



Argentina

Análisis del Sector Eléctrico



Corporación Andina de Fomento - CAF • Vicepresidencia de Infraestructura
Informes Sectoriales de Infraestructura • Año 4 N° 1 • Febrero 2006

ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO	2
2 EL MERCADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3
2.1 BALANCE DE ENERGÍA	4
2.2 DEMANDA	6
2.2.1 Demanda máxima de potencia	6
2.2.2 Demanda de Energía	6
2.2.3 Demanda por tipo de usuarios	6
2.2.4 Demanda por región geográfica	8
2.3 OFERTA	11
2.3.1 Oferta por región geográfica	11
2.3.2 Oferta por tipo de generación	11
2.3.3 Proyectos de inversión en generación	15
2.3.4 La Red de Transporte	16
2.3.5 Proyectos de inversión en la Red de Transporte (Plan Federal de Transporte)	19
2.4 ESTRUCTURA DE PRECIOS	20
2.4.1 Precios asociados al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	20
2.4.2 Precios de los insumos; situación del mercado de gas natural	22
2.4.3 Tarifas a usuarios finales	29
3 ASPECTOS NORMATIVOS Y REGULATORIOS	29
3.1 ARQUITECTURA INSTITUCIONAL Y ESTRUCTURA NORMATIVA DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MEM)	29
3.1.1 Los cimientos: 1992-1994	29
3.1.2 El modelo en su apogeo: 1995-2000	32
3.1.3 Intentos de reformas de segunda generación: 2001	32
3.1.4 2002: la crisis del modelo	32
3.1.5 Modificaciones del esquema regulatorio eléctrico: 2005-2008	37
3.1.6 Modificaciones del esquema regulatorio del mercado de gas natural	41
3.2 ACTORES Y ESTRUCTURA DEL MEM	44
3.3 RESTRICCIONES NORMATIVAS A LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD	46
3.4 IMPUESTOS Y TASAS QUE AFECTAN AL SECTOR ELÉCTRICO	47
3.4.1 Impuestos y Tasas Nacionales	47
3.4.2 Impuestos y Tasas Provinciales	48
3.4.3 Contribuciones Municipales	49
3.5 METODOLOGÍAS PARA LA DEFINICIÓN DE LAS TARIFAS REGULADAS	49
3.5.1 Metodología empleada para el cálculo de tarifas de distribución de las empresas concesionarias en Capital Federal y el Gran Buenos Aires	50
3.5.2 Metodología empleada para la actualización de las Tarifas de Distribución	51
3.6 EXISTENCIA DE SUBSIDIOS	52
3.7 METODOLOGÍAS PARA LA FORMACIÓN DE PRECIOS EN LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES	52
4 ESCENARIOS PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	53
4.1 LOS ESCENARIOS DE CAMMESA	53
4.2 OTROS ESCENARIOS DE PRECIO MONÓMICO	54

1 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este informe es realizar un análisis del mercado de generación de energía eléctrica en Argentina. El análisis de ese mercado no puede ser desvinculado de la situación económica del país, ni tampoco de la situación regional en materia energética. Luego de un período de importantes inversiones en los sectores de infraestructura durante el período 1993-2000, fruto de la confianza de los inversores y de un sistema de convertibilidad uno a uno del peso argentino al dólar estadounidense, en febrero de 2002, el gobierno se vio forzado a abandonar la regla cambiaria dejando que el tipo de cambio sea definido por las fuerzas del mercado. El abandono de la regla cambiaria fue acompañado por el default de la deuda soberana. Los servicios públicos también fueron afectados por la Ley N° 25.561. Ley de Emergencia Económica, la mayoría de los cuales tenían las tarifas asociadas al dólar. Se congelaron los procesos de revisión tarifaria en marcha, manteniendo las tarifas del sector residencial a sus valores en pesos de febrero de 2002. Este proceso de congelamiento de tarifas unido a deudas nominadas en dólares de las empresas, produjo a éstas un importante desequilibrio financiero. A partir de 2003 la economía comienza su recuperación, lo que trajo aparejado un crecimiento de la demanda de energía.

En cuanto a la integración energética regional, las reformas implementadas en Argentina, junto a las importantes interconexiones eléctricas (Argentina-Brasil, Argentina-Chile, Argentina-Paraguay, Argentina-Uruguay) y gasíferas (Argentina-Bolivia, Argentina-Brasil, Argentina-Chile, Argentina-Uruguay, Bolivia-Brasil) preveían un fuerte flujo en el sentido Sur-Norte. Sin embargo, la situación post-2002, de crecimiento de demanda y estancamiento de oferta, resultó en que Argentina pasara de una situación de país exportador de energía a país deficitario, por lo que el gobierno ha apelado a mecanismos como los fideicomisos para lograr canalizar las inversiones mínimas a efectos de mantener el sistema en equilibrio.

