

REPUBLICA ARGENTINA
MINISTERIO DE
INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA
SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA



PROSPECTIVA 2000

Versión Preliminar

Buenos Aires, Abril 2001



REPUBLICA ARGENTINA
MINISTERIO DE
INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA
SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

PROSPECTIVA 2000

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

<http://energia.mecon.gov.ar>

Buenos Aires, Abril 2001

PROSPECTIVA 2000**INDICE**

I. RESUMEN.....	1
I.1. INTRODUCCION	1
I.2. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA.....	2
I.3. OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA	3
I.4. TRANSPORTE	4
I.5. INTERCAMBIO INTERNACIONAL.....	5
I.6. SECTOR GAS NATURAL	5
I.7. SIMULACIONES	7
I.8. ASPECTOS AMBIENTALES.....	8
I.9. ANEXOS.....	9
II. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA.....	11
II.1. ESCENARIOS DE DEMANDA INTERNA DE ENERGIA ELECTRICA	11
II.1.1. HIPOTESIS ADOPTADAS	11
II.1.2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA	12
II.1.3. DEMANDA NETA DEL MEM y MEMSP	15
II.1.4. ANALISIS REGIONAL	16
GBA.....	17
LITORAL.....	18
COMAHUE.....	19
BUENOS AIRES.....	20
CENTRO	21
CUYO.....	22
NEA.....	23
NOA	24
MEMSP.....	25
DEMANDA RESTO y AISLADA.....	27
II.2. ESCENARIOS DE DEMANDA EXTERNA DE ENERGIA ELECTRICA	37
II.2.1. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL.....	37
II.2.2. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY	40
II.2.3. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA DE CHILE.....	41

III. OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA	43
III.1. ESTADO DE SITUACION DE LA OFERTA ELECTRICA ARGENTINA	43
III.2. INCORPORACION DE OFERTA PREVISTA - PERIODO 2001-2010.....	45
III.2.1. INGRESOS DECLARADOS DE CENTRALES TERMICAS.....	46
III.2.2. HIPOTESIS SOBRE NUEVOS PROYECTOS TERMICOS	50
III.2.3. HIPOTESIS SOBRE NUEVOS PROYECTOS HIDRAULICOS	50
III.2.4. HIPOTESIS SOBRE YACYRETA.....	53
III.2.5. HIPOTESIS SOBRE OTRAS FORMAS DE ENERGIA	54
III.2.6. HIPOTESIS SOBRE ENERGIA NUCLEAR	55
IV. TRANSPORTE DE ENERGIA	57
IV.1. INTRODUCCION	57
IV.1.1. Ampliaciones Especiales de la Capacidad de Transporte.....	58
IV.1.2. Ampliaciones del Sistema de Transporte para Mejora Adicional de la Calidad.....	58
IV.1.3. Ampliaciones para Mejora de la Seguridad.....	58
IV. 1.4. Ampliación en Zona de Demanda	59
IV. 2. NIVEL DE MUY ALTA TENSION.....	59
IV.2.1. Ampliaciones del Sistema de Transmisión – Obras Propuestas	59
IV.2.2. Ampliaciones del Sistema de Transmisión- Obras en curso y/o informadas por terceros.....	59
IV.2.3. Interconexión entre Regiones	60
IV. 3 NIVEL DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL.....	63
IV. 4. EVALUACION DE DESEMPEÑO.....	65
IV. 5. ZONAS CON RIESGO DE ABASTECIMIENTO.....	65
IV.5.1. Area NOA	66
IV.5.2. Area Cuyo	66
IV.5.3. Area Centro	67
IV.5.4. Area Centro-Cuyo-NOA	68
IV.5.5 Area NEA.....	68
IV.5.6. Area Litoral	68
IV.5.7. Area Comahue.....	68
IV.5.8. Area Provincia de Buenos Aires.....	69
IV.5.9. Area La Pampa	70
IV.5.10. Area Gran Buenos Aires.....	70
IV.5.11 Sistema Patagónico.....	71
IV.6. CALIDAD DE SERVICIO EN EL SADI	72
IV.6.1. Comentarios	72
IV.6.2. Algunos datos significativos de este informe	72
IV.6.3. Calidad de Servicio – Comparación Prevista vs. Real.....	75
IV.6.4. Conclusiones finales acerca de la Calidad de Servicio en el SADI.....	78

V. DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL.....	81
V.1. INTRODUCCION.....	81
V.2 ANALISIS DEL ABASTECIMIENTO INTERNO DE GAS NATURAL.....	82
V.2.1. Evolución histórica de la demanda.....	82
V.2.2. Balances de Gas Natural en los últimos años.....	83
V.2.3. Capacidad de Transporte.....	85
V.2.4. Financiación de la expansión del sistema de transporte de gas natural.....	86
V.2.5. Reservas actuales.....	88
V.3. TENDENCIAS EXPLORATORIAS Y PERSPECTIVAS DE INCORPORACION DE RESERVAS.....	89
V.3.1. Cuenca Neuquina.....	90
V.3.2. Cuenca Austral.....	91
V.3.3. Cuenca Noroeste.....	91
V.3.4. Cuenca Golfo San Jorge.....	92
V.3.5. Cuenca Cuyana.....	93
V.3.6. Reservas a Incorporar.....	93
V.3.7. Incentivos.....	94
V.3.8. Reservas de hidrocarburos en la Región.....	95
V.3.9. Integración de las Reservas de Argentina y Bolivia.....	96
V.4. PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL.....	97
V.4.1. Demanda doméstica.....	97
V.4.2. Exportaciones.....	100
VI. PLANTEO DE ESCENARIOS.....	109
VI.1. SECTOR ELECTRICO.....	109
VI.1.1. Demanda Interna.....	109
VI.1.2. Demanda Externa.....	109
VI.1.3. Incorporación de equipamiento en el SADI.....	110
VI.1.4. Transporte eléctrico.....	111
VI.2. SECTOR GAS NATURAL.....	112
VII. SIMULACIONES.....	113
VII.1. INTRODUCCION.....	113
VII.2. ESTRUCTURA DEL MODELO.....	113
VII.2.1. Submodelo de Gas.....	114
VII.2.2. Submodelo de Energía Eléctrica.....	114
VII.2.3. Tratamiento de los Aportes Hídricos.....	115
VII.2.4. Curvas de Probabilidad.....	116

VII.3. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	116
VII.3.1. Utilización de Líneas.....	116
VII.3.2. Intercambios con Brasil.....	118
VII.3.3. Evolución de la Generación	121
VII.3.4. Evolución del Consumo Específico Medio	122
VII.3.5. Uso de Combustibles.....	123
VII.3.6. Evolución del Factor de Carga.....	125
VII.3.7. Precios de la Energía.....	126
VII.3.8. Déficit de Energía	127
VII.3.9. Evolución Reservas/Producción de Gas Natural.....	127
VII.3.10. Infraestructura de Transporte de Gas	128
VII.3.11. Sensibilidad frente a atrasos en el equipamiento de generación.....	129
VII.3.12. Cubrimiento del Pico	130
VII.4. CONCLUSIONES	131
VIII. ASPECTOS AMBIENTALES.....	133
VIII.1. INTRODUCCION	133
VIII.2. PROBLEMÁTICA GLOBAL	133
VIII.2.1. CONVENCIÓN DE CAMBIO CLIMÁTICO - PROTOCOLO DE KIOTO.....	135
VIII.2.2. MERCOSUR	139
VIII.3. SITUACION DEL SECTOR ELECTRICO	140
VIII.3.1. Energía Hidroeléctrica	140
VIII.3.2. Energía Nuclear	140
VIII.3.3. Normativa ambiental.....	141
VIII.4. SITUACION DEL SECTOR ENERGETICO	141
VIII.4.1. Oferta Eléctrica.....	141
VIII.4.2. Cálculo de emisiones futuras del MEM (2000-2010).....	144
VIII.5. CONCLUSIONES.....	145
ANEXO I.....	147
GRANDES USUARIOS DE LAS AREAS DE EDENOR Y EDESUR.....	147
1. INTRODUCCION.....	147
2. DESCRIPCION DE LA MUESTRA	147
3. EVOLUCIÓN PERÍODO 2000/1999	147
3.1. Demanda de Energía Eléctrica.....	147
3.2. Cantidad de Agentes del MEM.....	151
4. TENDENCIA HISTÓRICA	152
5. CONCLUSIONES	153

ANEXO II	155
DATOS DE PROYECTOS MINEROS	155
ANEXO III	159
BRASIL – URUGUAY - CHILE	159
BRASIL	159
1. MERCADO DEL GAS NATURAL Y DE LA ELECTRICIDAD EN BRASIL	159
2. SITUACION ACTUAL	160
2.1. GAS NATURAL	160
2.2. ELECTRICIDAD	162
3. PREVISIONES	165
3.1. Indicadores de la Expansión 2000/2009	165
3.2. El Plan Prioritario	165
3.3. Previsiones del abastecimiento del gas natural para Brasil.....	168
3.4. El precio del Gas Natural.....	168
3.5. El Valor Normativo	169
4. EL PLANEAMIENTO ANUAL DE LA OPERACION ENERGETICA / ONS – AÑO 2000	169
4.1. Síntesis de la situación actual y previsiones	170
5. TARIFAS NODALES Y LA EXPORTACION DE ELECTRICIDAD A BRASIL	176
6. CONCLUSIONES	177
URUGUAY	178
1. Exportación de energía eléctrica.....	178
2. Asimetrías regulatorias	178
CHILE	180
1. Organización del Mercado.....	180
2. Regulación de los Segmentos no Competitivos de la Industria	181
3. Calidad y Seguridad de Servicio.....	182
ANEXO IV	184
OBRAS A EJECUTAR EN LA C. H. YACYRETA	184
1. OBRAS DE RECRECIMIENTO DEL EMBALSE	184
2. PROYECTO AÑA CUA	185

ANEXO V	187
PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE DE ENERIA ELECTRICA EN 500 KV	187
1. ANTECEDENTES	187
2. CARACTERISTICAS DEL PLAN	187
3. LAS OBRAS COMPRENDIDAS	187
4. LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS DURANTE EL AÑO 2000	188
5. LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS A MARZO DE 2001	188
6. ESQUEMAS BASICOS DE LAS OBRAS	190
ANEXO VI	209
EFICIENCIA ENERGETICA Y ENERGIAS RENOVABLES	209
1. INTRODUCCION	209
2. TEMAS RELEVANTES EN USO RACIONAL DE LA ENERGIA (URE)	209
2.1. Motivaciones del URE.....	209
2.2. Objetivos de la Promoción del URE.....	209
2.3. Lineamientos para una política de URE	210
2.4. Proyectos a ejecutar a partir del año 2001	211
3. TEMAS RELEVANTES EN ENERGIAS RENOVABLES	213
3.1. Criterios de sostenibilidad, aplicables en los servicios con energías renovables.....	213
3.2. Oportunidades en el mercado	213
3.3. Lineamientos para una política en Energías Renovables.....	213
3.4. Búsqueda de oportunidades sostenibles en mercados pequeños.....	214
4. PROYECTO DE ENERGIAS RENOVABLES EN MERCADOS RURALES (PERMER)	215
4.1. Introducción.....	215
4.2. Objetivos	215
4.3. Contexto Estratégico.....	216
4.4. Descripción sintetica del proyecto.....	217
4.5. Estado Actual.....	222
4.6. Logros alcanzados durante el año 2000.....	222
4.7. Metas previstas hasta el año 2005	224

Glosario

ARGENTINA	
ME	Ministerio de Economía
SEyM	Secretaría de Energía y Minería
SEyP	Secretaría de Energía y Puertos
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPREs	Entes Provinciales de Regulación
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CFEE	Consejo Federal de la Energía Eléctrica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
UNPRE	Unidad de Preinversión - Secretaría de Inversión Pública
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SIP	Sistema Interconectado Patagónico
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEMSP	Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico
OED	Organismo Encargado del Despacho
EBY	Entidad Binacional Yacyretá
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica
NASA	Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima
ENACE	Empresa Nuclear Argentina de Centrales Nucleares Sociedad Anónima
BRASIL	
MME	Ministerio de Minas y Energía de Brasil
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANP	Agencia Nacional del Petróleo
MAE	Mercado Atacadista Eléctrico
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico
CI	Contratos Iniciales
S-SE-CO	Sistema Interconectado Sul-Sureste-Centro Oeste
N-NE	Sistema Interconectado Norte-Nordeste
MRE	Mecanismo de Relocalización de la Energía
CHILE	
SIC	Sistema Interconectado Central de Chile
SING	Sistema Interconectado Norte Grande de Chile
CNE	Comisión Nacional de Energía
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
PARAGUAY	
ANDE	Administración Nacional de Energía de Paraguay
URUGUAY	
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

PBI	Producto Bruto Interno
SCN	Sistema de Cuentas Nacionales
CIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
PI	Potencia Instalada
TG	Turbo Gas
TV	Turbo Vapor
CC	Ciclo Combinado
NU	Nuclear
HI	Hidráulico
CH	Central Hidráulica
EMA	Energía Media Anual
LEAT	Línea de Extra Alta Tensión
STAT	Sistema de Transporte de Alta Tensión
CA	Corriente Alterna
GU	Gran Usuario
GUMA	Gran Usuario Mayor
GUME	Gran Usuario Menor
PPA	Power Purchase Agreement
URE	Uso Racional de la Energía
UEGD	Uso Eficiente de Energía y Gestión de Demanda
ENS	Energía no Suministrada
DAG	Desconexión Automática de Generación
DAC	Desconexión Automática de Carga
PAEPRA	Programa de Abastecimiento a la Población Rural Dispersa
PERMER	Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales
GEF	Global Environmental Facility
GEI	Gases de Efecto Invernadero
COP	Conferencia de las Partes
CDM	Mecanismo de Desarrollo Limpio
OPEP	Organización de los Países Exportadores de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
LNG	Gas Natural Licuado
PFT	Plan Federal de Transporte
ET	Estación Transformadora
MT	Media Tensión
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
O&M	Operación y Mantenimiento
PAFTT	Prestadores Adicionales de la Función Técnica del Transporte
FNEE	Fondo Nacional de la Energía Eléctrica
FEDEI	Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior
FCT	Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales
FFTEF	Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal
a.a.	Anual acumulativo
REGIONES ELECTRICAS	
BAS	Provincia de Buenos Aires
CEN	Centro: Córdoba y San Luis
COM	Comahue: Neuquén, Río Negro y La Pampa

CUY	Cuyo: Mendoza y San Juan
GBA	Gran Buenos Aires
LIT	Litoral: Entre Ríos y Santa Fe
NEA	Noreste Argentino: Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones
NOA	Noroeste Argentino: Catamarca, Jujuy, Salta, La Rioja, Santiago del Estero y Tucumán
PAT	Sistema Interconectado Patagónico: Chubut, Parte de Río Negro y Santa Cruz, Sur de Prov. de Buenos Aires.

El presente documento constituye la 8ª edición del “INFORME DE PROSPECTIVA” que se elabora en el ámbito de la Secretaría de Energía y Minería desde 1993.

A continuación se presenta el listado de profesionales de la Dirección Nacional de Prospectiva participantes en la elaboración del Documento:

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Director Nacional de Prospectiva <p style="text-align: center;">Ing. Juan G. MEIRA</p>	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grupo específico: <ul style="list-style-type: none"> Lic. Daniel BERGER Ing. Lidia MACIAS ▪ Datos estadísticos: <ul style="list-style-type: none"> Ing. Ana Lía DUCO Sr. Fernando CHENLO Cdra. Andrea AGESILAO ▪ Análisis económico y Grandes Usuarios <ul style="list-style-type: none"> Lic. Mirta PICCININI 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Oferta eléctrica <ul style="list-style-type: none"> Ing. Osvaldo LANDI ▪ Intercambios internacionales <ul style="list-style-type: none"> Lic. Marcelo POSITINO ▪ Transporte eléctrico <ul style="list-style-type: none"> Ing. Heriberto ENRIQUE ▪ Aspectos ambientales <ul style="list-style-type: none"> Lic. Eduardo CASARRAMONA

Para el desarrollo de temas específicos se contó con la colaboración de otros sectores de la Secretaría de Energía y Minería, particularmente de la Subsecretaría de Combustibles y de los grupos ad hoc de seguimiento del Plan Federal de Transporte y de Uso Racional de la Energía y Energías Renovables (programa PERMER).

Se agradece especialmente la información proporcionada por otros Organismos, tales como CAMMESA, ENRE, ENARGAS y empresas del sector.

I. RESUMEN

I.1. INTRODUCCION

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

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

En este contexto, el interés de las distintas ediciones de la *Prospectiva*, se ha centrado en el análisis de la relación gas natural - energía eléctrica, los intercambios de energía, particularmente con Brasil, y el impacto de las mismas en el mercado gasífero y eléctrico.

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

- Identificar las oportunidades de incrementar los intercambios de energía con los países vecinos, en especial Brasil y Chile, en un contexto de integración energética regional y de competencia gas - gas y gas - energía eléctrica.
- Analizar el comportamiento futuro del SADI (Sistema Argentino de Interconexión), sometido a un conjunto de supuestos, en algunos casos extremos, de manera de identificar riesgos potenciales en el funcionamiento del Sector Eléctrico que justifiquen la aplicación de políticas preventivas.
- Analizar la evolución futura del Sector del Gas Natural considerando su relación con el Sector Eléctrico, la incidencia de las exportaciones, la expansión del sistema de transporte y la evolución de las reservas.

Los escenarios consideran, entre los más importantes supuestos, la demanda interna futura de gas y energía eléctrica, 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 exportación autorizada a Uruguay, la interconexión con Chile por el Norte Grande y por el área Central y la expansión de la oferta de generación y transporte en el SADI.

Complementariamente se desarrolla un capítulo sobre aspectos ambientales, donde se analiza el posible impacto de los escenarios simulados.

Se incorpora además un conjunto de Anexos conteniendo el desarrollo de temas con interés particular, como es el análisis de los Grandes Usuarios de EDENOR y EDESUR, un informe de perfiles mineros, los mercados energéticos de Brasil, Uruguay y Chile, el BRAZO AÑA CUA y el recrecimiento de YACYRETA, el estado de situación del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, y una reseña de las actividades desarrolladas en el ámbito de la Secretaría sobre Uso Racional de la Energía (URE) y Energías Renovables, en especial el programa PERMER.

Se plantea en lo que sigue un resumen de los temas analizados en este documento.

I.2. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Para una evolución prevista del PBI con tasas de crecimiento anual que varían entre 2,5 % en el período 2000/2001, 4 % y 5 % entre los años 2001 y 2005, basada en las proyecciones oficiales del Ministerio de Economía, y un 4 % anual estimado en el período 2006/2010, se plantean tres escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica, de alta, media y baja, identificados como alternativas A, B y C respectivamente.

En lo que se refiere a las proyecciones de demanda neta, a nivel de todo el país, se prevén tasas de crecimiento entre extremos variables en una banda entre el 3,5 % y el 5,9 % en el período 1999-2010, según sea la hipótesis de PBI considerada.

Se ha realizado un análisis regional de las demandas del MEM, del MEMSP y de la demanda Resto, de manera de permitir una mayor comprensión de la situación y perspectivas provinciales en el período en estudio.

La evolución prevista para la energía eléctrica facturada a usuario final presenta tasas entre 3,8 % y 6,2 % anual acumulativo entre los años 1999 y 2010, y se plantean los siguientes crecimientos por sector:

Residencial	Entre 3,4 % y 6,0 % a.a.
Comercial	Entre 3,8 % y 6,3 % a.a.
Industrial	Entre 4,0 % y 6,3 % a.a.

En el escenario de media, se prevé un crecimiento de la demanda industrial de 5,3 % a.a, que incluye la demanda de minería y una mayor utilización de la electricidad en usos calóricos.

Las tasas de crecimiento regionales que surgen de la consideración de un escenario de media, para el período 2000-2010, tienen los siguientes valores en orden decreciente:

Región NOA	6,8 %
Región Litoral	5,7 %
Región Cuyo	5,6 %
Región NEA	4,7 %
Región GBA	4,6 %
Región Centro	4,3 %
Región Comahue	4,1 %
Región Bs As	3,6 %

Siendo la participación de las regiones en el total:

Región GBA	43,9 %
Región Bs As	13,0 %
Región Litoral	12,9 %
Región Centro	8,5 %
Región NOA	6,9 %
Región Cuyo	6,1 %
Región NEA	4,7 %
Región Comahue	4,0 %

El nivel de pérdidas eléctricas en subtransmisión y distribución registrado para el año 1999, resultó de 12,73 % de la demanda neta del servicio público y se ha supuesto que para el año 2010 puede reducirse al 10 % teniendo en cuenta la tendencia a la disminución de las pérdidas no técnicas en las distribuidoras de GBA, cuya ponderación en el total del país es determinante, y considerando la evolución de las mismas en las provincias, en función de mejoras en la gestión de los servicios eléctricos y del comportamiento de las demandas sobre todo en etapas de recesión de la economía.

Al respecto, cabe comentar que, del análisis del comportamiento de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y PBI, resulta una inelasticidad de la demanda a la baja del PBI.

Se ha producido en los últimos años una participación cada vez más creciente de la generación de valor agregado por prestaciones personales en detrimento de los bienes finales, y si bien existe un mayor equipamiento en los hogares, cuyo consumo no se correlaciona con la actividad económica, también es dable observar que en los períodos recesivos se produce un incremento de las pérdidas en los sistemas de subtransmisión y distribución, aún aplicando políticas de control. Esta situación tiene explicación en el hecho que la población utiliza energía eléctrica para proveerse de servicios básicos (cocción, calentamiento de agua y ambientes, calefacción, iluminación, etc.), puesto que tanto el acceso al suministro como a los equipos de uso de energía eléctrica es comparativamente más sencillo y de bajo costo que otras formas de energía, y por otra parte en períodos de crisis se incrementa la fracción de consumos impagos.

Si se observa la evolución de las tasas de crecimiento de la demanda en el mercado eléctrico mayorista y del facturado a usuario final, que mide el consumo final de los diversos sectores, la tendencia comentada en el párrafo anterior queda claramente expuesta.

En ciclos de mayor actividad económica las tasas de crecimiento se acercan, notándose una recuperación del consumo, que al ser medido, indicaría además mejoras en la gestión de las distribuidoras, en tanto que en ciclos recesivos (siempre con un retraso), la relación entre las tasas tiene un comportamiento más errático, con diferencias notables entre las mismas, tendiendo a decrecer la tasa de variación del consumo final. Al respecto se anexan los gráficos correspondientes en el capítulo de demanda de energía eléctrica.

En los escenarios considerados, se prevé que el consumo de energía eléctrica por habitante evolucionará de los actuales 1.944 kWh/hab (al año 1999), a 3.000 kWh/hab en el año 2010.

De igual forma, el consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.841 kep/hab-año en 1999 a 2.320 kep/hab-año en el año 2010, y el grado de electrificación, medido como relación entre la población abastecida y la población total se incrementará desde el 93 % actual hasta el 95 % en el 2010.

1.3. OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

La incorporación de oferta planteada en este documento se hace en base a las siguientes premisas:

- en el corto y mediano plazo se toman en cuenta los proyectos autorizados que ya cuentan con una fecha declarada de ingreso por parte de los operadores, en el horizonte de la programación estacional.

- en el largo plazo se consideran las necesidades regionales de abastecimiento de la demanda, teniendo en cuenta además el probable comportamiento de la oferta como respuesta a la evolución de los precios del mercado, resultando entonces en una fuerte incorporación de equipamiento térmico de buen rendimiento, que consume gas natural.
- Se considera asimismo el ingreso de la Central Nuclear Atucha II hacia el final del período de análisis. Como caso particular se incluye la inyección en el sistema argentino del remanente de la generación de TermoAndes que no es exportada a Chile.
- No se han considerado bajas de los equipos térmicos existentes.
- Como hipótesis de oferta hidroeléctrica se incluyen las centrales que están actualmente en construcción, aunque se mencionan además proyectos importantes en el marco de la integración regional, para los que se han producido acuerdos internacionales sobre el interés recíproco, tal el caso de Corpus Christi, Garabí y los de la Alta Cuenca del Río Bermejo y del Río Grande de Tarija. Estos últimos fueron incorporados a la oferta a partir de 2005.

Un resumen de las obras de recrecimiento del embalse de Yacyretá, así como la obra de construcción de una central hidroeléctrica en el tramo de presa vecino al Brazo Aña Cuá se presenta como Anexo IV.

Ambos proyectos posibilitarán incrementos de oferta de energía eléctrica del orden de 7.000 GWh año y 1.900 GWh año respectivamente.

En resumen, la incorporación de equipamiento considerada por año de corte resulta:

INCORPORACION ANUAL	MW
2001	2.401
2002	393
2003	2.080
2005	3.073
2008	3.795
2010	4.995
Total del período	12.942

Se adopta la hipótesis de precios constantes de combustibles líquidos (fuel oil y gas oil) con base en los precios de referencia definidos en la Programación Estacional vigente.

La conveniencia de incorporación de otras formas de energía, particularmente la eólica y solar, se observa fundamentalmente en mercados aislados.

I.4. TRANSPORTE

En lo que hace a la expansión del transporte, se han considerado las necesidades de ampliaciones recomendadas en las Guías de Referencia que elaboran anualmente los transportistas, con el objetivo básico de mantener y mejorar las condiciones actuales de calidad y seguridad en el Sistema Argentino de Interconexión.

En lo que se refiere a la Calidad de Servicio en el SADI, se incluyen en el Capítulo de Transporte, los indicadores de desempeño preparados por CMMESA, que permiten evaluar el comportamiento del sistema en los últimos años.

En Anexo aparte se presenta un análisis resumido y el estado de situación a marzo de 2001 del Plan Federal de Transporte, en relación a los proyectos incluidos en el mismo y particularmente en aquellos precalificados como son la Interconexión NEA-NOA y la interconexión MEM-MEMSP.

I.5. INTERCAMBIO INTERNACIONAL

Se han planteado en los escenarios analizados las autorizaciones de exportaciones de energía a Brasil y Uruguay y los intercambios con Chile en los sistemas Norte y Cuyo.

Por lo tanto se ha modelizado una exportación total a Brasil de 3.200 MW, de los cuales los primeros 1.000 MW se encuentran en operación, los segundos 1.000 MW ingresarán a partir de mayo de 2002 y los terceros 1.200 MW se plantean para el año 2004.

En cuanto al intercambio con Uruguay, las autorizaciones alcanzan a 365 MW y se encuentran en operación, como consecuencia de los contratos firmados con las generadoras C.T Puerto (165 MW), C.H Piedra del Aguila (100 MW) y C.T San Nicolás (100 MW), autorizados a partir de febrero de 2001, mediante las Resoluciones SEyM N° 314/00, SEyM N° 313/00 y SEyM N° 316/00 respectivamente.

Se le ha concedido a TermoAndes (en este momento sólo exportadora de energía eléctrica a Chile) autorización para entregar al SADI hasta 270 MW en una primera etapa (Res SEyM N° 92/01). Esta oferta no es una importación, ya que se trata de una generadora ubicada en territorio argentino que a partir de la Resolución ex SE N° 145/97 es agente del MEM y operó hasta el momento en forma aislada del SADI.

Teniendo en cuenta lo planteado en el Acta N° 3/99 de la Comisión de Interconexión, se ha considerado además una vinculación entre el sistema Cuyo y el sistema Centro de Chile (SIC) en un nivel de 300 MW, que operaría con intercambios de oportunidad entre ambos sistemas.

I.6. SECTOR GAS NATURAL

Demanda de Gas Natural

La demanda de gas natural en el período 1980-1999, ha tenido un crecimiento del orden del 6% anual. El consumo residencial ha mantenido su participación, y decrecieron las contribuciones de los sectores comercial y público e industria. En este último caso la participación cayó del 43,7% al 32,4 %, con una tasa de crecimiento del 4,7 % en el período. La participación de la demanda de centrales eléctricas aumentó del 25,3 % al 35,4 %, lo cual determina una tasa de crecimiento anual acumulada del 8,3 %.

La producción de gas natural se incrementó en 8,0 % a.a. en el período 1993-1999, incluyéndose en esta tasa las primeras exportaciones de gas a Chile desde las cuencas Austral y Neuquina.

La importación desde Bolivia a través de Yacuiba se interrumpió a partir de septiembre de 1999, poco después del comienzo de la exportación de gas de Bolivia a Brasil a través del gasoducto Santa Cruz-San Pablo.

Es destacable la drástica reducción del venteo en el período 1997-1999, como consecuencia de la vigencia de la Resolución ex-SE 143/98.

Se presenta un análisis de situación de la evolución histórica de los Balances de Producción, de Transporte y Distribución y de Capacidad Nominal del Sistema de Transporte, así como un análisis de los criterios para la financiación de la expansión del sistema de transporte.

Teniendo como fuente lo elaborado en el Area de Combustibles de la SEyM, se han actualizado los datos correspondientes a Reservas, Tendencias Exploratorias y Perspectivas de Incorporación de Reservas, estas últimas medidas por el número de permisos asignados y en actividad, que conforman una medida del interés exploratorio de las empresas en las diversas cuencas.

Se ha elaborado asimismo un análisis de los datos de reservas comprobadas de petróleo y gas natural en la región.

Proyección de la Demanda de Gas Natural

Las proyecciones de la demanda de gas se han desagregado por sector en las nueve regiones en que se encuentra dividido el mercado de gas en Argentina.

El incremento de la demanda interna firme de gas natural resulta del 3,4 % para el período de análisis 1999-2010.

Esta demanda firme incluye los sectores Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte (GNC).

Si se incluye la demanda prevista para usinas, el incremento anual acumulativo para el período 1999-2010 alcanza el 3,7 %.

La demanda de gas para usinas surge como resultado endógeno del modelo utilizado para la simulación del funcionamiento de los mercados integrados gas y energía eléctrica (GASELEC). Los resultados corresponden a una hidrología media.

En todo el período de análisis, si se considera la demanda de gas para usinas del escenario medio, la participación del consumo de centrales en el total es creciente alcanzando en el año 2010 casi el 38 % del total.

Exportaciones de Gas Natural

Las exportaciones consideradas en los escenarios analizados se basan estrictamente en las Autorizaciones de Exportación de Gas Natural otorgadas y en trámite, tal como se explicita en el listado correspondiente.

Las exportaciones autorizadas totalizan 32,08 MMm³/día y existe un solo trámite pendiente de aprobación, que corresponde a la exportación de 3,25 MMm³/día con destino a Uruguay.

Para las proyecciones de los volúmenes a exportar se plantean dos escenarios posibles. Una alternativa de media donde se consideran los proyectos autorizados y en trámite con un crecimiento acorde a la demanda que abastecen, diferenciando si la demanda corresponde a centrales eléctricas o a otros sectores y asumiendo un crecimiento sostenido a lo largo de todo el período de análisis; y una alternativa de máxima en la que se consideran los mismos proyectos pero alcanzando los máximos autorizados entre los años 2002 y 2003.

1.7. SIMULACIONES

Los precios medios anuales de energía muestran un sendero levemente creciente a lo largo de todo el período de análisis, evidenciándose mayor volatilidad en los nodos de intercambio tanto con Brasil como con Chile.

La exportación a Brasil, medida en relación a la capacidad de los vínculos con ese país, es creciente a lo largo del período de estudio, mientras que la importación, medida en los mismos términos, tiene un máximo en el año de corte 2005, pero siempre es menor a la primera, es decir que el saldo de exportación es positivo. La utilización de la totalidad de los vínculos varía entre 35 y 75% para una probabilidad de excedencia del 50%.

El vínculo con Brasil con 2.000 MW de capacidad tiene una utilización, con 50% de probabilidad de excedencia, entre 35 y 65 %, dependiendo del año de corte mientras que en el vínculo de 1.200 MW de capacidad, para la misma probabilidad de excedencia, la utilización es de alrededor del 80% para todos los años de corte. Esto se debe a que este último vínculo tiene menor capacidad por lo que 100% implica menor potencia media transportada, adicionalmente la importación es mucho más importante en este caso que en el primero incidiendo en el factor de utilización de este vínculo.

Con los factores de utilización de la exportación del orden de los mencionados, no se evidencia déficit en la Argentina, salvo para el nodo frontera de intercambio con Brasil y con baja probabilidad de ocurrencia, es decir, la probabilidad de que el déficit sea mayor que cero es menor al 50% o, para una probabilidad de excedencia del 50% el déficit es nulo.

En el caso de atrasos de hasta dos años en el escenario de equipamiento argentino no se verificaría impacto en el cubrimiento del pico en 2003 pero sí pequeños incrementos marginales del déficit en algunas regiones en 2005, en ambos casos se planteó la hipótesis de la coincidencia con la máxima convocatoria a la exportación. Además se evidencia la conveniencia de nuevas instalaciones de generación en Litoral – NEA o bien ampliaciones de en la capacidad de transporte.

El consumo de gas por usinas es creciente con una tasa superior a la de los consumos residencial e industrial. La escasez de gas para generación térmica aumenta en la medida que no se contrate capacidad de transporte firme o semi firme. El punto económicamente óptimo correspondería a dos meses de riesgo de interrupción de gas para usinas y un máximo del 10 % de uso de combustibles líquidos.

El posible atraso de un año en el escenario de equipamiento de Brasil no afectaría significativamente los precios medios anuales en Argentina, mientras que el mismo atraso en el escenario de equipamiento de Argentina introduciría incrementos en los precios medios anuales de energía con un máximo de 3 \$/MWh en 2003 para un año de aportes hídricos medios.

El atraso simultáneo en los equipamientos de ambos mercados puede tener un efecto en los precios de la energía que a nivel de promedio anual sería de 4 \$/MWh, siempre para un año de aportes hídricos medios.

Con respecto a la producción de gas se verificaría una disminución en la participación porcentual de la cuenca Neuquina en la producción nacional de gas, lo mismo ocurriría con la utilización de los gasoductos que se inician en esa cuenca.

En el ámbito regional se verifica un aumento de la oferta de gas debido a la incorporación de las reservas de Bolivia y el aumento de la producción propia en Brasil. En cuanto a los mercados domésticos, Argentina cuenta con un mercado interno desarrollado con un consumo que se proyecta por encima de 90 MMm³/día a partir de 2003, mientras que en Bolivia el mercado del gas es prácticamente inexistente y en Brasil el consumo se proyecta en alrededor de 42 MMm³/día en 2003, pero si consideramos exclusivamente los consumos por usinas en las regiones Sud y Sudeste de Brasil, el mismo crece de 15 MMm³/día a 30 MMm³/día en el período que va de 2003 a 2010.

Desde el punto de vista del abastecimiento, las fuentes propias en Brasil se encuentran relativamente cercanas a los centros de consumo de Río de Janeiro y San Pablo mientras que existe un gasoducto con capacidad de 30 MMm³/día desde Bolivia a Campinas con el que se abastecería la demanda de las regiones Sudeste y Sud.

En ese contexto la Argentina exporta gas a Brasil para ser consumido en Uruguayana y con respecto a otras posibilidades de exportación, se deberá competir con ofertas de menor precio en boca de pozo y/o mejor posicionadas en cuanto a cercanía de los centros de consumo.

Debe destacarse que la Prospectiva de la Secretaría de Energía y Minería tiene bajo su responsabilidad orientar a los actores interesados por la evolución de Sector Eléctrico y lo realiza mediante el análisis de escenarios a futuro con un carácter amplio, siendo el OED el organismo que posee responsabilidad primaria sobre los aspectos relacionados al despacho técnico y económico del Sistema Argentino De Interconexión teniendo en cuenta la seguridad y calidad de los suministros a costo mínimo.

1.8. ASPECTOS AMBIENTALES

En el sector eléctrico argentino se ha producido con anterioridad a la promulgación de la Ley N° 24.065/92 del Marco Regulatorio Eléctrico una mejora notable desde el punto de vista ambiental, en particular desde la vigencia del Manual de Gestión Ambiental para Obras Hidroeléctricas en el año 1987.

Como consecuencia del uso del gas natural en reemplazo de combustibles líquidos en las unidades generadoras térmicas existentes y en las incorporaciones de nuevos ciclos combinados de alta eficiencia energética, se ha introducido una mejora notable desde el punto de vista ambiental.

En el contexto de mantener los compromisos asumidos a nivel internacional, el sector energético deberá compatibilizar estrategias para lograr la protección de cuencas hídricas, la reducción del consumo de combustibles fósiles, la utilización de energías renovables y el aumento de la eficiencia energética.

En cuanto a los proyectos hidroeléctricos, la Evaluación del Impacto Ambiental debería tender a dar los elementos necesarios para ver claramente la viabilidad de una obra.

En el sector nuclear, la expansión de nuevas centrales se ve condicionada por la problemática asociada a la localización de instalaciones receptoras de los desechos nucleares.

En lo que se refiere a centrales térmicas, la Resolución SEyM N° 108/2001 ha profundizado los requerimientos de niveles de emisión.

En el documento actual se ha realizado un pormenorizado análisis de la situación argentina y de los compromisos asumidos a nivel internacional, una presentación de las emisiones en función de las mediciones efectuadas y un cálculo de emisiones futuras en función de los consumos de combustibles probables, resultantes de los escenarios de oferta de energía eléctrica.

I.9. ANEXOS

En función de la necesidad de brindar mayor información sobre temas de tratamiento implícito o explícito dentro de la Prospectiva del año 2000, que configuran temas insoslayables dentro de la problemática energética del país, se han incluido varios anexos, que incorporan información adicional, producida por los equipos de trabajo o los organismos que tienen a su cargo temas específicos.

En Anexo I se describe el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Usuarios de las áreas de concesión de las distribuidoras EDENOR y EDESUR para el año 2000.

En Anexo II se presenta una síntesis del “Informe de Perfiles Mineros”, proveniente de la Dirección Nacional de Minería, Dirección de Inversiones y Normativa Minera, que complementa el análisis presentado en el capítulo de demanda de energía eléctrica, donde la demanda minera se considera particularmente como extratendencial dentro del análisis de cada región.

Como Anexos III y IV se incorpora el análisis de los mercados energéticos de los países vecinos, particularmente Brasil, y una descripción de las obras de recrecimiento de Yacyretá y brazo Aña Cuá.

En Anexo V se presenta un resumen de estado de situación del Plan Federal de Transporte, producido por el equipo ad-hoc de la Secretaría de Energía y Minería.

Como Anexo VI se presenta información de Uso Racional de la Energía y Energías Renovables, en particular del Programa PERMER, producida por los equipos de trabajo dedicados al tema en la Secretaría de Energía y Minería.

II. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

En este capítulo se analiza la evolución posible de la demanda de energía eléctrica. En primer lugar se estudia la demanda interna, observando el comportamiento de todos los sectores de consumo, las tendencias regionales y las previsiones de crecimiento macroeconómico. En segundo término se plantean las proyecciones de demanda de exportación a Brasil, Uruguay y Chile, tomando como base los contratos actualmente vigentes y en trámite.

II.1. ESCENARIOS DE DEMANDA INTERNA DE ENERGIA ELECTRICA

En este punto se analiza la evolución posible de la demanda de energía eléctrica en el país. Las exportaciones a países vecinos se tratan en el punto II.2.

En la proyección de la demanda de energía eléctrica, se efectuó el análisis de las demandas tendenciales y extratendenciales de cada provincia y consecuentemente de cada región, concordante en el corto plazo con las previsiones de demanda de los agentes del MEM, datos éstos que conforman la base de demanda de las programaciones estacionales de ese mercado, y se complementó con el uso de un modelo econométrico ya utilizado para la elaboración de Informes de Prospectiva anteriores. El modelo mencionado estima la oferta de generación de energía eléctrica destinada a Servicio Público relacionándola con el Producto Bruto Interno utilizando metodología de regresión, en valores trimestrales.

II.1.1. HIPOTESIS ADOPTADAS

Se plantean tres escenarios, relacionados con la evolución prevista para el PBI, que resultan en proyecciones de demanda de energía eléctrica de alta, media y baja, denominadas A, B y C respectivamente, en función del comportamiento de esta demanda en el período 1993-2000. En este período se produjeron ciclos de crecimiento y de recesión en la variable macroeconómica mencionada.

Es importante destacar que en 1999 se publicó el nuevo Sistema de Cuentas Nacionales (SCN) base 1993, lo que significa un cambio del año base para el cálculo de PBI. Hasta el momento se utilizaba el SCN base 1986. Los cambios ocurridos en la economía argentina como consecuencia de los procesos de apertura comercial, desregulación económica y privatización, han resultado en una estructura económica que tiene importantes diferencias respecto de la observada en 1986. La mayor estabilidad económica imperante durante el último período ha permitido obtener una mejora en la calidad y precisión de la información, se han producido cambios de tecnologías que redundan en variaciones de la función de producción de las empresas y reemplazo de productos por parte de los consumidores. Todo esto resulta en un cambio de la estructura de composición del PBI, donde adquiere mayor relevancia el sector productor de servicios en detrimento del sector productor de bienes. En resumen, el nuevo SCN base 1993 implica un importante cambio metodológico, con la incorporación de las diferencias producidas en la composición sectorial del PBI, mayor nivel de desagregación de las variables y la utilización de la versión revisada de la Clasificación Internacional Industrial de Actividades Revisión 3 (CIIU 3). ⁽¹⁾

¹ Para mayor detalle puede consultarse la publicación "Sistema de Cuentas Nacionales - Argentina - Año base 1993", disponible en la web del Ministerio de Economía: www.mecon.gov.ar

Para las estimaciones se utilizó la serie de PBI con base en el año 1993, y se adoptaron, para el período 1999/2005, las estimaciones oficiales utilizadas para la elaboración del Presupuesto Nacional Año 2001. A partir del 2005 se ha supuesto una evolución del 4% anual.

EVOLUCION PREVISTA DE PBI

1999/2000	2000/2001	2001/2002	2002/2003	2003/2005	2006/2010
0%	2,5%	4,0%	5,0%	5,0%	4,0%

II.1.2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Como se mencionó en el ítem anterior, para efectuar las proyecciones de demanda de energía eléctrica se utilizó un modelo econométrico. En éste se estima la evolución de la oferta de generación de energía eléctrica a partir de los valores de PBI, relacionándolos con una función del tipo $Dem = a * PBI^b$. Ya se ha utilizado en informes de años anteriores, habiéndose obtenido resultados aceptables en la medida que las series de información disponibles fueron más extensas. No obstante, actualmente se presentaron inconvenientes para su utilización.

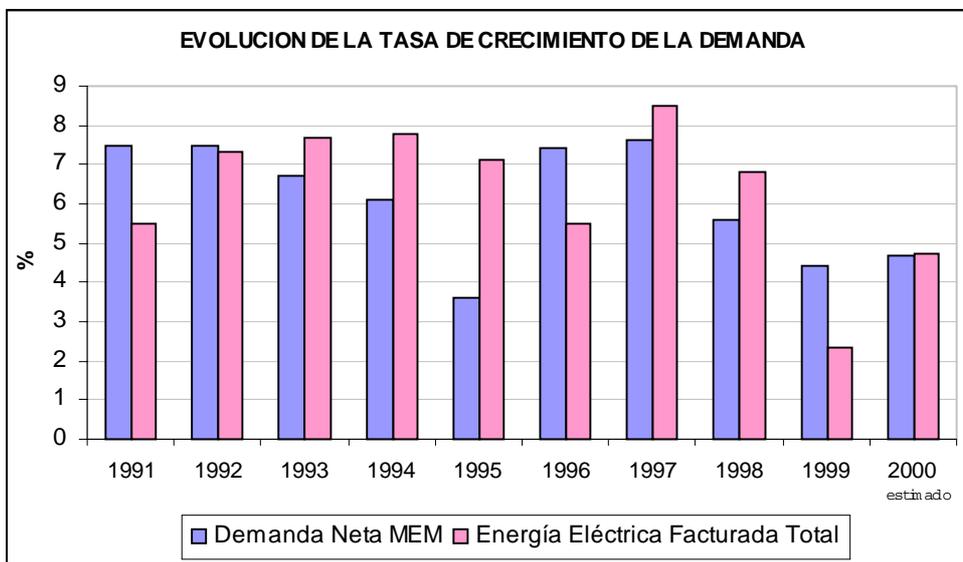
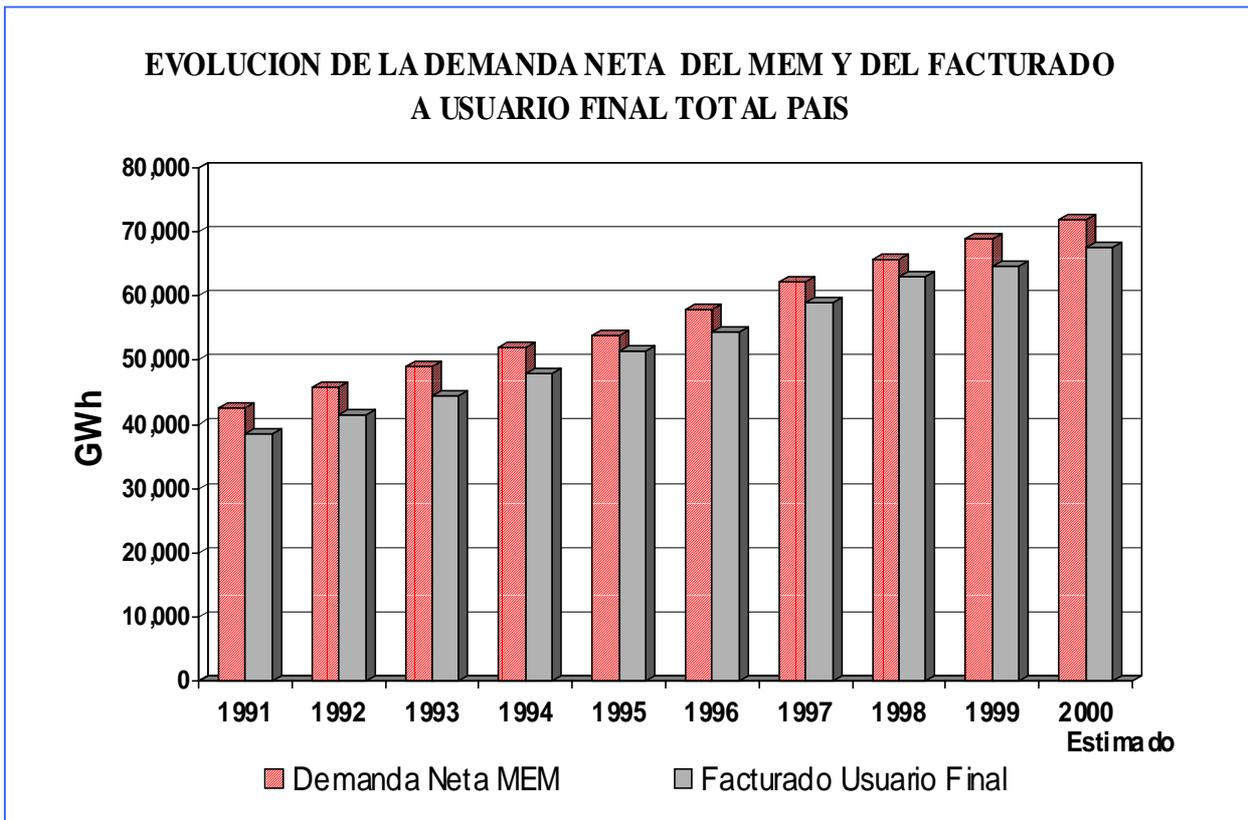
El problema fundamental radica en el comportamiento de ambas variables. La evolución de la economía en su conjunto en los últimos años ha presentado dos períodos recesivos muy marcados, agravado en el último caso por ser prolongado y persistente. Esto hace que el PBI presente brechas que no se reflejan en el consumo de energía eléctrica. Con el avance de la tecnología y el incremento de la producción de servicios por sobre los bienes, ó en otras palabras, la participación cada vez más creciente de la generación de valor agregado por las prestaciones personales en detrimento de los bienes finales, se acrecienta el consumo de energéticos por el sector comercial y básicamente el residencial.

