

PROSPECTIVA 2002**INDICE**

I. RESUMEN Y CONCLUSIONES	1
I.1. INTRODUCCION	1
I.2. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA	4
I.3. OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA	5
I.4. TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA	6
I.5. DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL	9
I.6. SIMULACIONES	10
I.7. ASPECTOS AMBIENTALES	13
I.8. INDICADORES MACROECONOMICOS Y ENERGETICOS	15
II. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA	17
II.1. DEMANDA INTERNA DE ENERGIA ELECTRICA	17
II.1.1. Metodología Utilizada	17
II.1.2. Aplicación de la Metodología Utilizada	18
II.1.3. Escenarios de Demanda	20
II.2. ESCENARIOS DE DEMANDA EXTERNA DE ENERGIA ELECTRICA	26
II.2.1. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL	26
II.2.2. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY	32
II.2.3. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA DE CHILE	35
III. OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA	37
III.1. ESTADO DE SITUACION DE LA OFERTA ELECTRICA ARGENTINA	37
III.2. INCORPORACION DE OFERTA PREVISTA - PERIODO 2003-2010	41
III.2.1. HIPOTESIS SOBRE NUEVOS PROYECTOS HIDRAULICOS	42
III.2.3. HIPOTESIS SOBRE OTRAS FORMAS DE ENERGIA	42
III.2.4. HIPOTESIS SOBRE ENERGIA NUCLEAR	44
IV. TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA	47
IV.1. ESTADO DE SITUACION	47
IV.1.1. Documento sobre "Evaluación de Riesgos" elaborado por CAMMESA	48
IV.1.2. Informe de CAMMESA sobre perspectivas de riesgo en el Transporte	48
IV.1.3. Riesgos en el abastecimiento vinculados con el transporte	49
IV.1.4. Sistema NOA Norte	56
IV.1.5. Ampliaciones para adecuación de la Red de Transporte. Resoluciones S.E. N° 1/2003 y N° 106/2003	56
IV.1.6. Solicitud de aplicación del CER a los contratos COM existentes	57
IV.1.7. Calidad de servicio	57
IV.2. CURSOS DE ACCION PROPUESTOS	61
IV.2.1. Vinculación MEM – MEMSP	61
IV.2.2. Interconexión NOA - NEA. 1° etapa	62
IV.2.3. Interconexión NOA - NEA. 2° etapa	62
IV.2.4. Vinculación SADI – Sistema Sudeste de Brasil	63
IV.2.5. Interconexión Comahue - Cuyo	63
IV.2.6. Plan Federal de Transporte. Incorporación de ampliaciones	64
IV.2.7. Plan Federal de Transporte. Financiación de las obras	65

V. DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL	67
V.1. INTRODUCCION	67
V.2 ANALISIS DEL ABASTECIMIENTO INTERNO DE GAS NATURAL	69
V.2.1. Evolución histórica de la demanda	69
V.2.2. Balances de Gas Natural en los últimos años	70
V.2.3. Capacidad de Transporte	72
V.2.4. Financiación de la expansión del sistema de transporte de gas natural	73
V.3. RESERVAS DE GAS NATURAL E HIDROCARBUROS	74
V.3.1. Reservas actuales	74
V.3.2. Tendencias exploratorias y perspectivas de incorporación de reservas	75
V.3.2.1. Exploración en cuencas no productivas de alto riesgo	76
V.3.2.2. Exploración en cuencas productivas	76
V.3.3. Reservas a Incorporar	79
V.3.4. Incentivos	80
V.3.5. Reservas de hidrocarburos en la Región	80
V.3.6. Integración de las Reservas de Argentina y Bolivia	84
V.4. PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL	86
V.4.1. Demanda doméstica	86
V.5. EXPORTACIONES	89
VI. PLANTEO DE ESCENARIOS y SIMULACIONES	98
VI.1. ESCENARIOS DEL SECTOR ELECTRICO	98
VI.1.1. Demanda Interna	98
VI.1.2. Demanda Externa	98
VI.1.3. Hipótesis de equipamiento en el SADI	99
VI.1.4. Transporte eléctrico	99
VI.2. ESCENARIOS DEL SECTOR GAS NATURAL	100
VI.3. METODOLOGIA UTILIZADA PARA LAS SIMULACIONES	102
VI.3.1. ESTRUCTURA DEL MODELO	102
VI.3.2. Submodelo de Gas	103
VI.3.3. Submodelo de Energía Eléctrica	105
VI.4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	105
VI.4.1. Utilización de Líneas de Exportación a Brasil	106
VI.4.2. Simulaciones de Corto Plazo del Sistema Argentino	107
VI.4.2. Simulaciones de Mediano y Largo Plazo del Sistema Argentino	108
VII. ASPECTOS AMBIENTALES	118
VII.1. PROBLEMATICA GLOBAL	118
VII.1.1. CONVENCIÓN DE CAMBIO CLIMÁTICO - PROTOCOLO DE KIOTO	118
VII.1.2. CUMBRE MUNDIAL SOBRE DESARROLLO SUSTENTABLE	122
VII.1.3. MERCOSUR	123
VII.2. SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	124
VII.2.1. Normativa ambiental	124
VII.2.2. Energía Hidroeléctrica	125
VII.2.3. Energías Renovables No Convencionales	125
VII.2.4. Hidrógeno	126
VII.2.5. Energía Eólica:	127
VII.3. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO	128
VII.3.1. OFERTA ELÉCTRICA	128
VII.3.2. Cálculo de emisiones futuras del MEM (2001-2012)	130
VII.4. CONCLUSIONES	132

ANEXOS

ANEXO I	133
APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS	133
A – CATALOGO DE PROYECTOS	133
Magnitud de la oferta hidroeléctrica	133
Criterios de evaluación del recurso	134
Tareas a realizar	134
B – SINTESIS DE PROYECTOS	136
PROYECTO CORPUS CHRISTI	136
DESCRIPCION DE LAS ALTERNATIVAS	136
SINTESIS DE CARACTERISTICAS TECNICAS	138
EFECTOS AMBIENTALES Y REGIONALES	139
PROYECTO GARABI	146
DESCRIPCION DE LAS ALTERNATIVAS	146
SINTESIS DE CARACTERISTICAS TECNICAS	148
ANEXO II	155
TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA	155
1. Informe de CAMMESA sobre Perspectivas de Riesgo en el Transporte	155
2. Ampliaciones del Sistema de Transmisión Puestas en Servicio entre el 1-1-2001 y el 30-09-2002	156
3. Ampliaciones del Sistema de Transmisión en Desarrollo	158
4. Guía de Referencia de Transener S.A.. Ampliaciones Necesarias para Resolver Restricciones en el Transporte	159
4.1 Ampliaciones del Sistema de Transmisión – Obras Propuestas	159
4.2 Ampliaciones del corredor GBA-LIT-NEA para resolver problemas saturación capacidad de equipos existentes	160
4.3 Ampliaciones del corredor Litoral-NEA necesarias para el control de tensión de la red de 500 kV	161
4.4 Ampliaciones en el Corredor Comahue – Buenos Aires	161
4.5 Ampliaciones en el corredor Cuyo - Centro	161
4.6 Ampliaciones en transformación no contenidas en propuestas de ítems precedentes	162
4.7 Ampliaciones del sistema de transmisión - Obras en curso y/o Informadas por terceros	162
4.8 Obras que habían sido incluidas en ediciones anteriores de la Guía de Referencia	163
5.PAFTT. Obras Previstas en Zonas del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica otorgado por el Estado Nacional	167
5.1 EDENOR S.A.	167
5.2 EDESUR S.A.	168
5.3 EDELAP S.A.	169
6. Calidad de Servicio	169
6.1 MEM	170
6.2 MEMSP	171

ANEXO III	173
GRANDES USUARIOS DE LAS AREAS DE CONCESION DE EDENOR Y EDESUR	173
1) DESCRIPCION DE LA MUESTRA BAJO ANALISIS	172
2) EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA - PERIODO 2002/2001	172
3) CANTIDAD DE AGENTES DEL MEM:	179
4) TENDENCIA HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE GRANDES USUARIOS AREA EDENOR Y EDESUR:	181
5) CONCLUSIONES:	182
 ANEXO IV	 183
USO RACIONAL DE LA ENERGÍA Y ENERGÍAS RENOVABLES	183
Consulta Institucional	183
PROYECTO DE INCREMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGETICA Y PRODUCTIVA DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA ARGENTINA (PIEEP)	187
Objetivo del Proyecto	187
Líneas de acción	187
Entidades Participantes	188
Resultados Obtenidos	190
PROYECTO PERMER	190
Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales	190
INTRODUCCION	190
1 OBJETIVOS y CONTENIDO DEL PROYECTO	190
2 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO	192
3 GRADO DE AVANCE EN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO A MARZO DE 2003 PERSPECTIVAS DE LA IMPLEMENTACION DEL PROYECTO EN LAS PROVINCIAS	192

Glosario

ARGENTINA	
ME	Ministerio de Economía
SE	Secretaría de Energía
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
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
S-SE-CO	Sistema Interconectado Sul-Sureste-Centro Oeste
N-NE	Sistema Interconectado Norte-Nordeste
MRE	Mecanismo de Relocalización de la Energía
CHILE	
CNE	Comisión Nacional de Energía
SIC	Sistema Interconectado Central de Chile
SING	Sistema Interconectado Norte Grande de Chile
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
CIIU	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
ENS	Energía no Suministrada
DAG	Desconexión Automática de Generación
DAC	Desconexión Automática de Carga
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
PFT	Plan Federal de Transporte
FFTEF	Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal
CAF	Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Interprovincial
IIRSA	Iniciativa para la Modernización y Desarrollo de la Infraestructura Regional de América del Sur
OPEP	Organización de los Países Exportadores de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
LNG	Gas Natural Licuado
PPA	Power Purchase Agreement
URE	Uso Racional de la Energía
UEGD	Uso Eficiente de Energía y Gestión de Demanda
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
PK	Protocolo de Kioto
COP	Conferencia de las Partes

MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio (en inglés CDM)
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (En inglés UNFCCC)
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
EPA	Agencia de Protección del Ambiente de EEUU
GPE	Grado de Penetración de la Generación Eólica
a.a.	Anual acumulativo
CPI	Consumer Price Index - EEUU
PPI	Producer Price Index (Índice de precios al por mayor de productos industriales de EEUU).
CEMSA	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.
CIEN	Cía. de Interconexión Energética
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.

I. RESUMEN Y CONCLUSIONES

I.1. INTRODUCCION

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, en el marco de lo prescrito por el Artículo 38 de la Ley N° 24.065, debe dar a conocer “planes orientativos” sobre las condiciones de demanda y oferta del mercado.

En ese 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 con los países de la región y su impacto en los mercados de gas natural y electricidad.

En esta oportunidad, el interés se mantiene básicamente en los mismos temas tratados anteriormente, con mayor énfasis en el diagnóstico y propuesta de soluciones necesarias a partir de la sanción de la Ley N° 25.561 del 7 de enero de 2002 que declaró el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y dispuso la salida de la convertibilidad. La situación macroeconómica imperante desde fines del año 2001 impactó fuertemente en el Sector, que enfrenta desde entonces un escenario caracterizado por ingresos en moneda local con paridad cambiaria alta, congelamiento de tarifas, compromisos financieros en moneda dura, ausencia de crédito externo, restricción de gastos y carencia de provisiones de inversión.

En este nuevo contexto macroeconómico y sectorial se hizo necesario adecuar, a través del dictado de una serie de Resoluciones de la Secretaría de Energía, las normas agrupadas en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" establecidos por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias. Mediante esos instrumentos se implementaron:

- * Límites a la sanción de precios por aplicación del criterio de costo marginal, mediante la fijación de valores máximos de costos variables de producción, reconocidos para la sanción de precios
- * Sobrecostos de despacho
- * Reconocimiento del pago de potencia a máquinas térmicas disponibles (año extraseco, con demanda a dos años hacia adelante)
- * Incorporación del criterio remunerativo por disponibilidad
- * Separación de precios de potencia y energía
- * Mercado Spot Anticipado, conformado a partir de la licitación de módulos básicos de energía, a efectos de estabilizar precios en el período invernal.
- * Reserva de confiabilidad con garantía de combustible
- * Nuevo esquema de remuneración por confiabilidad, a partir de la implementación de un servicio de reservas de corto y mediano plazos
- * Financiamiento a mantenimientos de Transporte y Generación, cuando se demuestre económicamente la ventaja para el sistema
- * Concientización de la necesidad de lograr mayor ahorro energético, iniciando con medidas de no incremento del consumo en el sector público

Las medidas implementadas se apoyan en la utilización del Fondo de Estabilización, en el marco del derecho que asiste a la Secretaría de Energía de sancionar los precios estacionales, por aplicación de la Ley 24.065. Esa facultad permite controlar los montos acumulados en el Fondo, evitando de ese modo que un eventual faltante ponga en riesgo el abastecimiento.

En lo que se refiere a la situación de las tarifas de las distribuidoras con concesión nacional, teniendo en cuenta que la Ley N° 25.561 delegó en el Estado Nacional y en los Estados Provinciales la renegociación de los contratos, se creó en el ámbito del Ministerio de Economía la Comisión de Renegociaciones de Contratos de Obras y Servicios. De igual forma, los gobiernos provinciales a través de sus instituciones, debieron encarar la situación de los contratos de las concesiones provinciales.

Como consecuencia de las demoras en las renegociaciones de los contratos, tanto a nivel nacional como provincial, y fallos judiciales que suspendieron la aplicación de los aumentos de emergencia establecidos por el Decreto P.E.N. N° 146/2003 para el servicio de energía eléctrica en las empresas de jurisdicción nacional, la distribución eléctrica ha mantenido su nivel de tarifas durante el año 2002, y si bien se han estudiado y presentado propuestas para la renegociación de los contratos no se han producido avances concretos.

El escenario macroeconómico y sectorial descrito impone la necesidad de impulsar acciones adicionales a las implementadas. Se propone, para el corto / mediano plazo:

- * Segmentación de la demanda entre los actores económicos y aquellos realmente cautivos de los prestatarios del Servicio Público de Distribución, a efectos de delimitar el ámbito de aplicación del Fondo de Estabilización, y que los actores económicos receptores de la renta proveniente del Sector Energético pretendan obtener un tratamiento similar a los segmentos sociales más castigados por la crisis y a los cuales se deberá atender con tarifas sociales equitativas.
- * Análisis del Plan Federal de Transporte, que a efectos de determinar las prioridades se debería instrumentar bajo el criterio del máximo beneficio social, incluyendo para el período de emergencia un conjunto mínimo de obras imprescindibles para el Transporte por Distribución Troncal.
- * Instrumentación de mecanismos de ahorro energético y eficiencia para todos los tipos de usuarios y previsión de mecanismos de penalización en caso de incumplimiento. Para ello se deben sancionar precios estacionales acorde con los precios Spot del Mercado. Debe tenerse en cuenta que las medidas de ahorro son efectivas cuando los precios reflejan los costos reales de la actividad.
- * Análisis de la evolución del paradigma instalado a nivel internacional durante la década de los noventa y suscrita por la Argentina a nivel regional, mediante los compromisos asumidos en el Tratado de Asunción, Protocolo de Ouro Preto, Resolución N°32/98, Memorando de Entendimiento Mercosur/MC/DC N°10/98 y otros que giraban alrededor de conceptos tales como la competitividad del mercado basado en el libre intercambio entre empresas, es decir en un marco de libre competencia, sin subsidios ni discriminación con respecto a agentes de la demanda y de la oferta, acceso abierto a la capacidad remanente de los ductos (gas, electricidad), etc., todo ello en el camino de superar las asimetrías y lograr finalmente la integración regional en materia energética. Sin embargo actualmente se observa un proceso de concentración de mercado por parte de empresas con mayoría estatal y fuerte incidencia no sólo

doméstica sino regional que obligaría a replantear la situación a los efectos de superar eventuales conflictos para lograr el objetivo estratégico regional.

Para su aplicación en el mediano / largo plazo, se debería implementar:

- * Adecuación del Plan Federal de Transporte: Su implementación debe tener en cuenta la integración al Mercado de la capacidad instalada no usufructuada plenamente por restricciones de transporte del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), las necesidades del Mercado Doméstico y la nueva situación del MERCOSUR Ampliado.
- * Eventual convocatoria por parte del OED, en caso que sea investido como mandatario de los Agentes del MEM con responsabilidades de garantizar la demanda doméstica, para convocar la oferta de potencia incremental necesaria para el normal abastecimiento de la demanda, congruente con el crecimiento esperado.

El objeto de este Informe de Prospectiva 2002 es proveer elementos de análisis para la implementación de las acciones propuestas en los párrafos anteriores. Para ello, los objetivos primordiales planteados son:

- Analizar el comportamiento futuro del SADI, 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 evolución de la relación costo/precio del gas natural en boca de pozo teniendo en cuenta la situación regional, la incidencia de las exportaciones, la expansión del sistema de transporte y la evolución de las reservas.
- 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 entre proyectos de transporte de gas y entre transporte de gas y generación y transporte de energía eléctrica.

En los primeros capítulos se presentan las hipótesis de evolución de oferta y demanda de los sectores eléctrico y de gas, que conforman los escenarios probables de funcionamiento del SADI que se han considerado para el análisis del período 2003 – 2012 y los resultados de las simulaciones del comportamiento del Sistema bajo estos supuestos.

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

Se han incorporado como anexos del Documento, aspectos relacionados con los capítulos de Oferta y Transporte Eléctrico, el análisis de las demandas de Grandes Usuarios de EDENOR y EDESUR, y una reseña de las actividades desarrolladas en el ámbito de la Secretaría de Energía sobre Uso Racional de la Energía (URE) y Energías Renovables.

I.2. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Para el análisis de la posible evolución de la demanda de energía eléctrica se realizaron proyecciones de la demanda interna global a nivel de facturado a usuario final y luego se desagregaron los valores anuales en cada región, según su participación histórica.

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.

Para el cálculo de las proyecciones de la demanda interna se han definido tres escenarios de crecimiento posible, considerando el año 2001 como base, y se utilizó la serie de demandas globales calculadas sobre la base del facturado por las empresas distribuidoras en el período 1976 - 2001.

El facturado incluye las demandas por uso residencial, comercial, industrial, servicios sanitarios, oficial, riego agrícola, electrificación rural, tracción eléctrica y otros.

La tasa anual acumulada resultante respecto del año 2001 es 3,61% para el escenario base, 4,31% para el escenario de crecimiento máximo y 2,85% para el escenario de crecimiento mínimo.

Se resumen en la siguiente tabla 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
Base	2.000	338		300
2006			300	
2008	3.200			

Los intercambios futuros sólo son factibles si se realizan las obras de Transporte necesarias en el Sistema Argentino, como la línea NOA-NEA¹ y la línea Comahue-Cuyo y aquellas obras destinadas a alcanzar en cada caso el Nodo Frontera que se plantee para la interconexión.

Es importante destacar que las autoridades de Chile y Argentina han planteado la necesidad de avanzar hacia la integración de los mercados energéticos de ambos países, dando prioridad a las tareas orientadas a lograr dicho objetivo, por lo que se está trabajando en los aspectos legales y técnicos del Proyecto de Interconexión (Reglamento de Interconexión y Comercialización, Manual de Procedimientos, Intercambio de Información, etc.).

Con relación al factor de carga del sistema argentino, la evolución histórica de los promedios mensuales se mantiene estable, aunque se aprecia una leve tendencia al desmejoramiento en los máximos, que son crecientes en cada año. En la medida que se logre un mayor aplanamiento de las curvas de carga, el requerimiento de inversiones para el transporte y la distribución será menor, por lo tanto es conveniente dar claras señales económicas a la demanda para su adecuación. A los fines de la elaboración de los escenarios, se supuso que se mantiene la situación actual.

¹ Primera etapa El Bracho - Cobos. Segunda Etapa El Bracho - Resistencia

I.3. OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

La declaración del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y la salida del régimen de convertibilidad cambiaria dispuestas por la Ley N° 25.561, ocasionó diversas consecuencias para el Sector, particularmente en el segmento generación.

Para el equipamiento térmico más antiguo se observa en términos relativos una disminución de los costos corrientes de operación y mantenimiento, dada su componente nacional. Los nuevos ciclos combinados, por el contrario, deben enfrentar una tasa cambiaria alta para pagar las tareas de mantenimiento realizadas por los fabricantes, en el marco de las garantías existentes sobre el equipamiento.

Con referencia a la posibilidad de nuevas inversiones, los agentes enfrentan un contexto de ausencia de crédito externo y tarifas que no remuneran costos de ampliación.

En lo referente a combustibles, la situación del gas natural y los derivados hidrocarburíferos líquidos (gas oil, fuel oil) es diferente.

La evolución del precio del gas natural, combustible de relativa abundancia en el país y con fuerte competencia regional (Bolivia), difícilmente transite el camino de recomposición en moneda dura. En los últimos años, aun los anteriores a la devaluación del peso, el sendero de precios de este combustible, que no es un commodity en sentido estricto (depende del transporte con alto costo de capital) no acompañó al del petróleo y derivados líquidos, y esa situación podría ahondarse en el futuro, aunque su piso debería situarse en valores compatibles con los reales costos de producción, desarrollo y exploración (dentro de riesgos acotados).

Teniendo en cuenta que durante el invierno se producen importantes restricciones en la disponibilidad de gas para generación de electricidad y que el valor de los derivados líquidos, alineados con el dólar, tiene un alto impacto estacional, en un marco de racionalidad económica serían factibles las ampliaciones necesarias de la red de transporte que disminuirían el período de restricciones de gas a las centrales térmicas. Esas centrales, como consumidores firmes o semifirmes, contribuirían con la tarifa a la expansión de los gasoductos.

Puede concluirse entonces que en el contexto macroeconómico actual, la recomposición de la ecuación económica de las empresas de servicios públicos y de interés público puede llevar tiempos prolongados. En el período de corto a mediano plazo existirá cierta volatilidad hasta tanto se alcancen acuerdos de largo plazo con los organismos multilaterales, que en la medida que contemplen metas razonables y de posible cumplimiento, permitirán a partir del mediano plazo el acceso al mercado financiero internacional. En lo inmediato prácticamente sólo el saldo positivo de la balanza comercial posibilitará hacer frente a las necesidades de servicios y equipamiento externo.

En el contexto descripto, no se consideran retiros de equipos existentes ni se prevé la incorporación de nuevas unidades generadoras en los escenarios de oferta. El abastecimiento en el corto y mediano plazo se sustenta sobre la base de ampliaciones del sistema de transporte, y para el largo plazo se especifican los módulos de generación (ciclos combinados) que sería necesario incorporar para un normal abastecimiento de la demanda.

Es importante destacar que en el nuevo contexto macroeconómico, los aprovechamientos hidroeléctricos han mejorado significativamente sus condiciones de competitividad, dado que

tienen participación prácticamente total de insumos de origen nacional o regional, resultan demandantes intensivos de mano de obra e impactan significativamente sobre la actividad económica local. Estos proyectos, que deben evaluarse a partir de un enfoque global de uso del agua, tienen distintos segmentos de aplicación de acuerdo a su magnitud.

Los aprovechamientos de pequeña escala constituyen alternativas de gran impacto local que podrían contribuir a la incorporación de comunidades marginadas a la actividad productiva, donde la generación de energía eléctrica se subordina totalmente a los otros usos. En los proyectos de escala media, que tienen impacto considerable en el desarrollo regional, el uso hidroeléctrico tiene mayor significación económica, aunque su importancia relativa es inferior a la de otros usos del agua, como la regulación o el riego, y en los aprovechamientos de mayor magnitud el uso hidroeléctrico suele ser el más importante. En este último segmento, en el marco del proceso de integración económica en marcha en la Región, los proyectos hidroeléctricos binacionales, particularmente Corpus Christi y Garabí, tanto por su ubicación geográfica como por su magnitud, constituyen una alternativa importante para el abastecimiento del mercado ampliado.

Las posibilidades de incorporación de otras formas de energía, particularmente eólica y solar, se manifiestan especialmente en mercados aislados. Sin embargo, en los últimos años y fundamentalmente a partir del incentivo generado con la promulgación de la Ley N° 25.019, se han incorporado a los sistemas interconectados varios parques eólicos de envergadura y otros presentaron sus solicitudes de acceso, aunque a partir de los recientes cambios macroeconómicos, los nuevos ingresos han sido postergados. Deben tenerse en cuenta las restricciones que tiene en los sistemas interconectados la generación eólica y definir las limitaciones y encuadramiento que deben observarse².

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.

En el capítulo correspondiente se describen dos programas denominados “Gestión de Vida” y “Extensión de Vida”, que NASA aplica a garantizar y prolongar la vida útil de las dos centrales nucleares que opera. El primero está orientado a efectuar las tareas de mantenimiento necesarias a fin de cumplir las metas de seguridad nuclear, alta disponibilidad y actualización continua de los criterios de diseño a lo largo de la vida útil de las centrales, y el segundo comprende las tareas a efectuar para lograr una extensión de la vida útil de las centrales existentes.

I.4. TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

Las instalaciones de transporte, principalmente de distribución troncal, han experimentado en los últimos años grados de exigencia crecientes, hasta alcanzar en determinados casos niveles de tensión en los límites de las bandas permitidas o convocando el despacho de generación forzada local, a fin de compensar faltantes de potencia activa o reactiva, o garantizar la seguridad del suministro.

Esa situación, agravada por el contexto macroeconómico actual, hizo necesario realizar ajustes en la normativa.

² Ver el informe elaborado por CAMESA “Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia”, disponible en el sitio web de la Secretaría de Energía.

Por una parte, se dictó la Resolución S.E. N° 334/2002, que implementó el esquema de seguridad para control de frecuencia y tensión del SADI. Asimismo, mediante el dictado de las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 1 y 106 del 2003 se habilitó transitoriamente la realización de ampliaciones destinadas a la Adecuación del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal para satisfacer el cumplimiento de los criterios de diseño, la construcción de obras destinadas a solucionar los riesgos de abastecimiento existentes, y se identificaron las obras de Transporte necesarias en una Primera Etapa.

En el capítulo IV se describen los riesgos de abastecimiento vinculados al transporte por distribución troncal que afectan a distintas áreas del SADI, y que en parte son considerados en la mencionada Resolución S.E. N° 106/2003. Merece destacarse la situación que afecta al Area Sur del Sistema Interconectado Patagónico y al Area Norte del NOA.

- En el Area Sur del Sistema Interconectado Patagónico existe un nivel significativo de generación térmica y eólica no declarada en el MEMSP, que en condiciones de alta importación desde el subsistema Norte y bloqueo de alguna unidad de generación que no tenga implementadas acciones de Desconexión Automática de Cargas (DAC), podría generar el aislamiento del Subsistema y su posterior colapso.
- El Area Norte del Sistema NOA también presenta una situación particular. Si bien tiene un problema estructural de transporte derivado en parte de su vinculación débil al sistema de 500 kV, en ese área existe capacidad de generación subutilizada. La CT SALTA, de 643 MW, opera aislada del sistema argentino e interconectada al sistema Norte Grande Chileno mediante una LAT 345 kV.

En caso de persistir la ausencia de incorporación de potencia en el MEM, hacia el mediano plazo comenzarían a manifestarse dificultades en el abastecimiento de la demanda. Teniendo en cuenta esta situación, resulta necesario optimizar el uso de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional. Se recomiendan tres acciones orientadas en ese sentido.

Por una parte, se propone que, mientras tenga vigencia la emergencia económica, se consideren en el Plan Federal de Transporte las obras que hayan sido incorporadas y justificadas en las guías de referencia de los transportistas troncales, con el objeto de evitar el desabastecimiento a la demanda en el corto plazo. Se seleccionará un conjunto mínimo de obras a financiar íntegramente por el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal, con el criterio de incorporar sólo las obras que garanticen el abastecimiento en el corto plazo y sean compatibles con el flujo real de ingresos al citado Fondo Fiduciario.

Asimismo, se propone financiar con el mismo Fondo la interconexión en 500 kV del Subsistema NOA Norte (El Bracho – Cobos). Esa obra, que constituye la primera etapa de la vinculación entre las regiones NOA y NEA, resolverá en gran medida el problema estructural de transporte que afecta a la demanda doméstica del Norte de la Región, reducirá significativamente la necesidad de convocar generación forzada, mejorará el uso de la capacidad instalada en generación frente a la retracción de las inversiones en el Sector y permitirá asimismo utilizar la sobreoferta disponible en el Sistema Norte Grande Chileno, posibilitando con todo ello la reducción de costos de las distribuidoras de la zona.

Se entiende que dada la situación alcanzada se dará principio de ejecución a la Interconexión Patagónica de ET Choele Choel - ET Puerto Madryn en los términos del Acta de Acuerdo suscripta en 2002 entre Secretaría de Energía, el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el

Transporte Eléctrico Interprovincial (CAF), el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y ALUAR - CH Futaleufú.

Otras obras consideradas en los escenarios son:

- Vinculación de las ET Cobos y Resistencia, que completará la interconexión NOA-NEA a iniciar con la LAT en 500kV El Bracho - Cobos e instalaciones asociadas, que quedará bajo responsabilidad exclusiva de los inversores privados.
- Interconexión de la SE San Isidro (Posadas) con la zona de Iguazú, también a cargo de la inversión privada, que posibilitará, en conjunto con las obras de interconexión NOA-NEA, la habilitación de un corredor que interconectará el Norte Grande Chileno con el Norte Argentino y la Región Sudeste de Brasil. La vinculación del Sistema Argentino con la Región Sudeste de Brasil facilitará los intercambios entre ambos sistemas y proveerá al SADI una importante mejora en su seguridad frente a contingencias que afecten tanto a corredores del sistema de transporte como a la oferta. Asimismo, las dos nuevas estaciones transformadoras del sistema de transporte en extra alta tensión, ubicadas en ambos extremos de la Provincia de Misiones, proveerán una doble alimentación para el abastecimiento de las demandas de esa Provincia.
- Interconexión Comahue-Cuyo, que materializará la vinculación en anillo de las regiones Cuyo, Comahue, GBA, Litoral y Centro. De esa manera mejorará sensiblemente la confiabilidad del suministro para el área Cuyo y para el SADI en su conjunto, la oferta del Comahue dispondrá una vía adicional para su colocación en los centros de consumo, se minimizarán los límites entre áreas, disminuirá sensiblemente la generación forzada, se reducirán los precios de la energía suministrada en el MEM y se incrementarán las posibilidades de interconexión del SADI con el Sistema Central de Chile.
- Si bien la denominada “Línea Minera” (Gran Mendoza – San Juan – Rodeo y Recreo – La Rioja) se mantiene en el Plan con un orden menor de prioridad, debería analizarse la posibilidad de construir en una primera etapa el tramo Gran Mendoza – San Juan, que operaría provisoriamente en 220 kV. Su construcción podría encararse como parte de la vinculación Comahue - Cuyo.

Tanto el corredor que interconectará el Norte Grande Chileno con el Norte Argentino y la Región Sudeste de Brasil como la vinculación entre el SADI y el Sistema Interconectado Central de Chile constituirán avances concretos en materia de integración energética en la región.

Con relación a la financiación de las obras del Plan Federal de Transporte, se considera conveniente que el Comité de Administración asuma acciones más activas en materia financiera. En ese sentido se debería analizar la posibilidad de interesar tanto a los organismos financieros multilaterales tradicionales para la Argentina (BID, Banco Mundial) como a otras entidades de la Región, como IIRSA, FONPLATA y la Corporación Andina de Fomento.

El cronograma probable considerado en los escenarios es el siguiente:

	Año
Línea El Bracho – Cobos	2005
Línea Choele Choel - Pto. Madryn	2005
Línea Chocón Oeste – Gran Mendoza	2006
Línea El Bracho – Resistencia	2008

I.5. DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

La expansión del sector eléctrico en la última década, sustentada en la incorporación de ciclos combinados de alto rendimiento, consolidó la profunda interacción con la industria del gas natural. En consecuencia, la sustentabilidad de su desarrollo está íntimamente relacionada con la evolución que experimenten las cantidades disponibles de gas natural para el consumo de usinas, los precios y condiciones en que se realiza el abastecimiento.

Entre el principio y el final de la década 1992-2001 se duplicó de la producción de gas natural, en gran medida impulsada por el incremento de las exportaciones a países limítrofes que involucran volúmenes significativos.

En el marco de la integración energética en marcha en la región, se desarrolló en los últimos años una gran infraestructura de gasoductos de exportación a Chile, Uruguay y Brasil, que transformaron a Argentina en líder del proceso. Esos proyectos, que cuentan con diversas posibilidades de incrementar los volúmenes transportados en la actualidad, posibilitaron que tanto en Argentina como en Bolivia se llevaran a cabo proyectos de exploración y desarrollo que permitieron incorporar reservas, en un proceso que de otra manera hubiese sido más lento o imposible.

Siendo el gas natural un recurso no renovable, la cuestión de las reservas adquiere significativa importancia, en relación con la necesidad de sostener en el largo plazo el abastecimiento interno y los compromisos de exportación.

La tendencia de consumo creciente manifestada en los últimos años se ha visto interrumpida por la reciente crisis económica, que llegó a su máximo durante el año 2002, y que produjo un fuerte impacto en la ecuación económica de todos los sectores, particularmente en los agentes del sector de gas natural, que enfrentan precios pesificados e invariables del gas en boca de pozo para satisfacción de la demanda doméstica, experimentan en algunos casos serias dificultades en el acceso al mercado financiero, el valor de sus activos ha disminuido y en consecuencia se resintió la posibilidad de realizar nuevas inversiones. La situación descrita impacta negativamente en la disposición de los inversionistas para el sostenimiento de la producción y afecta también las actividades de exploración y desarrollo, que están orientadas al mediano y largo plazo, y a los contratos celebrados en el mercado interno.

Por otra parte, el marco de sobreoferta regional originada fundamentalmente en las reservas de Bolivia y Perú, determina una caída de los precios del gas natural en la región y afecta las posibilidades de aumentar la colocación de volúmenes de gas argentino en el mercado externo.

Sobre la base de los descubrimientos exploratorios efectuados en los últimos años en las cinco cuencas que hasta la fecha han resultado económicamente productivas, el total de reservas a considerar en el cálculo prospectivo es Volumen de Reservas Comprobadas al 31/12/01 + 50% del Volumen de Reservas Probables actuales + 100% de las Reservas estimadas de incorporar desde 2002 hasta el año 2012, o sea:

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

$$VT = (763,5 + 152,7 + 500) 10^9 \text{ m}^3 = 1.416,2 10^9 \text{ m}^3 \quad ; \text{ sujeto al desarrollo del mercado y a la evolución del precio del gas en boca de pozo}$$

Las proyecciones sectoriales de demanda de gas se desagregan en 9 regiones, conforme la agrupación de las zonas tarifarias en que se encuentra dividido el mercado del gas en Argentina. El incremento de la demanda interna firme de gas, que incluye los sectores Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte (GNC), resulta de 1,8% a.a. para el período de análisis 2004-2012.

Para ese período se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas³, se incremente a un ritmo de 2,2% a.a. Hacia fines del período, la participación de la demanda de centrales y transporte crecería levemente a expensas del resto de los sectores.

Los proyectos de exportación de gas autorizados y en trámite, a diciembre de 2002, totalizan algo más de 40,00 MMm³/día, de los cuales están en operación cerca de 30,00 MMm³/día.

Para las proyecciones de los volúmenes a exportar se plantean dos escenarios, en los que se toman en cuenta los proyectos autorizados y en trámite. En ambos casos las proyecciones se hicieron considerando como consumo inicial la demanda de cada tipo de usuario en el año base, y un crecimiento progresivo hasta alcanzar los máximos autorizados en el año 2012 para el escenario medio y el año 2006 para el escenario de crecimiento alto.

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

Las proyecciones de demanda total de gas, considerando el abastecimiento de la demanda interna y las exportaciones, dan como resultado un volumen de 40.500 MMm³ para el año 2004, llegando a 53.300 MMm³ en el año 2012.

1.6. SIMULACIONES

Las simulaciones de los mercados de gas y energía eléctrica se realizaron mediante el modelo GASELEC, desarrollado en la Secretaría de Energía, que representa simplificada las cuencas productoras, los gasoductos, los mercados consumidores de gas y energía eléctrica, las centrales de generación térmica e hidráulica y las líneas de transmisión de energía eléctrica, permitiendo además la representación de los vínculos eléctricos y de gas natural con los países vecinos.

En primer lugar se presentan los resultados obtenidos a partir de la simulación del sistema brasileño, donde se obtiene la demanda de ese mercado a abastecer desde el sistema argentino. Se simuló la convocatoria a los contratos celebrados para exportación a Brasil, considerando para el año 2004 una capacidad de exportación máxima de 2.000 MW con nodo frontera de Brasil en Itá y a partir de 2008 se aumentó la capacidad de exportación sumando 1.200 MW con nodo frontera de Brasil en Itaipú. El factor de utilización (FU) obtenido⁴ oscila entre 29 y 49 % para el vínculo con el Subsistema Sud de 2.000 MW, y entre 48 y 60% para el vínculo de 1.200 MW con el Subsistema Sudeste.

En segundo término se realizaron simulaciones de corto plazo (año 2003) con el objeto de visualizar problemas de suministro derivados de la permanencia de la situación existente en la central de bombeo Río Grande (actualmente funcionando con un solo transformador y dos grupos generadores) y la posible salida de servicio de la central nuclear de Embalse.

³ La demanda de usinas considerada surge de los resultados obtenidos de las simulaciones de operación bajo condiciones hidrológicas medias, y se presenta a los fines de conformar una proyección de demanda total de gas. No se considera la contratación de gas firme para usinas.

⁴ Resultado como promedio de las 56 secuencias hidrológicas consideradas

Bajo la hipótesis de disponibilidad normal del parque generador y del sistema de transporte y un año hidrológico medio, el riesgo de falla es casi nulo. Por limitaciones en la capacidad de transporte de la línea Almafuerte – Embalse (500 kV) el ingreso del segundo transformador de Río Grande permite el despacho de un sólo grupo adicional a los dos que ya están en funcionamiento, siempre que esté en servicio la central nuclear de Embalse y la región Cuyo esté exportando.

Ante la ausencia de la central nuclear de Embalse se verifica un aumento en la generación térmica y una inversión del flujo en la línea Centro – Litoral que iría de Litoral hacia el nodo Centro. El incremento de la generación térmica convencional provoca un aumento del uso de combustibles no gaseosos en más de un 50% (carbón 54%, fuel oil 85% y gas oil 57%)

Por último se presentan los resultados de las simulaciones del período 2004-2012, donde se analiza el comportamiento del sistema en los escenarios de demanda eléctrica media, alta y baja, y dos hipótesis sobre la curva de carga de la exportación a Brasil (demanda a potencia constante o máxima en el pico y nula en el valle).