Sin perjuicio de los aportes que estos fideicomisos brindarán al balance energético argentino, la situación de largo plazo requiere que se transite hacia el equilibrio económico, financiero e institucional del sector, que existió previo a la crisis de la deuda. La normalización de precios --que los mismos reflejen los costos totales de prestar el servicio-- es una condición necesaria para llevar la oferta y demanda a encontrarse en puntos que no incluyan fallas importantes en el sistema. El proceso de normalización de precios ha comenzado y a mediados de 2005 el precio spot monómico medido en dólares es 28 US\$/MWh, precio que es superior a los valores previos a

la crisis. Un ajuste más acelerado se está dando en el precio que pagan los grandes usuarios (GUMAS) por sus compras de energía. En efecto, antes del año 2002, los GUMAS pagaban en promedio por sus contratos 23 US\$/MWh, e incorporando sus compras en el mercado Spot, el precio medio global era de 26 US\$/MWh. En agosto de 2005, estas cifras corresponden a 17 US\$/MWh y 27 US\$/MWh, respectivamente. Sin embargo, este proceso de recuperación de precios no ha sido percibido en su totalidad por la oferta, en virtud de que la mayor parte de la misma se destina al sector residencial, el que tiene las tarifas congeladas. Esta diferencia de precios entre lo que deberían recibir los generadores y lo que la demanda a través de los distribuidores efectivamente paga, se reconoce como deuda a los generadores. A mediados de 2005, el monto acumulado de deuda con los generadores es mayor a US\$ 700 millones.

En forma concomitante al sendero de precios, se requiere de un sendero de normalización institucional. La Secretaría de Energía, mediante Resolución N° 1427/04, sentó las bases para lo que a su juicio es una normalización tarifaria e institucional. La Resolución establece, además del objetivo de aumentar la oferta de generación de electricidad mediante el denominado Fondo para Inversiones Necesarias en el MEM (FONINMEM), el compromiso de la Secretaría de Energía de: a) sancionar precios estacionales trasladables a las tarifas, con excepción de la denominada tarifa social, para alcanzar a fines de 2006 valores que cubran como mínimo los costos monómicos totales del MEM; b) una vez readaptado el MEM a partir de la entrada en operación comercial de las nuevas centrales construidas con los recursos del FONINMEM, volver a remunerar a los generadores con el Precio Marginal del Sistema, teniendo en cuenta el costo de la energía no suministrada y con un valor del agua que represente el valor de reemplazo térmico; c) promover los cambios regulatorios necesarios para que, a partir de la readaptación del MEM, el mercado transite hacia un mayor nivel de contratación a término de la demanda, con el objetivo de dar mayor seguridad a su abastecimiento, y la liberalización gradual de todos aquellos grandes consumidores de las distribuidoras que tiene capacidad para participar activamente en el MEM; d) generar los instrumentos regulatorios que permitan la contratación de transporte firme de gas natural y la adquisición de gas natural, adicional al actualmente contratado, con destino a la generación de energía eléctrica; e) una vez readaptado el MEM, los contratos de exportación de energía eléctrica tendrán las mismas posibilidades de adquirir los faltantes de energía eléctrica en el Mercado "Spot" que la demanda interna.

A solicitud de la Vicepresidencia de Infraestructura de la CAF, este informe ha sido elaborado por Carlos Antonio Costa Franco, economista, contador público y MSc in Energy Economics with Distinction (University of Surrey, Guilford, Inglaterra).

En lo que atañe al crecimiento de la demanda, y en especial de la demanda máxima de potencia, de mantenerse el ritmo de crecimiento de 4.2%, se requiere de no menos de 700 MW de potencia adicional al año para acompañar el crecimiento del pico. Esto implica que al cabo de cinco años serán necesarios más de 3.600 MW adicionales de potencia. A este fin, la Secretaría de Energía diseñó un Plan que incluye obras por 3.700 MW, que de cumplirse en tiempo y forma, y complementado con las obras del Plan Federal de Transporte, coadyuvaría a lograr el equilibrio básico del sistema en el mediano plazo. El Plan Federal de Transporte incluye cuatro grandes obras: a) Línea Minera que interconectaría las regiones de Cuyo y NOA (555 km en tres secciones); b) Interconexión NEA-NOA (750 km), c) Interconexión Comahue-Cuyo (660 km); y d) Interconexión del MEM con el MEMSP (345 km). De ese listado de proyectos de transporte, está en construcción la Interconexión del MEM con el MEMSP, cuya fecha oficial de entrada en servicio fue el 15 de diciembre de 2005. Estos proyectos de transporte se espera que sean financiados a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico (FFTE), el que se alimentaría del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. El Plan de la Secretaría de Energía para aumentar la oferta de generación contiene proyectos ambiciosos, entre ellos: a) la ampliación de la cota de la Central Hidroeléctrica de Yacretá -1,400 MW de potencia nominal y 1,000 MW de potencia de pico; b) una central nuclear de 745 MW; c) dos ciclos combinados de 800MW cada uno, fruto de fideicomisos con el sector generador privado, cuya ingeniería financiera fue definida por Resolución SE N° 1193/2005; d) la incorporación a la red de una central de turbogas del sector privado de 200 MW en la provincia de Salta, que en estos momentos no está conectada al sistema.

