios libremente negociados en la compra de energía por parte de las concesionarias de distribución.
- El costo de la energía secundaria estará sujeto a la aplicación de un cargo basado en una tarifa de optimización establecida por ANEEL, la que incluirá los costos de operación y mantenimiento de los generadores y el pago de una compensación financiera por el uso de los recursos hídricos.

ANEXO II

ANALISIS COMPARATIVO DE MARCOS REGULATORIOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN LOS PAISES DE LA REGION

Introducción

El propósito de este documento es mostrar los diferentes sistemas regulatorios de transporte y distribución de gas natural en países que pueden ser competidores de Argentina y sus influencias sobre la competitividad y transparencia en el mercado del gas del cono Sur. Además, se analizan los niveles de reserva de cada una de las cuencas en Brasil, Bolivia y Perú, que podrían competir con Argentina. Asimismo, se han computado los netback values para diferentes alternativas a fin de determinar, sobre la base de estos valores, las posibilidades de competencia que tienen cada una de las cuencas en cada país. La combinación de los niveles de reservas, los niveles de precios netback por cuenca junto a las normas regulatorias sobre transporte y distribución en cada país, determinan las ventajas de los agentes económicos demandantes y productores de Argentina con relación al resto de los países.

1. LOS SISTEMAS REGULATORIOS EN EL CONO SUR

1.1. La regulación del sistema de gas natural en Brasil

1.1.1. El servicio de distribución de gas natural en Brasil

La distribución del gas natural está regulada por cada uno de los estados locales y naturalmente, pueden existir diferencias en las reglas del juego de acuerdo a las jurisdicciones.

En términos generales, la mayoría de los estados tienen una sola distribuidora con carácter monopólico. Sin embargo, los procesos de privatización han resultado en una forma tal que nada impide que puedan dividirse áreas de servicios sobre la base de un criterio de naturaleza geográfica y puedan ser concesionadas a diferentes empresas. Se puede apreciar claramente en este caso, que las autoridades regulatorias estatales han actuado como si este servicio público no fuera monopolio natural por economías de alcance. Es decir que, bajo estas circunstancias, la legislación está suponiendo que una empresa puede proporcionar el servicio de distribución a varios usuarios alternativos en forma menos costosa por unidad de servicio que si el servicio fuera prestado individualmente por varias empresas.

En la mayoría de los casos en que el servicio de distribución del gas natural se ha trasladado a manos privadas se ha utilizado la figura de la concesión.

El sistema de by-pass no está prohibido por el sistema de regulación federal, pues cualquier empresa puede cargar, importar o exportar gas, sin embargo se prevé que

el mercado mayorista estará cautivo por parte de las distribuidoras por un plazo entre 10 y 15 años.

En el caso específico del estado de Río de Janeiro, donde ya ha sido privatizado el servicio de distribución, el by pass es una figura que está prohibida, es decir, una empresa industrial con una gran demanda de consumo o una central eléctrica localizada en este Estado, no podrá comprar por su cuenta el gas natural y/o el transporte por un lapso prolongado. En otros términos, para estos grandes usuarios no hay otra alternativa mas que adquirir el gas natural como un paquete atado (materia prima, transporte y distribución) a la empresa distribuidora.

La lógica por la cual a esta empresa privatizada se le ha permitido tener el monopolio sobre todos los usuarios, es que no existe un negocio importante de usuarios residenciales y comerciales (como es el caso de Argentina), por lo que si las grandes empresas le hicieran un by pass físico, el negocio de distribución sería poco rentable. Sin embargo, se podría en este caso, haber adoptado la decisión de permitir el by pass comercial. Es decir, el caso de una central eléctrica que desea comprar gas y transporte (para bajar estos dos componentes y de esa manera poder ser despachado), pueda hacerlo pagando el margen de distribución a la distribuidora. Esta medida de política regulatoria, hubiera sin duda, aumentado la competitividad del mercado del gas, al haber mayores actores por el lado de la demanda que participan en el mercado.

En el caso de los estados de San Pablo y Río Grande do Sul, las empresas que distribuyen el gas natural están, a septiembre de 1998, en manos del sector público estando previsto su privatización en el futuro. En ambos casos aún no está definido si se permitirá la realización del sistema del by pass comercial. Previo a la privatización deberá definirse si los usuarios podrán realizar el by pass comercial, y si fuera éste el caso, entonces, se deberá determinar cuál es el peaje que deberán abonar los usuarios por el uso de la red del futuro distribuidor.