El grado cada vez mayor de equipamiento en los hogares hace que el incremento en el consumo de este sector no se correlacione tan directamente con la actividad económica en su conjunto, además, el consumo global en si mismo es poco sensible a las fluctuaciones en el ciclo económico.

También es dable observar que en los períodos recesivos, se produce un incremento de las pérdidas en los sistemas de subtransmisión y distribución, aún aplicando políticas de control. Esta situación tiene explicación en el hecho que la población utiliza energía eléctrica para proveerse de servicios básicos (coccción, calentamiento de agua y ambientes, calefacción, iluminación, etc.), puesto que tanto el acceso al suministro como a los equipos de uso de energía eléctrica es comparativamente más sencillo y de bajo costo que para otras formas de energía, y por otra parte en períodos de crisis se incrementa la fracción de consumos impagos.

Si se observa la evolución de las tasas de crecimiento de la demanda en el mercado eléctrico mayorista y del facturado a usuario final, que mide el consumo final de los diversos sectores, la tendencia comentada en el párrafo anterior queda claramente expuesta.

En ciclos de mayor actividad económica, las tasas de crecimiento de ambos ítems se acercan, notándose una recuperación del consumo, que al ser medido, indicaría además mejoras en la gestión de las distribuidoras, en tanto que en ciclos recesivos (siempre con un retraso), la relación entre las tasas tiene un comportamiento más errático, con diferencias notables entre las mismas, tendiendo a decrecer la tasa de variación del consumo final. Esta tendencia puede observarse en el gráfico siguiente:



A pesar de los inconvenientes mencionados, se ha podido realizar una proyección adaptada a las previsiones de demanda de los agentes del MEM para el período 2000/2003, con un coeficiente de determinación de 85%. El valor obtenido para la elasticidad es 1,43%. Si bien en una primera impresión parecería demasiado elevado, es un valor razonable dadas las explicaciones en este ítem.

Se debe tener en cuenta además que la variable en cuestión es la oferta de generación eléctrica, que se debió ajustar para determinar los valores de demanda neta. Estos datos pueden observarse en el *Cuadro N° 1*. La demanda neta se desagrega para los tres casos considerados en MEM, MEMSP, Patagónico Sur y Resto. Para 1999 el MEM representa el 93% del total de la demanda neta, el MEMSP 3,9%, Patagónico Sur 0,5% y 2,5% para el Resto. Para los tres casos se estimó una evolución de la participación de cada mercado.

Con estos resultados se establecieron tres casos de crecimiento de la demanda. Para los tres se prevé el mantenimiento de las tendencias de incrementos en participación de los sectores residencial y servicios evidenciadas en el período 1990-1999. Estos valores pueden verificarse en el *Cuadro N° 2*.

Los resultados de las proyecciones de demanda interna de energía eléctrica por sector y para cada caso, a nivel energía eléctrica facturada Servicio Público, se presentan en los *Cuadros N° 3, 4 y 5*.

Se ha supuesto que la población evolucionará a un ritmo de 1,15% a.a. en el período 1999 – 2010, según estimaciones del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). Para el año 2000 resulta entonces una población de 37.031.803 habitantes.

El consumo de energía por habitante, medido en términos de la oferta interna de energía primaria, evolucionará de 1.841 kep/hab-año en 1999 a 2.320 kep/hab-año en el 2010.

El consumo de energía eléctrica por habitante evolucionará de los actuales 1.944 kWh/hab (con datos del año 1999) a 3.000 kWh/hab en el 2010.

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

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

El actual nivel de pérdidas eléctricas para el total del país en subtransmisión y distribución es de 12,73 % ⁽²⁾ de la demanda neta del servicio público. Se prevé que las pérdidas continuarán la tendencia decreciente hacia el 2010, en función de lo observado en las distribuidoras de GBA en cuanto a la reducción de las llamadas pérdidas no técnicas y las reformas institucionales realizadas y a realizar en el sector eléctrico de las provincias. Estas reformas, básicamente la mejora de los servicios eléctricos, la implementación de marcos regulatorios provinciales, las privatizaciones de las distribuidoras provinciales y las acciones de control a realizar por los respectivos Entes Reguladores, conducirán a la mejora de la gestión de las empresas y de la calidad de servicio. Para el 2010, se plantea un nivel de pérdidas técnicas de alrededor del 10%, considerado posible de alcanzar en términos de promedio país, en las condiciones de contexto señaladas.

² Estimado en base a datos provisorios del “Informe del Sector Eléctrico 1999” – Dirección Nacional de Prospectiva – Secretaría de Energía y Minería

II.1.3. DEMANDA NETA DEL MEM y MEMSP

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

DEMANDA NETA – MEM

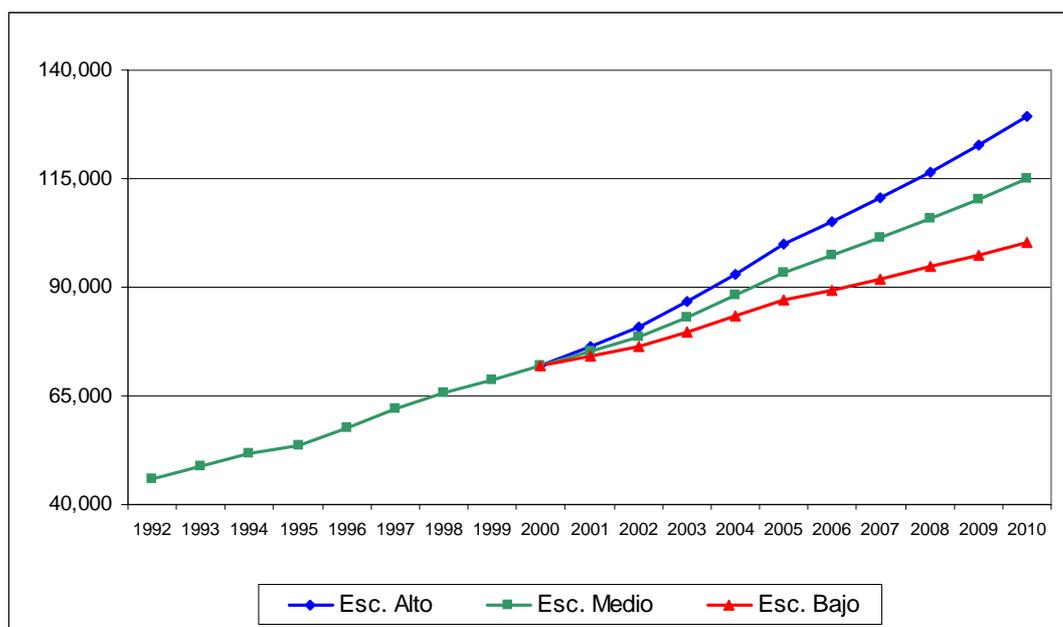
	GWh			TASAS DE CRECIMIENTO		
	A	B	C	A	B	C
1999	68.733	68.733	68.733	-	-	-
2000	71.934	71.934	71.934	4,7%	4,7%	4,7%
2001	76.250	75.407	74.092	6,0%	4,8%	3,00%
2002	80.825	78.505	76.314	6,0%	4,1%	3,00%
2003	86.638	82.989	79.568	7,2%	5,7%	4,3%
2004	93.092	88.111	83.240	7,5%	6,2%	4,6%
2005	99.768	93.329	86.895	7,2%	5,9%	4,4%
2006	105.062	97.295	89.397	5,3%	4,2%	2,9%
2007	110.648	101.440	91.973	5,3%	4,3%	2,9%
2008	116.541	105.766	94.627	5,3%	4,3%	2,9%
2009	122.758	110.282	97.361	5,3%	4,3%	2,9%
2010	129.317	115.001	100.177	5,3%	4,3%	2,9%

En los años 1999 y 2000 se consignan los valores reales

TASAS ANUALES ACUMULADAS

PERIODO	A	B	C
1999-2000	4,7%	4,7%	4,7%
2000-2005	6,8%	5,3%	3,9%
2005-2010	5,3%	4,3%	2,9%
1999-2010	5,9%	4,8%	3,5%

DEMANDA NETA - MEM



En los *Cuadros N° 6, 7 y 8* se presentan los escenarios de las demandas regionales del MEM, en términos de Demanda Neta, para los tres casos de demanda planteados (A, B y C).

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

- División del país en regiones eléctricas.
- Variación prevista del PBI.
- Los resultados obtenidos de la proyección de demanda de energía eléctrica
- Los pronósticos de corto plazo, a nivel de Demanda Neta, período 2001-2003, elaborados por los agentes del MEM, y utilizados por CAMMESA 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 1980-1999, a partir de información producida en la Dirección Nacional de Prospectiva de la Secretaría de Energía y Minería, que permitieron elaborar ejercicios tendenciales a nivel regional.
- Las hipótesis de escenarios adoptadas para la evolución de la demanda de energía eléctrica en las distintas regiones eléctricas para el mediano y largo plazo.
- El análisis histórico de la estructura regional de la demanda.

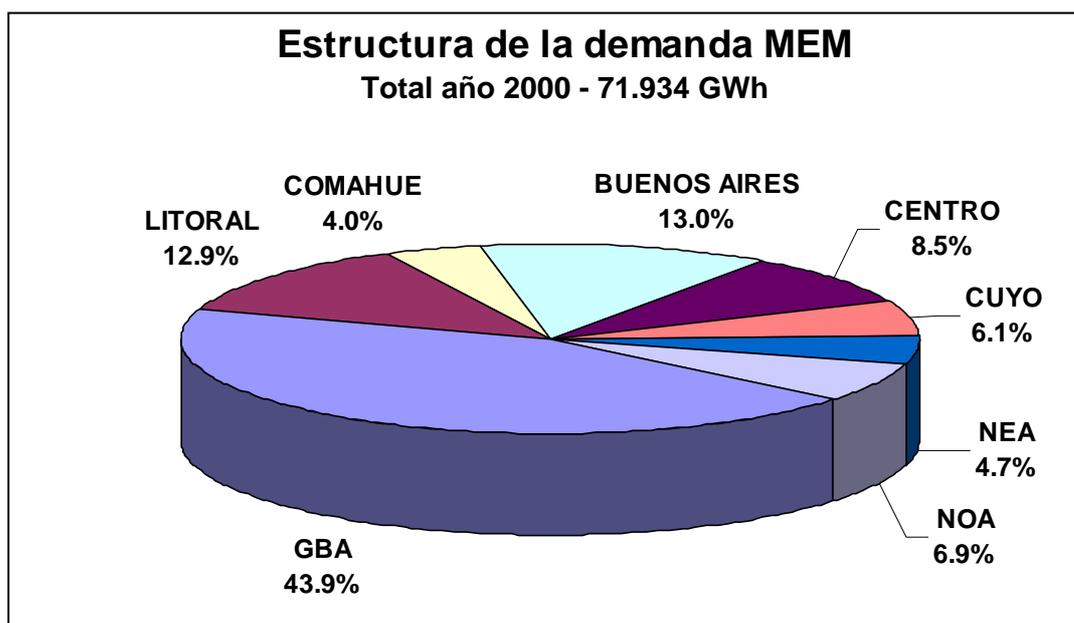
Se consideraron además demandas extratendenciales, como es el caso de los emprendimientos mineros previstos en Cuyo y NOA. Con los datos suministrados por la Dirección de Desarrollo Minero se estableció un escenario probable de requerimiento de energía de acuerdo a las potencias declaradas en cada proyecto, y su ingreso previsto. Tanto para el área de Cuyo como para la región NOA se considera un requerimiento máximo de 200 MW que se incorpora gradualmente a partir del año 2003.

II.1.4. ANALISIS REGIONAL

En el análisis que se presenta a continuación se muestra la participación que cada región eléctrica tiene en la estructura de Demanda Neta del MEM, tomando como base el año 2000 (datos reales). Debe destacarse que sólo se considera la demanda doméstica del MEM.

Los valores utilizados para este análisis provienen de la Reprogramación Trimestral Feb01-Abr01 (definitiva), en base a las demandas informadas por los agentes del mercado a CAMMESA para la elaboración de la programación.

En el siguiente gráfico puede apreciarse la participación que cada región tiene en el total de la demanda neta del MEM.



Para cada región se describe el porcentaje respecto del total correspondiente a Distribuidores, Grandes Usuarios y Cooperativas. Es importante aclarar que sólo se consideran los agentes del mercado mayorista, es decir, la demanda de Cooperativas o Grandes Usuarios que compran directamente al distribuidor provincial se consideran en la demanda de éste. Por ejemplo, vale destacar el caso de las cooperativas de la provincia de Santa Fe, donde ninguna es agente del mercado y están consideradas dentro de la demanda correspondiente a la EPESF, o el caso de las cooperativas de la provincia de Buenos Aires, donde algunas son agentes del MEM, y otras compran a las tres distribuidoras existentes en la provincia⁽³⁾. Por otra parte, las demandas de los Grandes Usuarios Menores (GUME) y los Particulares (GUPA), están incluidas en las demandas de las Distribuidoras.

En cada caso se presenta el resumen de valores para el período 2000-2003, donde puede observarse que no se esperan grandes variaciones de la estructura de la demanda a nivel regional.

GBA

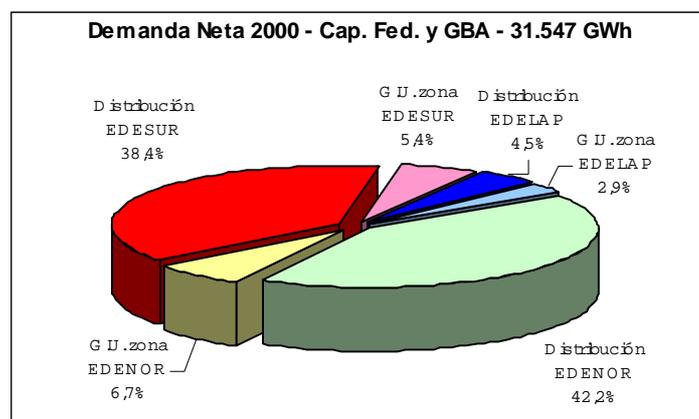
Esta región representa actualmente el 43,9 % de la demanda total MEM, siendo el área de mayor concentración. El servicio público de distribución es abastecido por EDENOR, EDESUR y EDELAP, y abarca la Capital Federal, los partidos del Gran Buenos Aires, La Plata y Gran La Plata.

La demanda de energía anual es cercana a los 31.600 GWh, de los cuales las distribuidoras entregan el 85% y el 15% restante los Grandes Usuarios lo compran directamente al mercado mayorista.

³ Un mayor detalle de la participación de Cooperativas en los totales de distribución provinciales está disponible en los "Informes del Sector Eléctrico" e "Informes de Cooperativas" elaborados en la Dirección Nacional de Prospectiva – Secretaría de Energía y Minería.

Los valores declarados por los agentes del mercado para el período 2000-2003 son los siguientes:

Valores en GWh		2000	2001	2002	2003
EDELAP	Distribuidor	1.406,4	1.438,7	1.460,0	1.490,0
	G.Usuarios	904,6	917,6	923,0	930,3
Total EDELAP		2.311,0	2.356,3	2.383,0	2.420,3
EDENOR	Distribuidor	13.308,8	14.063,7	14.902,9	15.822,7
	G.Usuarios	2.099,6	2.186,4	2.189,7	2.270,7
Total EDENOR		15.408,3	16.250,1	17.092,6	18.093,5
EDESUR	Distribuidor	12.112,1	12.819,6	13.524,4	14.306,7
	G.Usuarios	1.716,0	1.735,7	1.731,6	1.824,2
Total EDESUR		13.828,1	14.555,4	15.256,1	16.130,9
Total GBA		31.547,5	33.161,8	34.731,6	36.644,6



Para el caso B de proyecciones de demanda, resulta para esta región un crecimiento de 4,6% a.a. para el período 1999-2010.

LITORAL

Esta región representa actualmente el 12,9 % de la demanda total MEM, con una cifra anual de aproximadamente 9.300 GWh. El servicio público de distribución está a cargo de las distribuidoras EPESF en la provincia de Santa Fe y EDEER en Entre Ríos.

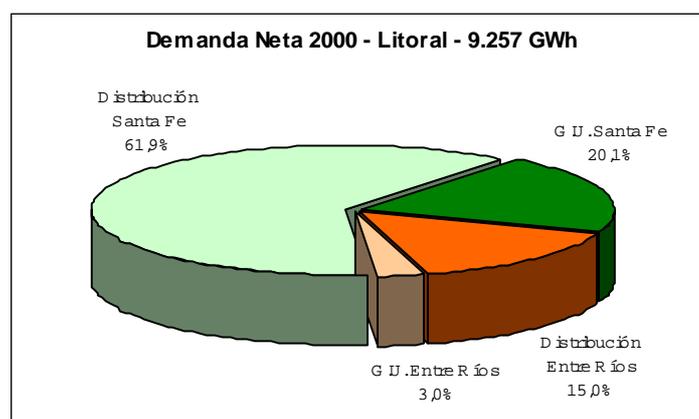
Las distribuidoras entregan el 76,9% de la energía y el 23,1% restante es adquirido directamente al mercado mayorista por los Grandes Usuarios

En el caso particular de la provincia de Santa Fe, la distribuidora provincial atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución que no son agentes del mercado mayorista (MEM). En el año 1999 aproximadamente el 8% del facturado de distribución estuvo a cargo de cooperativas eléctricas.

En la provincia de Entre Ríos la distribuidora también atiende mercado propio y venta en bloque a Cooperativas, excepto a la cooperativa de Concordia que es agente del mercado, por lo tanto compra al MEM como Gran Usuario. Incluyéndola, en el año 1999 las cooperativas representaron casi un 28% del facturado de distribución a usuario final.

Los valores declarados por los agentes del mercado para el período 2000-2003 son los siguientes:

Valores en GWh		2000	2001	2002	2003
Entre Ríos	Distribuidor	1.385,5	1.391,6	1.422,8	1.450,4
	G.Usuarios	278,6	303,5	306,7	307,1
Total Entre Ríos		1.664,1	1.695,1	1.729,5	1.757,5
Santa Fe	Distribuidor	5.729,6	6.073,9	6.439,5	6.826,3
	G.Usuarios	1.863,8	2.058,9	2.187,1	2.316,2
Total Santa Fe		7.593,4	8.132,8	8.626,6	9.142,6
Total LITORAL		9.257,5	9.828,0	10.356,1	10.900,1



El crecimiento resultante para esta región según el caso B de proyecciones de demanda, resulta de 5,7 % a.a. para el período 1999-2010.

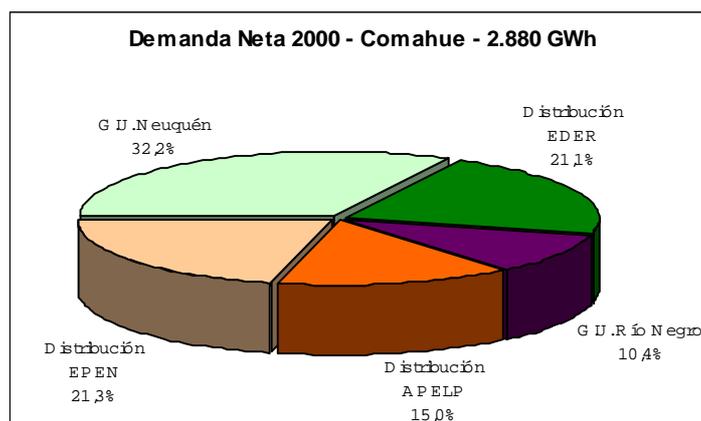
COMAHUE

Esta región eléctrica está compuesta por las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro, con una demanda anual de 2.900 GWh, que representa un 4,0 % de la demanda total MEM.

El servicio público de distribución está a cargo de las distribuidoras APELP en la provincia de La Pampa, EPEN en Neuquén y EdER en Río Negro. En el total de la región la distribución representa el 57,4 % de la demanda, y los Grandes Usuarios el 42,6 % restante. En la provincia de La Pampa el único agente del mercado mayorista es APELP, que vende en bloque a cooperativas de servicio público. En Neuquén la distribuidora provincial atiende mercado propio y venta en bloque a cooperativas, y en el caso de la ciudad de Neuquén, el servicio lo presta la Cooperativa CALF, que es agente del MEM. (Gran Usuario). En Río Negro las cooperativas compran su energía a la distribuidora EdER, ya que ninguna es agente del mercado.

Los valores declarados por los agentes del mercado para 2000-2003 son los siguientes:

Valores en GWh		2000	2001	2002	2003
La Pampa	Distribuidor	433,3	454,8	471,0	489,8
	Total La Pampa	433,3	454,8	471,0	489,8
Neuquén	Distribuidor	613,3	607,4	623,0	640,0
	G.Usuarios	927,1	1.063,6	1.107,7	1.181,3
Total Neuquén		1.540,4	1.670,9	1.730,7	1.821,3
Río Negro	Distribuidor	607,6	609,7	634,6	650,2
	G.Usuarios	299,1	285,3	293,6	303,4
Total Río Negro		906,7	895,0	928,2	953,6
Total COMAHUE		2.880,4	3.020,7	3.129,9	3.264,7



El crecimiento resultante para esta región según el caso B de proyecciones de demanda, resulta de 3,7% a.a. para el período 1999-2010.

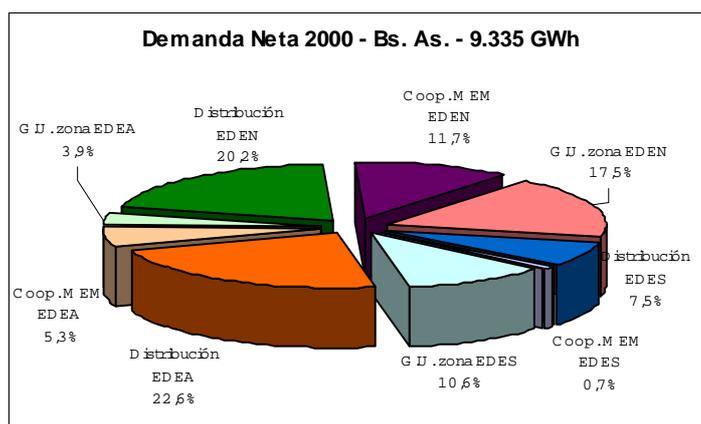
BUENOS AIRES

Esta región, con una demanda neta de casi 9.400 GWh anuales, representa el 13% de la demanda MEM para el año 2000.

Incluye el territorio de la provincia de Buenos Aires, exceptuando los partidos de GBA y La Plata ya analizados. En la estructura de la demanda del MEM puede observarse que el 50,3 % corresponde a las distribuidoras, el 17,7 % a cooperativas agentes del MEM y el 32,0 % restante a Grandes Usuarios. El servicio de distribución está a cargo de las distribuidoras EDEN (Norte), EDES (Sur) y EDEA (Atlántica), y alrededor de 200 cooperativas, de las cuales sólo 26 son agentes del mercado y el resto compran a la distribuidora de su zona.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el período 2000-2003 son los siguientes:

<i>Valores en GWh</i>		2000	2001	2002	2003
EDEA	Distribuidor	2.108,5	2.009,0	2.060,1	2.142,7
	Cooperativa	497,7	560,5	588,9	604,6
	G.Usuarios	361,1	212,7	216,3	216,6
Total EDEA		2.967,3	2.782,2	2.865,3	2.963,9
EDEN	Distribuidor	1.886,6	1.836,3	1.869,4	1.908,4
	Cooperativa	1.093,6	1.161,3	1.190,9	1.226,8
	G.Usuarios	1.637,1	1.808,6	1.849,8	1.862,9
Total EDEN		4.617,3	4.806,2	4.910,2	4.998,1
EDES	Distribuidor	696,6	703,7	721,8	736,2
	Cooperativa	61,0	68,6	67,7	67,7
	G.Usuarios	993,0	1.536,0	1.558,1	1.556,6
Total EDES		1.750,6	2.308,3	2.347,7	2.360,5
Total Bs.As.		9.335,2	9.896,7	10.123,1	10.322,5



Para el caso B de proyecciones de demanda, resulta para esta región un crecimiento de 3,9% a.a. para el período 1999-2010.

CENTRO

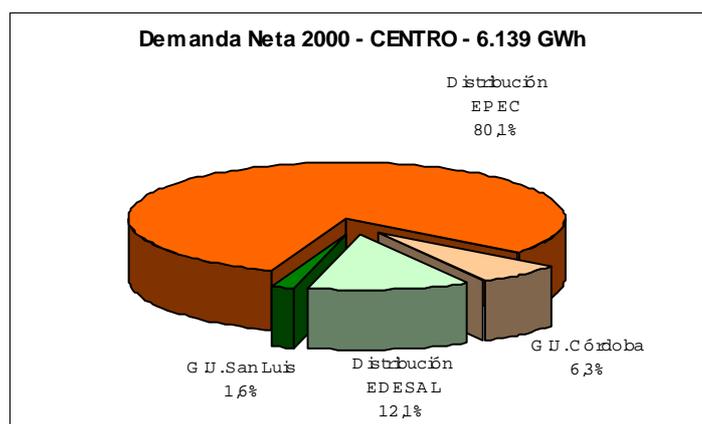
La demanda regional para el año 2000 es de casi 6.200 GWh, y constituye un 8,5 % del total del MEM. Es abastecida en un 92,2 % por las distribuidoras EPEC en Córdoba y EDESAL en San Luis, y el 7,8 % restante corresponde a los Grandes Usuarios. La distribuidora EPEC atiende mercado propio y venta en bloque a Cooperativas de Servicio Público, que en el año 1998 representaron un 28% del facturado a usuario final de distribución.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el período 2000-2003 son los siguientes:

Valores en GWh		2000	2001	2002	2003
Córdoba	Distribuidor	4.917,5	5.171,70	5.396,63	5.638,81
	G.Usuarios	384,6	483,47	492,00	499,10
Total Córdoba		5.302,2	5.655,17	5.888,64	6.137,91
San Luis	Distribuidor	741,5	774,62	813,99	859,79
	G.Usuarios	95,7	104,05	104,18	106,64
Total San Luis		837,1	878,67	918,17	966,44
Total CENTRO		6.139,3	6.533,84	6.806,81	7.104,35

Para el caso B de proyecciones de demanda, resulta para esta región un crecimiento de 4,3% a.a. para el período 1999-2010.

En el siguiente gráfico se puede observar la estructura de la demanda neta para el año 2000, con la participación de los agentes en el total regional.



CUYO

Con una demanda anual de aproximadamente 4.400 GWh en el año 2000, esta región representa el 6,1% de la demanda neta total del MEM. Las distribuidoras EDEMSEA y EDESTESA en la provincia de Mendoza y ESJ en San Juan abastecen el 75,7 % de la demanda, el 4,1 % corresponde a las cooperativas de Godoy Cruz (M) y Caucete (SJ) que son agentes del mercado, y los Grandes Usuarios representan el 20,2 % restante.

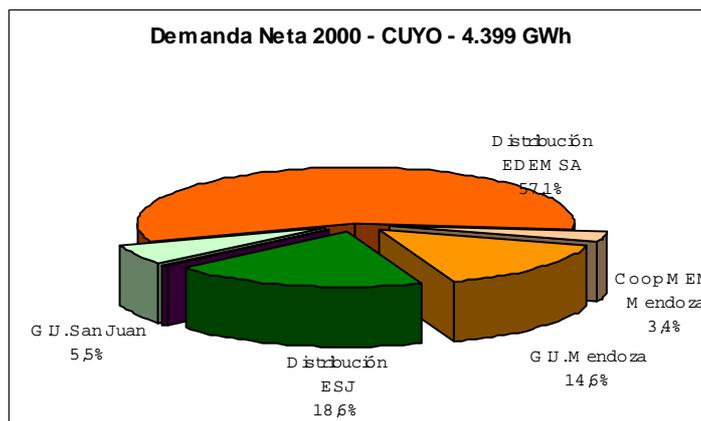
En el transcurso del año 2000 la provincia de Mendoza concesionó a la empresa EDESTESA lo que quedaba como remanente de la distribuidora provincial EMSE, completándose así la concesión del servicio de distribución. Por lo tanto EDEMSEA atiende el mercado del área metropolitana, EDESTESA, como agente del MEM, compra energía al mercado para abastecer a las 8 cooperativas existentes, y además la cooperativa de Godoy Cruz compra en el MEM.

Para las proyecciones de demanda de esta región se ha considerado una demanda adicional de minería que se agrega a la base informada por los agentes correspondientes a la Programación Estacional vigente. Se han considerado dos escenarios (de baja y alta demanda minera), con una potencia que oscila entre 70 y 200 MW.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el período 2000-2003 son los siguientes:

Valores en GWh		2000	2001	2002	2003
Mendoza	Distribuidor	2.511,8	2.433,4	2.469,6	2.535,6
	Cooperativa	149,4	237,2	248,0	255,5
	G.Usuarios	643,6	694,7	700,7	704,1
Total Mendoza		3.304,8	3.365,3	3.418,2	3.495,1
San Juan	Distribuidor	820,2	865,0	901,1	941,6
	Cooperativa	30,9	30,9	30,3	30,3
	G.Usuarios	243,1	96,3	94,8	95,0
Total San Juan		1.094,2	992,2	1.026,2	1.067,0
Total CUYO		4.399,0	4.357,5	4.444,5	4.562,1

En el siguiente gráfico se puede observar la estructura de la demanda neta para el año 2000, con la participación de los agentes en el total regional.



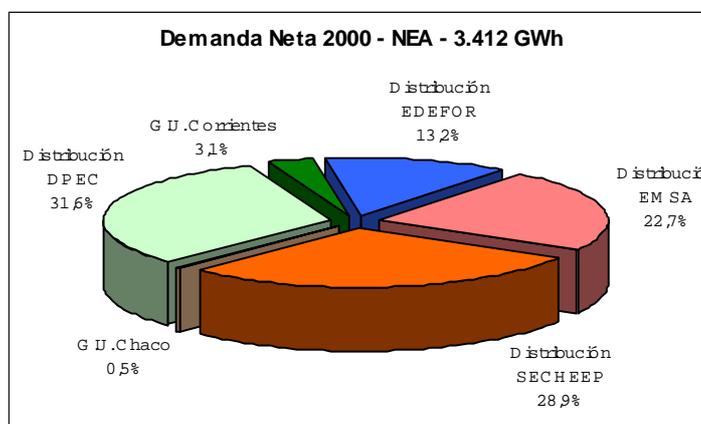
Para el caso B de proyecciones de demanda, resulta para esta región un crecimiento de 5,2 % a.a. para el período 1999-2010.

NEA

Esta región representa en el año 2000 un 4,7 % de la demanda total del MEM, con 3.400 GWh anuales. Los Grandes Usuarios representan sólo el 3,7 % de esta demanda, y el resto corresponde a las distribuidoras de cada provincia, SECHEEP en Chaco, DPEC en Corrientes, EDEFOR en Formosa y EMSA en Misiones.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el período 2000-2003 son los siguientes:

Valores en GWh		2000	2001	2002	2003
Chaco	Distribuidor	985,9	1.019,5	1.047,0	1.077,9
	G.Usuarios	17,7	17,9	17,6	18,2
Total Chaco		1.003,6	1.037,4	1.064,6	1.096,1
Corrientes	Distribuidor	1.076,7	1.178,6	1.222,8	1.283,9
	G.Usuarios	107,4	108,3	108,5	108,9
Total Corrientes		1.184,1	1.286,9	1.331,3	1.392,9
Formosa	Distribuidor	449,5	468,5	487,9	507,5
Misiones	Distribuidor	774,8	641,9	708,5	768,9
Total NEA		3.412,0	3.434,7	3.592,3	3.765,4



Para el caso B de proyecciones de demanda, resulta para esta región un crecimiento de 4,7 % a.a. para el período 1999-2010.

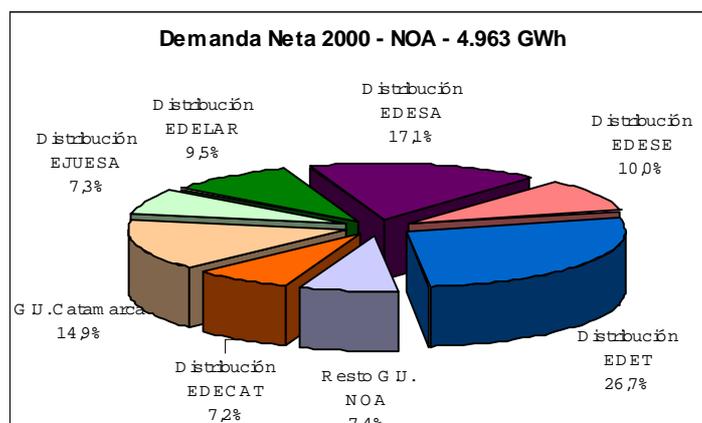
NOA

Esta región la componen 6 provincias que consumen en el año 2000 el 6,9 % de la demanda total MEM, con alrededor de 5.000 GWh anuales.

El 77,7% corresponde a la distribución, y el 22,3% restante a Grandes Usuarios, pero debe destacarse el caso del Gran Usuario Minera Alumbraera en la provincia de Catamarca, que representa por sí sólo el 68% del mercado provincial, y el 15% del mercado regional. El servicio público de distribución es prestado prácticamente en su totalidad por las distribuidoras, porque existe una sola cooperativa en Santiago del Estero que presta servicios en zona rural, y compra su energía a la Distribuidora de la provincia de Santa Fe.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el período 2000-2003 son los siguientes:

Valores en GWh		2000	2001	2002	2003
Catamarca	Distribuidor	356,4	369,9	381,0	396,3
	G.Usuarios	740,5	818,3	846,7	848,9
Total Catamarca		1.096,9	1.188,2	1.227,7	1.245,2
Jujuy	Distribuidor	362,1	359,7	369,5	380,6
	G.Usuarios	56,8	96,5	100,4	100,4
Total Jujuy		418,9	456,2	469,9	481,0
La Rioja	Distribuidor	473,5	491,7	507,2	527,5
	G.Usuarios	85,6	82,4	83,4	83,8
Total La Rioja		559,1	574,0	590,7	611,3
Total Salta	Distribuidor	847,4	885,3	935,9	989,8
Sgo del Estero	Distribuidor	494,1	506,9	514,0	529,4
	G.Usuarios	19,3	20,7	20,5	20,6
Total Santiago del Estero		513,5	527,5	534,6	550,1
Tucumán	Distribuidor	1.323,6	1.325,9	1.344,1	1.355,4
	G.Usuarios	203,5	216,6	217,8	228,4
Total Tucumán		1.527,0	1.542,5	1.561,9	1.583,8
Total NOA		4.962,8	5.173,8	5.320,7	5.461,2



En esta región también se ha considerado una demanda extratendencial de minería con potencias que alcanzan los 200 MW.

Para el caso B de proyecciones de demanda, resulta para esta región un crecimiento de 6,4 % a.a. para el período 1999-2010.

MEMSP

El Sistema Interconectado Patagónico (SIP) está compuesto por la provincia de Chubut, el departamento Deseado de la provincia de Santa Cruz (Norte), y los departamentos Patagones de la provincia de Buenos Aires y Adolfo Alsina y San Antonio de la provincia de Río Negro.

La demanda está concentrada en las localidades cercanas al Océano Atlántico, por lo que el sistema se compone de una línea de 132 kV que va desde Carmen de Patagones (B.A.) hasta Puerto Deseado (S.C.), y una doble terna en 330 kV que une la central de Futaleufú, ubicada en la zona cordillerana de la Pcia. de Chubut con Puerto Madryn, donde se ubica el Gran Usuario ALUAR.

Los valores indicados por los agentes del mercado para la elaboración de la Programación Estacional se resumen a continuación, detallando en primer término la composición por subsistemas y a continuación por jurisdicción (Distribución o Grandes Usuarios).

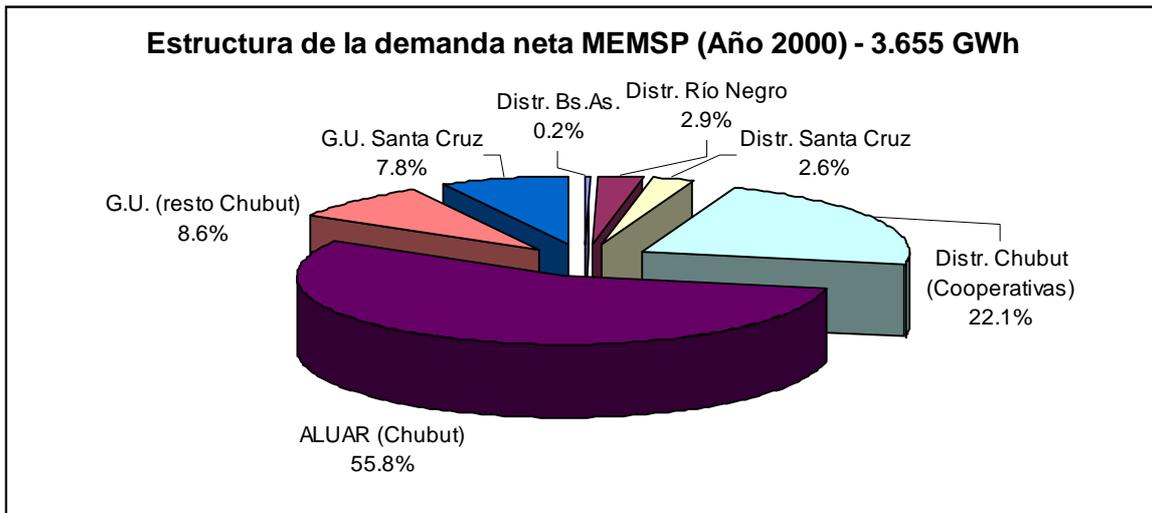
<i>Valores en GWh</i>	2000	2001	2002	2003
TOTAL SUBSISTEMA NORTE 132	455,7	423,6	469,0	475,9
TOTAL SUBSISTEMA SUR 132 kV	1.117,9	1.324,4	1.517,7	1.562,4
TOTAL SUBSISTEMA 132 kV	1.573,6	1.748,0	1.986,7	2.038,2
TOTAL SUBSISTEMA 330 kV	2.081,4	2.138,8	2.346,4	2.349,2
TOTAL S.I.P.	3.655,0	3.886,8	4.333,1	4.387,5

Estructura de la demanda neta MEMSP

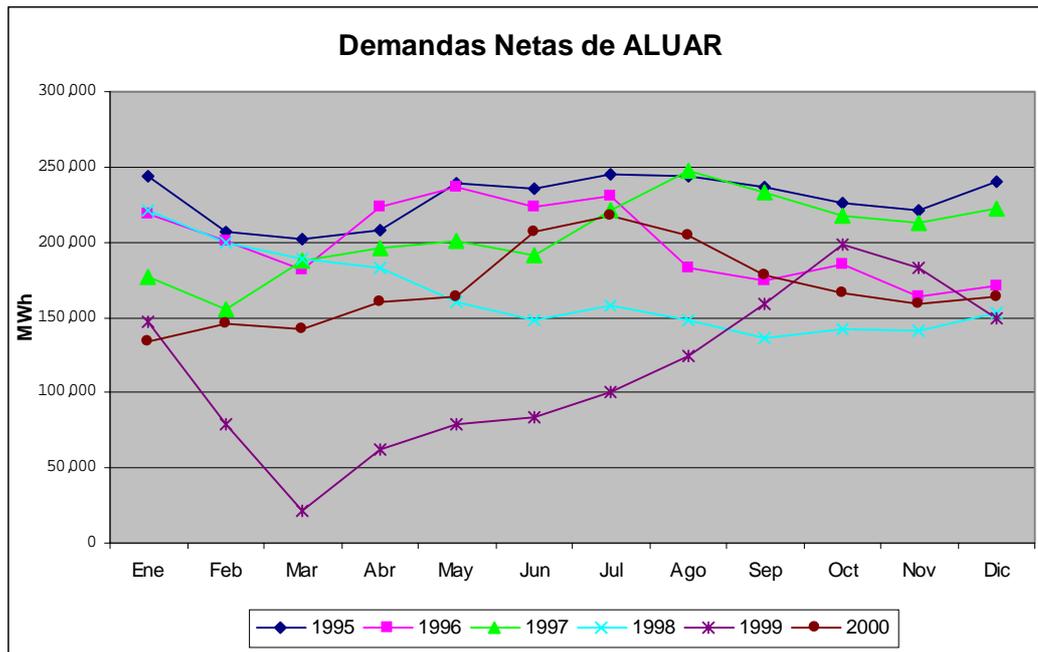
<i>Valores en GWh</i>	2000	2001	2002	2003
Distribución Bs.As.	6,2	0,0	0,0	0,0
Distribución Río Negro	106,3	99,4	110,1	110,1
Distribución Santa Cruz	93,6	90,1	106,741	112,5
Distribución Chubut (Cooperativas)	808,2	854,0	959,7	988,637
G.U. ALUAR (Chubut)	2.040,2	2.098,1	2.299,0	2.299,0
G.U. (resto Chubut)	314,4	504,3	593,45	612,75
G.U. Santa Cruz	286,1	240,9	264,1	264,5
	3.655,0	3.886,8	4.333,1	4.387,5

Puede observarse que la distribución representa solamente un 28% del total de la demanda del MEMSP. Este mercado está fuertemente influenciado por la demanda de ALUAR y de las empresas petroleras ubicadas en la zona, por lo que se caracteriza por importantes variaciones de acuerdo a la demanda que informan estos agentes.

El gráfico presentado a continuación refleja claramente la participación de los Distribuidores y Grandes Usuarios de cada jurisdicción en el total de la demanda del SIP, particularmente el caso ALUAR.



En atención a la importancia que tiene el G.U. Aluar en la demanda del SIP, se presenta a continuación la evolución mensual de su demanda en el período Enero 1995 – Diciembre 2000, donde puede observarse la fuerte caída de su demanda en el año 1999, produciendo alteraciones importantes en las proyecciones de corto y mediano plazo.



DEMANDA RESTO y AISLADA

Bajo esta denominación se incluyen aquellas demandas abastecidas desde Generación aislada, Interconectada no despachada por CMMESA y recibida de Autoprodutores, que en muchos casos se encuentran en sistemas interconectados pero no se contabiliza su aporte desde la medición de CMMESA.

El primer caso es un resultado de la situación física real de los mercados de distribución.

Los otros casos configuran “neteos” de demanda, que deben ser observados con atención en función de, en algunos casos, creciente significación en la demanda total de la jurisdicción.

En el *Cuadro N°9* se presenta un análisis de lo recibido en cada región correspondiente a los ítems citados, con los datos al año 1999, donde se incluyen los valores físicos y los porcentajes de participación de cada uno en la demanda total de la jurisdicción⁴.

Particularmente, en cuanto a la energía recibida de generadores interconectados no despachados, se encuentra el caso de Los Divisaderos y General Pico en La Pampa, las centrales hidráulicas Cipoletti, General Roca, Guillermo Céspedes y Julián Romero de Río Negro, las centrales hidráulicas Alvarez Condarco, Cacheuta, El Carrizal, 25 de Mayo, General San Martín y Nihuil IV de Mendoza, el parque de generación de Misiones, sobre todo el aporte de Uruguá-I y Saltito 1 y 2, Río Reyes en Jujuy, y Río Corralito en Salta.

En lo que se refiere a recibido de Autoproducción, hay aportes importantes en las provincias interconectadas de Neuquén, Córdoba y Jujuy y en Tierra del Fuego como sistema aislado.

Estos aportes son los que determinan en algunos casos, variaciones en las tasas de crecimiento de las demandas netas de energía en el mercado eléctrico mayorista, que no se compatibilizan con las tasas de crecimiento reales, razón por la cual, se plantean como demanda RESTO, de manera de complementar la información que se maneja en el MEM.

⁴ Un mayor detalle de la conformación total de las demandas provinciales puede obtenerse en el BALANCE ELECTRICO PROVINCIAL del “Informe del Sector Eléctrico Año 1999” de la Secretaría de Energía y Minería.

CUADRO N° 1

**ESCENARIOS DE DEMANDA NETA DE ENERGIA ELECTRICA
SERVICIO PUBLICO**

CASO A

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR (1)		RESTO (2)		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1998	71.156	4,9%	3.443	-10,8%	345	7,7%	1.636	15,3%	65.732	5,6%
1999	73.896	3,9%	2.913	-15,4%	395	14,7%	1.855	13,4%	68.733	4,6%
2000	77.932	5,5%	3.655	25,5%	405	2,5%	1.938	4,5%	71.934	4,7%
2003	93.822	6,4%	4.485	7,1%	436	2,5%	2.263	5,3%	86.638	6,4%
2005	107.530	7,1%	4.804	3,5%	458	2,5%	2.500	5,1%	99.768	7,3%
2010	138.732	5,2%	5.706	3,5%	519	2,5%	3.191	5,0%	129.317	5,3%

CASO B

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR (1)		RESTO (2)		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1998	71.156	4,9%	3.443	-10,8%	345	7,7%	1.636	15,3%	65.732	5,6%
1999	73.896	3,9%	2.913	-15,4%	395	14,7%	1.855	13,4%	68.733	4,6%
2000	77.932	5,5%	3.655	25,5%	405	2,5%	1.938	4,5%	71.934	4,7%
2003	89.984	4,9%	4.388	6,3%	430	2,0%	2.178	4,0%	82.989	4,9%
2005	100.728	5,8%	4.610	2,5%	447	2,0%	2.343	3,7%	93.329	6,0%
2010	123.425	4,1%	5.215	2,5%	494	2,0%	2.716	3,0%	115.001	4,3%

CASO C

	TOTAL PAIS		MEMSP		PAT. SUR (1)		RESTO (2)		MEM	
	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %	GWh	TASA %
1998	71.156	4,9%	3.443	-10,8%	345	7,7%	1.636	15,3%	65.732	5,6%
1999	73.896	3,9%	2.913	-15,4%	395	14,7%	1.855	13,4%	68.733	4,6%
2000	77.932	5,5%	3.655	25,5%	405	2,5%	1.938	4,5%	71.934	4,7%
2003	86.137	3,4%	4.027	3,3%	422	1,4%	2.120	3,0%	79.568	3,4%
2005	93.666	4,3%	4.116	1,1%	432	1,1%	2.223	2,4%	86.895	4,5%
2010	107.435	2,8%	4.347	1,1%	456	1,1%	2.455	2,0%	100.177	2,9%

(1) Comprende la Provincia de Santa Cruz a excepción del Dpto. Deseado y la Provincia de Tierra del Fuego.