La demanda de Brasil no afecta significativamente al sistema argentino siempre que se mantenga un factor de utilización de la capacidad de intercambio medio. Siendo el sistema brasileño fuertemente hidráulico, la demanda media anual de la exportación a ese país tiene gran variabilidad en función de los aportes hídricos. Como ejemplo se menciona que si bien para el año 2004 el factor de utilización medio de las líneas de exportación a Brasil es del 28%, en función de la hidraulicidad este factor puede aumentar a 84%, lo cual causaría un fuerte impacto en el sistema argentino.

El riesgo de falla y el cubrimiento del pico están asociados a la disponibilidad del parque térmico, la oferta hidráulica, la disponibilidad de la central de bombeo de Río Grande con 748 MW de capacidad y al ingreso de las líneas de Alta Tensión en las fechas consideradas en este informe, con respecto a la central de bombeo se reiteran las restricciones a su operación por limitaciones en la capacidad de transporte.

Bajo las hipótesis adoptadas de que en situaciones hidrológicas críticas se tendrá disponibilidad normal tanto en el equipamiento instalado como en el sistema de transporte, en 2004 no se visualizan riesgos de falla. La existencia de la central de bombeo Río Grande mejora la calidad del servicio, pero no es fundamental ya que el equipamiento térmico con que cuenta el sistema le permite afrontar las necesidades de energía y potencia. En el caso de restricción al suministro de gas, aumentaría tanto la generación de la central de bombeo (35% promedio de las 56 hidrologías) como el uso de combustibles líquidos.

En 2006, en el que se considera el ingreso en operación de la línea de 500 MW que interconecta las regiones Comahue y Cuyo, el riesgo de falla se manifiesta exclusivamente en el nodo Noreste durante el pico invernal, para el promedio de todas las hidrologías.

En 2008, en el que se considera la incorporación del corredor NOA-NEA, para el conjunto del sistema sólo se visualiza riesgo de falla durante el pico de la semana de mayor consumo invernal, en que puede superar el 10% de la demanda, y en el nodo Noreste en varias semanas del año.

La restricción al consumo de gas tiene incidencia en el aumento del riesgo de falla a partir de 2008, aún bajo la hipótesis de inexistencia de restricciones en el consumo de combustibles alternativos, en el sistema de transporte ni en el parque de generación, incluidas las centrales nucleares y la central

de bombeo (la cual debería ser objeto de un manejo optimizado), debido a que algunos equipos generadores no tienen posibilidad de utilizar combustibles alternativos.

En 2010 se presenta riesgo de falla durante el pico invernal en las regiones Centro, Cuyo, Gran Buenos Aires, Litoral, Noreste, Noroeste y Buenos Aires con probabilidad del 100% y porcentajes de déficit mayores que en años anteriores. Durante el pico estival se observa riesgo de falla en las regiones Centro, Buenos Aires, Gran Buenos Aires, Noroeste y Litoral, mientras que en región Noreste el riesgo de falla se extiende todo el año, aunque sólo en algunas bandas horarias

En el pico invernal del año 2012, aparece riesgo de falla en todo el sistema (las regiones mencionadas en el párrafo anterior más Comahue y Puerto Madryn). En el pico estival se presenta riesgo de falla con menor probabilidad que en el pico invernal, y en el resto del año con probabilidad aún menor.

Como consecuencia de la falta de incorporaciones de nuevo equipamiento en el período analizado se produce un aumento del consumo específico del parque generador térmico, que oscila entre 1.900 y 2.000 kcal/kWh.

Se analizaron las necesidades de combustibles alternativos, tanto para el escenario base como para el caso en que se produzca un aumento de la demanda de gas de los consumidores residenciales en invierno, coincidentemente con el pico estacional de la demanda de energía eléctrica. El consumo de fuel oil aumenta entre 2004 y 2012 de 4.400 Toneladas a 120.000 Toneladas por semana para el pico invernal, sin restricción adicional al consumo de gas y en el caso de un aumento de la demanda de gas para uso residencial, el consumo semanal aumenta de 50.000 a 122.000 Toneladas.

En el caso del gas oil, en el período 2004 a 2012 sin restricción adicional al consumo de gas por usinas, el consumo semanal pasa de 1.100 m³ a 66.000 m³, y en caso de aumento del consumo residencial y restricción al consumo de gas por usinas podría variar entre 3.000 m³ y 146.000 m³.

Estos incrementos de consumos de combustibles alternativos podrían inducir a las empresas generadoras a contratar suministro de gas firme para evitar los sobrecostos asociados a la utilización de combustibles más caros, cuya disponibilidad debe ser prevista y requieren contar con instalaciones de acumulación.

En cuanto al mercado de gas, puede concluirse que es posible abastecer la demanda total planteada en los escenarios con el nivel de reservas totales identificadas de 1.416.220 MMm³, incluyendo la demanda doméstica y las exportaciones en el período 2003 – 2012, llegándose al año horizonte con una relación Reservas – Producción de 12 años.

El análisis global de los tres escenarios permite concluir que existe necesidad de incorporación de equipos de generación, en el orden de 1.000 MW en la región Noroeste en forma escalonada a lo largo de los 3 últimos años del período de estudio y de 150 MW en la región Patagonia a partir de la mitad del período de estudio. El incremento de oferta mencionado para la región Noroeste, en la medida que haya capacidad de transporte, provoca en el pico de la semana invernal de mayor demanda una disminución del déficit de energía en el SADI de 28 GWh (promedio de todas las situaciones hidrológicas).

Necesidades mínimas de incorporación de potencia – Valores en MW

Esc. de crecimiento de Demanda Eléctrica Doméstica	Región	2006	2008	2009	2010	2011	2012	Total MW a incorporar
MEDIO	NOA PAT		100		500 50	500		1.000 150
ALTO	NOA PAT	100		500 100	500	500 100		1.500 300
BAJO	NOA PAT		100				1.000	1.000 100

Los valores corresponden al ingreso mínimo necesario requerido para mantener el riesgo de falla acotado, definido como la probabilidad de tener un déficit en el suministro mayor o igual al 7% de la demanda.

En caso de maximizar la convocatoria de los contratos de exportación a Brasil, la necesidad de incorporación de potencia se adelanta un año en el escenario de crecimiento medio, y se mantiene igual en los otros dos casos

Se concluye que en caso que no se revierta la situación actual de paralización de ingresos de nuevas unidades generadoras en el MEM, hacia el mediano plazo comenzarán a manifestarse dificultades en el abastecimiento de la demanda.

La elevación de la cota de embalse de Yacyretá hasta el nivel de proyecto, constituye una alternativa de incremento de oferta. Su realización requiere la solución de aspectos relacionados con la modalidad de concreción del proyecto, su financiamiento, y particularmente con la implementación de las expropiaciones de tierras e inmuebles a inundar. Inversamente, la progresiva asignación de potencia de Yacyretá al abastecimiento del Mercado Eléctrico Paraguayo tenderá a reducir los márgenes de reserva del SADI, y sus consecuencias se potenciarían hacia el mediano plazo.

I.7. ASPECTOS AMBIENTALES

Las mejoras de eficiencia energética obtenidas hasta el presente en el uso de energías fósiles, la utilización de tecnologías limpias y el mayor uso del gas natural, han hecho ambientalmente sustentable el desarrollo del Sector Energético.

En el sector termoeléctrico argentino, como consecuencia de la abundante oferta de gas natural, se ha producido una sustitución importante de combustibles líquidos, que sumada a la incorporación de unidades generadoras de ciclo combinado, ha derivado en la disminución notable de los consumos específicos, reflejándose esta situación en una sensible mejora desde el punto de vista ambiental regional y global.

En caso de persistir la falta de inversiones en generación, es posible que en el futuro esta tendencia se revierta, toda vez que debería cubrirse la demanda con equipamientos antiguos más ineficientes, sumado a la utilización de combustibles más contaminantes como consecuencia de la posible falta de capacidad de los gasoductos.

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, acompañadas de inversiones en la expansión de la red de gasoductos.

Por otra parte, si bien en general las energías renovables no convencionales son cada vez más aceptadas, su escala es insuficiente en el contexto energético actual. Por tanto, se deberían realizar mayores esfuerzos financieros e investigaciones sobre nuevos vectores energéticos, como el hidrógeno, orientados a identificar tecnologías más competitivas y al desarrollo de nuevos mercados.

Si bien la posibilidad más concreta de uso es el transporte, una perspectiva interesante es su utilización en generación de energía distribuida mediante celdas de combustibles, aumentando así su eficiencia. La principal dificultad actual es su elevado costo de instalación.

Por último, aunque no sería realista pensar que las energías no convencionales cobren preponderancia en la década actual, el uso de fuentes renovables 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.

1.8. INDICADORES MACROECONOMICOS Y ENERGETICOS

Indicadores Macroeconómicos

		1998	1999	2000	2001	2002
PBI - Precios constantes 1993	Var anual %	3,9	-3,4	-0,8	-4,4	-10,9
IIBF - Precios constantes 1993 (1)	Var anual %	6,5	-12,6	-6,8	-15,7	-36,1
PBI - a Precios de mercado	Millones de \$ a precios 1993	288.123	278.369	276.173	263.997	235.121
Cuenta Corriente	US\$ Millones	-14.530	-11.900	-8.807	-4.444	8.954
Balanza Comercial de Bienes	US\$ Millones	-4.963	-2.182	1.167	6.343	16.359
Indice términos del Intercambio	Var anual %	-5,5	-5,9	10	-0,5	-1,8
Indice Precios al Consumidor (2)	Var anual %	0,66	-1,81	-0,73	-1,54	40,95
Indice Precios Interno Mayorista (3)	Var anual %	-6,26	1,2	2,4	-5,3	117,96
Tipo de cambio nominal (4)	\$/US\$	1	1	1	1	3,36
Población	miles	36.109	36.582	37.032	37.476	37.920

(1) IIBF - Inversión Interna Bruta Fija

(2) IPC - Variación respecto a Diciembre de cada año

(3) IPIM - Variación respecto a Diciembre de cada año - Incluye precios de bienes Nacionales e Importados

(4) Valor al 31 de diciembre de cada año

Indicadores Energéticos

		1998	1999	2000	2001	2002
Demanda Neta EE MEM Interna	GWh	65.666	68.771	72.076	73.598	72.099
Demanda Neta EE MEMSP	GWh	3.420	2.909	3.650	4.504	4.374
Demanda Neta EE MEM y SP	GWh	69.087	71.680	75.727	78.102	76.473
Demanda Neta EE	Var anual %		3,8%	5,6%	3,1%	-2,1%
Consumo final EE (5)	GWh	68.921	70.872	74.512	75.899	73.100
CONSUMO per capita	kWh/hab	1.909	1.937	2.012	2.025	1.928
Intensidad Energética	MWh/1000 \$ PBI	0,24	0,25	0,27	0,29	0,31

(5) Facturado a Usuario Final + Consumo de Autoproducción

EE: Energía eléctrica

II. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

En este capítulo se analiza la posible evolución de la demanda de energía eléctrica. Se realizaron proyecciones de la demanda interna global y luego se desagregaron los valores anuales en función de la participación de cada región de acuerdo al comportamiento verificado en el período 1992 – 2000.

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.

Para el cálculo de las proyecciones de consumo interno se utilizó la serie de demandas globales calculadas sobre la base del facturado por las empresas distribuidoras en el período 1976 - 2001.

El facturado incluye las demandas por uso residencial, comercial, industrial, servicios sanitarios, oficial, riego agrícola, electrificación rural, tracción eléctrica y otros.

II.1. DEMANDA INTERNA DE ENERGIA ELECTRICA

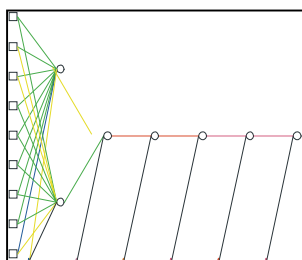
II.1.1. Metodología Utilizada

Las proyecciones de demanda doméstica se realizaron mediante la utilización de “Redes Neuronales”, técnica englobada en la denominada “Inteligencia Artificial”, que comprende, además de la ya mencionada, la “Lógica Difusa” y el “Algoritmo Genético”.

El caso particular de una red neuronal consiste en un conjunto de nodos interpuestos entre la/s variable/s entrada (variable/s independiente/s) y la/s variable/s de salida (variable/s dependiente/s).

Las redes neuronales se utilizan cuando resulta difícil encontrar una relación explícita entre variables. Tienen una ventaja adicional, no utilizada en este caso, de permitir relacionar un conjunto de variables de entrada con un conjunto de variables de salida (y no con una sola de ellas).

Se asigna un conjunto de valores a las variables de entrada, que son afectados por coeficientes a medida que se propagan a través de la red, hasta llegar a la variable salida.



En la figura se puede apreciar la topología de la red adoptada en este caso, con 9 variables de entrada y una variable de salida. Hay 5 niveles intermedios, el primero de ellos tiene 2 nodos y los demás tienen un nodo cada uno. Los colores de las líneas que unen nodos sucesivos están en función de la magnitud del coeficiente para trasladar los valores a través de la red.

Las líneas en diagonal que llegan a cada nodo desde abajo son magnitudes fijas, a semejanza de ordenadas al origen.

Existen varios métodos para realizar el ajuste de los valores de los coeficientes. En este caso se utilizó el denominado RPROP por “Resilient Propagation” o “propagación elástica” de acuerdo a su traducción al Castellano.

En ediciones anteriores de la Prospectiva se utilizaba un modelo econométrico para efectuar las proyecciones de demanda de energía eléctrica. En el mismo se estimaba la evolución de la oferta de generación de energía eléctrica a partir de los valores de PBI, relacionándolos con una función del tipo:

$$Dem = a * PBI^b$$

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, se acrecienta el consumo de energéticos por el sector comercial y además, en el sector residencial, en la última década se produjo un descenso en los precios relativos de artículos de confort que determinó el cambio en los hábitos de consumo de los hogares por renovación de la tecnología de equipamiento. De esta forma el consumo de energía eléctrica no se correlaciona con índices agregados de la actividad económica, situación que se vuelve más crítica ante la crisis macroeconómica donde se observan bruscas caídas de actividad.

Por ello fue necesario buscar métodos alternativos que reflejen el comportamiento de variables relacionadas a la demanda de energía eléctrica.

De los análisis que se realizaron se concluyó que los resultados obtenidos con una red neuronal son aceptables y además en este método pueden incluirse, como se mencionó, variables relacionadas con el consumo de energía eléctrica que afectan a todos los sectores, es decir, residencial, comercial, industrial, y otros.

II.1.2. Aplicación de la Metodología Utilizada

Las variables introducidas en el nivel de entrada son:

- Población.
- Tasa de empleo.
- Tasa de desempleo.
- Producción de acero.
- Consumo de cemento.
- Producción de la industria automotriz.
- Producción de aluminio.
- Promedio anual de la tasa LIBO a 12 meses deflacionada por el CPI (Consumer Price Index) de los EEUU.

La tasa de empleo se calcula como porcentaje entre la población ocupada y la población total.

La tasa de desocupación se calcula como el porcentaje entre la población desocupada y la población económicamente activa.

Como primera parte del estudio se realizó un análisis de las estadísticas de población del Instituto Nacional De Estadísticas y Censos (INDEC).

La información de base fue la siguiente:

Año	Población (miles)
1970	23.364
1980	27.947
1990	32.527
2000	37.032
2010	41.474

En la tabla anterior el valor correspondiente a 2010 es el extrapolado por el INDEC.

El estudio se realizó sobre la base de la información de consumo de energía en todo el país entre 1976 y 2001, para lo cual se interpolaron los valores de población entre censos sucesivos. A su vez los escenarios se extendieron hasta 2012 por lo que fue necesario extrapolar los valores poblacionales hasta ese año. Los resultados se encuentran en la tabla siguiente.

Año	Población(miles)	Año	Población(miles)
1976	26.114	1977	26.572
1978	27.030	1979	27.489
1980	27.947	1981	28.405
1982	28.863	1983	29.321
1984	29.779	1985	30.237
1986	30.695	1987	31.153
1988	31.611	1989	32.069
1990	32.527	1991	32.978
1992	33.428	1993	33.879
1994	34.329	1995	34.780
1996	35.230	1997	35.681
1998	36.131	1999	36.582
2000	37.032	2001	37.476
2002	37.920	2003	38.365
2004	38.809	2005	39.253
2006	39.697	2007	40.141
2008	40.586	2009	41.030
2010	41.474	2011	41.918
2012	42.362		

Para el trabajo con redes neuronales se emplea el concepto de entrenamiento en lugar de ajuste. Esto significa que la red es entrenada con un conjunto de datos que se preparan a ese efecto. En este caso se utilizó un subconjunto de los datos correspondientes al período 1976-2001 con algunos faltantes que se utilizaron para la etapa de test del grado de ajuste. Es decir, el conjunto de datos de test no forma parte del conjunto de datos de entrenamiento, porque es común que la red “memorice” los resultados del conjunto de datos de entrenamiento, con lo cual si se utilizara el mismo conjunto

de datos para entrenamiento y para test, se obtendrían errores muy pequeños, que no serían los que se verificarían en la etapa de la explotación de la red.

El error relativo medio para los datos de test resultó 2,73% y el máximo 4,13 %. Dado este nivel de error y teniendo en cuenta que los casos de test no están incluidos en los casos de entrenamiento se puede considerar que el ajuste es bueno.

El error relativo se define como la diferencia entre los valores calculados y observados en módulo, como porcentaje del valor observado. Los errores consignados en el párrafo anterior son el promedio y el máximo de los errores calculados de esta manera.

Para el armado de los escenarios se consideraron siguientes criterios:

1. Los datos poblacionales están unívocamente definidos en función del año.
2. Para los índices de empleo y desocupación se utilizaron las series 2001-1992, es decir, la serie histórica inversa. Asignándose los valores correspondientes a 2001 al año 2003 y los correspondientes a 1992 al año 2012.
3. Para la tasa LIBO se utilizó el promedio de toda la serie.
4. Para los demás indicadores se utilizó el procedimiento de pronóstico conocido como suavizado exponencial.

II.1.3. Escenarios de Demanda

Se elaboraron 3 escenarios de demanda interna:

- Escenario Base
- Escenario de crecimiento mínimo
- Escenario de crecimiento máximo

El Escenario Base se elaboró con los datos poblacionales para cada año, la evolución probable de los índices de empleo y desocupación ya mencionados, la tasa LIBO promedio y los pronósticos de los demás indicadores obtenidos mediante el método de suavizado exponencial.

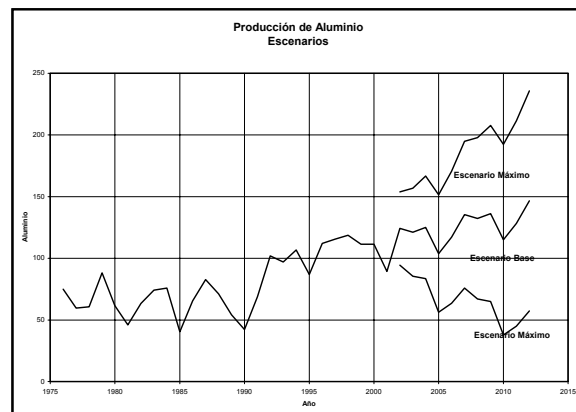
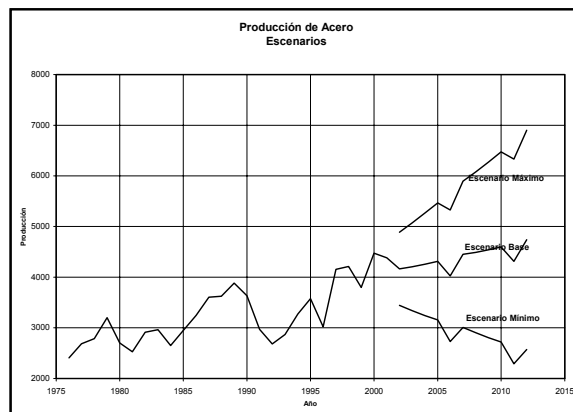
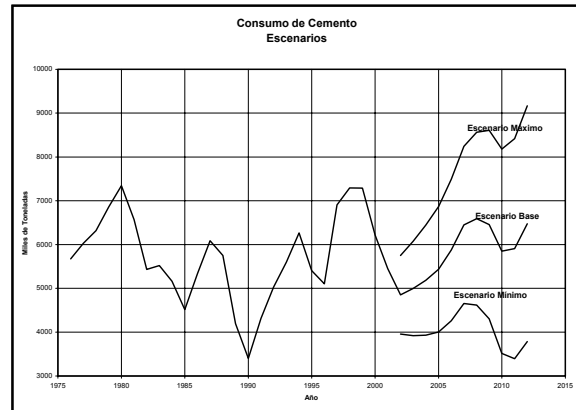
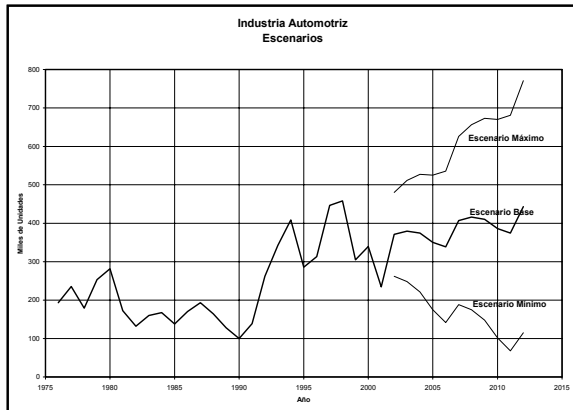
Los valores pronosticados son los siguientes:

Año	Industria Automotriz (unidades)	Consumo de Cemento (Ton)	Producción de Acero (1000Ton)	Producción de Aluminio (1000Ton)
2004	374.333	5.187.182	4.254	125
2006	338.561	5.875.666	4.026	117
2008	415.750	6.590.727	4.491	132
2010	385.883	5.846.280	4.599	115
2012	442.993	6.475.508	4.736	147

Para definir los escenarios de crecimiento mínimo y máximo se estableció una banda de variación de los 4 indicadores económicos de la tabla anterior.

Dado que la incertidumbre acerca de las proyecciones de estos indicadores crece a medida que se avanza en el horizonte prospectivo, se estableció la banda sobre la base del cálculo de la dispersión de cada uno de ellos. Se aplicó un semi ancho de banda inicial de una vez la dispersión al año 2002, aumentando en 0,2 veces la dispersión para años sucesivos hasta llegar a 3 veces la dispersión para el año 2012.

En los 4 gráficos que se visualizan a continuación se han volcado los valores correspondientes a cada uno de los indicadores económicos utilizados para definir los escenarios.



II.1.3.1. Proyecciones de Demanda Interna de Energía Eléctrica

Como se mencionó en el ítem anterior, para efectuar las proyecciones de demanda de energía eléctrica se utilizó un modelo que se desarrolló utilizando la técnica conocida como Redes Neuronales. La red elaborada fue alimentada por 9 indicadores de los cuales 4 se utilizaron para definir los diferentes escenarios de máximo y mínimo crecimiento de la demanda.

Escenario Base de Demanda (*) Valores en GWh anuales

Año	Demanda Global (GWh)	Crecimiento Interanual (%)	Crecimiento Acumulado (%)
2004	77.598	3,70	11,53
2006	84.921	4,61	22,05
2008	93.533	4,95	34,43
2010	98.996	2,88	42,28
2012	107.031	3,98	53,83

(*) Demanda a nivel de Facturado a Usuario Final

El porcentaje de crecimiento interanual para 2004 se tomó en relación con el valor registrado en 2001, para los otros años de corte se utilizó como base para calcular el crecimiento interanual el valor del año de corte inmediatamente anterior. Los crecimientos acumulados se tomaron con base en 2001.

Escenario de Crecimiento Mínimo de la Demanda (*) Valores en GWh anuales

Año	Demanda Global (GWh)	Crecimiento Interanual (%)	Crecimiento Acumulado (%)
2004	73.730	1,95	5,97
2006	79.947	4,13	14,91
2008	87.454	4,59	25,69
2010	91.811	2,46	31,96
2012	98.741	3,71	41,92

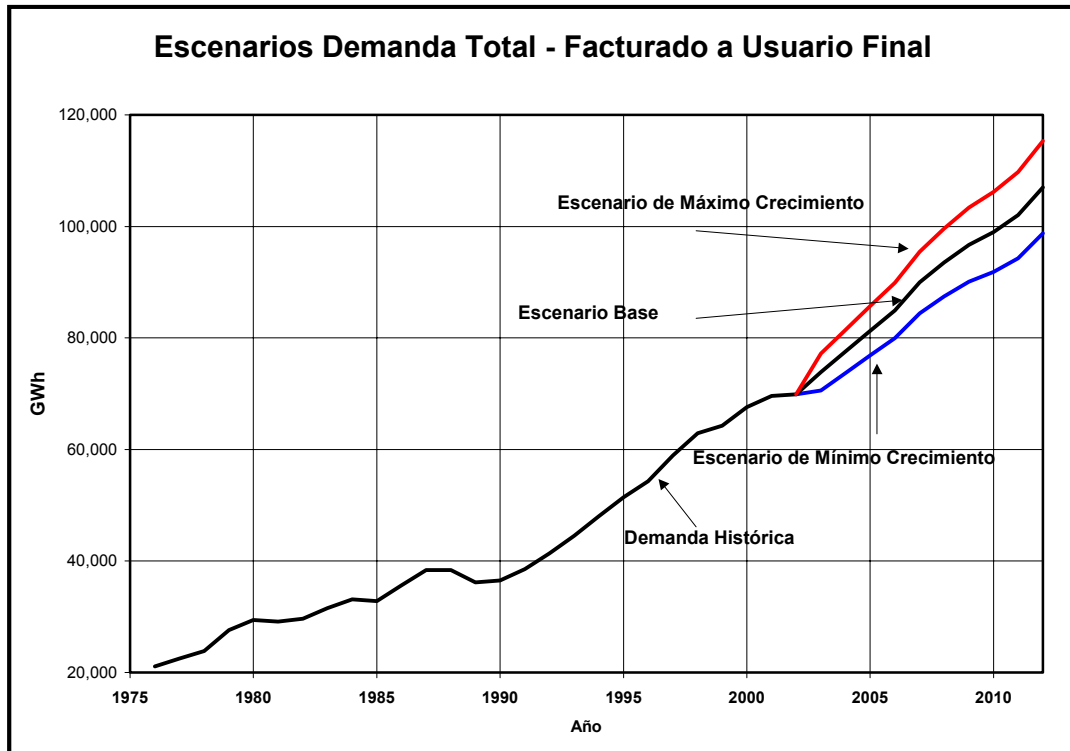
(*) Demanda a nivel de Facturado a Usuario Final

Escenario de Crecimiento Máximo de la Demanda (*) Valores en GWh anuales

Año	Demanda Global (GWh)	Crecimiento Interanual (%)	Crecimiento Acumulado (%)
2004	81.467	5,40	17,09
2006	89.895	5,05	29,20
2008	99.612	5,27	43,17
2010	106.181	3,24	52,61
2012	115.321	4,22	65,75

(*) Demanda a nivel de Facturado a Usuario Final

En el gráfico a continuación se puede ver la evolución histórica y las proyecciones de la demanda global a nivel de Facturado a Usuario Final.



II.1.3.2. Demanda Neta de Energía Eléctrica en el SADI

Tal como se describiera en los puntos anteriores, las proyecciones de demanda se efectuaron en el nivel de Facturado a Usuario Final, es decir, la demanda final de los clientes a las Distribuidoras.

Las simulaciones del posible funcionamiento del Sistema en su conjunto deben realizarse con las demandas de los Distribuidores al sistema, es decir, la Demanda Neta en el MEM y el MEMSP, para lo que debe adicionarse a estos consumos las pérdidas en subtransmisión y distribución, cuyos valores históricos a nivel de total país se encuentran alrededor del 12,5%, y son diferentes para cada región.

Los valores resultantes de Demanda Neta de Servicio Público para el total país que se han utilizado en los escenarios, incluyendo el valor del año base (2001), se resumen en la siguiente tabla:

**Demanda Neta Total País
Valores en GWh**

Año	Escenario Base	Escenario de Crecimiento Máximo	Escenario de Crecimiento Mínimo
2001	80.620	80.620	80.620
2004	86.300	90.600	82.000
2006	94.450	99.980	88.920
2008	104.030	110.790	97.270
2010	110.100	118.090	102.110
2012	119.040	128.260	109.820

La tasa anual acumulada respecto del año base que resulta es 3,61% para el escenario base, 4,31% para el escenario de crecimiento máximo y 2,85% para el escenario de crecimiento mínimo.

II.1.3.3. Demanda de Energía Eléctrica Regional

Para determinar la participación regional en nuestro país de las demandas proyectadas se utilizaron las series históricas de demandas regionales en el período 1992/2000. De esta manera se calculó la participación de cada región en la demanda del MEM y la desagregación de la demanda total del país entre el MEM y el MEMSP.

Los resultados se encuentran en las siguientes tablas:

Escenario Base Demandas en GWh

Año	Mercado	Litoral	Comahue	Buenos Aires	Centro	Cuyo	NEA	NOA	MEMSP	TOTAL PAIS
2004	36.222	10.418	3.417	11.243	7.370	5.493	3.382	5.153	3.603	86.300
2006	39.646	11.401	3.739	12.303	8.066	6.012	3.701	5.639	3.943	94.450
2008	43.667	12.558	4.118	13.551	8.884	6.621	4.076	6.211	4.344	104.030
2010	46.211	13.291	4.359	14.343	9.403	7.008	4.314	6.574	4.597	110.100
2012	49.966	14.370	4.713	15.507	10.166	7.577	4.664	7.107	4.970	119.040

Escenario de Máximo Crecimiento Demandas en GWh

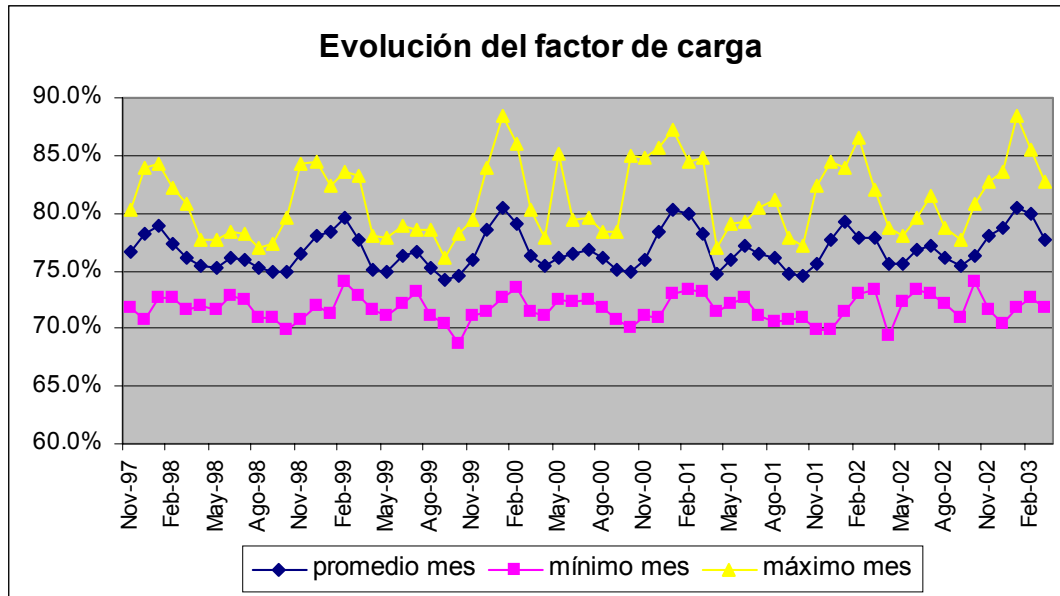
Año	Mercado	Litoral	Comahue	Buenos Aires	Centro	Cuyo	NEA	NOA	MEMSP	TOTAL PAIS
2004	38.025	10.938	3.587	11.803	7.738	5.767	3.550	5.410	3.783	90.600
2006	41.966	12.069	3.958	13.024	8.538	6.364	3.918	5.970	4.174	99.980
2008	46.505	13.374	4.386	14.432	9.461	7.052	4.341	6.615	4.625	110.790
2010	49.565	14.256	4.675	15.384	10.085	7.517	4.627	7.051	4.931	118.090
2012	53.837	15.483	5.078	16.708	10.953	8.164	5.026	7.658	5.354	128.260

Escenario de Mínimo Crecimiento Demandas en GWh

Año	Mercado	Litoral	Comahue	Buenos Aires	Centro	Cuyo	NEA	NOA	MEMSP	TOTAL PAIS
2004	34.418	9.899	3.246	10.682	7.003	5.219	3.213	4.896	3.424	82.000
2006	37.326	10.734	3.520	11.583	7.593	5.659	3.484	5.309	3.711	88.920
2008	40.831	11.741	3.851	12.670	8.306	6.191	3.811	5.807	4.061	97.270
2010	42.860	12.327	4.043	13.302	8.720	6.499	4.001	6.097	4.263	102.110
2012	46.097	13.257	4.348	14.306	9.378	6.990	4.303	6.557	4.585	109.820

II.1.3.4. 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 la medida que se logre un mayor aplanamiento de las curvas de carga, significará un menor requerimiento de inversiones para las empresas distribuidoras. No obstante, en los escenarios simulados, se ha mantenido el factor de carga actual.

II.2. ESCENARIOS DE DEMANDA EXTERNA DE ENERGIA ELECTRICA

En este punto se realiza 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. Primer 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 el celebrado entre la primera de las empresas mencionadas y la empresa comercializadora brasileña 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. 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 Programación Estacional Provisoria Mayo – Octubre de 2003 elaborada por CAMMESA, es el siguiente:

CONTRATO CEMSA-CIEN:

UNIDAD COMPROMETIDA	MW
C. COSTANERA	
COSTTV01	116,42
COSTTV04	113,64
COSTTV06	19,94
SUB TOTAL	250,00
C. PIEDRA BUENA	
BBLATV29	250,00
SUB TOTAL	250,00
TOTAL	500,00

CONTRATO CT COSTANERA S.A-CIEN

UNIDAD COMPROMETIDA	MW
COSTTV02	109,50
COSTTV03	106,00
COSTTV07	284,50
TOTAL	500,00

ACUERDOS DE CEMSA PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GENERACIÓN

Con Central Piedra Buena S.A.

- Precio de la Potencia Firme: 5.100 US\$/MW-mes
- Precio de la Energía Asociada: 14,24 US\$/MWh
- Remuneración adicional por Comercialización: 5.000 US\$/mes

Con Central Costanera S.A.

- Precio de la Potencia Firme: 5.371,07 US\$/MW-mes
- Precio de la Energía Asociada: 14,9969 US\$/MWh
- Remuneración adicional por Comercialización: 5.000 US\$/mes

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: 5.464,01 \$/MW-mes (*)

Precio de la Energía Asociada: 15,2564 \$/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 de la 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.

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

Agosto'97 (Base) 131,7

1.2 EXPORTACIÓN ADICIONAL DE 50 MW

Por Resolución SEyM 365/01 se autorizó a CEMSA a exportar por contrato hasta 50 MW de Potencia Firme y Energía Asociada con destino a la República Federativa del Brasil por el Primer Circuito de Interconexión Internacional Rincón de Santa María - Garabí.

Contrato de venta de CEMSA a la comercializadora brasileña CIEN (Cía. de Interconexión Energética)

Fecha de Inicio: 01-Dic-2001 Fecha de Finalización: 20-06-2020

Precio de la Potencia Firme: 2.000 U\$S/MW-mes

Precio de la Energía Exportada: precio horario de la energía en el nodo Garabí, más el precio de la potencia despachada en ese nodo, en las horas que corresponda.

Respaldo de la Exportación

CEMSA realiza esta operación por cuenta propia, comercializando unidades propiedad de C.T. NOA S.A., según el siguiente detalle:

Unidad	MW
Comprometida	
LBANTG21	12,97
PALPTG22	12,97
LRIOTG21	12,96
LRIOTG22	11,10
TOTAL	50,00

Acuerdo de Comercialización de Generación entre CEMSA y CT NOA S.A.

Período: del 01-12-2001 al 20-06-2020

Precio de la Potencia: 1.750 U\$S/MW-mes

Precio de la Energía: el menor entre el costo variable de producción promedio de las unidades comercializadas y el precio horario de la energía en el nodo generador.

1.3. Segundo 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 agosto 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.

Respaldo de la Exportación

Mediante comercialización por parte de CEMSA de unidades de propiedad de C.T. San Nicolás S.A., C. Costanera S.A., C. Piedra Buena S.A., C. Dock Sud S.A. y Centrales de la Costa Atlántica

S.A., según el siguiente detalle en que discrimina por período de vigencia a acuerdo de comercialización:

Unidades Comprometidas y Potencia en MW

Unidad Comprometida	Acuerdo	Mayo-Julio de 2003	Desde Agosto de 2003
C.T. San Nicolás			
SNICTV13	CSN100	12,15	12,15
SNICTV14	CSN100	69,75	69,75
SNICTV15	CSN100	125,10	125,10
Subtotal		207,00	207,00
Costanera			
COSTTV06	COS052	312,00	312,00
BSASCC01	COS125	32,00	32,00
Subtotal		344,00	344,00
C.T. San Nicolás			
SNICTV11	CSN115	71,14	71,14
SNICTV12	CSN115	69,97	69,97
SNICTV13	CSN115	58,89	58,89
Subtotal		200,00	200,00
C. Piedra Buena			
BBLATV29	CPB014	45,00	45,00
BBLATV30	CPB015	55,00	55,00
Subtotal		100,00	100,00
C. Dock Sud			
DSUDTV11	CDS032	48,36	77,36
DSUDTG07	CDS033	35,82	35,82
DSUDTG08	CDS033	35,82	35,82
Subtotal		120,00	149,00
C. Costa Atlántica			
MDAJTG15	CCA02	14,93	0,00
MDAJTG17	CCA002	14,07	0,00
Subtotal		29,00	0,00
TOTALES		1.000,00	1.000,00

Con las unidades comercializadas, CEMSA realiza la Exportación por cuenta y orden de los Generadores, excepto la parte respaldada con unidades de Centrales de la Costa Atlántica S.A., en que actúa por cuenta propia.

A continuación se resumen los acuerdos mencionados en el cuadro anterior que rigen la comercialización de la generación:

Acuerdo	Potencia	Energía
COS125	4.380 US\$/MW-mes	Exportación: 18,00 US\$/MWh. Mercado interno y equipamiento forzado ⁵ , ver nota al pie.
COS052	4.380 US\$/MW-mes	Exportación: 17,50 US\$/MWh. Remuneración mensual por comercialización: US\$ 5.000.
CPB014	4.379 US\$/MW-mes	Exportación: 17,92 US\$/MWh.

⁵ Durante el período Mayo-Julio de 2002 los Acuerdos de Comercialización de Generación, no ajustan su precio. A partir de Julio de 2002, los precios de Potencia y Energía expresados en US\$ se ajustarán con el mismo índice (PPI - EEUU) y fórmula indicada en el Contrato de Exportación CEMSA-CIEN. La fecha base para la aplicación del índice es diciembre de 1999, excepto para el Acuerdo CSN115 con CT San Nicolás, que es diciembre de 2000.