La tarifa para las centrales eléctricas que en la actualidad está fijada para la empresa de distribución de San Pablo alcanza a 2,88 u$s el MMBTU, alrededor de 108 u$s el Dm^3, lo que haría poco competitiva a la industria eléctrica de Brasil, frente a los valores que pagan por el gas las usinas eléctricas de Argentina.

Asimismo, se ha establecido a nivel oficial el precio de venta del gas natural para fines de combustibles de Petrobras a las distribuidoras, que alcanza un valor de 88,58 u$s el Dm^3 (es decir 2,40 u$s el MMBTU), por lo que el margen de distribución que existiría para las ventas a centrales eléctricas alcanzaría a 0,48 u$s el m^3.

Por otro lado, existirá en el futuro la disponibilidad del gas natural proveniente de Bolivia, que tendrá un valor de city gate igual a 2,70 u$s el millón de BTU.

1.1.2. El sistema de transporte troncal de gas natural

Las tarifas de transporte en Brasil son libres y se acuerdan libremente entre las partes, es decir, cargadores y permisionarios o concesionarios de transporte. En este sentido, el ente regulador, la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), no ha fijado aún ninguna pauta respecto a que tipo de tarifas se pueden establecer entre cargadores y transportistas: si una tarifa única por m^3 transportado para todo el sistema o una tarifa binómica que tenga en cuenta por un lado, el cargo por

capacidad de transporte, permitiendo recuperar los costos de inversión y, por otro, un cargo por m^3 consumido, tal que permita recuperar los costos de operación, mantenimiento y administración, incluido el gas natural utilizado como combustible. Además no está establecido o no hay una definición sobre si se tendrá en cuenta la variable distancia en la determinación de los niveles tarifarios que en el caso de Brasil puede asumir una especial importancia. Teniendo en cuenta que en la actualidad existe para el gasoducto Bolivia - Brasil una tarifa única de transporte de gas natural para todo el territorio, existiría un riesgo potencial que cargadores y transportistas fijaran una tarifa que no tenga en cuenta la distancia efectivamente transportada, provocando subsidios cruzados de naturaleza regional.

En el caso de existencia de conflictos entre los concesionarios del transporte y los cargadores o demandantes, entonces la ANP intervendría a los efectos de resolver el conflicto.

Hasta el presente no existe en realidad, una resolución (portaría) que determine que metodología se seguirá para fijar las tarifas de gas natural en caso de la existencia de conflicto[29]. La idea conceptual de parte de la ANP es que una vez que se plantee el conflicto se deberán producir definiciones sobre este tema.

Lo que sí está asegurado es que para los gasoductos nuevos existirá el sistema de acceso abierto, es decir que el concesionario de transporte deberá permitir el acceso a cargadores si tiene capacidad disponible, después de haber cumplido con los contratos de venta de capacidad firmados previamente. Asimismo, aún no hay resolución establecida de si existirá acceso abierto en el caño proveniente de Bolivia por encima de los 16 millones de m^3-día y hasta completar el nivel de capacidad de ese gasoducto.

1.2. La regulación de la industria del gas natural en Bolivia.

1.2.1. El sistema regulatorio de transporte

En Diciembre de 1996 se capitalizó la empresa de transporte de gas natural de todo el país que pertenecía a Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB), adjudicándole la concesión a la empresa Enron.

Las tarifas de transporte de gas natural, en este caso, son diferentes de acuerdo a si el gas se destina al mercado interno o alternativamente al mercado externo: Argentina o Brasil.

Las tarifas de transporte establecidas por las autoridades energéticas, tanto para el mercado interno como externo, tienen en común que son tarifas únicas para todo el país, es decir no tienen en cuenta una de las principales variables que explica los costos de transporte (si las tarifas se fijaran con un criterio económico): la distancia. Asimismo, las tarifas se han establecido por volumen únicamente, no teniendo en cuenta la demanda de capacidad que realizan los diferentes usuarios.