(2) Incluye sistemas interconectados que no participan del MEM y sistemas aislados.

CUADRO N° 2

**EVOLUCION DE LA ENERGIA ELECTRICA FACTURADA
SERVICIO PUBLICO POR SECTOR DE CONSUMO**

Período 1990-1999

Valores en GWh

GWh	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
RESIDENCIAL (1)	11.121	12.014	13.359	14.683	15.916	17.088	17.629	18.514	19.176	20.871
COMERCIAL (2)	7.171	8.241	9.155	9.635	11.227	12.040	13.487	14.266	16.654	17.213
INDUSTRIAL (3)	17.511	17.596	18.187	19.580	20.139	21.506	22.276	25.155	26.029	25.354
AGROPECUARIO (4)	315	247	278	275	299	344	420	437	475	517
TRANSPORTE (5)	408	454	384	384	435	457	469	535	586	534
TOTAL	36.526	38.552	41.363	44.557	48.016	51.436	54.281	58.907	62.918	64.489

ESTRUCTURA (%)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
RESIDENCIAL	30,4%	31,2%	32,3%	33,0%	33,1%	33,2%	32,5%	31,4%	30,5%	32,4%
COMERCIAL	19,6%	21,4%	22,1%	21,6%	23,4%	23,4%	24,8%	24,2%	26,5%	26,7%
INDUSTRIAL	47,9%	45,6%	44,0%	43,9%	41,9%	41,8%	41,0%	42,7%	41,4%	39,3%
AGROPECUARIO	0,9%	0,6%	0,7%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,7%	0,8%	0,8%
TRANSPORTE	1,1%	1,2%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%
TOTAL	100,0%									

TASAS (%)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
RESIDENCIAL		8,0%	11,2%	9,9%	8,4%	7,4%	3,2%	5,0%	3,6%	8,8%
COMERCIAL		14,9%	11,1%	5,2%	16,5%	7,2%	12,0%	5,8%	16,7%	3,4%
INDUSTRIAL		0,5%	3,4%	7,7%	2,9%	6,8%	3,6%	12,9%	3,5%	-2,6%
AGROPECUARIO		-21,8%	12,9%	-1,3%	8,9%	15,1%	22,0%	4,0%	8,7%	9,0%
TRANSPORTE		11,3%	-15,4%	-0,1%	13,4%	4,9%	2,8%	14,1%	9,5%	-8,9%
TOTAL		5,5%	7,3%	7,7%	7,8%	7,1%	5,5%	8,5%	6,8%	2,5%

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

(1) Residencial y Electrificación Rural

(2) Comercial, Servicio Sanitario, Alumbrado Público y Oficial

(3) Industrial (incluye Construcción, Minería y Explotación de Petróleo) y Otros

(4) Riego Agrícola

(5) Tracción Eléctrica

CUADRO N° 3

CASO A - ESCENARIO ALTO
PROYECCION ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

Valores en GWh

GWh	1999	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL (1)	20.871	21.069	25.523	29.472	39.441
COMERCIAL (2)	17.213	18.054	21.884	25.263	33.648
INDUSTRIAL (3)	25.354	27.240	32.942	37.674	49.753
AGROPECUARIO (4)	534	558	672	779	1.028
TRANSPORTE (5)	517	541	651	751	988
TOTAL	64.489	67.463	81.671	93.939	124.859

ESTRUCTURA	1999	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	32,4%	31,2%	31,3%	31,4%	31,6%
COMERCIAL	26,7%	26,8%	26,8%	26,9%	26,9%
INDUSTRIAL	39,3%	40,4%	40,3%	40,1%	39,8%
AGROPECUARIO	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
TRANSPORTE	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1999/2000	2000/2005	2005/2010	1999/2010
RESIDENCIAL	1,0%	6,9%	6,0%	6,0%
COMERCIAL	4,9%	7,0%	5,9%	6,3%
INDUSTRIAL	7,4%	6,7%	5,7%	6,3%
AGROPECUARIO	4,5%	6,9%	5,7%	6,1%
TRANSPORTE	4,5%	6,8%	5,6%	6,1%
TOTAL	4,6%	6,8%	5,9%	6,2%

(1) Residencial y Electrificación Rural

(2) Comercial, Servicio Sanitario, Alumbrado Público y Oficial

(3) Industrial (incluye Construcción, Minería y Explotación de Petróleo) y Otros

(4) Riego Agrícola

(5) Tracción Eléctrica

CUADRO N° 4

CASO B - ESCENARIO MEDIO
PROYECCION ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

Valores en GWh

GWh	1999	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL (1)	20.871	21.069	24.502	27.537	34.811
COMERCIAL (2)	17.213	18.054	21.019	23.591	29.824
INDUSTRIAL (3)	25.354	27.240	31.534	35.434	44.624
AGROPECUARIO (4)	534	558	646	722	918
TRANSPORTE (5)	517	541	629	710	906
TOTAL	64.489	67.463	78.330	87.997	111.083

ESTRUCTURA	1999	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	32,4%	31,2%	31,3%	31,3%	31,3%
COMERCIAL	26,7%	26,8%	26,8%	26,8%	26,8%
INDUSTRIAL	39,3%	40,4%	40,3%	40,3%	40,2%
AGROPECUARIO	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
TRANSPORTE	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1999/2000	2000/2005	2005/2010	1999/2010
RESIDENCIAL	1,0%	5,5%	4,8%	4,8%
COMERCIAL	4,9%	5,5%	4,8%	5,1%
INDUSTRIAL	7,4%	5,4%	4,7%	5,3%
AGROPECUARIO	4,5%	5,3%	4,9%	5,0%
TRANSPORTE	4,5%	5,6%	5,0%	5,2%
TOTAL	4,6%	5,5%	4,8%	5,1%

(1) Residencial y Electrificación Rural

(2) Comercial, Servicio Sanitario, Alumbrado Público y Oficial

(3) Industrial (incluye Construcción, Minería y Explotación de Petróleo) y Otros

(4) Riego Agrícola

(5) Tracción Eléctrica

CASO C - ESCENARIO BAJO
PROYECCION ENERGIA ELECTRICA FACTURADA SERVICIO PUBLICO

Valores en GWh

GWh	1999	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL (1)	20.871	21.069	23.496	25.696	30.269
COMERCIAL (2)	17.213	18.054	20.110	21.966	25.900
INDUSTRIAL (3)	25.354	27.240	30.158	32.825	38.948
AGROPECUARIO (4)	534	558	619	682	802
TRANSPORTE (5)	517	541	599	659	772
TOTAL	64.489	67.463	74.981	81.827	96.691

ESTRUCTURA	1999	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	32,4%	31,2%	31,3%	31,4%	31,3%
COMERCIAL	26,7%	26,8%	26,8%	26,8%	26,8%
INDUSTRIAL	39,3%	40,4%	40,2%	40,1%	40,3%
AGROPECUARIO	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
TRANSPORTE	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

TASAS	1999/2000	2000/2005	2005/2010	1999/2010
RESIDENCIAL	1,0%	4,1%	3,3%	3,4%
COMERCIAL	4,9%	4,0%	3,4%	3,8%
INDUSTRIAL	7,4%	3,8%	3,5%	4,0%
AGROPECUARIO	4,5%	4,1%	3,3%	3,8%
TRANSPORTE	4,5%	4,0%	3,2%	3,7%
TOTAL	4,6%	3,9%	3,4%	3,8%

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

CUADRO N° 6

CASO B - MEDIO
DEMANDA NETA MERCADO ELECTRICO MAYORISTA
DEMANDAS REGIONALES (en GWh)

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	28.580	8.406	2.933	8.575	5.664	4.363	2.610	4.602	65.732
1999	30.025	8.770	2.906	8.667	5.903	4.352	3.242	4.869	68.733
2000	31.547	9.257	2.880	9.335	6.139	4.399	3.412	4.963	71.934
2003	36.645	10.900	3.265	10.322	7.104	5.000	3.765	5.987	82.989
2005	40.017	12.247	3.551	11.165	7.684	6.545	4.231	7.888	93.329
2010	49.393	16.083	4.321	13.260	9.349	7.612	5.400	9.583	115.001

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONALES

PERIODO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1999-2000	5,1%	5,6%	-0,9%	7,7%	4,0%	1,1%	5,2%	1,9%	4,7%
2000-2005	4,9%	5,8%	4,3%	3,6%	4,6%	8,3%	4,4%	9,7%	5,3%
2005-2010	4,3%	5,6%	4,0%	3,5%	4,0%	3,1%	5,0%	4,0%	4,3%
1999-2010	4,6%	5,7%	3,7%	3,9%	4,3%	5,2%	4,7%	6,4%	4,8%

PARTICIPACION REGIONAL EN EL TOTAL

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	43,5%	12,8%	4,5%	13,0%	8,6%	6,6%	4,0%	7,0%	100,0%
1999	43,7%	12,8%	4,2%	12,6%	8,6%	6,3%	4,7%	7,1%	100,0%
2000	43,9%	12,9%	4,0%	13,0%	8,5%	6,1%	4,7%	6,9%	100,0%
2003	44,2%	13,1%	3,9%	12,4%	8,6%	6,0%	4,5%	7,2%	100,0%
2005	43,0%	14,0%	3,8%	11,5%	8,1%	6,6%	4,7%	8,3%	100,0%
2010	43,0%	14,0%	3,8%	11,5%	8,1%	6,6%	4,7%	8,3%	100,0%

CUADRO N° 7

CASO A - ALTO
DEMANDA NETA MERCADO ELECTRICO MAYORISTA
DEMANDAS REGIONALES (en GWh)

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	28.580	8.406	2.933	8.575	5.664	4.363	2.610	4.602	65.732
1999	30.025	8.770	2.906	8.667	5.903	4.352	3.242	4.869	68.733
2000	31.547	9.257	2.880	9.335	6.139	4.399	3.412	4.963	71.934
2003	37.255	11.321	3.404	11.240	7.220	5.510	4.092	6.595	86.638
2005	41.624	12.918	3.733	12.726	8.046	7.404	4.621	8.696	99.768
2010	54.918	17.321	4.531	16.510	10.098	8.949	6.028	10.961	129.317

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONALES

PERIODO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1999-2000	5,1%	5,6%	-0,9%	7,7%	4,0%	1,1%	5,2%	1,9%	4,7%
2000-2005	5,7%	6,9%	5,3%	6,4%	5,6%	11,0%	6,3%	11,9%	6,8%
2005-2010	5,7%	6,0%	4,0%	5,3%	4,6%	3,9%	5,5%	4,7%	5,3%
1999-2010	5,6%	6,4%	4,1%	6,0%	5,0%	6,8%	5,8%	7,7%	5,9%

PARTICIPACION REGIONAL EN EL TOTAL

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	43,5%	12,8%	4,5%	13,0%	8,6%	6,6%	4,0%	7,0%	100,0%
1999	43,7%	12,8%	4,2%	12,6%	8,6%	6,3%	4,7%	7,1%	100,0%
2000	43,9%	12,9%	4,0%	13,0%	8,5%	6,1%	4,7%	6,9%	100,0%
2003	43,0%	13,1%	3,9%	13,0%	8,3%	6,4%	4,7%	7,6%	100,0%
2005	41,7%	12,9%	3,7%	12,8%	8,1%	7,4%	4,6%	8,7%	100,0%
2010	42,5%	13,4%	3,5%	12,8%	7,8%	6,9%	4,7%	8,5%	100,0%

CUADRO N° 8

CASO C - BAJO
DEMANDA NETA MERCADO ELECTRICO MAYORISTA
DEMANDAS REGIONALES (en GWh)

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	28.580	8.406	2.933	8.575	5.664	4.363	2.610	4.602	65.732
1999	30.025	8.770	2.906	8.667	5.903	4.352	3.242	4.869	68.733
2000	31.547	9.257	2.880	9.335	6.139	4.399	3.412	4.963	71.934
2003	34.674	10.844	3.114	9.888	6.700	4.940	3.529	5.878	79.568
2005	36.929	11.743	3.254	10.346	7.000	6.456	3.741	7.426	86.895
2010	43.228	14.311	3.628	11.577	7.805	6.997	4.323	8.308	100.177

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONALES

PERIODO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1999-2000	5,1%	5,6%	-0,9%	7,7%	4,0%	1,1%	5,2%	1,9%	4,7%
2000-2005	3,2%	4,9%	2,5%	2,1%	2,7%	8,0%	1,9%	8,4%	3,9%
2005-2010	3,2%	4,0%	2,2%	2,3%	2,2%	1,6%	2,9%	2,3%	2,9%
1999-2010	3,4%	4,6%	2,0%	2,7%	2,6%	4,4%	2,7%	5,0%	3,5%

PARTICIPACION REGIONAL EN EL TOTAL

AÑO	GBA	LIT	COM	BS. AS.	CEN	CUY	NEA	NOA	TOTAL MEM
1998	43,5%	12,8%	4,5%	13,0%	8,6%	6,6%	4,0%	7,0%	100,0%
1999	43,7%	12,8%	4,2%	12,6%	8,6%	6,3%	4,7%	7,1%	100,0%
2000	43,9%	12,9%	4,0%	13,0%	8,5%	6,1%	4,7%	6,9%	100,0%
2003	43,6%	13,6%	3,9%	12,4%	8,4%	6,2%	4,4%	7,4%	100,0%
2005	42,5%	13,5%	3,7%	11,9%	8,1%	7,4%	4,3%	8,5%	100,0%
2010	43,2%	14,3%	3,6%	11,6%	7,8%	7,0%	4,3%	8,3%	100,0%

CUADRO N° 9

ANALISIS DE LA DEMANDA RESTO y AISLADA
VALORES AÑO 1999 (en GWh)

	Aislado	Interconect. No despachada	Recibido de Autoprod.	Demanda total de la jurisdicción	Aisl/T	I-no-desp/T	Rec. de autoprod/T
GBA	-	-	778	30.046.253	0,0%	0,0%	0,0%
LITORAL	21.837	-	2.211				
Santa Fe	21.837	-	2.211	7.173.022	0,3%	0,0%	0,0%
Entre Ríos	-	-	-	1.626.245	0,0%	0,0%	0,0%
COMAHUE	53.187	104.212	313.372				
La Pampa	4.185	14.399	608	462.992	0,9%	3,1%	0,1%
Neuquén	19.697	-	312.764	1.835.194	1,1%	0,0%	17,0%
Río Negro	29.305	89.813	-	1.168.809	2,5%	7,7%	0,0%
BUENOS AIRES	5.397	6.916	25.391				
Buenos Aires	5.397	6.916	25.391	8.704.221	0,1%	0,1%	0,3%
CENTRO	-	-	248.837				
Córdoba	-	-	248.837	5.345.695	0,0%	0,0%	4,7%
San Luis	-	-	-	787.298	0,0%	0,0%	0,0%
CUYO	19.241	336.228	53				
Mendoza	7.254	336.228	53	3.652.604	0,2%	9,2%	0,0%
San Juan	11.987	-	-	1.054.985	1,1%	0,0%	0,0%
NEA	38.685	259.257	590				
Chaco	3.307	-	-	974.513	0,3%	0,0%	0,0%
Corrientes	25.642	-	-	1.203.746	2,1%	0,0%	0,0%
Formosa	3.614	-	172	452.320	0,8%	0,0%	0,0%
Misiones	6.122	259.257	48	922.430	0,7%	28,1%	0,0%
NOA	251.518	64.954	26.258				
Catamarca	62.549	-	-	1.166.201	5,4%	0,0%	0,0%
Jujuy	10.859	26.675	24.946	475.714	2,3%	5,6%	5,2%
La Rioja	86	260	-	551.848	0,0%	0,0%	0,0%
Salta	133.160	38.019	424	968.722	13,7%	3,9%	0,0%
Sgo del Estero	36.250	-	-	564.336	6,4%	0,0%	0,0%
Tucumán	8.614	-	888	1.502.696	0,6%	0,0%	0,1%
Sist. Patagónico							
Norte	51.065	-	25.095				
Chubut	51.065	-	666	2.447.428	2,1%	0,0%	0,0%
Santa Cruz	-	-	24.429	608.768 (*)	0,0%	0,0%	4,0%
Sur	342.314	-	52.980				
Santa Cruz	142.900	-	41.274	608.768 (*)	23,5%	0,0%	6,8%
Tierra del Fuego	199.414	-	11.706	211.120	94,5%	0,0%	5,5%
TOTALES	783.514	771.567	695.195	73.896.301			

(*) Santa Cruz: valor total de la jurisdicción (se suma una sola vez)

II.2. ESCENARIOS DE DEMANDA EXTERNA DE ENERGIA ELECTRICA

En este punto se realiza en primer lugar un análisis descriptivo de los intercambios de energía eléctrica con los países limítrofes que han sido considerados en el período de análisis, con las hipótesis que se establecieron en cada caso.

Se describen por una parte los convenios de interconexiones preexistentes, los contratos vigentes con Uruguay y Brasil, y las estimaciones de intercambios adicionales que se efectuaron en base a posibles requerimientos que están en proceso de solicitud y análisis.

II.2.1. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL

1.1 CONTRATO DE 1.000 MW (CEMSA-CIEN Y COSTANERA-CIEN)

Se plantea en primer lugar el contrato vigente entre las empresas CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.) y Central Costanera S.A. y la empresa comercializadora brasilera CIEN (Cía. de Interconexión Energética), quien a su vez entrega a las empresas distribuidoras Gerasul y Furnas de Brasil, que consiste en la venta de 1.000 MW (500 MW cada empresa) por un período de 20 años a partir de mayo de 2000,

La exportación se hace bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Asociada, de acuerdo con las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de Los Procedimientos vigentes en el MEM), para el cual la exportación se comporta como una demanda adicional en el Nodo Frontera (Garabí - Pcia. de Corrientes).

En tanto Central Costanera S.A. compromete para la exportación unidades propias, CEMSA compromete unidades de Central Costanera S.A., de Central Térmica Buenos Aires S.A. y de Central Piedra Buena S.A., comercializadas por CEMSA bajo la modalidad Comercialización de Generación (Anexo 32 de Los Procedimientos) y por la misma duración de 20 años.

El detalle de unidades comprometidas, tal como se describe en la Reprogramación Trimestral Feb-Abr01 elaborada por CAMMESA, es el siguiente:

CONTRATO CEMSA-CIEN:

UNIDAD COMPROMETIDA	Del 01-05-2000 al 28-05-2000 Cantidad de MW	Del 29-05-2000 al 30-04-2020 Cantidad de MW
CON C. COSTANERA		
COSTTV01	70.00	116.42
COSTTV04	0.00	113.64
COSTTV06	0.00	19.94
SUB TOTAL	70.00	250.00
CON CT BS. AIRES		
CTBSAS3 (*)	180.00	0.00
SUB TOTAL	180.00	0.00
CON C. PIEDRA BUENA		
CPBUENA1 (**)	250.00	250.00
SUB TOTAL	250.00	250.00
TOTAL	500.00	500.00

(*) Central compuesta por las unidades BSASTG01 y BSASTV01

(**) Central compuesta por las unidades TV 29 y 30

CONTRATO CT COSTANERA S.A-CIEN

UNIDAD COMPROMETIDA	Del 01-05-2000 a 28-05-2000 Cantidad de MW	Del 29-05-2000 a 30-04-2020 Cantidad de MW
COSTTV04	113.64	0.00
COSTTG08	258.50	0.00
COSTTG09	127.86	0.00
COSTTV02	0.00	109.50
COSTTV03	0.00	106.00
COSTTV07	0.00	284.50
TOTAL	500.00	500.00

ACUERDOS DE CEMSA PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GENERACIÓN

Con Central Piedra Buena S.A.

- Precio de la Potencia Firme: 5100 \$/MW-mes
- Precio de la Energía Asociada: 14,24 \$/MWh
- Remuneración adicional por Comercialización: 5000 \$/mes

Con Central Costanera S.A.

- Precio de la Potencia Firme: 5100 \$/MW-mes
- Precio de la Energía Asociada: 14,24 \$/MWh
- Remuneración adicional por Comercialización: 5000 \$/mes

Con C. T. Buenos Aires S.A.

- Precio de la Potencia Firme: 5100 \$/MW-mes
- Precio de la Energía Asociada: 14,24 \$/MWh
- No tiene Remuneración adicional por Comercialización

Los precios de la Potencia Firme y de la Energía Asociada son ajustables con Producer Price Index (PPI - Índice de precios al por mayor de productos industriales de EEUU). Precio base Agosto'97, ajustable anualmente en cada mes de setiembre con la variación del índice.

CONTRATOS DE VENTA DE CEMSA Y DE C. COSTANERA A CIEN

Precio de la Potencia Firme: 5100 \$/MW-mes (*)

Precio de la Energía Asociada: 14,24 \$/MWh (*) (**) (***)

(*) Ajustable con Producer Price Index (PPI - Índice de precios al por mayor de productos industriales de EEUU). Precio base Agosto'97. Ajustable anualmente en cada mes de setiembre con la variación del índice.

(**) Hasta setiembre anterior al inicio de la operación comercial, el precio de la energía es ajustable en setiembre de cada año con PPI, base Agosto'97. A partir de Setiembre posterior al inicio de la operación comercial, el precio de la energía será reajustado por las variaciones, superiores a 5 %, positivas o negativas, que experimente el precio promedio horario del energía del MEM en el Centro de Carga del Sistema en el período anual anterior, ponderado con la energía horaria entregada por el Vendedor en el nodo Frontera y en el mismo período, respecto del precio de la energía determinado al inicio de la operación comercial de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica (dedicada a esta exportación), siempre y cuando la energía convocada haya superado el 10% de la máxima energía convocable en el período.

(***) La energía suministrada en forma horaria por encima de 500 MWh será facturada a los precios horarios de potencia y energía vigentes en el MEM en dicha hora, en el nodo Frontera.

Indice PPI:(De acuerdo a información enviada por CEMSA)

Agosto'97 (Base) 131,7

Agosto'99 133,7

1.2 CONTRATO DE 1.000 MW (CEMSA-CIEN)

Fue autorizado por la Res. SEyM N° 263/00, del 19 de Diciembre de 2000. Se trata de la autorización a CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur SA) para exportar hasta 1.000 MW de Potencia Firme y Energía Eléctrica asociada en el nodo frontera Garabí con destino a Brasil, siendo la parte compradora CIEN (Companhia de Interconexão Energética), por un lapso de 20 años contados a partir de la entrada en servicio del sistema de Transporte de Interconexión Internacional prevista para el 1° de febrero de 2002.

Por el lado de Brasil, la Res.N° 129/98 de ANEEL autoriza la importación de energía eléctrica a través de CIEN para ser comercializada con Companhia Paranaense de Energía – COPEL y Centrais Eletricas de Santa Catarina SA – CELESC.

El equipamiento de respaldo al compromiso de exportación autorizado serán las máquinas de Central Costanera SA y de Central Dock Sud, estando autorizado CEMSA a sustituirlas informando oportunamente.

A fin de mantener la calidad y seguridad del SADI, CAMMESA debe acordar con CEMSA y los transportistas involucrados los medios técnicos de comunicación, control y comando que deban actuar sobre la unidad convertora de frecuencia, que permitan reducir en forma instantánea y automática la carga de la demanda de exportación a Brasil en el caso de ocurrencia de fallas en el corredor Litoral-Buenos Aires. Además, CAMMESA debe asignar a la demanda de exportación que se autoriza un compromiso de alivio de carga que permita mantener constante la Energía No Suministrada total esperada, evitando generar un compromiso de corte distinto al que le correspondería a la demanda restante del MEM, mecanismo que será revisado anualmente.

1.3 SOLICITUD DE 1.200 MW

Existe una presentación de Central Puerto S.A. a la Secretaría de Energía y Minería que está en proceso de análisis para su autorización. Si bien tendría ajustes finales con respecto al proyecto inicial, se trataría en principio de la exportación de 1.200 MW por un lapso de 20 años, desde la ET Rincón de Santa María hasta la ET Embú Guazú (San Pablo) con un vínculo en corriente continua.

Para los escenarios planteados en el presente documento se prevé la incorporación de esta exportación a partir del año 2004, asociada a la incorporación de la Línea NOA-NEA.

II.2.2. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

Se ha considerado en los escenarios que los contratos vigentes a la fecha se extienden a todo el período de análisis.

2.2.1 CONTRATO 100 MW (Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. – UTE)

El contrato fue realizado bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Eléctrica Asociada, de acuerdo a las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de "Los Procedimientos").

Fue autorizado por la Res. SEyM N° 313/00, del 29 de Diciembre de 2000.

Fecha de Inicio :1° de febrero de 2001

Período : 36 meses

Potencia Comprometida : 100 MW, durante las 24 hs. del día.

Precio Energía: 3% sobre el precio SPOT de la Energía en el Nodo Colonia Elía 500 KV

Precio Potencia: 3% sobre el precio de la Potencia en el Nodo Colonia Elía 500 KV

Unidades Comprometidas : PDA01, PDA02, PDA03, PDA04

Cláusula: En caso de restricciones del Sistema de Transporte al norte de Ezeiza, la demanda de exportación será reducida instantáneamente hasta eliminar la restricción originada.

2.2.2 CONTRATO 165 MW (Central Puerto S.A. – UTE)

El contrato fue realizado bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Eléctrica Asociada, de acuerdo a las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de "Los Procedimientos").

Fue autorizado por la Res. SEyM N° 314/00, del 29 de Diciembre de 2000.

Fecha de Inicio : 1° de febrero de 2001

Período : 36 meses

Precio Energía: el precio SPOT de la Energía y la Potencia en el Nodo Colonia Elía 500 KV

Precio Potencia: 1400 u\$s/MW mes

Potencia Comprometida : 165 MW, durante las 24 hs. del día.

Unidades Comprometidas : NPUETV04 (28,5MW), PNUETV07 (136,5MW)

Cláusula: En caso de restricciones del Sistema de Transporte al norte de Ezeiza, la demanda de exportación será reducida instantáneamente hasta eliminar la restricción originada.

2.2.3 CONTRATO 100 MW (Central San Nicolás S.A. – UTE)

El contrato fue realizado bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Eléctrica Asociada, de acuerdo a las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de "Los Procedimientos").

Fue autorizado por la Res. SEyM N° 316/00, del 29 de Diciembre de 2000.

Fecha de Inicio : 1° de febrero de 2001

Período : 36 meses

Unidades Comprometidas : SNICTV03, SNICTV04

Potencia Comprometida: 100 MW, durante las 24 hs. del día.

Cláusula: En caso de restricciones del Sistema de Transporte al norte de Ezeiza, la demanda de exportación será reducida instantáneamente hasta eliminar la restricción originada.

II.2.3. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA DE CHILE

2.3.1 INTERCAMBIO CON EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)

En este caso se ha considerado un intercambio de 300 MW, que no sería del tipo de los contratos existentes con Uruguay y Brasil, de potencia firme con energía asociada, sino que se trataría de un intercambio de oportunidad, donde ambos sistemas colocarían sus excedentes

2.3.2 INTERCAMBIO CON EL SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE (SING)

Esta interconexión constituye un caso particular. La central de TERMOANDES SA instalada en el territorio argentino, inicialmente fue autorizada para exportar al Sistema Norte Grande de Chile (SING) mediante una LEAT de 345 kV no interconectada al SADI.

Posteriormente, mediante Res. SEyM N° 92 del 26 de enero de 2001, se autoriza su ingreso al MEM en un nuevo punto del SADI, habilitándola a solicitar el permiso de acceso a la capacidad de transporte existente en los términos señalados en el Anexo 16 de "Los Procedimientos".

Se considera entonces que aproximadamente 300 MW de la potencia instalada en la central son dedicados a abastecer demanda en Chile, y el resto, al interconectarse al SADI, quedará disponible para el Mercado Argentino. A tal efecto CAMMESA, en la base de datos estacional, considera que inicialmente se destinarán al MEM 270 MW.

III. OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

En este punto se realiza en primer lugar un análisis descriptivo de la situación actual de la oferta eléctrica en Argentina y posteriormente se describen las incorporaciones de equipamiento en el MEM y MEMSP que han sido consideradas en el período de análisis, con las hipótesis que se establecieron en cada caso.

III.1. ESTADO DE SITUACION DE LA OFERTA ELECTRICA ARGENTINA

Se presenta una breve descripción del parque instalado en la República Argentina, a diciembre de 1999 y la evolución de incorporación de equipos en el período 1993-2000.

En el cuadro que sigue se registra la potencia nominal instalada en todo el país, agrupada por sistema y por tipo de generación, donde se observa la participación de cada mercado en el total del país.

Sistema	CG	CV	DI	EO	HB	HI	NU	TG	TV	Total	%
MEM	2.713	1.569	9		974	7.840	1.018	2.211	4.581	20.915	90,3%
MEMSP						495		336		831	3,6%
INTERCONECTADO			218	14		265		128	22	648	2,8%
AISLADO	414		206	0		7		129		756	3,3%
TOTAL PAIS	3.127	1.569	433	14	974	8.607	1.018	2.804	4.603	23.150	100,0%

FUENTE: Informe del Sector eléctrico 1999 – Dirección Nacional de Prospectiva - SEyM

Los Sistemas en que operan las centrales fueron divididos en cuatro: MEM, MEMSP, Interconectado y Aislado.

En el primer grupo se cuentan las centrales interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y que operan en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). Son despachadas centralizadamente por CAMMESA, en su función de Organismo Encargado del Despacho (OED).

Análogamente, las centrales del segundo grupo son aquellas interconectadas al Sistema Interconectado Patagónico (SIP) y que operan en el MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico) . También son despachadas por CAMMESA.

Las centrales interconectadas son aquellas que están conectadas a un sistema provincial vinculado al SADI, pero no son despachadas por el OED. Es decir, la demanda que abastecen se resta de la demanda que participa en el MEM. Este tema fue analizado en el capítulo de demanda bajo el título “Demanda Resto”.

Por último, las centrales aisladas abastecen demanda de localidades que no están vinculadas al SADI.

Paralelamente al tratamiento que se hizo del análisis de la demanda, se hará particular énfasis en la oferta que abastece el MEM y MEMSP.

Para ello se presenta a continuación el cuadro de incorporación de equipamiento en el MEM y MEMSP en el período 1993-2000, donde puede observarse la dinámica de incorporación de equipos al Sistema desde el inicio del proceso de privatizaciones.

Incorporación de equipamiento MEM y MEMSP 1993-2000 – Valores en MW

Potencia Nominal MW			Año							
AREA	Central	Tipo	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CEN	MODESTO MARANZANA	CG			50,0					
		CV			20,0					
	PIEDRAS MORAS	HI			6,3					
Total CENTRO					76,3					
COM	AGUA DEL CAJON	TG	96,0	144,0	130,0					-37,00
		CG								370,0
		CV								301,2
	CASA DE PIEDRA	HI				60,0				
	FILO MORADO	TG	22,5	22,5			22,5			
	GENERAL ROCA	TG			125,3					
	LOMA DE LA LATA	TG		375,0						
	PICHI PICUN LEUFU	HI							255,0	
	PIEDRA DEL AGUILA	HI	700,0	700,0						
Total COMAHUE			818,5	1.241,5	255,3	60,0	22,5		556,2	
CUY	LUJAN DE CUYO	CG						200,0		
Total CUYO								200,0		
G-L-B	ARGENER	TG						169,2		
	BUENOS AIRES	CG			216,0					
	CENTRAL PUERTO	CG							515,0	
		CV							282,7	
	CMS ENSENADA SA	TG					128,0			
	COSTANERA	CG						528,8		
		CV						322,4		
	DOCK SUD	CG								496,0
		CV								284,0
	GENELBA	CG					437,4			
		CV						236,2		
Total GBA-LIT-BAS					216,0		565,4	1.256,0	797,7	780,0
NEA	YACYRETA (mitad argentina)	HI		155,0	387,5	465,0	387,5	155,0		
Total NEA				155,0	387,5	465,0	387,5	155,0		
NOA	CT AVE FENIX	TG				160,0				-120,0
	CT SAN M. DE TUCUMAN	TG			123,3					
	CT TUCUMAN	TG				144,0	144,0			-288,0
		CG								288,0
		CV								150,0
	EL TUNAL	HI						11,0		
Total NOA					123,3	304,0	144,0	11,0	30,0	
PAT	PATAGONIA	TG				77,6				
	LOS PERALES	TG						74,0		
Total PATAGONIA						77,6		74,0		
Total general			818,5	1.396,5	1.058,4	906,6	1.119,4	1.696,6	1.383,9	780,0

CG, CV: grupos TG y TV componentes de una central tipo Ciclo Combinado (CC)

TIPO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
CG			266,0		437,4	728,8	1.173,0	496,0	3.101,2
CV			20,0			558,6	733,9	284,0	1.596,5
HI	700,0	855,0	393,8	525,0	387,5	166,0	255,0		3.282,3
TG	118,5	541,5	378,6	381,6	294,5	243,2	-778,0		1.105,9
Total general	818,5	1.396,5	1.058,4	906,6	1.119,4	1.696,6	1.383,9	780,0	9.085,9

Algunas conclusiones que pueden sacarse de la observación del cuadro son las siguientes:

- La incorporación de equipos es encarada por el sector privado, y por una cuestión de menores costos relativos, toda la nueva capacidad que se instala es de tipo térmico, que consume básicamente gas natural. Inicialmente centrales tipo TG y posteriormente ciclos combinados (CC).
- La incorporación de grandes centrales hidráulicas en el MEM se reduce a aquellas cuya construcción había sido encarada por el Estado Nacional (Piedra del Aguila, Yacyretá, Pichi Picún Leufú) o por acuerdo de provincias (Casa de Piedra), previamente al proceso de privatización. En el caso particular de Pichi Picún Leufú, el ingreso se produjo recién en 1999, debido a que al momento de la privatización las obras estaban en su fase inicial, y en realidad se licitó también la finalización de las mismas.
- La incorporación de centrales térmicas, en el primer período, se trató de grupos TG de mediano módulo que se ubicaban a boca de pozo o relativamente próximas a los yacimientos. Tal es el caso de las centrales que se localizan desde 1993 a 1995 en Comahue (Loma de la Lata, Filo Morado, Agua del Cajón y Termo Roca), y entre 1995 y 1996 en NOA (San Miguel de Tucumán y Ave Fénix) y Patagonia (CT Patagonia).
- En un segundo período comienza la instalación de Ciclos Combinados, empezando Modesto Maranzana en 1995, y la incorporación del grupo CG en la CT Buenos Aires, para cerrar ciclo con uno de los grupos TV de la central Costanera.
- Inmediatamente, a partir de 1996, se instalan los primeros grupos CG de alto módulo que demoran el cierre del ciclo entre uno y dos años. Tal es el caso de CT Tucumán y Genelba. A continuación de éstos, todos los ingresos son ciclos combinados de alto módulo (alrededor de 800 MW y muy bajo consumo específico: Costanera, Puerto y Dock Sud).
- Por último se visualiza el cierre de ciclo de centrales TG nuevas y preexistentes, que incorporan grupos TV para mejorar su competitividad en el mercado, disminuyendo el consumo específico al nivel de los ciclos nuevos. Se espera que esta modalidad continúe en el corto plazo.

III.2. INCORPORACION DE OFERTA PREVISTA - PERIODO 2001-2010

Se describen en este punto todos los proyectos de incorporación de oferta conocidos a la fecha de elaboración de este informe, que se presentan con muy diversas situaciones de avance y probabilidad de concreción. En cada caso se realiza una breve descripción del estado de situación en que se encuentran.

Para la confección de los escenarios de oferta se ha tenido en cuenta cada caso particular, y se han incluido sólo aquellos proyectos que, por el significativo grado de avance en las obras de instalación, disponibilidad de terrenos, trámite de acceso a la capacidad de transporte, contratos de abastecimiento de gas, financiamiento, etc., ya tienen una fecha declarada de ingreso en el horizonte de la programación estacional. El resto ha sido considerado de acuerdo a los requerimientos de demanda interna y externa que resulta en cada caso y la evolución de los precios del mercado.

Debe destacarse que en los escenarios de oferta no se consideran en ningún caso las bajas de los equipos existentes.

III.2.1. INGRESOS DECLARADOS DE CENTRALES TERMICAS

Se listan en este punto las centrales térmicas que han presentado proyectos de instalación de potencia en los sistemas interconectados, diferenciando aquellos que se incorporan como nuevos agentes y las ampliaciones de los existentes.

Cuando se trata de nuevos agentes, la solicitud de ingreso se tramita ante la Secretaría de Energía y Minería, y se presentan en el listado todos aquellos cuya solicitud ha sido aprobada, con los datos disponibles en cada caso y el estado de situación en que se encuentran.

Por otra parte, las ampliaciones de centrales de agentes ya existentes son informadas al ENRE, donde deben tramitar el acceso a la capacidad adicional de transporte y se presentan en el listado los proyectos que actualmente están aprobados y/o en trámite.

Se incorpora una tercer categoría de proyectos en cartera que son aquellos que por diversos medios se conoce la intención de ser concretados por parte de los operadores del mercado, pero que aún no han presentado oficialmente la solicitud de ingreso ante las autoridades correspondientes.

Como un caso particular se incluye el caso de Termoandes con una central de 632,7 MW, actualmente en servicio operando fuera del MEM, que fue autorizada mediante Resolución SEyM N° 92/2001 a ingresar como agente generador de dicho mercado.

CENTRAL	PROVINCIA	TIPO	POTENCIA INST. (MW)
NUEVOS AGENTES (SEyM)			
AES PARANA (San Nicolás)	BUENOS AIRES	CC	845
C.T. PLUSPETROL NORTE (CTPPN)	TUCUMAN	TG	123
NUEVA CENTRAL INDEPENDENCIA	TUCUMAN	CC	242
ELECTROPATAGONIA	CHUBUT	CC	68
ENARGEN	NEUQUEN	CC	480
TERMOANDES (*)	SALTA	CC	270
CEBAN	BUENOS AIRES	CC	775
ENTERGY	BUENOS AIRES	CC	762
AMPLIACIONES EN TRAMITE			
S. M. DE TUCUMAN (Conversión)	TUCUMAN	CC	273
LAS PLAYAS	CORDOBA	CC	250
SAN PEDRO	JUJUY	CC	60
TERMOROCA	NEUQUEN	CC	60
OTRAS AMPLIACIONES			
LOMA DE LA LATA	NEUQUEN	CV	190
PIEDRABUENA	BUENOS AIRES	CC	800
GENELBA 2		CC	850
TOTAL			6.049

(*) Se considera sólo la potencia que en una primera etapa entregaría al SADI, a partir de su interconexión.

Estado de situación de cada proyecto:

Se presenta a continuación una breve descripción del estado de situación de cada proyecto a la fecha de elaboración de este informe (Marzo 2001). En el caso de aquellas centrales que han sido incluidas por el OED en la base de datos estacional para la elaboración de la programación estacional, se incluyen fechas estimadas de ingreso declaradas por los operadores. En el resto de los casos, sin fechas asociadas, se describe brevemente el proyecto de acuerdo a los datos disponibles en esta Secretaría.

AES PARANA (San Nicolás):

Instalación de 844,8 MW CC, en San Nicolás, marca Mitsubishi, compuesta por dos TG de 262,98 MW c/u y una TV de 319,3 MW, consumo específico 1.507,9 kcal/kWh, consumo de auxiliares = 1,73%, consume gas natural y gas oil, Propiedad de AES PARANA SA – CSN. Estas TG no podrían operar a ciclo abierto. Ingreso previsto en servicio comercial en Set/2001.

C.T. PLUSPETROL NORTE (CTPPN):

Proyecto de instalación de una TG de 123,4 MW a instalarse en El Bracho a través de una línea de Ave Fénix S.A. La solicitud ha sido presentada ante la Secretaría de Energía y Minería, y su fecha probable de ingreso es mediados del año 2002.

NUEVA CENTRAL INDEPENDENCIA:

Proyecto de instalación de un ciclo combinado marca ANSALDO de 242 MW con consumo específico de 1.620 KCal/kWh en Central Independencia, que consta de una TV de 88 MW y una TG de 154 MW. El ingreso previsto en marcha comercial es para enero de 2003.

ELECTROPATAGONIA:

En la E.T. de Comodoro Rivadavia la Central Térmica Electropatagonia con un Ciclo Combinado compuesto por dos grupos TG General Electric de 23,16 MW y un grupo TV de la misma marca y potencia nominal de 21,8 MW. La potencia efectiva máxima a inyectar será de 60 MW.

ENARGEN:

Este proyecto consisten en la instalación de un C.C. de aproximadamente 480 MW en el Parque Industrial de Plaza Huincul, conectado a Chocón Oeste en 500 kV. No tiene fecha de ingreso prevista en el horizonte de la programación estacional.

TERMOANDES:

El proyecto consiste en la vinculación al MEM de un ciclo combinado de 630 MW netos ubicado en las cercanías de General Güemes (Salta), previéndose entregar al SADI 270 MW, y continuar exportando potencia y energía asociada remanente al Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING). El ciclo combinado tiene un consumo específico medio bruto de 1.561,71 kCal/kWh y un consumo de auxiliares del 3,31%.

CEBAN:

Se trata del proyecto de instalación de un ciclo combinado de aproximadamente 775 MW ubicado en Gral. Rodríguez, a conectarse en la E.T. Rodríguez. Debido al incumplimiento de los plazos establecidos en las autorizaciones, mediante Res.ENRE 642/2000 se dejó sin efecto la autorización de acceso a la capacidad de transporte solicitada para antes del 1/11/98, por lo que no se lo ha considerado en los escenarios planteados.

ENTERGY:

Se trata del proyecto de instalación de un ciclo combinado de 762 MW ubicado en Pilar, a conectarse en la E.T. Rodríguez. La empresa solicitante ENTERGY POWER GENERATION ARGENTINA SRL no ha presentado avances sobre el estado del proyecto, por lo que no se lo ha considerado en los escenarios planteados.

S. M. DE TUCUMAN (Conversión):

Proyecto de instalación de una TV de 151,53 MW y otra TG de 117,2 MW, consumo específico 2.566,2 kcal/kWh y consumo de auxiliares = 0,40% conformando un ciclo combinado de 382,23 MW, consumo específico 1724,6 kcal/kWh y consumo de auxiliares = 2,3 %, conjuntamente con la TG existente ubicada en Tucumán. El ingreso en marcha comercial de la TG está previsto para agosto de 2001, mientras que el de la TV está previsto para Enero de 2002.

LAS PLAYAS:

Proyecto de instalación de un ciclo combinado de alrededor de 250 MW, ubicado en Central Las Playas (Villa María, Córdoba). Consta de una unidad TG de aprox. 160 MW y de una TV de aprox. 90 MW.

SAN PEDRO:

Se trata del proyecto de instalación de un ciclo combinado de 60 MW en las instalaciones de la central existente. Si bien está presentado oficialmente al ENRE, este proyecto se encuentra demorado hasta la concreción de la ampliación de la CT Independencia, perteneciente también a C.T. NOA.

TERMOROCA (Conversión):

Este proyecto consisten en la incorporación de 65 MW TV para cerrar ciclo con la TG instalada en Gral. Roca. Está presentado oficialmente al ENRE, pero no ha tenido avances.

LOMA DE LA LATA (Conversión):

Proyecto de instalación de una TV conformando un ciclo combinado de 565 MW con las TG existentes, ubicado en Loma de la Lata, consumo específico medio 1700 kCal/kWh.

SAN ANTONIO LIBERTADOR (PIEDRABUENA):

El proyecto consiste en la instalación de un ciclo combinado General Electric de aproximadamente 800 MW a instalarse junto a la Central Piedrabuena. El ingreso previsto es en el segundo trimestre del año 2003.

GENELBA 2:

Proyecto de instalación de un ciclo combinado de 850 MW, ubicado en Ezeiza, consumo específico medio 1.500 KCal/kWh.

CENTRAL TERMICA REGIONAL (CTR)

Se presenta este proyecto como un caso particular de incorporación de potencia destinada exclusivamente a la exportación, puesto que debe destacarse que este proyecto, de 3.000 MW de capacidad, no tiene prevista su incorporación al SADI. Se lo describe sólo porque por sus características podría representar una alternativa de abastecimiento de energía eléctrica destinada a Brasil competitiva con otros proyectos, pero en ningún caso se lo incluye en los escenarios estudiados.

Mediante Disposición SE 69/1999 del 7 de diciembre de 1999 se autoriza el ingreso de la Central Termoeléctrica Regional S.A (CTR), como agente Generador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a instalarse en la localidad de Santo Tomé, provincia de Corrientes, con una potencia total de 3000 MW conformada por 5 módulos iguales. La central operaría a 60Hz, ya que su generación estaría íntegramente destinada al mercado brasileño, y no se conectaría al SADI. La demanda de gas natural sería de 15 MMm³/día.

La Disp.SE 69/1999 condiciona lo autorizado a que en 120 días contados a partir de su publicación se cuente con la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). Transcurrido el plazo, este estudio no ha sido presentado, por lo que no obra en el expediente correspondiente.

Por su parte, la Resolución SE 663/1999 del 7 de diciembre de 1999 autoriza a exportar la energía eléctrica generada por CTR a la República Federativa del Brasil. Esta Resolución en su Art. 2° condiciona lo autorizado a que en 10 meses contados a partir de su publicación se presente ante la Secretaría de Energía el Contrato de Exportación, la autorización de la ANEEL, acreditaciones de la persona jurídica extranjera, documentos extranjeros legalizados y firmas certificadas. Transcurrido el plazo fijado para presentar la documentación se observa que se ha cumplido en tiempo con el mismo, con la salvedad que en el Contrato de Exportación no se establece precio.