		Mercado interno y equipamiento forzado, ver nota al pie.
CPB015	4.379 US\$/MW-mes	Exportación: 18,00 US\$/MWh. Mercado interno y equipamiento forzado, ver nota al pie.
CSN100	4.380 US\$/MW-mes	Exportación: 18,00 US\$/MWh. Mercado interno y equipamiento forzado, ver nota al pie.
CSN115	4.380 US\$/MW-mes	Exportación: 17,30 US\$/MWh. Mercado interno y equipamiento forzado, ver nota al pie.
CDS032	4.379 US\$/MW-mes	Exportación: 18,00 US\$/MWh. Mercado interno y equipamiento forzado, ver nota al pie.
CDS033	4.372 US\$/MW-mes	Exportación: 18,01 US\$/MWh. Mercado interno y equipamiento forzado, ver nota al pie.
CCA02	900 US\$/MW-mes	Mercado interno y equipamiento forzado, ver nota al pie.

Precio de la Energía en los Acuerdos de Comercialización:

En caso de que el equipamiento esté operando para el mercado interno, el precio de la Energía será el horario que corresponde en el nodo de generación (Centro de Cargas del Sistema en el caso del Acuerdo con Centrales de la Costa Atlántica).

En caso de que el equipamiento se encuentre forzado, por Transporte o Distribuidor, el precio de la energía será el horario de la correspondiente modalidad operativa.

Contrato de venta de CEMSA a CIEN

Precio de la Potencia: 4.650 US\$/MW-mes, ajustable por PPI

Precio de la Energía: 18,00 US\$/MWh, ajustable por PPI

En caso que en alguna hora la exportación supere los 1.000 MW se aplicarán los precios de potencia y energía vigentes en el MEM a esa hora

Fórmula de ajuste: $P_i = P_o * (IPM_i/IPM_o)$, donde:

P_i = Valor ajustado de la Potencia y la Energía Asociada, correspondientes al período de 12 meses que se inicia en el mismo mes de base para el ajuste del año i .

P_o = Valores indicados para la Potencia y la Energía Asociada

IPM_i = Índice de Precios al por Mayor de Productos Industriales de EEUU de América, no ajustados estacionalmente (Producer Price Index Not Seasonally Adjusted-Finished Goods-Series ID: WPUSOP3000), publicado en por el "Bureau of Labor Statistics" del Gobierno de los EEUU correspondiente al mes de octubre del año i .

IPM_o = Mismo índice PPI, a diciembre de 1999.

1.4. EXPORTACIÓN ADICIONAL DE 50 MW

Por Resolución SE 409/02 se autorizó a CEMSA a exportar por contrato hasta 50 MW de Potencia Firme y Energía Asociada con destino a la República Federativa del Brasil por el Segundo Circuito de Interconexión Internacional Rincón de Santa María - Garabí.

Contrato de venta de CEMSA a la comercializadora brasileña CIEN (Cía. de Interconexión Energética)

Vigencia: 01-Ago-2002 a 31-Jul-2022

Precio de la Potencia Firme: 2.000 U\$S/MW-mes, ajustable con índice PPI.

Precio de la Energía Asociada: el vigente en el MEM en el nodo Frontera.

Respaldo de la Exportación

Mediante comercialización por parte de CEMSA de unidades de generación propiedad de C.T. NOA S.A., para realizar la Exportación por cuenta y orden de esa Generadora, según el siguiente detalle:

Unidad	MW
SARNTG22	9,97
SPEDTG21	13,10
PALPTG21	16,97
SALTTG21	9,96
Total	50,00

Acuerdo de Comercialización de Generación entre CEMSA y C.T. NOA S.A.

Vigencia: del 01-Feb-2003 al 31-Jul-2022

Precio de la Potencia: 1.450 U\$S/MW-mes

Precio de la Energía: el menor entre el costo variable de producción promedio de las unidades comercializadas y el precio horario de la energía en el nodo generador.

1.5. SOLICITUD DE 1.200 MW

Se ha considerado en los escenarios simulados la exportación de 1.200 MW adicionales a los ya vigentes, a través de un nodo frontera definido en el área cercana a Puerto Iguazú, de manera que la interconexión se haría con la región Sudeste del vecino país, a diferencia de los casos anteriores, cuyo destino es la región Sud.

Para los escenarios planteados en el presente documento se prevé la incorporación de esta exportación a partir del año 2008, asociada a la incorporación de la Línea NOA-NEA y las obras asociadas a alcanzar el nodo frontera.

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. La exportación a Uruguay simulada consiste en 338 MW correspondientes al contrato vigente de la Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) con CEMSA. Los contratos celebrados por UTE en el año 2000 con Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. y Central Puerto S.A. no han sido considerados, puesto que en ambos casos UTE declaró a la SE haber rescindido unilateralmente el contrato.

2.2.1. CONTRATO 338 MW (CEMSA – UTE)

Se trata de tres contratos autorizados mediante Resoluciones SE N°s 76, 77 y 78 de 2003 entre CEMSA y UTE a partir de 1 de febrero de 2003 y por el término de dos años.

Se utiliza la interconexión existente entre Argentina y Uruguay, siendo Colonia Elía 500 kV el nodo de suministro.

La potencia firme es 338 MW en tres contratos y para respaldar la operación CEMSA ha suscripto Acuerdo de Comercialización de Generación con CT Güemes SA, CT Sorrento SA, CT NEA SA, CT NOA SA y CT del Litoral SA. Con las unidades comercializadas propiedad de CT Güemes S.A., CEMSA realiza la Exportación por cuenta y orden de esta empresa. Las otras dos Exportaciones son realizadas por CEMSA por cuenta propia.

Se detallan las características de los tres contratos.

A. CONTRATOS CEMSA - UTE

A.1. CONTRATO CEM011 por 150 MW

Precio de la Potencia: \$PPAD del MEM más 2%, en todas las horas de remuneración de la Potencia.

Precio de la Energía Asociada: precio de la energía (Spot) del MEM más 2%, en el nodo de suministro

Otros cargos: Todos los cargos del MEM correspondientes a la demanda, actuales y futuros, tales como Energía Adicional, Servicios Asociados a la Potencia, Sobrecostos Transitorios de Despacho, Sobrecostos Transitorios de Combustibles, etc., serán a cargo de UTE.

Respaldo de CEMSA: CT Güemes S.A. (Acuerdo GUE344).

A.2. CONTRATO CEM012 por 138 MW

Precios:

Independientemente de la convocatoria del contrato, Precio de la Potencia Firme:

Módulo I – 28 MW: 2.520 \$/MW, ajustables por el valor de la \$PPAD del MEM.

Módulo II – 110 MW: 2700 \$/MW hasta el 31-01-04 y luego 2.800 \$/MW, ajustables por el valor de la \$PPAD del MEM.

Cuando el contrato es convocado:

Precio de la Potencia: \$PPAD del MEM más 1,5%, en todas las horas de remuneración de la Potencia.

Precio de la Energía Asociada: precio de la energía (Spot) del MEM más 3%, en el nodo de suministro.

Otros cargos: Todos los cargos del MEM correspondientes a la demanda, actuales y futuros, tales como Energía Adicional, Servicios Asociados a la Potencia, Sobrecostos Transitorios de Despacho, Sobrecostos Transitorios de Combustibles, etc., serán a cargo de UTE.

Respaldo de CEMSA: CT NEA (Acuerdo NEA 008), CT NOA (Acuerdo NOA012), CT Litoral (Acuerdo LIT003) y CT Sorrento (Acuerdo SOR052).

A.3. CONTRATO CEM013 por 50 MW

Precios:

Independientemente de la convocatoria del contrato, Precio de la Potencia Firme:

2.800 \$/MW, ajustables por el valor de la \$PPAD del MEM.

Cuando el contrato es convocado:

Precio de la Potencia: \$PPAD del MEM más 1,5%, en todas las horas de remuneración de la Potencia.

Precio de la Energía Asociada: precio de la energía (Spot) del MEM más 1,5%, en el nodo de suministro

Otros cargos: Todos los cargos del MEM correspondientes a la demanda, actuales y futuros, tales como Energía Adicional, Servicios Asociados a la Potencia, Sobrecostos Transitorios de Despacho, Sobrecostos Transitorios de Combustibles, etc., serán a cargo de UTE.

Respaldo de CEMSA: CT NEA (Acuerdo NEA 009).

NOTA: Los tres contratos incluyen una cláusula por medio de la cual, en caso de restricciones y/o saturaciones del Sistema de Transporte al Norte de Ezeiza, la demanda de exportación a UTE será reducida instantáneamente hasta eliminar dicha restricción y/o saturación.

B. ACUERDOS DE COMERCIALIZACIÓN DE GENERACIÓN PARA RESPALDAR LA EXPORTACIÓN

B.1. ACUERDO DE COMERCIALIZACIÓN CON CT GÜEMES

Unidades y Potencias, para un total de **150 MW**:

Febrero a Abril de 2003: GUEMTV12 (23,50 MW) y GUEMTV13 (126,50 MW).

Desde Mayo de 2003: GUEMTV11 (59,55 MW) y GUEMTV13 (90,45 MW).

Precio de la Potencia:

Para una convocatoria mensual de UTE menor o igual al 95%, se abonará el 95% de la \$PPAD del MEM.

Para una convocatoria mensual de UTE superior al 95%, se abonará el 100% de la \$PPAD del MEM.

Precio de la Energía:

a) Cuando el equipamiento comprometido se encuentre despachado para la exportación, el valor de la energía será el precio horario del mercado en el Centro de Carga del Sistema, incrementado en un 1,5%.

b) Cuando el equipamiento comprometido se encuentre despachado para el mercado Spot, el valor de la energía será el precio horario de la energía en el Centro de Carga del Sistema.

c) Cuando el equipamiento comprometido se encuentre generando en forma forzada por requerimiento del sistema y/o Distribuidor del área, cubra o no el requerimiento del presente Acuerdo de Comercialización, el valor de la energía en cada hora será el que corresponda a esta modalidad operativa.

Cargos de Transporte: CEMSA se hará cargo de todos los costos fijos y variables de transporte que correspondan entre el Centro de Cargas del Sistema hasta el nodo Frontera. CT Güemes se hará cargo de todos los costos fijos y variables de transporte que correspondan entre el nodo de

Generación y el Centro de Cargas del Sistema. Todos los costos de vinculación al MEM serán a cargo del Generador.

B.2. ACUERDOS DE COMERCIALIZACIÓN CON CT NEA (NEA008), CT NOA (NOA012), CT del LITORAL (LIT003) y CT SORRENTO (SOR052). TOTAL 138 MW

Todos estos Acuerdos contienen las siguientes cláusulas sobre precios y cargos de transporte:

Precio de la Potencia:

900 \$/MW-mes, ajustable a partir del 01-02-2004 según la variación de la \$PPAD.

Precio de la Energía:

a) Cuando el equipamiento comprometido se encuentre despachado para el mercado Spot, el valor de la energía será el precio horario de la energía en el Centro de Carga del Sistema.

b) Cuando el equipamiento comprometido se encuentre generando en forma forzada por requerimiento del sistema y/o Distribuidor del área, cubra o no el requerimiento del presente Acuerdo de Comercialización, el valor de la energía en cada hora será el que corresponda a esta modalidad operativa.

Cargos de Transporte: CEMSA se hará cargo de todos los costos fijos y variables de transporte que correspondan entre el Centro de Cargas del Sistema hasta el nodo Frontera. El Generador se hará cargo de todos los costos fijos y variables de transporte que correspondan entre el nodo de Generación y el Centro de Cargas del Sistema. Todos los costos de vinculación al MEM serán a cargo del Generador.

Unidades y Potencias comprometidas:

B.2.1. Acuerdo NEA008

BARRTG21 (8,98 MW), BARRTG22 (12,97 MW), BARRTG24 (11,98 MW) y SCATTG22 (11,07 MW). **TOTAL 45,00 MW**

B.2.2. Acuerdo NOA012

SPEDTG21 (5,85 MW) y SPEDTG22 (6,94 MW). **TOTAL 12,79 MW**

B.2.3. Acuerdo LIT003

CALCTV11 (27,99 MW). **TOTAL 27,99 MW**

B.2.4. Acuerdo SOR052

SORRTV11 (25,58 MW) y SORRTV12 (27,45 MW). **TOTAL 53,03 MW**

B.3. ACUERDO DE COMERCIALIZACIÓN CON CT NEA (NEA009)

FORMTG21 (12,89 MW), BARRTV (22,50 MW), SCATTG22 (1,65 MW) y SCATTG23 (12,96 MW). **TOTAL 50,00 MW**

Precio de la Potencia:

1.050 \$/MW-mes, ajustable a partir del 01-02-2004 según la variación de la \$PPAD.

Precio de la Energía:

c) Cuando el equipamiento comprometido se encuentre despachado para el mercado Spot, el valor de la energía será el precio horario de la energía en el Centro de Carga del Sistema.

d) Cuando el equipamiento comprometido se encuentre generando en forma forzada por requerimiento del sistema y/o Distribuidor del área, cubra o no el requerimiento del presente Acuerdo de Comercialización, el valor de la energía en cada hora será el que corresponda a esta modalidad operativa.

Cargos de Transporte: CEMSA se hará cargo de todos los costos fijos y variables de transporte que correspondan entre el Centro de Cargas del Sistema hasta el nodo Frontera. CT NEA se hará cargo de todos los costos fijos y variables de transporte que correspondan entre el nodo de Generación y el Centro de Cargas del Sistema. Todos los costos de vinculación al MEM serán a cargo del Generador.

2.2.2. 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: de la C.H. Piedra del Aguila 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.

Este contrato está en conflicto ya que UTE declaró a la SE haber rescindido unilateralmente el contrato, por lo tanto no ha sido considerado en los escenarios simulados.

2.2.3. 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: 1.400 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.

Este contrato está en conflicto ya que UTE declaró a la SE haber rescindido unilateralmente el contrato, por lo tanto no ha sido considerado en los escenarios simulados.

II.2.3. INTERCAMBIOS CON LA REPUBLICA DE CHILE

El 18 de febrero de 2003 se realizó en la ciudad de Santiago de Chile la reunión de la Comisión Técnica Binacional de Integración de los Mercados Energéticos entre Chile y Argentina, con la presencia de la Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía de Chile y su par argentino, el Secretario de Energía. En el marco de dicha comisión, ambos funcionarios destacaron la necesidad de avanzar hacia la integración de los mercados energéticos de ambos países, dando

prioridad a las tareas orientadas a lograr dicho objetivo, tratándose paralelamente los aspectos legales y técnicos del Proyecto de Interconexión (Reglamento de Interconexión y Comercialización, Manual de Procedimientos, Intercambio de Información, etc.)

2.3.1 INTERCAMBIO CON EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)

En este caso se ha considerado un intercambio de 300 MW desde el nodo Cuyo, 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.

En los escenarios se ha considerado el año 2006 como inicio de este intercambio, asociado a la incorporación del corredor en 500 kV que une las regiones Comahue y Cuyo.

2.3.2 INTERCAMBIO CON EL SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE (SING)

Inicialmente esta interconexión se basa en el caso particular de la Central Salta de TERMOANDES S.A. instalada en el territorio argentino, 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 como agente generador, habilitándola a solicitar el permiso de acceso a la capacidad de transporte existente en los términos señalados en el Anexo 16 de "Los Procedimientos".

Mediante Res. ENRE 385/2002 se le otorgó el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por TERMOANDES S.A., para conectar una Turbina a Gas (TG) de 203 MW de potencia, a ciclo abierto, perteneciente a la Central Térmica Salta, al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en una nueva Estación Transformadora (ET) de 132 kV denominada "Cobos", a construir, que se vinculará con el sistema de 132 kV perteneciente a la TRANSPORTISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA ("TRANSTNOA S.A."). La autorización concedida está condicionada a que TERMOANDES S.A. cumplimente en forma previa a la efectiva conexión de la TG, además de aquellas obligaciones establecidas en la Resolución S.E. y M. N° 406/01 y las previstas en la Etapa 1 del Procedimiento Técnico N° 1, (disposición y verificación de la autonomía y control de la TG, instalación de transformadores de corriente (TI) del corredor Norte-Centro de NOA, adecuación del Sistema de Supervisión y Control Inteligente (SSCI) de El Bracho contemplando la ampliación de la línea de 132 kV Güemes - Salta Norte, instalación de un Resistor de Frenado (RF), etc.), todos los aspectos y dispositivos técnicos que se determinen en oportunidad de las Etapas 2 y 3 y que le sean requeridos, y suministrar toda la información necesaria, a fin de resguardar las condiciones de confiabilidad y calidad de servicio en el SADI.

En los escenarios simulados se consideró 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.

III. OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

En este capítulo se realiza un análisis descriptivo de la situación actual de la oferta eléctrica en Argentina, y 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 2002 y la evolución de incorporación de equipos en el período 1993-2002.

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.

POTENCIA NOMINAL INSTALADA TOTAL PAIS 2002 – Valores en MW

Sistema	CG	CV	DI	EO	HB	HI	NU	TG	TV	Total	%
MEM	3.748	2.337	9		974	8.021	1.018	2.431	4.581	23.119	90,7%
MEMSP	42	21				495		214		772	3,0%
INTERC. NO MEM			203	25		238		112	22	600	2,4%
AISLADO	414	229	211	0		7		130		991	3,9%
TOTAL PAIS	4.204	2.587	423	25	974	8.761	1.018	2.887	4.603	25.482	100,0%

Los Sistemas en que operan las centrales fueron divididos en cuatro: MEM, MEMSP, Interconectado (no MEM) 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 no MEM” 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.

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

Dada su importancia relativa, 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 1993-2002, que muestra la dinámica de incorporación de equipos al Sistema en los últimos diez años.

Incorporación de equipamiento MEM y MEMSP 1993-2002 – Valores en MW

Potencia Nominal MW			Año										TOTAL
AREA	Central	Tipo	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	PERIODO
CEN	MODESTO MARANZANA	CG			50,0								50,0
		CV			20,0								20,0
	PIEDRAS MORAS	HI			6,3								6,3
Total CENTRO					76,3								76,3
COM	AGUA DEL CAJON	TG	96,0	144,0	130,0					-370,0			0,0
		CG								370,0			370,0
		CV								301,2			301,2
	CASA DE PIEDRA	HI				60,0							60,0
	FILO MORADO	TG	22,5	22,5			22,5						67,5
	GENERAL ROCA	TG			125,3								125,3
	LOMA DE LA LATA	TG		375,0									375,0
	PICHI PICUN LEUFU	HI							255,0				255,0
PIEDRA DEL AGUILA	HI	700,0	700,0									1.400,0	
Total COMAHUE			818,5	1.241,5	255,3	60,0	22,5		556,2	556,2			2.954,0
CUY	CACHEUTA NUEVA	HI										122,3	122,3
	EL CARRIZAL (*)	HI										16,0	16,0
	LUJAN DE CUYO	CG						200,0					200,0
Total CUYO								200,0				138,3	338,3
G-L-B	AES PARANA	CG									526,0		526,0
		CV									319,0		319,0
	ARGENER	TG						169,2					169,2
	BUENOS AIRES	CG			216,0								216,0
	CENTRAL PUERTO	CG							515,0				515,0
		CV							282,7				282,7
	CMS ENSENADA SA	TG					128,0						128,0
	COSTANERA	CG						528,8					528,8
		CV						322,4					322,4
	DOCK SUD	CG								496,0			496,0
		CV								284,0			284,0
	GENELBA	CG					437,4						437,4
	CV						236,2					236,2	
Total GBA-LIT-BAS					216,0		565,4	1.256,0	797,7	780,0	845,0		4.460,7

(*) Central existente, anteriormente no declarada en el MEM

Incorporación de equipamiento MEM y MEMSP 1993-2002 – Valores en MW (continuación)

Potencia Nominal MW			Año										TOTAL
AREA	Central	Tipo	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	PERIODO
NEA	YACYRETA (mitad argentina) (*)	HI		155,0	387,5	465,0	387,5	155,0					1.550,0
Total NEA				155,0	387,5	465,0	387,5	155,0					1.550,0
NOA	CT AVE FENIX	TG				160,0			-120,0				40,0
	CT SAN M. DE TUCUMAN	TG			113,5						-113,5		0,0
		CG									230,7		230,7
		CV									151,5		151,5
	CT TUCUMAN	TG				144,0	144,0		-288,0				0,0
		CG							288,0				288,0
		CV							150,0				150,0
	EL TUNAL	HI						11,0					11,0
	PLUSPETROL NORTE	TG										116,0	116,0
Total NOA					113,5	304,0	144,0	11,0	30,0		268,7	116,0	987,2
PAT	ELECTROPATAGONIA										42,0		42,0
											21,0		21,0
	PATAGONIA	TG				77,6							77,6
	LOS PERALES	TG						74,0					74,0
Total PATAGONIA						77,6		74,0			63,0		214,6
Total general			818,5	1.396,5	1.048,6	906,6	1.119,4	1.696,6	1.383,9	780,0	1.176,7	254,3	10.581,1

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

(*) Unidades de potencia nominal 155 MW, potencia efectiva 84/95 MW por restricciones de salto

Totales por tipo - MEM y MEMSP 1993-2002 – Valores en MW

TIPO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
CG			266,0		437,4	728,8	1.173,0	496,0	798,7		3.899,9
CV			20,0			558,6	733,9	284,0	491,5		2.088,0
HI	700,0	855,0	393,8	525,0	387,5	166,0	255,0			138,3	3.420,6
TG	118,5	541,5	368,8	381,6	294,5	243,2	-778,0		-113,5	116,0	1.172,6
Total general	818,5	1.396,5	1.048,6	906,6	1.119,4	1.696,6	1.383,9	780,0	1.176,7	254,3	10.581,1

La evolución de la incorporación de equipamiento en la última década asumió algunas características que se detallan a continuación:

- La incorporación de equipos es encarada por el sector privado, y por una cuestión de menores costos relativos, toda la nueva capacidad instalada 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, Yacretá, 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 en 1999, debido a que al momento de la privatización las obras estaban en construcción. Hacia el final del período se observa la incorporación de centrales de menor módulo impulsadas por los gobiernos provinciales (Proyecto Potrerillos).
- En el primer período, la incorporación de centrales térmicas consistió en 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 instalaron 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 el segundo período se instalaron Ciclos Combinados, empezando en 1995 con la entrada en servicio de la CT Modesto Maranzana, y la incorporación del grupo CG en la CT Buenos Aires, para cerrar ciclo con uno de los grupos TV preexistentes 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, todos los ingresos son ciclos combinados de alto módulo (alrededor de 800 MW) y muy bajo consumo específico: Costanera, Puerto, Dock Sud y AES Paraná.
- 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. (Agua del Cajón, CT San Miguel de Tucumán). Se considera que esta modalidad podría continuar en el corto/mediano plazo.
- Si bien el proyecto original de la Central Hidroeléctrica Binacional Yacretá, ubicada sobre el río Paraná en la frontera con Paraguay, 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).

III.2. INCORPORACION DE OFERTA PREVISTA - PERIODO 2003-2010

La declaración del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y la salida del régimen de convertibilidad cambiaria dispuestas por la Ley N° 25.561, ocasionó impactos diversos para el Sector, particularmente en el segmento de generación.

Para el equipamiento térmico más antiguo se observa en términos relativos una disminución de los costos corrientes de operación y mantenimiento, dada su componente nacional. Lo contrario ocurre con los nuevos ciclos combinados, que están obligados a realizar los mantenimientos con el fabricante, dadas las garantías existentes sobre el equipamiento, por lo tanto en términos relativos significa un incremento de costos, ya que deben enfrentar una tasa cambiaria alta.

En lo referente a combustibles, se debe diferenciar la situación del gas natural respecto de los derivados hidrocarburíferos líquidos (gas oil, fuel oil). El gas natural, de relativa abundancia en el país y con fuerte competencia regional (Bolivia), no es un commodity en sentido estricto (depende del transporte con alto costo de capital), y por lo tanto, tal como ocurrió en los últimos años (aun antes de la devaluación), el sendero de precios del gas no acompañó al del petróleo y derivados líquidos, y esa situación podría ahondarse.

Dado que durante el invierno se producen importantes restricciones en la disponibilidad de gas para generación de electricidad y que el valor dolarizado de los derivados líquidos tiene un alto impacto estacional, esto podría determinar que en un marco de adecuadas señales económicas, se materialicen las ampliaciones necesarias de la red de transporte que disminuirían el período de restricciones de gas a las centrales térmicas. Es decir, los usuarios “usinas” participarían como consumidores firmes o semifirmes, y contribuirían con la tarifa a la expansión de los gasoductos.

Puede concluirse entonces que en el nuevo contexto macroeconómico de pesificación, default, ausencia de crédito externo, tarifas que no remuneran costos de ampliación y permanencia de una relación cambiaria dólar/peso alta, la recomposición de la ecuación económica de las empresas de servicios públicos y de interés público puede llevar tiempos prolongados. Por lo tanto en el período de corto a mediano plazo persistirán las dificultades actuales hasta tanto se alcancen acuerdos con los organismos multilaterales, que en la medida que contemplen metas razonables y de posible cumplimiento, permitirán a mediano plazo el acceso al mercado financiero internacional. En lo inmediato prácticamente sólo el saldo positivo de la balanza comercial posibilitará hacer frente a las necesidades de servicios y equipamiento externo.

En este contexto, los escenarios de oferta se han confeccionado sin provisiones de incorporación de nuevas unidades generadoras en el sistema, y no se consideran en ningún caso las bajas de los equipos existentes. El abastecimiento del corto y mediano plazo se plantea con base en ampliaciones del sistema de transporte, y en caso de resultar insuficiente la oferta existente, se especifican los módulos de generación (Ciclos Combinados) que sería necesario incorporar en el largo plazo para un normal abastecimiento de la demanda.

Además del parque instalado descrito hasta Diciembre de 2002, se han considerado los ingresos del siguiente equipamiento en el trimestre Febrero – Abril 2003:

a. Central Hidráulica Alvarez Condarco

Ubicada sobre el Río Mendoza. Potencia instalada: 1 x 24 MW (nueva) + 2 x 13 MW (repotenciadas)

b. Central Hidráulica Las Maderas:

Ubicada en la Provincia de Salta. Potencia instalada: dos grupos de 15,3 MW cada uno

c. Central Térmica Pluspetrol Norte:

Incorpora una segunda TG de 116 MW. Propiedad del agente Pluspetrol.

Se encuentran además en construcción o en proceso licitatorio algunas centrales hidroeléctricas encaradas por las Provincias de San Juan y Neuquén:

Presa y central Cuesta del Viento, sobre el río Jáchal (Prov. de San Juan). Con potencia instalada de 9 MW y producción media anual de 33 GWh, construida y con fecha de inauguración próxima.

Complejo Caracoles – Punta Negra, en construcción sobre el río San Juan: C.H. Los Caracoles (123,4 MW; 545 GWh) y C.H. Punta Negra (60 MW; 296 GWh).

Recientemente la Provincia del Neuquén preadjudicó 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.

III.2.1. HIPOTESIS SOBRE NUEVOS PROYECTOS HIDRAULICOS

Durante los últimos años, las nuevas inversiones en generación se asignaron a la instalación de equipos térmicos de ciclo combinado que consumen gas natural.

No obstante, en el nuevo contexto macroeconómico, particularmente a partir de la modificación de la relación cambiaria de comienzos del año 2002, han mejorado considerablemente las condiciones de competitividad de los aprovechamientos hidroeléctricos, que tienen participación prácticamente total de insumos de origen nacional o regional, resultan demandantes intensivos de mano de obra e impactan significativamente sobre la actividad económica local.

Los proyectos hidroeléctricos deben evaluarse a partir de un enfoque global del uso del agua. Los aprovechamientos de pequeña escala constituyen alternativas de gran impacto local, donde la generación de energía eléctrica aparece totalmente subordinada a los otros usos, que contribuirían a la incorporación de comunidades marginadas a la actividad productiva. En los proyectos de escala media, que tienen impacto significativo en el desarrollo regional, el uso hidroeléctrico tiene mayor significación económica, aunque su importancia relativa es inferior a la de otros usos del agua, como la regulación o el riego.

En los aprovechamientos de mayor magnitud el uso hidroeléctrico suele ser el más importante. En este segmento, los proyectos hidroeléctricos binacionales constituyen un capítulo especial. En el marco del proceso de integración económica en marcha en la Región, estos proyectos, particularmente Corpus Christi y Garabí, tanto por su ubicación geográfica como por su magnitud, constituyen una alternativa interesante para el abastecimiento del mercado ampliado.

Teniendo en cuenta lo indicado, así como las responsabilidades de la Secretaría de Energía en lo referido a la evaluación de los recursos naturales disponibles para aprovechamiento energético, se ha encarado una serie de tareas vinculadas a la actualización del Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos. En el Anexo I se describen esas tareas, y se presenta una síntesis de los proyectos Corpus Christi y Garabí.

III.2.3. HIPOTESIS SOBRE OTRAS FORMAS DE ENERGIA

La conveniencia de incorporación de otras formas de energía, particularmente eólica y solar, se manifiesta fundamentalmente en mercados aislados. Sin embargo, en los últimos años se han incorporado a los sistemas interconectados varios parques eólicos de envergadura, y otros

presentaron sus solicitudes de acceso a los Mercados (MEM y MEMSP), a partir del incentivo generado con la promulgación de la Ley N° 25.019, de septiembre de 1998.

A continuación se detallan los parques eólicos que están en funcionamiento. Se trata de centrales que si bien están conectadas al Sistema Interconectado, no realizan sus transacciones en el Mercado.

PARQUES EÓLICOS EN FUNCIONAMIENTO

PARQUE	UBICACIÓN	POTENCIA (kW)
Antonio Morán	Comodoro Rivadavia	16.560
Pecorsa	Comodoro Rivadavia	500
Cooperativa de Agua	Rada Tilly	400
Copelco	Cutral Có	400
Punta Alta	Pehuen Có y Centenario	2.200
Claromecó	Claromecó	750
Buratovich	Mayor Buratovich	1.200
Darregueira	Darregueira	750
Cretal	Rural de Tandil	800
Pico Truncado	Pico Truncado	1.200
General Acha	General Acha	900
TOTAL	Interconectado no MEM	25.660

A estas instalaciones se sumaban hasta el año 2001 una serie de proyectos de mayor envergadura, que habían solicitado su ingreso al MEM o al MEMSP, pero que a partir de los recientes cambios macroeconómicos han sido postergados. Sólo a título informativo, se mencionan algunos de los proyectos que habían realizado presentaciones ante la Secretaría de Energía: Bahía Blanca (117MW) de la empresa CEEBB S.A., Puerto Madryn (entre 10 y 60MW) de ENARSA, Rada Tilly (6,6MW) de Rada Tilly Milenio, General Acha (1,8 MW), y 26 proyectos de la empresa Vendaval.

La denominada “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.

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 el 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 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.

Respecto de la interconexión de las granjas de generación eólica a los sistemas de potencia, un trabajo realizado por CAMMESA titulado “Conceptos básicos sobre la inserción de la generación eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia” 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 que debe tener la potencia ofertada. La calidad del suministro se altera fundamentalmente debido a la variabilidad del viento y su influencia en la generación eólica, resultando una producción eléctrica combinada (eólica + convencional) que puede presentar variaciones de corta duración en tensión y 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.

El informe citado completo, y un resumen del sustento legal reciente referido al tema de energía eólica en la República Argentina, se encuentra disponible en el sitio web de la Secretaría de Energía: <http://energia.mecon.gov.ar>.

III.2.4. 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.

Actualmente el análisis se concentra en la prolongación de la vida útil de las centrales nucleares existentes y las condiciones que deberían observarse para la finalización de la Central Nuclear Atucha II.

En ese contexto, de acuerdo a lo informado por Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA), se presentan las acciones que se están llevando a cabo para incrementar la vida útil de las centrales existentes, y el estado actual de las mismas.

NASA está aplicando un Programa denominado “Gestión de Vida”, cuyos objetivos centrales son los siguientes:

- a) Efectuar los mantenimientos de las instalaciones a fin de garantizar el cumplimiento de su vida útil, manteniendo las metas de seguridad nuclear y alta disponibilidad, conjuntamente con la actualización continua de los criterios de diseño.
- b) Maximizar el retorno de las inversiones requeridas en a) compatibilizando y optimizando los costos de operación e ingresos.

En el marco de este Programa de Gestión de Vida, y basado en las destacadas performance de ambas centrales (Atucha I con prácticamente 30 años de operación con un factor de disponibilidad de 72% y Embalse con casi 20 años y disponibilidad de 87%), se justifica planear una extensión de sus vidas útiles. Es así que NASA impulsó el Programa de Extensión de Vida, en desarrollo en ambas centrales, que permitirá en su oportunidad contar con los elementos de juicio necesarios para efectuar la respectiva toma de decisión.

III.2.4.1. CENTRAL NUCLEAR ATUCHA I (CNA I):

Potencia Bruta 357 MW

Potencia Neta 335 MW

Características: tipo PHWR, con recipiente de presión y agua pesada como moderador y refrigerante, y elementos combustibles con uranio levemente enriquecido (ULE).

Entrada en servicio: 24 de junio de 1974.

Actualmente en servicio al 100% de su potencia nominal.

Energía Eléctrica bruta generada desde su entrada en servicio al 31/12/02: 59.836 GWh

Factores de carga y disponibilidad acumulados desde su entrada en servicio al 31/12/02: 67,44% y 72,02% respectivamente.

Es de mencionar que a partir de 2003 se estima que Atucha I estará en condiciones de mantener un factor anual de disponibilidad del orden del 85%, con revisiones programadas cada 14 a 18 meses, hasta el fin de su vida.

Con respecto a la vida útil de la central, la misma está determinada por la vida del recipiente de presión, que en su diseño original se fijó en 32 años de operación a plena potencia.

En principio, considerando una vida útil equivalente a 32 años a plena potencia, y teniendo en cuenta el factor de carga alcanzado al 31/12/02, han transcurrido a esa fecha 19 años equivalentes a plena potencia, es decir que aún restan 13 años. Con un factor de carga estimado del 85%, restarían 15 años calendarios para que la central llegase al fin de su vida útil a fines del año 2017.

En caso de confirmarse las posibilidades de una mayor vida útil, Atucha I podría contar con una extensión de vida entre 10 y 20 años adicionales, para lo que el Programa de Extensión debería iniciarse en el año 2013.

III.2.4.2. CENTRAL NUCLEAR EMBALSE (CNE):

Potencia Bruta 648 MW

Potencia Neta 600 MW

Características: tipo CANDU de tubos de presión y agua pesada como moderador y refrigerante, y elementos combustibles con uranio natural.

Entrada en servicio: 20 de enero de 1984.

Actualmente en servicio al 100% de su potencia nominal.

Energía Eléctrica bruta generada desde su entrada en servicio al 31/12/02: 90.640 GWh

Factores de carga y disponibilidad acumulados desde su entrada en servicio al 31/12/02: 84,21% y 87,17% respectivamente.

Se estima que a partir de 2005 Embalse continuará con revisiones programadas de 4 a 6 semanas de duración cada 14 a 18 meses, operando con factores de carga anuales del orden del 85%.

Su vida útil de diseño es de 30 años al 80% de factor de carga, que representa 24 años a plena potencia, dependiendo de los tubos de presión.

Considerando el factor de carga alcanzado al 31/12/02, han transcurrido a esa fecha 16 años equivalentes a plena potencia, es decir que aún restan 8 años. Admitiendo un factor de carga del 85% para los años restantes, llegaría al fin de su vida útil a fines del año 2012.

En caso de confirmarse las posibilidades de una mayor vida útil, Embalse podría contar con una extensión de vida del orden de 25 años adicionales, para lo que el Programa de Extensión debería iniciarse en el año 2010.

III.2.4.3. CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II (CNA II):

Potencia Bruta 745 MW

Potencia Neta 692 MW

Características: tipo PHWR, con recipiente de presión y agua pesada como moderador y refrigerante, y elementos combustibles con uranio natural o levemente enriquecido (ULE).

Actualmente en construcción suspendida desde 1995.

Avance del proyecto: 80%

Tiempo estimado de finalización de la obra desde la fecha de reinicio: 4años.

Faltante del Proyecto: Tareas de Ingeniería, Montaje y Puesta en Marcha.

Preservación de las instalaciones, estructuras y equipos. Preservación de la documentación del Proyecto. Objetivo perseguido: preservar la inversión hecha en el proyecto y mantener el conocimiento para recomenzar las tareas de montaje en el mínimo tiempo y costo.

Vida útil estimada desde inicio de operación: 40 años al 80%.

Inversión faltante para terminar la obra estimada (a valores y tasa de cambio de septiembre 2002): 419.000.000 U\$S.

IV. TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

IV.1. ESTADO DE SITUACION

Desde el dictado de la Resolución S.E. N° 137/1992, la experiencia ha mostrado que las instalaciones de transporte, principalmente de distribución troncal, han sido exigidas en forma creciente, en muchos casos obligando a un funcionamiento con niveles de tensión en los límites de las bandas permitidas o convocando el despacho de generación forzada local de bajo rendimiento, a fin de compensar faltantes tanto de potencia activa como de reactiva.

En años posteriores se dictaron varias normas (entre ellas las resoluciones SE N° 208/1998, 534/1999, 658/1999) tendientes a facilitar la realización de ampliaciones necesarias en la red.

Como consecuencia de los cambios macroeconómicos recientes, se hizo necesario realizar otros ajustes en la normativa, particularmente en aspectos referidos al Transporte Eléctrico (resoluciones SE N° 334/2002, 1/2003, 106/2003 y 130/2003) teniendo en cuenta la satisfacción de la demanda en el mercado doméstico, la seguridad del sistema, la ausencia de nuevas inversiones en generación y por lo tanto la necesidad de optimizar las inversiones realizadas a los efectos de conseguir la solución de mínimo costo.

En particular, la Resolución SE N° 334/2002 modificó el Anexo 34 de "LOS PROCEDIMIENTOS". En el mismo se asignan responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte. En tal sentido, se establecieron criterios técnicos y económicos para el diseño, adquisición e instalación del equipamiento necesario, orientado a controlar la frecuencia mediante alivio de carga, la tensión mediante reactores y formación de islas para evitar un colapso total del sistema.