[29] Solo existe una propuesta de parte de grupos consultores que han recomendado a la ANP sobre las ventajas de aplicar un sistema de tarifa binomial donde se contemplen cargo por capacidad y distancia y cargo por m^3 de volumen y distancia efectivamente transportado.

Las tarifas de gas natural establecidas para el mercado doméstico y para el mercado externo, tendrán una duración de 5 años, período al cabo del cual deberá realizarse una revisión tarifaria.

En este sentido, es importante aclarar que el reglamento de transporte de hidrocarburos tiene previsto que la revisión tarifaria se pueda hacer considerando tarifas binomiales, es decir, que tengan en cuenta el cargo por capacidad de transporte y el cargo por volumen y que puedan incluir explícitamente las distancias que en el caso de Bolivia son importantes.

El SIRESE, organismo encargado de establecer las tarifas de transporte, decidirá, cuando deba realizarse la revisión tarifaria, si se seguirá con el criterio actual que no responde a principios económicos.

Las autoridades de Bolivia han justificado este sistema tarifario (full stamp system) sin discriminación por distancia y basado solamente en el volumen transportado, porque si se establecieran tarifas que tuvieran en cuenta la distancia, las zonas más pobres del país (como La Paz y el Alto) pagarían tarifas de gas natural sustancialmente superiores con respecto a las zonas productoras (Santa Cruz de la Sierra), que tiene niveles de ingreso por persona superiores y acentuarían las diferencias regionales. Sin embargo, este argumento que podría ser válido desde el punto de vista local, tiene poco fundamento cuando se trata de explicar las tarifas internacionales.

1.2.2. El sistema de distribución en Bolivia

En la actualidad la distribución de gas por redes en Bolivia se encuentra en manos de Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB), en las ciudades de La Paz, El Alto, Oruro y Potosí, mientras que el servicio de distribución por redes en Sucre, Cochabamba y Santa Cruz de la Sierra, está siendo abastecido por empresas privadas bajo la forma de contratos.

El servicio de distribución por redes cubre a los usuarios residenciales, comerciales e industriales, estando explícitamente excluidas las centrales eléctricas. Estas últimas están directamente conectadas a la red de transporte.

Las tarifas existentes para los usuarios residenciales y comerciales alcanzan a valores del 80% al 90% del precio del gas licuado (el que se encuentra subsidiado en la actualidad) de acuerdo a las ciudades, mientras que la tarifa a usuarios industriales alcanza un valor de 1,70 u$s el millar de pie cubico (1,62 $/MM BTU), en cualquier ciudad, es decir es una tarifa única para todo el territorio.

Las tarifas que pagan las centrales eléctricas (que no están dentro del área de distribución) alcanzan a 1,25 u$s el millar de pie cúbico (1,19 $/MM BTU) en cualquier lugar del territorio boliviano.

En la actualidad el Gobierno de Bolivia tiene prevista la privatización de las redes de distribución de gas natural en las ciudades en las cuales está operando YPFB y su concesión por el término de 35 años. Este mismo criterio se aplicará a las redes en las cuales se encuentran actualmente operando las empresas privadas con contratos. Estas últimas tendrán dos alternativas: seguir con sus actuales contratos

por el término de 8 años o aceptar una participación minoritaria en el negocio con el empresario que se adjudique la licitación.

Las tarifas de base para la privatización, en principio, serían las actuales o las que establezca la Autoridad Regulatoria previo al proceso de privatización, las que no diferirán demasiado de las actuales para los usuarios comerciales y residenciales, mientras que las industriales serán las actuales de 1,70 u$s el millar de pie cúbicos.

En el sistema de distribución de Bolivia, la empresa de distribución tiene la exclusividad en la provisión del servicio por el término de tres años a partir del cual pierde la exclusividad, pudiendo entrar otro distribuidor. Es decir, el riesgo del by pass físico es muy alto porque de acuerdo a la legislación de Bolivia, cualquiera otra empresa puede solicitar la concesión y el Estado tendría la obligación de proveerla.

Teniendo en cuenta que la distribución de gas es una actividad de monopolio natural, entonces el sistema boliviano va en contra de la tendencia de crear una única empresa y luego controlarla o regularla eficientemente. Para resolver este problema, que podría dejar desiertas las futuras privatizaciones de redes de gas natural, el reglamento debe imponer necesariamente una cláusula mediante la cual se impida realizar el by pass físico aunque sí el comercial, pudiendo, en este caso, la empresa distribuidora aceptar que las industrias adquieran el servicio de transporte y el gas natural, pero pagando un determinado canon.