Por diversas razones este proyecto que originalmente consideraba a la Provincia de Corrientes como posible emplazamiento, parecería no haber prosperado tal como se había planteado. No obstante, se ha tomado conocimiento que el proyecto estaría siendo analizado para ser instalado en la Provincia de Misiones.

El "Proyecto Energético del MERCOSUR" (PEM), según su nueva denominación, incluye la compra de gas boliviano, el abastecimiento de gas natural a las provincias del NEA (hasta ahora fuera del sistema de distribución), la generación de electricidad y su posterior venta al mercado brasileño.

El gasoducto, de aproximadamente 1.550 km de extensión, 40 pulgadas de diámetro y 40 MMm³/día de capacidad, se iniciaría en el sur de Bolivia, en el departamento de Tarija, ingresando a la Argentina por Formosa, y continuaría el recorrido por Chaco, Corrientes y Misiones, llegando a Puerto Iguazú, donde abastecería una central térmica que generaría energía eléctrica destinada exclusivamente a Brasil. Los posibles destinos serían los Estados brasileños de Paraná y San Pablo. La central consistiría en 5 grupos de ciclo combinado de 600 MW cada uno, que totalizan 3.000 MW de capacidad instalada.

La inversión estimada sería del orden de 2.700 millones de U\$S.

Debe destacarse que al momento de la elaboración de este informe no se tiene conocimiento del grado de viabilidad del nuevo proyecto. De todas formas, no se lo ha considerado en los escenarios, ya que no está previsto en ningún caso una posible vinculación de la central al SADI, y tampoco afectaría las reservas de gas natural, puesto que el mismo se abastecería desde Bolivia.

III.2.2. HIPOTESIS SOBRE NUEVOS PROYECTOS TERMICOS

En el presente ejercicio se ha considerado una fuerte incorporación de equipamiento térmico, constituido exclusivamente por centrales de ciclo combinado de módulo importante. Esta hipótesis se basa 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 1.500 kcal/kWh)
- Importante reducción de los costos unitarios de inversión registrados en las unidades de ciclo combinado y turbogas
- Disponibilidad de gas con precio relativamente bajo
- Rapidez de instalación y puesta en servicio (lo que favorece una rápida recuperación del capital)

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

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

III.2.3. HIPOTESIS SOBRE NUEVOS PROYECTOS HIDRAULICOS

En los escenarios planteados se ha considerado la incorporación de equipamiento predominantemente térmico. Cabe destacar de todas formas que, si bien no se detectan problemas de disponibilidad de gas, las hipótesis de exportación sostenida que se plantean requieren la incorporación de un volumen importante de reservas, que permita asegurar el abastecimiento de la demanda con un margen adecuado de las mismas.

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

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

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

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

En el Archivo Técnico de la SEyM está concentrada la información técnica relacionada con los estudios y proyectos hidroeléctricos elaborados por las ex empresas Agua y Energía Eléctrica S.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 una boca de consulta en la Biblioteca Técnica del Ministerio de Economía⁵. 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 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 19 de octubre de 1979 fue suscripto el ACUERDO TRIPARTITO SOBRE CORPUS E ITAIPU, por los Gobiernos de la ARGENTINA, BRASIL y PARAGUAY mediante el cual se definió el nivel máximo de 105 metros sobre el nivel del mar para Corpus, así como restricciones operativas al funcionamiento de Itaipú, en lo que se refiere máximos admisibles para el caudal turbinado, la velocidad superficial, y la variación horaria y diaria de nivel.

⁵ Avenida Paseo Colón 171, 2º Piso, Capital Federal (teléfono 4349-8063).

La Comisión Mixta Argentino-Paraguaya del Río Paraná (COMIP), a cargo de los estudios, concluyó en 1984 el proyecto ejecutivo de las obras en el emplazamiento Ita Cuá, con una potencia prevista de 4.600 MW, y una generación anual media de aproximadamente 20.000 GWh. Ese sitio fue posteriormente descartado por consideraciones ambientales.

La selección de un emplazamiento alternativo y la definición de las obras a realizar requieren la ejecución de estudios técnicos, económicos y ambientales. Estudios efectuados a nivel de prefactibilidad técnica y económica en las trazas Itacurubí y Pindo-í, ubicadas aguas arriba de Itacuá, mostraron que es conveniente reducir el número de máquinas hasta una potencia del orden de 2.900 MW.

El 15 de mayo de 2000 fue suscripto el “Memorándum de Entendimiento entre los Gobiernos de la República Argentina y la República del Paraguay sobre el Proyecto Corpus Christi”, que ratifica la decisión de promover la construcción, operación y mantenimiento del proyecto hidroeléctrico Corpus Christi mediante una concesión a otorgar a través de un concurso público internacional de oferentes, reafirma la decisión de que la construcción y operación del aprovechamiento sea compatible con la preservación del ambiente y el desarrollo de la región, e instruye a la COMIP para que efectúe los estudios necesarios y evalúe las distintas alternativas de emplazamiento.

El proyecto de *Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí* plantea la ejecución de una presa sobre el río Uruguay en las cercanías de la localidad del mismo nombre (Provincia de Corrientes) en el tramo compartido con la República Federativa del Brasil.

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.

Este proyecto fue incluido en el “PROTOCOLO DE INTENCIONES ENTRE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REPUBLICA ARGENTINA SOBRE INTEGRACION EN MATERIA ENERGETICA” suscripto en 1996, y en la “Declaración de Río de Janeiro” de 1997, donde se ratificó la voluntad de los dos países de desarrollar en forma conjunta las acciones tendientes a viabilizar la concreción del proyecto mediante el otorgamiento en concesión para su construcción y explotación comercial por capitales privados de riesgo.

Por otra parte, en el ámbito de la ex-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.

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

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

Como hipótesis de incorporación de oferta hidroeléctrica se incluyen las centrales que están actualmente en construcción. A continuación se presenta un detalle de la potencia y energía media anual consideradas para cada proyecto:

CENTRAL	POTENCIA (MW)	EMA (GWh)	FECHA DE INGRESO ESTIMADA
Cuesta del Viento	9	33	2001
Potrerosillos	129	566	2002
Los Caracoles	123,4	545	2005
Punta Negra	60	296	2006
TOTAL	321,4	1.440	

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

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 ⁽⁶⁾.

III.2.4. 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 en el eje Encarnación-Posadas), 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 2006. Este aumento de cota equivale a un incremento de potencia de 1.200 MW adicionales. Debe destacarse que la mitad de esta potencia corresponde a Paraguay, aunque se inyecta casi completamente en el SADI.

⁶ Aspectos desarrollados en el Capítulo "Aspectos Ambientales"

Se considera también en el año 2006 el ingreso de la central sobre el brazo Aña Cuá, con una potencia nominal de 250 MW, que permitirá el aprovechamiento del caudal que por consideraciones ambientales debe descargarse permanentemente por este brazo, permitiendo una generación anual de energía de aproximadamente 1.900 GWh.

Detalles adicionales de estas dos obras pueden encontrarse en el Anexo IV.

También se considera la hipótesis de que la República de Paraguay comenzaría a requerir mayores niveles de potencia que los que toma en la actualidad. Es así que se considera que a partir del año 2002 tomaría 154 MW, e incrementaría gradualmente el requerimiento hacia el mediano-largo plazo, hasta llegar a 308 MW a partir del año 2005.

III.2.5. HIPOTESIS SOBRE OTRAS FORMAS DE ENERGIA

La conveniencia de incorporación de otras formas de energía, particularmente la eólica y solar, se observa fundamentalmente en mercados aislados.

Sin embargo, existen varios proyectos de envergadura que se han presentado para incorporarse en los sistemas interconectados. Tal es el caso de:

CENTRAL	SISTEMA	POTENCIA (MW)	EMA (GWh)	FECHA DE INGRESO ESTIMADA
Bahía Blanca	MEM	117,0	310	2003
Coop. Com. Rivadavia	MEMSP	10,6	35	2002
Rada Tilly	MEMSP	50,0	198	2006
TOTAL		177,6		

Respecto de la interconexión de las granjas de generación eólica a los sistemas de potencia, se cuenta con un trabajo realizado por CAMMESA titulado "Conceptos básicos sobre la inserción de la generación eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia", donde se destaca que, con la tecnología que se dispone actualmente, en los Estados Unidos las empresas aceptan un 15 % como máximo Grado de Penetración de la generación eólica (GPE), medido como relación entre la Potencia Eólica y la suma de la Potencia Eólica más la Potencia Convencional.

Dicho porcentaje está relacionado con la calidad de potencia que debe tener el fluido eléctrico. La calidad se altera fundamentalmente debido a la variabilidad del viento y su influencia en la generación eólica producida, resultando una generación eléctrica combinada (eólica + convencional) que puede presentar variaciones de corta duración en su tensión y en su frecuencia.

Un GPE aceptable dependerá de diversos factores como:

- Tecnología de las turbinas eólicas
- Características de operación de la generación convencional
- Capacidad y longitud de las líneas de transmisión que conectan la generación y la demanda.

El límite superior del GPE no es rígido, sino que podrá incrementarse cuando se tenga mayor experiencia en la operación, cuando se produzcan cambios tecnológicos y cuando se integren mejor los sistemas de control de las fuentes eólicas y convencionales.

La Ley Eólica N° 25.019 del 23/09/98 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.

En el artículo 3 establece que las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrán diferir el pago de las sumas que deban abonar en concepto de impuesto al valor agregado por el término de quince (15) años a partir de la promulgación de la ley, y en su artículo 5 establece el incremento del gravamen (Fondo Nacional de la Energía Eléctrica) dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 \$/MWh, que serán destinados a remunerar en un (1) centavo por kWh a los efectivamente generados por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

El Decreto P.E.N. N° 1.597/99 aprueba la reglamentación de la Ley 25.019, caracterizando a los Beneficiarios del diferimiento impositivo, planteando los requisitos para la presentación de los proyectos, y determinando las formas de la instrumentación, fiscalización, etc. en relación al proceso de instalación del generador.

El informe citado completo, que incluye como anexo el sustento legal reciente referido al tema de energía eólica en la República Argentina, se encuentra disponible en la página web de la Secretaría de Energía y Minería: energia.mecon.gov.ar.

III.2.6. HIPOTESIS SOBRE ENERGIA NUCLEAR

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

Según el informe sobre “Alternativas de Expansión del Sistema Eléctrico Argentino” elaborado por la Comisión Nacional de Energía Atómica⁷, la alternativa nuclear sería factible bajo condiciones especiales que podrían presentarse después del año 2010, tales como restricciones ambientales más severas para paliar los efectos del calentamiento global como consecuencia de la emanación de gases de efecto invernadero por parte de las centrales térmicas convencionales y mayores restricciones en el uso de gas natural disponible para usinas.

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

⁷ Documento técnico elaborado el 16-9-98.

Para la ejecución de la C.N. Atucha II que comenzó en 1981 se creó una empresa mixta llamada ENACE (Empresa Nuclear Argentina de Centrales Nucleares Sociedad Anónima) integrada por la CNEA y SIEMENS. En virtud del Decreto N° 1.540/94 se constituyó Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA) quien se hizo cargo de la generación nucleoelectrica de las centrales nucleares Atucha I y Embalse y de la construcción del la C.N. Atucha II. En 1996 la asamblea extraordinaria de accionistas declara en liquidación a ENACE por expiración del plazo de vigencia estatutario.

En 1997 se sanciona la Ley Nacional de Actividad Nuclear N° 24.804 por la cual se declara sujeta a privatización la generación nucleoelectrica a cargo de NASA y se establece la obligación de la terminación de la C.N. Atucha II en el término de 6 años. En 1998 se dicta el Decreto N° 1.390 de Ejecución de la Privatización y Reglamentario de la Ley.

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

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

El plazo de ejecución de los trabajos para la finalización de la C.N. Atucha II demandará entre cinco y seis años. En base a esta consideración, en los escenarios del presente documento se supuso el ingreso de la central en el año 2007, suponiendo que se resuelva en el transcurso del corriente año la situación de la central, que permita el completamiento de las obras.

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

IV. TRANSPORTE DE ENERGIA

IV.1. INTRODUCCION

En el modelo de transformación del sector eléctrico implementado, 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 ampliaciones quedan a cargo de quienes deberían servirse de ellas.

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.

Mediante la Resolución SE N° 208/98 se introdujo una regulación particular para los casos de ampliaciones en las que prime la mejora adicional de la calidad, la mejora de la seguridad o el aumento de la capacidad de transporte.

Se han facilitado asimismo las inversiones en los sistemas de distribución troncal previendo la utilización de recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), lo que permite a las provincias afectar este tipo de recursos a obras de transporte regional de energía eléctrica.

Adicionalmente, debe nombrarse a las Resoluciones SE N° 534/99 y SE N° 658/99.

La primera autoriza el uso del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT), para proveer el financiamiento de la ejecución de obras eléctricas destinadas a la compensación de la estructura de costos de las tarifas resultantes de diferencias regionales y que se traduzca en una efectiva reducción de las tarifas a aplicar a usuarios finales.

La Resolución SE N° 658/99 establece que a partir del 1/5/00 el valor del recargo sobre las tarifas creadas por el Artículo 30 de la Ley 15.336, modificada por el Artículo 70 de la Ley N° 24.065 y destinado al Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE), que pagan los compradores de energía eléctrica en el MEM, se incremente respecto del valor vigente a la fecha y se destine en exclusividad al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Interprovincial, cuyo funcionamiento, alcance y estado de situación se presenta en el Anexo denominado Plan Federal de Transporte.

De acuerdo a lo establecido por la Resolución S.E N° 137/92, y sus modificatorias y complementarias en el Anexo 20 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", las transportistas deben presentar sus Guías de Referencia, que tienen por objetivo principal ofrecer al conjunto de usuarios de las redes de transporte, la información que constituye la base de datos del sistema para su análisis y su uso en estudios, a fin de detectar los principales problemas y plantear las probables soluciones.

En función de lo normado en la Resolución S.E N° 208/98 las empresas de transporte deben incluir en sus Guías de Referencia todas aquellas obras de mejora adicional de la calidad, mejora de la seguridad y especiales de capacidad que consideren que el Sistema Argentino de Interconexión requiera.

IV.1.1. Ampliaciones Especiales de la Capacidad de Transporte

Se consideran ampliaciones especiales de capacidad de transporte aquellas que sirviendo a ese fin no pueden ser asociadas directamente, por sus características a una determinada línea o Estación Transformadora. En este aspecto se entiende como tales taxativamente a:

- Desconexión Automática de Generación y Conexión/Desconexión Automática de Compensación.
- Estabilizadores de Potencia.
- Resistores de Frenado.
- Desconexión Automática de Cargas, cuando ésta se instale a fin de servir al incremento de la capacidad de transporte de un vínculo de transporte.
- Equipos de supervisión de Oscilaciones.
- Equipamientos de Potencia Reactiva para compensación de sistemas de transporte.
- Equipamientos y protecciones asociadas que se deban modificar o reemplazar ante la superación de la Potencia de Cortocircuito de los primeros.

IV.1.2. Ampliaciones del Sistema de Transporte para Mejora Adicional de la Calidad

Se definen como Ampliaciones para la Mejora Adicional de la Calidad aquellas ampliaciones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que, dispuestas en áreas de influencia asignadas a generación, tienen por objetivo la disminución del nivel de cortes resultante de fallas tanto típicas como atípicas de alta probabilidad de ocurrencia, en el abastecimiento a una demanda o a un conjunto de demandas desde dicho Sistema.

IV.1.3. Ampliaciones para Mejora de la Seguridad

Se definen como Ampliaciones para Mejora de la Seguridad a aquellas ampliaciones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que permiten reducir el riesgo a los efectos de colapso total o parcial del sistema debido a fallas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia.

Actualmente se consideran incluídas en la presente categoría exclusivamente las ampliaciones comprendidas por:

- Instalaciones de Arranque en Negro en Generación existente.
- Sistemas de Formación de Islas.

IV. 1.4. Ampliación en Zona de Demanda

Se define como ampliación en Zona de Demanda a aquella Ampliación cuyos beneficios, determinados por el método del área de Influencia, correspondan a Agentes reconocidos como Distribuidores y Grandes Usuarios en más de un 70 %.

IV. 2. NIVEL DE MUY ALTA TENSION

A fin de minimizar las restricciones de transporte se plantearon las siguientes obras:

IV.2.1. Ampliaciones del Sistema de Transmisión – Obras Propuestas

Dentro del Plan de Obras y propuestas que se encuentran analizados en la Guía de Referencia del período 2000 al 2007, se encuentran:

Línea 500 kV Rosario Oeste – Santo Tomé (Reemplazo de Bobinas de Onda Portadora para elevar el límite de 1250 a 2000 A, 4 trampas de onda). Considerada como Imprescindible, con fecha de puesta en servicio en marzo del 2001.

Línea de 500 kV Vinculación Areas Comahue-Cuyo. Considerada como Conveniente, con fecha probable de puesta en servicio en el año 2003.

Línea de 500 kV Vinculación Areas NOA – NEA. Considerada como Conveniente, con fecha probable de puesta en servicio en el año 2003.

Línea 500 kV Refuerzo Vinculación GBA – NEA (Línea G.Rodríguez C. Elía- Reactores de línea 1x70 MVar 1x50 MVar). Considerada como Conveniente, con fecha probable de puesta en servicio en el año 2003.

Línea 500 kV Refuerzo Vinculación GBA – NEA (Línea de 507 km Rincón – Salto Grande). Reactores de línea 2x80 MVar/2x80 MVar). Considerada como Conveniente, con fecha probable de entrada en servicio en el año 2003.

Estación Transformadora Abasto – 500 kV (Instalación de SVC de 279 MVar en el nivel de 220 kV). Considerada como Conveniente, con fecha de puesta en servicio en el año 2001.

Estación Transformadora Rodríguez – 500 kV (instalación de SVC de 270 MVar en el nivel de 220 kV). Considerada como Conveniente con fecha de puesta en servicio en el año 2001.

Estación Transformadora Talar (Instalación de SVC de 270 MVar en el nivel de 220 kV). Considerada como Conveniente, con fecha probable de puesta en servicio en el año 2001.

IV.2.2. Ampliaciones del Sistema de Transmisión- Obras en curso y/o informadas por terceros.

Estación Transformadora Macachín en La Pampa (Nueva ET con tres transformadores monofásicos de 50 MVA 500/132/13,2 kV, 150 MVA). En construcción, con entrada en servicio prevista para octubre de 2001.

Estación Transformadora Mar del Plata (Nueva ET con un transformador trifásico de 600 MVA de 500/132/33 kV). En evaluación por parte de EDEA S.A., con entrada en servicio prevista para diciembre de 2004.

Apertura línea Colonia Elía-Rodríguez. Para formar Colonia Elía – Matheu, Matheu-Rodríguez. Modificación propuesta por EDENOR. En evaluación, con entrada en servicio en junio del año 2003.

Estación Transformadora Matheu (Nueva E.T de 500 kV con dos bancos de transformadores monofásicos de 500/220/132 kV de 850 MVA). En evaluación, con entrada en servicio prevista para junio de 2003.

Estación Transformadora Ramallo (Instalación de un transformador de 220/132/13,2 kV, 300 MVA). En evaluación, con entrada en servicio prevista para el año 2002.

Línea 500 kV Abasto - Mar del Plata (Línea de 350 km, ampliación de la ET Abasto). En evaluación, con entrada en servicio prevista para diciembre de 2004.

IV.2.3. Interconexión entre Regiones

Si bien en el Anexo V, donde se describe el Plan Federal de Transporte se detallan las obras necesarias, a continuación se realizan algunos comentarios específicos:

2.3.1. Interconexión Comahue-Cuyo

La zona Cuyo se encuentra alimentada radialmente desde el área Centro, con las implicancias de confiabilidad que tiene una alimentación radial. El establecimiento de un vínculo entre Comahue y Cuyo proveería una conexión entre una zona de muy alto nivel de generación con una zona de demanda, incrementaría la capacidad de transferencia de energía del Comahue y permitiría una disminución en los niveles de Desconexión Automática de Generación (DAG) y Desconexión Automática de Demanda (DAD).

Este vínculo es de 500 kV entre las estaciones transformadoras Cerrito de la Costa, Los Reyunos y Gran Mendoza.

La elección de Los Reyunos como estación intermedia surgió tanto de las posibilidades de exportar energía a Chile (SIC), como de la conveniencia de aprovecharla para asegurar un punto de control de tensión en la zona sur de Distrocuyo, mediante una segunda vinculación del sistema regional cuyano con 500 kV.

De acuerdo a los resultados de estudios realizados por TRANSENER, y adicionalmente a las ventajas operativas ya mencionadas, la interconexión Comahue-Cuyo tendría las siguientes ventajas económicas:

- Se obtendría un ahorro importante en los costos de despacho total del SADI, de aproximadamente 50 millones de pesos anuales.

- El ahorro de la demanda de las áreas Cuyo y Centro en energía y potencia sería de aproximadamente 32 y 7,5 millones de pesos respectivamente.
- Los ahorros superan el canon que correspondería a los distribuidores de Cuyo y Centro.
- Los distribuidores, principalmente de las zonas Cuyo y Centro, obtendrían una disminución en el pago de sus penalidades.
- Esta obra facilitaría una interconexión con la zona eléctrica central de Chile, a los efectos de la exportación/importación de energía a ese país.

Esta línea de 500 kV puede considerarse como una línea de mercado y su implementación quedaría en manos de los agentes de ese mercado.

Debe tenerse en cuenta que la construcción de este vínculo produciría una redistribución importante del pago del canon de las obras del SADI.

2.3.2. Interconexiones SIP-SADI y Cuyo-NOA

En la Prospectiva 1999 se particularizó el tratamiento de las interconexiones del Sistema Patagónico con el Sistema Argentino de Interconexión, y la instalación de la interconexión de las áreas Cuyo-NOA (Línea Minera).

Si bien el estudio realizado por una empresa consultora contratada por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica mostraba ventajas comparativas de estas instalaciones, no resulta evidente que puedan ser consideradas líneas de mercado, y en consecuencia ser encaradas según los procedimientos correspondientes incluidos en la regulación.

2.3.3. Interconexión NOA-NEA

Esta línea en 500 kV, que vincula las estaciones transformadoras de El Bracho y Resistencia adquiere real conveniencia en caso que la exportación de energía eléctrica al Brasil supere el nivel de 2.000 MW. En caso de superarse ese nivel se plantearían como obras de transmisión alternativas para satisfacer ese incremento de potencia, el refuerzo de la vinculación GBA-NEA, o la conexión NOA-NEA. Las longitudes de ambos electroductos es similar y por lo tanto también su costo. Sin embargo, y en razón que el precio del gas necesario para la generación de la energía a exportar, es apreciablemente más barato en la zona del NOA que en el GBA, se impondría la alternativa NOA-NEA.

2.3.4. Interconexión Mar del Plata-SADI

Dada la situación muy comprometida de abastecimiento de energía eléctrica y de operación del área de la Costa Atlántica, las empresas TRANSENER y TRANSBA han realizado estudios sobre la conveniencia de instalación de una línea en 500 kV que vincule la actual estación transformadora Olavarría con una nueva estación 500/132 kV y ubicada en la Ciudad de Mar del Plata.

El gran inconveniente actual de esta zona reside en la necesidad de despachar generación forzada en la época de mayor demanda, y además en las serias consecuencias de desconexión de carga a las que debe apelarse en caso de contingencias simples en el actual sistema de 132 kV que vincula las estaciones transformadoras del sistema.

Sin embargo la empresa EDEA, a cargo de la distribución de energía eléctrica en la zona de Mar del Plata y las localidades de la Costa Atlántica aledañas, se ha inclinado inicialmente por una alternativa mixta, que involucra nueva generación en Mar del Plata y mayor transmisión por 132 kV hacia la Costa Atlántica, para luego, con este respaldo, incorporar la línea de 500 kV. Con respecto a esta línea, EDEA consideraría en principio como mejor alternativa una línea entre las estaciones transformadoras de Abasto y Mar del Plata, la cual presentaría las siguientes ventajas:

- Posibilidad de construir en el futuro una estación transformadora de 500 kV en su área de concesión.
- Posiblemente la traza de la alternativa Abasto-Mar del Plata presente menores problemas de tipo ambiental para su construcción que la variante desde Olavarría.

Esta obra entraría en servicio en el año 2003.

2.3.5. Interconexión con Brasil – Análisis del Sistema de Transporte para la exportación de los segundos 1000 MW

En la información elaborada por CAMMESA con motivo de la solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente para la exportación de los segundos 1000 MW, se insiste en que las condiciones de exportación no deben comprometer la seguridad del SADI, ni deben desmejorar el nivel de calidad de servicio en el mismo.

Debe enfatizarse que además la conexión de la exportación deberá cumplir en su parte operativa, lo previsto en la regulación vigente respecto de los esquemas de corte de carga a aplicar en los casos correspondientes.

En la Resolución SE N° 263/2000 se instruyó a CAMMESA para que, a fin de mantener la calidad y seguridad del SADI, acuerde con CEMSA y los transportistas involucrados los medios técnicos de comunicación, control y comando que deban actuar sobre la unidad convertora de frecuencia, y que permitan reducir en forma instantánea y automática la carga de la demanda de exportación al Brasil para el caso de ocurrencia de fallas en el corredor Litoral-Buenos Aires. Esta reducción deberá ser tal que no afecte la calidad y seguridad del SADI respecto al control de la frecuencia post-falla.

2.3.6. Otras obras en el nivel de Alta Tensión

Existen obras de menor costo, pero de gran importancia operativa, que deberán implementarse a fin de completar el funcionamiento del sistema de muy alta tensión y el aporte a sus usuarios en condiciones de confiabilidad adecuadas.

1) Instalación de potencia reactiva en el área del GBA. A fin de permitir un adecuado funcionamiento del sistema de 500 kV del GBA, se hace necesario la instalación de potencia reactiva en el área. En principio se ha determinado la conveniencia de instalación de 2x250 MVAR en la E. T. Abasto y de un incremento de 180 MVAR en la E.T. Rodríguez. Convendría además considerar el reemplazo de los compensadores sincrónicos de la estación transformadora Ezeiza por compensación estática, dada la antigüedad de los mencionados compensadores y teniendo en cuenta la disminución en el aporte de nivel de cortocircuito que su reemplazo ocasionaría.

2) Se considera necesario hacer un rediseño del sistema de comunicaciones del SADI, en virtud de la tendencia actual de incrementar la capacidad de transferencia de transmisión hasta llegar en lo posible a su limitación térmica. Esta tendencia implicaría la utilización de modernas técnicas de estabilización, control y supervisión, sustentadas en sistemas de comunicaciones más rápidos y confiables.

IV. 3 NIVEL DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL

La mayoría de los sistemas de distribución troncal poseen líneas radiales, en regiones geográficas extensas, con casi imposibilidad de establecer cierres en los niveles de media tensión, lo cual implica condiciones de confiabilidad no asegurada. Sin embargo el desempeño de esos sistemas ha mostrado una apreciable mejoría en los últimos años como se verá más adelante en el capítulo de evaluación de desempeño, lo cual ha cooperado a mantener una calidad de servicio, desde el punto de vista de las interrupciones del servicio, que ha ido mejorando apreciablemente. La solución de los temas de control de tensión y de potencia reactiva que comprometen la operación adecuada de los sistemas implicaría inversiones relativamente menores.

En la Prospectiva 1999 se hizo referencia al Informe de la Situación del Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, publicado en diciembre de 1998 por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Aún no se ha realizado una actualización de ese informe de situación, pero los problemas principales subsisten. Sin embargo, a nivel de los Comités Regionales de Transporte se está realizando una importante labor de intercambio de información de necesidades y opiniones, lo cual redundará en una mejor coordinación de los esfuerzos que los diferentes protagonistas pueden realizar.

En el mencionado informe del ENRE se enfatiza el hecho que en varias regiones, en las estaciones transformadoras de 132 kV, debe operarse con tensiones fuera del rango convenido en los contratos de concesión. Este hecho se debe en general al no cumplimiento del nivel del factor de potencia comprometido por los usuarios conectados al sistema de distribución troncal. El control de tensión y la no adecuada provisión de potencia reactiva genera serios problemas que atentan contra la eficiente operación de los sistemas involucrados.

De acuerdo a los criterios operativos adoptados por CAMMESA y explicitados por el ENRE en su informe, para controlar las tensiones del sistema tratando de lograr un mínimo costo para el sistema, incluso el de la energía no suministrada, se siguen diferentes pasos en los cuales la última medida es solicitar cortes de demanda.

Estos pasos se detallan a continuación:

1. Conexión de capacitores y aumento de excitación de generadores hasta el 90% de su curva de capacidad.

2. Adecuación del perfil de tensiones en el Sistema de Transporte de Alta Tensión.
3. Modificación de topología de la red.
4. Ingreso de generación forzada.
5. Aumento de excitación de generadores al 100 % de su carga de capacidad.
6. Disminución de tensiones del SADI por debajo de la banda admitida.
7. Solicitud de reducción de consumo de reactivo a demandas que no cumplen con el factor de potencia tolerado.
8. Solicitud de reducción de tensiones en distribución.
9. Solicitud de cortes de carga.

De acuerdo a la filosofía ya mencionada respecto de las inversiones a implementar en los sistemas de distribución troncal, las empresas transportistas no son responsables de las inversiones necesarias para mejorar la confiabilidad del suministro o la adecuación de las instalaciones para satisfacer el incremento de la demanda.

En sus guías de referencia, las empresas distribuidoras troncales proponen la realización de las obras que entienden necesarias para un adecuado funcionamiento de su sistema. Considerando las obras propuestas y las acciones que se llevaron a cabo durante el corriente año, aún no se advierte una respuesta apreciable de los usuarios de los respectivos sistemas a fin de encarar las obras que las distribuidoras troncales consideran necesarias.

De todas formas debe tenerse en cuenta que siendo lo explicitado en las guías de referencia una visión de la solución de los problemas desde el punto de vista de los transportistas, los usuarios utilizando tendencias quizás diferentes de evolución de las variables, y aplicando métodos de costo-beneficio, pueden arribar a conclusiones no coincidentes con lo previstos por los responsables de la distribución troncal. De allí la importancia de la actividad en los comités regionales y los acuerdos que a nivel zonal puedan lograrse. El real éxito de esta actividad exige la principal participación en estos comités de no solo la distribuidora troncal y los usuarios del sistema, sino además del Ente Regulador Provincial, en representación de los intereses provinciales, y de representantes del Ente Regulador Nacional de la Electricidad, del Consejo Federal de la Energía y de la Secretaría de Energía y Minería.

Según se comentó al principio de este capítulo, dado que razones de conveniencia social podrían aconsejar la realización de ciertas obras que no son consideradas económicamente convenientes por los usuarios del sistema, se ha incluido en la Resolución 208/98 el Régimen Especial de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica con Recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI). A esos efectos la mencionada resolución prescribe en su parte inicial que las ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica a construirse con recursos provenientes del FEDEI podrán ser solicitadas por la Provincia a la que se hayan asignado los correspondientes recursos o por el organismo que dicha Provincia designe, en los términos del Título II “Contrato entre Partes” del “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” que integra el Anexo 16 “Reglamentaciones del Sistema de Transporte” de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de los Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS).

Se entiende que una apropiada aplicación a la expansión del transporte zonal de parte de los recursos que las provincias reciben como fondos del FEDEI, solucionaría falencias en los sistemas que los actores privados aducen no estar en condiciones de encarar. Los estudios que conducen a la actitud a tomar por los diferentes actores relacionados con las obras analizadas, deberían ser expuestos en las reuniones de los comités regionales, a fin de hallar formas de participación que permitan arribar a la solución buscada.

IV. 4. EVALUACION DE DESEMPEÑO

CAMMESA ha desarrollado un resumen del desempeño de las distintas empresas transportistas sobre la base de la información presentada por las mismas.

En la tabla siguiente se muestra el número de fallas por cada 100 km de líneas y por año, de cada empresa. Esta relación es conocida como índice de desempeño de las líneas y se lo representa con la letra griega λ (lambda).

TRANSPORTISTA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Km de líneas año 2000
STAT	1	1,1	1,0	0,9	0,5	0,6	1,0	9361
CUYO	4,7	4,5	2,9	2,3	2,5	1,3	2,7	1245
COMAHUE	7,3	5,8	5,4	3,4	4,0	2,2	2,5	894
NEA	11,4	13,5	7,1	5,1	5,4	5,2	3,1	971
NOA	8,8	4,9	5,9	3,7	3,7	4,3	4,9	3051
BUENOS AIRES	4,2	4,3	3,9	3,4	5,3	3,8	3,3	5610
PATAGONIA	1,2	1,7	2,1	1	0,8	1,0	0,6	2560

Los datos precedentes incluyen a la empresas Transportistas Independientes.

De esta información se advierte un aumento en el Sistema de Alta Tensión y una muy leve mejoría en el promedio total correspondiente a las empresas de Transporte por Distribución Troncal (3,7 en el año 1999 y 3,6 para el año 2000).

IV. 5. ZONAS CON RIESGO DE ABASTECIMIENTO

A continuación se da un detalle de las zonas con riesgo de abastecimiento, teniendo como base lo propuesto por los transportistas en sus guías de referencia y los análisis realizados en el Area de Prospectiva.

IV.5.1. Area NOA

El norte de la provincia de Salta se encuentra funcionando fuera de banda de tensión exigida por insuficiencia estructural y estructura radial, siendo necesario construir otra línea Güemes – Pichanal.

Las provincias de Salta y Jujuy tienen dependencia total de C.T. Güemes por lo que su indisponibilidad pone en riesgo el abastecimiento. TermoAndes presentó solicitud de acceso en Cobos, muy próxima a Güemes, aprobada por Resolución SEyM 92/01. La inyección de generación en esa zona está limitada a 270 MW por la insuficiencia del sistema de transporte por distribución troncal, siendo imprescindible construir las líneas Güemes – Salta Norte y Güemes – Campo Santo para desarticular la conexión rígida (T) de Campo Santo.

Está en trámite avanzado la solicitud de ingreso de la línea de 132 kV Güemes -Las Maderas.

El abastecimiento de Santiago del Estero se realiza con apartamiento de banda de tensión exigible. Es totalmente dependiente de la inyección de energía desde El Bracho, a través de las líneas de 132 kV El Bracho – Río Hondo y del corredor Independencia – Agua Blanca – Villa Quinteros – Río Hondo, que son insuficientes. Para solucionar esa insuficiencia debería construirse una nueva línea Bracho – La Banda que ya dispone del certificado de conveniencia y necesidad pública.

El oeste de Catamarca depende totalmente de la línea de 132 kV Villa Quinteros – Andalgalá, con afectación del abastecimiento que suele ser importante en casos de fallas permanentes que requieren reparación. Esta situación se repite en todos los extremos del sistema de transporte por distribución troncal del NOA, donde los vínculos son radiales y extensos.

Las provincias de Catamarca, La Rioja, parte de Santiago del Estero y sur de Tucumán, tienen problemas de funcionamiento con apartamiento de banda de tensión por insuficiencia de transporte por distribución troncal, a superar con las líneas de 132 kV Recreo – San Martín y Recreo – Frías que se encuentran en construcción.

La capacidad de transformación en varias Estaciones Transformadoras está superada, siendo indispensable ampliar dicha capacidad en las EETT: Tartagal, Pichanal, Orán, San Juancito, Libertador Gral. San Martín, Jujuy Sur, Salta Norte, Villa Quinteros, Huacra, Santiago Oeste, Catamarca, La Rioja.

IV.5.2. Area Cuyo

De acuerdo a lo informado en la Guía de Referencia de Distrocuyo, se ha evidenciado un importante incremento en la utilización de sus redes en los primeros años de la concesión, previéndose a la fecha la necesidad de realizar urgentes inversiones con el fin de evitar cortes de larga duración en el servicio de transporte.

Se transcribe la información referida a la identificación de las limitaciones:

En el Nodo San Juan:

En el Pico de verano 2001 los transformadores de la ET San Juan se encontraron en el 100% de su capacidad y en el Pico de Invierno 2002 se registrarán tensiones fuera del nivel permitido por déficit de transmisión o por generación forzada. Es imprescindible la plena disponibilidad del corredor Mendoza-San Juan, la pérdida de cualquiera de sus líneas conduce inevitablemente a importantes cortes de demanda. Una solución sería la LAT 220 kV Gran Mendoza-San Juan o la alternativa de la LAT 220 kV Luján de Cuyo-San Juan- Estación Transformadora Luján de Cuyo en 220 kV o la LAT 500 Gran Mendoza-San Juan y la ET San Juan en 500 kV.

Nodo Luján de Cuyo:

En el verano del 2001 el Corredor Luján de Cuyo-Gran Mendoza se encontró en el límite de transporte. La pérdida de una de sus ternas dará lugar a la actuación del mecanismo DAG con importante despeje de generación en C.T. Mendoza. Una solución sería la LAT 220 kV Luján de Cuyo-Cruz de Piedra-Gran Mendoza y la ET Luján de Cuyo en 220 kV o la alternativa ampliación de la LAT 220 kV Luján de Cuyo-Anchoris y las EE.TT. Luján de Cuyo y Anchoris en 220 kV.

Abastecimiento de la ciudad de Mendoza y Gran Mendoza.

A partir del año 2001 se registraron sobrecargas sobre el anillo de 132 kV Luján de Cuyo-San Martín-Guaymallén-Las Heras- Rodeo de la Cruz- Cruz de Piedra (propiedad del distribuidor EMSA). La solución sería la DT de 132 kV Luján de Cuyo- Villa Hipódromo- Boulogne o se mejoraría en el corto-mediano plazo con la LAT 132 kV Luján Cuyo-Boulogne.

Abastecimiento del Valle de Uco y Zona Este:

Fuertemente condicionada a la disponibilidad del corredor en 132 kV Sur-Centro. En el verano del 2001 operaron con tensiones fuera de banda y en la ET Capiz con sobrecargas del 120 % por falta de transformación.

La solución sería la LAT 220 kV Luján de Cuyo-Anchoris y Anchoris-Gran Mendoza o futuro anillo Luján de Cuyo-Capiz a través de la nueva ET Vista Flores.

Nodo San Rafael:

La red disponible actualmente para el abastecimiento del área se alimenta en forma radial, por lo que es necesario la necesidad de un modo de abastecimiento alternativo, como la LAT 132 kV-Nihuil 4- San Rafael.

IV.5.3. Area Centro

Se mantienen las condiciones informadas el año anterior.

El abastecimiento de la zona Este de la provincia de Córdoba es muy dependiente de la generación forzada que se despacha en San Francisco y Villa María. No se conocen ampliaciones que eliminen el riesgo de abastecimiento de la misma.

IV.5.4. Area Centro-Cuyo-NOA

Se mantienen las condiciones informadas el año anterior.

Globalmente para esta zona y como aspecto operativo, se puede destacar que esta área no tiene un límite de importación de potencia desde el resto del SADI porque sus distribuidores no lo han solicitado expresamente. Si se produjera la salida de la línea de 500 kV Rosario Oeste - Almafuerde, con alta importación de potencia por parte del área, puede producirse un apagón total en la misma. En este caso también debería analizarse para las diferentes áreas, lo dispuesto por la Resolución S.E. N° 208/99 relativo a la formación de islas.

IV.5.5 Area NEA

Existe la necesidad de efectuar cambios en instalaciones relacionadas con las barras de Corrientes Centro y Santa Catalina con relación a la potencia de cortocircuito.

Se presenta más exigido el subsistema Formosa, por limitaciones de la LAT Resistencia-Formosa y asimismo en la Provincia de Corrientes en cuanto a los rangos de operación de tensión.

Con las ampliaciones propuestas para la región surgidas de los flujos de potencia y con las hipótesis adoptadas no se esperan restricciones en el abastecimiento en el corto y mediano plazo. Hacia el final del período la hipótesis de demanda de exportación a Brasil en el sudeste y la creciente carga de Corrientes, obligarían a la instalación de un tercer transformador 500/132 kV en Salto Grande y de un segundo en la E.T 500 kV Paso de la Patria, necesidades que se podrían remediar con un único rebaje 500/132 kV en Mercedes.

Los sistemas más débiles o más exigidos por saturación del transporte del SADI serían la Provincia de Corrientes y el Centro Oeste de la Provincia del Chaco perteneciente a la distribuidora provincial.

IV.5.6. Area Litoral

Se ejecutó la instalación de un segundo transformador de 500/132 kV en las Estaciones Transformadoras Rosario Oeste y Salto Grande, a fin de evitar riesgos de abastecimiento en EPESF, EDEERSA y DPEC, respectivamente.

De todas formas, la demanda que es abastecida por la EPESF tendrá problemas de abastecimiento en cuanto a su calidad de servicio si no se corrige el factor de potencia de la demanda.

Las estaciones Romang (que alimenta la EPESF) y Colonia Elía (que alimenta a EDEERSA) cuentan con un único transformador. La alimentación desde otros vínculos de 132 kV producirá saturaciones y niveles de tensión fuera de los establecidos.

IV.5.7. Area Comahue

Se mantienen las condiciones informadas el año anterior.

En la zona se presentan distintas dificultades: algunas de característica estructural, como la existencia de líneas de gran longitud, que hace vulnerable el suministro de energía a determinadas localidades, o la superación del límite de líneas en cuanto a caída de tensión y sobrecargas, lo que ya debería determinar iniciativas de los usuarios beneficiarios para implementar las medidas correctivas adecuadas traducidas en obras de ampliación.

El caso más evidente es en la zona de Medanitos y Puesto Hernández, debido a que la línea que las une es de gran longitud. Para solucionar esta situación y reducir las oscilaciones de potencia ante perturbaciones externas, debería construirse una línea en 132 kV entre las estaciones transformadoras Loma de la Lata y Chihuido. A los efectos operativos debería además reestructurarse el Puesto de Seccionamiento Señal Picada.

Además se requieren cambios de transformadores de corriente en la E.T Planicie Banderita, salida a E.T Mega y en la E.T General Roca salida a E.T TermoRoca.

Si bien en esta área se cuenta con generación a precios competitivos, cuando los precios del mercado bajan por elevada hidraulicidad en la zona, se producen dificultades en el control de las tensiones cuando no están despachadas las C.T. Alto Valle o Termorroca, principalmente por el bajo factor de potencia que presenta la demanda, tema este que debe ser resuelto de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente.

El área de Bariloche, Pilcaniyeu y Pío Protto se alimenta de un único transformador 500/132 kV en Alicurá, lo cual hace vulnerable el suministro de energía a las mencionadas localidades. Esta situación de falta de reserva de transformación se repite de todas formas en varias estaciones transformadoras del SADI, y es evidentemente un caso en que los usuarios deberían tomar la iniciativa para implementar la instalación de un segundo transformador.

Para superar el límite por caída de tensión y por sobrecarga del corredor a General Roca y Villa Regina, debería cerrarse el circuito de 132 kV con la construcción de una línea en esa tensión entre las estaciones Choele Choel (500 kV) y Villa Regina. De pretenderse un nivel de confiabilidad mayor en el área, debería complementariamente instalarse una línea de 132 kV entre las estaciones Termorroca y Villa Regina.

IV.5.8. Area Provincia de Buenos Aires

En la zona Norte y Centro de la provincia se observa un rápido incremento de la demanda, por la instalación de industrias que no es acompañado en la misma medida por el crecimiento de la red de abastecimiento. Resultan críticos los transformadores de Ramallo y, en menor medida, Atucha y Campana ya que pueden llegar a saturarse en el corto plazo y son transformadores únicos de cada estación. Principalmente en Ramallo se hace imprescindible la instalación de un segundo transformador de 220/132/13,2 kV pero con una potencia de 300 MVA. El transformador actualmente instalado es de 150 MVA.

El área de Bragado, Chacabuco, Chivilcoy, Saladillo y Lincoln dependen de la alimentación desde Henderson que cuenta con un único transformador 500/132 kV y una única línea de 220 kV. Resulta muy necesaria la instalación del segundo transformador 500/132 kV en Henderson y una nueva línea en 220 kV entre las estaciones Henderson y Bragado.

En la zona Atlántica el suministro de las EE.TT. San Clemente, Mar de Ajó, Pinamar, etc. será dependiente de la generación de las Turbogas de Villa Gesell y Mar de Ajó y ésta no será suficiente en el corto plazo. También el abastecimiento a Mar del Plata, Necochea, Tandil, etc. será dependiente de la generación despachada en las C.T. 9 de Julio y Necochea. Esta dependencia sólo podrá ser superada con la construcción de líneas de 500 kV y 132 kV que aseguren el abastecimiento de las estaciones transformadoras nombradas en primer término y/o con instalación de generación a precio competitivo en la zona de Mar del Plata.

La empresa EDEA, a cargo de la distribución de energía eléctrica en la zona de Mar del Plata y las localidades de la Costa Atlántica aledañas, se ha inclinado inicialmente por una alternativa mixta, que involucra nueva generación en Mar del Plata y mayor transmisión por 132 kV hacia la Costa Atlántica, para luego, con este respaldo, incorporar una línea de 500 kV.

Se encuentra en construcción la línea de 132 kV desde la estación 500/132 kV Olavarría hasta la ET Barker.

Las líneas Morón-Luján de 132 kV se encuentran en su límite admisible. Para solucionar esta situación se propone la instalación de una línea de 132 kV que vincule la estación Luján con la estación San Antonio de Areco. Sería además necesario el cambio de uno de los transformadores de 132/66 kV de 15 MVA, por uno de 40 MVA.

La salida de servicio del tramo La Plata-Magdalena provoca caídas de tensión importantes en la zona de Chascomús, comprometiendo el abastecimiento de Magdalena (EDELAP) y la zona Noreste de EDEA. Debe analizarse la forma de reforzar este subsistema.

En la zona Oeste, el anillo de 66 kV que abastece las EE.TT. Pehuajó, Trenque Lauquen, Carlos Casares, 9 de Julio y Bragado presenta una muy baja calidad de servicio y riesgo de abastecimiento, ya que se ve superado por las demandas que se presentan. Debería considerarse la posibilidad de renovar este sistema de 66 kV por otro en 132 kV, a fin de poder satisfacer la demanda actual y su crecimiento en condiciones adecuadas.

IV.5.9. Area La Pampa

La demanda de la provincia está abastecida en una gran proporción desde la E.T. Puelches de TRANSENER S.A.. La elevada longitud de líneas en topología radial genera grandes caídas de tensión. La alimentación está sostenida por un único transformador en la estación Puelches.

Aunque entró en servicio la línea de 132 kV Gral. Pico–Trenque Lauquen que la vincula con la red de TRANSBA, no se podría alimentar la totalidad de esta área si faltase el transformador de la estación Puelches.