En los cuadros que siguen se indica la evolución histórica de las instalaciones de transporte en el MEM:

Longitud de Redes de Transporte (km)

Sistema	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Alta Tensión	7.192	7.443	7.772	7.772	8.314	8.314	8.314	8.366	9.669	9.669	9.669
Distribución Troncal	9.766	9.888	10.407	10.709	10.790	11.320	11.403	11.725	11.852	12.364	12.471
• Cuyo	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245
• Comahue	830	830	830	845	885	885	885	885	885	902	902
• Buenos Aires	4.820	4.935	4.945	5.068	5.106	5.509	5.536	5.675	5.703	5.903	5.976
• NEA	796	796	926	930	930	930	972	972	972	1.076	1.076
• NOA	2.075	2.082	2.461	2.621	2.624	2.751	2.765	2.948	3.047	3.238	3.272

Incluye Transportistas Independientes

Potencia de Transformación (MVA)

Sistema	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Alta Tensión	9.100	9.100	9.100	9.250	9.850	9.850	10.300	10.600	10.750	11.350	11.350
Distribución Troncal	6.064	6.429	6.599	6.674	6.953	7.133	7.333	7.832	8.017	8.414	8.479
• Cuyo	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.030	1.180	1.180
• Comahue	403	403	408	408	444	454	454	490	493	508	503
• Buenos Aires	4.278	3.598	3.598	3.598	3.788	3.788	3.823	4.228	4.263	4.348	4.363
• NEA	462	462	612	642	665	695	725	745	745	782	812
• NOA	911	956	971	1.016	1.046	1.186	1.321	1.359	1.486	1.596	1.621

Incluye Transportistas Independientes

El detalle de la longitud de líneas por nivel de tensión correspondiente al año 2002 es:

Longitud de Redes de Transporte. Año 2002 (km)						
Sistema	500 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	Total
Alta Tensión	9.101	562	6	-	-	9.669
Distribución Troncal	-	841	11.215	391	24	12.471
• Cuyo	-	634	611	-	-	1.245
• Comahue	-	-	902	-	-	902
• Buenos Aires	-	177	5.408	391	-	5.976
• NEA	-	30	1.022	-	24	1.076
• NOA	-	-	3.272	-	-	3.272

Incluye Transportistas Independientes

En el Anexo II se detallan las ampliaciones del Sistema de Transmisión puestas en servicio entre el 1-1-2001 y el 30-09-2002, y aquellas que se encuentran en desarrollo.

IV.1.1. Documento sobre “Evaluación de Riesgos” elaborado por CAMMESA

Está disponible el documento elaborado por CAMMESA sobre “Evaluación de Riesgos”, de Diciembre de 2001, previo a las modificaciones macroeconómicas, cuyo objetivo fue analizar el mediano y largo plazo en la búsqueda de riesgos estructurales en la operación del sistema o de problemas que pudieran afectar la operación de mínimo costo o la eficiencia operativa del mismo, de modo de adelantar en lo posible la búsqueda de soluciones alternativas a los problemas previsibles en el Mercado Eléctrico Mayorista, para su decisión por los organismos competentes.

En este capítulo se tratarán brevemente los resultados relativos a riesgos que involucrarían al sistema de transporte.

En relación con la seguridad del suministro, el citado informe puntualiza que si bien el riesgo de colapso se redujo en los últimos años, se mantiene en niveles de una vez cada ocho años ante situaciones hidráulicas raras en Comahue; y en consecuencia recomienda completar el esquema de seguridad con las “islas” que permitan el funcionamiento de áreas aisladas en forma autónoma, e implementar un sistema de alivio de cargas de emergencia que opere en situaciones extremas cuando la frecuencia disminuya a 48,3hz, con el objeto de evitar riesgos ante situaciones difícilmente predecibles. Estos aspectos fueron considerados en la mencionada Resolución S.E. N° 334/2002.

Además, analiza los riesgos de las demandas ante pérdidas prolongadas de un transformador en la red de alta tensión, y los riesgos de colapso ante fallas simples y no abastecimiento total prolongado en ciudades importantes conectadas a empresas de Transporte por Distribución Troncal.

El informe completo puede obtenerse en el sitio oficial de CAMMESA: www.cammesa.com.ar, en la sección MEMNet / Informes Varios / Simulaciones de Operación 2002-2006 (IRSD01V2.pdf), o en el sitio oficial de la Secretaría de Energía: <http://energia.mecon.gov.ar>.

IV.1.2. Informe de CAMMESA sobre perspectivas de riesgo en el Transporte

En octubre 2002, CAMMESA remitió a la Secretaría de Energía un informe sobre situaciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión que podrían implicar riesgos en el abastecimiento a la

demanda. A continuación se resumen los principales conceptos de ese informe, cuyo texto íntegro se transcribe en el Anexo II.

Los sistemas de transporte operan con factores de carga crecientes, agravados cuando se dispone abundante energía de hidroeléctrica durante tiempos prolongados. En consecuencia, CAMMESA determinó que ciertos trabajos de mantenimiento que implicaban la necesidad de implementar configuraciones críticas debían programarse para días y horarios de menor demanda, preferentemente fines de semana, sujetos, en algunos casos, a la disponibilidad de determinados generadores.

Desde enero de 2002 TRANSENER S.A. no efectúa tareas de mantenimiento en fines de semana, justificando esa decisión en su situación económica y los mayores costos que provoca su realización en días no hábiles. En consecuencia, el mantenimiento necesario no se está efectuando en tiempo y en forma, afectando la confiabilidad e incrementando el riesgo de fallas.

El riesgo se incrementa por la existencia de varias estaciones transformadoras que cuentan con un único transformador, otras que trabajan a plena carga, y varias líneas que alimentan zonas o regiones en forma radial.

Con respecto a las áreas con generación forzada (NOA Norte, Costa Atlántica, GBA, EPEC y Comahue Norte en el MEM, Comodoro Rivadavia en el MEMSP), CAMMESA informó que varias disminuyeron desde el invierno de 2002 sus requerimientos de generación forzada hasta un límite mínimo indispensable, con la consecuente pérdida de calidad en el suministro.

IV.1.3. Riesgos en el abastecimiento vinculados con el transporte

A continuación se detallan los riesgos de abastecimiento en áreas con concesión nacional del servicio de transporte por distribución troncal (Distros). Se tomó como referencia lo indicado por los transportistas en sus guías de referencia, y para cada área o nodo se indican los riesgos detectados, las propuestas de solución recomendadas por los transportistas y su estado de avance.

Area NOA: En todos los extremos del sistema de transporte por distribución troncal del NOA, donde los vínculos son radiales y extensos, el abastecimiento suele resultar sumamente afectado ante fallas permanentes que requieren reparación. Es el caso del Oeste de Catamarca, que depende totalmente de la línea de 132 kV Villa Quinteros – Andalgalá.

Las provincias de Catamarca, La Rioja, parte de Santiago del Estero y Sur de Tucumán, tenían problemas por apartamiento de banda de tensión por insuficiencia de transporte por distribución troncal, que se superaron con la habilitación de las líneas de 132 kV Recreo – San Martín y Recreo – Frías. Esos ingresos produjeron la recuperación de la alimentación en doble terna 132 kV Recreo – La Rioja, la desarticulación de la configuración rígida de San Martín, y la doble alimentación desde Recreo al Area Catamarca, Sur de Tucumán y Frías (Santiago del Estero).

En el área de Catamarca para estado (N) las condiciones operativas han mejorado con las dos líneas incorporadas, existiendo únicamente restricciones por transformadores de intensidad instalados, que requieren el uso de Desconexión Automática de Carga para la condición (N-1), planteada por pérdida del vínculo Recreo – Catamarca.

La vinculación con la ET Recreo propone la operación con tensiones altas en barras de 132 kV debido a la tensión fuera de banda que se impone en ET Recreo para control de tensión en el

extremo La Rioja. Con el crecimiento de demanda del área La Rioja la doble terna 132 kV Recreo – La Rioja opera en algunas horas del día (período de “resto”) en el límite de su capacidad (230 A por terna – límite por caída de tensión).

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 El Bracho – La Banda, que dispone el certificado de conveniencia y necesidad pública.

El Norte de la Provincia de Salta se encuentra funcionando fuera de banda de tensión exigida por insuficiencia de capacidad y estructura radial, por lo que resulta necesario construir otra línea Güemes – Pichanal. Asimismo, estaba prevista la construcción de la LAT 132 kV Güemes – Salta Norte, y por acuerdo expresado en el contrato COM, el ingreso de 50 MW térmicos en Tartagal. Ambas obras, que disponen el certificado de conveniencia y necesidad pública, se encuentran suspendidas.

La demanda de las provincias de Salta y Jujuy tiene gran dependencia de la CT Güemes, por lo que su indisponibilidad pone en riesgo el abastecimiento. TermoAndes (CT Salta) presentó solicitud de acceso en Cobos, muy próxima a Güemes, aprobada por Resolución ex SEyM N° 92/01 (TG01, de 203 MW). La inyección de generación en esa zona está limitada a 270 MW por insuficiencia del sistema de transporte por distribución troncal, siendo imprescindible construir las líneas Güemes – Salta Norte (acceso aprobado con obra suspendida) y Güemes – Campo Santo para desarticular la conexión rígida (T) de Campo Santo.

La construcción de la línea de 132 kV Güemes - Las Maderas, que dispone el certificado de conveniencia y necesidad pública, está suspendida.

La capacidad de transformación en varias estaciones transformadoras está superada, siendo indispensable ampliar dicha capacidad en las ET Tartagal, Pichanal, Orán, Jujuy Sur, Salta Norte, Villa Quinteros, Santiago Oeste, Catamarca, La Rioja. El transformador de reserva incluido en la Resolución SE N° 106/2003 proveerá una solución parcial al inconveniente mencionado.

Area Cuyo: De acuerdo a lo informado en la Guía de Referencia de DISTROCUYO S.A., se ha evidenciado un importante incremento en la utilización de sus redes en los primeros años de la concesión, motivado por el persistente aumento de la demanda y el escaso o casi nulo crecimiento de la red. Esta situación impone a la fecha la necesidad de realizar urgentes inversiones con el fin de evitar cortes de larga duración en el servicio de transporte. A continuación se señalan los hechos más significativos:

Nodo San Juan: En el año 2003, el subsistema San Juan vuelve a presentar problemas de control de tensiones originados en el déficit de transmisión existente en el corredor que lo vincula al subsistema Mendoza. La pérdida de cualquier línea pone al subsistema San Juan al borde del colapso. Durante el Pico de Verano, los transformadores de la ET San Juan soportaron cargas del 103% de su capacidad. Tendiendo a solucionar este problema DISTROCUYO S.A. propone la incorporación de un nuevo transformador de 30 MVA en esta estación.

En el año 2004, los problemas de normal abastecimiento se presentarán aun para estado (N) de la red. Este antiguo problema, que alcanzó características drásticas en los años 1997 y 1998 y motivó la incorporación de un sistema de compensación reactiva de 45 MVAR en el año 1999, se

solucionaría con la incorporación de la “Línea Minera” o el ingreso de nueva generación hidráulica (Centrales Caracoles y Punta Negra). Frente a la incertidumbre que plantean tales proyectos, es indispensable analizar la factibilidad de una nueva alternativa de abastecimiento, que podría lograrse mediante la incorporación de un nuevo vínculo en 220 kV (LAT 220 kV Gran Mendoza - San Juan o su alternativa, LAT 220 kV Luján de Cuyo - San Juan y ET Luján de Cuyo en 220 kV).

Nodo Cruz de Piedra: Constituye sin lugar a duda el nodo eléctrico de mayor importancia del Sistema Cuyo. A través de sus tres niveles de tensión (220, 132 y 66 kV) se interconectan los aprovechamientos hidráulicos del Sur de Mendoza con las demandas de San Juan y el Gran Mendoza. Cuenta con dos transformadores de 60 MVA 132/66/13,2 kV, instalados en 1963, que presentaron sobrecargas superiores al 10% en el verano 2000/2001. Si bien la retracción de la demanda originada en la actual situación económica produce un ligero alivio al déficit de transformación señalado, se destaca que la potencia instalada resulta insuficiente para enfrentar los requerimientos derivados de la pérdida de uno de los equipos (estado N-1), o para atender una reactivación de la demanda acorde a los niveles históricos. El equipo de reserva de 30 MVA incluido en la Resolución SE N° 106/2003 tiende a reducir las consecuencias derivadas de la eventual pérdida de capacidad de transformación.

Nodo Luján de Cuyo: La entrada en servicio en el año 2002 de la Central Hidráulica Cacheuta Nueva sobre la barra de 132 kV de la ET Luján de Cuyo aumentó el déficit de capacidad de transporte del corredor Luján de Cuyo – Cruz de Piedra – Gran Mendoza, limitando el despacho simultáneo de esa central hidráulica y la CT Luján de Cuyo, en ciertas épocas del año. La pérdida de cualquiera de sus ternas da lugar a la actuación de los mecanismos de DAG, con importante pérdida de generación, lo cual podría derivar en oscilaciones que hagan peligrar la estabilidad del sistema eléctrico regional. Como alternativa de solución se propone la incorporación de la LAT de 220 kV Luján de Cuyo - Cruz de Piedra - Gran Mendoza y ET Luján de Cuyo en 220 kV, o la LAT 220 kV Luján de Cuyo - Anchoris y las ET Luján de Cuyo y Anchoris en 220 kV.

Abastecimiento de Valle de Uco (Zona Sur) y Zona Este de la Provincia de Mendoza: El abastecimiento a estas zonas de importante demanda petrolera y agrícola presenta deficiencias en capacidad de transporte y transformación, y está fuertemente condicionado por la disponibilidad del corredor en 132 kV Sur – Centro. La falta de capacidad en ese corredor obliga a operar con tensiones fuera “de banda” en la época de fuerte demanda estival. El abastecimiento en tales condiciones no soporta la condición (N –1). Como alternativa de solución se propone la ya mencionada LAT 220 kV Luján de Cuyo - Anchoris y las ET Luján de Cuyo y Anchoris en 220 kV, o la inyección a la ET Anchoris en 220 kV a partir de la línea Agua del Toro – Cruz de Piedra. La instalación de los capacitores incluidos en la Resolución SE N° 106/2003 mejoraría los niveles de tensiones en el área.

La ampliación solicitada por EDEMSA, consistente en la línea de 132 kV Cápiz - Vistaflores y la ET del mismo nombre, también mejoraría sustancialmente la alimentación a la importante zona rural del Valle de Uco. Por otra parte, DISTROCUYO S.A. ha propuesto la ampliación de la capacidad de las ET Anchoris, Montecaseros y Cápiz, en las que se detectan problemas de sobrecarga. Las correspondientes solicitudes se tramitan en el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, que aprobó la solicitud de ampliación de la ET Cápiz, estando el contrato en renegociación.

Nodo San Rafael: Esta ciudad, la segunda en importancia en la Provincia de Mendoza, se encuentra abastecida en forma radial desde la ET Pedro Vargas, por lo que resulta necesario incorporar una nueva vía de alimentación, habiéndose propuesto la LAT 132 kV- Nihuil4 - San Rafael.

Isla Regional Cuyo: El área Cuyo constituye una zona con vinculación radial en 500 kV con el Sistema Nacional. Si bien el área presenta un cierto equilibrio generación-demanda durante importantes períodos de tiempo, la aparición de fallas en el corredor de 500 kV que la vincula al SADI (además de aquellas fallas que puedan llevar al colapso total del mismo) pueden llevar al Sistema Cuyo al estado de colapso regional. Esto podría evitarse a través de la apertura de elementos de maniobra que formen una isla regional. Es necesario además incorporar mecanismos que sean capaces de estabilizarla, con el fin de restablecer el equilibrio demanda – generación.

Estos aspectos fueron contemplados a partir de la aplicación del Procedimiento Técnico 16 de “Islas y Arranque en Negro”, habiendo realizado la Distribuidora Troncal un proyecto completo sobre un mecanismo inteligente automático que produzca la formación de la Isla Cuyo (Isla de Frontera Fija) ante contingencias del Sistema Nacional que llevasen al colapso al Área. Concluida la Fase I del estudio y cumplidos los plazos establecidos, se verificó la conveniencia técnica y económica de la implementación de este sistema.

Area Centro: El abastecimiento de la zona Este de la Provincia de Córdoba es muy dependiente de la generación forzada que se despacha en San Francisco y Villa María.

Area Centro-Cuyo-NOA: Si se produjera la salida de la línea de 500 kV Rosario Oeste - Almafuerde, en condiciones de alta importación de potencia por parte del área, no debería producirse un colapso de la misma, ya que actualmente el OED, en el marco de lo dispuesto por la Resolución exSEyM N° 414/2001 y la Resolución SE N° 10/2002, ha fijado para esas condiciones un límite de potencia equivalente al 32 % de la demanda del área.

Area NEA: Es necesario efectuar cambios de equipos en instalaciones relacionadas con las barras de Corrientes Centro y Santa Catalina, a causa de la actual potencia de cortocircuito. Asimismo, la construcción de otra terna de 132 kV entre las ET Santa Catalina, Bella Vista y Goya, o la interconexión Mercedes - Goya y Mercedes - Paso de los Libres, complementando un rebaje de 500/132kV en Mercedes, resolvería los problemas de funcionamiento fuera de banda de tensión. Las obras previstas en la Resolución SE N° 106/2003 mejoran los niveles de tensiones en el área.

Se presenta más exigido el subsistema Formosa, por limitaciones de la LAT Resistencia-Formosa. Esa restricción sería superada con la construcción de una segunda terna y la ET Formosa Oeste. 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 un segundo en la ET 500 kV Paso de la Patria, o bien instalar un 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.

Area Litoral: Se instaló un segundo transformador de 500/132 kV en las ET 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.

La ET Colonia Elía cuenta con un único transformador para alimentar la red de EDEERSA. Ante su salida de servicio la Interconexión Internacional en 150 kV Paysandú – Concepción del Uruguay permitiría sólo el abastecimiento parcial de esa demanda. Se encuentra en proceso de fabricación un transformador de 150 MVA 500/132/65 kV adquirido por la C.T.M. Salto Grande, destinado a reserva en Colonia Elía.

La ET Romang dispone actualmente un sólo transformador para alimentar la demanda del Norte de Santa Fe. Esta limitación se solucionará con lo previsto en la Resolución SE N° 106/2003.

Area Comahue: Se presentan distintas dificultades de característica estructural, como la existencia de líneas de gran longitud que hacen vulnerable el suministro de energía a determinadas localidades, o la superación de límites de caída de tensión y sobrecargas en líneas. El caso más evidente comprende la zona de Medanitos y Puesto Hernández, debido a la gran longitud de la línea que las une. Para reducir su total dependencia de la generación local, debería construirse una línea en 132 kV entre las estaciones transformadoras Loma de la Lata y Chihuido, y debería además reestructurarse el Puesto de Seccionamiento Señal Picada. Se requieren también cambios de transformadores de corriente en la ET Planicie Banderita (salida a ET Mega) y en la ET General Roca (salida a ET TermoRoca).

Si bien este área dispone generación a precios competitivos, si hay elevada hidraulicidad en la zona se producen dificultades en el control de tensiones cuando no están despachadas las CT Alto Valle o TermoRoca, principalmente por la debilidad estructural de la red de 132 kV. Este inconveniente es solucionado parcialmente con las obras incluidas en la Resolución SE N° 106/2003.

El área de Bariloche, Pilcaniyeu y Pío Protto se alimenta desde un único transformador 500/132 kV en Alicurá. Este inconveniente es solucionado parcialmente con las obras incluidas en la Resolución SE N° 106/2003.

Para superar el límite por caída de tensión y sobrecarga del corredor a General Roca y Villa Regina, debería cerrarse el circuito de 132 kV con la construcción de una línea entre las estaciones Choele Choel y Villa Regina. Para disponer mayor nivel de confiabilidad, debería instalarse además una línea de 132 kV entre las estaciones TermoRoca y Villa Regina.

Area Provincia de Buenos Aires: En la zona Norte de la provincia se observa un incremento de demanda que no es acompañado en la misma medida por el crecimiento de la red de abastecimiento. Los casos más críticos corresponden a Ramallo – San Nicolás y Campana – Zárate.

El área Ramallo – San Nicolás presentaba una dependencia muy grande de la generación de San Nicolás y de la disponibilidad del autotransformador 220/132 kV-150 MVA de Ramallo. El ENRE aprobó la ampliación de la ET Ramallo, que a futuro contará con dos transformadores de 500/220 kV – 300 MVA, dos transformadores de 220/132 kV – 300 MVA y dos nuevas salidas de línea en 132 kV. Esas instalaciones permitirán abastecer el incremento de demanda del área, eliminando la necesidad de generación forzada en San Nicolás, e independizando la operación de los despachos de generación del corredor de 220 kV GBA – Litoral. En forma provisoria y preliminar a esta ampliación (que se encuentra demorada), se instaló un transformador de 500/132 kV – 300 MVA en la ET Ramallo, que permite eliminar los requerimientos de generación forzada en San Nicolás para ciertas condiciones de despacho.

El área Campana – Zárate tiene gran dependencia del único transformador 500/132 kV de la ET Nueva Campana, que opera en el límite de su capacidad para estados de demanda pico. Por otro

lado, ante indisponibilidad del autotransformador de 220/132 kV de Atucha se produciría la pérdida de un aporte importante hacia Zárate y GBA. Para solucionar estos problemas se requiere la ampliación de la ET Campana, mediante la instalación de un segundo autotransformador 500/132 kV – 300 MVA, que permitirá descargar el actual autotransformador, evitará los cortes de demanda ante su indisponibilidad, y suministrará una alimentación alternativa a Zárate.

La zona Oeste (que involucra las ET de Trenque Lauquen, Pehuajó y Carlos Casares) tiene alta dependencia de un único transformador 500/132 kV en Henderson, y de la línea de 132 kV Henderson – Trenque Lauquen. Este inconveniente es solucionado parcialmente con las obras incluidas en la Resolución SE N° 106/2003. Por otro lado, la prestación del corredor de 66 kV entre Trenque Lauquen y Bragado es insuficiente, con riesgos de abastecimiento y baja confiabilidad, ya que los requerimientos de transmisión superan su capacidad. Debería considerarse la posibilidad de sustituir el sistema de 66 kV por otro de 132 kV, a fin de satisfacer las demandas actuales y previstas en condiciones adecuadas. Una solución parcial es la construcción de la línea de 132 kV Henderson – Pehuajó, pero no permitiría abastecer la totalidad de la demanda en el caso de indisponibilidad de la línea de 132 kV Henderson - Trenque Lauquen. Para dar una solución definitiva a los problemas de alimentación de la zona Oeste, TRANSBA S.A. propone la construcción de dos líneas adicionales de 132 kV, una entre Pehuajó y General Villegas y la otra entre General Villegas y Trenque Lauquen.

El área Centro (que involucra las ET Bragado, Nueve de Julio, Chacabuco, Salto, Chivilcoy, Saladillo y Lincoln) depende de la alimentación desde la ET Henderson, que cuenta con un sólo transformador de 500/220 kV y una línea de 220 kV. Ese transformador opera en el límite de su capacidad en estados de demanda pico, lo que obliga a abrir el corredor de 132 kV Bragado – Luján para evitar su sobrecarga, en desmedro de la confiabilidad de servicio. Una de las alternativas de solución consiste en la instalación, además del segundo transformador de 500/220 kV en Henderson incluido en la Resolución SE N° 106/2003, de una nueva línea en 220 kV entre las estaciones Henderson y Bragado. Otra alternativa consiste en la construcción de una nueva ET 500/132 kV en 25 de Mayo, que seccionaría las dos líneas del corredor de 500 kV Henderson - Ezeiza. Esta estación se conectaría a su vez al sistema de 132 kV, seccionando la actual línea de 132 kV Bragado – Saladillo. También incluye la construcción de dos nuevas líneas de 132 kV entre 25 de Mayo y Bragado y entre 25 de Mayo y Chivilcoy (esta última además permitirá reforzar el corredor de 132 kV Bragado - Luján). Aunque todavía no existe ninguna definición al respecto, esta última alternativa ha sido considerada por los agentes del área como la más conveniente en un contexto de optimización a largo plazo, teniendo en cuenta su prestación, costos, confiabilidad y las posibilidades futuras de expansión.

Dada la magnitud de las obras relacionadas con la ET de 500 kV 25 de Mayo y los importantes tiempos de implementación que requiere, se estima que la misma no podría estar en servicio antes del verano 2005 - 2006. Esto implicaría que el autotransformador de 500/220 kV - 200 MVA de Henderson llegaría a valores de sobrecarga inaceptables antes del año de puesta en servicio de la solución planteada. Para evitarlo, se propuso la construcción de una línea de 132 kV entre las ET Pehuajó y Lincoln, junto con la instalación de un segundo autotransformador de 500/132 kV - 150 MVA en Henderson, obra incluida en la Resolución SE N° 106/2003. Esta línea de 132 kV mejoraría la prestación del sistema de transmisión en casos de indisponibilidad de alguna de las líneas de 132 kV del corredor Bragado - Pergamino.

En la zona Atlántica, el suministro atendido por las ET San Clemente, Mar de Ajó, Pinamar, etc. es muy dependiente de la generación de las TG de Villa Gesell y Mar de Ajó, que no será suficiente en el corto plazo. Asimismo, el abastecimiento a Mar del Plata, Necochea y Tandil es muy dependiente

de la generación de las CT 9 de Julio y Necochea, dependencia que sólo podrá ser superada con la construcción de nuevas líneas de 500 kV y/o 132 kV que aseguren el abastecimiento de las estaciones transformadoras nombradas desde el SADI, y/o con la instalación de generación de bajo costo en la zona de Mar del Plata, lo que hasta el presente se ha considerado no factible.

Si bien EDEA (la empresa a cargo de la distribución de energía eléctrica en la zona de Mar del Plata y las localidades de la Costa Atlántica aledañas) se había inclinado inicialmente por una alternativa mixta, que involucraba nueva generación en Mar del Plata y mayor transmisión en 132 kV hacia la Costa Atlántica para luego, con este respaldo, incorporar una línea de 500 kV para abastecer a Mar del Plata, a partir de la puesta en servicio de la línea de 132 kV Olavarría – Barker ha optado por una mayor utilización y expansión del sistema de 132 kV, proponiendo un nuevo corredor adicional de 132 kV entre Olavarría y Mar del Plata, mediante la construcción de una segunda línea de 132 kV entre Olavarría y Tandil y una nueva línea de 132 kV entre Barker y Mar del Plata, junto con la instalación de dos compensadores estáticos controlados (SVC), uno de 75 MVAR en Necochea y otro de 50 MVAR en Mar de Ajó. Esta solución, si bien es de corto plazo, permite diferir las importantes inversiones requeridas para el abastecimiento de la zona atlántica en 500 kV.

Sin embargo, cabe destacar que las ampliaciones propuestas en 132 kV no solucionan los graves problemas existentes para el abastecimiento de la totalidad de la demanda en estados de alta carga de la zona Norte de la costa atlántica (área cubierta por las ET Dolores, San Clemente, Mar del Tuyú, Mar de Ajó, Pinamar, Villa Gesell, General Madariaga y Las Armas) ante la salida de servicio de la línea de 132 kV Chascomús – Dolores, o de la línea Tandil – Las Armas, o de la línea La Plata – Magdalena. Una alternativa de solución para estos problemas es la construcción de una línea de 132 kV entre Mar del Plata y Villa Gesell. Las obras incluidas en la Resolución SE N° 106/2003 solucionan parcialmente el déficit de reserva de transformación en varias ET de la zona.

Las líneas Morón-Luján de 132 kV están operando al límite de su capacidad térmica. Para solucionar esta limitación, la transportista propone la construcción de una línea de 132 kV entre las ET Luján y San Antonio de Areco. Sin embargo, se debe tener en cuenta que EDENOR está realizando una ampliación de la vinculación entre la ET Malvinas (de su propiedad, conectada en la línea Morón – Luján) y la ET Zappalorto, de modo que se pueda incrementar la alimentación a la primera desde la propia red de EDENOR.

Area La Pampa: Con la reciente entrada en servicio de la ET Macachín esta área no tiene en principio riesgo de abastecimiento.

Area Patagónica: La indisponibilidad prolongada de la Central Futaleufú o del corredor de 330 kV originaría una fuerte reducción en la oferta de energía en el Sistema Interconectado Patagónico, afectando la producción de la Planta de ALUAR y generando cortes parciales a los usuarios de todo el sistema. En caso de indisponibilidad del único autotransformador (30 MVA, 330/132 kV) de la línea que vincula la ET Futaleufú con la ET Esquel, se produciría un corte de abastecimiento a las ciudades de Esquel y Trevelín.

Si el nivel de indisponibilidad en el parque de generación turbogas ubicado en el Area Sur obligara a un transporte superior a 60 MW por la línea 132 kV Florentino Ameghino - Patagonia sería necesario efectuar una restricción en la demanda de los usuarios ubicados en el Area Sur.

En el Area Sur existe un nivel significativo de generación térmica y eólica oculta, que podría generar el aislamiento de este Subsistema y su posterior colapso en caso de producirse el

bloqueo de alguna unidad de generación que no posea acciones de DAC asociadas, en circunstancias de alto transporte Norte-Sur.

Se prevé la saturación de la capacidad de transformación de la barra de 33 kV de la ET A1-Comodoro Rivadavia en el término de dos años. En la actualidad, las tareas habituales de mantenimiento en cualquiera de los transformadores obligan a efectuar restricción en la demanda. Esas limitaciones se solucionan con las obras de ampliación de la capacidad de transformación 132/33 kV, incluidas en la Resolución SE N° 106/2003.

En el Anexo II se presenta el detalle de las obras planteadas por TRANSENER S.A. con el objeto de minimizar las restricciones de transporte, en su Guía de Referencia correspondiente al período 2002-2009. También se indican las obras previstas en zonas del servicio de distribución de energía eléctrica otorgado por el Estado Nacional, en lo referido a la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT).

IV.1.4. Sistema NOA Norte

El Norte del Sistema NOA (Salta y Jujuy) presenta una situación particular, derivada de las restricciones de transporte que experimenta, y de la existencia de la CT Salta, de 643 MW, que opera aislada del sistema argentino e interconectada al sistema Norte Grande Chileno mediante una LAT 345 kV. En ese último sistema, que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Central Chileno, se han instalado en los últimos años nuevos ciclos combinados alimentados por dos gasoductos desde el Norte de Argentina. Debido a la caída de la demanda internacional de minerales que se explotan en esa región chilena, las inversiones de infraestructura realizadas han resultado ruinosas y el Sistema Norte Grande Chileno ha pasado en corto tiempo de condiciones de suboferta a sobreoferta. Esta situación obviamente afectó a la CT Salta, que sólo es convocada al tercio de su capacidad.

Teniendo en cuenta la necesidad de resolver el problema estructural de transporte que afecta a la demanda doméstica del Sistema NOA Norte, que existe capacidad de generación subutilizada y que la realización de nuevas inversiones en generación dependerá de la resolución de la crisis macro de la Argentina y de la estabilidad en la región (Países del Mercosur Ampliado), resulta necesario optimizar el uso de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional.

IV.1.5. Ampliaciones para adecuación de la Red de Transporte. Resoluciones S.E. N° 1/2003 y N° 106/2003

Sobre la base del documento e informe mencionados, elaborados por CAMMESA, y los estudios realizados en la Secretaría de Energía, se dictó la Resolución SE N° 1/2003 del 2 de enero de 2003, que habilitó por única vez la realización de ampliaciones destinadas a la Adecuación del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal para satisfacer el cumplimiento de los criterios de diseño, y la realización de obras que solucionen los riesgos de abastecimiento existentes.

Conforme lo previsto en la norma citada se dictó la Resolución S.E. N° 106/2003 del 28 de febrero de 2003, en la que se identificaron las obras de Transporte necesarias en una Primera Etapa, y la Resolución S.E. N° 130/2003 del 24 de marzo de 2003, modificatoria de la anterior.

IV.1.6. Solicitud de aplicación del CER a los contratos COM existentes

Varios agentes del MEM en calidad de Transportista y/o Transportista Independiente han efectuado presentaciones referidas a la situación planteada como consecuencia de la crisis macroeconómica que sufre el país, solicitando la aplicación del CER como fórmula transicional para atender el impacto que sufren los inversores COM ante los acreedores, fundamentalmente externos, de préstamos u obligaciones negociables pactadas oportunamente en dólares estadounidenses. Dadas las características del reclamo, en un primer momento se consideró que esa problemática debía ser responsabilidad de la Comisión de Renegociación Tarifaria, sin embargo, teniendo en cuenta que tal Comisión entendió que el tema no pertenecía a su ámbito de incumbencia, la situación se resolvió por medio de los mecanismos administrativos normales, a través de una presentación del ENRE a la Secretaría de Energía.

Entre otros, se han presentado los casos de la LAT Piedra del Aguila - Abasto (4° línea Comahue – Buenos Aires), YACYLEC y LITSA.

IV.1.7. Calidad de servicio

Sobre la base del “Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina”, elaborado por CAMMESA, se presenta la situación del MEM y MEMSP en el año 2002, en cuanto a calidad de servicio.

En el cuadro siguiente se indica el resumen de cortes de suministro (MW) ocurridos en el año 2002, correspondiente a fallas de generadores o de transporte en alta tensión, que afectaron al SADI en su conjunto (fallas generales) con afectación del esquema de alivio de cargas por subfrecuencia y a las que afectaron sólo a determinadas áreas radiales importadoras (fallas locales).

Cortes de suministro (MW) – año 2002

Tipo de Afectación	Origen de la Falla				Total Cortes
	Generación	Transformación	Falla simple	Falla doble	
General	926	1.493	1.024	3.981	7.424
Local	0	2.431	1.008	0	3.439
Suma	926	3.924	2.032	3.981	10.863

Detalle Fallas locales:

- Cuyo	-	0	237	-	237
- Comahue	-	133	0	-	133
- Buenos Aires	-	527	0	-	527
- NEA	-	0	0	-	0
- NOA	-	0	408	-	408
- Litoral	-	0	0	-	0
- Centro	-	0	363	-	363
- GBA	-	1.771	0	-	1.771

La energía no suministrada (MWh) en el mismo año es:

Energía no Suministrada (MWh) – año 2002

Tipo de Afectación	Origen de la Falla				Total
	Generación	Transformación	Falla simple	Falla doble	ENS
General	266	2.560	196	3.497	6.519
Local	0	5.979	802	-	6.781
Suma	266	8.539	998	3.497	13.300

La Calidad de Servicio del MEM se vio afectada principalmente por una falla atípica en la ET Ezeiza 500 kV, originada en la rotura de un descargador de tensión y una posterior falla de protecciones que produjo la desconexión completa de la ET Ezeiza y de todo el corredor Comahue – GBA ocasionando la pérdida de abastecimiento de una amplia región del país durante varias horas. Asimismo, la ocurrencia de un evento intencional donde se registraron dos fallas dobles consecutivas en el Corredor Comahue – Buenos Aires provocó una cantidad considerable de energía no suministrada (ENS). El resto de los cortes y ENS registrados en el año se debieron a eventos de corta duración vinculados básicamente a la actuación del esquema de alivio de cargas.

El Índice de Severidad, que mide la cantidad de ENS por unidad de demanda anual, ha aumentado cerca de un 40 % respecto al año anterior. No obstante, si se descuentan en ambos años las fallas debidas a atentados y tornados y en el año 2002 la falla excepcional ocurrida en la ET Ezeiza, el Índice de Severidad hubiera sido del orden de 7 y $2 \cdot 10^{-5}$ para el 2001 y el 2002, respectivamente:

Indices de Calidad de Servicio MEM

Causa	Cortes (MW)		ENS (MWh)		IS * 10^{-5}	
	2001	2002 ⁽¹⁾	2001	2002 ⁽¹⁾	2001	2002 ⁽¹⁾
Falla Generadores	114	926	15	266	0,02	0,37
Falla trafos AT	469	0	207	0	0,28	0,00
Falla línea simple AT	3.470	2.032	976	998	1,33	1,38
Falla línea doble AT	8.669	3.981	8.797	3.497	11,95	4,85
Falla en ET	-	3.924	-	8.539	-	11,84
Total	12.721	10.863	9.994	13.300	13,58 ⁽²⁾	18,44 ⁽³⁾

⁽¹⁾ En el Anexo II se presenta el detalle de fallas por corredor

⁽²⁾ Si no se consideraran las fallas originadas por atentados o tornados, el IS del año hubiera sido $7,27 \cdot 10^{-5}$

⁽³⁾ Si no se consideraran las fallas originadas por atentados y la falla en ET, el IS del año hubiera sido $1,75 \cdot 10^{-5}$

La red de transporte en alta tensión durante el año 2002 tuvo una tasa de 0,95 fallas cada 100 km y por año, similar a la del año anterior, que fue de 0,96. Durante el año se registraron dos fallas dobles debidas a un mismo atentado. No se registraron fallas originadas en tornados.

En la tabla siguiente se muestra la evolución histórica del índice de desempeño (número promedio de fallas anuales cada 100 km de líneas) para el Sistema de Alta Tensión y las redes operadas por las empresas de Transporte por Distribución Troncal:

Evolución histórica del Índice de Desempeño

Sistema de Transporte	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	Número de fallas por año cada 100 km								
Alta tensión	1,0	1,1	1,0	0,9	0,5	0,63	1,01	0,96	0,95
Distribución troncal:									
- Región Cuyo	4,7	4,5	2,9	2,3	2,5	1,3	2,7	1,7	1,4
- Región Comahue	7,3	5,8	5,4	3,4	4,0	2,8	3,3	3,2	2,7
- Región Buenos Aires	4,2	4,3	3,9	3,4	5,3	3,8	3,3	2,9	1,9
- Región NEA	11,4	13,5	7,1	5,1	5,4	5,2	3,1	2,1	3,4
- Región NOA	8,8	4,9	5,9	3,7	3,7	4,3	4,9	3,8	2,0

Los cortes y ENS registrados en el MEMSP se debieron a eventos de corta duración vinculados básicamente a la actuación del esquema de alivio de cargas. El Índice de Severidad se mantuvo en el mismo orden del año anterior, aunque en 2002 predominaron las fallas en líneas de Alta Tensión, en tanto que en 2001 tuvieron mayor influencia las fallas en generación:

Indices de Calidad de Servicio MEMSP

Causa	Cortes (MW)		ENS (MWh)		IS * 10 ⁻⁵	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Falla Generadores	909	549	607	213	13,5	4,9
Falla trafos	105	41	34	19	0,8	0,4
Falla líneas AT	504	1.554	353	726	7,8	16,6
Total	1.518	2.144	994	958	22,1	21,9

Durante el año 2002, la Distribuidora Troncal del MEMSP experimentó una tasa anual de 1,11 fallas por año cada 100 km, superior a la registrada el año anterior, que fue de 0,64 fallas cada 100 km.

Si bien los indicadores muestran una mejora de la calidad de servicio del MEM en los últimos años, la persistencia de los actuales condicionamientos de naturaleza macroeconómica que soporta la actividad provocaría una reversión en la tendencia. En el caso del MEMSP, la tendencia negativa podría aumentar.

La tabla adjunta muestra la convocatoria de generación forzada ocurrida en el año 2002.