1.3. La regulación de la industria del gas en el Perú

1.3.1. El transporte de gas natural en el Perú

En la República del Perú no hay transporte de gas natural por gasoductos troncales. El yacimiento de gas natural de Camisea, descubierto hace varios años, es la principal fuente del recurso que dispone este país. Sin embargo, hasta el presente no ha sido explotado comercialmente. Los yacimientos de gas natural se encuentran localizados en zona selvática, pero la producción es destinada en forma total a una central eléctrica que se encuentra localizada en las proximidades de ese reservorio.

La empresa Shell estuvo negociando permanentemente con el gobierno del Perú para llevar a cabo la explotación del reservorio, para lo que se requiere, necesariamente, de la construcción de un gasoducto principal que una Camisea con Lima.

Una de las discusiones que se plantearon entre el Gobierno de Perú y la empresa Shell fue la forma de financiar el caño y quien iba a abonar el mismo.

Una de las alternativas es exportar el gas natural de Camisea a Brasil, conectando este reservorio con la Ciudad de Santa Cruz de la Sierra en Bolivia, y luego utilizando el gasoducto a San Pablo para cargar parte del gas natural.

Considerando que: el costo de transporte del gasoducto Santa Cruz de la Sierra - San Pablo, alcanza a 1,80 u$s el millón de BTU; una razonable estimación del costo del gasoducto entre el yacimiento de Camisea y Santa Cruz de la Sierra alcanza a 0,50 u$s el millón de BTU; el precio del gas natural city gate en San Pablo es de 2,70 u$s el millón de BT; y el costo de transporte es de 2,30 u$s el millón de BTU, el netback value en la cuenca alcanzaría un valor de 0,40 u$s el millón de BTU, lo que

haría dudosamente rentable la explotación del reservorio en las actuales condiciones. Por consiguiente, lo más probable es que el negocio de vender gas a partir de Camisea, sea principalmente un negocio doméstico.

Esta última opción también presentaría sus inconvenientes, ya que se prevé que los mercados residencial, comercial e industrial no alcanzarían una magnitud muy importante, por lo que mucho dependería, en ciertos aspectos, del consumo eléctrico, en especial para abastecer el incremento de la demanda futura. Pero en las actuales condiciones de despacho eléctrico, a las empresas que utilizaran el gas natural, sólo les reconocerían el precio en boca de pozo. El gasoducto debería ser pagado en este caso por la central eléctrica (o la parte que correspondiera).

En esta situación las perspectivas de uso del gas natural no serían las más favorables en el mercado doméstico del Perú y el mercado externo de Brasil estaría fuertemente condicionado.

La legislación existente en materia de tarifas de transporte de gas natural se basa en el criterio del costo del servicio (cost of service), es decir, de acuerdo a los costos de operación y mantenimiento efectivamente incurridos, la tasa interna de retorno regulada, las depreciaciones y las cantidades efectivamente transportadas, se obtiene la tarifa unitaria por MPC.

Una de las críticas que se puede realizar a este sistema tarifario es que no discrimina entre el servicio firme y el servicio interrumpible, ni tampoco posee cargo por servicio de capacidad y cargo por volumen efectivamente transportado. Asimismo, no tiene en cuenta en el cálculo tarifario la distancia efectivamente transportada del gas natural entre diferentes puntos de recepción del gas (origen) y de entrega (destino).

El sistema de tarifas de gas natural, previsto en la actualidad en la legislación peruana, no posee los principios económicos que harían que el sistema tarifario fuera justo y razonable, eficiente y equitativo. Es posible que, en razón de que no hay experiencia en el uso de este combustible en el Perú, no se haya desarrollado una metodología tarifaria que permita el desarrollo de la industria del gas natural en el Perú.

2. LAS RESERVAS, LA INTEGRACIÓN Y EL PRECIO DEL GAS NATURAL EN LOS PAISES DEL CONO SUR

2.1. Las reservas y la producción en los países del cono Sur

El nivel de las reservas de los países cuyos marcos regulatorios han sido analizados anteriormente se presenta en el próximo cuadro. 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 1997 a 227.650 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.