Esta situación, que configura un riesgo de abastecimiento, se prolongará hasta que se logre la interconexión de La Pampa con la construcción de la E.T. Macachín en 500 kV (actualmente en construcción).

IV.5.10. Area Gran Buenos Aires

Se mantienen las condiciones informadas el año anterior.

Si bien está ingresando en el área generación competitiva que resultará despachada, en eventuales casos que se den condiciones de alta importación desde 500 kV hacia GBA, aparecerá déficit de abastecimiento de potencia reactiva, ya que aún si se cumpliera con el factor de potencia en dichas interconexiones, la red del SADI no está en condiciones de aportar los MVAR necesarios, a menos que estén en servicio la generación de Genelba, y las proyectadas AES Paraná y/o Genelba 2, etc. que aportarán directamente a las EE.TT. Rodríguez y Ezeiza.

En la red de 220 y 132 kV seguramente se preverá la generación necesaria para abastecer la demanda, sin embargo la salida de servicio intempestiva de cualquiera de los generadores puede provocar riesgo de abastecimiento, incluso por problemas de tensión y potencia reactiva, por lo que se deberá tener la reserva necesaria para evitar llegar a esta situación.

IV.5.11 Sistema Patagónico

La indisponibilidad prolongada de la Central Futaleufú llevaría a una disminución muy importante de la producción de Aluar y cortes parciales en todo el sistema en caso de haber otras indisponibilidades de generación de TG.

En caso de falla del único autotransformador de 330/132 kV, 30 MVA, o la línea radial de 132 kV que alimenta a la ciudad de Esquel desde la central Futaleufú, se provocaría un desabastecimiento de energía a esta ciudad.

Es necesario además instalar un sistema de Desconexión Automática de Carga por mínima frecuencia en el área sur, a fin de prevenir colapsos en caso de una apertura intempestiva de la línea de 132 kV F.Ameghino-C.T. Patagonia.

Es necesaria la ampliación de la Estación Transformadora Pico Truncado II.

Ampliación Capacidad de Transformación en ET Barrio San Martín: cambio de uno de los transformadores de 15/10/15 MVA actualmente existentes y adecuación de las instalaciones asociadas al nuevo transformador. Se incorpora un transformador de 30/20/30 MVA en 132/34.5/13.2 kV y sus equipamientos asociados.

Ampliación Capacidad de Transporte en 132 kV asociada a la instalación del segundo autotransformador en ET Puerto Madryn, que incluye la ampliación de la capacidad térmica de transporte de las líneas 132 kV Puerto Madryn-Distribución General y Distribución General-Trelew, e implica que como resultado de la instalación del segundo transformador en ET Puerto Madryn se prevea el reemplazo de los transformadores de intensidad en ambos extremos de las líneas de 132 kV.

Instalación de un DAC en los nodos 132 kV, de modo de poder equilibrar todas las posibles áreas deficitarias que se pueden formar en 132 kV, producto de la apertura de un vínculo de la Red cuando se registra un elevado transporte Norte-Sur. Este automatismo es un complemento de la instalación del segundo autotransformador de 60 MVA en ET Puerto Madryn y la ampliación de la capacidad térmica de las líneas Puerto Madryn-Distribución General y Distribución General-Trelew, y permitirá operar a cubierto del colapso de frecuencia ante niveles elevados de transferencia desde el Sistema 330 kV hacia el de 132 kV y/o elevado transporte Norte-Sur.

IV.6. CALIDAD DE SERVICIO EN EL SADI

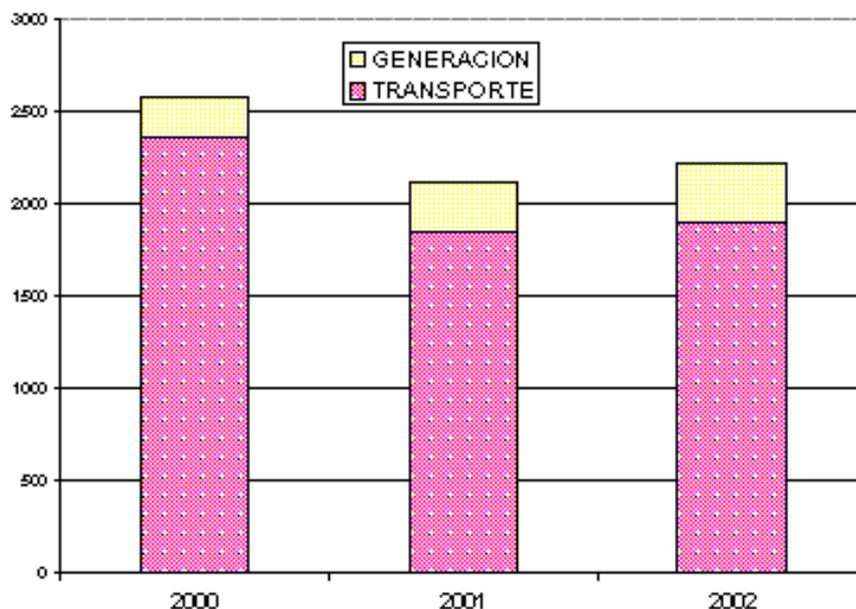
IV.6.1. Comentarios

Para determinar el posible comportamiento del SADI se ha tomado como base los resultados de la última simulación del sistema elaborada por CAMMESA y disponible al momento de la preparación del presente documento (Estudio de Simulaciones de Mediano y Largo Plazo - Período 2000-2007 - Calidad de Servicio - Mediano Plazo. Años 2000-2002).

IV.6.2. Algunos datos significativos de este informe

Valores de Energía No Suministrada (ENS), asociados a contingencias de pérdida de Generación y de fallas de corredores del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

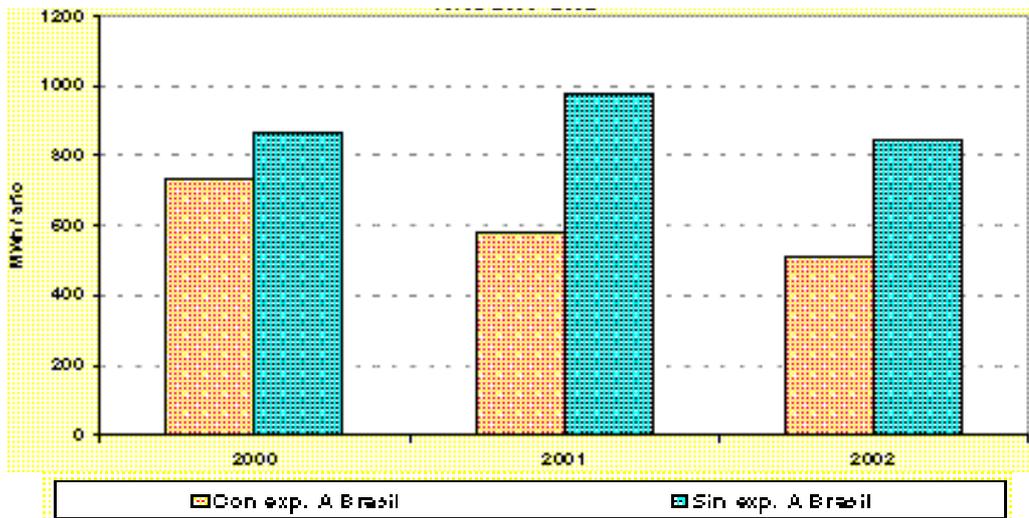
ENS Corta Duración



Influencia de la exportación a Brasil

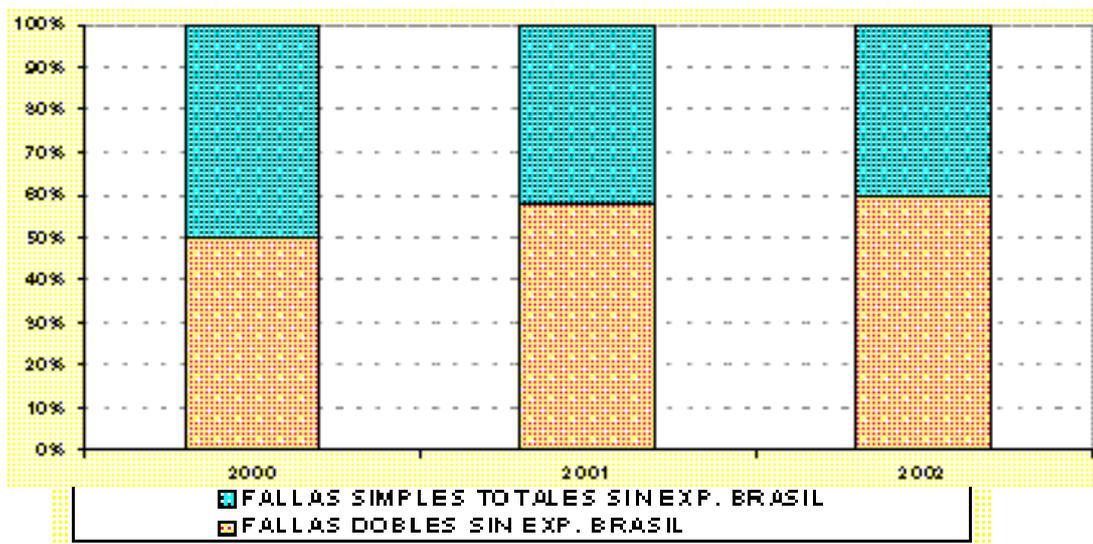
La exportación a Brasil de 1.000 MW a partir de Mayo/2000 y 2.000 MW a partir de Febrero/2002 produce una disminución de las fallas simples, producto de que las fallas del corredor Mercado – NEA, al invertirse su flujo afectará mayoritariamente a la demanda de exportación a Brasil. Esto se observa en la siguiente figura:

Energía no suministrada por fallas simples en el SADI con-sin-exportación a Brasil - Años 2000-2002

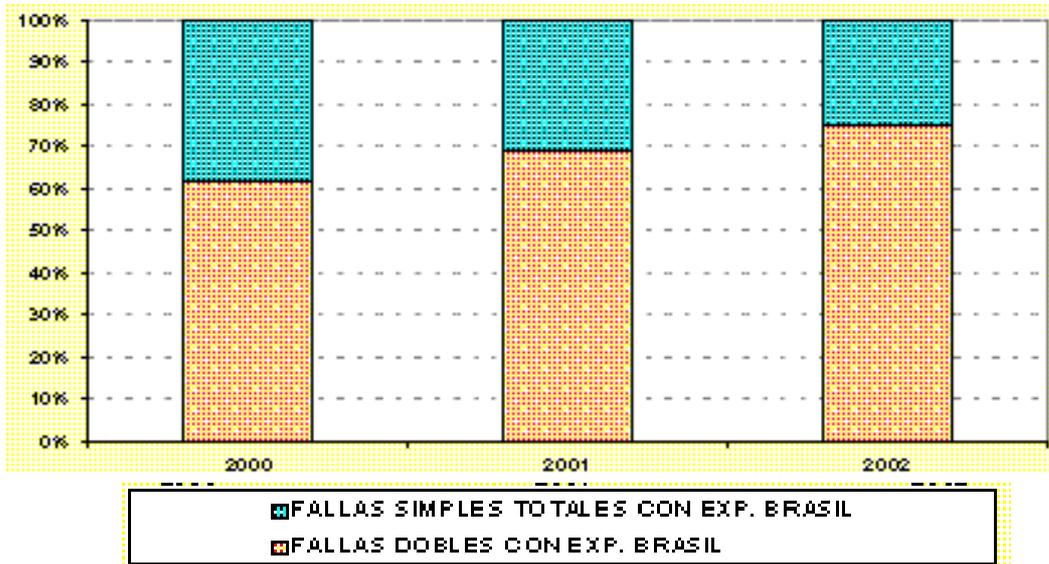


La disminución de las fallas simples con la exportación y un leve aumento de las fallas dobles debido a un aumento de la transmisión COM-GBA con dicha exportación, hace que la participación porcentual de las fallas dobles respecto de las simples aumente de 60 % a 70 % en el 2001 con 1.000 MW de exportación y de 60 % a 75 % en el 2002 con 2.000 MW de exportación. En el 2000 las fallas simples aparecen con un poco más de participación dado que la exportación de 1.000 MW comienza a partir de mayo y hasta esa fecha tienen importancia las fallas del corredor Yac-Mercado que afectan a todo el SADI.

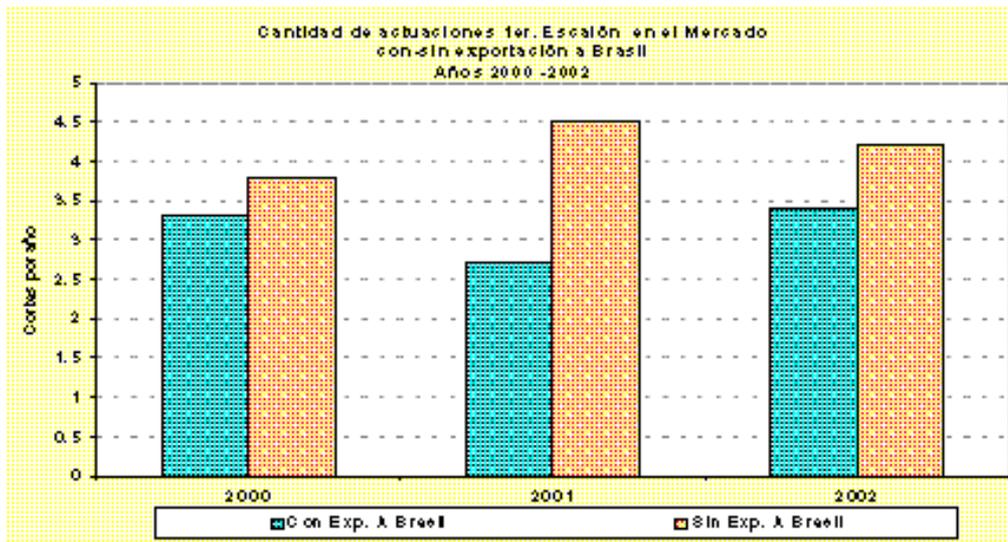
Relación fallas simples y dobles sin exportación a Brasil Años 2000-2002



*Relación fallas simples y dobles con exportación a Brasil
Años 2000-2002*



Otro efecto de la exportación a Brasil puede verse en la disminución de la cantidad de veces que actúa el primer escalón de fallas, producto fundamentalmente de la disminución de la fallas simples en el SADI del corredor NEA-GBA. En el siguiente gráfico se presentan los valores para el área Mercado y para hidrología media.



IV.6.3. Calidad de Servicio – Comparación Prevista vs. Real

Se comparó el desempeño real del sistema durante un período de dos años respecto a las previsiones correspondientes a las Programaciones Estacionales, analizando las fallas de generación y de líneas de alta tensión (simples y dobles) que provocaron cortes de demanda.

El análisis se dividió en los siguientes períodos anuales:

Febrero 1998 – Enero 1999

Febrero 1999 – Enero 2000

• Período Febrero 1998 - Enero 1999

Cortes y ENS por fallas de generación y líneas AT

	CT (MW)		ENS (GWh)		Número de cortes	
	Prev.	Real	Prev.	Real	Prev.	Real
Generación	1.365	1.492	0,448	0,4477	6,2	3
Fallas simples	2.698	1.110	0,896	0,4850	3,5	2
Fallas dobles	2.328	1.630	1,565	0,5350	1,6	2
Total	6.391	4.232	2,908	1,4677	11,3	7

Conclusiones de este período:

En general los valores de ENS por cortes de demanda de corta duración durante 1998 fueron inferiores a los previstos, del orden de la mitad.

La duración media de los cortes prácticamente coincidió con las previsiones, excepto los correspondientes a falla doble de Comahue - GBA que duró la mitad de lo previsto debido a que se produjo en un horario de mínima demanda y transmisión. Dado que en la previsión se incluyen fallas dobles atípicas, el tiempo de duración de las mismas se podría reducir de 40 a 30 minutos.

• Período Febrero 1999 - Enero 2000

Resultados:

No existieron cortes programados, lo que coincidió con la previsión realizada.

El desempeño global del sistema de transporte en Alta Tensión fue mejor al previsto.

Las tasa de fallas reales de las líneas y corredores considerados en el análisis de calidad de servicio fueron en general inferiores a las previstas.

Las tasas de fallas de los grupos generadores considerados dentro del análisis de calidad fueron en general menores a las previstas, aunque en el caso de los CC se registraron algunas fallas atípicas que provocaron su salida completa.

Los valores de potencia cortada y ENS (correspondientes a Cortes *no programados* por fallas de *Corta Duración*) fueron muy superiores a los previstos, siendo el motivo principal los atentados. En caso de no considerar el efecto de los atentados, los valores de potencia cortada y ENS fueron del orden de los previstos.

Ocurrió una falla doble sobre el corredor Comahue-GBA. La misma correspondió a un atentado, es decir que no fue una falla doble franca. Esta falla provocó una ENS superior en un 50 % a la prevista por fallas dobles para 1999.

Hubo 8 fallas simples en líneas que provocaron cortes por un monto muy superior a lo previsto para 1999 por este motivo. En caso de no considerarse a las dos fallas por atentados, los cortes reales correspondientes a las 6 fallas restantes fueron del orden de las previsiones.

En cuanto a cortes por salida de Generación, las que provocaron cortes distribuidos en el SIN fueron la salida de la C.N. Embalse, 2 veces la salida del Ciclo completo de Costanera, además del Ciclo de Genelba, el de Luján de Cuyo y C.T. Agua del Cajón. Otros cuatro eventos afectaron a Generación y Demanda sólo de Litoral por fallas en la C.T. Sorrento. Por esta última causa, para 1999 la ENS real superó en un 60% a la prevista para el total del sistema.

Las salidas de los Ciclos completos son fallas atípicas y no habían sido incluidas en las previsiones.

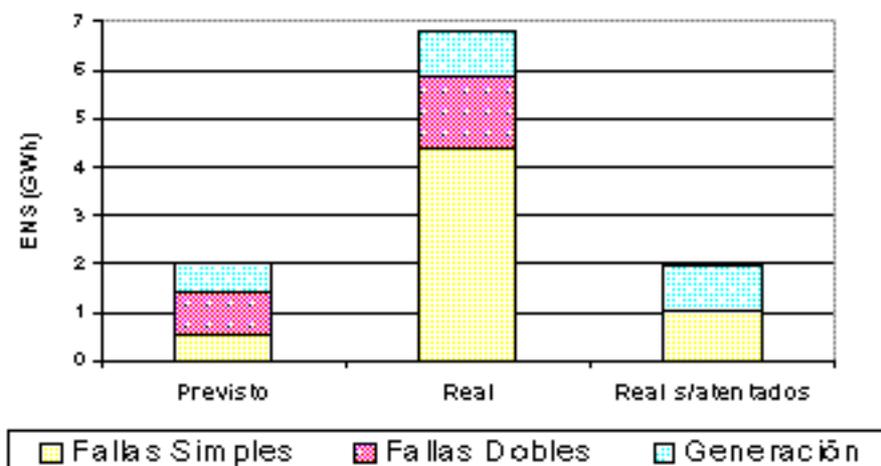
Respecto a la relación entre la potencia cortada y la ENS, se puede ver que el *tiempo equivalente de duración de la falla* real fue similar al previsto para fallas en generadores y simples en líneas (20'), pero fue la mitad para fallas dobles (real = 20'; previsto = 40').

Durante 1999 se produjeron 5 fallas en transformadores que provocaron cortes de demanda por 470 MWh, de los que aproximadamente el 70% de dicha ENS se produjo en el área de Bahía Blanca, y el resto en Misiones.

Cortes y ENS por fallas de generación y líneas AT

La distribución de la ENS de acuerdo al tipo de fallas que las producen se pueden observar en los siguientes gráfico y tabla.

ENS PERIODO FEB 99 - ENE 2000
(por tipo de fallas)

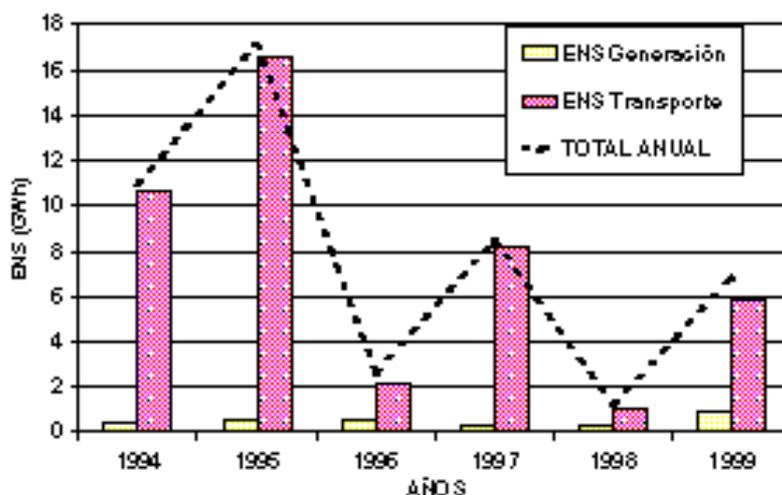


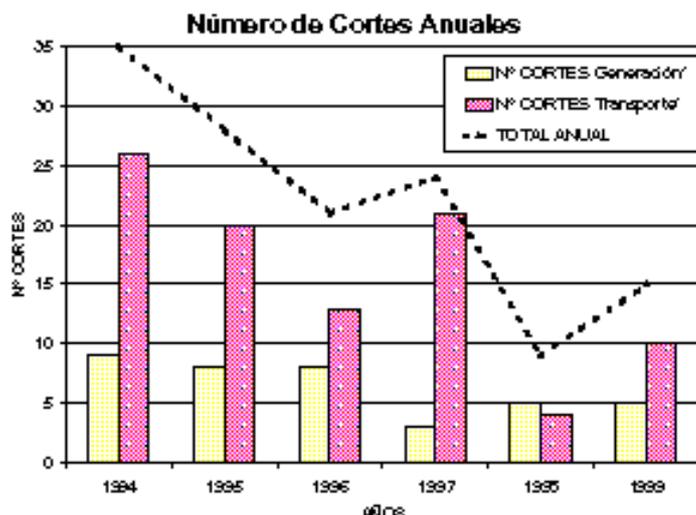
	CT (MW)		ENS (GWh)		
	Prev.	Real	Prev.	Real	Real s/atentados
Generación	1.784	3.058	0,60	0,96	0,96
Fallas simples	1.633	5.391	0,54	4,37	1,03
Fallas dobles	1.279	2.981	0,87	1,49	0,00
Total	4.696	11.430	2,00	6,82	1,99

Evolución en los últimos 6 años

Los gráficos siguientes muestran los valores de Potencia cortada, ENS y cantidad de cortes anuales desde 1994.

Valores Anuales Registrados de ENS





Conclusiones de este período:

Debido a los atentados, los valores de ENS por cortes de demanda de corta duración durante 1999 fueron muy superiores a los previstos. De no considerarse el efecto de dichos atentados, la ENS real fue levemente inferior a la prevista.

La duración media de los cortes prácticamente coincidió con las previsiones, excepto los correspondientes a falla doble de Comahue - GBA que duró la mitad de lo previsto.

IV.6.4. Conclusiones finales acerca de la Calidad de Servicio en el SADI

De la información suministrada por CAMMESA referida al comportamiento del sistema de transporte se ha extraído el siguiente cuadro:

AÑO	ENS por fallas en transporte (MWh)	ENS por déficit de generación (MWh)	ENS total (MWh)
1994	10.100	403	10.503
1995	14.900	585	15.485
1996	2.200	130	2.330
1997	8.012	312	8.324
1998	1.842	234	2.076
1999	6.275	1.188	7.463
2000	16.151	133	16.284

Comparando la ENS (MWh) del año 2000 respecto del año 1999 se observa una disminución importante en la ENS de generación y un aumento considerable en ENS por fallas en transporte. Del total de fallas en transporte (16.151 MWh) 1.467 MWh corresponden a atentados y 4.576 MWh a tornados. En consecuencia se disminuiría a 10.108 MWh la ENS por fallas debido al transporte.

Las fallas por atentados ocurrieron el 20/07/00 en la línea B. Blanca-Olavarría 1 y 2 y el 05/09/00 en la línea Henderson-Ezeiza 1 y 2.

Las fallas por tornados ocurrieron el 21/10/00 en la línea Puelches-Henderson 1 y 2/ Henderson-Ezeiza 1 y 2 y el 26/12/00 en la línea Bahía Blanca-Choele Choel 1 y 2.

En consecuencia debido a los atentados y a los tornados, los valores de ENS durante el año 2000 fueron muy superiores a la ENS en transporte del año 1999.

De cualquier manera, la ENS real de 10.108 MWh también fue superior a la ENS que hubo en transporte para el año 1999 (6.275 MWh). Las causas de este aumento fueron las fallas locales y generales simples.

Habida cuenta que el segundo semestre del año 2000 se caracterizó por ser un período hidrológicamente rico, determinó una mayor incidencia de la ENS por problemas de transporte. CAMMESA en sus simulaciones había previsto mayores fallas en transporte por esta causa.

Dado que en la última simulación, CAMMESA había previsto para el año 2000 una (1) falla por año por cada Ciclo Combinado de acuerdo a la experiencia recogida en el año 1999, parece conveniente establecer una previsión menor como producto de la performance alcanzada por este equipamiento durante el año 2000.

V. DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

V.1. INTRODUCCION

La estrategia de expansión adoptada por el sector eléctrico, sobre la base de la incorporación de ciclos combinados de alto rendimiento, significa una profunda interacción con la industria del gas natural. En consecuencia, la sustentabilidad de la trayectoria prevista por la oferta eléctrica está íntimamente relacionada con la evolución que experimente el sector de gas natural.

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

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

La integración energética regional en torno del gas natural presenta en estos momentos un importante potencial de incremento, ya que el gas argentino se está exportando a Chile, Uruguay y Brasil con posibilidades de aumentar los volúmenes actuales.

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.

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.

V.2 ANALISIS DEL ABASTECIMIENTO INTERNO DE GAS NATURAL

V.2.1. Evolución histórica de la demanda

La evolución de la demanda doméstica es presentada en el cuadro siguiente.

EVOLUCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

Millones de m³ de 9.300 kcal

SECTOR	1980	1990	1995	1998	1999	2000 (estim.)
RESIDENCIAL (1)	2.158	4.346	5.864	5.993	6.673	7.092
COMERCIAL (2)	718	1.575	1.422	1.399	1.517	1.580
INDUSTRIAL (3)	4.054	6.114	9.112	9.910	9.777	9.954
USINAS (4)	2.353	5.319	5.912	8.515	10.667	10.585
TRANSPORTE (5)		218	1.007	1.412	1.509	1.672
TOTAL	9.283	17.572	23.317	27.228	30.144	30.883

(1) Residencial y 40% de Subdistribuidoras (SDB)

(2) Comercial, Entes Oficiales y 60% de SDB

(3) Industrial, Autoproducción y Petroquímica

(4) Servicio Público (MEM, MEMSP y Resto)

(5) GNC

Fuente: ENARGAS

PARTICIPACION SECTORIAL

En %

SECTOR	1980	1990	1995	1998	1999	2000 (estim.)
RESIDENCIAL	23,2	24,7	25,1	22,0	22,1	23,0
COMERCIAL	7,7	9,0	6,1	5,1	5,1	5,1
INDUSTRIAL	43,7	34,8	39,1	36,4	32,4	32,2
USINAS	25,3	30,3	25,4	31,3	35,4	34,3
TRANSPORTE		1,2	4,3	5,2	5,0	5,4
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

TASAS MEDIAS ANUALES DE CRECIMIENTO

En %

SECTOR	1980/1990	1990/1995	1995/1999	1980/1999
RESIDENCIAL	7,3	6,2	3,3	6,1
COMERCIAL	8,2	-2,0	1,6	4,0
INDUSTRIAL	4,2	8,3	1,8	4,7
USINAS	8,5	2,1	15,9	8,3
TRANSPORTE (1)		35,8	10,6	24,0
TOTAL	6,6	5,8	6,6	6,4

(1) La última columna corresponde al período 1990-1999

En el año 1999 el consumo interno de gas natural fue 30.144 MMm³, y el estimado del año 2000, de acuerdo a valores provisorios del ENARGAS, alcanzó a 30.883 MMm³. Si se considera el período 1980-1999, 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 registra, entre 1980 y 1999, un menor peso relativo en el consumo total, decreciendo su participación del 43,7% al 32,4 %. La tasa de crecimiento de este sector a lo largo del período fue de 4,7%. En cambio la participación de la demanda de centrales eléctricas aumenta del 25,3% al 35,4%, lo cual implica una tasa de crecimiento anual en el consumo del 8,3%.

A su vez, la demanda del sector transporte está creciendo en forma considerable. Si se considera el período 1990-1999, la tasa de crecimiento de este sector alcanza a 24,0%.

Por otra parte, la evolución de la cantidad de usuarios es la siguiente:

EVOLUCION DE LA CANTIDAD DE USUARIOS DE GAS NATURAL (*)

En Miles

SECTOR	1980	1990	1993	1998	1999	2000 (estim.)
RESIDENCIAL	2.330,3	4.040,3	4.522,4	5.340,4	5.504,9	5.639,0
COMERCIAL Y PUBLICO (1)	90,4	156,7	194,8	226,4	234,3	236,6
INDUSTRIAL (2)	16,7	24,3	22,2	29,2	25,2	24,9
TRANSPORTE		0,1	0,4	0,7	0,8	0,9
TOTAL	2.437,4	4.221,4	4.739,8	5.596,7	5.765,3	5.901,4

(*) Corresponde a los usuarios por Area de Distribución

(1) Comercial, Entes Oficiales

(2) Industrial, Autoproducción y Petroquímica

Fuente: ENARGAS

Básicamente, la mayor parte de los usuarios son residenciales. En el año 1980 la población abastecida era alrededor del 35%, mientras que en 1999 supera el 60%. (Índice considerando una familia tipo de 4 integrantes).

V.2.2. Balances de Gas Natural en los últimos años

A continuación se presenta el abastecimiento de gas natural en los últimos años en términos de los Balances en el segmento de la producción, transporte y distribución.

Durante el período 1993/1999, la producción de gas natural se incrementa en 7,85% a.a. Debe advertirse que en el año 1997 se registran los primeros flujos de exportación a Chile, desde las cuencas Austral y Neuquina, que en 1998 y 1999 se incrementan fuertemente debido, principalmente, a mayores flujos desde cuenca Neuquina (gasoducto Gasandes).

BALANCE DE PRODUCCION DE GAS NATURAL (1)

En MM m³

FUENTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 (estim)
PRODUCCION	26.662	27.697	30.441	34.650	37.074	38.630	42.420	44.870
IMPORTACION (2)	1.883	2.423	2.288	2.198	1.804	1.805	468	17
OFERTA TOTAL	28.545	30.120	32.729	36.848	38.878	40.436	42.888	44.887
CONSUMO EN YACIMIENTO	1.617	1.719	1.851	2.444	2.866	3.223	3.453	3.594
INYECCION A FORMACION	975	602	1.237	2.543	4.452	4.252	2.986	2.565
RETENIDO EN PLANTA	314	368	259	248	350	306	524	678
GAS AVENTADO	2.737	3.362	3.166	3.381	1.959	1.252	904	621
ENTR. AL MDO. INTERNO	22.902	24.069	26.216	28.232	28.583	29.485	31.696	32.786
EXPORTACION	0	0	0	0	669	1.918	3.325	4.643

(1) Volúmenes de poder calorífico correspondiente a cada fuente

(2) En Diciembre 2000 se corrigió toda la serie, agregando la importación Bermejo-Ramos desde Bolivia

Fuente: Elaboración con datos del Area de Combustibles, SEyM

La importación de gas desde Bolivia a través de Yacuiba se interrumpió a partir de septiembre de 1999, conforme a lo acordado entre YPF e YPFB, dado que en julio de este año, Bolivia inició la exportación de Brasil por el gasoducto Santa Cruz – San Pablo.

Otro aspecto a resaltar es la drástica reducción del venteo de gas registrada a partir de 1997, que pasó del 10% de la producción en 1996 al 3% en 1998 y 2,1% en 1999 (valores promedios de todas las cuencas), como consecuencia de la vigencia de la Resolución ex-SE 143/98.

Como puede observarse en el cuadro siguiente, la estructura de producción por cuenca señala la importancia relativa de la cuenca Neuquina en el abastecimiento de la demanda.

PRODUCCION DE GAS NATURAL POR CUENCA - EN MMm3 - (1)

CUENCA	1998	%	1999	%	2000 (prov.)	%
AUSTRAL	8.003	20,7	8.416	19,8	9.041	20,1
CUYANA	91	0,2	80	0,2	76	0,2
GOLFO SAN JORGE	2.671	6,9	2.490	5,9	2.816	6,3
NEUQUINA	22.368	57,9	25.147	59,3	25.840	57,6
NOROESTE	5.497	14,2	6.287	14,8	7.097	15,8
TOTAL	38.630	100,0	42.420	100,0	44.870	100,0

(1) Neta de Inyección a Formación

Fuente: Area de Combustibles, SEyM

A continuación se presenta la evolución del Balance del Sistema de Transporte y Distribución, para el período 1993 – 1999.

BALANCE DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

En MM m³ de 9.300 kcal

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Gas Inyectado al Sistema de Transporte	23.459	23.445	25.187	26.657	27.508	29.048	32.654
Consumo de Usinas en boca de pozo		512	1.228	1.872	1.407	1.623	1.642
TOTAL	23.459	23.957	26.415	28.529	28.915	30.671	34.296
Reinyección a Formación	146	28	295	635	492	441	350
Consumo de Combustible Sist. Tpte.	739	719	821	905	883	929	991
Pérdidas y GNNC Sist. Tpte.	374	372	263	273	296	324	200
Variación de Existencia Sist. Tpte.	3	1	11	1	7	5	39
Gas Utiliz. Operac. y GNNC Sist. Dist.	395	300	458	287	288	335	331
Entregas al Mercado Interno	21.828	22.665	24.538	26.348	26.898	27.221	30.145
Entregas al Mercado Externo					149	1.236	2.033
Ajuste por Diferencias	-26	-128	29	80	-98	178	208

Fuente: Informe ENARGAS 1999

V.2.3. Capacidad de Transporte

En 1999 la capacidad del sistema de transporte se amplió en 5,9 MM m³/día respecto a 1998, alcanzando la capacidad total de transporte 112 MM m³/día, incluyendo gasoductos regionales de transporte y gasoductos de exportación. En 1992 la capacidad era de 74,7 MM m³/día, es decir, se incrementó 37,3 MM m³/día. Estas ampliaciones significaron una inversión acumulada por parte de las transportistas superior a los 1.300 MM de pesos⁸.

En el siguiente cuadro se incluyen las previsiones de expansiones de capacidad para 2000 y el detalle de las capacidades de los gasoductos de las transportistas TGN y TGS.

CAPACIDAD NOMINAL SISTEMA DE TRANSPORTE (1)

TGN y TGS al 31/12/99

MM m³/día

GASODUCTO		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 (2)
NORTE	C. Durán - S. Jerónimo	13,4	13,4	14,6	16,9	17,1	17,1	19,9	22,4
CENTRO- OESTE	L.de la Lata – S. Jerónimo	11,2	14,8	15,7	16,3	20,2	25,4	27,8	31,9
NEUBA I	Sierra Barrosa – Cerri	11,0	11,2	11,2	13,5	13,5	13,5	13,5	13,6
NEUBA II	Loma de la Lata – Cerri	18,5	26,0	26,6	26,6	27,6	27,6	27,6	27,6
SAN MARTIN	San Sebastián – Cerri	15,4	15,8	16,9	16,9	16,9	17,3	18,0	18,0
TOTAL		69,5	81,2	85,0	90,2	95,3	100,9	106,8	113,5

(1) No incluye consumos en boca de pozo. Gto. Neuba I incluye capacidad de reinyección a pozos declinados que se utilizan como reservorios de gas. Volúmenes de gas de poder calorífico correspondiente a cada fuente.

(2) Ampliación proyectada

Fuente: ENARGAS

⁸ ENARGAS – Informe Anual 1999

Gasoductos e instalaciones asociadas a los proyectos del año 2000:

Transportadora de Gas del Norte

Gasoducto Norte: construcción de una nueva planta compresora en la localidad de Pichanal y un tramo de gasoducto paralelo de 24" de diámetro en la succión de dicha planta de aproximadamente 14 km.

Gasoducto Centro Oeste: desvinculación del troncal y el paralelo desde Loma La Lata hasta la planta compresora La Mora, de manera de trabajar a presiones (60 kg/cm² Troncal y 70 kg/cm² Loop).

Construcción de 318,5 km de loop (254,2 km de 30" y 64,3 km de 24"), construcción de un segundo colector en Puelén y en La Mora, cambio de internos en estas mismas plantas y desarrollo de un procedimiento detallado para realizar el aumento de presión de 60 a 70 kg/cm² compatible con la normativa vigente.

Se completa el proyecto con la colocación de una máquina de 8.900 HP en La Carlota y la construcción de una nueva planta compresora de 15.000 HP en la localidad de Gral. Baldissera, en la Provincia de Córdoba.

Transportadora de Gas del Sur

Gasoducto San Martín: el volumen de obra necesario para cumplir con los compromisos para el año 2000 fue adelantado en el período 1999, con el objeto de obtener economías en la contratación de las obras. La Transportista no ha realizado, hasta el momento, nuevos concursos para sondear la demanda de transporte insatisfecha.

V.2.4. Financiación de la expansión del sistema de transporte de gas natural

Al privatizarse el sector de transporte y distribución de gas en diciembre de 1992, se adoptó como criterio general para determinar las tarifas de transporte, el costo incremental de largo plazo.

Dicho costo incremental fue estimado, para los sistemas de transporte que unen Neuquén con Buenos Aires, como el costo de construir un nuevo gasoducto que vincule ambos puntos en línea recta.

A tal efecto se estimaron las tarifas correspondientes a dos gasoductos ideales de 36 y 30 pulgadas respectivamente, que conectaban en línea recta la Cuenca Neuquina y Buenos Aires (829 km).

En base a estos valores se calcularon las tarifas de transporte del gasoducto Norte y del Centro-Oeste. Se adoptó como valor de referencia 6 centavos cada mil pies cúbicos cada 100 millas, o alternativamente US\$ 131 cada 1.000 m³ cada 100 km.

El costo de transporte incluye las tarifas y el valor del gas retenido. El costo de transporte del Neuba I y Neuba II se fijó en un valor similar al de Centro-Oeste.

Finalmente, las tarifas del gasoducto Sur surgieron como diferencia entre el valor de sustitución del gas con el fuel oil en Buenos Aires, y el valor de 1,0 US\$/MMBTU, que fue el valor considerado necesario para hacer rentable la explotación en la cuenca Austral.

El Marco Regulatorio actual prevé tres sistemas alternativos de financiación de la expansión no económica del sistema de transporte, esto es aquella que no es factible de realizar con el nivel de las tarifas actuales, a saber:

- Rolled in
- Tarifa incremental
- Tercero interesado

Mientras el rolled in financia la expansión a través de una mayor tarifa aplicable no sólo a las nuevas demandas de transporte, sino también a parte de las existentes, la tarifa incremental hace recaer el financiamiento en los nuevos demandantes de capacidad exclusivamente.

El aporte del tercero interesado es un mecanismo previsto en la Ley 24.076, ampliamente empleado en el financiamiento de redes de distribución, a partir del pago de, por ejemplo, contribuciones por mejoras. Dicho sistema registra menos antecedentes al nivel de transporte, pudiéndose citar el caso del gasoducto Aldea Brasileira – Uruguayana, como un ejemplo significativo.

En el ámbito internacional los criterios mas debatidos son los de rolled in y tarifa incremental.

Por ejemplo, el Organismo Regulador de EE.UU. (FERC) fijó un criterio de aplicación para optar entre rolled in y tarifa incremental bajo la Orden FERC N° PL 94-4-400 del 31/05/95.

En la misma, básicamente, se dispone que dicha Comisión se pronunciaría a favor del método del rolled in cuando el aumento tarifario para los clientes existentes sea igual o menor al 5% y se demuestre beneficios operativos y financieros para el sistema.

En el caso de Argentina, el ENARGAS ha previsto un período para la presentación de solicitudes de expansión de todos los sistema de transporte, considerándose en forma alternativa los sistemas de rolled in y tarifa incremental.

Tomados en forma aislada la tarifa incremental presenta mayores dificultades que el rolled in, toda vez que genera un conjunto diferente de tarifas de transporte, para cargadores que se hayan incorporado en distintas fechas. Asimismo, este sistema no asigna correctamente los beneficios que puedan derivarse para los cargadores existentes de un aumento de la capacidad instalada.

Sin perjuicio de esto, dada la relación que en Argentina guardan los precios en cabecera de gasoducto respecto del valor city gate Buenos Aires, la expansión de un gasoducto basada en el rolled in puede generar alteraciones en el valor city gate Buenos Aires, y a través del mismo, por medio de un mecanismo net back, en los valores en cabecera de gasoducto de aquellos sistemas no afectados por el rolled in. Estas modificaciones de precios derivados del rolled in pueden generar efectos distributivos no deseados entre consumidores y productores de gas.

Atento a estas dificultades pueden analizarse mecanismos mixtos de financiación. En tal sentido, es una falsa dicotomía pensar que existen sólo dos extremos para la financiación, esto es o todo lo pagan los nuevos cargadores (costo incremental), o todo lo pagan todos (rolled in), probablemente puedan encontrarse puntos intermedios entre estos extremos.

Asimismo, un ajuste coordinado de las tarifas de transporte de todos los sistemas a partir, por ejemplo, de una ampliación equilibrada de los mismos, puede evitar los efectos distributivos no deseados del rolled in.

Finalmente, existe la figura del tercero interesado para financiar las obras. En este caso los terceros interesados podrían ser entes públicos y privados, incluyendo dentro de los primeros, por ejemplo, a los gobiernos provinciales de las zonas productoras, ya que con el proyecto los mismos podrían percibir mayores regalías o impuestos, medidos en valor actual.

Todas las consideraciones mencionadas pueden ser de singular trascendencia en proyectos específicos tales como la ampliación del sistema Sur.

V.2.5. Reservas actuales

La Resolución ex-Secretaría de Energía 482/98, define y clasifica los distintos tipos de reservas de acuerdo a las definiciones estandarizadas reconocidas internacionalmente.

La citada Resolución define como Reservas 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 y Minería.

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 probadas más el 50% de las probables, estimadas al 31 de diciembre de 1999 totalizan 877 miles de millones de m³. A continuación se presenta el cuadro de evolución de reservas por cuenca correspondiente a los años 1998 y 1999. 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 – Evolución 1998-1999

En Miles de MM m³

CUENCA	RESERVAS COMPROBADAS 100%		RESERVAS PROBABLES 50%		TOTALES	
	Al 31/12/99	Al 31/12/98	Al 31/12/99	Al 31/12/98	Al 31/12/99	Al 31/12/98
NOROESTE	165,36	153,43	29,68	35,80	195,04	189,23
CUYANA	0,88	0,82	0,07	0,13	0,95	0,95
NEUQUINA	377,12	357,21	48,34	45,69	425,46	402,89
G.SAN JORGE	33,34	17,11	10,43	6,33	43,77	23,44
AUSTRAL	171,44	158,02	40,45	34,75	211,89	192,77
TOTAL PAIS	748,14	686,59	128,98	122,70	877,11	809,28

Fuente: Area de Combustibles

V.3. TENDENCIAS EXPLORATORIAS Y PERSPECTIVAS DE INCORPORACION DE RESERVAS

El número de permisos asignados y en actividad puede considerarse como una medida del interés exploratorio de las empresas en una determinada cuenca, así como de la extensión de los plazos exploratorios y de las expectativas depositadas.

PERMISOS DE EXPLORACION ASIGNADOS Y EN ACTIVIDAD (al 31/12/00)

CUENCAS PRODUCTIVAS	Nº PERMISOS ASIGNADOS DESDE 1992 A LA FECHA	Nº PERMISOS EN ACTIVIDAD
NOROESTE	25	7
CUYANA y BOLSONES	14	4
NEUQUINA	42	32
G. SAN JORGE	13	8
AUSTRAL	11	9
AUSTRAL MARINA	10	8
SUBTOTAL	115 Áreas	68 Áreas
CUENCAS NO PRODUCTIVAS		
NORESTE (Chaco Paranaense)	9	-
COLORADO	2	-
CLAROMECO (On Shore)	4	3
SALADO	2	-
ÑIRIHUAU	1	1
GENERAL LEVALLE	2	-
OTRAS CUENCAS MARINAS	9	5
SUBTOTAL	29	9
TOTAL AREAS	144	77

La mayoría de los permisos de exploración fue otorgada en cuencas productivas, en una relación de 115 áreas contra 29 áreas en las no productivas, la mayoría de las cuales fueron revertidas al Estado Nacional, después de haber realizado las tareas exploratorias comprometidas, sin haber conseguido resultados que hubiesen permitido alentar la continuación de la exploración.

Como ejemplo de lo anteriormente expresado cabe mencionar la cuenca del Noreste, también denominada Chaco Paranaense, donde sobre un total de 9 áreas, no permanece ninguna en actividad. Las áreas Costa Afuera ubicadas en la cuenca del Colorado donde YPF SA se encuentra realizando prospección sísmica hacia la zona del talud continental presentan perspectivas más promisorias desde el punto de vista exploratorio.

La exploración en la Provincia de Buenos Aires en las denominadas Cuencas de Claromecó y del Salado no han resultado hasta el momento con perspectivas alentadoras y en ellas se han perforado varios pozos estériles.

Con respecto a la Cuenca del Ñirihuau, el permiso de exploración otorgado se encuentra en pleno proceso de análisis geológico. La antigua actividad realizada en esta cuenca en los años 80 no arrojó resultados favorables.

De lo expresado anteriormente surge que la actividad exploratoria se seguirá orientando hacia las cuencas productivas, principalmente la Neuquina y la Austral debido a su productividad y sus relativos bajos costos por la profundidad de los reservorios y la infraestructura existente.

En cuanto a la cuenca Noroeste, si bien las perspectivas son favorables en cuanto a su potencialidad gasífera (especialmente en las formaciones paleozoicas de la denominada Cuenca de Tarija), la profundidad de sus yacimientos y dificultades de perforación, así como también el clima tropical con fuertes lluvias y un terreno de difícil transitabilidad, implican costos elevados que hacen arriesgada la exploración para compañías de mediano a pequeño tamaño.

A continuación se presenta un análisis más detallado de las expectativas de prospectividad de las cuencas productivas y su capacidad de incorporación de reservas.