Generación Forzada 2002 (GWh)

Región	Causa				Total	% respecto Demanda Propia
	Tensión	Seguridad	Potencia	Distribución		
NOA	327	197	0	9	533	10,4
CENTRO	0	1	183	6	190	3,0
BAS	17	137	1	1	156	1,6
GBA	0	0	0	120	120	0,4
CUYO	0	95	0	1	96	2,2
COMAHUE	55	0	1	0	56	1,9
NEA	0	0	2	0	2	0,1
LITORAL	0	0	0	0	0	0,0
TOTAL SADI	399	430	187	137	1.153	1,6

La región con mayor convocatoria de generación forzada, tanto en valor absoluto como en proporción respecto de su demanda es el NOA. En el área Norte, dependiendo del nivel de la demanda y para evitar limitaciones al normal abastecimiento, es necesario contar con generación mínima del generador de 125 MW de Central Güemes, en horas de pico la TG de San Pedro, y para mayores niveles de demanda se podría requerir además un generador de 60 MW de Central Güemes y/o generación TG en Palpalá. Aun con toda la generación en servicio, el área Norte de Salta (Tartagal, Orán, Pichanal) alimentada por una única línea de 132 kV de gran longitud soporta en horas de pico caídas de tensión que hacen imposible la operación dentro de la banda de +/- 5%.

En la zona Sur se convoca generación forzada en mucha menor medida. Para altos niveles de demanda, se puede requerir generación forzada en la TG La Banda, dependiendo de la generación hidráulica de Río Hondo, para mantener tensiones dentro de la banda permitida en la Provincia de Santiago del Estero.

En el área de Mar del Plata y Costa Atlántica, si bien la puesta en servicio de la línea de 132 kV Olavarría – Barker disminuyó la necesidad de generación forzada, el normal abastecimiento en épocas de máxima demanda requiere la convocatoria de generación forzada para sostener el perfil de tensiones y/o evitar sobrecargas en alguna de las LAT de 132 kV que vinculan el área con la ET Olavarría.

En Cuyo, en caso de baja generación hidráulica local y/o indisponibilidad de los capacitores shunt instalados en la ET San Juan, el normal abastecimiento a la demanda de San Juan dependerá de la generación forzada de las TG de Sarmiento, y la salida de servicio de la línea de 220 kV Cruz de Piedra - San Juan impediría el abastecimiento total de la demanda de esa Provincia, ya que la línea de 132 kV no tiene capacidad suficiente para abastecer el área.

Con relación al área Comahue, como se mencionara en IV.1.3, en la zona de Puesto Hernández se requiere la generación forzada de Filo Morado, afectándose de lo contrario el normal abastecimiento de la demanda por el bajo nivel de tensión, y ante bajos niveles de tensiones en ET Villa Regina podría requerirse un despacho forzado de la TG TermoRoca.

La indisponibilidad simultánea de importantes grupos de generación, como la central de Embalse o los ciclos combinados de Tucumán o Luján de Cuyo, convertiría al área Centro – Cuyo – NOA en importadora a través de su único vínculo con el resto del SADI constituido por la línea Rosario Oeste – Almafuerte, dependiendo en consecuencia la seguridad de su abastecimiento de la disponibilidad de dicha línea. Los últimos ingresos de generación en el área NOA han disminuido la probabilidad de ocurrencia de la situación planteada.

Por aplicación de la Resolución S.E. N° 10/2002 el área se identificó como importadora, que puede verse afectada ante una contingencia simple que la lleve a la interrupción del servicio eléctrico bajo determinadas situaciones. En ese caso se restringe la importación del área, para evitar un colapso ante falla simple de su único vínculo con el resto del SADI.

En el área Centro se convoca generación forzada en las centrales de Río Cuarto para evitar sobrecargas en la línea Reolín - Río Cuarto, y como acción secundaria descarga la línea Pilar - Villa María y mantiene el perfil de tensiones en la zona de Río Cuarto. La generación en Villa María se solicita para mantener el perfil de tensiones en Isla Verde y para evitar sobrecargas en la línea Pilar – Villa María, y la generación en Levalle es convocada para evitar sobrecargas en Trafo 132/66 de Las Ferias y mantener el perfil de tensiones en el anillo de 66 kV entre Isla Verde y Las Ferias.

En la zona Sur de la Región Patagonia se puede convocar generación forzada en Comodoro Rivadavia o Pico Truncado, con el fin de mantener la tensión en la zona de Comodoro Rivadavia. Como acción secundaria, también se descarga la línea de 132 kV Ameghino - CT Patagonia, con el consiguiente aumento de aporte de potencia reactiva a la zona de Comodoro Rivadavia y mejora en la tensión.

En el Anexo II se presenta un conjunto de datos relevantes relativos a calidad de servicio en el MEM y MEMSP, extraída del “Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina. 2002” publicado por CAMMESA.

IV.2. CURSOS DE ACCION PROPUESTOS

Se propone mantener la vigencia de los cuatro tramos aprobados originalmente en el Plan Federal de Transporte (PFT), priorizando sólo aquellos que provean mayores beneficios en el corto y mediano plazo (Interconexión Patagónica. Línea Choele Choel – Puerto Madryn; Interconexión NOA – NEA. Línea Resistencia – Sáenz Peña – Cobos – El Bracho; Interconexión Comahue-Cuyo. Línea Chocón Oeste – Los Reyunos – Gran Mendoza)

La denominada “Línea Minera” (Línea Gran Mendoza – San Juan – Rodeo y Recreo – La Rioja) se mantiene en el Plan, aunque con un orden menor de prioridad.

Teniendo en cuenta la situación descrita en IV.1.3. para el nodo San Juan, debería analizarse la posibilidad de construir en una primera etapa el tramo Gran Mendoza – San Juan, que operaría provisoriamente en 220 kV. Su construcción podría encararse como parte de la vinculación Comahue - Cuyo.

En línea con la situación descrita en el punto anterior, se propone como estrategia de corto y mediano plazo impulsar las obras asociadas a la interconexión del SADI con el Sistema Sudeste de Brasil en el Norte de la Provincia de Misiones e incorporar al PFT un conjunto mínimo de obras imprescindibles en los sistemas de distribución troncal, a efectos de evitar el desabastecimiento a la demanda.

IV.2.1. Vinculación MEM – MEMSP

Las obras propuestas permitirán la vinculación del Sistema Patagónico con el SADI, interconectando la ET existente 330/132 kV Puerto Madryn con la ET Choele Choel.

Se propone dar principio de ejecución a la Interconexión Patagónica de ET Choele Choel - ET Puerto Madryn en los términos alcanzados por el Acta de Acuerdo suscripta en 2002 entre Secretaría de Energía, el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Interprovincial (CAF), el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y ALUAR - CH Futaleufú. Para ello, se deberá construir y montar las siguientes instalaciones:

- Línea aérea de 500 kV, de aproximadamente 354 km, entre la ET Choele Choel y la Nueva ET Puerto Madryn.
- Reactores de línea: 130 MVAR en cada extremo.
- Campo de salida de línea de 500 kV en ET 500/132 kV Choele Choel.
- Reactor de barra adicional de 150 MVAR en Choele Choel.
- Nueva ET 500/132 kV Puerto Madryn, con un banco de transformadores 500/330/33 kV de 450/450/100 MVA.
- Un tramo aéreo, de aproximadamente 500 m, de línea de 330 kV entre la ET 330/132 kV Puerto Madryn existente y la Nueva ET 500/330 kV Puerto Madryn.
- Un campo de salida de línea de 330 kV en la ET 330/132 kV existente, ubicada sobre la Ruta Nacional N° 3, kilómetro 1392, en las cercanías de la Ciudad de Puerto Madryn, en la Provincia de Chubut.
- El sistema de comunicaciones que vinculará la ET Choele Choel, la existente ET 330/132 kV Puerto Madryn, y la Nueva ET 500/330 kV Puerto Madryn con funciones de medición y automatismos.

IV.2.2. Interconexión NOA - NEA. 1° etapa

Consiste en la interconexión en 500 kV del Subsistema NOA Norte. Esta obra resolverá en gran medida el problema estructural de transporte que afecta a la demanda doméstica de ese subsistema, reducirá significativamente la necesidad de convocar generación forzada, mejorará el uso de la capacidad instalada en generación frente a la retracción de las inversiones en el Sector, permitirá asimismo utilizar la sobreoferta disponible en el Sistema Norte Grande Chileno, posibilitando con todo ello la reducción de costos de las distribuidoras de la zona, y al materializar la primera vinculación del SADI con el Sistema Eléctrico de Chile, constituirá un avance concreto en materia de integración energética en la región.

Por lo tanto se considera conveniente construir la interconexión NOA Norte – ET El Bracho, financiado en un 100% por el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal. Esta obra constituirá la primera etapa de la interconexión entre los sistemas NOA y NEA. Las obras propuestas son:

- Línea de 500 kV, de 278 km de longitud, entre ET El Bracho y Cobos.
- Reactores de línea de 120 MVAR en ambos extremos de la línea Cobos – El Bracho.
- Nueva ET de 500 kV en Cobos (un transformador 500/345/33 kV – 900 MVA)
- Ampliación de la ET 500 kV El Bracho

IV.2.3. Interconexión NOA - NEA. 2° etapa

La realización de las obras correspondientes a la interconexión entre las ET Cobos y Resistencia quedará bajo responsabilidad exclusiva de los inversores privados. La separación de las obras de vinculación de ambos sistemas en dos etapas se enmarca en la situación económica actual, que obliga a priorizar el abastecimiento doméstico y la seguridad del SADI bajo la premisa de atender los requerimientos más acuciantes asegurando al mismo tiempo su compatibilidad con el flujo real de ingresos al Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal, de modo de evitar el impacto de las altísimas tasas de descuento actuales, que impiden cualquier emprendimiento bajo la modalidad COM.

La interconexión de las ET Cobos y Resistencia posibilitará la vinculación sólida del área NOA al SADI, superando su condición actual de conexión radial, proveerá al área Centro una segunda vía de alimentación desde el NEA y reducirá las restricciones asociadas a otros corredores (particularmente a Comahue-Buenos Aires) mejorando con todo ello la confiabilidad del SADI en su conjunto, disminuyendo los riesgos de colapso parcial o total. Las obras propuestas son:

- Línea de 500 kV, de 564 km de longitud, entre Cobos y Roque Sáenz Peña.
- Línea de 500 kV, de 144 km de longitud, entre Roque Sáenz Peña y Resistencia.
- Reactores de línea: en el tramo Cobos – Roque Sáenz Peña, 240 MVAR en Cobos y 120 MVAR en Roque Sáenz Peña; y en el tramo Roque Sáenz Peña – Resistencia, 120 MVAR en Roque Sáenz Peña.
- Compensación serie: 60% tramo Cobos – Roque Sáenz Peña.
- Nueva ET de 500 kV en Roque Sáenz Peña, con un transformador 500/138/34,5 kV – 300 MVA.
- Ampliación de la ET de 500 kV en Resistencia.

IV.2.4. Vinculación SADI – Sistema Sudeste de Brasil

La elevación a 500 kV de la tensión en la SE San Isidro (Posadas) y su vinculación con la zona de Iguazú posibilitará la habilitación de un corredor que interconectará el Norte Grande Chileno con las dos regiones del Norte Argentino y la Región Sudeste de Brasil. En particular, la vinculación del Sistema Argentino con esta última, además de facilitar los intercambios entre ambos sistemas, proveerá al SADI una importante mejora en su seguridad frente a contingencias que afecten tanto a corredores del sistema de transporte como a la oferta. Las nuevas ET de San Isidro y Puerto Iguazú proveerán una doble alimentación para el abastecimiento de las demandas de la Provincia de Misiones desde el sistema de transporte en extra alta tensión.

Al igual que la interconexión entre Cobos y Resistencia, las obras estarán a cargo de los inversores privados. Las obras propuestas son:

- Línea de 500 kV, de aproximadamente 293 km, entre la ET San Isidro (Posadas) y Puerto Iguazú, en el Norte de la Provincia de Misiones, con un reactor de línea de 120 MVAR en cada extremo.
- Línea de 500 kV, de aproximadamente 25 km, entre Puerto Iguazú y Foz do Iguazú. Nuevas ET de 500 kV San Isidro, con un transformador 500/132/33 kV – 300 MVA, y Puerto Iguazú, con un transformador 500/132/33 kV - 150 MVA.
- ET San Isidro: un reactor de línea de 50 MVAR en nivel de tensión 132 kV.
- Compensación serie del 50% del tramo Rincón – Foz do Iguazú. La descripción corresponde al Proyecto presentado por Central Puerto S.A. y aprobado por Resolución ex SEyM N° 346/01.

IV.2.5. Interconexión Comahue - Cuyo

La interconexión entre las dos regiones posibilitará el mallado de las vinculaciones al SADI, actualmente interconectadas en forma radial, con la consiguiente mejora sensible en la confiabilidad, tanto para el área Cuyo como para el SADI en su conjunto, y proporcionará una vía adicional para la colocación de la oferta del Comahue en los grandes centros de consumo, neutralizando las consecuencias sobre el Mercado de la restricción que afecta al corredor Comahue Buenos Aires. La doble alimentación a las regiones Cuyo y Centro posibilitará la eliminación de los límites entre áreas, disminuyendo en consecuencia drásticamente los riesgos de colapso por aislamiento del área Cuyo y la generación forzada y reduciendo los precios de la energía suministrada en el MEM. Asimismo, se incrementarán las posibilidades de interconexión del SADI con el Sistema Central de Chile. Las obras propuestas son:

- Línea de 500 kV, de aproximadamente 580 km de longitud, entre la ET Chocón Oeste y la ET Los Reyunos.
- Línea de 500 kV, de aproximadamente 190 km de longitud, entre la ET Los Reyunos y la ET Gran Mendoza.
- Reactores de línea: 2x150 MVAR en cada extremo de la línea Chocón Oeste - Los Reyunos y 1x150 MVAR en la línea Los Reyunos – Gran Mendoza
- Compensación Serie 70% en el primer tramo y 50% en el segundo.
- Nueva ET de 500 kV en Los Reyunos. Trafo 500/220/13,2 kV 400 MVA.
- Ampliaciones de ET Chocón Oeste y ET Gran Mendoza.

IV.2.6. Plan Federal de Transporte. Incorporación de ampliaciones

Se propone el ingreso al PFT de un conjunto mínimo de obras que hayan sido incorporadas y justificadas en las guías de referencia de los transportistas troncales, a efectos de evitar el desabastecimiento a la demanda en plazos perentorios. La distribución de obras por área de transportista troncal deberá ser necesariamente austera, precisa y equitativa.

Las obras a seleccionar serán financiadas íntegramente por el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal, y el criterio de selección partirá de la premisa de incorporar sólo el conjunto de obras que además de garantizar abastecimiento en el corto plazo, sea compatible con el flujo real de ingresos al citado Fondo Fiduciario.

El esquema propuesto permitirá dar principio de ejecución relativamente rápido a obras de escasa complejidad técnica e inversión relativamente baja comparadas con las obras en 500 kV, que sean imprescindibles para garantizar el abastecimiento en el corto plazo. Asimismo, posibilitará la incorporación de mano de obra ociosa en las provincias, podrá haber una alta participación de proveedores locales que garanticen calidad y precio, se contendrá la tendencia creciente de la problemática de abastecimiento en las distribuidoras troncales, y se proveerá una solución coyuntural a los problemas recurrentes de oposición a la aprobación del traslado del valor del canon a la tarifa a usuario final de los distribuidores.

La posibilidad de incluir estas obras en el PFT regirá mientras tenga vigencia la emergencia económica, y la duración del programa se prolongará por un período adicional, hasta tanto concluya la ejecución de las obras seleccionadas.

El procedimiento para la incorporación de las obras al Plan comprende la autorización de las autoridades sectoriales (Secretaría de Energía, ENRE), la consideración por el CAF, la participación de los concesionarios del Transporte (Distribuidores Troncales y TRANSENER S.A.), las empresas de distribución eléctrica y los organismos reguladores provinciales, en los casos en que corresponda.

IV.2.7. Plan Federal de Transporte. Financiación de las obras

Se considera conveniente que el Comité de Administración tenga un rol más activo en materia financiera, y en ese camino se debería analizar la posibilidad de interesar a los organismos financieros multilaterales tradicionales para la Argentina (BID, Banco Mundial) y a otras entidades como IIRSA⁶, FONPLATA y la Corporación Andina de Fomento. Debe tenerse en cuenta que hasta que no se renegocie un acuerdo con el FMI las líneas de crédito con los organismos multilaterales tradicionales pueden quedar paralizados por el no pago de las amortizaciones que se vayan produciendo.

⁶ *La Iniciativa para la Modernización y Desarrollo de la Infraestructura Regional de América del Sur (IIRSA) se originó en la Cumbre de Presidentes de América del Sur realizada en la ciudad de Brasilia (República Federativa del Brasil) entre los días 30 de agosto y 1 de septiembre de 2000. La modernización y desarrollo de la infraestructura de la Región fue identificada como una de las cinco áreas principales a ser abordadas.*

En la Cumbre de Brasilia se adoptó como anexo al comunicado de los Presidentes el “Plan de Acción para la Integración de la Infraestructura Suramericana”, que contiene propuestas y sugerencias para la ampliación y modernización de la infraestructura en un horizonte de 10 años.

La IIRSA es una iniciativa que involucra a los doce países soberanos de América del Sur en la que participan los sectores de transportes, energía y telecomunicaciones, e involucra, entre otros, aspectos económicos, jurídicos, políticos, sociales, culturales y ambientales. Contempla mecanismos de coordinación entre los Gobiernos, las Instituciones Financieras Multilaterales y el Sector Privado para coordinar la visión política y estratégica de América del Sur, coordinar los planes y programas de inversión, priorizar los ejes de integración y desarrollo así como los proyectos específicos al interior de éstos, para lograr que la Región sea más competitiva y desarrollar su espacio geográfico.

El Comité de Coordinación Técnica está conformado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Corporación Andina de Fomento (CAF) y FONPLATA. Se trata de tres bancos de desarrollo que operan en la Región, que conocen a fondo la realidad y problemática de los países, y tienen una amplia presencia tanto en los sectores público como privado.

Mayores detalles de esta iniciativa pueden encontrarse en el sitio web de la organización: www.iirsa.org

V. DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

V.1. INTRODUCCION

La estrategia de expansión adoptada por el sector eléctrico en la última década, sobre la base de la incorporación de ciclos combinados de alto rendimiento, ha significado 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, tanto en lo que hace a las cantidades disponibles para el consumo de gas para usinas, como a los precios y las condiciones en que se realiza el abastecimiento.

Además es preciso señalar que el sector de gas natural registró en los últimos años importantes incrementos de producción, en gran medida impulsados por el aumento de las exportaciones a países limítrofes que involucran volúmenes significativos. Es así que puede hablarse de una duplicación de la producción de gas natural entre el principio y el final de la década 1992-2001.

La integración energética regional en torno del gas natural ha impulsado proyectos de exportación a Chile, Uruguay y Brasil, con diversas posibilidades de incrementar los volúmenes actuales, desarrollándose en consecuencia una gran infraestructura de gasoductos que transformaron a Argentina en líder del proceso de integración regional. Debe observarse además que estos proyectos de exportación posibilitaron que tanto en Argentina como en Bolivia se llevaran a cabo proyectos de exploración y desarrollo que permitieron incorporar reservas, en un proceso que de otra manera hubiese sido más lento o imposible.

En este contexto, la cuestión de las reservas adquiere 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.

Sin embargo, la tendencia de consumo creciente evidenciada los últimos años se ha visto interrumpida por la reciente crisis económica, que llegó a su máximo durante el año 2002. A partir de la sanción de la Ley de Emergencia Económica que determinó la caída de la convertibilidad del peso argentino, se produjo un fuerte impacto en la ecuación económica de todos los sectores, y particularmente en los agentes del sector de gas natural.

El cambio de la situación macroeconómica ha implicado que las empresas experimenten dificultades o no tengan acceso al mercado financiero, el valor de sus activos haya disminuido, y como consecuencia se haya resentido la posibilidad de realizar nuevas inversiones. Además los precios pesificados e invariables del gas en boca de pozo para satisfacción de la demanda doméstica impactan negativamente en la disposición de los inversionistas para el sostenimiento de la producción.

Por otra parte, la situación descripta afecta también las actividades de exploración y desarrollo, que están orientadas al mediano y largo plazo, y a los contratos celebrados en el mercado interno.

Debe considerarse además que las posibilidades de aumentar la colocación de volúmenes de gas argentino en el mercado externo deben analizarse en un marco de sobreoferta regional originado en

las reservas disponibles en Bolivia, y a más largo plazo, en Perú, que determina una caída de los precios del gas natural en la región.

A pesar del panorama poco alentador en el corto plazo, es sabido que el sector energético está preparado para superar la coyuntura y actuar orientado hacia el largo plazo, como lo hizo en las diversas y numerosas crisis que ha superado en el último siglo.

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	2000	2001	2002
RESIDENCIAL (1)	2.158	4.346	5.864	7.102	6.851	6.805
COMERCIAL (2)	718	1.575	1.422	1.596	1.561	1.564
INDUSTRIAL (3)	4.054	6.114	9.112	9.965	9.689	9.797
USINAS (4)	2.353	5.319	5.912	10.880	8.898	7.784
TRANSPORTE (5)		218	1.007	1.677	1.851	2.040
TOTAL	9.283	17.572	23.317	31.220	28.849	27.990

(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	2000	2001	2002
RESIDENCIAL	23,2	24,7	25,1	22,7	23,8	24,3
COMERCIAL	7,7	9,0	6,1	5,1	5,4	5,6
INDUSTRIAL	43,7	34,8	39,1	31,9	33,6	35,0
USINAS	25,3	30,3	25,4	34,9	30,8	27,8
TRANSPORTE		1,2	4,3	5,4	6,4	7,3
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

TASAS MEDIAS ANUALES DE CRECIMIENTO

En %

SECTOR	1980/1990	1990/2000	1980/2002
RESIDENCIAL	7,3	5,0	5,4
COMERCIAL	8,2	0,1	3,6
INDUSTRIAL	4,2	5,0	4,1
USINAS	8,5	7,4	5,6
TRANSPORTE (1)		22,6	20,5
TOTAL	6,6	5,9	5,1

(1) La última columna corresponde al período 1990 - 2002

En el año 2001 el consumo interno de gas natural fue 28.850 MMm³, y en el año 2002, de acuerdo a valores del ENARGAS, alcanzó a 27.990 MMm³. Si se considera el período 1980-2002, se observa un crecimiento de la demanda del 5,1% 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 2002, un menor peso relativo en el consumo total, decreciendo su participación del 43,7% al 35 %. La tasa de crecimiento de este sector a lo largo del período fue de 4,1%. En cambio, la participación de la demanda de centrales eléctricas aumenta del 25,3% al 27,8% (con picos dentro el período de más de 35%), lo cual implica una tasa de crecimiento anual en el consumo del 5,6%.

A su vez, la demanda del sector transporte está creciendo en forma notable. Si se considera el período 1990-2002, la tasa de crecimiento de este sector alcanza a 20,5%. Este es un indicador de la creciente aceptación que tiene este combustible en el mercado. Debe tenerse en cuenta que, aún sin una cobertura de todo el territorio nacional, las ventas de las estaciones expendedoras pasaron de 350 MMm³ en el año 1993 a 962 MMm³ en 2001.

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	1995	2000	2001	2002
RESIDENCIAL	2.330,3	4.040,3	4.842,0	5.639,0	5.742,7	5.781,9
COMERCIAL Y PUBLICO (1)	90,4	156,7	203,0	236,6	238,6	238,5
INDUSTRIAL (2)	16,7	24,3	30,7	24,9	24,5	24,0
TRANSPORTE		0,1	0,5	0,9	1,0	1,0
TOTAL	2.437,4	4.221,4	5.076,2	5.901,4	6.006,8	6.045,3

(*) 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 es residencial. En el año 1980 la población abastecida era alrededor del 35%, mientras que en 2000 superó 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 balances en los segmentos de producción, transporte y distribución.

Durante el período 1993/2001, la producción de gas natural se incrementó en 7,03% a.a. Debe advertirse que en el año 1997 se registraron los primeros flujos de exportación a Chile, desde las cuencas Austral y Neuquina y que luego se incrementaron fuertemente debido, principalmente, a mayores flujos desde cuenca Neuquina (gasoductos Gasandes y Pacífico a Chile) y el inicio de las exportaciones desde cuenca Noroeste a través de los gasoductos Atacama y Norandino.

BALANCE DE PRODUCCION DE GAS NATURAL (1)

En MM m³

FUENTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
PRODUCCION	26.662	27.697	30.441	34.650	37.074	38.630	42.420	44.870	45.916
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	45.916
CONSUMO EN YACIMIENTO	1.617	1.719	1.851	2.444	2.866	3.223	3.453	3.594	3.707
INYECCION A FORMACION	975	602	1.237	2.543	4.452	4.252	2.986	2.565	3.167
RETENIDO EN PLANTA	314	368	259	248	350	306	524	678	1.253
GAS AVENTADO	2.737	3.362	3.166	3.381	1.959	1.252	904	621	636
ENTR. AL MDO. INTERNO	22.902	24.069	26.216	28.232	28.583	29.485	31.696	32.808	31.237
EXPORTACION	0	0	0	0	669	1.918	3.325	4.621	5.917

(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, SE

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 1,4% en 2001 (valores promedios de todas las cuencas), como consecuencia de la vigencia de la Resolución SE N° 143/1998.

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	%	2001	%
AUSTRAL	8.003	20,7	8.416	19,8	9.041	20,1	8.932	19,4
CUYANA	91	0,2	80	0,2	76	0,2	76	0,2
GOLFO SAN JORGE	2.671	6,9	2.490	5,9	2.816	6,3	3.186	6,9
NEUQUINA	22.368	57,9	25.147	59,3	25.840	57,6	25.886	56,4
NOROESTE	5.497	14,2	6.287	14,8	7.097	15,8	7.836	17,1
TOTAL	38.630	100,0	42.420	100,0	44.870	100,0	45.916	100,0

(1) Neta de Inyección a Formación

Fuente: Area de Combustibles, SE

A continuación se presenta la evolución del Balance del Sistema de Transporte y Distribución, para el período 1993 – 2001.

BALANCE DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

En MM m³ de 9.300 kcal

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Gas Inyectado al Sist. de Transporte	23.459	23.445	25.187	26.657	27.508	29.048	32.654	34.209	33.687
Consumo de Usinas en boca de pozo		512	1.228	1.872	1.407	1.623	1.642	1.578	964
TOTAL	23.459	23.957	26.415	28.529	28.915	30.671	34.296	35.787	34.651
Reinyección a Formación	146	28	295	635	492	441	350	651	883
Consumo de Combustible Sist. Tpte.	739	719	821	905	883	929	991	1.061	1.027
Pérdidas y GNCC Sist. Tpte.	374	372	263	273	296	324	200	197	129
Variación de Existencia Sist. Tpte.	3	1	11	1	7	5	39	0	0
Gas Utiliz. Oper. y GNCC Sist. Dist.	395	300	458	287	288	335	331	376	379
Entregas al Mercado Interno	21.828	22.665	24.538	26.348	26.898	27.221	30.145	31.135	28.849
Entregas al Mercado Externo (*)					149	1.236	2.033	2.368	3.384
Ajuste por Diferencias	-26	-128	29	80	-98	178	208	0	0

Fuente: Informe ENARGAS 2001

(*) Incluye sólo las exportaciones a través del sistema de Transporte, no incluye exportaciones directas de los productores

V.2.3. Capacidad de Transporte

En 2001 la capacidad del sistema de transporte se amplió en 4,3 MM m³/día respecto a 2000, alcanzando la capacidad total de transporte 124 MM m³/día, incluyendo gasoductos regionales de transporte (2,2 MMm³/día), gasoductos de distribución y de ingreso a los sistemas de transporte (3,02 MMm³/día). En 1992 la capacidad era de 74,7 MMm³/día, es decir, se incrementó en prácticamente 50,0 MMm³/día, que equivale a un aumento del 66%. Estas ampliaciones significaron una inversión acumulada por parte de las transportistas superior a 2.000 MM de pesos⁷, fundamentalmente para potenciar la capacidad de transporte disponible en sus respectivos sistemas.

En el siguiente cuadro se incluye el detalle de las capacidades de los gasoductos de las transportistas TGN y TGS.

CAPACIDAD NOMINAL SISTEMA DE TRANSPORTE (1)

TGN y TGS al 31/12/01

MM m³/día

GASODUCTO		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
NORTE	C. Durán - S.Jerónimo	13,4	13,4	14,6	16,9	17,1	17,1	19,9	20,4	22,5
CENTRO-OESTE	L.de la Lata-S.Jerónimo	11,2	14,8	15,7	16,3	20,2	25,4	27,8	31,9	31,9
NEUBA I	Sierra Barrosa – Cerri	11,0	11,2	11,2	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
NEUBA II	Loma de la Lata – Cerri	18,5	26,0	26,6	26,6	27,6	27,6	27,6	27,6	28,4
SAN MARTIN	San Sebastián – Cerri	15,4	15,8	16,9	16,9	16,9	17,3	18,0	20,9	22,3
TOTAL		69,5	81,2	85,0	90,2	95,3	100,9	106,8	114,3	118,6

(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.

Fuente: ENARGAS

⁷ ENARGAS – Informe Anual 2001

Como consecuencia de la crisis económica, política y social imperante en el país y de la devaluación monetaria, las obras que tenían previstas las compañías para el año 2002 fueron suspendidas (TGS, por ejemplo, había proyectado ampliaciones sobre el Gasoducto San Martín que significaban la instalación de aproximadamente 161,5 km de cañería paralela a la existente y dos nuevas plantas compresoras, que incrementarían la capacidad del gasoducto en el orden de 1,2 MMm³/día).

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).

Con base en esos 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 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 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 exclusivamente en los nuevos demandantes de capacidad.

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 en el 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 pronunciará a favor del método del rolled in cuando el aumento tarifario para los clientes existentes sea igual o menor al 5% y se demuestren 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 sistemas 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 a los cargadores existentes los beneficios derivados 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.

Teniendo en cuenta estas dificultades, pueden analizarse mecanismos mixtos de financiación. En tal sentido, es una falsa dicotomía plantear la existencia de 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.3. RESERVAS DE GAS NATURAL E HIDROCARBUROS

V.3.1. Reservas actuales

La Resolución ex-Secretaría de Energía N° 482/1998, 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, según sea el grado de incertidumbre en la evaluación de las mismas.

En Argentina existe conocimiento preciso y de amplia divulgación de las categorías Probadas y Probables, conforme las presentaciones de las empresas petroleras a la Secretaría de Energía con base en la normativa vigente, que establece que cada dos años las reservas deban presentarse certificadas por empresas auditoras.

Hasta el presente en la República Argentina existen 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 2001 totalizan 916,2 miles de millones de m³. A continuación se presenta el cuadro de evolución de reservas por cuenca correspondiente a los años 2000 y 2001. La agregación de las dos 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 2000-2001
En Miles de MM m³

CUENCA	RESERVAS COMPROBADAS 100%		RESERVAS PROBABLES 50%		TOTALES	
	Al 31/12/01	Al 31/12/00	Al 31/12/01	Al 31/12/00	Al 31/12/01	Al 31/12/00
NOROESTE	161,75	153,52	32,44	30,40	194,19	183,93
CUYANA	0,50	0,73	0,04	0,05	0,54	0,78
NEUQUINA	377,89	399,13	47,65	36,89	425,54	436,02
G.SAN JORGE	47,40	39,04	13,83	10,53	61,23	49,57
AUSTRAL	175,99	185,18	58,73	57,89	234,72	243,07
TOTAL PAIS	763,53	777,61	152,69	135,76	916,22	913,37

Fuente: Area de Combustibles

V.3.2. Tendencias exploratorias y perspectivas de incorporación de reservas

Habida cuenta del estado de madurez alcanzado en los yacimientos existentes en las Cuencas Productivas del país, donde la producción proviene de solamente cinco de las más de veinte cuencas sedimentarias, se hace necesario encauzar la exploración hacia áreas de mayor riesgo geológico ubicadas en aquellas zonas o cuencas no productivas.

La producción actual de hidrocarburos proviene, como se ha mencionado, en su totalidad de las Cuencas Neuquina, Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral. De estas cinco cuencas

productivas, cuatro producen desde las primeras décadas del siglo veinte y la restante desde fines de los años cuarenta, por lo que alcanzaron en algunos de sus yacimientos un grado de madurez avanzado en lo referente a su producción, e inexorablemente comenzó una lenta declinación.

El Estado Nacional se propuso continuar la exploración incentivando la incorporación de reservas, para ello dictó el Decreto 2.178/1991 donde se instrumentan Concursos Públicos Internacionales para la adjudicación de Permisos de Exploración en áreas determinadas, conforme la Ley N° 17.319. Este concurso denominado Plan Argentina tuvo resultados positivos, ya que desde el año 1992 hasta la fecha, se han adjudicado o están en proceso de adjudicación 92 Permisos de Exploración, en los cuales se han invertido hasta la fecha más de 520.000.000 U\$. Cabe destacar que en el marco del Plan Argentina se han efectuado numerosos descubrimientos, aunque todos ellos en cuencas productivas.

V.3.2.1. Exploración en cuencas no productivas de alto riesgo

La exploración en las denominadas Cuencas de Claromecó y del Salado, en la Provincia de Buenos Aires, no ha resultado hasta el momento con perspectivas alentadoras. En ellas se han perforado varios pozos estériles, planificando la empresa operadora la perforación de otro pozo de exploración en el futuro.

La exploración en otras cuencas no productivas no ha sido de interés para las empresas, salvo en las cuencas del Colorado Marina y de Malvinas, en las que actualmente se está trabajando.

V.3.2.2. Exploración en cuencas productivas

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 relativos bajos costos por la profundidad de los reservorios y la infraestructura existente. Una mención especial merece la Cuenca Austral en su parte Marina (Off Shore), única en producción fuera de la costa (en Argentina), en la cual como consecuencia de la disminución de costos operativos en los últimos años mediante la aplicación de nuevas tecnologías, incluso la perforación de pozos horizontales de largo alcance que reduce el número necesario de plataformas de producción y el transporte bifásico a tierra que elimina en las plataformas el tratamiento del gas húmedo, se prevé un incremento en la exploración y explotación futuras.

En cuanto a la cuenca Noroeste, si bien las perspectivas son favorables en cuanto a su potencialidad gasífera (especialmente en las Formaciones Devónicas de la denominada Cuenca de Tarija), la profundidad de sus yacimientos, dificultades de perforación, clima tropical con fuertes lluvias y terrenos de difícil transitabilidad, implican costos elevados que hacen arriesgada la exploración para compañías de mediano a pequeño tamaño. Sumado a esto, debe agregarse que ante las perspectivas de encontrar yacimientos predominantemente gasíferos, la relación actual costo-producción del gas los hacen de difícil rentabilidad.

No obstante lo expuesto, analizando el período 1990/2001, el nivel de reservas/producción de petróleo creció 13,36%, mientras que la producción se incrementó en un 61,27%.

Con respecto al gas, la relación reservas/producción disminuyó un 34% mientras que la producción en el mismo período creció 99,48%.

Analizados esos resultados, se observa que las incorporaciones de reservas de petróleo y gas acompañan las inversiones realizadas en áreas de explotación, y los nuevos descubrimientos en áreas de exploración.

RESERVAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL – Evolución 2000-2001				
	COMPROBADAS		PROBABLES	
	Petróleo (Mm ³)	Gas (MMm ³)	Petróleo (Mm ³)	Gas (MMm ³)
2000	472.781	777.609	161.263	271.523
2001	457.674	763.526	158.582	305.386
DIFERENCIA %	-3,2	-1,8	-1,7	+11,1

Fuente: Area de Combustibles

Las escasas diferencias en valores porcentuales en menos que se registraron, con respecto a las reservas auditadas al 31 de diciembre de 2000, son consecuencia del reducido número de descubrimientos que hubo durante el año 2001, tendencia que continúa hasta el presente. Puede imputarse dicha baja a la madurez de muchos yacimientos y la disminución en la actividad de perforación en la mayoría de las concesiones y permisos de exploración, debido a la retracción económica, que hizo que la declinación no fuera compensada por el aporte de las nuevas reservas.

Las incorporaciones durante el año 2001 provienen principalmente de la concesión de explotación “Anticlinal Grande-Cerro Dragón”, ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, operado por la empresa Pan American Energy LLC, la cual merced a la aplicación de nuevas tecnologías como la Sísmica 3D, ubicó anomalías que aumentaron notablemente las reservas de petróleo comprobado (10.000 Mm³) y gas comprobado y probable (8.000 MMm³ y 6.000 MMm³ respectivamente). Asimismo cabe mencionar la incorporación de reservas en 13.000 MMm³ de comprobadas y 10.000 MMm³ de probables en el área Acambuco del Noroeste argentino operado por la empresa Pan American Energy LLC.

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

Cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina ha sido la más productiva y más perforada con objetivos exploratorios. Los descubrimientos más importantes en cuanto a resultados obtenidos fueron realizados en las provincias geológicas del Engolfamiento Neuquino y en la Plataforma Nororiental, donde las formaciones pertenecientes al Precuyano fueron objetivos exploratorios que arrojaron producciones de petróleo y gas significativas, como sucedió en los Permisos de Exploración CNQ-26 Río Negro Norte donde se descubrió el yacimiento *La Yesera*, operado por la empresa Chevron San Jorge SRL. Este descubrimiento incorpora hasta el momento 8.982,9 Mm³ de petróleo y 3.143,9 MMm³ de gas en la categoría probables.

Un nuevo “Play” muy importante ha sido el descubrimiento de gas efectuado en un viejo yacimiento (Anticlinal Campamento), en la zona de la Dorsal de Huincul, perforando las rocas fisuradas de la Formación Choiyoi que auguran nuevas perspectivas en viejos yacimientos de la dorsal, que es la parte más antigua en explotación de la Cuenca Neuquina.

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.

Cuenca Austral

También esta cuenca ha aportado importantes descubrimientos. Como ejemplo de los hallazgos más 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 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, siendo todos estos descubrimientos de gas y condensado.

Cabe destacar que en esa porción se han otorgado las Concesiones de Explotación denominadas Octans-Pegaso y Tauro-Sirius, que aportarán cuando se exploten en un futuro cercano importantes reservas de hidrocarburos (se estima que incorporarían 28.000 MMm³ de gas probable).

Asimismo, la empresa TOTAL AUSTRAL S.A. tiene previsto en los años 2003-2004 comenzar el desarrollo de las reservas del yacimiento Off Shore Carina que encuentra aproximadamente 80 km mar adentro con reservas comprobadas de aproximadamente la mitad del Yacimiento Loma la Lata. Sin embargo la explotación de este yacimiento se ve complicada por las importantes inversiones que requiere, y los precios del gas vigentes dificultan un buen cierre de la ecuación económica del proyecto.

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.

Cuenca Noroeste

En el Noroeste Argentino se encuentran la cuenca de Tarija y la cuenca Neocretácica. Los mayores descubrimientos se han producido en las formaciones de edad Devónica de la cuenca de Tarija (sector Occidental). 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.