RESERVAS DE GAS NATURAL EN PAISES LATINOAMERICANOS SELECCIONADOS

PAIS	RESERVAS PROBADAS millones de m^3	PRODUCCION millones de m^3 - año	RELACION R/P años
BRASIL	227.650	9.865	23
BOLIVIA	236.364	2.920	81
PERU	209.942	1.141	184
TOTAL	673.956		

Bolivia tiene un elevado nivel de reservas comparativamente con su consumo (el que no superaría en el corto plazo más de 1 millón de m3 día) y tiene una relación reservas/producción en la actualidad muy elevada. Sin embargo, si se tiene en cuenta que en el futuro deberá inyectar al menos 16 millones de m3-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.

2.2. El sistema de precios en el cono Sur

Los precios del gas natural en boca de pozo y en el city gate de las principales ciudades del cono Sur estarán muy influenciados por el hecho de que uno de los principales mercados de gas natural es la zona de San Pablo - Río de Janeiro (Brasil), que al menos en el corto y mediano plazo se estima sea importador neto de gas natural. De tal manera, el precio que se esté dispuesto a pagar por el gas natural en Brasil y los costos de transporte por los gasoductos influenciarán a los precios del gas natural en Bolivia, Perú y Argentina. Asimismo, si existen distorsiones de tarifas de transporte, éstas afectarán los valores que recibirán los productores y que pagarán los consumidores.

A continuación se presentan los netback value para la Cuenca Noroeste que resultarían de un proceso de integración gasífera entre Brasil, Bolivia, Perú y Argentina. Se ha partido de un precio para el gas natural en Brasil igual a 2,7 u$s el millón de BTU.

NETBACK VALUES EN PAISES SELECCIONADOS A TRAVES DE BOLIVIA

CONCEPTO	u$s/MM BTU	u$s/MM PC
1) Precio del gas natural en San Pablo	2,70	2,83
2) Costo transporte Santa Cruz de la Sierra (Bolivia) - San Pablo (Brasil)	1,75	1,83
3) Netback Value en Santa Cruz (Bolivia)	0,95	1.00
4) Costo transporte Santa Cruz (Bolivia) – Camisea (Perú)	0,50	0,52
5) Netback Value en Camisea (Perú)	0,45	0,48
6) Costo del transporte Santa Cruz (Bolivia) – Campo Duran (Argentina)	0,18	0,19
7) Netback Value en Cuenca Noroeste	0,77	0,81

Considerando el precio del gas natural en Brasil de 2,7 u$s el millón de BTU o alternativamente de 2,83 u$s el millón de PC, en Bolivia se alcanza un precio en boca de pozo de 0,95 u$s el millón de BTU o de 1,00 u$s el millón de PC. Estos valores incentivarían el desarrollo de las reservas que actualmente posee Bolivia.

Distinto es el caso del yacimiento de Camisea en el Perú, donde se tendría un netback value de 0,45 o 0,48 u$s el millón de PC, lo que haría, por el momento, inviable la explotación del yacimiento de Camisea con destino a la exportación a Brasil. Las posibilidades de desarrollo de este yacimiento vendrían dadas, principalmente, por el lado de la demanda potencial de la costa de Perú.

Si Argentina utilizara el gasoducto de Campo Durán a Santa Cruz de la Sierra en el sentido inverso al flujo que existe en la actualidad y luego se evacuara el gas natural a través del gasoducto Santa Cruz de la Sierra – San Pablo, el netback value que resultaría en la cuenca Noroeste alcanzaría a 0,77 u$s el millón de BTU, si el precio del gas natural fuera en San Pablo de 2,7 u$s el millón de BTU.