V.3.1. Cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina ha sido la más prolífica y la más perforada con objetivos exploratorios. Cabe señalar que desde 1994 hasta la fecha se han efectuado aproximadamente 373 pozos de exploración, habiéndose realizado 82 descubrimientos significativos para el acrecentamiento de las reservas.

En los últimos años los descubrimientos más importantes en cuanto a resultados obtenidos fueron realizados en las provincias geológicas del Engolfamiento Neuquino (Loma Campana y Los Caldenes en el permiso Sierras Blancas y Aguada de la Arena en el permiso Añelo).

Asimismo se han producido importantes descubrimientos en la denominada Cuña Jurásica (Provincia de Río Negro) en formaciones pertenecientes al Cuyano y Precuyano, como fueron los yacimientos pertenecientes a la concesión Loma Negra.

Un reciente descubrimiento en el permiso CNQ-16/A (Cuenca Neuquina 16/A), arrojó resultados promisorios en dos pozos, con importantes producciones de gas que se encuentran en evaluación y del cual se ha solicitado la correspondiente concesión de explotación denominada "Las Bases", que se encuentra en trámite de otorgamiento a la empresa Chevron San Jorge S.A.

La faja plegada occidental de la Cuenca Neuquina, ha aportado algunos importantes descubrimientos, tales como Chihuido de la Salina en el área CNQ-5 Buta Ranquil y Confluencia Sur y Sierra de Reyes en el Permiso CNQ-26 Confluencia. Sin embargo, en esta zona las estructuras más destacadas han sido perforadas, por lo que no se esperan importantes incorporaciones de hidrocarburos en un futuro cercano.

Puede observarse en el cuadro anterior el interés exploratorio que la cuenca Neuquina ha tenido, ya que sobre un total de 42 permisos de exploración otorgados desde 1992, permanecen actualmente en actividad 32 permisos.

V.3.2. Cuenca Austral

Es una cuenca que ha aportado importantes descubrimientos, donde sobre un total de 70 pozos exploratorios perforados desde 1994 hasta la fecha, fueron realizados 33 descubrimientos de importancia.

Como ejemplo de descubrimientos significativos pueden citarse los yacimientos María Inés y An Aike en el permiso de exploración Santa Cruz II, Campo Indio, Puesto Peter y Bajada Fortaleza en el permiso Santa Cruz I. En la porción Costa Afuera de la cuenca cabe destacar el reciente descubrimiento efectuado en el permiso de exploración CAM-2/A Sur (Cuenca Austral Marina 2/A) que se encuentra en evaluación y los realizados en el permiso CAM-1 (Cuenca Austral Marina) por los pozos Tauro y Sirius, todos estos descubrimientos son de gas y condensado.

Cabe destacar que en la porción offshore se encuentran en trámite de otorgamiento las concesiones de explotación denominadas Octans-Pegaso y Tauro-Sirius, que corresponden a descubrimientos con grandes posibilidades de incorporación de reservas adicionales a las ya declaradas.

Las tendencias exploratorias en esta cuenca se orientan hacia las áreas offshore, donde la producción proviene de las formaciones del Cretácico Inferior (Fm Springhill). En la zona continental, las posibilidades mayores se encuentran en la misma Fm Springhill y en el Terciario Inferior.

En el anterior cuadro se puede observar el interés exploratorio de esta cuenca, ya que se otorgaron desde el año 1992 hasta la fecha 21 permisos de exploración, permaneciendo 17 de ellos en actividad.

V.3.3. Cuenca Noroeste

El Noroeste Argentino está integrado por la cuenca de Tarija y la cuenca Neocretácica. Los mayores descubrimientos se han producido en las formaciones de edad Paleozoica de la cuenca de Tarija (sector Occidental).

Como ejemplo de importantes descubrimientos cabe mencionar Porcelana y Chango Norte en el permiso de exploración Yacimiento Norte I, San Pedrito en la concesión de explotación Acambuco, que producen gas y condensado de la Fm Huamampampa y Ñacatimbay en el permiso de exploración CNO-I Santa Victoria, descubridor de gas de la Fm Las Peñas.

Cabe destacar que esta cuenca tiene un gran desarrollo en la República de Bolivia, siendo las formaciones productivas Devónicas (Huamampampa, Icla y Santa Rosa) las mismas que en nuestro país.

Sobre 30 pozos exploratorios perforados desde 1994 hasta la fecha, se realizaron 13 descubrimientos, siendo 10 de ellos fundamentalmente de gas y condensado.

Las mayores perspectivas en cuanto a incorporación de reservas en el Noroeste Argentino, están en la cuenca de Tarija, en el denominado cinturón plegado subandino, donde yacimientos como Ramos, Aguaragüe, San Antonio Sur y Campo Durán, aportan las mayores reservas de gas y condensado. Asimismo, como ya se ha mencionado, en la zona de Acambuco limítrofe a la República de Bolivia, las empresas YPF S.A. y Pan American Energy S.A. se encuentran desarrollando un agresivo plan de perforaciones profundas y sísmica tridimensional a fin de incorporar nuevas reservas gasíferas.

Una frontera exploratoria en esta cuenca que hasta la fecha no ha sido explorada profundamente por las dificultades topográficas y climáticas es la zona comprendida al Oeste de la Ciudad de Orán (Pcia. de Salta), es decir, desde el límite con Bolivia hacia el Oeste incluyendo la Cordillera Oriental.

Con respecto a la cuenca Neocretácica del Noroeste, que se encuentra en estado maduro de exploración, ha aportado en los últimos años un importante descubrimiento de gas en el yacimiento Valle Morado, que se encuentra en evaluación y del cual se encuentra en trámite de otorgamiento de una concesión de explotación del mismo nombre a la empresa Shell Capsa.

La región más promisoría de esta cuenca parece corresponderse con la que se localiza al noroeste del yacimiento Caimancito, donde los "play" con posibilidades de gas y condensado, tipo Valle Morado, podrían encontrarse a profundidades cercanas a los 6.000 m. Es así que la misma empresa se encuentra perforando en el área del permiso CNO-4 Río Colorado un pozo profundo denominado Zenta el Diez x-1 con objetivo final en la Fm Yacoraite (Neocretácica) a más de 5000 m de profundidad que, de tener éxito, revitalizaría la explotación en esta cuenca.

Debe destacarse que en esta cuenca, que abarca las provincias de Salta, Jujuy y Formosa, desde 1992 se otorgaron 25 permisos de exploración, permaneciendo en actividad 7 de ellos. Los permisos que permanecen en actividad se encuentran en la cuenca de Tarija, en tanto que los otorgados en la cuenca Neocretácica fueron revertidos por no tener éxito la exploración llevada a cabo.

V.3.4. Cuenca Golfo San Jorge

En la cuenca del Golfo San Jorge se han perforado más de 173 pozos exploratorios desde 1994 hasta la fecha, destacándose 40 descubrimientos de relativa importancia, todos ellos fundamentalmente de yacimientos de petróleo, pues se trata de una cuenca esencialmente petrolífera.

En esta cuenca, la producción por pozo promedio estabilizada es muy baja (de 7 a 8 m³/d de petróleo) pero a su favor tiene una logística favorable en cuanto a facilidades de perforación, explotación y transporte.

Ejemplos de descubrimientos en esta cuenca han sido los yacimientos Cerro Piedra-Cerro Guadal otorgado en concesión a YPF S.A. proveniente del permiso de exploración CGSJ-I, y Estancia La Escondida, en el permiso de exploración CGSJ-5 Colhue Huapi, que se encuentran en pleno desarrollo, en el cual se realiza sísmica 3D y se trata de ampliarlo mediante la realización de nuevas perforaciones de exploración.

Es una cuenca que en cuanto a perspectivas exploratorias se encuentra en un estado maduro, sin embargo como objetivo promisorio quedaría la exploración costa afuera. Asimismo, quedan por prospectar innumerables compartimentos a escala de bloque, que fueron detectados mediante la utilización de Sísmica Tridimensional, en áreas interyacimientos.

Cabe destacar que los hallazgos principales fueron producidos en el Sector Suroccidental de la cuenca, que permiten vislumbrar para el complejo Aguada Bandera – Bajo Barreal una exploración de mediano riesgo.

El sector Off Shore de esta cuenca es perfectamente conocido en cuanto a su sistema petrolero, que es similar al continental, sin embargo en su explotación conspira hasta la fecha un balance costo-beneficio que ha impedido su explotación en forma económica.

La cuenca del Golfo de San Jorge ha tenido, desde 1992, 13 permisos de exploración, permaneciendo en actividad 8 de ellos.

V.3.5. Cuenca Cuyana

Se trata de la cuenca productiva con menores perspectivas desde el punto de vista exploratorio; es fundamentalmente productora de petróleo, en ella se han perforado 18 pozos de exploración desde el año 1994 hasta la fecha, habiendo sido productivos 2 de ellos. Los principales objetivos se encuentran en las Formaciones Potrerillos y Río Blanco.

En esta cuenca fueron otorgados desde 1992, 14 permisos de exploración, permaneciendo en actividad solamente 4 de ellos, no teniendo éxitos significativos en cuanto a descubrimientos.

V.3.6. Reservas a Incorporar

Sobre la base de los descubrimientos exploratorios efectuados en los últimos años, en las cinco cuencas que hasta la fecha han resultado económicamente productivas de hidrocarburos, sujeto al desarrollo del mercado y a la evolución del precio del gas en boca de pozo, puede concluirse que:

- a) Sólo tres de las cinco cuencas productivas exhiben potencialidad en cuanto a incorporaciones futuras de reservas de gas: Noroeste, Neuquina y Austral.
- b) se estima incorporar hasta el año 2010 un volumen de reservas comprobadas de gas de 500 MMM m³, aproximadamente, correspondiendo a Cuenca Noroeste 150 MMM m³, Cuenca Neuquina 200 MMM m³, y cuenca Austral 150 MMM m³.
- c) El total de las reservas a considerar en el cálculo prospectivo es Volumen de Reservas Comprobadas actuales + 50% del Volumen de Reservas Probables actuales + 100% de las Reservas estimadas de incorporar desde 1999 hasta el año 2010, o sea:

$$VT = VRC + 50\% VRPb + 100\% I$$

$$VT = (748 + 129 + 500) 10^9 \text{ m}^3 = 1.377 10^9 \text{ m}^3$$

INCORPORACION DE RESERVAS DE GAS NATURAL

En Miles de MMm³

CUENCA	Reservas Comprobadas 100%	Reservas Probables 50%	Reservas a Incorporar (*)	Totales
NOROESTE	165,36	29,68	150	345,04
CUYANA	0,88	0,07	0	0,95
NEUQUINA	377,12	48,34	200	625,46
G. SAN JORGE	33,34	10,43	0	43,77
AUSTRAL	171,44	40,45	150	361,89
TOTAL PAIS	748,14	128,98	500	1.377,12

(*) las Reservas a Incorporar surgen del conocimiento actual de los recursos

Fuente: Area de Combustibles

V.3.7. Incentivos

En cuanto a incentivos, regímenes especiales, regímenes de promoción, etc., diversos serían los mecanismos y/o modificaciones que podrían introducirse al actual marco reglamentario que rige el otorgamiento de permisos de exploración.

Sin duda, el territorio argentino tanto terrestre como su plataforma continental se encuentra “subexplorado”, y más aún en las denominadas cuencas no productivas, donde se debe considerar el alto grado de riesgo exploratorio que existe, situación ésta que conlleva a la necesidad de considerar la implementación de incentivos para impulsar su exploración.

En este aspecto, el reconocimiento de algún tipo de beneficio para quienes previamente realicen reconocimientos superficiales, por ejemplo facilitar el acceso a las áreas adyacentes en caso de continuidad geológica y la adecuación de cánones, serían parte de incentivos o modificaciones del marco reglamentario, de características técnicas.

Por otra parte, el alto riesgo geológico también indica la necesidad de incorporar factores económicos y/o variables con esas características, como es el caso de las regalías.

En el actual contexto institucional, son las provincias en cuyos territorios se pretenda incentivar la exploración de hidrocarburos, quienes deben decidir la aplicación de medidas con esa finalidad.

Se ha elaborado en el ámbito de esta Secretaría un proyecto de Ley creando un régimen de incentivos a la exploración de hidrocarburos que contempla los aspectos descriptos. Dicho proyecto se encuentra en análisis en el Ministerio de Economía.

V.3.8. Reservas de hidrocarburos en la Región

En el siguiente cuadro se presentan las reservas comprobadas de petróleo y gas natural para los países de Sudamérica, con la consideración de Trinidad Tobago, con su evolución entre el 31/12/98 y 31/12/99.

El país que presenta los volúmenes más significativos de reservas de hidrocarburos y las mejores perspectivas para un futuro mediano es Venezuela, con un 68% de las reservas de petróleo y un 60% de las reservas de gas de la región. El problema que exhiben las mismas es la gran distancia que las separa de los centros de producción y los mercados del centro – este del continente.

RESERVAS COMPROBADAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN LA REGION

PAIS	PETROLEO MMm ³		DIFERENCIA	GAS NATURAL MMMm ³		DIFERENCIA
	1999	1998	%	1999	1998	%
ARGENTINA	488,3	437,8	11,5	748,13	686,57	9,0
BOLIVIA	24,2	24,1	0,1	(*) 515,07	149,54	4,1
BRASIL	1.295,7	1.168,5	10,9	231,23	225,94	2,3
CHILE	13,0	12,4	5,1	90,61	76,46	18,5
COLOMBIA	363,9	394,0	-7,6	188,05	196,18	-4,1
ECUADOR	483,3	411,8	17,4	109,02	104,77	4,1
PERU	656,9	149,0	340,8	249,74	249,74	0,0
VENEZUELA	7.481,4	7.575,4	-1,2	4.127,55	4.150,49	-0,6
TRIN.TOBAGO	109,0	96,2	13,4	604,57	559,82	8,0
OTROS	23,0	20,1	14,1	0,43	0,18	141,9
TOTAL	10.938,7	10.289,3	6,3	6.864,4	6.399,7	1,6

Fuente: Recopilación de la publicación World Oil, agosto 2000. Valores 1998 actualizados.

Nota: Para el caso de Argentina se corrigió el valor correspondiente a 1999 con los datos actuales.

(*) Para el caso de Bolivia se corrigieron los valores de 1999 según datos oficiales recibidos de YPFB

Sin duda, Brasil posee un sector de consumo de gas con gran potencialidad. Si bien hasta el momento presenta un alto nivel de reservas, alcanzando en 1999 a 231,2 millones de m³, con una relación reserva/producción de 23 años, si se tiene en cuenta que la demanda podría alcanzar 120 millones de m³ día en el 2010 (alrededor del 10% de la oferta de energía primaria) de acuerdo a las metas planteadas por el gobierno, estas expectativas de consumo lo hacen un país potencialmente importador.

Dada la situación de cercanía geográfica de Argentina y Bolivia respecto de los grandes centros de consumo de Brasil tales como Porto Alegre, San Pablo e incluso Río de Janeiro, estos países se encuentran en las mejores condiciones para abastecer de gas a estos mercados, en la medida que el precio resulte competitivo.

Por otro lado, son países que cuentan en la actualidad con reservas suficientes y buenas perspectivas inmediatas y mediatas de hallazgos de reservorios gasíferos en sus cuencas productivas, de manera de sostener la dotación de gas, por lo menos con seguridad, por veinte años.

Bolivia tiene un elevado nivel de reservas comparativamente con su consumo (que no superaría en el corto plazo más de un millón de m³/día) y tiene una relación reservas/producción actual muy elevada. Sin embargo, si se tiene en cuenta que en el mediano plazo deberá inyectar al menos 16 millones de m³/día, la relación R/P cambiaría sustancialmente.

Países como Paraguay y Uruguay, que hasta el momento carecen de reservas de gas, se verán beneficiados con la expansión del mercado gasífero regional, ya que accederán a los gasoductos que vincularán los centros de producción con los centros de consumo.

Países ubicados en la costa del Pacífico, como Perú, Ecuador y Colombia, por ahora carecen de reservas o infraestructura suficientes como para plantear un aporte importante de volúmenes de gas para la exportación a Brasil en forma inmediata. Al respecto se estima que Perú, de resultar conveniente técnica y económicamente el estudio y desarrollo del área de Camisea, ubicado en plena zona montañosa y selvática del noroeste del país, en un futuro mediano tendría posibilidades de unirse al sistema interconectado de gasoductos, que se prevé en el futuro, entre la mayoría de los países sudamericanos.

V.3.9. Integración de las Reservas de Argentina y Bolivia

En los últimos años, las empresas petroleras que operan en Argentina han realizado fuertes inversiones en la búsqueda de hidrocarburos en Bolivia. Esto obedece, fundamentalmente, a la proximidad de la cuenca de Tarija con la cuenca Noroeste de Argentina, que es una gran productora de gas y condensado y se extiende en territorio boliviano, en la denominada Faja Plegada Subandina, con las mismas características geológicas que presenta en el Noroeste argentino. Las principales formaciones productoras son Huamampampa, Icla y Santa Rosa, de edad Devónica.

La mayoría de las empresas que operan en el Noroeste argentino, también están presentes en Bolivia, merced al conocimiento de la geología de la cuenca Noroeste y a la decisión estratégica de posicionarse en la adquisición de reservas gasíferas con vistas a las exportaciones a Brasil.

En este sentido, constituye un ejemplo de lo anterior la exportación que se prevé iniciar en el primer semestre de 2001 con destino a una central térmica en Cuiabá (Brasil). Para ello, se utilizará del lado boliviano, revirtiendo el flujo, el gasoducto existente que vincula Santa Cruz (Bolivia) con Yacuiba (Argentina) y del lado argentino la continuación del ducto anteriormente mencionado será desactivada y se construirá un nuevo gasoducto desde Campo Durán (Argentina) hasta la quebrada internacional en donde se unirá al anterior. Por el ducto que se utiliza desde el lado de Bolivia, Argentina ha estado importando gas de dicho país desde 1972, pero en septiembre de 1999, según lo convenido previamente por las partes, se suspendió la importación a través de éste, ya que en julio de 1999 se inició la exportación de Bolivia a Brasil, quedando solamente la importación por Bermejo.

Con el objeto de utilizar al máximo la capacidad de refinación de la refinería Campo Durán, se prevé iniciar en el año 2001 la construcción de un gasoducto desde el área Madrejones (Bolivia) hasta Campo Durán, por el cual se importará el gas rico de yacimiento, que se procesará en Campo Durán donde se extraerán los condensables y se entregará el gas residual en la cabecera de Transportadora de Gas del Norte S.A. El volumen previsto transportar es del orden de 2,5 MMm³/día.

Recientemente se realizaron importantes descubrimientos de gas natural en la cuenca de Tarija. Los yacimientos descubiertos en Bolivia son una continuación de la alineación estructural de los campos argentinos de Ramos, San Pedro, Acambuco, y Macueta que en Bolivia conforman el alineamiento estructural de San Alberto, Itau, San Antonio y Margarita.

El resultado obtenido en materia de descubrimientos de reservas hidrocarburíferas en Bolivia, asegura el cumplimiento de los contratos de exportación asociados al gasoducto Bolivia – Brasil, y permiten satisfacer con comodidad los requerimientos futuros, hasta completar la capacidad prevista del gasoducto de 30 MM m³/día.

Según YPFB, el mercado brasileño se está desarrollando lentamente, pero a partir de los dos próximos años la demanda se incrementará de manera sustancial hasta llegar a completar el requerimiento de 30 MM m³/día en el mediano plazo. Se espera que la gran demanda de las plantas termoeléctricas previstas para estos próximos años, sea el determinante del crecimiento del mercado del gas que permitirá, con las nuevas reservas de gas descubiertas, incrementar los 30 MM m³/día en por lo menos un 50%. Si las reservas continúan incrementándose, tal como parece que sucederá, YPFB podrá profundizar su participación en el mercado regional, fundamentalmente en Brasil, habida cuenta su cercanía a ese gran mercado, sus costos de desarrollo relativamente bajos y un mercado interno poco desarrollado, si se lo compara con el mercado doméstico de Argentina.

V.4. PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

V.4.1. Demanda doméstica

Las proyecciones de la demanda de gas sectorial se desagregan en 9 regiones, conforme la agrupación de las zonas tarifarias en que se encuentra dividido el mercado del gas en Argentina (incluida la llamada novena región del NEA). Además, se consideran, a los fines de la proyección, los crecimientos históricos registrados y los supuestos adoptados para los mercados más importantes.

Se consideró el escenario medio de crecimiento económico, medido por la evolución prevista para el PBI.

El incremento de la demanda interna firme de gas que resulta es 3,4% a.a. para el período de análisis 1999-2010. Esta demanda firme incluye los sectores Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte (GNC).

Se prevé un crecimiento de la demanda del sector Residencial del 3,2% a.a. Suponiendo un consumo por usuario residencial levemente creciente, la porción de viviendas abastecidas ascenderá del 60% actual a más del 70%.

La demanda prevista para el sector Industrial presenta un crecimiento de 3,0% a.a. entre 1999 y 2010.

Para el período 1999-2010, se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas⁹, se incremente a un ritmo de 3,7% a.a. Hacia fines del período, la demanda de centrales y de transporte crecería 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 Medio, la participación del consumo de centrales en el total es creciente, alcanzando en el año 2010 el 37,9% del consumo total.

⁹ La demanda de usinas considerada surge de los resultados obtenidos de las corridas, bajo condiciones hidrológicas medias, y se presenta a los fines de conformar una proyección de demanda total de gas.

En el siguiente cuadro se presentan las proyecciones sectoriales de la demanda de gas.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES

MM m³ de 9.300 kcal

SECTOR	1999	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	6.673	7.092	7728	8.208	9.459
COMERCIAL	1.517	1.580	1.733	1.832	2.118
INDUSTRIAL (1)	9.777	9.954	10.732	11.417	13.567
USINAS (2)	10.667	10.585	11.635	14.559	17.122
TRANSPORTE	1.509	1.672	1.961	2.202	2.873
TOTAL	30.144	30.883	33.788	38.218	45.139

(1) Incluye consumo de Cerri

(2) Requerimientos de gas obtenidos del Escenario Medio
2000-2010: Hidrología media

TASAS MEDIAS ANUALES DE CRECIMIENTO

En %

SECTOR	1999/2000	2000/2003	2003/2005	2005/2010	1999/2010
RESIDENCIAL	6,3	2,9	3,1	2,9	3,2
COMERCIAL	4,1	3,1	2,8	2,9	3,1
INDUSTRIAL	1,8	2,5	3,1	3,5	3,0
USINAS	-0,8	3,2	11,9	3,3	4,4
TRANSPORTE	10,8	5,5	6,0	5,5	6,0
TOTAL	2,5	3,0	6,4	3,4	3,7

PARTICIPACION SECTORIAL

En %

SECTOR	1999	2000	2003	2005	2010
RESIDENCIAL	22,1	23,0	22,9	21,5	21,0
COMERCIAL	5,0	5,1	5,1	4,8	4,7
INDUSTRIAL	32,4	32,2	31,8	29,9	30,1
USINAS	35,4	34,3	34,4	38,1	37,9
TRANSPORTE	5,0	5,4	5,8	5,8	6,4
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

En los siguientes cuadros, se presenta la proyección de la demanda de gas por región de distribución y año de corte.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR REGION

MM m³ de 9.300 kcal

REGION	1999	2000	2003	2005	2010
Buenos Aires Norte	3.128	3.372	3.699	3.964	4.721
Metropolitana	6.787	7.449	8.644	9.205	11.827
Centro	1.686	1.788	1.417	1.651	2.034
Litoral	3.244	3.221	4.007	4.172	4.786
Noroeste	2.803	2.526	4.487	6.415	6.628
Cuyana	1.814	1.824	2.042	2.104	2.657
Pampeana	5.320	5.335	4.768	5.085	6.126
Sur	5.346	5.323	4.624	5.483	6.101
NEA	16	45	100	138	260
Total	30.144	30.883	33.788	38.217	45.139

PARTICIPACION REGIONAL

En %

REGION	1999	2000	2003	2005	2010
Buenos Aires Norte	10,4	10,9	10,9	10,4	10,5
Metropolitana	22,5	24,1	25,6	24,1	26,2
Centro	5,6	5,8	4,2	4,3	4,5
Litoral	10,8	10,4	11,9	10,9	10,6
Noroeste	9,3	8,2	13,3	16,8	14,7
Cuyana	6,0	5,9	6,0	5,5	5,9
Pampeana	17,7	17,3	14,1	13,3	13,6
Sur	17,7	17,2	13,7	14,3	13,5
NEA	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONAL

En %

REGION	1999-2000	2000-2003	2003-2005	2005-2010	1999-2010
Buenos Aires Norte	5,0	3,1	3,5	3,6	3,8
Metropolitana	13,0	5,1	3,2	5,1	5,2
Centro	7,7	-7,5	7,9	4,3	1,7
Litoral	-3,0	7,6	2,0	2,8	3,6
Noroeste	-8,6	21,1	19,6	0,7	8,1
Cuyana	2,3	3,8	1,5	4,8	3,5
Pampeana	-3,3	-3,7	3,3	3,8	1,3
Sur	0,5	-4,6	8,9	2,2	1,2
NEA	157,7	30,7	17,4	13,6	28,5
Total	2,5	3,0	6,4	3,4	3,7

V.4.2. Exportaciones

La Secretaría de Energía y Minería dictó la Resolución N° 131 del 9 de febrero de 2001, por la cual se establece un procedimiento de aprobación automática de solicitudes de exportación de gas natural en el supuesto que se verifiquen las condiciones técnicas especificadas en la misma. Además, las empresas solicitantes deberán acreditar la solicitud de compra externa (mediante presentación de un contrato o carta de intención) y la correspondiente certificación de reservas disponibles para la exportación que cubra el volumen total a exportar durante el plazo del contrato.

Las condiciones que deben cumplirse son las siguientes:

- a) El índice de reposición de las reservas de gas natural, debe ser mayor o igual a CERO (0), calculado de la siguiente manera:

$$IR = R_f - R_i$$

Donde:

IR = Índice de reposición de reservas de gas natural vigente al momento de presentación de la autorización.

R_f = reservas de gas natural totales del país al 31 de diciembre del último año anterior al de la presentación, si la misma se realiza a partir del 1° de junio de cada año o del anteúltimo año anterior, si se realiza antes del 1° de junio de cada año.

R_i = reservas de gas natural totales del país al 31 de diciembre del sexto año anterior al de la presentación, si la misma se realiza a partir del 1° de junio de cada año o del séptimo año anterior, si se realiza antes del 1° de junio de cada año.

- b) La relación entre (i) las reservas de gas natural al 31 de diciembre del año inmediato anterior a la fecha en que se presenten las solicitudes de autorización de exportación y (ii) la producción total de gas natural del país, excluyendo los volúmenes reinyectados en formación, del año inmediato anterior a la fecha en que se presente la solicitud de autorización de exportación, sea igual o mayor a DOCE (12), calculado conforme a las siguientes definiciones:

Para el cómputo de las reservas de gas natural totales se sumarán el CIEN POR CIENTO (100%) de las reservas comprobadas y el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las reservas probables, conforme surge de los valores declarados a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA en cumplimiento de la Resolución ex SE N° 482 de fecha 2 de octubre de 1998, o por las informadas por las empresas operadoras en cumplimiento de la Resolución ex SE N° 319 de fecha 21 de octubre de 1993 con anterioridad al dictado de aquélla.

Cabe señalar que el nuevo procedimiento establecido por esta Resolución sustituye la aplicación de los Capítulos I y II de la Resolución ex-Secretaría de Energía N° 299 del 14 de julio de 1998, en el supuesto que se verifiquen las condiciones técnicas señaladas.

Los proyectos de exportación de gas autorizados y en trámite, a marzo de 2001, se presentan en los cuadros que siguen. Debe destacarse que las exportaciones autorizadas totalizan 32,08 MMm³/día, de los cuales sólo 2,94 MMm³/día destinados a la central de Cuiabá en Brasil y a Montevideo por el gasoducto Cruz del Sur no están aún en operación.

La única autorización pendiente de aprobación es la correspondiente a 3,25 MMm³/día solicitados por Panamerican y Wintershall Energía S.A. con destino a Uruguay, utilizando el gasoducto Cruz del Sur, que ampliaría la autorización por 1,75 MMm³/día ya otorgada a las mismas empresas.

En los dos cuadros siguientes se presentan los valores de proyecciones de exportación por cuenca. El período 1997-2000 corresponde a valores reales informados por las empresas.

Para las proyecciones de los volúmenes a exportar se plantean dos escenarios posibles. En primer lugar, una proyección media donde se consideran los proyectos autorizados y en trámite con un crecimiento acorde a la demanda que abastecen, partiendo en el corto plazo de valores levemente superiores a los actuales, en aquellos casos de autorizaciones en operación. Es decir, se hicieron diferentes supuestos diferenciando si la demanda está destinada a centrales eléctricas u otros sectores, resultando un crecimiento medio.

Como alternativa de máxima, también se consideraron todos los proyectos autorizados y en trámite, pero en este caso se supuso que alcanzan los máximos autorizados entre los años 2002 y 2003.

No se han considerado en este ejercicio volúmenes adicionales a los ya autorizados.

Las posibilidades de incrementar las exportaciones de gas argentino con destino a Brasil dependerán de la evolución de la demanda brasileña (tanto del consumo en centrales eléctricas como el de otros sectores), la producción de gas en Brasil, la evolución del abastecimiento desde Bolivia y, por supuesto, de la política interna de precios para el gas natural establecida en Brasil.

Respecto de la oferta de gas en Brasil y el desarrollo de nuevos yacimientos en dicho país debe tenerse en cuenta que las cuencas sedimentarias en explotación con mayores posibilidades de éxito exploratorio se encuentran en las cercanías del mercado consumidor, por lo tanto le permitiría competir en buenas condiciones económicas respecto del gas proveniente de países como Bolivia y Argentina, habida cuenta del costo de capital que significa el transporte.

AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS OTORGADAS

AUTORIZACION	ORIGEN	FECHA	EMPRESAS	GASODUCTO	DESTINO	PLAZO AÑOS	VOLUMEN TOTAL MM m³	VOL. DIARIO MM m³/día
CUENCA NEUQUINA								
D.Ad. 35/00		3/04/00	YPF S.A. PAN AMERICAN ENERGY	Pacífico	Chile	25	14.090	3,10
Res. SOSP 140/96	Sierra Chata	19/09/96	PET. SANTA FE, STA. FE ENERGY ARG. BHP PET, M. EXPLORATION, CGC, GASSUR	Gasandes	Chile Metrogas, Chilgener	15	13.688	2,50
Res. SEyP 200/97		18/04/97	TOTAL AUSTRAL SA, DEMINEX ARG., BRIDAS AUSTRAL SA	Gasandes	Chile Metrogas	10	10.000	1,85
Res. SE 142/98		20/04/98	YPF SA	Gasandes	Chile, San Isidro	15	9.855	1,80
Res. SE 447/98		11/09/98	PETROURUGUAY SA	C.Oeste/del Litoral	Uruguay, Ancap	10	730	0,20
Res. SE 465/98		25/09/98	YPF SA	C.Oeste/Uruguayana	Brasil, Uruguayana	20	18.300	2,80
Res. SE 353/99	Aguada Pichana San Roque	24/06/99	TOTAL AUSTRAL SA, DEMINEX ARG, PAN AMERICAN ENERGY	Gasandes	Chile, Colbún	15	6.648	1,21
Res. SE 411/99		5/08/99	YPF SA	Gasandes	Chile, Colbún	15	1.622	0,30
Res. SE 167/01		28/02/01	PANAMERICAN E. LLC; WINTERSHALL E.	Cruz del Sur	Uruguay	15	8.268	1,75
TOTAL NEUQUINA							83.200	15,52
CUENCA AUSTRAL								
Decreto 584/95	Tierra del Fuego Magallanes	21/04/95	YPF S.A.; BRIDAS S.A.; BRIDAS AUSTRAL CHAUVCO RESOURCES (T del F) S.A.	Bandurrias	Chile, Methanex II	21	15.330	2,00
Res. SE 144/97	G. San Jorge	03/11/97	YPF SA	El Cóndor-Posesión	Chile, Methanex II	20	15.422	2,00
Res. SE 144/97	Magallanes	03/11/97	SIPETROL SA	Punta Dungeness	Chile, Methanex II	17	4.653	0,75
Res. SE 449/99		30/08/99	SIPETROL ARGENTINA SA	Punta Dungeness	Chile, Methanex III	17	820	0,13
TOTAL AUSTRAL							36.225	4,88
CUENCA NOROESTE								
Res. SE 169/97	Ramos	20/11/97	PLUSPETROL SA, ASTRA SA	Atacama	Chile, Atacama	15	14.509	2,65
Res. SE 296/98	S. Aguaragüe S. Antonio Sur	10/7/98	TECPETROL SA, AMPOLEX SA, CIA. GRAL. COMBUSTIBLES	Norandino	Chile, Edelnor Electroandina	17	22.959	3,70
Res. SE 576/99		28/10/99	YPF SA	Norandino	Chile, Electroand.	17	10.135	1,75
Res. SE 565/99		28/10/99	YPF SA	Norandino	Chile, Edelnor	17	3.723	0,60
Res. SE 629/99		26/11/99	YPF SA	Atacama	Chile, NO Pacif.	15	4.931	0,90
Res. SE 659/99 (*)		03/12/99	YPF SA	Nuevo	Brasil, Cuiabá	19	8.231	1,19
Res. SE 168/00		28/06/00	YPF SA	Atacama	Chile, Edelnor	17	4.931	0,90
TOTAL NOROESTE							55.575	11,69
TOTAL AUTORIZADO							175.001	32,08

AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS EN TRAMITE

	EMPRESAS	GASODUCTO	DESTINO	PLAZO AÑOS	VOLUMEN TOTAL MM m ³	VOL. PROM. DIARIO MM m ³ /día
CUENCA NEUQUINA	PANAMERICAN ENERGY LLC WINTERSHALL ENERGIA SA	Cruz del Sur	Uruguay, Montevideo	15	14.700	3,25
TOTAL EN TRAMITE					14.700	3,25

**PROYECCION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL – Escenario medio (1)
EN MM m3**

AÑO	CUENCA NOROESTE				CUENCA NEUQUINA						CUENCA AUSTRAL	TOTAL
	CHILE		BRASIL	SUBTOTAL	BRASIL	URUGUAY		CHILE		SUBTOTAL	CHILE	
	Atacama	Norandino	Cuiabá		Uruguayana	Montevideo	Paysandú	Gasandes	Pacífico		Methanex	
1997	0	0	0	0	0	0	0	114	0	114	554	669
1998	0	0	0	0	0	0	2	1.176	0	1.178	740	1.918
1999	202	9	0	211	0	0	23	1.970	1	1.994	1.121	3.327
2000	533	210	0	743	171	0	37	1.990	106	2.304	1.592	4.640
2001	779	905	87	1.771	715	96	44	2.015	428	3.298	1.637	6.706
2002	893	1.126	273	2.292	818	306	55	2.090	560	3.828	1.687	7.808
2003	955	1.225	282	2.462	838	461	58	2.223	735	4.315	1.726	8.504
2004	1.137	1.416	303	2.856	869	853	62	2.330	905	5.019	1.729	9.604
2005	1.205	1.495	347	3.046	899	1.040	66	2.424	962	5.391	1.765	10.202
2006	1.214	1.562	355	3.132	920	1.223	66	2.518	1.018	5.745	1.768	10.645
2007	1.267	1.681	368	3.316	920	1.433	66	2.518	1.018	5.955	1.768	11.039
2008	1.283	1.724	368	3.375	950	1.504	66	2.518	1.018	6.057	1.768	11.200
2009	1.283	1.724	373	3.379	950	1.551	66	2.546	1.030	6.143	1.781	11.304
2010	1.299	1.767	381	3.447	950	1.588	66	2.546	1.030	6.180	1.781	11.408

(1) Incluye todos los proyectos de exportación autorizados por la Secretaría de Energía y en trámite de autorización a Diciembre de 2000, con un crecimiento moderado, partiendo de los niveles actuales de los proyectos en operación.

Período 1997-2000: Valores reales

**PROYECCION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL – Escenario alto (1)
EN MM m3**

AÑO	CUENCA NOROESTE				CUENCA NEUQUINA						CUENCA AUSTRAL	TOTAL
	CHILE		BRASIL	SUBTOTAL	BRASIL	URUGUAY		CHILE		SUBTOTAL	CHILE	
	Atacama	Norandino	Cuiabá		Uruguayana	Montevideo	Paysandú	Gasandes	Pacífico		Methanex	
1997	0	0	0	0	0	0	0	114	0	114	554	669
1998	0	0	0	0	0	0	2	1.176	0	1.178	740	1.918
1999	202	9	0	211	0	0	23	1.970	1	1.994	1.121	3.327
2000	533	210	0	743	171	0	37	1.990	106	2.304	1.592	4.640
2001	975	1.325	217	2.516	715	383	44	2.238	905	4.286	1.676	8.478
2002	1.462	1.987	390	3.839	818	1.643	66	2.518	1.018	6.062	1.781	11.683
2003	1.624	2.208	433	4.266	1.022	1.825	73	2.798	1.132	6.850	1.781	12.897
2004	1.624	2.208	433	4.266	1.022	1.825	73	2.798	1.132	6.850	1.781	12.897
2005	1.624	2.208	433	4.266	1.022	1.825	73	2.798	1.132	6.850	1.781	12.897
2006	1.624	2.208	433	4.266	1.022	1.825	73	2.798	1.132	6.850	1.781	12.897
2007	1.624	2.208	433	4.266	1.022	1.825	73	2.798	1.132	6.850	1.781	12.897
2008	1.624	2.208	433	4.266	1.022	1.825	73	2.798	1.132	6.850	1.781	12.897
2009	1.624	2.208	433	4.266	1.022	1.825	73	2.798	1.132	6.850	1.781	12.897
2010	1.624	2.208	433	4.266	1.022	1.825	73	2.798	1.132	6.850	1.781	12.897

(1) Incluye todos los proyectos de exportación autorizados por la Secretaría de Energía y en trámite de autorización a Diciembre de 2000, considerando que se alcanza en cada caso al máximo autorizado entre los años 2002 y 2003.

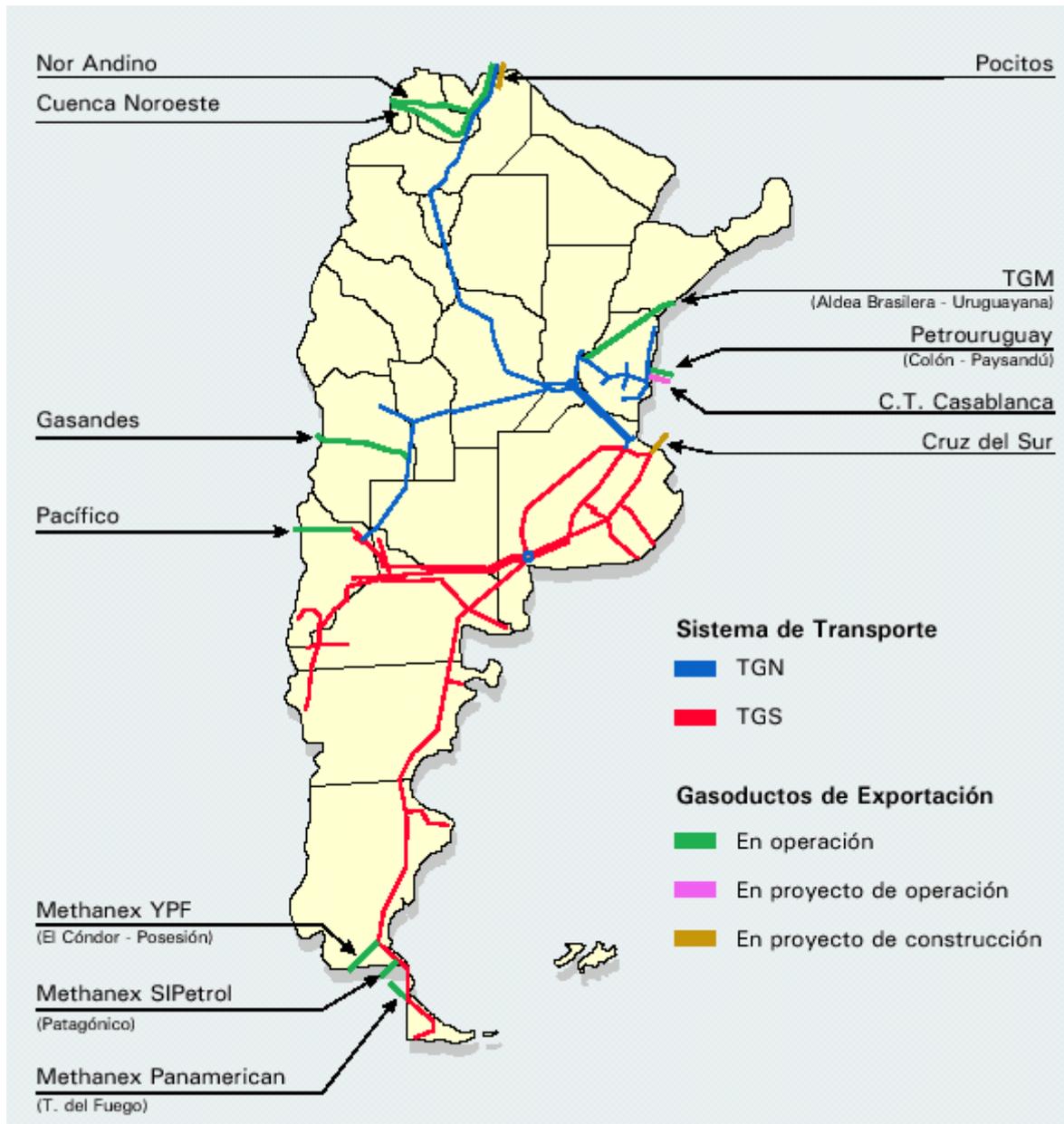
Período 1997-2000: Valores reales

GASODUCTOS DE EXPORTACIÓN – Datos físicos

Gasoducto	Situación	Encuadre Legal	Operador Técnico	Cabecera/Terminal	Diámetro y longitud	MAPO (Kg/cm2 M)	Capacidad (MMm ³ /d)	Vol.máx.día (MMm ³ /d)	Inversión en Arg. (MM U\$S)
NorAndino	Operación Oct-99	Ley 24076	TGN	Gto.Norte Prog.Km.160 / Paso de Jama	20" / 380 km	95	5	1,9	241
C.Noroeste	Operación Jun-99	Ley 17319	CMS Energy	Cnel. Cornejo / Paso de Jama	20" / 531 km	95	9	1,85	230
Gasandes	Operación Jul-97	Ley 24076	TGN	La Mora / Paso del Maipo	24" / 313 km	100	10	8,4	162
Pacífico	Operación Dic-99	Ley 17319	Nova Gas Internac.	Yac. Loma La Lata / Paso Buta Mallín	20" y 24" / 296 km	95	3,5	0,600	150
Methanex YPF	Operación May-99	Ley 17319	Repsol-YPF	El Cóndor / Posesión	12" / 8 km	66,3	2	2	2
Methanex SIP	Operación Ago-99	Ley 17319	SIPetrol	Cabo Vírgenes / Dungeness	8" / 1,2 km	85	1,250	1,245	300
Methanex PAN	Operación Ene-97	Ley 17319	Bridas - SAPIC	San Sebastián / Bandurrias	10" / 48,5 km	95,9	2	2	6,5
Pocitos	Proyecto	Ley 17319	Refinor	Planta Campo Durán / Frontera Argentino-Boliviana	12" / 21 km	72	1,2	-	3,2
TGM	Operación Ago-00	Ley 24076	TGN	Aldea Brasileira / Uruguayana	24" / 450 km	75,5	2,8	0,100	125
Petrouruguay	Operación Oct-98	Ley 24076	TGN	Gto. Entrerriano / Pte. Internac. Gral.Artigas	10" / 15 km	60	1	0,130	4
C.T.Casablanca	Proyecto de operación	Ley 24076	TGN	Gto. Entrerriano / Cruce por debajo del Río Uruguay a R.O.U.	16" / 10,5 km	70	2	0,800	1
Cruz del Sur	Proyecto	Ley 24076	No asignado	Punta Lara / Colonia	24" / 55 km 18" / 38 km	95 40	6	-	40

FUENTE: Informe Trimestral ENARGAS – Diciembre 2000. Volumen VIII, Número 27

La red de gasoductos de exportación considerada se presenta en la siguiente figura:



FUENTE: Informe Trimestral ENARGAS – Diciembre 2000. Volumen VIII, Número 27

VI. PLANTEO DE ESCENARIOS

En este capítulo se presenta un resumen de lo desarrollado en los capítulos previos en cuanto a las hipótesis de evolución de oferta y demanda de los sectores eléctrico y de gas, conformando el escenario probable de funcionamiento del Mercado que se ha considerado para el análisis del período 2001 – 2010.

A partir de este escenario base se han realizado las corridas de simulación mediante el modelo Gaselec, que se describe en el próximo capítulo.

VI.1. SECTOR ELECTRICO

VI.1.1. Demanda Interna

Se adopta el escenario medio de crecimiento, descrito en el capítulo correspondiente a la demanda e identificado como caso B.

Caso medio - Valores en GWh

	MEM	MEMSP
2001	75.407	3.886
2002	78.505	4.333
2003	82.989	4.388
2004	88.111	4.497
2005	93.329	4.610
2006	97.295	4.725
2007	101.440	4.843
2008	105.766	4.964
2009	110.282	5.088
2010	115.001	5.215

VI.1.2. Demanda Externa

Se presenta a continuación la tabla que resume los intercambios planteados con los países vecinos, indicando en cada caso el año de inicio considerado.

Valores en MW

Año	BRASIL	URUGUAY	CHILE SIC	CHILE SING
2001	1.000	365		300
2002	2.000			
2003			300	
2004	3.200			
2005				

Para el análisis de la interconexión con Brasil se ha representado muy simplificada el sistema brasileño, de manera de poder analizar las posibilidades de intercambios entre ambos sistemas. Los datos correspondientes al sector eléctrico, particularmente el plan de incorporación hidrotérmico, fueron tomados de la información mensual presentada por ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico) para la programación mensual de la operación.

Por otro lado se hicieron corridas adicionales con el plan de equipamiento planteado en el “Plan Decenal de Expansión”, donde la incorporación de parque térmico corresponde al plan prioritario y es significativamente superior a lo planteado por ONS, donde no darían resultados compatibles con el repago de la inversión.