Las mayores perspectivas en cuanto a incorporación de reservas en el Noroeste Argentino, también están en la cuenca de Tarija, en el denominado cinturón plegado subandino, donde yacimientos como Ramos, Aguara Güe, 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 han desarrollado un agresivo plan de perforaciones profundas y sísmica tridimensional a fin de incorporar nuevas reservas gasíferas.

Con respecto a la Cuenca Neocretácica del Noroeste, que se encuentra en un estado maduro de exploración, la zona más promisoría parece ser 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 6.000 m.

Cuenca Golfo San Jorge

Se trata de una cuenca esencialmente petrolífera, que se encuentra en un estado maduro en cuanto a perspectivas exploratorias, 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 de petróleo fueron producidos en el Sector Suroccidental de la cuenca, que permiten vislumbrar para el complejo Aguada Bandera – Bajo Barreal una exploración de mediano riesgo, y los ya mencionados descubrimientos de gas que efectuó Pan American Energy LLC en Anticlinal Grande-Cerro Dragón.

Cuenca Cuyana

Se trata de la cuenca productiva con menores perspectivas desde el punto de vista exploratorio; es fundamentalmente productora de petróleo. Los principales objetivos se encuentran en las Formaciones Potrerillos y Río Blanco, con perspectivas de aplicación de nuevas tecnologías (sísmica 3D) a nivel yacimiento, para analizar trampas sutiles, como ha sucedido en Vizcacheras, con el hallazgo de Cañada Dura.

V.3.3. 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, 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 2012 un volumen de reservas comprobadas de gas de aproximadamente 500 MMM m^3 , condicionado por el desarrollo del mercado y la evolución del precio del gas en boca de pozo en el período.
- c) El total de 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 2002 hasta el año 2012, o sea:

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

$$VT = (763,5 + 152,7 + 500) 10^9 \text{ m}^3 = 1.416,2 10^9 \text{ m}^3$$

INCORPORACION DE RESERVAS DE GAS NATURAL
En Miles de MMm³

CUENCA	Reservas Comprobadas 100%	Reservas Probables 50%	Reservas a Incorporar (*)	Totales
NOROESTE	161,75	32,44	136,36	330,55
CUYANA	0,50	0,04	0,0	0,54
NEUQUINA	377,89	47,65	209,10	634,64
G. SAN JORGE	47,40	13,83	18,18	79,41
AUSTRAL	175,99	58,73	136,36	371,08
TOTAL PAIS	763,53	152,69	500,00	1.416,22

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

Fuente: Area de Combustibles

V.3.4. 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, tanto el territorio terrestre argentino 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.

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.

V.3.5. 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 31/12/01 y 31/12/00.

El país que presenta los volúmenes más significativos de reservas de hidrocarburos y las mejores perspectivas para un futuro mediano es Venezuela, con un 73% 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 separa los centros de producción de los mercados del centro – este del continente.

RESERVAS COMPROBADAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN LA REGION

PAIS	PETROLEO MMm ³		DIFEREN CIA	GAS NATURAL MMMm ³		DIFEREN CIA
	2001	2000	%	2001	2000	%
ARGENTINA	457,67	472,77	-3,2	763,53	777,61	-1,8
BOLIVIA	75,83	35,45	113,9	774,78	470,06	64,8
BRASIL	1.359,30	1345,71	1,0	222,43	221,00	0,6
CHILE	1,92	1,97	-2,4	37,58	37,84	-0,7
COLOMBIA	294,12	330,68	-11,1	141,58	169,90	-16,7
ECUADOR	413,35	413,35	0,0	109,02	109,02	0,0
PERU	144,04	139,41	3,3	245,08	246,07	-0,4
TRIN.TOBAGO	113,83	113,83	0,0	557,11	664,03	1,1
VENEZUELA	7984,10	7852,46	1,7	4.225,07	4.179,09	-16,1
OTROS	20,60	19,08	8,0	0,09	0,11	-22,5
TOTAL	10.864,8	10.724,7	1,3	7.076,26	6.874,73	2,9

Fuente: Recopilación de la publicación World Oil, agosto 2002.

Nota: Para el caso de Argentina se corrigió el valor correspondiente a 2001 con los datos propios.

Unidades: TCF (trillion cubic feet). 1TCF=28,317 MMMm³

Sin duda, Brasil posee un sector de consumo de gas con gran potencialidad, pero con grandes incertidumbres sobre el crecimiento posible de la demanda.

De acuerdo a lo expresado por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), los profundos cambios en el campo de la tecnología y de la preservación ambiental, asociadas a los problemas de la dependencia mundial del abastecimiento de petróleo, han llevado al Gas Natural a conquistar una participación creciente en la atención de las necesidades energéticas de muchos países. Sin embargo en Brasil, aunque su consumo se ha expandido, por varias razones todavía posee una participación reducida en la matriz energética.

Entre otros problemas, en ese país se carece de información, estadísticas y estudios más consistentes referentes a los aspectos técnicos y económicos asociados a los diversos usos del gas natural. En este sentido, para el agente regulador, el desafío consiste en permitir el desarrollo de este mercado conforme las directrices de política energética del país, y al mismo tiempo asegurar los principios establecidos por Ley. Para hacerlo, será imprescindible, entre otras acciones:

- * Elaborar el Marco Regulatorio de Gas Natural, estableciendo reglas claras, transparentes y duraderas;
- * Promover la concurrencia en el abastecimiento de gas natural de origen nacional e importado;
- * Garantizar el libre acceso a los gasoductos;
- * Administrar un período de transición de un mercado emergente hacia un mercado maduro;
- * Colaborar con las agencias estatales de regulación;
- * Proveer a la sociedad las informaciones necesarias para permitir la difusión del conocimiento específico y el desarrollo del sector.

Si bien hasta el momento presenta un alto nivel de reservas, alcanzando en diciembre de 2001 a 222,4 millones de m³, con una relación reserva/producción de 16 años, si se tiene en cuenta que la demanda podría incrementarse fuertemente de acuerdo a los objetivos planteados por el gobierno, las 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, los dos países se

encuentran en las mejores condiciones para abastecer de gas a esos mercados en la medida que el precio resulte competitivo, motivo por el cual en los últimos años se han presentado y desarrollado distintos proyectos de abastecimiento a una demanda de gran crecimiento potencial.

El más representativo es el contrato de compra-venta de gas natural suscripto entre YPF⁸ (Bolivia) y Petrobras para que el mercado brasileño sea abastecido con gas boliviano, por un volumen que alcanza en la actualidad a 30,08 MMm³/día.

Así, desde el año 1999 Brasil recibe gas desde Bolivia, con los volúmenes que se presentan a continuación:

BRASIL - Gas Natural Importado de Bolivia (MMm³/d)

	1er trim.	2do trim.	3er trim.	4to trim.
1999			1,74	2,57
2000	3,69	4,79	7,38	7,11
2001	7,82	9,47	10,99	11,99
2002	11,32	8,83	10,37	10,82

Fuente: Petrobras⁹ (Datos a Abr2003)

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.

A continuación se presenta un mapa con los Gasoductos de Petrobras en Brasil, donde se observan los gasoductos provenientes de Argentina y Bolivia.

⁸ Luego de la capitalización de YPF, se conformó la empresa Gas Transboliviano S.A. (GTB), con la participación accionaria de Transredes S.A., Enron y Shell. Dicha empresa es la actual concesionaria del gasoducto Bolivia-Brasil (tramo boliviano)

⁹ http://www2.petrobras.com.br/ri/portugues/destaques/gasenergia/des_gas_bolivia.stm



1. Extensão do Gás em Fortaleza: 56 km, diâmetros variados	9. Campinas - Rio: 453,6 km, 28 in
2. Guamaré - Pecém: 202 km, 12 in / 175 km, 10 in	10. Cabiunas - Campos: 85 km, 6 in
3. Gasoduto do Nordeste: 422 km, 12 in	11. Cabiunas - Arraial do Cabo: 95 km, 8 in
4. Gasoduto Pilar - Cabo: 194 km, 12 in	12. Cabiunas - Reduc: 178 km, 16 in / 184 km, 20 in
5. Gasoduto Pilar - Atalaia: 263km, diâmetros variados	13. Reduc - Volta Redonda: 100 km, 18 in
6. Sergipe - Bahia: 230 km, 14 in	14. Volta Redonda - São Paulo: 325 km, 12 in
7. Reduc - B.H.: 356 km, 16 in	15. Santos - São Paulo: 42 km, 12 in
8. Lagoa Parda - Vitoria: 93 km, 8 in	16. Ga uayana: 440 km, 24 in
	17. Urucu - Porto Velho: 276km, 16 in

Fuente: Petrobras

La expansión del mercado gasífero regional puede beneficiar a países como Paraguay y Uruguay, que hasta el momento carecen de reservas de gas, con al hacer posible el acceso a los gasoductos que vinculan los centros de producción con los grandes centros de consumo.

Países ubicados en la costa del Pacífico, como Perú, Ecuador y Colombia, por ahora carecen de reservas o infraestructura suficiente como para plantear un aporte importante de volúmenes de gas para la exportación a Brasil en forma inmediata.

En el caso de Perú, se ha activado el estudio y desarrollo del área de Camisea, ubicado en plena zona montañosa y selvática del noroeste del país, que en un futuro (no muy cercano) podría unirse al sistema interconectado de gasoductos que se prevé entre la mayoría de los países sudamericanos.

El Desarrollo del Gas Natural de Camisea a partir de Diciembre de 2000 está a cargo de un consorcio de empresas liderado por Pluspetrol y Hunt Oil en lo que se refiere al upstream, y por Tecgas y Pluspetrol en el downstream.

Está ubicado 500 km al Este de Lima, donde se encuentran los Campos San Martín & Cashiriari (Cuenca Ucayali). Las reservas probadas son de 8,7 TCF (Gas) y 587 MM Bbl (LGN).

El proyecto se divide en 2 Módulos, el UPSTREAM: con los Campos de gas en Camisea, el procesamiento de gas en Camisea y el fraccionamiento de líquidos en la costa, y el TRANSPORTE & DISTRIBUCIÓN, con un Gasoducto Camisea - City Gate Lima, un ducto de líquidos: Camisea – Costa y la red de distribución de gas en Lima y Callao



Las obras tienen un significativo grado de avance, y se estima que podría iniciarse la operación comercial a partir del año 2004.

El mercado doméstico potencial que atendería (LIMA Y CALLAO), corresponde a más de 7 millones de habitantes (30% de la población peruana), más del 50% de la actividad económica peruana, con aproximadamente 640 MW de capacidad convertibles a gas (55% del consumo de energía en Perú)

V.3.6. 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.

El siguiente cuadro resume la evolución comparativa de las reservas de gas natural en Argentina y Bolivia, donde se aprecia el rápido incremento de las reservas en este último caso.

EVOLUCION DE RESERVAS DE GAS NATURAL PROBADAS Y PROBABLES DE ARGENTINA Y BOLIVIA

Valores en TCF a Diciembre de cada año

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
ARGENTINA						
PROBADAS	24,21	24,15	24,25	26,42	27,46	26,96
PROBABLES	8,68	7,93	8,67	9,11	9,59	10,78
Total ARGENTINA	32,90	32,08	32,91	35,53	37,05	37,75
BOLIVIA						
PROBADAS	3,75	4,16	5,28	18,31	23,84	27,36
PROBABLES	1,94	2,46	3,30	13,90	22,99	24,93
Total BOLIVIA	5,69	6,62	8,58	32,21	46,83	52,29

Unidades: TCF (trillion cubic feet). 1TCF=28,317 MMMm³

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 y a la decisión estratégica de posicionarse en la adquisición de reservas gasíferas con vistas a las exportaciones a Brasil.

Con el objeto de utilizar al máximo la capacidad de refinación de la planta de Campo Durán, se inició en el año 2001 la construcción de un gasoducto desde el área Madrejones (Bolivia) hasta Campo Durán, por el cual se importa el gas rico de yacimiento y se procesa en la refinería citada. El gasoducto es de 12", recorre 8,6 km en Bolivia y 34,4 km en Argentina, y es propiedad de Pluspetrol.

Los importantes yacimientos descubiertos en Bolivia en la cuenca de Tarija 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 del gasoducto de 30 MM m³/día.

Según YPF, el mercado brasileño se está desarrollando lentamente, de forma que el requerimiento hasta 2004/2005 será alrededor de 10 MMm³/día, por lo que la capacidad del gasoducto existente, de 30 MM m³/día, sería más que suficiente en el mediano plazo. Las plantas termoeléctricas a instalar en Brasil en los próximos años, determinantes del crecimiento del mercado del gas, no se están desarrollando de acuerdo a los ritmos previstos. Es así que Bolivia está buscando desarrollar nuevos mercados para sus importantes reservas, fundamentalmente a través de proyectos de exportación de GNL (LNG) hacia México y USA, considerando volúmenes de 17 a 34 MM m³/día para el año 2007.

A este efecto, está en análisis un proyecto desarrollado por TotalFina, que consiste en una capacidad de licuefacción de 4 a 8 MMTM/Año e involucra una dedicación de reservas entre 6 y 12 TCF, realizándose el transporte marítimo con 4 a 8 barcos. La planta de regasificación se ubicaría en el Norte de México / Sur de California, y el gasoducto para acceder al mar se haría por el Norte de Chile, con una capacidad de 40MMm³/día, diámetro de 36" y un tiempo estimado de proyecto más construcción de 6-7 años.

V.4. PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

V.4.1. Demanda doméstica

Las proyecciones sectoriales de demanda de gas 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. A tal efecto, se han utilizado como referencia los resultados del estudio de demanda para la industria del gas correspondiente al período 2001-2010 realizado para la segunda revisión quinquenal de tarifas de gas natural en Argentina, que contiene como datos de base la demanda estimada por cada distribuidora.

El incremento de la demanda interna firme de gas que resulta es 1,8% a.a. para el período de análisis 2004-2012. Esta demanda firme incluye los sectores Residencial, Comercial y Público, Industrial y Transporte (Gas Natural Comprimido: GNC).

Se prevé un crecimiento de la demanda del sector Residencial del 1,5% a.a. entre 2004 y 2012, y el mismo porcentaje se presenta para la demanda del sector Industrial.

Para ese período se espera que la demanda total, incluido el requerimiento previsto para usinas¹⁰, se incremente a un ritmo de 2,2% a.a. Hacia fines del período, la participación de la demanda de centrales y transporte crecería levemente 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 2012 casi el 39% del consumo total.

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

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES
MM m³ de 9.300 kcal

SECTOR	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
RESIDENCIAL	7.102	6.730	6.975	7.201	7.418	7.634	7.848
COMERCIAL	1.596	1.544	1.602	1.652	1.699	1.746	1.792
INDUSTRIAL (1)	9.965	9.499	9.826	10.144	10.450	10.766	11.094
USINAS (2)	10.880	7.959	12.004	13.714	15.661	15.327	15.123
TRANSPORTE	1.677	2.042	2.267	2.449	2.642	2.839	3.043
TOTAL	31.220	27.774	32.675	35.159	37.870	38.312	38.900

(1) Incluye consumo de Cerri

(2) Requerimientos de gas obtenidos del Escenario Medio
2004-2012: Hidrología media.

¹⁰ La demanda de usinas considerada surge de los resultados obtenidos de las simulaciones de operación bajo condiciones hidrológicas medias, y se presenta a los fines de conformar una proyección de demanda total de gas. No se considera la contratación de gas firme para usinas.

TASAS MEDIAS ANUALES DE CRECIMIENTO

SECTOR	En %				
	1993/2002	2000/2002	2000/2006	2006/2012	2000/2012
RESIDENCIAL	1,8	-2,7	0,2	1,4	0,8
COMERCIAL	-1,3	-1,6	0,6	1,4	1,0
INDUSTRIAL	2,4	-2,4	0,3	1,5	0,9
USINAS	3,3	-14,5	3,9	1,6	2,8
TRANSPORTE	11,6	10,3	6,5	3,7	5,1
TOTAL	2,7%	-5,7	2,0	1,7	1,8

PARTICIPACION SECTORIAL

SECTOR	En %						
	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
RESIDENCIAL	22,7	24,2	21,3	20,5	19,6	19,9	20,2
COMERCIAL	5,1	5,6	4,9	4,7	4,5	4,6	4,6
INDUSTRIAL	31,9	34,2	30,1	28,9	27,6	28,1	28,5
USINAS	34,9	28,7	36,7	39,0	41,4	40,0	38,9
TRANSPORTE	5,4	7,4	6,9	7,0	7,0	7,4	7,8
TOTAL	100,0	100,0	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

Millones de m³ de 9300 Kcal.

Región	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
B.A. Norte	3.374	3.275	3.415	3.554	3.694	3.836	3.981
Metropolitana	7.440	6.281	7.960	9.122	9.802	9.672	9.323
Centro	1.780	1.536	1.452	1.515	1.702	1.779	1.621
Litoral	3.260	2.919	4.007	4.199	4.333	4.324	4.415
Noroeste	2.823	2.803	3.725	3.915	4.246	4.229	4.195
Cuyana	1.827	1.590	1.959	2.023	2.083	2.111	2.222
Pampeana	5.337	4.946	5.368	5.716	6.092	6.149	6.310
Neuquén	2.837	2.005	2.430	2.645	3.202	3.349	3.638
Sur	2.500	2.295	2.203	2.285	2.501	2.617	2.913
NEA	42	125	157	186	215	247	282
Total	31.220	27.774	32.675	35.159	37.870	38.312	38.900

PARTICIPACION REGIONAL

Región	En %						
	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
B.A. Norte	10,8	11,8	10,5	10,1	9,8	10,0	10,2
Metropolitana	23,8	22,6	24,4	25,9	25,9	25,2	24,0
Centro	5,7	5,5	4,4	4,3	4,5	4,6	4,2
Litoral	10,4	10,5	12,3	11,9	11,4	11,3	11,3
Noroeste	9,0	10,1	11,4	11,1	11,2	11,0	10,8
Cuyana	5,9	5,7	6,0	5,8	5,5	5,5	5,7
Pampeana	17,1	17,8	16,4	16,3	16,1	16,0	16,2
Neuquén	9,1	7,2	7,4	7,5	8,5	8,7	9,4
Sur	8,0	8,3	6,7	6,5	6,6	6,8	7,5
NEA	0,1	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

TASAS DE CRECIMIENTO REGIONAL

En %

Región	1993-2002	2000-2002	2000-2004	2000-2006	2006-2012	2000-2012
B.A. Norte	2,5	-1,5	0,3	0,9	1,9	1,4
Metropolitana	0,3	-8,1	1,7	3,5	0,4	1,9
Centro	1,2	-7,1	-5,0	-2,7	1,1	-0,8
Litoral	2,4	-5,4	5,3	4,3	0,8	2,6
Noroeste	7,7	-0,3	7,2	5,6	1,2	3,4
Cuyana	4,5	-6,7	1,8	1,7	1,6	1,6
Pampeana	1,8	-3,7	0,1	1,2	1,7	1,4
Neuquén	7,8	-15,9	-3,8	-1,2	5,5	2,1
Sur	3,8	-4,2	-3,1	-1,5	4,1	1,3
NEA	96,7	71,7	38,6	28,0	7,1	17,1
Total	2,7	-5,7	1,1	2,0	1,7	1,8

Como dato adicional a tener en cuenta en la probable evolución del consumo de gas natural, se menciona un proyecto asociado al uso de GNC como combustible automotor. Se trata del proyecto denominado "Corredor Azul", cuyo objetivo principal es establecer los corredores de infraestructura y transporte para vehículos que usan combustibles gaseosos en el transporte transnacional de carga y pasajeros en Latinoamérica en general y en particular en la región MERCOSUR, Chile y Bolivia.

El proyecto está dirigido a lograr la integración del concepto de infraestructura del GNC Latinoamericano, determinando rutas a través del subcontinente sudamericano con desarrollo de estaciones de carga de GNC, aprovechando la gran cantidad de estaciones existentes, elaboración y coordinación de leyes y regulaciones, y provisión de suministro de gas natural a lo largo de las áreas de los corredores de transporte ya sea con gasoductos reales o virtuales¹¹.

Es importante destacar que debe avanzarse en la instrumentación de herramientas legales que posibiliten adecuar la modalidad de carga de este combustible entre los países del MERCOSUR, atento a que los receptáculos de carga de los vehículos y los picos son de diferente diseño en cada país, y por lo tanto se deberían diseñar adaptadores que cumplan con eficiencia y seguridad la operación de carga.

Para la evaluación del proyecto se ha identificado un corredor piloto con extremos en las ciudades de Santiago de Chile y Río de Janeiro en Brasil, pasando por las localidades argentinas de Mendoza, San Luis, Villa María, Santa Fe, Concordia y Paso de los Libres (entre otras), y las localidades brasileñas de Uruguayana, Porto Alegre, Curitiba y San Pablo.

Los parámetros principales del proyecto pueden resumirse como sigue:

- Beneficios económicos del combustible gaseoso automotor (costos operativos reducidos, especialmente del componente combustible)
- Reducción gradual de la contaminación ambiental y sónica
- Aprovechamiento genuino de la disponibilidad del recurso
- Desarrollo de la infraestructura de gasoductos
- Aumento gradual en el volumen de tránsito transnacional, con las consiguientes ventajas para el comercio y en especial facilidades al turismo regional
- Progreso técnico significativo en el campo de los sistemas de combustibles gaseosos y equipamiento de almacenaje del gas en cilindros para automotor

¹¹ La tecnología del Gasoducto Virtual consiste en posibilitar el abastecimiento con gas natural a poblaciones a las que aún no llega el gasoducto, transportando módulos de contenedores con almacenamiento de GNC.

- Expansión y mejora de la red de estaciones de carga de GNC
- Globalización de dimensión geopolítica
- Creación de una fuerte industria en la región, productora de equipamiento de estaciones de carga y sistemas de combustible GNC para vehículos.

V.5. EXPORTACIONES

La Secretaría de Energía 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 antepenúltimo 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, debe ser igual o mayor a doce, calculada conforme a las siguientes definiciones:

Para el cómputo de las reservas totales de gas natural se deben sumar el 100% de las reservas comprobadas y el 50% de las reservas probables, conforme surge de los valores declarados a la Secretaría de Energía en cumplimiento de la Resolución SE N° 482 de fecha 2 de octubre de 1998, o por las informadas por las empresas operadoras en cumplimiento de la Resolución SE N° 319 de fecha 21 de octubre de 1993 con anterioridad al dictado de aquélla.

Cabe señalar que el nuevo procedimiento establecido por la Resolución N° 131 del 9 de febrero de 2001 sustituye la aplicación de los Capítulos I y II de la Resolución 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 diciembre de 2002, se presentan en los cuadros que siguen. Debe destacarse que las exportaciones autorizadas totalizan 39,44 MMm³/día, de los cuales están en operación cerca de 30,00 MMm³/día.

Existen cuatro pedidos de autorización pendientes de aprobación que totalizan 1,92 MMm³/día.

Para las proyecciones de los volúmenes a exportar se plantean dos escenarios posibles, uno de crecimiento medio y otro de crecimiento alto, considerando en ambos casos las demandas de cada usuario en el año base como valor inicial. El crecimiento proyectado es progresivo hasta alcanzar el máximo volumen autorizado en cada destino. En el caso del escenario medio se alcanza en el año 2012 y en el de alto crecimiento en el año 2006.

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

Las proyecciones de exportación por cuenca se presentan en los cuadros siguientes. El período 1997-2002 corresponde a valores reales informados por las empresas.

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 permitirían 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	VOL. TOTAL MM m ³	VOL. DIARIO MM m ³ /d
CUENCA NEUQUINA								
D.Ad. 35/00 (*)	Sierra Chata	3/04/00	YPF S.A. PAN AMERICAN ENERGY	Pacífico	Chile	25	14.090	3,10
Res. SOSP 140/96 (*)		19/09/96	PET. SANTA FE, STA. FE ENERGY ARG.	Gasandes	Chile	15	13.688	2,50
Res. SEyP 200/97 (*)	Aguada Pichana San Roque	18/04/97	BHP PET, M. EXPLORATION, CGC, GASSUR	Gasandes	Metrogas, Chilgener	10	10.000	1,85
Res. SE 142/98 (*)		20/04/98	TOTAL AUSTRAL SA, DEMINEX ARG., BRIDAS AUSTRAL SA	Gasandes	Chile	15	9.855	1,80
Res. SE 447/98 (*)		11/09/98	YPF SA	C.Oeste/del Litoral	Chile, San Isidro	10	730	0,20
Res. SE 465/98 (*)		25/09/98	PETROURUGUAY SA	C.Oeste/Uruguayana	Uruguay, Ancap	20	18.300	2,80
Res. SE 353/99 (*)		24/06/99	YPF SA	Gasandes	Brasil, Uruguayana	15	6.648	1,21
Res. SE 411/99 (*)		5/08/99	TOTAL AUSTRAL SA, DEMINEX ARG, PAN AMERICAN ENERGY	Gasandes	Chile, Colbún	15	1.622	0,30
Res. SE 03/02		29/08/02	YPF SA	Gasandes	Chile, Colbún	14a, 3m	8.580	1,65
				PAN AMERICAN ENERGY LLC, y TOTAL AUSTRAL SA	Gasandes	Chile, Colbún		
TOTAL NEUQUINA							83.513	15,41
CUENCA AUSTRAL								
Decreto 584/95 (*)	Tierra del Fuego	21/04/95	YPF S.A.; BRIDAS S.A.; BRIDAS AUSTRAL	Bandurrias	Chile, Methanex II	21	15.330	2,00
Res. SE 144/97 (*)	Magallanes		CHAUVCO RESOURCES (T del F) S.A.					
Res. SE 144/97 (*)	G. San Jorge	03/11/97	YPF SA	El Cóndor-Poseión	Chile, Methanex II	20	15.422	2,00
Res. SE 449/99 (*)	Magallanes	03/11/97	SIPETROL SA	Punta Dungeness	Chile, Methanex II	17	4.653	0,75
Res. SE 86/02 (*)		30/08/99	SIPETROL ARGENTINA SA	Punta Dungeness	Chile, Methanex III	17	820	0,13
Res. SE 351/02		06/05/02	SIPETROL ARGENTINA SA	Punta Dungeness	Chile, ENAP	3a, 8m	535,6	0,40
Res. SE 41/02		29/07/02	SIPETROL ARGENTINA SA	Punta Dungeness	Chile, Methanex	11a, 8m	854	0,20
Res. SE 53/02	G. San Jorge	06/09/02	PAN AMERICAN SUR, WINTERSHALL y	Punta Dungeness	Chile, Methanex	4a, 4m,	15.022	1,00
		11/09/02	TOTAL AUSTRAL SA			16a, 9m		2,20
			YPF SA	Punta Dungeness	Chile, Methanex	4a, 4m,	7.522	0,50
						16a, 9m		1,10
TOTAL AUSTRAL							60.159	10,28

(*) En operación

AUTORIZACIONES DE EXPORTACION DE GAS OTORGADAS (Cont.)

AUTORIZACION	ORIGEN	FECHA	EMPRESAS	GASODUCTO	DESTINO	PLAZO AÑOS	VOL. TOTAL MM m ³	VOL. DIARIO MM m ³ /d
CUENCA NEUQUINA Y AUSTRAL								
Res. SE 167/01		28/02/01	PANAMERICAN E. LLC; WINTERSHALL E.	Cruz del Sur	Uruguay, UTE	15	8.268	1,75
Res. SE 43/02		23/04/02	PANAMERICAN E.; WINTERSHALL E.	Cruz del Sur	Uruguay, Gaseba	15	4.183	1,30
TOTAL NEUQUINA Y AUSTRAL							12.451	3,05
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 168/00 (*)		28/06/00	YPF SA	Atacama	Chile, Edelnor	15	4.931	0,90
Res. SE 346/01 (*)		13/11/01	PANAMERICAN E. LLC	Norandino	Chile Electroandina	10	730	0,20
TOTAL NOROESTE							61.918	10,70
TOTAL AUTORIZADO							218.041	39,44

(*) En operación

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						
	YPF SA		Chile, Valpo S.A.	15	1.369	0,25
	YPF SA		Chile, Valpo S.A.	15	3.796	0,75
	PETROLERA CUTRAL CO SA		Chile, Inducorn S.A.	3	26,3	0,024
CUENCA NOROESTE						
	YPF SA		Chile, Endesa	14	4.602,6	0,90
TOTAL EN TRAMITE					9.793,9	1,92

**PROYECCION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL – Escenario Medio
EN MM m3**

AÑO	CUENCA NOROESTE			CUENCA NEUQUINA						CUENCA AUSTRAL	TOTAL
	CHILE		SUBTOTAL	BRASIL	URUGUAY		CHILE		SUBTOTAL	CHILE	
	Atacama	Norandino		Uruguayana	Montevideo	Paysandú	Gasandes	Pacífico		Methanex	
1997	0	0	0	0	0	0	114	0	114	554	669
1998	0	0	0	0	0	2	1.176	0	1.178	740	1.918
1999	202	8	210	0	0	23	1.970	0	1.993	1.121	3.324
2000	533	213	745	171	0	37	1.969	107	2.283	1.593	4.621
2001	808	598	1.406	740	0	36	2.023	191	2.990	1.521	5.917
2002	703	507	1.210	484	0	22	2.119	283	2.908	1.725	5.843
2003	730	575	1.305	460	111	29	2.258	283	3.141	2.264	6.710
2004	876	676	1.552	511	223	29	2.364	339	3.466	2.831	7.850
2005	1.038	847	1.885	613	390	37	2.493	396	3.929	3.232	9.046
2006	1.152	989	2.142	715	445	44	2.614	453	4.271	3.418	9.831
2007	1.250	1.135	2.385	736	557	55	2.707	509	4.563	3.479	10.428
2008	1.283	1.345	2.628	767	668	58	2.896	566	4.954	3.486	11.069
2009	1.283	1.516	2.799	818	779	66	2.994	679	5.336	3.622	11.756
2010	1.316	1.829	3.144	869	891	66	3.080	792	5.697	3.713	12.555
2011	1.462	2.053	3.515	920	1.002	69	3.264	905	6.160	3.752	13.427
2012	1.624	2.281	3.906	1.022	1.113	73	3.400	1.132	6.740	3.752	14.398

(1) Incluye todos los proyectos de exportación autorizados por la Secretaría de Energía y en trámite de autorización a Diciembre de 2002, considerando un crecimiento moderado acorde a los niveles actuales de operación.

Periodo 1997-2002: Valores reales

PROYECCION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL – Escenario alto
EN MM m³

AÑO	CUENCA NOROESTE			CUENCA NEUQUINA						CUENCA AUSTRAL	TOTAL	
	CHILE		SUBTOTAL	BRASIL	URUGUAY			CHILE		SUBTOTAL		CHILE
	Atacama	Norandino		Uruguayana	Montevideo	Paysandú	Gasandes	Pacífico	Methanex			
1997	0	0	0	0	0	0	114	0	114	554	669	
1998	0	0	0	0	0	2	1.176	0	1.178	740	1.918	
1999	202	8	210	0	0	23	1.970	0	1.993	1.121	3.324	
2000	533	213	745	171	0	37	1.969	107	2.283	1.593	4.621	
2001	808	598	1.406	740	0	36	2.023	191	2.990	1.521	5.917	
2002	703	507	1.210	484	0	22	2.119	283	2.908	1.725	5.843	
2003	827	683	1.509	613	111	29	2.467	566	3.787	2.467	7.763	
2004	1.071	1.241	2.312	767	509	51	2.740	679	4.746	2.868	9.926	
2005	1.396	1.854	3.250	920	891	66	3.167	1.018	6.061	3.283	12.595	
2006	1.624	2.281	3.906	1.022	1.113	73	3.400	1.132	6.740	3.752	14.398	
2007	1.624	2.281	3.906	1.022	1.113	73	3.400	1.132	6.740	3.752	14.398	
2008	1.624	2.281	3.906	1.022	1.113	73	3.400	1.132	6.740	3.752	14.398	
2009	1.624	2.281	3.906	1.022	1.113	73	3.400	1.132	6.740	3.752	14.398	
2010	1.624	2.281	3.906	1.022	1.113	73	3.400	1.132	6.740	3.752	14.398	
2011	1.624	2.281	3.906	1.022	1.113	73	3.400	1.132	6.740	3.752	14.398	
2012	1.624	2.281	3.906	1.022	1.113	73	3.400	1.132	6.740	3.752	14.398	

(1) Incluye todos los proyectos de exportación autorizados por la Secretaría de Energía y en trámite de autorización a Diciembre de 2002, considerando que se alcanza en cada caso el máximo autorizado a partir del año 2006.

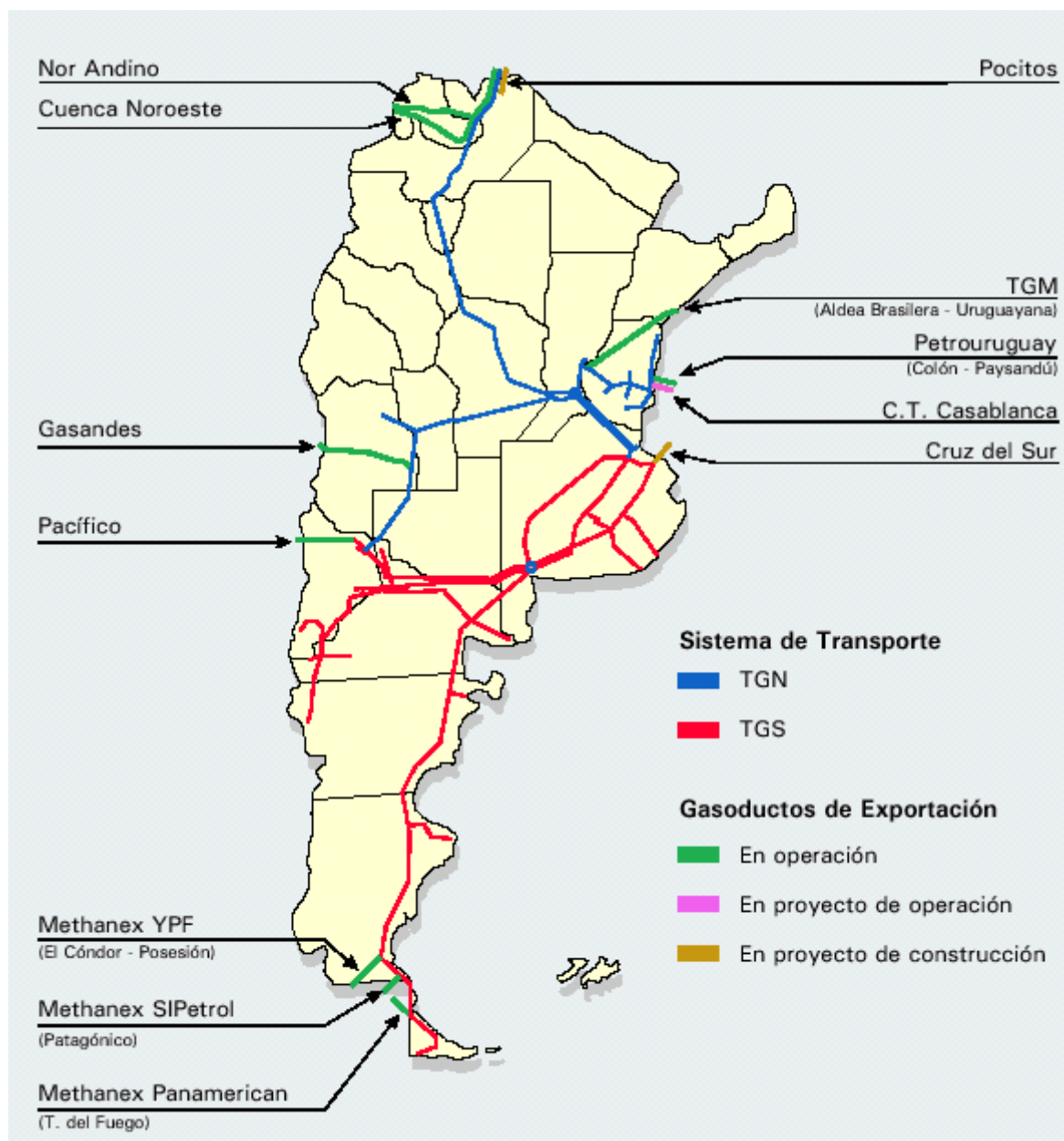
Período 1997-2002: Valores reales

GASODUCTOS DE EXPORTACIÓN – Datos físicos

Gasoducto	Situación	Encuadre Legal	Operador Técnico	Cabecera/Terminal	Diámetro y longitud	MAPO (Kg/cm ² M)	Capacidad (MMm ³ /d)	Vol.máx.día (MMm ³ /d)	Inversión en Arg. (MM US\$)
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: ENARGAS

VI. PLANTEO DE ESCENARIOS y SIMULACIONES

En la primera parte de 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 2003 – 2012.

A partir de este escenario base se han realizado las corridas de simulación mediante el modelo GASELEC, que se describe sintéticamente. Se presentan los resultados obtenidos para el escenario base y los análisis de sensibilidad frente a la variación de determinados parámetros.

VI.1. ESCENARIOS DEL SECTOR ELECTRICO

VI.1.1. Demanda Interna

Se resumen a continuación los escenarios de crecimiento de Demanda Neta de Servicio Público adoptados para el total país, descritos en el capítulo correspondiente a la demanda eléctrica.

**Escenarios de Demanda Neta Total País
Valores en GWh**

Año	Base	Crecimiento Máximo	Crecimiento Mínimo
2004	86.300	90.600	82.000
2006	94.450	99.980	88.920
2008	104.030	110.790	97.270
2010	110.100	118.090	102.110
2012	119.040	128.260	109.820

VI.1.2. Demanda Externa

Los compromisos contemplados de exportación de energía eléctrica son:

- Exportación a Brasil con capacidad inicial máxima de 2.000 MW (nodo frontera en Itá), aumentando a 3.200 MW a partir de 2008 (1.200 MW adicionales con nodo frontera en Itaipú). El factor de utilización de esta exportación se obtiene mediante simulaciones específicas.
- Exportación de 338 MW a la República Oriental del Uruguay.
- Exportación de 300 MW constantes al SING desde el nodo NOA.
- Exportación de 300 MW al SIC desde el nodo Cuyo, a partir de 2006.

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
Base	2.000	338		300
2006			300	
2008	3.200			

Para el análisis de la interconexión con Brasil se ha representado muy simplificada la red en alta y extra alta tensión del sistema brasileño, de manera de poder analizar las posibilidades de intercambios entre ambos sistemas, definiendo así la convocatoria a los contratos celebrados para la exportación a Brasil. Los datos correspondientes al sector eléctrico (demanda, plan de incorporación hidrotérmico, etc.) fueron tomados, para el corto y mediano plazo, de la información mensual presentada por ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico) para la programación mensual de la operación, y para el largo plazo, de los planes de expansión de los sistemas eléctricos brasileños, con horizonte decenal, que publica el CCPE (Comité Coordinador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Eléctricos), del Ministério de Minas e Energía del Brasil. .