NETBACK VALUES EN ARGENTINA

CONCEPTO	u$s/MM BTU	u$s/MM PC
1) Precio del gas natural en San Pablo o Porto Alegre	2,70	2,83
2) Costo transporte Cuenca Noroeste (Argentina) - San Pablo (Brasil) (1)	1,60	1,68
3) Costo transporte Cuenca Noroeste (Argentina) - San Pablo (Brasil) (2)	1,30	1,36
4) Netback Value en Cuenca Noroeste (1)	1,10	1,15
5) Netback Value en Cuenca Noroeste (2)	1,40	1,47
6) Costo del transporte Cuenca Noroeste – Porto Alegre (1)	1,20	1,26
7) Netback Value en Cuenca Noroeste (1)	1,50	1,57
8) Costo transporte Cuenca Neuquina - Uruguayana (Brasil) (2)	0,90	0,94
9) Netback Value en Cuenca Neuquina	1,80	1,89

(1) Tarifas estimadas para la ruta Cuenca Noroeste – Paso de los Libres – Porto Alegre y Paso de los Libres – Curitiba – San Pablo.
Fuente: A. Visintini, "El proceso de integración entre Argentina, Brasil y Bolivia"
(2) Tarifa estimada para la ruta Cuenca Noroeste – San Pablo

Si la exportación de gas natural se realizara a través del gasoducto del Mercosur, con dos trazas alternativas (una directa a San Pablo y otra con un ramal a Porto Alegre), permitiría el desarrollo de los campos de proyección de la cuenca Noroeste. Cualquiera sea la alternativa de exportación en forma directa a Porto Alegre y San Pablo, seguramente, sería rentable la explotación de los yacimientos.

La cuenca Neuquina también seguiría siendo rentable de exportarse a Uruguayana, como prueban los últimos contratos firmados.

3. CONCLUSIONES GENERALES

Del análisis de los marcos regulatorios se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- El sistema de distribución de Brasil no posibilitaría la realización del by pass físico ni del by pass comercial, por lo que limitaría el funcionamiento de un mercado competitivo del gas natural por el lado de la demanda.

- El sistema de tarifas de transporte en Brasil es libre, fijado por el libre acuerdo de las partes, no existiendo hasta el presente un criterio metodológico establecido por la ANP para ser aplicado. La ANP sólo intervendría en el caso en que exista conflicto entre transportistas y cargadores.

- Un sistema de tarifas de transporte por gasoducto en Brasil que no tenga en cuenta la distancia como variable y no considere explícitamente el cargo por demanda de capacidad por m^3 como en el sistema argentino, crearía importantes asimetrías que podrían perjudicar a productores y cargadores argentinos y favorecerían a empresas industriales y centrales eléctricas de Brasil.

- De aplicarse el sistema de tarifas vigente en el gasoducto Bolivia - Brasil basado en un criterio volumétrico y de tarifas únicas para todo el recorrido del gasoducto, localizadas en la zona más desarrollada de San Pablo y Río de Janeiro, se estaría favoreciendo a las empresas industriales y centrales eléctricas localizadas en la región.

- El sistema de tarifas de transporte en Bolivia, país que tendrá una competencia gas - gas con Argentina, por el término de cuatro años tendrá tarifas con una base de volumen exclusivamente y con un único valor para todo el territorio boliviano. Bajo ciertas condiciones se podrían desarrollar ciertas actividades que, utilizando el gas natural, puedan perjudicar a industrias en el territorio argentino.

- Desde el punto de vista de la competencia gas - gas, Bolivia tendría ciertas ventajas competitivas con respecto a la Argentina, en cuanto a su posición respecto a Brasil. Es por ello que las tarifas de Bolivia deberían contemplar debidamente las distancias pues podrían beneficiarse o perjudicar a productores localizados en Bolivia o en Argentina.

- El desarrollo del gas natural en el Perú es muy promisorio y ligado al desarrollo del yacimiento de Camisea. El sistema regulatorio del sistema de transporte actual se basa en el criterio del costo plus y no existen criterios económicos basados en tarifas por demanda de capacidad y distancia. De todas maneras, en el mediano plazo, es muy posible que el yacimiento de Camisea no sea competitivo con respecto a los yacimientos argentinos y bolivianos para vender a Brasil.