En el Anexo III se presenta un análisis del sector energético de Brasil, y particularmente de las necesidades de gas asociadas a las incorporaciones termoeléctricas planteadas en el Plan Decenal.

En el caso de Chile se ha considerado un intercambio de 300 MW con el SIC, que no sería del tipo de los contratos existentes con Uruguay y Brasil, de potencia firme con energía asociada, sino que se trataría de un intercambio de oportunidad, donde ambos sistemas colocarían sus excedentes. Por otra parte se representa el caso particular de la central perteneciente a TermoAndes, que se encuentra localizada en territorio argentino y se conecta al SING, y a partir del año 2001 se conectará también al SADI.

Se tiene en cuenta además la hipótesis de que Paraguay incrementaría su toma de carga de la central Yacyretá con la evolución descrita en la siguiente tabla:

Valores en MW

Año	PARAGUAY
2001	40
2002	154
2003	154
2004	228
2005	308

VI.1.3. Incorporación de equipamiento en el SADI

Incorporación de Potencia en MEM y MEMSP – Valores en MW

OFERTA	Tipo	Año	MDO	PAM	NOA	LIT/ NEA	COM	CTR	CUY	PAT
Dock Sud (*)	CC	2001	780							
San Nicolás	CC	2001				845				
Termoandes (*)	CC	2001			630					
Los Perales (MEMSP) (*)	CC	2001								78
Electropatagonia	CC	2001								68
Conversión San M.de Tucumán	CC	2002			270					
CTPPN	TG	2002			123					
Independencia	CC	2003			242					
Otras hidráulicas	HID	2003						320		
Bermejo	HID	2005			283					
Yacyretá (cota 83) (**)	HID	2006				1.200				
Brazo Aña Cua (**)	HID	2006				250				
Atucha 2	NUC	2007	745							
CC Futuro	CC	2003		800				240	400	78
CC Futuro	CC	2004	800		400		480			
CC Futuro	CC	2005			460		650			
CC Futuro	CC	2006	800							
CC Futuro	CC	2007			400					
CC Futuro	CC	2008					400			
CC Futuro	CC	2010	800				400			
TOTALES POR REGION			3925	800	2808	2295	1930	560	400	224

(*) El ciclo combinado de la central Dock Sud se encuentra en período de pruebas desde el año 2000, y su ingreso en servicio comercial se produjo en febrero de 2001. Por otra parte, también en febrero de 2001 se considera el ingreso al MEMSP de la central Los Perales como autogenerador. En el caso particular de Termoandes, se incluye la fecha prevista de interconexión de la central que estaba aislada del SADI, y que al principio sólo entregaría 270 MW al MEM.

(**) Corresponde al incremento total de potencia nominal a instalarse. Debe destacarse que la mitad de esta potencia corresponde a Paraguay, aunque se inyecta casi completamente en el SADI.

En resumen, la incorporación por año de corte resulta:

INCORPORACION ANUAL	MW
2001	2.401
2002	393
2003	2.080
2005	3.073
2008	3.795
2010	4.995
Total del período	12.942

La incorporación de oferta planteada en este escenario se hace en base a las siguientes premisas:

- en el corto y mediano plazo se toman en cuenta los proyectos autorizados que ya cuentan con una fecha declarada de ingreso por parte de los operadores, en el horizonte de la programación estacional.
- en el largo plazo se realiza en base a las necesidades regionales de abastecimiento de la demanda, teniendo en cuenta además el probable comportamiento de la oferta como respuesta a la evolución de los precios del mercado.

En las simulaciones se adopta la hipótesis de precios constantes de combustibles líquidos (fuel oil y gas oil) con base en los precios de referencia definidos en la Programación Estacional vigente.

VI.1.4. Transporte eléctrico

Se considera el ingreso de dos líneas de 500 kV, en correspondencia con los resultados de las licitaciones realizadas en el marco del Plan Federal de Expansión del Transporte.

En el Anexo V se presentan mayores detalles de este tema.

	Año
Línea Choele Choel - Pto. Madryn	2003
Línea El Bracho - Resistencia	2004

A los efectos de la modelización, se han considerado los límites en los corredores de transporte resultantes del estudio especial realizado por CAMMESA para la determinación preliminar de la capacidad de transporte de los corredores asociados a las nuevas líneas pertenecientes al PFT.

VI.2. SECTOR GAS NATURAL

Para la elaboración de las proyecciones de demanda de gas el mercado fue desagregado en 9 regiones, conforme a la agrupación de zonas tarifarias en que se encuentra dividido el mercado del gas en Argentina, y se consideraron indicativamente los crecimientos históricos registrados.

En cuanto a la demanda sectorial, la correspondiente a los sectores Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte (GNC) a los efectos de las proyecciones y en la representación del modelo es considerada firme. El incremento de la misma para el período de análisis 1999-2010 es de 3,4% a.a.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR REGION

MM m³ de 9.300 kcal

REGION	1999	2000	2003	2005	2010
Buenos Aires Norte	3.128	3.372	3.699	3.964	4.721
Metropolitana	6.787	7.449	8.644	9.205	11.827
Centro	1.686	1.788	1.417	1.651	2.034
Litoral	3.244	3.221	4.007	4.172	4.786
Noroeste	2.803	2.526	4.487	6.415	6.628
Cuyana	1.814	1.824	2.042	2.104	2.657
Pampeana	5.320	5.335	4.768	5.085	6.126
Sur	5.346	5.323	4.624	5.484	6.101
NEA	16	45	100	138	260
Total	30.144	30.883	33.788	38.218	45.139

Para las proyecciones de los volúmenes a exportar se plantea un escenario de crecimiento medio donde se consideran los proyectos autorizados y en trámite.

PROYECCION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL – Escenario medio

en MM m³

Valores proyectados por cuenca de origen

AÑO	CUENCA NOROESTE	CUENCA NEUQUINA	CUENCA AUSTRAL	TOTAL
1997	0	114	554	669
1998	0	1.178	740	1.918
1999	211	1.994	1.121	3.327
2000	743	2.304	1.592	4.639
2001	1.771	3.298	1.637	6.706
2002	2.292	3.829	1.687	7.808
2003	2.462	4.315	1.726	8.504
2004	2.856	5.019	1.729	9.604
2005	3.047	5.391	1.765	10.202
2006	3.132	5.745	1.768	10.645
2007	3.316	5.955	1.768	11.039
2008	3.375	6.056	1.768	11.200
2009	3.380	6.143	1.781	11.304
2010	3.447	6.180	1.781	11.408

VII. SIMULACIONES

VII.1. INTRODUCCION

Las simulaciones de los mercados de gas y energía eléctrica se realizaron mediante el modelo GASELEC, desarrollado en la Secretaría de Energía.

El modelo está basado en GAMS, y se trata de un modelo de optimización de las redes de suministro de gas y energía eléctrica mediante programación lineal que es básicamente una técnica de optimización orientada a la maximización de los beneficios o minimización de los costos en actividades económicas.

VII.2. ESTRUCTURA DEL MODELO

El modelo GASELEC contiene información de las cuencas gasíferas, los gasoductos de transporte de gas, los mercados consumidores de gas y energía eléctrica, las centrales de generación térmica e hidráulica y las líneas de transmisión de energía eléctrica.

Los mercados consumidores son Comodoro Rivadavia, Puerto Madryn, Comahue, Sur de Buenos Aires, Gran Buenos Aires, Litoral, Centro, Cuyo, Noroeste, Noreste, San Pablo, Río de Janeiro y Sur de Brasil.

Las áreas gasíferas son Austral, San Jorge, Loma de la Lata, Resto de Cuenca Neuquina, Cuenca Cuyana, Cuenca Norte, Cuenca Boliviana y Cuenca del Litoral de Brasil.

Las centrales hidráulicas se dividen en centrales con capacidad de regulación, centrales de pasada y un tercer grupo de centrales representadas por sus energías semanales medias generadas.

En las centrales con regulación el modelo puede ubicar la energía generada en cualquier intervalo del año respetando las restricciones de turbinado máximo permitido y los mínimos y máximos exigidos aguas abajo de cada central. En las restantes hay restricciones para la ubicación de la energía que consisten en que se debe turbinar toda el agua que entra en intervalos de tiempo mensuales haciendo transferencias entre pico, resto y valle.

Las centrales con regulación son Chocón, Piedra del Águila y Planicie Banderita.

Las centrales de pasada son Alicurá, Arroyito, Pichi Picún Leufú, Salto Grande, Yacyretá, Itaipú, las hidráulicas de la región Sudeste y las hidráulicas del Sur de Brasil.

Al respecto se hace notar que tanto las hidráulicas de Sudeste como las del Sur de Brasil se agrupan en sendas centrales hidráulicas de pasada.

Las centrales hidráulicas restantes de Comahue, Cuyo, Misiones, Noroeste, Centro, Futaleufú, Florentino Ameghino y el turbinado de la central de bombeo Río Grande están representadas por sus energías medias.

Como el modelo trata dos sistemas semejantes pero no exactamente iguales, se debe distinguir entre un modelo de gas y otro de energía eléctrica, cada uno con estructuras distintas.

VII.2.1. Submodelo de Gas

Como ya se explicitó, el submodelo de gas consta de áreas gasíferas (que representan las cuencas reales), gasoductos y mercados. Cada mercado tiene asociado un consumo de gas residencial y uno industrial.

El año se divide en períodos mensuales con meses de 4 ó 5 semanas, haciendo un total de 52 semanas en el año, esto es para el modelo cada año tiene 364 días.

Dado que los bloques del modelo de gas tienen una correspondencia con las semanas del año, se pueden asociar estos bloques con estaciones.

El consumo anual para cada categoría y cada mercado se reparte en cuatro bloques de acuerdo a curvas de demanda que se le suministran al modelo.

Los consumos de gas residencial e industrial son considerados firmes, es decir, no existe la alternativa de no satisfacerlos. Si no fuera posible el modelo se declararía infactible. Estos consumos tienen una cantidad en millones de m³ para cada año y para cada mercado, adicionalmente hay una curva de consumo de gas para cada mercado y tipo de consumo.

El consumo restante corresponde a centrales térmicas, que no es considerado firme puesto que pueden hacer uso de combustibles alternativos en caso de no disponer de gas. A esos efectos cada central tiene asignada una lista de combustibles que puede utilizar y son despachadas con la alternativa más económica.

El modelo tiene la posibilidad de aumentar la capacidad de transporte de los gasoductos y tiene incorporados los costos correspondientes. Además cuenta con los costos del gas en boca de pozo, costos de transporte y pérdidas o gas retenido en cada tramo de cada gasoducto.

Los gasoductos considerados son:

Gasoducto Norte: Campo Durán - San Jerónimo

Gasoducto Centro Oeste: Loma de la Lata - San Jerónimo

Gasoducto Neuba I: Sierra Barrosa - Cerri

Gasoducto Neuba II: Loma de la Lata - Cerri

Gasoducto San Martín: San Sebastián - Cerri

VII.2.2. Submodelo de Energía Eléctrica

Las demandas de energía eléctrica se definen con período anual para cada mercado y se reparten entre las 52 semanas del año. Adicionalmente cada semana se divide, a los efectos del modelo, en 3 bloques, a saber, pico, resto y valle con 22, 86 y 60 horas cada uno.

El modelo cuenta para cada mercado con las curvas semanales y reparte la energía de cada semana entre los tres bloques mencionados.

Cada mercado dispone equipamiento térmico o hidráulico para satisfacer la demanda y se representan las líneas de transmisión para transmitir energía eléctrica entre mercados. Adicionalmente se incorporan los costos de nuevas instalaciones para que el modelo pueda aumentar la potencia instalada, o de lo contrario active el equipamiento de falla.

En las corridas que se realizaron se restringió la posibilidad de incorporación de nuevo equipamiento, para analizar el comportamiento del sistema con el parque existente más las incorporaciones previstas tanto en generación como en instalaciones de transporte.

En el caso que el modelo no pudiera satisfacer la demanda de energía eléctrica, si no tuviese alternativa, se llegaría a que el planteo no es factible ya que existirían restricciones imposibles de cumplimentar.

En este caso el equipamiento de falla resuelve el problema y brinda información acerca de la magnitud de la energía no suministrada.

El equipamiento térmico está agrupado para cada mercado por máquinas del mismo tipo, así, por ejemplo, en cada mercado hay un ciclo combinado con la suma de potencia de todos los ciclos combinados existentes en el mismo. En el caso que las máquinas del mismo tipo tengan consumos específicos muy diferentes se agrupan en dos o más máquinas separadas.

Las líneas representadas son:

Región Cuyo - Región Centro

Región Centro – Región Norte

Región Centro – Región Litoral

Región Litoral – Región Noreste

Región Comahue – Región Pampeana

Región Pampeana – Región Gran Buenos Aires

Región Gran Buenos Aires – Región Litoral

Región Comodoro Rivadavia – Región Puerto Madryn

Posteriormente, para el análisis de los resultados se unificaron las regiones Pampeana y Gran Buenos Aires en una sola denominada Gran Buenos Aires. El hecho de haber procesado los datos modelando esta región subdividida en dos permitió calcular las pérdidas en transporte dentro de la región.

Adicionalmente el sistema argentino se comunica con el sistema brasileño mediante líneas que unen el nodo Noreste (Yacyretá) en la Argentina con ITA y con Itaipú.

VII.2.3. Tratamiento de los Aportes Hídricos

Se cuenta con series de aportes hídricos correspondientes al período 1943-1999. En total son 57 series hidrológicas anuales y 57 series de datos de generación hidráulica en Brasil.

Se realizaron corridas de simulación con distintas series hidrológicas y de generación hidráulica con el objeto de poder calcular un conjunto de parámetros en función de la probabilidad de excedencia.

VII.2.4. Curvas de Probabilidad

Se calcularon curvas de probabilidad de excedencia para las probabilidades 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80% y 90%.

Dada una determinada magnitud, por ejemplo precio medio anual de la energía, el correspondiente a 30% de probabilidad de excedencia es aquel que es superado el 30% de los años. Esto significa que si se obtienen precios medios anuales de un determinado año pero para 100 aportes hidráulicos anuales diferentes, en aproximadamente 30 de esos casos se tendrán valores superiores al consignado.

VII.3. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

VII.3.1. Utilización de Líneas

El factor de utilización de las líneas se calcula como la potencia media transportada dividida por la capacidad asignada a la línea.

Puede calcularse un factor de utilización para cada sentido de transporte (se asigna a un determinado flujo) o un factor de utilización de uso de la línea en que se suman todos los flujos.

Para un determinado año el factor de utilización de la línea es igual a la suma de los factores de utilización de cada uno de los flujos.

Se estudió la utilización de la línea que vinculará las regiones NOA y NEA y la que vinculará el MEM con el MEMSP. También se estudiaron las líneas de intercambio eléctrico con Brasil.

A continuación se presentan las tablas de probabilidad de excedencia correspondientes:

Flujo de Región NEA a Región NOA
Factor de Utilización(%)

Prob Exc (%)	2005	2008	2010
10	27	22	19
20	15	12	10
30	10	7	6
40	7	5	4
50	5	3	3
60	3	2	2
70	2	2	1
80	2	1	1
90	1	1	0

Flujo de Región NOA a Región NEA**Factor de Utilización(%)**

Prob Exc (%)	2005	2008	2010
10	99	99	99
20	98	98	98
30	90	92	95
40	81	84	87
50	74	77	81
60	67	71	74
70	61	65	68
80	54	59	62
90	45	51	54

Cabe aclarar una característica de las tablas que puede llevar a un error de interpretación.

Por ejemplo, se observa que en el año 2005 el 20% de las veces el factor de utilización de la línea en la dirección NOA hacia NEA es del 98% o mayor, es decir el transporte es, en esa dirección, todo el año a capacidad casi máxima con el 20% de probabilidad. También se observa que con el 20% de probabilidad el transporte de NEA hacia NOA es mayor o igual al 15% de la capacidad máxima de la línea.

La suma de ambos factores supera el 100 %, lo cual puede sugerir que se trata de un error.

Lo que sucede es que el 98% de factor de utilización de la línea en el sentido NOA hacia NEA se da en algunos años con ciertas características hídricas particulares (año seco o medianamente seco), mientras que el máximo flujo en el sentido NEA hacia NOA se da en otro tipo de año (húmedo o medianamente húmedo).

En la tabla siguiente se ha volcado el factor de utilización de la línea con independencia del sentido del flujo. En estas tablas se debe verificar que para cada probabilidad el factor de utilización debe ser mayor o igual al máximo entre los factores de utilización de cada dirección del flujo.

Factor de Utilización Línea NOA – NEA (%)

Prob Exc (%)	2005	2008	2010
10	100	100	100
20	99	99	99
30	98	96	97
40	94	94	95
50	91	92	93
60	87	90	92
70	84	87	90
80	80	85	88
90	75	82	88

A continuación se han volcado los factores de utilización de la línea Choele Choel - Puerto Madryn que vinculará el MEM con el MEMSP.

Flujo de Choele Choel a Puerto Madryn
Factor de Utilización(%)

Prob Exc (%)	2003	2005	2008	2010
10	21	28	28	32
20	21	26	27	31
30	20	25	26	30
40	19	24	26	30
50	19	24	26	29
60	19	23	25	28
70	18	22	25	28
80	18	21	24	27
90	17	20	24	26

Flujo de Puerto Madryn a Choele Choel
Factor de Utilización(%)

Prob Exc (%)	2003	2005	2008	2010
10	25	24	22	23
20	24	24	21	21
30	24	23	20	20
40	23	22	20	19
50	23	22	19	18
60	22	21	18	17
70	22	21	18	16
80	21	20	17	15
90	20	19	16	14

Factor de Utilización Línea MEM - MEMSP(%)

Prob Exc (%)	2003	2005	2008	2010
10	46	52	50	55
20	45	49	48	52
30	43	48	46	50
40	42	46	45	48
50	41	45	45	47
60	41	44	44	45
70	40	43	43	44
80	39	42	42	42
90	37	40	40	40

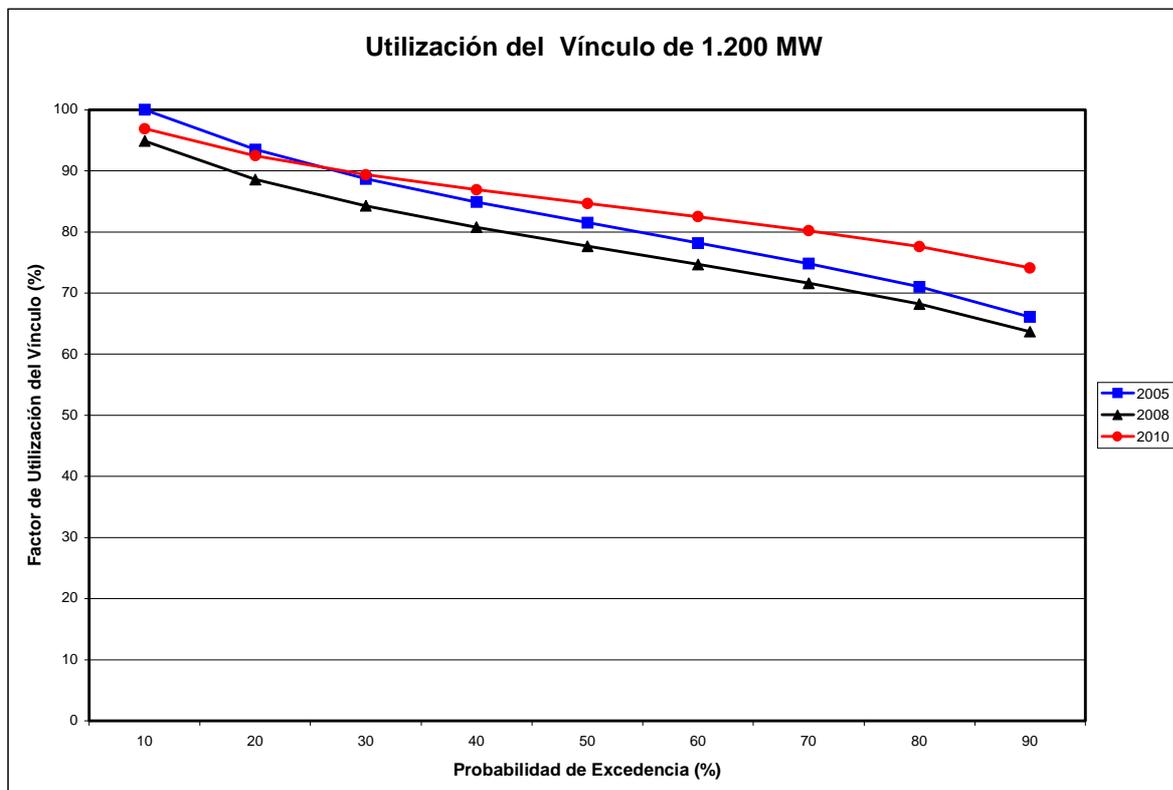
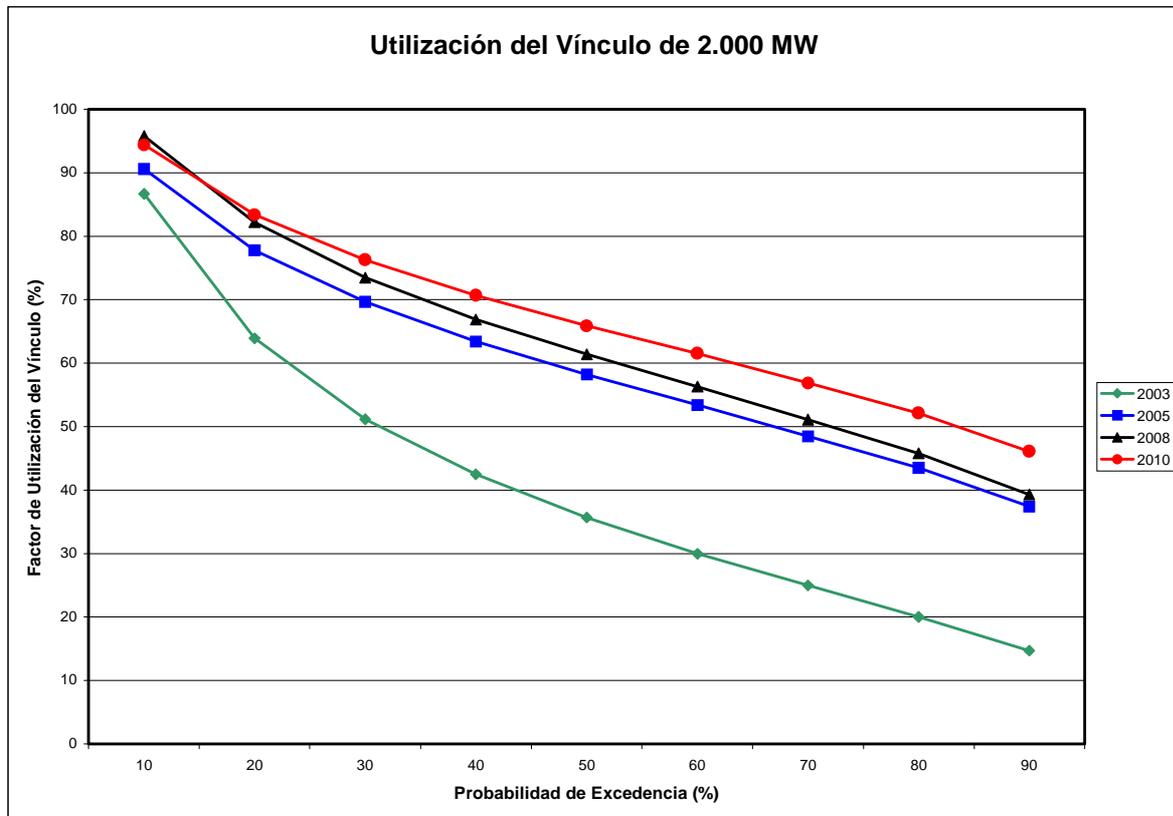
VII.3.2. Intercambios con Brasil

El intercambio de energía eléctrica con Brasil fue estudiado desde el punto de vista de la utilización de las líneas.

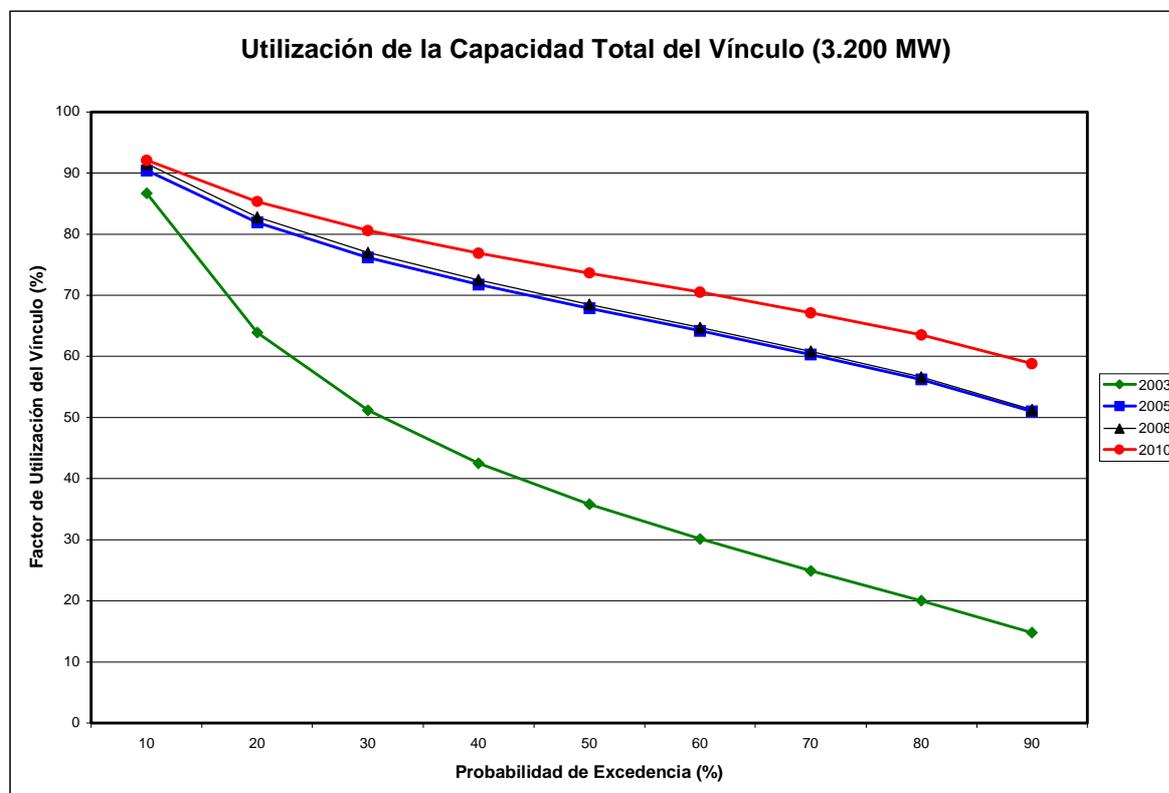
En este caso se tienen dos líneas, la primera de ellas con 1.000 MW de capacidad a partir de 2000 y 1.000 MW adicionales a partir de 2002, y la segunda línea con 1.200 MW de capacidad a partir de 2004.

Dado que los años de corte son 2003, 2005, 2008 y 2010, la primera de ellas se estudia con una capacidad de 2.000 MW para todos los años de corte, mientras que la segunda se estudia con una capacidad de 1.200 MW a partir del segundo año de corte.

Las líneas de intercambio con Brasil se denominan por sus capacidades 2.000 y 1.200 MW. En los gráficos a continuación se han volcado las utilidades en función de sus probabilidades de excedencia.



Dado que el intercambio con Brasil se da mediante dos enlaces que para los años de corte son en un caso de 2.000 MW y 1.200 MW de capacidad respectivamente, resulta interesante estudiar el factor de utilización del intercambio para la totalidad del vínculo, esto es 2.000 MW para el año 2003 y 3.200 MW para los restantes años de corte.



Para la exportación el factor de utilización de la línea de 2.000 MW de capacidad es mayor que el correspondiente a la línea de 1.200 MW de capacidad.

Para la importación es exactamente al revés, siendo casi nula la importación por la línea de 2.000 MW y entre el 25 y el 30% la importación por la línea de 1.200 MW.

El corredor de 2.000 MW es casi exclusivamente de exportación mientras que en la segunda línea la importación es mayor a la exportación en 2005, se invierte el signo del intercambio en los años subsiguientes y la exportación llega a duplicar a la importación en 2010

La utilización de las líneas con independencia del sentido del flujo es mayor en la línea de 1.200 MW que en la de 2.000 MW

Si se estudia el factor de utilización de los intercambios con Brasil discriminado en dos trimestres – invierno (mayo, junio y julio) y verano (noviembre, diciembre y enero) – se observa que el mismo se incrementa a lo largo de los años, en consonancia con el factor de utilización medio anual que se visualiza en los gráficos anteriores.

Se observa que durante la estación invernal, la tasa de crecimiento del factor de utilización de la exportación del corredor de 1.200 MW es menor que la tasa de crecimiento del mismo factor para el primer corredor de 2.000 MW. La tendencia creciente del factor de utilización de la exportación de energía eléctrica resulta del importante crecimiento anual de la demanda interna de Brasil y de los problemas que surgen en el sector de la oferta de generación eléctrica, en particular por los retrasos en la puesta en funcionamiento de las centrales hidroeléctricas que se encuentran actualmente en construcción.

El factor de utilización correspondiente a la importación de energía eléctrica proveniente de Brasil para los primeros 2.000 MW presenta una tendencia decreciente en las estaciones de verano y de invierno a partir del año 2003 hasta el 2010 inclusive, ingresando pequeñas cantidades de energía secundaria al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Para los 1.200 MW considerados a partir del año 2005, el factor de utilización de la importación presenta la misma tendencia decreciente a lo largo del período 2005 – 2010, pero ingresarían al MEM cantidades de energía secundaria mayores que en el caso anterior.

Este comportamiento en las importaciones de energía secundaria podría explicarse debido a que los primeros 2.000 MW se destinan principalmente a satisfacer la demanda de la región Sud de Brasil, en tanto que los 1.200 MW serían demandados por la región Sudeste ingresando al corredor Itaipú – San Pablo, y podrían asociarse estos sobrantes a los excedentes de agua de la central hidroeléctrica de Itaipú.

VII.3.3. Evolución de la Generación

Tomando exclusivamente la generación térmica incluyendo la nuclear, la generación con gas está en torno al 80% del total mientras que la generación nuclear estaría entre el 9 y el 13% con el máximo en 2008 por la incorporación de Atucha II en el escenario. Esto se puede ver en la tabla siguiente.

Composición de la Generación Térmica – Hidrología Media
(%)

	2003	2005	2008	2010
Carbón	1	3	3	3
Fuel Oil	4	3	3	2
Gas	83	83	80	81
Gas Oil	1	2	1	2
Uranio	11	9	13	12

La estructura de la generación por tipo de combustible para una hidrología típica es la que se puede ver en la tabla siguiente

Evolución de la Generación – Hidrología Media
(%)

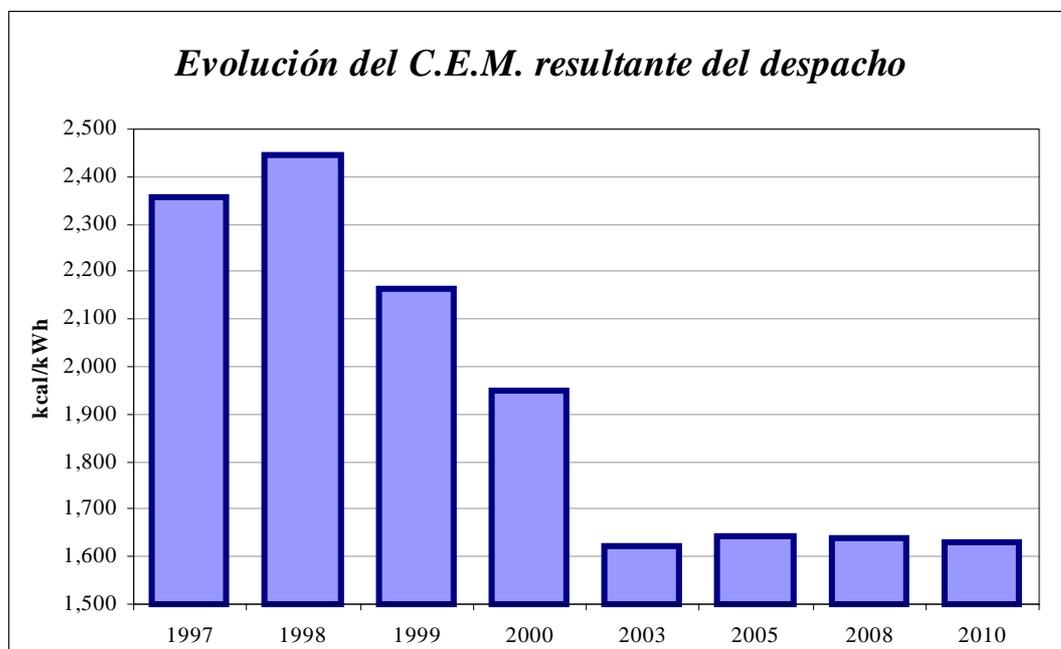
	2003	2005	2008	2010
Hidráulica	28	30	31	29
Térmica	64	64	60	63
Nuclear	8	6	9	9

VII.3.4. Evolución del Consumo Específico Medio

En este punto se analiza la evolución del consumo específico medio (C.E.M.) resultante del despacho realizado o proyectado mediante modelización. Es decir, se distingue el C.E.M. del parque de generación térmica y C.E.M. del despacho anual, siempre medido en unidades de energía consumida por unidad de energía generada.

En el primer caso se alude a todo el parque de generación independientemente de que sea despachado o no, por lo que el consumo específico medio correspondiente disminuye en la medida en que se incorporen nuevos equipos más eficientes. Esta magnitud no es motivo de cálculo en este trabajo.

En cambio el C.E.M. resultante del despacho puede aumentar por incrementos de la demanda mayores a la incorporación de equipamiento moderno, disminuir en caso contrario y verse afectado por modificaciones en el factor de carga, congestión en las líneas, la hidraulicidad proyectada, los mantenimientos de máquinas (hidráulicas, térmicas y nucleares) y la incorporación de equipamiento nuclear, cuyo consumo no entra en el cálculo del consumo específico medio.



Como puede observarse, en los años de corte el consumo específico medio del despacho proyectado para un año de hidraulicidad típica se mantiene por debajo de los 1.650 Kcal/kWh. El mínimo valor registrado en 2003 se asocia a la fuerte incorporación de equipos eficientes que se registraría hasta ese año, mientras que el máximo de 2005 se asocia a la incorporación del vínculo de 1.200 MW de capacidad con Brasil y al máximo de toma de potencia de Yacyretá por parte de Paraguay.

Las disminuciones posteriores se deben a la elevación de la cota de Yacyretá (2006), la incorporación del Brazo Aña Cuá (2006) y Atucha II (2007) que restan demanda al equipamiento térmico, y las nuevas incorporaciones de equipamiento térmico eficiente que bajan el promedio de consumo (400 MW en 2008 y 1.200 MW en 2010).

VII.3.5. Uso de Combustibles

El uso de gas se discrimina entre consumo firme que incluye la demanda residencial e industrial y consumo no firme destinado a usinas, ya que éstas pueden consumir combustibles alternativos en caso de déficit en la capacidad de transporte.

La red de gasoductos con sus incrementos de capacidad de transporte que se modeló es la necesaria para satisfacer los consumos firmes, sobre esta base se analizó la conveniencia o no que las centrales térmicas participen en la contratación de capacidad firme de transporte de gas.

El resultado del análisis es que el óptimo económico está determinado por la participación de las usinas en el pago de la reserva de capacidad de transporte. Bajo esta hipótesis se han calculado los valores que se vuelcan en la tabla siguiente:

Consumo de Gas (MMm³/día)

Tipo de Consumo	2003	2005	2008	2010
Residencial	30	32	35	38
Industrial	29	31	35	37
Usinas	32	40	41	47

De la tabla anterior se obtiene que entre 2003 y 2010 los aumentos anuales acumulativos de consumos son:

Para el consumo residencial: 4%

Para el consumo industrial: 3%

Para el consumo de usinas: 6%

Para el total: 4%

Para el conjunto de consumo residencial más industrial, esto es, los consumos firmes: 3%.

El consumo de usinas pasa de ser el 35% del consumo total en 2003 al 39% en 2010

A los efectos de calcular el uso de combustibles alternativos se asumió que la expansión de los gasoductos y los yacimientos de gas se realiza a efectos de satisfacer en términos de conveniencia económica las necesidades de la generación térmica dentro de la Argentina para un año de aportes hídricos medios.

Realizando ensayos de necesidades de gas para un conjunto de años hidrológicos se obtuvieron curvas de probabilidad de excedencia de porcentajes de combustibles alternativos al gas, que se han volcado en la tabla siguiente.

Porcentaje de combustible alternativo

Prob Exc (%)	2003	2005	2008	2010
10	10	16	19	26
20	7	11	14	20
30	6	9	11	16
40	4	7	9	14
50	4	6	8	12
60	3	5	6	10
70	2	4	6	9
80	2	3	4	7
90	1	2	3	5

Es decir que los combustibles líquidos llegan al 12% del total en 2010 para 50% de probabilidad de excedencia contabilizando líquidos más gas, siempre que las usinas se hagan cargo de parte de la expansión de los gasoductos. En caso contrario la utilización de los combustibles líquidos aumenta y paralelamente aumenta la restricción al uso del gas por usinas.

En caso de no hacer reserva de capacidad de transporte por parte de las usinas, el consumo de combustibles alternativos puede alcanzar a valores superiores al 50% con utilización durante todo el año y falta total de gas para usinas en al menos dos meses del año. Todo esto en el año 2010 y para un año de hidraulicidad típica o media.

Bajo la hipótesis que se conserva acotado el uso de combustibles líquidos por participar las usinas en la reserva de capacidad de transporte, se calcularon los consumos de diferentes combustibles expresándolos no en volumen o M³ equivalentes de gas sino en GWh generados cada año con cada combustible.

En las tablas que se exponen a continuación pueden verse los resultados obtenidos:

Generación con Gas (GWh)

Prob Exc (%)	2003	2005	2008	2010
10	64.800	78.295	72.257	84.505
20	61.085	72.899	68.808	80.987
30	58.518	69.210	66.403	78.521
40	56.436	66.243	64.439	76.499
50	54.574	63.609	62.672	74.673
60	52.774	61.080	60.954	72.890
70	50.862	58.414	59.119	70.979
80	48.757	55.503	57.084	68.851
90	45.962	51.678	54.359	65.984

Generación con Fuel Oil (GWh)

Prob Exc (%)	2003	2005	2008	2010
10	4.344	8.109	15.579	15.420
20	2.932	5.449	11.219	11.312
30	2.203	4.080	8.836	9.030
40	1.731	3.197	7.224	7.466
50	1.385	2.550	5.995	6.261
60	1.108	2.035	4.975	5.250
70	866	1.587	4.052	4.326
80	654	1.194	3.203	3.466
90	441	8.021	2.307	2.542

Generación con Gas Oil (GWh)

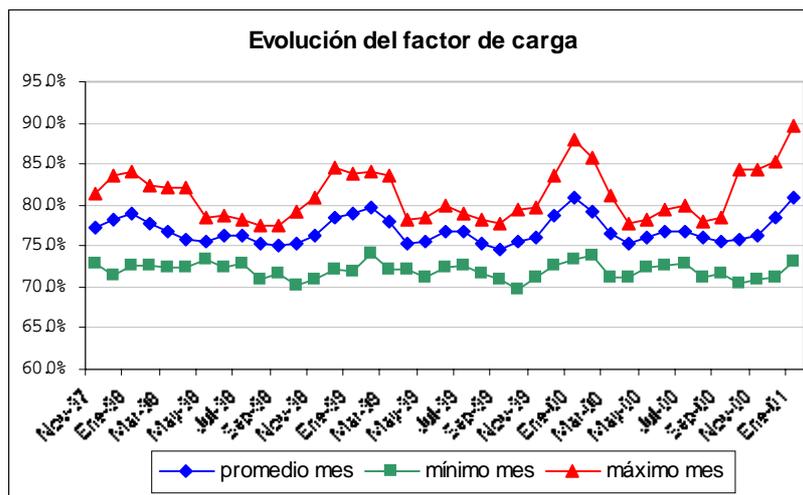
Prob Exc (%)	2003	2005	2008	2010
10	1.118	3.098	7.036	6.737
20	729	2.107	5.069	4.973
30	535	1.591	3.993	3.988
40	411	1.256	3.266	3.310
50	323	1.008	2.710	2.786
60	253	810	2.250	2.344
70	194	636	1.833	1.939
80	143	483	1.449	1.561
90	93	328	1.044	1.152

Generación con Carbón (GWh)

Prob Exc (%)	2003	2005	2008	2010
10	2.135	292	3.536	3.264
20	1.523	207	3.111	3.094
30	1.191	161	2.835	2.977
40	968	131	2.621	2.881
50	799	108	2.437	2.795
60	660	885	2.267	2.711
70	534	715	2.093	2.622
80	419	559	1.909	2.524
90	299	397	1.680	2.392

VII.3.6. Evolución del Factor de Carga

Se presenta a continuación un gráfico con la evolución histórica del factor de carga del sistema argentino. Si bien se observa una tendencia estable en la evolución del promedio, se aprecia una leve tendencia al desmejoramiento en los máximos, que son crecientes en cada año.



En los resultados obtenidos a futuro en este trabajo no se visualizan riesgos de energía no suministrada por desmejoramiento del factor de carga. No obstante debe señalarse que por las características del modelo utilizado no es posible advertir variaciones de los picos diarios.

Por lo tanto, es importante observar la evolución de la capacidad de modulación de los equipos nuevos que se incorporen al sistema.

VII.3.7. Precios de la Energía

El mismo tratamiento estadístico que para la utilización de las líneas de transporte y otras magnitudes estudiadas se empleó para los precios medios anuales de la energía.

El precio medio anual de la energía depende de los aportes hídricos, siendo mayor la sensibilidad en mercados con fuerte presencia de instalaciones hidroeléctricas que en sistemas predominantemente térmicos.

La variación de los precios de la energía para la región GBA en los años de corte sería relativamente pequeña, inclusive en aquellos años donde el factor de utilización de la interconexión de la exportación de energía se aproxima a la capacidad máxima de los vínculos. Además, la tendencia de los precios sería al alza a lo largo del período en análisis con una reducida tasa de crecimiento anual.

El precio medio anual de la energía en el área Mercado varía en una banda de 18\$/MWh a 24\$/MWh a lo largo del período de estudio para una probabilidad de excedencia del 50% con una variación dentro de una banda del 20% en función de los aportes hidráulicos y un sendero creciente de precios hacia el final del período de estudio.

En el nodo de intercambio con Brasil se observan precios medios con mayor volatilidad a los del área mercado.

En la región Cuyo los precios de la energía aumentan a partir del año de corte 2005, incremento que reflejaría los intercambios eléctricos entre esta región eléctrica argentina y el SIC. A partir del mencionado año y durante todo el período la volatilidad de los precios tiende a reducirse.

Siendo que la región NEA presenta para los años de corte las interconexiones eléctricas más importantes, y dado los elevados factores de utilización de la interconexión por la exportación de energía eléctrica que resultan de las simulaciones, se prevé un aumento de los precios de la energía para dicha región durante la estación invernal, siendo compensados dichos incrementos en los meses de verano por una disminución de los precios de la energía a niveles inferiores a los precios de la energía que resultan para la región GBA.

VII.3.8. Déficit de Energía

El déficit de energía se calcula para cada uno de los nodos de la representación. Se observa que existe déficit en los tres nodos de Brasil mientras que en la Argentina sólo en el nodo frontera de intercambio con este país. En el mismo puede haber déficit en los años de aportes hídricos pobres en que se incrementa la convocatoria a la exportación y disminuye la generación hidráulica.

Para 2.000 MW de capacidad de exportación no hay déficit para una probabilidad de excedencia del 50% y hasta una probabilidad de excedencia tan baja como 30%, esto significa que la probabilidad de que haya déficit en el nodo frontera es menor al 30%; sin embargo en el año de corte 2005, con una capacidad de exportación de 3.200 MW y antes de la elevación de la cota de Yacyretá, la probabilidad de tener déficit alcanza el 45% y la probabilidad de no tenerlo es del 55%. En el año 2008 la probabilidad de no tener déficit es del 80% y en el año 2010 de más del 60%.

Es decir que para todos los años de la simulación la probabilidad de no tener déficit en el nodo frontera es mayor al 50%.

VII.3.9. Evolución Reservas/Producción de Gas Natural

A partir de los resultados de las simulaciones realizadas, puede concluirse que la demanda total de gas planteada en los escenarios, considerando la demanda doméstica y las exportaciones en el período 2000 – 2010, es posible de abastecer con el nivel de reservas totales identificadas de 1.377.110 MMm³, llegándose al año 2010 con una relación Reservas – Producción de 12 años.

Considerando el escenario de crecimiento de la demanda interna de gas del mercado argentino, para el período 2000 – 2010, que incluye el consumo de gas para usinas, resulta en un volumen acumulado de aproximadamente 410 miles de MMm³.

Se señala que en los volúmenes considerados no se han incluido las pérdidas por transporte, el venteo de gas, el gas retenido en plantas y el consumido en yacimiento. Es decir, sumando estos conceptos se obtiene el volumen representativo de la producción neta de reinyección a formación que se presenta en el cuadro.

Por otra parte, los volúmenes de exportación autorizados y en trámite requieren un caudal promedio diario máximo de 35 MM m³/día, es decir, alrededor de 12.800 MMm³ por año. Cabe destacar que los plazos de las autorizaciones involucradas en el cálculo (en general, entre 15 y 20 años) exceden el período de análisis, por lo que se contabiliza solamente el volumen comprometido en el horizonte considerado. Por lo tanto, tomando sólo el período hasta el año 2010, el volumen a exportar resultante del escenario medio de exportaciones es de 103 miles de MMm³, o cerca de 130 miles de MMm³ si se consideran los máximos autorizados.

El requerimiento de producción de gas acumulado hasta el año 2010 compromete prácticamente el 80% de las actuales reservas comprobadas. Considerando las expectativas de incorporación de reservas de gas, planteadas en el capítulo correspondiente para el período 2000 – 2010, se alcanzaría el año 2010 con una relación Reservas – Producción de alrededor de 12 años.

A continuación se presenta un resumen de la evolución de la producción neta de reinyección a formación y de la evolución probable de incorporación de reservas para alcanzar el total de 1.377.110 MM m³ al año 2010.