VI.1.3. Hipótesis de equipamiento en el SADI

Los escenarios se han simulado considerando las siguientes hipótesis:

- No hay ingreso de equipamiento de generación adicional en todo el horizonte de análisis
- No se considera ninguna baja del equipamiento existente
- Se considera disponibilidad normal del parque generador
- Se considera que el almacenamiento de combustibles líquidos para centrales no constituye una limitación
- Se considera un escenario 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 que debido a las consecuencias de la crisis macroeconómica, se produce la necesidad de provocar las adecuaciones necesarias al sistema en plazos razonables, teniendo en cuenta la satisfacción de la demanda doméstica, la seguridad del sistema, la ausencia de nuevas inversiones en generación (al menos en los primeros años del período de análisis) y por lo tanto la necesidad de optimizar las inversiones ya realizadas. Se visualiza que en el corto y mediano plazo podrían ingresar líneas de 500 kV, algunas en correspondencia con los resultados de las licitaciones realizadas en el marco del Plan Federal de Expansión del Transporte, que permitirían el aprovechamiento de potencia instalada que actualmente no está disponible para el sistema y en consecuencia constituyen la solución de mínimo costo y máximo beneficio social.

El cronograma considerado se presenta a continuación:

	Año
Línea El Bracho – Cobos	2005
Línea Choele Choel - Puerto Madryn	2005
Línea Chocón Oeste – Gran Mendoza	2006
Línea El Bracho – Resistencia	2008

Además de la obvia significancia para el SADI, en la medida que las líneas a incorporar cierran anillos en la red existente, con la consecuente disminución de restricciones de transporte, ganancia de confiabilidad para el sistema y menores precios en todos los nodos de la red, las obras propuestas viabilizan los proyectos de interconexión que se plantean con los países vecinos. .

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

VI.2. ESCENARIOS DEL 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 2004-2012 es de 1,8 % a.a.

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES MM m³ de 9.300 kcal

SECTOR	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
RESIDENCIAL	7.102	6.730	6.975	7.201	7.418	7.634	7.848
COMERCIAL	1.596	1.544	1.602	1.652	1.699	1.746	1.792
INDUSTRIAL (1)	9.965	9.499	9.826	10.144	10.450	10.766	11.094
USINAS (2)	10.880	7.959	12.004	13.714	15.661	15.327	15.123
TRANSPORTE	1.677	2.042	2.267	2.448	2.642	2.839	3.043
TOTAL	31.220	27.774	32.675	35.159	37.870	38.312	38.900

(1) Incluye consumo de Cerri

(2) Requerimientos de gas obtenidos del Escenario Medio
2004-2012: Hidrología media

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR REGION Millones de m³ de 9.300 Kcal.

Región	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
B.A. Norte	3.374	3.275	3.415	3.554	3.694	3.836	3.981
Metropolitana	7.440	6.281	7.960	9.122	9.802	9.672	9.323
Centro	1.780	1.536	1.452	1.515	1.702	1.779	1.621
Litoral	3.260	2.919	4.007	4.200	4.333	4.324	4.415
Noroeste	2.823	2.803	3.725	3.915	4.246	4.229	4.195
Cuyana	1.827	1.590	1.959	2.023	2.083	2.111	2.222
Pampeana	5.337	4.946	5.368	5.716	6.092	6.149	6.310
Neuquén	2.837	2.005	2.430	2.645	3.202	3.349	3.638
Sur	2.500	2.295	2.203	2.285	2.501	2.617	2.913
NEA	42	125	157	186	215	247	282
Total	31.220	27.774	32.675	35.159	37.870	38.312	38.900

Para las proyecciones de los volúmenes a exportar se plantearon dos escenarios, uno de crecimiento medio, donde se consideran los proyectos autorizados y en trámite con una evolución gradual del factor de uso desde el nivel actual hasta los máximos autorizados en el año horizonte, y un escenario de alta demanda, donde se considera que en el mediano plazo se alcanzan los máximos volúmenes autorizados en todos los proyectos vigentes.

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	210	1.993	1.121	3.324
2000	745	2.283	1.593	4.621
2001	1.406	2.990	1.521	5.917
2002	1.210	2.908	1.725	5.843
2003	1.305	3.141	2.264	6.710
2004	1.552	3.466	2.831	7.850
2005	1.885	3.929	3.232	9.046
2006	2.142	4.271	3.418	9.831
2007	2.385	4.563	3.479	10.428
2008	2.628	4.954	3.486	11.069
2009	2.799	5.336	3.622	11.756
2010	3.144	5.697	3.713	12.555
2011	3.515	6.160	3.752	13.427
2012	3.906	6.740	3.752	14.398

1997-2002: valores reales

PROYECCION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL

Escenario alto 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	210	1.993	1.121	3.324
2000	745	2.283	1.593	4.621
2001	1.406	2.990	1.521	5.917
2002	1.210	2.908	1.725	5.843
2003	1.509	3.787	2.467	7.763
2004	2.312	4.746	2.868	9.926
2005	3.250	6.061	3.283	12.595
2006	3.906	6.740	3.752	14.398
2007	3.906	6.740	3.752	14.398
2008	3.906	6.740	3.752	14.398
2009	3.906	6.740	3.752	14.398
2010	3.906	6.740	3.752	14.398
2011	3.906	6.740	3.752	14.398
2012	3.906	6.740	3.752	14.398

1997-2002: valores reales

VI.3. METODOLOGIA UTILIZADA PARA LAS SIMULACIONES

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.

VI.3.1. ESTRUCTURA DEL MODELO

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

Como el modelo trata dos sistemas (gas y electricidad) semejantes pero no exactamente iguales, se dispone un submodelo de gas y otro de energía eléctrica, cada uno con estructuras distintas.

En el submodelo de gas los mercados consumidores son Noroeste, Centro, Litoral, Gran Buenos Aires, resto de la Provincia de Buenos Aires y La Pampa, Comahue, Cuyo, Puerto Madryn, Comodoro Rivadavia y Patagonia Sur.

Las cuencas productoras de gas son Austral, San Jorge, Neuquina, Cuyana y Noroeste.

Los nodos de exportación de gas son Paysandú, Chile Norte, Gasandes (Chile Central), Pacífico Chile Central), Chile Sur y Montevideo. Como nodo de importación de gas se encuentra Bolivia. Se representa además el nodo de paso o bifurcación de gasoductos Beazley.

El modelo del mercado eléctrico es más sencillo ya que en general todos los nodos son generadores y consumidores. Los nodos considerados son Noroeste, Centro, Litoral, Gran Buenos Aires, resto de Provincia de Buenos Aires y La Pampa, Puerto Madryn, Comodoro Rivadavia, Comahue, Cuyo y Noreste.

Las exportaciones de energía eléctrica se representan a través de los nodos exclusivamente consumidores Chile SING, Chile SIC, Uruguay vinculado a Salto Grande y Demanda importadora de Brasil vinculada al nodo Noreste, donde se carga la demanda descrita en los escenarios.

Las centrales hidráulicas se dividen en centrales con capacidad de regulación, 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 El Chocón, Piedra del Águila y Planicie Banderita.

Las centrales de pasada son Alicurá, Arroyito, Pichi Picún Leufú, Salto Grande y Yacyretá.

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.

VI.3.2. 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.

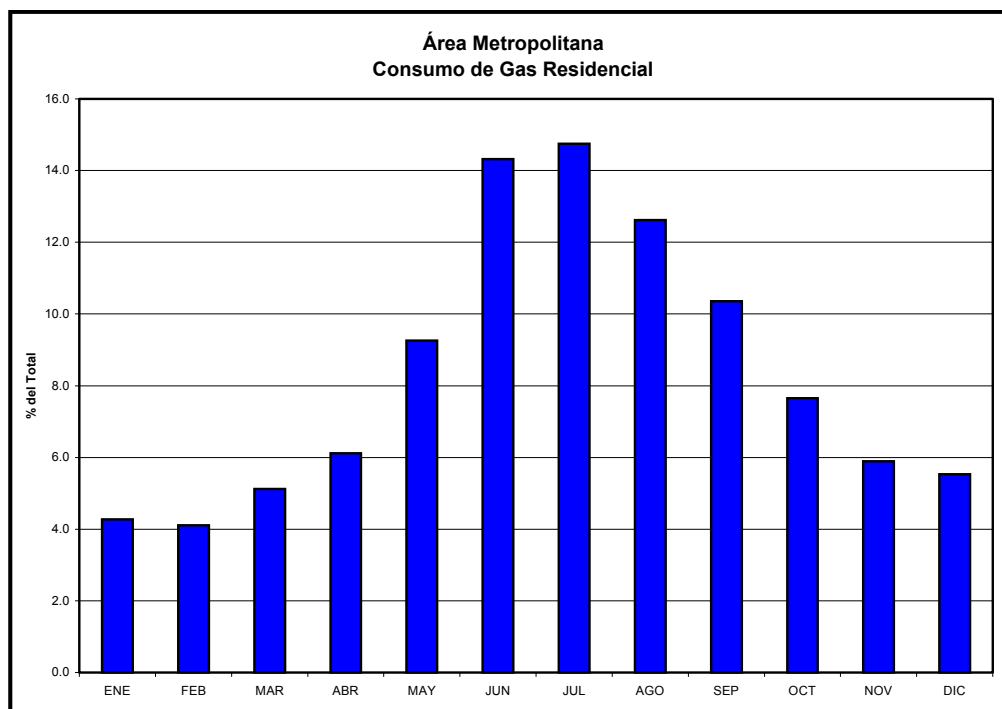
El año se divide en períodos mensuales con meses de 4 ó 5 semanas, haciendo un total de 52 semanas en el año, esto es para el modelo cada año tiene 364 días.

Dado que los bloques del modelo de gas tienen correspondencia con las semanas del año, se los puede asociar con estaciones. En consecuencia, 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.

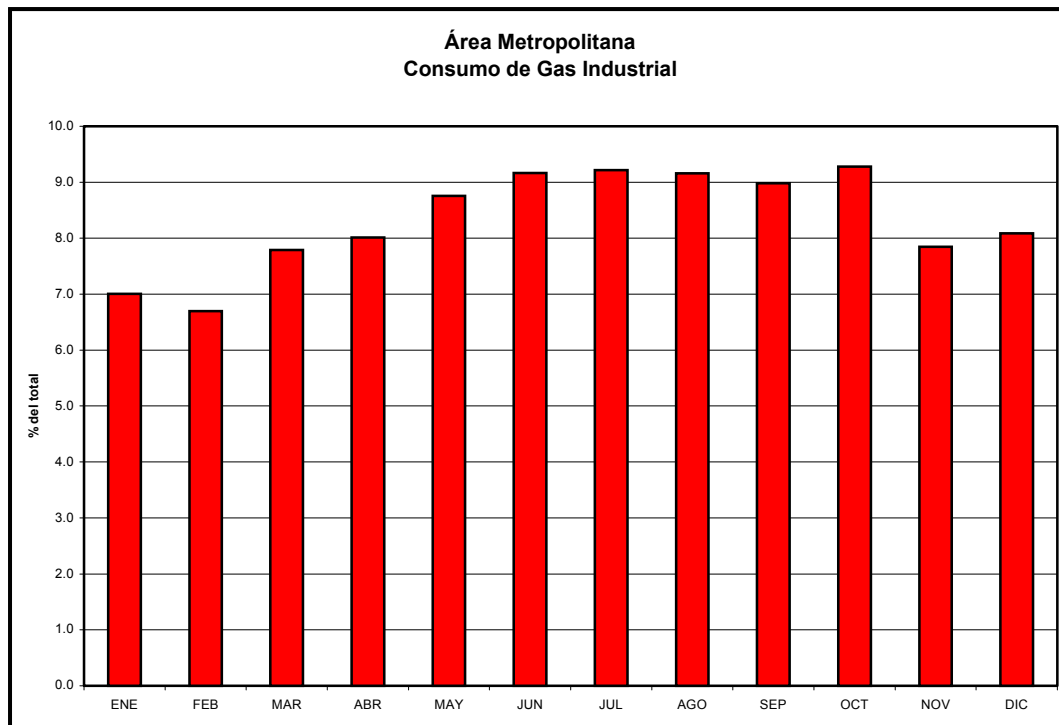
Los consumos de gas residencial, industrial y transporte (GNC) son considerados firmes, es decir, no existe la alternativa de no satisfacerlos. Estos consumos tienen asignada una cantidad en millones de m³ para cada año y mercado, y una curva representativa de cada mercado y tipo de consumo sobre la base de consumos mensuales.

En el caso de los usos firmes se han elaborado curvas que representan la marcha anual de los consumos sobre la base de los valores mensuales.

El siguiente gráfico muestra la distribución mensual de los consumos residenciales para el área metropolitana (GBA):



Para los usos industriales y GNC se observa una mayor constancia a lo largo del año, es decir, la curva se asemeja a lo que se denomina una curva plana.



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

El modelo tiene la posibilidad de aumentar la capacidad de transporte de los gasoductos con base en los correspondientes costos de ampliación. Además cuenta con los costos del gas en boca de pozo, 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

Se han realizado corridas del modelo de la red de gas obteniéndose que para satisfacer los requerimientos de los consumos residencial e industrial más los compromisos de exportación hasta 2012 no sería necesario incrementar la capacidad de los gasoductos.

Debe destacarse sin embargo que esta situación resentiría la capacidad de satisfacer las necesidades de los consumos no firmes (centrales de generación), por lo que éstas deberían analizar la conveniencia de contratar suministro firme de gas.

VI.3.3. 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 35, 91 y 42 horas cada uno.

El modelo dispone las curvas semanales de cada mercado y distribuye la energía de cada semana en los tres bloques mencionados.

A cada mercado se asigna el equipamiento térmico o hidráulico disponible para satisfacer la demanda y se representan las líneas de transmisión que conectan los 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 primera instancia se restringió la posibilidad de incorporación de nuevo equipamiento, para analizar el comportamiento del sistema con el parque existente más las incorporaciones previstas en instalaciones de transporte.

El equipamiento térmico está agrupado para cada mercado por máquinas del mismo tipo.

Las líneas representadas son:

Nodo Cuyo - Nodo Centro

Nodo Centro – Nodo Norte

Nodo Centro – Nodo Litoral

Nodo Litoral – Nodo Noreste

Nodo Comahue – Nodo Pampeana

Nodo Pampeana – Nodo Gran Buenos Aires

Nodo Gran Buenos Aires – Nodo Litoral

Nodo Comodoro Rivadavia – Nodo Puerto Madryn

Adicionalmente el sistema argentino se vincula con el sistema brasileño mediante líneas que unen el nodo Noreste en la Argentina con Itá y con Itaipú en Brasil.

VI.4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

En primer lugar se presentan los resultados obtenidos de la simulación del sistema brasileño para obtener la demanda de exportación a abastecer desde el sistema argentino. En segundo término se discute la simulación del sistema argentino en el corto plazo (año 2003), con el fin de visualizar posibles inconvenientes que podrían presentarse ante la indisponibilidad de la central de bombeo Río Grande y la central nuclear de Embalse.

Finalmente, se presentan los resultados de las simulaciones de mediano y largo plazo, donde se analiza el comportamiento del sistema en los escenarios de demanda eléctrica media, alta y baja.

VI.4.1. Utilización de Líneas de Exportación a Brasil

Sobre la base de la modelización simplificada de la red en alta y extra alta tensión de Brasil, la información de la demanda y sus extrapolaciones calculadas por la ONS, y las características de los embalses y equipamiento térmico, se simuló la convocatoria a los contratos celebrados para la exportación a Brasil.

Para el año 2004 se consideró una capacidad de exportación máxima de 2.000 MW con nodo frontera de Brasil en Itá.

A partir de 2008 se aumentó la capacidad de exportación sumando 1.200 MW con nodo frontera de Brasil en Itaipú.

Se obtuvo el factor de utilización (FU) para cada año de corte, para cada línea y para ambas líneas, cuyos valores se presentan en la siguiente tabla:

Año	FU2000 (%) ^(*)	FU1.200 ^(*)	FU3.200 (%) ^(*)
2004	29	---	---
2006	40	---	---
2008	38	48	42
2010	36	51	42
2012	49	60	53

^(*) Promedio de 56 secuencias hidrológicas

Para el año 2012 se analizó la sensibilidad para un aumento de la capacidad de transporte en el Brasil de 1.000 MW en las líneas de Nordeste a San Pablo (segunda línea correspondiente a 2012), obteniéndose los factores 44%, 55% y 48% respectivamente. No se observa un gran impacto en el factor de utilización de la exportación, atribuible a que la capacidad total de 3.200 MW resulta una proporción cada vez más pequeña de la demanda total de Brasil a medida que pasa el tiempo, por lo que sería razonable prever un aumento de esa capacidad con una nueva autorización de exportación entre 2008 y 2010.

Los factores de utilización obtenidos son el resultado de simular un conjunto grande de situaciones hidrológicas (concretamente, se utilizaron las series de aportes de 1943 a 1998) y luego calcular el promedio de los factores de utilización anuales correspondientes a cada una de las hidrologías mencionadas.

Las dispersiones calculadas son significativas y varían entre el 20% y el 24 % en el período de 2004 a 2012¹²

El análisis de los resultados indicó que si bien la utilización de la línea aumenta significativamente en el período, no ocurre lo mismo con su dispersión, que varía mucho menos.

¹² La dispersión se expresa como un porcentaje porque el valor central se indica en este informe como la utilización (en %) de la interconexión. Por ejemplo si en 2004 el FU se estima en 29% con una dispersión de 20% significa que, con una probabilidad de 68%, suponiendo distribución normal, la magnitud estudiada estará en el intervalo 29±20 %).

VI.4.2. Simulaciones de Corto Plazo del Sistema Argentino

Se realizaron simulaciones de corto plazo (año 2003) con el objeto de visualizar posibles problemas de suministro derivados de la situación existente en la central de bombeo Río Grande, actualmente funcionando con un transformador y dos grupos generadores, a lo que se podría agregar la posible salida de servicio de la central nuclear de Embalse.

Las simulaciones se realizaron con los valores de demanda eléctrica correspondientes al escenario de crecimiento medio.

Se estima una demanda anual de 91.950 GWh que incluye la demanda de exportación. La misma es satisfecha mediante 52.800 GWh de generación térmica, 7.620 GWh de generación nuclear y 35.200 GWh de generación hidráulica, totalizando 95.620 GWh generados. La diferencia (3,8% de la generación) son las pérdidas en transporte.

Bajo la hipótesis de disponibilidad normal del parque generador y del sistema de transporte, el riesgo de falla es casi nulo, teniendo en cuenta además que las perspectivas indican un año sin faltantes hídricos.

Se debe tener en cuenta que el aprovechamiento a pleno de la capacidad de generación de la central de bombeo está supeditado a las restricciones de transporte que determinan la imposibilidad del despacho de los cuatro generadores, por lo que el ingreso del segundo transformador de esa central en servicio sólo agregaría un grupo a los dos que ya están en operación.

Analizada la misma situación con la indisponibilidad de la central nuclear de Embalse, el resultado es 57.680 GWh de generación térmica, 2.520 GWh de generación nuclear y 35.250 GWh de generación hidráulica. En ese caso, la disminución en la generación nuclear es cubierta por un aumento en la generación térmica.

En lo que se refiere al transporte, ante la ausencia de la central nuclear de Embalse se verifica una inversión del flujo en la línea Centro – Litoral que iría de Litoral hacia el nodo Centro.

No hay aumento del riesgo de falla (que era nulo en el caso base) y el incremento de la generación térmica convencional provoca un aumento del uso de combustibles. Los volúmenes de combustibles no gaseosos aumentan más de un 50% (carbón 54%, fuel oil 85% y gas oil 57%) durante todo el año y en promedio para todas las situaciones hidrológicas. El incremento en el consumo de gas no supera el 10% debido a que los volúmenes disponibles de esa fuente están casi totalmente utilizados. El incremento en el uso de combustibles fósiles compensa la disminución de hasta el 66% en el uso de combustible nuclear.

En caso que además de la salida de servicio de la central nuclear de Embalse se considere el aumento del consumo domiciliario de gas en la época invernal (imponiendo una restricción al consumo de gas por usinas en la época en que la demanda de energía eléctrica es máxima), el resultado es un aumento adicional del uso de los combustibles alternativos pero sin aumento del riesgo de falla.

Se tiene una reducción en un 40% al uso de gas por usinas durante la o las semanas de restricción por aumento de la demanda domiciliaria, acompañada por un aumento al doble de la generación con carbón, del 1.700% en la generación con fuel oil e incremento importante en la generación con gas oil.

Nuevamente, focalizando el análisis en las semanas de mayor demanda se observa que el consumo de gas puede aumentar 10% debido a la salida de la central nuclear, pero podría bajar el 30% respecto de su consumo normal estimado en el caso de producirse restricción al suministro. El carbón aumenta su consumo en 50% al salir la central de Embalse y casi se triplica al reducirse el consumo de gas.

El consumo de gas oil no varía con la salida de la central nuclear, pero aumenta para sustituir el consumo de gas. El consumo de fuel oil aumenta significativamente en ambos casos.

En el caso de un año con aportes hidrológicos importantes se obtiene que en las semanas de mayor demanda el consumo de gas oil y fuel oil puede ser casi nulo, suplantando el gas el faltante producido por la salida de servicio de la central nuclear.

VI.4.2. Simulaciones de Mediano y Largo Plazo del Sistema Argentino

Se simuló el suministro de energía eléctrica en el sistema argentino incorporando la demanda esperada resultante de la convocatoria a los contratos de exportación a Brasil.

Las simulaciones se realizaron para los escenarios de demanda eléctrica media, baja y alta, considerando los años de corte 2004, 2006, 2008, 2010 y 2012 y se manejaron dos hipótesis:

- La convocatoria de la exportación es la media esperada con una demanda a potencia constante a lo largo de las bandas horarias.
- La convocatoria de la exportación es también la media esperada, pero la curva de carga aumenta la potencia convocada en el pico, llevando a cero la demanda en el valle y dejando igual al caso anterior la potencia demandada en el resto.

VI.4.2.1. Escenario de Demanda Media

En el caso de demanda media se verifica cierto déficit de potencia, que podría ser cubierto con la incorporación en la región Noroeste de 500 MW en 2010 y 500 MW adicionales en 2011.

Sería conveniente además incorporar en el Sistema Patagónico aproximadamente 150 MW en forma escalonada a partir de 2008.

Los valores consignados corresponden a la cobertura mínima necesaria para mantener acotado el riesgo de falla, definido como la probabilidad de tener un déficit en el suministro mayor o igual al 7% de la demanda¹³.

En la tabla siguiente se puede ver un balance de este escenario con discriminación de la generación por tipo y la demanda dividida en interna y de exportación

¹³ Para las estimaciones se consideró con una tasa de descuento del 12%.

**Escenario de Demanda Media
Balance Eléctrico (*)**

Año	2004	2006	2008	2010	2012
Generación Térmica (GWh)	57.000	67.520	83.000	88.500	94.740
Generación Nuclear (GWh)	7.620	7.620	7.620	7.620	7.620
Generación Hídrica (GWh)	35.310	35.370	35.080	35.250	35.100
Generación (GWh)	99.930	110.510	125.700	131.370	137.460
ENS (GWh)	40	90	610	1.570	7.200
Demanda Interna (GWh)	86.300	94.450	104.030	110.100	119.040
Demanda Exportación (GWh)	9.780	13.170	17.820	18.000	20.800
Demanda Abastecida (GWh)	96.040	107.530	121.240	126.530	132.640
Pérdidas (GWh)	3.900	2.990	4.460	4.840	4.820
Pérdidas (%)	3,90	2,70	3,55	3,68	3,51
Pérdidas (MW)	450	340	510	550	550

(*) Sin incremento de oferta

En el caso de maximizar la convocatoria de los contratos de exportación se adelanta un año la necesidad de incorporación de potencia.

Como consecuencia de la falta de planes de incorporación de nuevo equipamiento se produce un aumento a lo largo del período del consumo específico de la generación térmica, que pasaría de 1.900 kcal/kWh a 2.000 kcal/kWh, en consonancia con el aumento de la generación del parque existente y la consecuente convocatoria de unidades más ineficientes.

Los consumos específicos para la generación térmica excepto nuclear son los siguientes:

Consumo Específico en kcal/kWh

Combustible	2004	2006	2008	2010	2012
Carbón	2.503	2.503	2.503	2.503	2.503
Fuel Oil	2.039	2.273	2.251	2.272	2.294
Gas Natural	1.840	1.840	1.906	1.938	1.979
Gas Oil	4.136	3.264	1.804	1.715	1.857
Total	1.865	1.877	1.953	1.988	2.044

La producción de gas asociada a este escenario es la que se refleja en la tabla siguiente:

Producción por cuenca y total en MMm3/día

Cuenca	2004	2006	2008	2010	2012
Austral	28	28	29	33	34
Neuquén	55	62	66	72	72
Mendoza	0	0	0	0	0
Noroeste	23	25	27	30	40
San Jorge	1	1	1	1	1
Total	107	115	123	137	147

Dado que cada pozo experimenta una declinación de su capacidad de producción a lo largo de su vida útil y que se debe cubrir, además, el aumento de la demanda, se deberían realizar los trabajos correspondientes para aumentar la capacidad de producción y satisfacer de ese modo las necesidades de suministro firme.

En el caso de la cuenca Austral la capacidad debería aumentar entre 3 y 5 MMm³/día cada año, para la cuenca Neuquina el incremento debería estar entre 7 y 10 MMm³/día cada año, y en el caso de la cuenca Noroeste la capacidad debería aumentar entre 5 y 7 MMm³/día.

VI.4.2.2. Escenario de Demanda Máxima

En este caso la necesidad de incorporación de potencia se resuelve adicionando en la región Noroeste 1.500 MW en forma escalonada desde 2009 y 300 MW en Patagonia escalonadamente desde 2006.

Estos resultados son indiferentes a las dos hipótesis de convocatoria de los contratos de exportación a Brasil debido a la diferencia significativa del orden de magnitud de las demandas internas y de exportación.

En la tabla siguiente se presenta un balance para los años de corte correspondiente a este escenario sin incorporación de nuevas unidades de generación.

Escenario de Demanda Máxima
Balance Eléctrico (*)

Año	2004	2006	2008	2010	2012
Generación Térmica (GWh)	61.420	73.200	89.330	93.870	96.730
Generación Nuclear (GWh)	7.620	7.620	7.620	7.620	7.620
Generación Hídrica (GWh)	35.360	35.360	35.310	35.230	34.760
Generación (GWh)	104.400	116.180	132.260	136.720	139.110
ENS (GWh)	60	140	1.410	4.360	14.390
Demanda Interna (GWh)	90.600	99.980	110.790	118.090	128.260
Demanda Exportación (GWh)	9.780	13.170	17.820	18.000	20.800
Demanda Abastecida (GWh)	100.320	113.010	127.200	131.730	134.670
Pérdidas (GWh)	4.080	3.180	5.060	4.990	4.450
Pérdidas (%)	3,91	2,74	3,83	3,65	3,20
Pérdidas (MW)	465	360	580	570	510

(*) Sin incremento de oferta

Los consumos específicos para cada año de corte son algo mayores a los registrados para el escenario de demanda media, pero esa diferencia no supera el 1%. Esto se debe a que la diferencia en la demanda no es suficiente como para que sean despachadas con un factor de utilización importante máquinas con consumos significativamente superiores.

VI.4.2.3. Escenario de Demanda Mínima

En el caso de demanda mínima y requerimiento constante de la exportación a Brasil las necesidades de mayor instalación de potencia térmica se reducen a 1.000 MW en la región Noroeste al final del período de estudio y 100 MW en Comodoro Rivadavia en forma escalonada a partir de 2008.

**Escenario de Demanda Mínima
Balance Eléctrico (*)**

Año	2004	2006	2008	2010	2012
Generación Térmica (GWh)	52.610	61.840	75.940	81.180	90.230
Generación Nuclear (GWh)	7.620	7.620	7.620	7.620	7.620
Generación Hídrica (GWh)	35.230	35.400	34.800	35.000	35.250
Generación (GWh)	95.460	104.860	118.360	123.800	133.100
ENS (GWh)	40	60	490	520	2.450
Demanda Interna (GWh)	82.000	88.920	97.270	102.110	109.820
Demanda Exportación (GWh)	9.780	13.170	17.820	18.000	20.800
Demanda Abastecida (GWh)	91.740	102.030	114.600	119.590	128.170
Pérdidas (GWh)	3.720	2.830	3.760	4.220	4.920
Pérdidas (%)	3,90	2,70	3,18	3,41	3,70
Pérdidas (MW)	425	320	430	480	560

(*) Sin incremento de oferta

Los consumos específicos de este escenario están 1,5% por debajo de los del escenario de crecimiento medio de la demanda para los primeros años, pero casi al mismo nivel del escenario base para los últimos años del período en estudio

En el caso de la curva de exportación con máxima demanda en el pico no se verifica mayor exigencia de potencia.

El análisis global de estos tres escenarios permite concluir que existe necesidad de incorporación de equipos de generación por un total aproximado de 1.000 MW en la región Noroeste, en forma escalonada a lo largo de los 3 últimos años del período de estudio y de 150 MW en la región Patagonia a partir de la mitad del período de estudio. Estas necesidades pueden verse superadas en el caso de un aumento de la demanda superior al estimado en el escenario base, pero las diferencias no exceden el 30% de lo mencionado.

La curva de demanda de Brasil no afecta significativamente al sistema argentino siempre que se mantenga un factor de utilización de la capacidad de intercambio medio.

Dado que el sistema brasileño es fuertemente hidráulico, la demanda media anual de la exportación a ese país tiene una gran variabilidad en función de los aportes hídricos. Como ejemplo se menciona que si bien para el año 2004 se puede esperar un factor de utilización de las líneas de exportación a Brasil del 28%, en función de la hidraulicidad este factor puede aumentar a 84%, lo cual causaría un fuerte impacto en el sistema argentino.

VI.4.2.4. Riesgo de Falla

El riesgo de falla y el cubrimiento del pico están asociados a la disponibilidad del parque térmico, la oferta hidráulica, la disponibilidad de la central de bombeo de Río Grande con 748 MW de capacidad y el ingreso de las líneas de Alta Tensión en las fechas consideradas en este análisis.

La central de bombeo Río Grande es un elemento fundamental para disminuir o anular la posibilidad de fallas en el sistema, ya que constituye una reserva de 748 MW para cubrir faltas transitorias de potencia y está ubicada en el centro del país con líneas que la comunican con Litoral, NOA y Cuyo.

En 2004 no se visualizan verdaderos riesgos de falla, bajo las hipótesis adoptadas de que en situaciones críticas se contaría con el equipamiento instalado y sin problemas en el sistema de transporte. Si bien la existencia de la central de bombeo Río Grande mejora la calidad del servicio, no es fundamental ya que el equipamiento térmico con que cuenta el sistema le permite afrontar las necesidades de energía y potencia con muy pocas excepciones que no constituyen riesgo de falla ya que la energía no suministrada no resulta ser un porcentaje significativo de la demanda.

En el caso de restricción al suministro de gas, aumentaría la generación de la central de bombeo y el uso de combustibles líquidos, por lo que la disponibilidad de estos últimos puede ser crítica para garantizar el suministro.

En cuanto a la central de bombeo, el incremento de su generación en el caso de restricciones al uso del gas es en promedio del orden del 35%, considerando todas las hidrologías. Sin embargo, se hace la salvedad que, dada la variedad de aportes hídricos considerados, hay hidrologías en que ese incremento es mayor al promedio, limitado por las restricciones de transporte en la región Centro y otras en que el despacho de la central de bombeo es indiferente a la restricción al uso del gas.

En la medida que haya disponibilidad normal de grupos generadores, capacidad de transporte y combustibles alternativos no se incrementará la energía no suministrada.

Asociado a limitaciones en las capacidades de las líneas de transporte puede darse el caso de exportación máxima de Comahue a Bahía Blanca y de la región Centro a Litoral, con aporte incluso desde la región Cuyo, y que sin embargo se registre déficit en todo el Este del país (Buenos Aires, Región Metropolitana, Litoral y Noreste) y la demanda sea satisfecha en el Centro, Norte y Oeste del país.

En 2006 el riesgo de falla se manifiesta exclusivamente en el nodo Noreste durante el pico invernal para el promedio de todas las hidrologías. Esta situación está relacionada con el mantenimiento acotado de la exportación a Brasil y condiciones de disponibilidad de la generación de la central hidráulica Yacyretá iguales a las actuales (cantidad de grupos y cota de operación). Es importante resaltar que en ese año se considera el ingreso en operación de la línea de 500 MW que interconecta las regiones Comahue y Cuyo.

En 2008 el riesgo de falla para el conjunto del sistema es inexistente, salvo para el pico invernal en que puede superar el 10% de la demanda. Debe destacarse que en los escenarios simulados se considera en ese año la incorporación del corredor NOA-NEA.

Si se realiza el análisis por nodo se visualiza riesgo de falla en el pico invernal en todos los nodos del sistema, con excepción del Sistema Patagónico y la región Comahue, extendiéndose el riesgo de falla a casi todas las semanas del año en el nodo Noreste.

Ese año el cubrimiento del pico está asociado a fallas para casi todas las situaciones hidrológicas en las regiones Litoral, Noreste, Noroeste, Gran Buenos Aires, Cuyo y Buenos Aires con porcentajes de demanda variables, es decir el riesgo es de casi 100%, pero la profundidad de la falla depende de la situación hidrológica.

La restricción al consumo de gas tiene incidencia en el aumento del riesgo de falla a partir de 2008, aún bajo la hipótesis de no haber restricciones en la disponibilidad de combustibles alternativos, en el sistema de transporte ni en el parque de generación, incluidas las centrales nucleares y la central

de bombeo (la cual debería ser objeto de un manejo optimizado), debido a que algunos equipos generadores no tienen posibilidad de utilizar combustibles alternativos.

Se ha definido el riesgo de falla como la probabilidad de tener un déficit en el suministro mayor o igual al 7% de la demanda. Asimismo, esa probabilidad se mide en función de las series de aportes hidrológicos.

Salvo en la región Noreste, en las demás regiones el riesgo de falla aparece exclusivamente en el pico de la semana de mayor consumo, es decir se trata de un problema de cubrimiento del pico.

En 2010 el cubrimiento del pico aparece con riesgo de falla en las regiones Centro, Cuyo, Gran Buenos Aires, Litoral, Noreste, Noroeste y Buenos Aires con probabilidad del 100% y porcentajes de déficit mayores que en años anteriores.

Con respecto al resto del año se observa la siguiente situación discriminada por región:

- En región Centro existe riesgo de falla en el pico invernal y algo menor en el pico estival.
- En región Cuyo no hay riesgo de falla fuera del pico invernal.
- En las regiones Gran Buenos Aires y Provincia de Buenos Aires el riesgo de falla abarca ambos picos y se extiende con menor profundidad todo el invierno.
- La situación en las regiones Litoral y Noroeste es semejante a la de Buenos Aires, pero el riesgo de falla se extiende algo más.
- En región Noreste el riesgo de falla se extiende todo el año pero no en todas las bandas horarias.

Dado que no se han incorporado nuevas unidades de generación, la región Noroeste se comporta igual a la región Litoral, estando ambas conectadas con la región Centro que puede ser exportadora de la energía de la central de bombeo.

Las regiones Buenos Aires y Gran Buenos Aires tienen su propia generación y reciben de la región Comahue, y finalmente la región Noreste se ve afectada por la demanda de exportación a Brasil con una capacidad de 3.200 MW y un factor de utilización medio del 42%.

En 2012 aparece riesgo de falla en el cubrimiento del pico invernal en todas las regiones, agregándose Comahue y Puerto Madryn. En el caso de estas dos regiones los riesgos son bajos, es decir la probabilidad de déficit de suministro es menor al 10%. Las otras regiones presentan fallas con una probabilidad de casi 100% en el pico de la semana invernal con mayor demanda pero también en las otras bandas horarias de la misma semana aunque con menor probabilidad.

En este caso hay déficit todo el año, pero con porcentajes menores al 7% de la demanda de todo el sistema, salvo en los picos estival e invernal.

En el caso particular del nodo Noreste el riesgo de falla es mayor sobrepasando el 30% de su demanda en las semanas centrales del año.

Para el resto del año se presenta el siguiente análisis:

En los nodos Comahue y Puerto Madryn hay riesgo de falla en las semanas invernales exclusivamente.

En los nodos restantes, salvo Comodoro Rivadavia, hay riesgo de falla todo el año pero con mayor probabilidad en las semanas invernales y en el pico estival. La diferencia que se verifica entre ellos es la proporción de déficit relacionado con la demanda y la probabilidad de falla. Para ciertas semanas el riesgo de falla se extiende a las bandas horarias resto y valle.

La incorporación de 1.000 MW térmicos en la región Noroeste, en la medida que haya capacidad de transporte, provoca en el pico de la semana invernal de mayor demanda una disminución del déficit de energía en el SADI de 28 GWh (promedio de todas las situaciones hidrológicas), reduciendo el riesgo de falla a valores admisibles.

El análisis del resto de las semanas permite visualizar que en todas las regiones disminuye la cantidad de semanas en que habría riesgo de falla y en aquellas semanas en que éste se mantiene disminuye la magnitud del riesgo, es decir la probabilidad de que se produzca la falla.

Se resume a continuación el cronograma de necesidades mínimas de incorporación de potencia por región que se ha planteado para cada escenario de crecimiento de demanda eléctrica doméstica.

Necesidades mínimas de incorporación de potencia – Valores en MW

Esc. de crecimiento de Demanda Eléctrica Doméstica	Región	2006	2008	2009	2010	2011	2012	Total MW a incorporar
MEDIO	NOA PAT		100		500 50	500		1.000 150
ALTO	NOA PAT	100		500 100	500	500 100		1.500 300
BAJO	NOA PAT		100				1.000	1.000 100

Los valores corresponden al ingreso mínimo necesario requerido para mantener el riesgo de falla acotado, definido como la probabilidad de tener un déficit en el suministro mayor o igual al 7% de la demanda.

En caso de maximizar la convocatoria de los contratos de exportación a Brasil, la necesidad de incorporación de potencia se adelanta un año en el escenario de crecimiento medio, y se mantiene igual en los otros dos casos

Los resultados expuestos indican que en caso que la inexistencia de previsiones de incorporación de nuevas unidades generadoras en el MEM persista, hacia el mediano plazo comenzarán a manifestarse dificultades en el abastecimiento de la demanda.

La elevación de la cota de embalse de Yacyretá hasta el nivel de proyecto, que aportaría aproximadamente 1.200 MW de potencia efectiva y 8.000 GWh/año al abastecimiento del MEM, constituye una alternativa de incremento de oferta. Su realización requiere la solución de aspectos relacionados con la modalidad de concreción del proyecto, su financiamiento, y particularmente con la implementación de las expropiaciones de tierras e inmuebles a inundar.