ANEXO III
INCORPORACION DE EQUIPAMIENTO - FICHAS TECNICAS

I - CENTRALES HIDRAULICAS BINACIONALES

1. - YACYRETA

Ubicación:	Río Paraná, Corrientes. Frontera con PARAGUAY	
Entrada al SADI:	ET EZEIZA, 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 2003

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 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: 2004

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. LAT 500 kV 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:	2000/2001

2. - CEBAN

Ubicación:	Gral. Rodríguez, BUENOS AIRES
Entrada al SADI:	ET Rodríguez, 500 kV
Ciclo Combinado	**774,5 MW (2TG 240MW + 1 TV)**
Marca / Modelo:	ABB/G26
C.E.M. (kcal / kWh):	1.563
Combustible:	GN
Propietario:	Central Buenos Aires Norte S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2001/2005

3. – VILLA MERCEDES

Ubicación:	Villa Mercedes, SAN LUIS
Entrada al SADI:	ET Villa Mercedes, 132 kV. Propiedad de EDESAL
Turbinas a gas	**80 MW** (2TG x 40). Cierre C.C. 100MW
Marca / Modelo:	GE LM 6000 PA
C.E.M. (kcal / kWh):	2.300 (c.abierto)
Combustible:	GN
Propietario:	Villa Mercedes S.R.L.
Fecha de ingreso estimada:	*2002*

4. - ENARGEN

Ubicación:	Plaza Huincul, NEUQUEN
Entrada al SADI:	Parque Industrial Plaza Huincul, ET Chocón Oeste, 500 kV. Propiedad de TRANSENER

Ciclo Combinado	**480 MW (2TG 156MW + 1 TV 160MW)**
Marca / Modelo:	Ansaldo V.94.2
C.E.M. (kcal / kWh):	
Combustible:	
Propietario:	CENTRALES TERMICAS ENARGEN S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2000

5. – ENTERGY

Ubicación:	Pilar, BUENOS AIRES
Entrada al SADI:	ET Rodríguez, 500 Kv. Propiedad de TRANSENER
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:	2001

III - INGRESOS EN TRAMITE O APROBADOS POR EL ENRE (AMPLIACIONES)

1. - C.T. COSTANERA

Ubicación:	Capital Federal
Entrada al SADI:	TG en 132 kV, TV en 220 kV E.T. Costanera, prop. de EDESUR
Ciclo Combinado:	**850 MW** (2TG * 262 MW + 1TV * 327 MW)
Marca / Modelo:	MITSUBISHI, 701F
C.E.M. (kcal / kWh):	1.503
Combustible:	GN/GO
Propietario:	C.T. COSTANERA S.A.
Fecha de ingreso estimada:	1999
Res. ENRE	19, del 9/01/97

2. - C.T. PUERTO

Ubicación:	Capital Federal
Entrada al SADI:	Barras de 132 kV, E.T. P.Nuevo y N.Puerto, prop. de EDENOR
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

3. - C.T. DOCK SUD

Ubicación: Capital Federal
Entrada al SADI: Barras de 132 kV, E.T. Dock Sud, prop. de EDESUR

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. AGUA DEL CAJON

Ubicación: Neuquén
Entrada al SADI: LAT 500Kv a E.T. Agua del Cajón, prop. de TRANSENER

Cierre del Ciclo Combinado: **270 MW** (6 TG existentes + 1TV * 270 MW)
Marca / Modelo: MITSUBISHI
C.E.M. (kcal / kWh):
Combustible:

Propietario: CAPEX S.A.

Fecha de ingreso estimada: *2000*
Res. ENRE 761/98

5. - C.T. INDEPENDENCIA

Ubicación: San Miguel de Tucuman, TUCUMAN
Entrada al SADI: E.T. Independencia 132kV, prop. de TRANSENER

Ciclo Combinado: 220 MW (1TGx150 + 1TVx85)
Marca / Modelo: *Ansaldo*
C.E.M. (kcal / kWh):
Combustible:

Propietario: C.T. NOA

Fecha de ingreso estimada: *2002/2003*
Res. ENRE 126, del 11/02/98

6. - C.T. SAN PEDRO

Ubicación: San Pedro, JUJUY
Entrada al SADI: E.T. 132 kV San Pedro, prop. de TRANSNOA

Ciclo Combinado: 60 MW
Marca / Modelo:
C.E.M. (kcal / kWh):
Combustible:

Propietario: C.T. NOA

Fecha de ingreso estimada: *2002/2003*
Res. ENRE 595, del 24/06/97

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: *2002*

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

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
Combustible:	Pastillas de dióxido de uranio natural, sinterizado.
Propietario:	GENERADORA NUCLEAR ARGENTINA S.A.
Fecha de ingreso estimada:	2004