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL

Valores en MM m3

AÑO	PRODUCCION (1)		RESERVAS			RELACION
	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	TOTAL AL 31/12	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	R/P
1998	38.630		686.584			18
1999	42.420		748.140	61.556	61.556	18
2000	40.192	40.192	755.728	47.780	109.336	19
2001	43.400	83.592	761.796	49.468	158.804	18
2002	47.224	130.816	765.787	51.215	210.019	16
2003	49.091	179.907	769.720	53.024	263.043	16
2004	53.285	233.192	771.332	54.897	317.940	14
2005	55.998	289.190	772.170	56.836	374.776	14
2006	57.012	346.202	774.001	58.844	433.619	14
2007	58.653	404.855	776.270	60.922	494.541	13
2008	60.779	465.634	778.565	63.074	557.615	13
2009	63.038	528.672	780.829	65.302	622.917	12
2010	65.365	594.037	783.073	67.609	690.526	12

(1) Producción Neta de Reinyección a Formación

Reservas Comprobadas Actuales (31/12/99)	748.140
Incorporación total del período	628.970
Total de Reservas Necesarias 2000/2010	1.377.110
Incorporación Promedio Anual	62.897

VII.3.10. Infraestructura de Transporte de Gas

Se prevén aumentos en la capacidad de transporte de los gasoductos entre los años 2003 y 2010, que representan para el Gasoducto Norte 8% de incremento anual acumulativo, 2% para el Gasoducto Centro Oeste, 4% para el Gasoducto NEUBA II y 10% para el Gasoducto San Martín.

No se prevé aumento de la capacidad de transporte para el Gasoducto NEUBA I.

El mayor aumento de los gasoductos Norte y San Martín respecto de los que se inician en la cuenca Neuquina se debe a que esta última modula la curva de consumo de gas con un máximo de producción y transporte en los meses invernales, mientras que los otros tienen producción y transporte más estable en el tiempo.

Los factores de utilización de los gasoductos indican una disminución en los Neuba y Centro Oeste y aumento constante en los gasoductos Norte y San Martín, llegando estos últimos casi al 100% de utilización.

En el caso de los Neuba la máxima utilización se produciría en 2003 y en el gasoducto Centro Oeste en 2005.

En cuanto a la producción de gas, se prevé que la cuenca Nuequina baje su participación del 56% en 2003 al 44% en 2010 mientras que las cuencas Noroeste y Austral pasen del 22% cada una en 2003 a 29 % y 27% respectivamente en 2010.

VII.3.11. Sensibilidad frente a atrasos en el equipamiento de generación

Se estudiaron los efectos sobre el mercado argentino de un posible atraso en el escenario de equipamiento de Brasil, teniendo en cuenta que el cronograma planteado puede verse afectado por falta de financiamiento adecuado y/o falta de oferta de equipos en el mercado mundial.

Para un atraso de un año en ese escenario se obtuvo que la exportación de Argentina hacia Brasil verifica un aumento en los primeros años respecto del escenario sin atraso, volviendo a sus valores originales en la segunda mitad del período de estudio.

Para una hidrología media no hay impacto significativo en los precios del lado argentino debido a que el sistema brasileño es mayoritariamente hidráulico. Aunque en algunos años el atraso se refleja en aumentos de la convocatoria a la exportación, la misma no se refleja en el precio medio anual en el área Mercado y la influencia en el nodo frontera es mínima.

En el caso de hidrología pobre la exportación a Brasil tiene un factor de convocatoria alto, por lo que frente a un atraso en el equipamiento, no es posible incrementar la exportación dado que la capacidad estaba totalmente utilizada.

Por ese motivo, comparando los precios correspondientes a un año de aportes hídricos pobres sin y con atraso de un año en el equipamiento de Brasil, no se observa impacto en los precios en la Argentina, ya sea en el área Mercado como en el nodo Frontera.

En cambio, un atraso de un año en el escenario de equipamiento argentino provocaría incrementos en los precios en los primeros años del horizonte de estudio. Analizando los diferentes años de corte se ve que el máximo incremento de precios medios anuales respecto de los correspondientes sin atraso se verificaría en 2003, con variaciones que oscilarían en torno a los 3 \$/MWh a lo largo del SADI para un año de hidraulicidad media.

En la tabla siguiente se puede ver la participación de los combustibles en la generación térmica con hidrología media y cumplimiento del escenario de equipamiento.

Generación por cada combustible (GWh) Sin Atraso en Escenario

Combustible	2003	2005	2008	2010
Carbón	948	2.742	2.970	2.970
Fuel Oil	2.503	3.004	2.672	2.570
Gas	58.138	74.606	78.325	87.646
Gas Oil	837	1.441	1.462	1.762
Uranio	7.621	7.621	12.893	12.893

**Generación por cada combustible (GWh)
Con Atraso en Escenario**

Combustible	2003	2005	2008	2010
Carbón	2.892	2.742	2.970	2.970
Fuel Oil	3.061	3.091	2.543	2.603
Gas	54.800	74.190	78.550	87.870
Gas Oil	1.154	1.386	1.330	1.676
Uranio	7.621	7.621	12.893	12.893

Si se observan ambas tablas se ve que en 2003, en que se verificaría la diferencia de precio en el promedio anual, habría una mayor generación con combustibles líquidos y carbón y menor generación con gas.

La menor generación con gas se debe a que un atraso en la instalación del equipamiento necesariamente deberá ir acompañado por un atraso en la contratación de reserva de capacidad de transporte firme por usinas. Esto es, el atraso en la instalación de unidades generadoras iría acompañado por atrasos en la infraestructura de transporte de gas.

La diferencia en el precio medio anual ya mencionada se compone de variaciones del mismo orden en todos los meses y bandas horarias, no verificándose que esa diferencia se deba a grandes aumentos de precios en algún período en particular.

En los otros años de corte se observan variaciones menores de precios debido a que las incorporaciones planteadas en esos años son menores a las del primer año de corte.

Si el atraso de un año se produjera en ambos países el efecto sería algo mayor con un incremento de 4\$/MWh en el área mercado para el precio medio anual de la energía en 2003.

En estas condiciones la convocatoria a la exportación sería del mismo orden que la que se produciría con atraso en el escenario brasileño sin atraso en el escenario argentino, pero en estas condiciones tendría impacto en los precios en Argentina debido a la menor potencia instalada.

Los otros años de corte tienen incrementos de precios menores por las razones ya expuestas en el caso del atraso exclusivamente en el lado argentino

Al igual que en el caso del atraso del escenario argentino de incorporaciones, en este caso los precios medios anuales de energía presentan todo el año valores cercanos al promedio anual.

VII.3.12. Cubrimiento del Pico

Se realizó una evaluación de las posibilidades de cubrimiento de valores altos de potencia en el pico de demanda en coincidencia con la exportación a Brasil.

A esos efectos se sumó al crecimiento de la demanda la curva diaria correspondiente a los días de mayor requerimiento invernal considerando que la misma se ejerce conjuntamente con la exportación a Brasil máxima posible compatible con la capacidad del vínculo.

Este análisis se realizó para dos de los años de corte planteados, esto es para 2003 y 2005 y con la eventualidad que no entren en tiempo y forma los equipos de generación planteados en el escenario estudiado. Concretamente se hicieron 3 evaluaciones para cada año de corte y todas las condiciones hidrológicas: sin atraso en el equipamiento, con un año de atraso y con dos años de atraso.

Los resultados expuestos corresponden al promedio de todas las condiciones hidrológicas estudiadas, por lo que en la realidad se darán situaciones correspondientes a condiciones hidrológicas específicas.

En 2003 no parece tener influencia el atraso en el equipamiento debido a que se trata de una fecha relativamente cercana y existen equipos ya comprometidos cuyo desfase no fue considerado.

No obstante ello, existe la posibilidad de pequeños déficits en algunas regiones si se produjera coincidencia de la máxima demanda invernal con la convocatoria a la exportación al 100% de su capacidad. Si bien existiría capacidad térmica disponible en el parque, no podría ser utilizada por falta de capacidad de transporte. Los pequeños déficits mencionados son invariantes al desfase en el escenario de equipamiento planteado para 2003.

Repitiendo este análisis para 2005 se observa un mayor riesgo de tener déficit en algunas regiones y que el mismo se incrementa a medida que se producen atrasos en la entrada del equipamiento planteado en el escenario. Asimismo la capacidad térmica remanente sería algo menor en 2005 que en 2003 si no se produjera atraso en ninguno de esos años, pero la capacidad térmica remanente disminuye en 2005 respecto a 2003 a medida que se profundiza el atraso en la instalación de equipos. Esto es, en 2005 hay mayor impacto por el incumplimiento en el escenario de equipamiento que en 2003 en que prácticamente habría indiferencia ante esa eventualidad con hasta dos años de desfase.

Ante este escenario se deberían adoptar los recaudos para contar con la disponibilidad de las centrales de bombeo y concretar incrementos en la capacidad de transporte de los corredores existentes.

VII.4. CONCLUSIONES

Los precios medios anuales de energía muestran un sendero levemente creciente a lo largo de todo el período de análisis, evidenciándose mayor volatilidad en los nodos de intercambio tanto con Brasil como con Chile.

La exportación a Brasil, medida en relación a la capacidad de los vínculos con ese país, es creciente a lo largo del período de estudio, mientras que la importación, medida en los mismos términos, tiene un máximo en el año de corte 2005, pero siempre es menor a la primera, es decir que el saldo de exportación es positivo. La utilización de la totalidad de los vínculos varía entre 35 y 75% para una probabilidad de excedencia del 50%.

El vínculo con Brasil con 2.000 MW de capacidad tiene una utilización, con 50% de probabilidad de excedencia, entre 35 y 65 % dependiendo del año de corte, mientras que en el vínculo de 1.200 MW de capacidad, para la misma probabilidad de excedencia, la utilización es de alrededor del 80% para todos los años de corte. Esto se debe a que este último vínculo tiene menor capacidad, por lo que 100% implica menor potencia media transportada, adicionalmente la importación es mucho más importante en este caso que en el primero incidiendo en el factor de utilización de este vínculo.

Con los factores de utilización de la exportación del orden de los mencionados, no se evidencia déficit en la Argentina, salvo para el nodo frontera con Brasil y con baja probabilidad de ocurrencia, es decir, la probabilidad de que el déficit sea mayor que cero es menor al 50% o, para una probabilidad de excedencia del 50% el déficit es nulo.

El posible atraso de un año en el escenario de equipamiento de Brasil no afectaría significativamente los precios medios anuales en Argentina, mientras que el mismo atraso en el escenario de equipamiento de Argentina introduciría incrementos en los precios medios anuales de energía con un máximo de 3 \$/MWh en 2003 para un año de aportes hídricos medios.

El atraso simultáneo en los equipamientos de ambos mercados puede tener un efecto en los precios de la energía que a nivel de promedio anual sería de 4 \$/MWh, siempre para un año de aportes hídricos medios.

En el caso de atrasos de hasta dos años en el escenario de equipamiento argentino no se verificaría impacto en el cubrimiento del pico en 2003 pero sí pequeños incrementos marginales del déficit en algunas regiones en 2005; en ambos casos se planteó la hipótesis de la coincidencia con la máxima convocatoria a la exportación. Además se evidencia la conveniencia de nuevas instalaciones de generación en Litoral – NEA o bien ampliaciones en la capacidad de transporte.

El consumo de gas por usinas es creciente con una tasa superior a la de los consumos residencial e industrial. La escasez de gas para generación térmica aumenta en la medida que no se contrate capacidad de transporte firme o semi firme. El punto económicamente óptimo correspondería a dos meses de riesgo de interrupción de gas para usinas y un máximo del 10 % de uso de combustibles líquidos.

Con respecto a la producción de gas se verificaría una disminución en la participación porcentual de la cuenca Neuquina en la producción nacional de gas, lo mismo ocurriría con la utilización de los gasoductos que se inician en esa cuenca.

En el ámbito regional se verifica un aumento de la oferta de gas debido a la incorporación de las reservas de Bolivia y el aumento de la producción propia en Brasil. En cuanto a los mercados domésticos, Argentina cuenta con un mercado interno muy desarrollado, con un consumo que se proyecta por encima de 90 MMm³/día a partir de 2003, mientras que en Bolivia el mercado del gas es prácticamente inexistente. En Brasil el consumo se proyecta en alrededor de 42 MMm³/día en 2003, pero considerando exclusivamente los consumos por usinas en las regiones Sud y Sudeste de Brasil, el mismo crece de 15 MMm³/día a 30 MMm³/día en el período que va de 2003 a 2010.

Desde el punto de vista del abastecimiento, las fuentes propias en Brasil se encuentran relativamente cercanas a los centros de consumo de Río de Janeiro y San Pablo mientras que la demanda de las regiones Sudeste y Sud se abastecería desde el gasoducto existente, con capacidad de 30 MMm³/día desde Bolivia a Campinas.

En ese contexto la Argentina exporta gas a Brasil para ser consumido en Uruguayana y con respecto a otras posibilidades de exportación, se deberá competir con ofertas de menor precio en boca de pozo y/o mejor posicionadas en cuanto a cercanía de los centros de consumo.

Debe destacarse que la Prospectiva de la Secretaría de Energía y Minería tiene bajo su responsabilidad orientar a los actores interesados por la evolución de Sector Eléctrico y lo realiza mediante el análisis de escenarios a futuro con un carácter amplio, siendo el OED el organismo que posee responsabilidad primaria sobre los aspectos relacionados al despacho técnico y económico del Sistema Argentino De Interconexión teniendo en cuenta la seguridad y calidad de los suministros a costo mínimo.

VIII. ASPECTOS AMBIENTALES

VIII.1. INTRODUCCION

Al desafío ambiental de lograr el crecimiento energético mediante un aprovechamiento equitativo y racional de los recursos naturales y generando variantes ajustadas a las necesidades del medio social que los sustenta, 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.

El reconocimiento cada vez mayor de las repercusiones que tiene sobre el ambiente el uso de la energía, está incorporando un nuevo aspecto a las políticas energéticas. La variable ambiental tiene una importancia relevante en el desarrollo del sector, abarcando tanto las cuestiones locales como las globales.

Es así que 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, mediante la adopción de normas ambientales para todos los segmentos de la actividad, desde la evaluación inicial hasta las etapas de construcción y operación, y en el fortalecimiento del rol de contralor del Estado.

Las líneas de alta tensión y las emisiones gaseosas en la generación termoeléctrica convencional son el principal tema de atención de la población en relación con la problemática ambiental.

En el sector eléctrico argentino se ha producido con anterioridad a la promulgación de la Ley N° 24.065/92 del Marco Regulatorio Eléctrico una mejora notable desde el punto de vista ambiental, en particular desde la vigencia del Manual de Gestión Ambiental para Obras Hidroeléctricas en el año 1987.

VIII.2. PROBLEMATICA GLOBAL

La crisis ambiental mundial aparece en los ochenta como el elemento perturbador del orden económico y político internacional. El cambio climático fue lo que mejor sintetizó la participación de los intereses estratégicos de las naciones, surgiendo en los años noventa como la crisis ambiental de mayor relevancia para la comunidad internacional.

Así, la preocupación mundial acerca de los cambios climáticos creó la necesidad de evaluar con mayor profundidad la problemática de la elevación de temperatura, que surge por la acumulación de dióxido de carbono, metano, fluorclorocarbonos y otros gases termoactivos en la atmósfera, denominados Gases de Efecto Invernadero (GEI).

En este sentido, los efectos del calentamiento global atribuido a la acumulación de gases de efecto invernadero, provocan una serie de fenómenos que la comunidad científica atribuye, casi sin discrepancias, a la acción del hombre sobre el ambiente.

Esta problemática de calentamiento global está centrada en primer término en las emisiones de CO₂, atribuidas mundialmente en forma mayoritaria (80%) al uso de los combustibles fósiles, los que han provocado un aumento de la concentración de este gas de 290 ppm a 360 ppm desde la revolución industrial a la fecha. Como consecuencia de ello se estima para el año 2025 un aumento de la temperatura media mundial en 2° C por encima de los registros preindustriales - Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) - 1995.

La responsabilidad primaria del calentamiento global se atribuye a los países más desarrollados, no obstante, las consecuencias afectan globalmente, produciéndose en el Hemisferio Sur la mayor vulnerabilidad, mediante un desequilibrio en los ecosistemas, los ciclos hidrológicos, la producción agrícola, los sistemas costeros, la salud humana y posiblemente sobre la frecuencia e intensidad del Fenómeno ENOS (El Niño - Oscilación Sur).

Los principales organismos internacionales y la mayoría de los países, están estudiando la evolución probable del fenómeno, 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.

No se puede descartar que dicho cambio esté asociado al simultáneo calentamiento de las altas latitudes del Hemisferio Sur, ni que éste sea a su vez una consecuencia del aumento del efecto invernadero. En los últimos años, el subsiguiente calentamiento de las latitudes medias del Hemisferio Sur parece haber comenzado a revertir las tendencias positivas de la precipitación por lo que deberán desarrollarse estrategias de adaptación a probables condiciones menos favorables en un futuro mediano plazo.

En esta situación, la vulnerabilidad argentina al ascenso del nivel del mar sería importante en la bahía de Samborombón y en las islas de la costa bonaerense entre Bahía Blanca y la desembocadura del río Colorado. Un problema de ardua investigación lo constituyen las consecuencias negativas que originaría este ascenso en el drenaje de la ya problemática cuenca del Salado.

También los oasis del piedemonte andino se verán amenazados, dada la extrema vulnerabilidad que ofrecen a la oferta de agua de deshielo, por el aumento de la población y de la demanda de agua junto con una segura mayor evapotranspiración. El estudio del balance hídrico de las nieves de cordillera y de los glaciares es fundamental para la planificación de la adaptación a las condiciones futuras, ante un calentamiento regional.

En este marco, cobran fundamental importancia las nuevas tecnologías no emisoras como las energías renovables para la generación de energía eléctrica, así como una activa política hacia el desarrollo de programas de eficiencia energética.

La posibilidad de aplicación de un conjunto de tecnologías y medidas de eficiencia energética permitirá aprovechar un importante potencial de ahorro en forma económicamente rentable, debiéndose crear las condiciones que faciliten esta explotación, con programas demostrativos impulsados por la Secretaría de Energía y Minería destinados a tal fin.

Además, el uso de fuentes renovables, actualmente desarrolladas en los mercados dispersos, muestra la posibilidad de una opción rentable para el largo plazo, especialmente si los costos ambientales de las externalidades negativas derivadas del uso de combustibles fósiles se contabilizan entre los costos reales de las opciones tradicionales.

En el sector termoeléctrico argentino, como consecuencia de una abundante oferta de gas natural, se ha producido una sustitución importante de combustibles líquidos, que sumada a la incorporación de nuevas unidades generadoras de ciclo combinado, trajo como consecuencia que se hayan mejorado notablemente los consumos específicos, redundando en una mejora desde el punto de vista ambiental regional y global.

No obstante, como consecuencia de una baja hidraulicidad, durante 1999 se ha producido un aumento de alrededor del 35% en la generación termoeléctrica respecto del año anterior. Sin embargo, de acuerdo a lo expuesto anteriormente, ese incremento en la generación representó sólo un 25% de aumento de emisión de CO₂.

La indisponibilidad de gas natural en el futuro para consumo en centrales eléctricas, podría ser el elemento perturbador que produzca el quiebre de la tendencia a la mejora en las emisiones de los gases de efecto invernadero.

VIII.2.1. CONVENCIÓN DE CAMBIO CLIMÁTICO - PROTOCOLO DE KIOTO

Las Naciones Unidas en 1984 dieron un paso fundamental en su política ambiental creando la Comisión para el Medio Ambiente y el Desarrollo, que en 1987 presentó un informe que proponía a la comunidad internacional el *desarrollo sustentable*, concepto que supera la noción de *protección del ambiente* existente a ese momento.

El imperativo de la sustentabilidad adjunta la dimensión del tiempo, implicando que existen fuertes consecuencias del accionar en el presente sobre las oportunidades futuras. En función de esto, se requiere que este desarrollo humano sea sustentable; es decir, que se trate de un desarrollo que satisfaga las necesidades del presente sin limitar las posibilidades de las generaciones futuras.

Así, como consecuencia del informe referido, en Río de Janeiro en 1992, se lleva a cabo la Cumbre para la Tierra, donde los países firmaron la Convención sobre Biodiversidad, la Agenda 21 y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), cuyo “objetivo final” fue establecer la estabilización de la concentración de gases en la atmósfera a niveles que impidan interferencias peligrosas de origen humano en el sistema climático.

El objetivo central de la Tercera Conferencia de las Partes (COP3) (CMNUCC) que tuvo lugar en Kioto en diciembre de 1997, fue lograr un acercamiento de posiciones entre los distintos países y posibilitar un acuerdo de las metas de la Convención que llevarán a la mitigación real del problema.

Entre las principales resoluciones adoptadas en la COP3 se halla la aprobación del Protocolo de Kioto (PK), 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:

- 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 los mecanismos del Protocolo:

- Profundización del mecanismo de Implementación Conjunta (JI) (art. 6), extendiéndolo a los países con economías en transición, integrantes del Anexo I. Consiste en la transferencia de Unidades de Reducción a cambio de la financiación de proyectos para reducir emisiones o aumentar sumideros de GEI, en cualquier sector económico y sólo entre los países del Anexo I. Todo proyecto de ese tipo deberá ser aprobado por los países participantes y uno de los países puede autorizar bajo su responsabilidad a la generación, transferencia o adquisición de unidades de reducción de emisiones.
- Profundización del alcance del Comercio de Derechos de Emisiones (ET) (art.17), entre los países del Anexo I, mediante operaciones suplementarias a las medidas nacionales para cumplir con los compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones. Las inversiones podrían llevarse a cabo por parte de empresarios nacionales que permitirían luego vender los créditos de emisión en el marco de este mecanismo. Para el caso que existan faltantes o sobrantes pueden acudir al mercado.
- Creación del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) (art. 12), que es el único mecanismo que permite por el momento la interacción entre los países del Anexo I y los países no incluidos en el mismo (caso de Argentina). 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.

Para la instrumentación de los objetivos del Protocolo, fue creada la OFICINA ARGENTINA DE IMPLEMENTACION CONJUNTA (O.A.I.C.), por el Decreto N° 822, en julio de 1998, en la que la **Secretaría de Energía y Minería** forma parte del **COMITÉ EJECUTIVO**.

Los Certificados de Reducción que resulten de los proyectos del **CDM**, deberán ser aprobados y certificados por las oficinas nacionales de los dos países involucrados (**OAIC en el caso argentino**) y luego por 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.

Según surge del texto del Protocolo, los certificados que se obtengan por el **CDM** en el período 2000-2008, podrán utilizarse para contribuir al cumplimiento de los compromisos asumidos por los países del Anexo B del PK para el período 2008-2012.

Durante el transcurso de la Quinta Sesión de la Conferencia de las Partes (COP5), celebrada en la ciudad de Bonn del 25 de octubre al 4 de noviembre de 1999, la REPÚBLICA ARGENTINA presentó una propuesta de **COMPROMISOS VOLUNTARIOS**, dentro de un contexto de política de crecimiento sustentable.

Las nuevas autoridades han realizado una revisión de la meta de crecimiento limpio presentada por la República Argentina en Bonn durante la COP5. Sobre la base de esta revisión, la Argentina asumiría una meta nacional diferente a la presentada en Bonn, ya que es una meta doméstica y no condicionada a la posibilidad de acceso a todos los mecanismos de Kioto ni a la entrada en vigencia del mismo. No obstante se sostiene que los países no Anexo I que asuman compromisos voluntarios deberían tener iguales oportunidades que los países Anexo I en lo referente a los mecanismos de Kioto y acceder plenamente al mercado de emisiones.

Los países que apoyan el comercio de emisiones lo describen como una manera de lograr beneficios para el medio ambiente y a la vez ahorrar costos.

Durante la COP6, desarrollada en La Haya en noviembre de 2000, se continuó con la discusión de los temas relacionados a la implementación del PK, pero si bien no hubo avances de consideración, la COP quedó abierta para proseguir el tratamiento de estos temas en mayo y junio de 2001 en Bonn, en oportunidad de realizarse la 14 Sesión de los Organos Subsidiarios de la Convención.

Las negociaciones en la COP6 estuvieron focalizadas en temas de complementariedad, fungibilidad entre los certificados obtenidos por los distintos mecanismos, la inclusión de sumideros y/o energía nuclear en el CDM y la posibilidad de aplicación de una tasa sobre los mecanismos para atender los problemas de vulnerabilidad.

También se decidió continuar con la fase piloto de las Actividades de Implementación Conjunta (AIJ) (Decisión 5/COP1-1995), requiriendo al Secretariado de la Convención la organización de talleres de revisión.

Para Argentina, la inclusión de los sumideros en el CDM (especialmente la forestación), es una cuestión de equidad, ya que estas actividades ya están incluidas dentro del mecanismo de Implementación Conjunta (JI), por el cual los países desarrollados pueden transferir entre ellos tanto reducciones de emisiones como absorciones de carbono atmosférico.

Esta postura es consistente con el principio de que los sumideros de carbono deben ser en todos los casos el resultado de actividades antropogénicas como condición para ser incluidos en el CDM.

La forestación tiene un alto impacto en el desarrollo de las economías regionales, generando actividad económica que reemplaza a la agricultura de subsistencia que históricamente se realiza avanzando sobre suelos ocupados por bosques nativos reciclando la pobreza y deteriorando el ambiente.

El concepto de comercio de emisiones se ha extendido a las acciones entre los países dentro del marco del PK. Así, para muchos es la única manera real en la que se pueden lograr las reducciones de emisiones a escala global, y resulta ser el mejor medio para transferir fondos y tecnologías a gran escala a los países en desarrollo, proporcionando un incentivo útil a los países desarrollados para reducir su alta emisión de gases per cápita.

Los objetivos de los proyectos que serían alcanzables por la normativa del PK serían:

- Coincidir con las estrategias nacionales en materia ambiental y de desarrollo
- Tener aceptación previa de los países involucrados
- Conducir a beneficios ambientales mensurables en el largo plazo relacionados con el cambio climático.
- Dichos beneficios no se habrían producido en ausencia del proyecto en cuestión.

Es mundialmente reconocida la necesidad de realizar acciones de mitigación de GEI como medida precautoria ante el cambio climático, de una manera rápida y costo-efectiva.

En este contexto, para el sector energético la compatibilidad de los proyectos con las prioridades y estrategias nacionales, estará focalizado en la protección de las cuencas hídricas, la reducción de combustibles fósiles, la utilización de energías renovables y el aumento de la eficiencia energética.

La Argentina tampoco debería tender a priorizar proyectos de bajo costo de mitigación ni tampoco resulta aconsejable obstruir los proyectos iniciales de elevado poder demostrativo para los potenciales inversores, como el caso de los ciclos combinados que reúnen eficiencia energética, tecnología avanzada y una elevada reducción de emisiones de GEI, al mismo tiempo que reemplazan a equipamientos con varias décadas de funcionamiento.

Para Argentina, es una prioridad ambiental la reducción de gases de efecto invernadero mediante la implementación de proyectos de ciclo combinado, entendiéndose que existe una total compatibilidad entre los objetivos de éstos y las normas planteadas en el marco de la Convención de Cambio Climático.

En este sentido, el desarrollo generado por los proyectos de ciclo combinado, ha permitido bajar los costos de producción de energía eléctrica en el mercado mayorista, la reducción de la tarifa en los usuarios no regulados, y la tendencia a la baja y mejora en la calidad de servicio en los usuarios de distribución regulada.

Ahora bien, existen opiniones de algunos negociadores dentro del marco de la Convención de Cambio Climático que sostienen que los proyectos desarrollados que no tengan como fin declarado la opción de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, no deberían tener posibilidad de calificar para el CDM, con lo cual se produciría una gravísima injusticia en el sentido de penalizar a aquellos países en desarrollo que hayan anticipado su conversión a un sistema energético competitivo y limpio, en beneficio de otros países en desarrollo con economías más consolidadas que la de Argentina, que se verían beneficiados aún con proyectos que solamente se reducen a un mero cambio de combustibles, pero que hasta el momento poco y nada han hecho por reducir sus emisiones. En esta situación de desigualdad, se produce una apropiación gratuita de las reducciones hechas hasta el presente por parte de Argentina, razón por la cual se debería considerar la posibilidad de revisión de los proyectos ya desarrollados, al menos con reconocimiento desde el surgimiento del Protocolo de Kioto en 1997.

Si bien es cierto que los proyectos de ciclo combinado poseen beneficios económicos intrínsecos, contribuyó a su implementación una decisión de cambio en el marco regulatorio, que implicó una profunda valoración de los beneficios ambientales incorporados en el cambio. No han sido sólo decisiones económicas las que posibilitaron el cambio tecnológico, sino múltiples componentes, entre las cuales se encontraba la voluntad política de hacer posible el desarrollo de inversiones a cargo del sector privado de generación de energía eléctrica.

Todo esto configura en definitiva, una situación altamente perjudicial para los intereses nacionales, porque excluye al país de la posibilidad de comercializar la reducción de emisiones que efectivamente tuvieron lugar hasta el presente.

También es importante destacar que independientemente de cualquier posición de determinismo económico que se adjudique a lo acontecido en materia de inversiones en la Argentina para incrementar la eficiencia energética, se ha conseguido sin lugar a dudas el objetivo del beneficio global que significa la reducción efectivamente mensurable de GEI operadas en el país.

Debe recordarse por otra parte que, aunque los mecanismos y el comercio de emisiones tendrán operatividad una vez que el PK sea ratificado, no obstante ya se están realizando inversiones y compras de certificados por parte de los países que deberán cumplir con metas fijas de reducción de emisiones. Esta alternativa ofrece la posibilidad de ir tomando posición para cuando el PK sea ratificado, pudiéndose realizar proyectos de menor costo o adquirir los certificados a un precio muy por debajo de lo que se espera adquieran cuando entren en vigencia.

Entre otros asuntos, resta definir en el seno de la Convención de Cambio Climático, como ya se ha mencionado, la porción de las obligaciones de reducción que los países desarrollados podrán cubrir con acciones externas. Algunos consideran que se debe establecer un límite para el uso de los mecanismos (suplementariedad), permitiendo utilizarlos para alcanzar sólo un determinado porcentaje de sus metas. Este porcentaje suplementario variaría entre un 20 y un 50% respecto de las acciones domésticas, y en tal magnitud estará el volumen de las emisiones que podrán transarse y por consiguiente el valor que puede alcanzar la tonelada de carbono reducida.

Por otra parte, está en discusión la fecha en que se reconozca la validez de los certificados ya producidos, el CDM cuenta con varias cualidades en común con un anterior concepto establecido en las Actividades de Implementación Conjunta (AIJ) (Decisión 5/COP1-1995), así, un proyecto AIJ que hubiera comenzado después de diciembre de 1997 (COP3) podrá ser elegido para su consideración como una actividad de proyecto de CDM si cumple con ciertos requisitos y las reducciones resultantes de emisiones por fuentes, a partir del año 2000 en adelante, deberán ser elegidas para la certificación retrospectiva, tal como lo establece el Art. 12 del PK.

Por lo expuesto, son innumerables los factores que pueden influir tanto sobre la demanda, como sobre la oferta futura de créditos de reducción de emisiones de GEI. Es por ello que todas las estimaciones que se hagan actualmente al respecto, están sujetas a un grado importante de incertidumbre.

Con el objeto de inducir la ratificación del PK, en especial por los países desarrollados, y dando un ejemplo de cómo puede colaborar con los sectores público y privado, el Banco Mundial ha lanzado el Fondo Prototipo del Carbono, destinado a la financiación de proyectos energéticos tendientes a la reducción de gases de efecto invernadero en países con economías en desarrollo, por medio de la instrumentación de los mecanismos del PK.

Este fondo ha sido aprobado por el directorio ejecutivo del BIRF, a través de la resolución 99-1 y el Poder Ejecutivo Nacional ha dictado el Decreto 481/2000 de adhesión, en razón de que Argentina fue invitada a participar como país anfitrión en el citado fondo.

VIII.2.2. MERCOSUR

De acuerdo con los antecedentes de procesos de integración disponibles, no sería lógico pensar en el corto plazo en una armonización total de los patrones y normas ambientales, dadas las características particulares de los países miembro, por cuanto no se registran diferencias significativas en el tratamiento legal de los aspectos ambientales de las actividades de generación, transporte, distribución y uso de energía.

Por consiguiente, los ordenamientos jurídicos nacionales no representan obstáculos para la integración energética, y el objetivo debería enfocarse en el establecimiento de un nivel de armonización adecuado de las legislaciones ambientales en el sector energético.

Así, tanto Argentina como Brasil cuentan con normas que consagran mecanismos de audiencias públicas y está presente en las legislaciones nacionales de los cuatro países, la obligatoriedad de Evaluación de Impacto Ambiental para las nuevas actividades, restando sólo armonizar aspectos puntuales tales como estándares de emisiones o patrones de calidad de efluentes.

En este aspecto, será necesario también consensuar conceptos, procedimientos e instrumentos para la implementación de auditorías ambientales en cuanto a herramientas de los planes de gestión ambiental, de las metodologías de gestión y lograr que el control de la legislación sea de efectivo cumplimiento, por cuanto Argentina al ser un país aguas abajo de las cuencas hídricas, es receptor de los vuelcos de efluentes que se realizan en los tramos superiores.

VIII.3. SITUACION DEL SECTOR ELECTRICO

VIII.3.1. Energía Hidroeléctrica

Actualmente los proyectos de grandes presas hidroeléctricas deben afrontar polémicas en la sociedad que pueden prolongarse en el tiempo y malograr el mejor de los proyectos.

Corresponde al constructor u operador de cada emprendimiento la identificación de los aspectos críticos que condicionan o definen una obra, ya sea desde el punto de vista de la seguridad como de la influencia sobre el medio.

Así, la Evaluación de Impacto Ambiental no debe considerarse como un mero trámite que tienda a corregir algunos posibles impactos sobre el medio natural y social, sino que debe dar los elementos necesarios para identificar la viabilidad de la obra.

Cobra 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.

La herramienta específica para ello es una adecuada 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. De ese modo la decisión de construir un embalse será más transparente y no ocasionará interminables controversias.

VIII.3.2. Energía Nuclear

La tendencia a un mayor uso de la energía nuclear ha perdido fuerza por las presiones sociales, básicamente en la resistencia pública a la aceptación de la tecnología nuclear por los riesgos inherentes a esta tecnología.

La introducción de una mayor competencia en la etapa de generación de la industria eléctrica, limita la expansión de la oferta nuclear. Las plantas nucleares requieren mayores costos de capital y largos períodos de construcción en relación con otras tecnologías (básicamente ciclos combinados de alta eficiencia a gas natural). Esto hace que la tecnología nuclear resulte poco atractiva para los inversores privados en un contexto competitivo, donde la recuperación de capital no está garantizada.

La expansión de nuevas centrales nucleares requiere, en primer término, la solución del problema de la localización de instalaciones receptoras de los desechos nucleares hacia el largo plazo.

Por otra parte, las plantas nucleares presentan altos costos fijos y bajos costos variables. Aún operando en la base con altos factores de utilización, no se garantiza la recuperación del capital en plazos económicamente razonables.

VIII.3.3. Normativa ambiental

En todos los países desarrollados existen normas nacionales relacionadas con la calidad ambiental, que dividen los territorios en función de la satisfacción o no de esas normas. Las áreas logradas se dividen en clases, acorde con los niveles de contaminación y uso del espacio, y entre estas normas se encuentran las relacionadas con la calidad del aire.

Como se ha mencionado, los contaminantes de interés provocados por la combustión en centrales eléctricas que pueden afectar la calidad del aire en el área local o regional, son el NO_x, SO₂ y material particulado (este último puede contener trazas de metales pesados).

El conocimiento de los niveles de base de dichos contaminantes, resulta indispensable para la evaluación del impacto ambiental generado por nuevas fuentes contaminantes y determinar la factibilidad del desarrollo de proyectos.

En Argentina no se cuenta con dicha base informativa, por lo que resulta necesario cooperar con otras áreas del gobierno, en la investigación para desarrollar y aplicar metodologías y en el intercambio de datos, en particular los datos de inmisión de las distintas áreas territoriales, a los efectos de determinar una zonificación de áreas de riesgo y poder establecer exigencias diferenciales de acuerdo con los niveles de contaminación en las diferentes zonas del país.

Con la Resolución SEyM N° 108/2001, se han profundizado los requerimientos de niveles de emisión (fundamentalmente NO_x), para los nuevos proyectos termoeléctricos, respecto de las exigencias establecidas en la anterior Resolución SE N° 182/95.

VIII.4. SITUACION DEL SECTOR ENERGETICO

VIII.4.1. Oferta Eléctrica

Durante el año 1999, según datos de consumos de combustibles correspondientes a la **generación térmica del MEM**, existe un aporte del 15,8 % de CO₂ al total de las emisiones de CO₂ (141.183 Gg de CO₂), originadas en los consumos aparentes de combustibles fósiles del país, y en los venteos de gas.

En el año 2000 esta situación no ha variado significativamente, según los datos preliminares de CAMMESA.

No se incluyó en el análisis el MEMSP y la autoproducción de energía (6.000 GWh), que si bien representa un 8,8% adicional al sistema público, en parte es generada por combustibles renovables.

La creciente participación del gas natural dentro de la matriz energética contribuye a disminuir las emisiones de CO₂, no sólo por ser un combustible más limpio y sin azufre, sino porque además emite la mitad de este gas respecto del carbón mineral y las dos terceras partes de las emisiones producidas con combustibles líquidos.

Para una mejor comprensión de la situación actual y futura del sector termoeléctrico respecto del ambiente, se analiza a continuación la evolución de las emisiones de CO₂ y NO_x respecto de la generación termoeléctrica convencional, en el período 1990/2000.

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 dam³ ó tonelada de combustible:

Factores de emisión de NO_x en kg/dam³ ó t de combustible

CENTRALES	AÑO	COMBUSTIBLE		
		Fuel Oil	Gas Natural	Carbón
Turbovapor	1994	8,79	5,41	5,44
	1999	6,09	3,16	5,22
Turbogas	1994		5,10	
	1999		4,33	

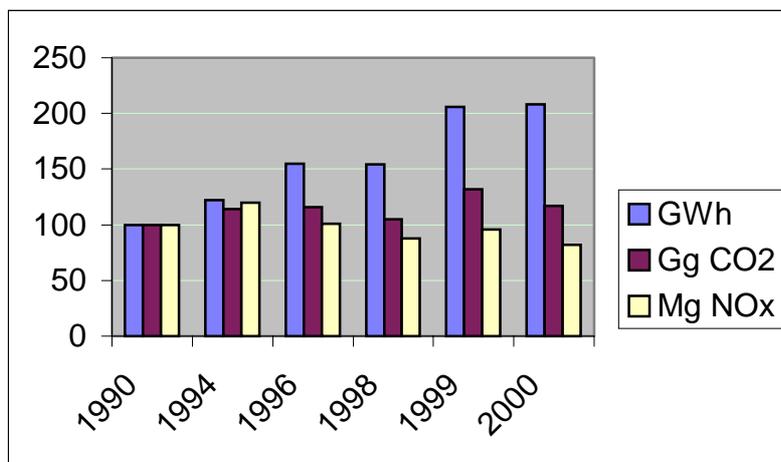
FUENTE: ENRE, Cálculo de Coeficientes de Emisiones Gaseosas

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ los datos surgen de los factores de emisión que recomienda la Agencia de Protección del Ambiente de EEUU (EPA), específicos para cada tipo de combustible y de las guías del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).

Realizando las comparaciones en cuanto a la generación térmica convencional (bruta) del MEM y las emisiones de gases desde el año 1990, se puede observar lo siguiente:

AÑO	GENERACION TERMICA GWh	CO ₂ (Gg)	NO _x (Gg)
1990	21.020	16.970	57,7
1994	25.669	19.381	69,4
1996	32.647	19.685	58,1
1997	30.448	15.165	44,3
1998	32.372	17.885	50,9
1999	43.385	22.365	55,6
2000	43.636	19.844	47,3
Variación 1990/2000	107,6%	16,9%	-18%

El siguiente gráfico ilustra la evolución porcentual de emisiones de ambos gases respecto de la generación termoeléctrica en el período considerado:



FUENTE: Elaboración propia y CAMMESA

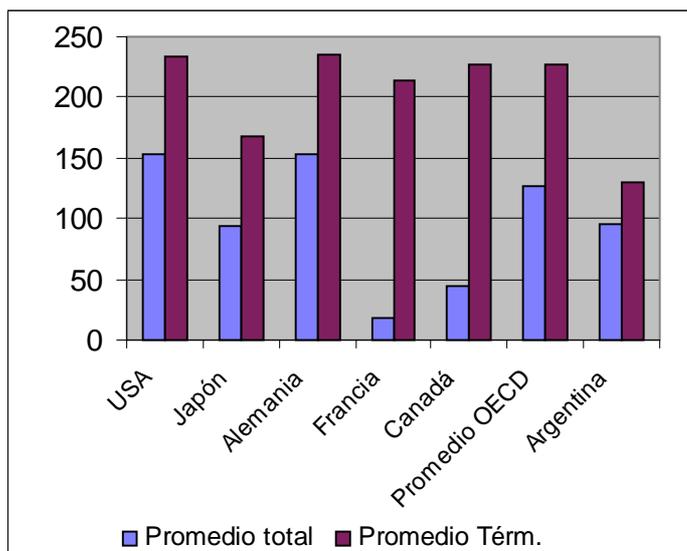
Se advierte que el crecimiento en la generación térmica convencional respecto de 1990 es de un 108% (por una baja hidraulicidad en 1999 y 2000), con una tasa de sólo el 16,9% para el CO₂ debido a la disminución en los consumos específicos de las unidades térmicas, esperándose para el futuro nuevas mejoras como resultado de la incorporación de nuevas unidades de ciclo combinado.

Con relación al NO_x, la disminución respecto a las emisiones del año 1990, está relacionada con la incorporación de turbinas de gas equipadas con quemadores de baja emisión, como se mencionara anteriormente. La participación de la generación termoeléctrica en la emisión de este gas, sólo representa un 7 a 8% de las emisiones conjuntas por consumo de combustibles fósiles de los sectores: transporte, industria, actividad agrícola y energía eléctrica.

Entre los años 1990 y 2000, el consumo de gas natural, dentro del menú de combustibles, aumentó su participación del 77% al 91 % en unidades calóricas equivalentes.

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 con valores de consumo alrededor de 1.500 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 2000, 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

VIII.4.2. Cálculo de emisiones futuras del MEM (2000-2010)

De acuerdo con los parámetros enunciados referidos a las emisiones de gases de efecto invernadero, se analizará sólo el CO₂ producido por los consumos de combustibles fósiles en la generación termoeléctrica convencional.

A los fines de cálculo y como resultado de los modelos desarrollados, se considera la generación neta del MEM. No se incluyen en las proyecciones las centrales de la Patagonia, a pesar de su vinculación dentro de los próximos 3 a 4 años, ya que en la actualidad no están conectadas y se dificulta su análisis para referirlo a la situación actual. Se incluye la generación para exportación al norte de Chile, por cuanto ya se autorizó su conexión al MEM.

Para el análisis se ha considerado un escenario de hidraulicidad media y con mayor probabilidad de ocurrencia.

El modelo calcula los consumos de combustibles probables, para lo cual se ha considerado, de acuerdo con sus opciones de uso, los siguientes consumos específicos (kcal/kWh):

Turbovapor consumiendo carbón : 2.500

Turbovapor consumiendo Fuel Oil: 2.300

Turbovapor consumiendo GN: 2.200

Ciclo combinado consumiendo GN: 1.600

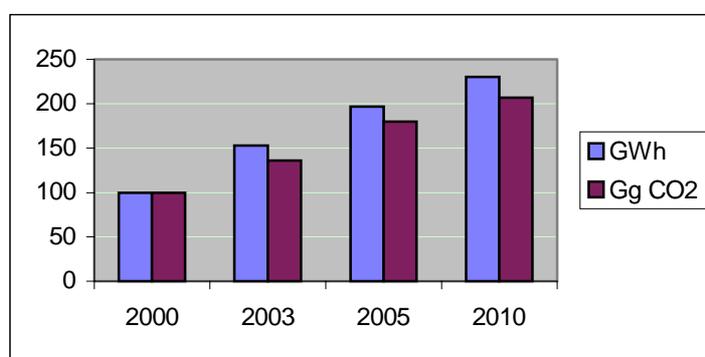
Ciclo combinado consumiendo Gas Oil: 1.800

Para el año base de cálculo (2000), se utilizan los datos provisorios de CAMESA

AÑO	Generación neta (GWh)	CO ₂ (Gg)
2000	41.958	19.844
2003	43.865	26.964
2005	82.810	35.908
2010	96.351	41.413

FUENTE: *Elaboración propia*

Graficando la evolución porcentual de las emisiones de CO₂ (106%), frente a la generación termoeléctrica convencional (130%) en el escenario considerado, se puede observar el menor crecimiento de las emisiones frente al aumento de la generación. Esto es consecuencia de la mayor participación del gas natural y del ingreso de ciclos combinados más eficientes.



FUENTE: *Elaboración propia*

VIII.5. CONCLUSIONES

Las mejoras de eficiencia energética obtenidas por el uso de energías fósiles, la utilización de tecnologías limpias y el mayor uso del gas natural, hacen ambientalmente sustentable el uso de los mismos.

El desafío futuro involucra mayores esfuerzos en investigaciones dirigidas a contar con las tecnologías más modernas en exploración y extracción de hidrocarburos, fundamentalmente de gas natural.

Por otra parte, las energías renovables no convencionales son cada vez más aceptadas, aunque su escala es insuficiente en el contexto energético. Por lo tanto se deberían realizar mayores esfuerzos en destinar recursos financieros e investigaciones para dar oportunidades a nuevos vectores energéticos, como por ejemplo el caso del hidrógeno, para que cuente con tecnologías más competitivas y se desarrollen nuevos mercados, visualizándose en el transporte su posibilidad más concreta.

Una de las perspectivas muy atractivas del hidrógeno, surge de su posibilidad de utilización en la generación de energía eléctrica mediante celdas de combustibles, aumentando así su eficiencia.

Por último, aunque no sería realista pensar que las energías no convencionales cobren preponderancia en la próxima década, el uso de fuentes renovables actualmente desarrolladas en los mercados dispersos muestra la posibilidad de una opción rentable para el largo plazo, especialmente si los costos ambientales de las externalidades negativas derivadas del uso de combustibles fósiles se contabilizan entre los costos reales de las opciones tradicionales.