Inversamente, la progresiva asignación de potencia de Yacyretá al abastecimiento del Mercado Eléctrico Paraguayo tenderá a reducir los márgenes de reserva del SADI, y sus consecuencias se potenciarían hacia el mediano plazo, en caso de mantenerse la actual tendencia de postergación de inversiones en el Sector.

VI.4.2.5. Disponibilidad de Combustibles Alternativos

Los combustibles alternativos son aquellos que pueden reemplazar al gas en caso de restricciones en el suministro. Típicamente se trata de fuel oil y gas oil.

El faltante de gas puede estar acotado a unos pocos días en que se produce el pico de demanda residencial o puede extenderse en la medida en que no se realicen las obras de infraestructura necesarias.

Se analizaron las necesidades de combustibles alternativos para el caso en que se produzca un aumento de la demanda de gas por parte de los consumidores residenciales en invierno, coincidentemente con el pico estacional de la demanda de energía eléctrica.

El consumo de fuel oil aumenta entre 2004 y 2012 de 4.400 Toneladas a 120.000 Toneladas por semana para el período de pico invernal, sin restricción adicional al consumo de gas. Esto significa la generación de 20 a 512 GWh semanales en ese período.

En el caso de un aumento de la demanda de gas para uso residencial (consumo firme), se debe prever consumo de fuel oil semanal de 50.000 a 122.000 Toneladas, lo que equivale a la generación de 220 a 515 GWh. Todos estos valores corresponden a la o las semanas en que se produce el pico invernal de demanda de energía eléctrica.

En el caso del gas oil se obtuvieron los siguientes guarismos: sin restricción adicional al consumo de gas por usinas se obtiene un consumo semanal entre 1.100 m³ y 66.000 m³ en el período que va de 2004 a 2012, lo cual representa la generación de 2,5 a 310 GWh respectivamente.

En caso de aumento del consumo residencial y restricción al consumo de gas por usinas el consumo de gas oil podría variar entre 3.000 m³ y 146.000 m³ en el período mencionado. Esto representaría la generación de 14 a 710 GWh.

En el consumo de fuel oil participan las turbo vapor de Córdoba, Luján de Cuyo, Costanera, Puerto, Calchines, Sorrento, San Nicolás, Piedrabuena, Mar del Plata y Necochea.

En el consumo de gas oil participan los ciclos combinados Modesto Maranzana, Luján de Cuyo, Costanera, CT Buenos Aires, Puerto, Dock Sud, CMS Ensenada, AES Paraná y las turbo gas Luján de Cuyo, varias de Córdoba, Cruz de Piedra y Sarmiento en Cuyo, Dock Sud, Santa Fe Oeste, varias del NEA, varias del NOA, Mar del Plata, Mar de Ajó y Necochea.

Estos consumos de combustibles alternativos pueden inclinar a las empresas a contratar suministro de gas firme para evitar los sobrecostos asociados a la utilización de combustibles más caros, cuya disponibilidad debe ser prevista y requiere contar con instalaciones para su acumulación.

Debe tenerse muy en cuenta la apreciación del peso frente al dólar como moneda de referencia para la recomposición tarifaria del subsector de gas natural. Por otra parte, considerando la situación de carácter prolongado de sobreoferta de gas natural imperante en la región, que supone una dura competencia de precios para abastecer el mercado, resulta probable una recomposición de precios, supeditada al marco competitivo antes descripto.

En este contexto, frente a situaciones de restricción invernal al consumo de gas sin contratos de suministro firme, la actitud de los generadores variaría en función de la diferencia de precio entre el gas natural firme y los commodities.

VI.4.2.6. 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 2003 – 2012, es posible de abastecer con el nivel de reservas totales identificadas de 1.416.220 MMm³, llegándose al año 2012 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 2003 – 2012, que incluye el consumo de gas para usinas, el consumo total resulta en un volumen acumulado de aproximadamente 360 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 41 MM m³/día, es decir, alrededor de 15.000 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 en este capítulo se contabiliza solamente el volumen comprometido en el horizonte considerado. Por lo tanto, tomando sólo el período hasta el año 2012, el volumen a exportar resultante del escenario medio de exportaciones es de 107 miles de MMm³, o 131 miles de MMm³ si se considera la alternativa de máxima.

El requerimiento de producción de gas acumulado hasta el año 2012 compromete alrededor del 80% de las actuales reservas comprobadas. Considerando las expectativas de incorporación de reservas de gas, planteadas en el capítulo correspondiente para el período 2003 – 2012, se alcanzaría el año 2012 con una relación Reservas – Producción 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 resultante del escenario medio planteado de consumo y producción.

EVOLUCION RESERVAS - PRODUCCION DE GAS NATURAL

Valores en MM m3

AÑO	PRODUCCION (1)		RESERVAS			RELACION R/P
	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	TOTAL AL 31/12	INCORP. ANUAL	INCORP. ACUMULADA	
1998	38.630		686.584			18
1999	42.420		748.140	61.556		18
2000	44.870	44.870	777.609	29.469		17
2001	45.916	90.786	763.526	-14.083		17
2002	45.770	136.556	680.000	-83.526		15
2003	48.011	184.568	676.989	45.000	45.000	14
2004	50.453	235.021	674.703	48.167	93.167	13
2005	52.935	287.956	673.325	51.558	144.725	13
2006	55.417	343.373	673.095	55.187	199.912	12
2007	56.933	400.307	675.232	59.071	258.983	12
2008	58.450	458.757	680.011	63.229	322.212	12
2009	59.032	517.788	688.659	67.679	389.891	12
2010	59.614	577.402	701.489	72.443	462.334	12
2011	59.629	637.031	719.402	77.542	539.876	12
2012	59.645	696.676	742.757	83.000	622.876	12

(1) Producción Neta de Reinyección a Formación
Hasta año 2001, valores reales. Año 2002 provisorio.

Reservas Comprobadas Actuales (31/12/02)	680.000 (valor provisorio)
Incorporación total del período	622.876
Total de Reservas Necesarias 2003/2012	1.302.876
Incorporación Promedio Anual	62.288

Teniendo en cuenta que la incorporación de reservas de gas natural presentadas en el capítulo V totaliza 1.416.220 MMm³, donde se considera el valor de las reservas probadas de gas al 31/12/2001 (último dato oficial disponible), puede afirmarse que a pesar de la caída de las reservas comprobadas que se visualiza para el año 2002, según datos preliminares, el total de Reservas Necesarias para abastecer los requerimientos del período 2003-2012 sería compatible con las Reservas Disponibles, manteniéndose una relación de Reservas/Producción de alrededor de 12 años.

Si se considera el escenario de alta demanda eléctrica, la diferencia de requerimiento de producción sería de aproximadamente 5.000 MMm³ y teniendo en cuenta el escenario de máxima exportación de gas natural, la diferencia de volumen total acumulado para el período 2003-2012 sería del orden de 25.000 MMm³ adicionales. De acuerdo a lo expuesto, no habría inconvenientes para su abastecimiento con el nivel de Reservas disponible, y se mantendría la misma relación R/P de 12 años.

VII. ASPECTOS AMBIENTALES

VII.1. 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, pudiéndose afirmar que la problemática del cambio climático es la única cuestión ambiental que se ha globalizado.

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 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.

En el sector termoeléctrico argentino, como consecuencia de la abundante oferta de gas natural, se ha producido una sustitución importante de combustibles líquidos, que sumada a la incorporación de unidades generadoras de ciclo combinado, trae como consecuencia la disminución notable de los consumos específicos, reflejándose esta situación, en una mejora desde el punto de vista ambiental regional y global.

VII.1.1. CONVENCION 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, quién 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.

Así, como consecuencia del informe referido, en Río de Janeiro en 1992 se llevó 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.

Además, de la última Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sustentable, realizada en 2002 en Johannesburgo, Sudáfrica, surge el Plan de Acción que en su punto 36, se refiere al cambio del clima y sus efectos adversos, donde los países se comprometen a:

- * Cumplir los compromisos y obligaciones bajo la CMNUCC.
- * Prestar asistencia técnica y financiera a los países en desarrollo
- * Establecer infraestructura y redes de ciencia y tecnología a los países en desarrollo para el intercambio de datos e información
- * Desarrollar y transferir soluciones tecnológicas
- * Desarrollar y difundir tecnologías innovadoras en sectores claves, particularmente en energía y en inversión, con involucramiento del sector privado

- * Promover observaciones mundiales de la atmósfera y evaluar consecuencias ecológicas, sociales y económicas del cambio climático

Durante la Tercera Conferencia de las Partes (COP3) (CMNUCC) que tuvo lugar en Kioto en diciembre de 1997, el objetivo central 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), que reconoce la importancia de implementar mecanismos flexibles para alcanzar la reducción o estabilización de los GEI, fijando metas cuantitativas diferenciadas para los países del Anexo I, que contempla una reducción promedio del 5,2% respecto de los niveles de 1990, para el período presupuestario 2008 al 2012.

A tal fin, los proyectos que reduzcan la emisión de GEI o sus precursores, o que mejoren la absorción de los mismos, tienen la posibilidad de generar “créditos de emisión de gases de efecto invernadero” a los países a los que pertenecen las entidades privadas o públicas participantes. Esto está avalado por mecanismos establecidos por el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC). Los gobiernos de los países desarrollados, ante esta realidad, están promocionando los proyectos de mitigación de GEI que cumplen con las disposiciones de la UNFCCC.

A través de uno de estos mecanismos, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), los países desarrollados pueden utilizar reducciones de emisiones de GEI certificadas, llevadas a cabo en países en desarrollo por medio de proyectos que contribuya a su desarrollo sustentable.

Se considera que el MDL puede ser un instrumento interesante para Argentina, si se identifica un potencial importante de limitación de emisiones que genere inversiones adicionales y modernización, con la posibilidad de ingreso a potenciales mercados de créditos de emisiones para los inversores. A esto debe agregarse el anticipo en el tiempo ante un mercado emergente de largo plazo y regulaciones más estrictas en el futuro, sumado a la imagen empresarial, reconocimiento público y posibilidad de acceso a créditos blandos.

En el caso particular de Argentina, la potencial contribución del sector energético a la solución del problema global del clima, encuentra las mayores posibilidades en el desarrollo de las fuentes de emisión cero o de baja emisión.

Los relevamientos y estudios llevados a cabo hasta el momento indican que el MDL podría contribuir muy eficazmente, a través de la implementación de proyectos de abastecimiento de energía con energías renovables o de baja emisión, y en los sectores de consumo principalmente en el transporte y en proyectos de eficiencia energética.

Los proyectos que se desarrollen por el MDL deberán contemplar los principios establecidos en el PK, esto es, facilitar a los países desarrollados a dar cumplimiento a sus compromisos de reducción de emisiones, lograr un desarrollo sostenible de los países en desarrollo y contribuir al objetivo de la Convención. Para ello, la reducción de emisiones resultante deberá ser real, mensurable, a largo plazo y adicional a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto en cuestión.

El MDL estará sujeto a la autoridad y la dirección de la Convención y la supervisión será de la Junta Ejecutiva del MDL.

La Convención establecerá las modalidades y procedimientos que permitan asegurar la transparencia, eficiencia y rendición de cuentas por medio de una auditoría, y la verificación independiente de las actividades de proyectos.

Podrán participar voluntariamente en proyectos y en la adquisición de certificados de reducción, entidades privadas o públicas, y esa participación quedará sujeta a las directrices que imparta la Junta Ejecutiva del MDL.

Las reducciones que se obtengan en el presente podrán utilizarse para el primer período de compromiso de los países desarrollados entre el 2008 y el 2012.

El PK entrará en vigor a los 90 días de su ratificación por al menos 55 países de la Convención, entre los que se cuenten países desarrollados cuyas emisiones totales representen por lo menos el 55% del total de las emisiones de CO₂ de esos países desarrollados al año 1990.

Si bien el PK y por consiguiente el MDL no están operativos por el momento, los proyectos presentados que empezaron después del 2000, ya podrían generar créditos (o la fecha de inicio del proyecto si ésta es posterior al 2000) siempre y cuando cumplan con las condiciones y requisitos de elegibilidad que existan para los mecanismos al momento de la entrada en vigor del Protocolo.

Cabe mencionar que a pesar de no estar vigente el PK, ya se están realizando transacciones a nivel mundial por 100 millones de dólares, lo cual indica que en el futuro los precios de la tonelada de CO₂ que hoy se comercializa entre 2 y 5 dólares, podrán ubicarse entre 6 y 10 dólares cuando el Protocolo sea ratificado.

En la séptima Conferencia de la Partes de la Convención (COP7), realizada en noviembre de 2001 en Marrakech, se estableció que se permitiría la presentación de proyectos bajo la modalidad unilateral, es decir, proyectos desarrollados por empresas nacionales, lo cual aumenta las posibilidades de las empresas con capacidad de comercializar sus certificados, afrontando las inversiones por cuenta propia.

La entidad nacional, que se encarga del tratamiento de los proyectos presentados en el marco del MDL es la Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (OAMDL), dependiente de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. La oficina cuenta con un Comité Ejecutivo, un Comité Asesor y una Secretaría Permanente que conjuntamente, pero con distintas funciones, participan en la primera instancia del ciclo de proyectos en el MDL.

El ciclo que deben seguir las actividades de proyecto en el MDL consta de una primera instancia, de carácter nacional, donde se evalúa el proyecto primordialmente desde el punto de vista de su contribución al desarrollo sustentable del país, y una segunda instancia, de carácter internacional, donde se evalúa su contribución a la mitigación del cambio climático. Cada una de estas instancias, posee diversas etapas que no necesariamente son secuenciales y continuas en el tiempo, siendo posible realizar algunas de ellas de manera paralela.

Instancia nacional:

Los proponentes deben presentar la documentación del proyecto. Las pautas generales que deben ser consideradas en la presentación pueden consultarse en “Formato de presentación ante la OAMD L”.

La Secretaria Permanente de la OAMD L determinará si el proyecto se encuadra dentro de los requisitos del MDL y verificará su consistencia con las prioridades nacionales de protección del ambiente y el desarrollo sustentable.

El Comité Ejecutivo de la OAMD L podrá:

- a- Rechazar el proyecto
- b- Requerir su reformulación o la presentación de información adicional.
- c- Girarlo a una Institución Evaluadora (que integre el registro de Instituciones Evaluadoras de la OAMD L) designada por el Comité Ejecutivo para que ejecute una evaluación técnica del proyecto, siguiendo las pautas establecidas en la normativa de la OAMD L. Vale aclarar que los costos de la evaluación estarán a cargo del proponente del proyecto.

La Institución Evaluadora analizará, entre otras, las siguientes pautas:

- adicionalidad del proyecto
- línea de base
- reducción neta de emisiones que generará el proyecto con respecto a la línea de base
- período de crédito seleccionado
- plan de monitoreo propuesto por los proponentes
- si el Proponente hace o hizo uso de regímenes promocionales del Estado Nacional, Provincial o Municipal, en el Proyecto en cuestión, debiendo en su caso especificar el régimen de que se trate.
- rentabilidad económica y financiera del Proyecto.
- fuentes de financiamiento.
- factibilidad técnica
- metodología propuesta en el Plan de Monitoreo del Proyecto, incluyendo su frecuencia y el equipamiento a utilizar.

El Comité Ejecutivo de la OAMD L decidirá, en función del informe de evaluación, la aceptación o rechazo del proyecto.

En caso que sea aceptado por el Comité Ejecutivo, este último emitirá una carta de aprobación dirigida al proponente, en la cual se estipula que el proyecto contribuye al desarrollo sustentable del país.

Instancia internacional:

La etapa de validación del proyecto requiere la participación de una Entidad Operacional (EO) acreditada ante la Junta Ejecutiva del MDL.

A los fines de desarrollar la validación de una actividad de proyecto, la Entidad Operacional requiere la carta de aprobación del país huésped, el “Documento de Diseño del Proyecto” y en el caso de ser necesario, los estudios de impacto ambiental pertinentes.

La Entidad Operacional realiza una petición de aceptación del proyecto a la Junta Ejecutiva del MDL. Periódicamente, según un plan de monitoreo previamente estipulado, se realizan mediciones de las emisiones. Si el proyecto fue registrado, comienza la etapa de verificación, que consiste en revisiones periódicas (no existe un tiempo definido) y una revisión final de las reducciones monitoreadas. La verificación será realizada por una Entidad Operacional.

La certificación consiste en la emisión de una constancia escrita (Reporte de Certificación) por parte de la Entidad Operacional ante el Junta Ejecutiva del MDL, garantizando la reducción de emisiones reclamada por los proponentes del proyecto. La Junta Ejecutiva del MDL recibe la constancia de la EO, emite CERs equivalentes a la reducción de emisiones lograda por el proyecto y los deposita en la cuenta de emisión del registro del MDL.

En el sector energético, los proyectos posibles de presentar están relacionados con:

- * Generación eléctrica con energías renovables: eólica, hidro, solar y celdas de combustibles.
- * Aumento de la eficiencia energética en: alumbrado público, consumo energético industrial, generación eléctrica, consumo energético en edificios, etc.
- * Sustitución en el transporte de combustibles más contaminantes (derivados de petróleo) por gas natural o GLP.
- * Proyectos industriales de co-generación
- * Proyectos de utilización de biocombustibles: biodiesel, biogas, etc.
- * Reducción de venteos de gas

Durante la octava Conferencia de las Partes de la Convención (COP8), se establecieron modalidades simplificadas para proyectos de pequeña escala

- Energías renovables de menos de 15 MW
- Eficiencia energética por menos de 15 GWh/año
- Reducción de emisiones por menos de 15 kton de CO₂ equiv/año

Esto sin dudas representa un gran avance en el sentido de facilitar la operatoria del ciclo de pequeños proyectos, pero queda un gran desafío para los negociadores argentinos, que es conseguir una disminución considerable en los costos de transacción de los proyectos (validación, verificación y monitoreo), cuando se alcancen las instancias internacionales, pues en caso contrario ningún proyecto de pequeña escala tendrá posibilidades de llegar a calificar para el MDL, a causa de sus elevados costos.

VII.1.2. CUMBRE MUNDIAL SOBRE DESARROLLO SUSTENTABLE

Desde el 26 de agosto al 4 de septiembre de 2002, se realizó en Johannesburgo, Sudáfrica, la Cumbre de Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sustentable.

Los resultados obtenidos fueron mayores a los esperados, fundamentalmente por el sentido de urgencia para la acción mediante la aprobación de un Plan de Acción de 149 puntos que los países se comprometen a cumplir realizando acciones y medidas concretas en todos los niveles, así como

ampliar la cooperación internacional, teniendo en cuenta los Principios de Río que incluye el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas.

A diferencia de Río 92, donde estuvieron presente en forma prioritaria las cuestiones ambientales, en Johannesburgo el componente dominante fue la lucha contra la pobreza, con metas concretas hasta el año 2015.

Dentro del Plan de Acción, incumbe al sector energético el Punto 19, referido al incremento de energías alternativas, que en resumen insta a los gobiernos para que apliquen las siguientes acciones:

- * Movilizar el suministro de recursos financieros, transferencia de tecnología, desarrollo de capacidad y difusión de tecnologías racionales.
- * Desarrollar y difundir tecnologías de energía alternativa con el objeto de que las energías renovables tengan mayor participación en el uso general, mejorando la eficiencia energética e incluyendo las tecnologías de combustibles fósiles no contaminantes.
- * Combinar, según sea necesario, el uso creciente de los recursos de energías renovables, y el uso más eficiente y sustentable de los recursos energéticos tradicionales.
- * Con un sentido de urgencia, incrementar sustancialmente la distribución global de las fuentes de energía renovable, aumentando su contribución en el suministro total de energía.
- * Brindar ayuda financiera y técnica a los países en desarrollo, con la participación del sector privado.
- * Establecer programas para el mejoramiento de la eficiencia energética y promover la investigación y desarrollo de las diversas tecnologías de energía.

Para el sostenimiento de estos compromisos en la temática energética, un grupo de 9 compañías eléctricas líderes firmaron los acuerdos para emprender proyectos de energías renovables en los países en desarrollo. Además la Unión Europea y los Estados Unidos anunciaron la iniciativa de inversiones por 700 y 43 millones respectivamente, para inversiones en energía en el 2003.

Puede decirse que las posibles implicancias para Argentina son favorables, ya que se abren oportunidades de posibles inversiones en nuevas formas de energía renovables y por otra parte, no hay compromisos cuantitativos de alcanzar un porcentual de oferta energética con energías renovables, tal como se había incluido en los documentos de discusión previos a la Cumbre Mundial, donde se pretendía alcanzar el 10% de la oferta energética con energías renovables excluida la hidroeléctrica.

Respecto de las cuestiones de cambio climático, el punto 36 del Plan de Acción introduce una serie de compromisos que fueron enumerados en el punto específico.

VII.1.3. MERCOSUR

La comisión ambiental del Grupo 9 de ENERGÍA, al igual que el resto de las comisiones ambientales de los grupos, ha quedado desactivada desde que se creó el Grupo 6 de MERCOSUR de MEDIO AMBIENTE.

De acuerdo con los antecedentes de procesos de integración disponibles, no sería lógico pensar en una armonización total de los patrones y normas ambientales en el corto plazo, 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.

El objetivo pues, 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 por otra parte, 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, tanto para la implementación de auditorías ambientales en cuanto a herramientas de los planes de gestión ambiental, como para las metodologías de gestión, y lograr de ese modo 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.

VII.2. SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

VII.2.1. Normativa ambiental

Los contaminantes 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).

Por consiguiente, 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 e intercambio de datos, en particular los datos de inmisión de las distintas áreas territoriales, a efectos de determinar una zonificación de áreas de riesgo y poder establecer en el futuro 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.

Además, un estudio realizado por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA) para el ENRE, donde se efectuaron mediciones de calidad de aire en las zonas de influencia de las centrales térmicas ubicadas en San Nicolás, Luján de Cuyo y Buenos Aires, se constató la influencia de los distintos contaminantes, básicamente los vinculados a las centrales eléctricas (Material Particulado, NO_x y SO₂).

El estudio ha estado orientado a definir criterios ambientales para la instalación o ampliación de centrales térmicas en la República Argentina.

Según surge de las mediciones que se realizaron en marzo y julio del 2001 con mediciones horarias, no se presentan resultados atribuibles a las centrales termoeléctricas, que puedan considerarse riesgosos.

Según concluye el referido informe, de los resultados del monitoreo en todo el país, el impacto de las emisiones gaseosas de las centrales térmicas sobre el entorno local es sumamente reducido, recomendando que las especificaciones establecidas por la Secretaría de Energía en cuanto a emisiones de centrales térmicas no se modifiquen en los próximos 10 años. No obstante esta situación podría variar si se mantiene la tendencia de falta de inversiones en generación y ampliación de gasoductos, trayendo como consecuencia el aumento del consumo específico medio del parque de generación térmica y el consumo de carbón y fuel oil por restricciones al uso de gas natural para centrales eléctricas.

VII.2.2. Energía Hidroeléctrica

La gran cantidad de proyectos identificados de pequeña y mediana escala, que aportarían un significativo potencial hidroenergético, constituyen alternativas válidas dada la situación económica actual.

Estos proyectos impactarían significativamente sobre el desarrollo regional, considerando los propósitos múltiples que incorporaría el proyecto además de la provisión de energía, y serían por otra parte muy buenas oportunidades de calificar como proyectos MDL.

Considerando la participación preponderante de insumos nacionales tanto en la obra civil de como en el equipamiento electromecánico, estos proyectos constituyen una posibilidad válida frente a las alternativas térmicas convencionales.

Los grandes proyectos hidroeléctricos, además de su escala diferente de inversiones, deben afrontar polémicas en la comunidad que pueden llegar a prolongarse en el tiempo, por ello debe hacerse una buena identificación previa de los aspectos críticos que los condicionan, recordando que actualmente por estas circunstancias, junto con los proyectos de energía nuclear, no califican para el MDL.

Por ello, la Evaluación de Impacto Ambiental en este tipo de obras es de fundamental importancia, debiendo dar los elementos necesarios para identificar la viabilidad de la obra, y no convertirse en un mero trámite administrativo.

VII.2.3. Energías Renovables No Convencionales

Las energías renovables no convencionales son cada vez más aceptadas en forma generalizada, aunque su escala es insuficiente en el contexto energético. Por tanto, se deberían realizar mayores esfuerzos en destinar recursos financieros y promover investigaciones para dar oportunidades a nuevos vectores energéticos, como el caso del Hidrógeno, para contar con tecnologías más competitivas y desarrollar nuevos mercados, visualizándose en el transporte su posibilidad más concreta.

Si bien no sería realista pensar que las energías no convencionales cobren preponderancia en la presente 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.

VII.2.4. Hidrógeno

La atracción máxima del hidrógeno está dada en su capacidad para convertirse en un elemento almacenador y de transporte de energía, solución que podría viabilizarse a partir de la utilización de la energía eólica para producirlo mediante electrólisis del agua y luego transportarlo comprimido hasta su lugar de utilización, o bien inyectarlo en tuberías.

Actualmente, la electrólisis del agua en medio alcalino es la manera técnicamente más desarrollada a nivel mundial, y se la emplea para producción en gran escala, pero el desafío más importante pasa por encontrar mejoras de la eficiencia energética, ya que actualmente los equipos comerciales consumen alrededor de 4 kWh por cada m³ de Hidrógeno producido.

El uso de Hidrógeno a presión distribuido por tuberías, puede ser una alternativa ya que es una práctica que tiene más de medio siglo de aplicación en Europa, mientras que la utilización en vehículos del gas a presión, no es aún atractiva por el peso y volumen de los cilindros.

Por el contrario, el Hidrógeno líquido presenta ventajas y se hace atractivo para ser utilizado en el transporte.

La utilización del Hidrógeno en el transporte puede efectuarse de dos maneras: mediante celdas de combustibles o como combustible en los motores de combustión interna clásicos. A su vez la provisión de Hidrógeno en los vehículos puede ser mediante el reformado a bordo (procesamiento para obtención de Hidrógeno a partir de gas natural, metanol, propano, etc.) o por carga del Hidrógeno a un tanque de almacenamiento en el mismo vehículo.

Con la relativa abundancia de gas natural en el país, su reformado para obtener Hidrógeno es una perspectiva atractiva para el futuro.

Una alternativa interesante de almacenamiento de Hidrógeno, surge de la posibilidad de acumulación en sustancias mediante reacciones químicas reversibles (formación de hidruros metálicos o la hidrogenación de moléculas), con el debido cuidado sobre el control adecuado de la condición de equilibrio de la reacción.

Europa es el continente donde más se investiga y se presentan prototipos, por cuanto se están buscando opciones a los hidrocarburos, ya que en caso contrario, en 20 años su dependencia energética de la OPEP alcanzaría un 70%.

En este sentido, existen decenas de vehículos livianos de demostración, funcionando con celdas de combustibles prototipos. Se estima que en 10 años más su irrupción será masiva.

Este año se puso en funcionamiento en Milán la primera estación de servicio para suministro de Hidrógeno, complementando una línea ya iniciada en 1999 con la inauguración de otra estación de servicio en el aeropuerto de Munich.

VII.2.5. Energía Eólica:

Cuadro de situación

La Ley 25.019 sancionada el 23/9/98, declaró de interés nacional la generación eólica y solar.

El Decreto 1.597 del 9/12/99 reglamenta la mencionada Ley.

La Resolución SE N° 304/99 fija las condiciones y requerimientos ambientales que deberán cumplir los generadores eólicos.

La Resolución SEyM N° 136/2000 fija el monto del gravamen establecido en la Ley 24.065 para afrontar el pago del centavo del Art 5° de la Ley 25.019, estableciendo la proporción de la recaudación global del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica y establece los requisitos legales y técnicos para ser reconocido como beneficiario de la remuneración mencionada.

La Resolución N° 113/2001 establece los requisitos para el acogimiento al beneficio del diferimiento del IVA y la estabilidad fiscal (art. 3° y 7° de la Ley 25.019).

La Resolución SEyM N° 333/01 modifica el monto del gravamen para remuneración de la generación eólica.

La potencia instalada hacia fines de 2002 alcanza los 25,66 MW y los generadores reconocidos en el régimen hasta el momento son:

SOCIEDAD COOPERATIVA POPULAR LIMITADA DE COMODORO RIVADAVIA por Resolución SE N° 347/01

COOPERATIVA DE AGUA DE RADA TILLY por Resolución SEyM N° 327/01

COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS, CRÉDITO Y VIVIENDA DE CUTRAL-CÓ Ltd. Por Resolución SEyM N° 328/01

COOPERATIVA RURAL ELÉCTRICA DE TANDIL AZUL Ltd. por Resolución SEyM N° 353/01

COOPERATIVA ELÉCTRICA Y DE SERVICIOS MAYOR BURATOVICH Ltd. por Resolución SEyM N° 356/01

COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA, INDUSTRIAS Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS, VIVIENDA Y CRÉDITO DE PUNTA ALTA Ltd. por resolución SEyM N° 358/01

MUNICIPALIDAD DE PICO TRUNCADO por Disposición DNP N° 40/02

COOPERATIVA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, ASISTENCIALES Y CRÉDITO, VIVIENDA Y CONSUMO DE DARREGUEIRA LIMITADA por Disposición DNP N° 41/02

PARQUE EÓLICO COMODORO RIVADAVIA SA por Disposición DNP N° 43/02

COOPERATIVA ELÉCTRICA LIMITADA DE CLAROMECÓ por Resolución SE N° 130/02

COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE GENERAL ACHA Ltd. por Resolución SE N° 353/02.

Inconvenientes técnicos

Los parques eólicos encuadrados en el régimen de beneficios otorgados por la Ley 25.019, mayoritariamente corresponden a cooperativas eléctricas, cuya generación satisface sus propias necesidades para la prestación del servicio público local, y compran sus faltantes a la distribuidora regional.

Cuando la energía eólica es volcada en un sistema interconectado, por la naturaleza intermitente y variable del viento, el sistema eléctrico debe tener una reserva de generación convencional para respaldo del parque eólico, que tenga en cuenta la posibilidad de no disponer la potencia eólica en determinados períodos.

Además, la generación eólica puede causar desviaciones indeseables en la red como:

- * Puede cambiar el nivel de tensión en régimen estacionario
- * Pueden ocurrir variaciones dinámicas de tensión, causando flicker
- * Pueden ser inyectadas armónicas (desviaciones de la forma de la onda)

Así, cuando se proyecta la incorporación a un sistema interconectado, se debe tener en cuenta que la energía eólica presentará los inconvenientes de alta intermitencia y variabilidad, que producirá impredecibles cambios en la potencia instantánea generada y traerá graves consecuencias a la calidad del servicio de la red nacional, cuando la penetración de este tipo de energía supere el 5-7% de la demanda del sistema.

Los grandes proyectos que se anunciaron en años pasados, iban a representar aproximadamente el 40% de la demanda promedio del sistema, y traería aparejados los inconvenientes antes mencionados.

Cabe recordar que en los países europeos donde la energía eólica está más desarrollada, en los mercados interconectados (Nordex por ej.), la energía eólica penetra en no más del 1,5%, el resto corresponde a sistemas aislados.

VII.3. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

VII.3.1. OFERTA ELÉCTRICA

Durante el año 2001, según datos de consumo de combustibles correspondiente a la generación térmica convencional del MEM, existe un aporte del 11,7 % al total de las emisiones de CO₂ (127.595 Gg de CO₂), originadas en los consumos aparentes de combustibles fósiles del país y en los venteos de gas.

No se incluyó en el análisis el MEMSP y la autoproducción de energía (7.000 GWh), que si bien representa un 8,6% adicional al sistema público, en parte es generada por combustibles renovables.

La creciente participación del gas natural dentro de la matriz energética contribuyó 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 1990/2001.

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	

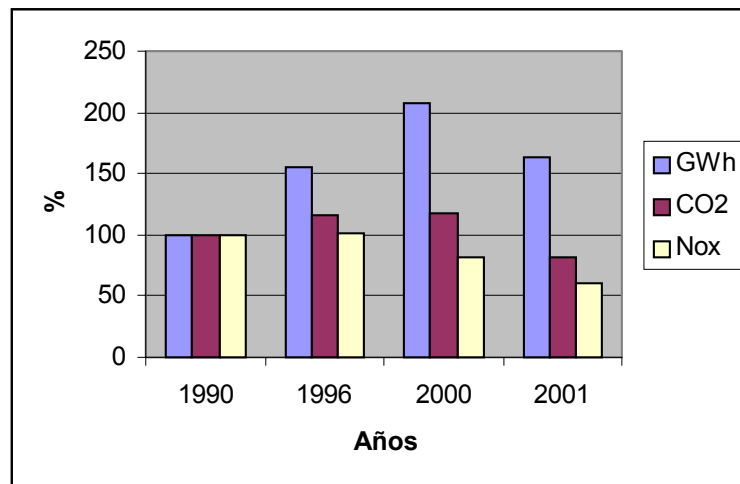
FUENTE: ENRE, *Cálculo de Coeficientes de Emisiones Gaseosas*

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 (neta) del MEM y las emisiones de gases desde el año 1990, se puede observar lo siguiente:

AÑO	GENERACION TERMICA GWh	EMISIONES	
		CO ₂ (Gg)	NO _x (Gg)
1990	20.180	16.970	57,7
1996	31.340	19.685	58,1
2000	41.958	19.844	47,3
2001	33.006	14.891	35,1
Variación 1990/2001	63,6%	-12,2%	-39,2%

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 63,6%, con una tasa de decrecimiento del 12,2% 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 modernas unidades de ciclo combinado.

Cabe mencionar, que en los años 1999 y 2000, como resultado de una baja hidraulicidad, estas diferencias se hacen particularmente notorias, ya que en el 2001 como consecuencia de la depresión económica y la buena hidraulicidad, la generación térmica no fue muy alta.

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 2001, el consumo de gas natural, dentro del menú de combustibles, aumentó su participación del 77% al 95,2 % en unidades calóricas equivalentes.

Por otra parte, la incorporación de los últimos ciclos combinados provoca una disminución en los consumos específicos promedio, ya que se incorporaron equipos que se ubican en valores de consumo inferiores a 1.500 kcal/kWh y como consecuencia directa se produjeron menores tasas de emisión de contaminantes a la atmósfera.

VII.3.2. Cálculo de emisiones futuras del MEM (2001-2012)

De acuerdo con los parámetros enunciados referidos a las emisiones de gases de efecto invernadero, se analizará sólo el CO₂ producido por el consumo de combustibles fósiles en la generación termoeléctrica convencional.

A los fines de cálculo y como resultado de los modelos desarrollados, se considerará la generación neta del MEM, incluida la exportación. No se incluyen en las proyecciones las centrales de la Patagonia, a pesar de su anunciada vinculación dentro de los próximos 3 a 4 años, ya que por no estar interconectadas al MEM se dificulta su análisis en la situación actual.

Para el análisis se ha considerado un escenario sobre la base de la hidraulicidad media real, con datos ponderados desde 1943.

A partir de los consumos probables de combustibles se obtuvieron los siguientes consumos específicos medios (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

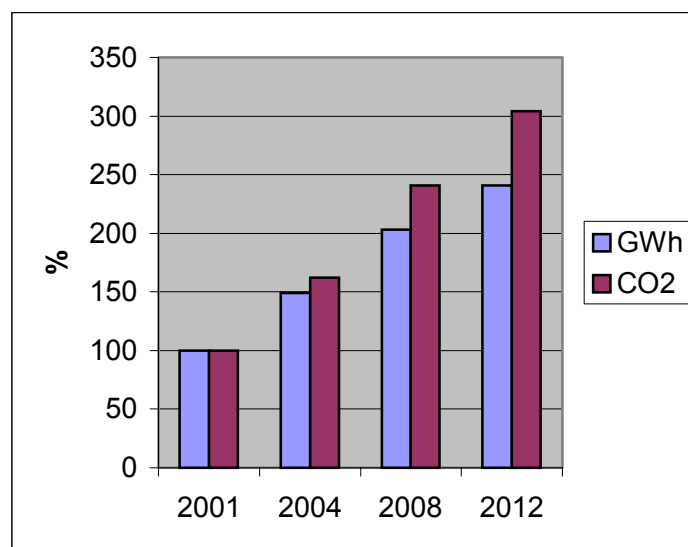
Los totales anuales de generación y emisiones de CO₂ resultan:

AÑO	Generación neta (GWh)	CO2 (Gg)
2001	33.006	14.891
2004	49.405	24.181
2008	67.013	35.960
2012	79.451	45.298

FUENTE: Elaboración propia

Para el año base de cálculo (2001), se utilizaron los datos de CMMESA

Graficando la evolución porcentual de las emisiones de CO₂ (aumento del 204%), frente a la generación termoeléctrica convencional (141%) en el escenario considerado, se puede observar el mayor crecimiento de las emisiones frente al aumento de la generación. Esto se explica en primer lugar por la falta de incorporación de nuevos equipamientos, y su consecuencia de utilización de máquinas menos eficientes para cubrir los incrementos de demanda, que provocarían a lo largo del período un aumento de los consumos específicos promedio, que pasarían de algo menos de 2.100 kcal/kWh a 2.350 kcal/kWh. Por otra parte, el consumo creciente de carbón y fuel oil por restricciones al suministro de gas natural también influye en el crecimiento específico de las emisiones.



FUENTE: Elaboración propia

VII.4. CONCLUSIONES

Las mejoras de eficiencia energética obtenidas hasta el presente en el uso de energías fósiles, la utilización de tecnologías limpias y el mayor uso del gas natural, han hecho ambientalmente sustentable el desarrollo del Sector Energético.

En el sector termoeléctrico argentino, como consecuencia de la abundante oferta de gas natural, se ha producido una sustitución importante de combustibles líquidos, que sumada a la incorporación de unidades generadoras de ciclo combinado, ha derivado en la disminución notable de los consumos específicos, reflejándose esta situación en una mejora desde el punto de vista ambiental regional y global.

Lamentablemente, como consecuencia de la falta de inversiones en generación, es probable que en el futuro esta tendencia se revierta, toda vez que deberá cubrirse la demanda con equipamientos antiguos más ineficientes, sumado a la utilización de combustibles más contaminantes como consecuencia de la probable falta de capacidad de los gasoductos.

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, acompañado de inversiones en gasoductos.

Por otra parte, si bien en general las energías renovables no convencionales son cada vez más aceptadas, su escala es insuficiente en el contexto energético actual. Por tanto, se deberían realizar mayores esfuerzos financieros e investigaciones sobre nuevos vectores energéticos, como el hidrógeno, orientados a identificar tecnologías más competitivas y al desarrollo de nuevos mercados.

Si bien la posibilidad más concreta de uso es el transporte, una perspectiva interesante es su utilización en generación de energía distribuida mediante celdas de combustibles, aumentando así su eficiencia. La principal dificultad actual es su elevado costo de instalación.

Por último, aunque no sería realista pensar que las energías no convencionales cobren preponderancia en la década actual, el uso de fuentes renovables 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.