El análisis de la oferta de potencia no puede dejar de resaltar que desde el año 2004, el MEM ha presentado altos niveles de su índice de indisponibilidad del parque térmico. En efecto, en este período, en más del 50% del tiempo, el índice de indisponibilidad por causas diferentes a las propias de una unidad de generación térmica fue superior a 10%, y el índice por causas propias ha sido sistemáticamente superior a las previsiones estacionales de CAMMESA. La mediana del índice de indisponibilidad térmica total es mayor a 35%.

En cuanto a los escenarios de precios para el mercado eléctrico mayorista, la variable clave es también la disponibilidad de gas natural. La caída de la relación reservas/producción que tuvo lugar en el último quinquenio hacen que las perspectivas de precios de este combustible sean sustancialmente diferentes a las de la década pasada. Sumado a esto, los precios del petróleo hacen que éste tampoco sea un sustituto cercano. En este marco de escasez e incertidumbre, es altamente

improbable que el equilibrio en el mercado de gas natural se ubique en sus niveles anteriores a la crisis, i.e., en el entorno de 1.20 US\$/MBTU en boca de pozo. Más aún, no sería de extrañar que dicho combustible vea multiplicado su precio por dos o tres veces, dados los referenciales de precio en los países vecinos. Esto implica que el equilibrio en el mercado eléctrico mayorista no pueda darse con un precio monómico inferior a 30 US\$/MWh, pero dadas las condiciones del mercado de gas natural, es probable que se encuentre en el entorno de 40 US\$/MWh. Con estos escenarios de precios, los proyectos hidroeléctricos, como ser la ampliación de la cota de la central de Yacretá, cobran especial significación.

El informe se organiza en tres partes, además de este resumen. El punto 2 presenta la evolución de las principales variables. El punto 3 refiere a los aspectos normativos y regulatorios. En el punto 4 se analizan diferentes escenarios para el Mercado Mayorista Eléctrico.

2 EL MERCADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El mercado de generación de energía eléctrica en Argentina se canaliza a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el que es administrado por una empresa, la Compañía de Administración del Mercado Mayorista de Electricidad S.A. (CAMMESA), con participación accionaria de todos los agentes pero controlada por la Secretaría de Energía. El MEM concentra las transacciones entre los distintos agentes: generadores, trasmisores, distribuidores, y grandes usuarios. Consta de un mercado "spot" y de un mercado a término (contratos). En el mercado spot se transan los excedentes y faltantes de oportunidad que surgen hora a hora, a un precio sancionado cada hora ("precio de la energía") que resulta de la relación entre oferta –mediante declaraciones de costos de los generadores– y demanda en esa hora. Los precios del mercado spot corresponden al costo marginal de corto plazo del sistema. CAMMESA realiza el despacho minimizando costos variables más costo de energía no suministrada ("costo de falla"). El costo de falla actúa como precio máximo en situaciones de racionamiento. En forma complementaria se remunera la potencia despachada más el precio de la reserva de largo plazo.

En el mercado a término se acuerdan libremente contratos entre los agentes, en los que se fija un precio futuro para la energía y potencia. Los contratos son de tipo "financiero", aunque en situaciones de déficit en el sistema se transforman en contratos de tipo "físico"; pueden ser contratos de suministro o de reserva de capacidad. Califican como grandes usuarios aquellos consumidores con demandas de potencias mayores a 30 kW. El mercado se caracteriza por un bajo nivel de ventas por contratos predominando, por lo tanto, el mercado spot.

En efecto, existen pocos incentivos para que los distribuidores y los grandes usuarios menores contraten sus requerimientos de energía. Esto se debe a la fijación de un precio de referencia trimestral, denominado "Precio Estacional", que se aplica a las compras de los distribuidores para abastecer a su demanda; los distribuidores están habilitados a pasar a la demanda sus compras de energía, las que se realizan a ese precio estabilizado de referencia ("Precio Estacional"). CAMMESA administra una cuenta especial ("Fondo de Estabilización") para librar las diferencias entre los precios estabilizados y el precio spot. El precio en el mercado spot, por su parte, muestra un alto grado de volatilidad, fruto de los vaivenes hidrológicos, interrupciones en el suministro de gas, e intercambio regional. Existe libertad de acceso a la capacidad existente en las redes de distribución.

El sistema eléctrico argentino comprende dos subsistemas: el MEM y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP). La interconexión entre ambos sistemas está prevista para el año 2006. El MEM comprende más del 93% de la energía comercializada.

2.1 BALANCE DE ENERGÍA

El equilibrio entre oferta y demanda de energía en el MEM se logra con una participación hidro-térmica en el entorno de 43% y 47% respectivamente de la oferta total. La participación de la generación nuclear representa 8% del total, correspondiendo el cierre a las importaciones, las que no superan el 2% de la oferta total. En el año 2004, la oferta total en el MEM superó a 88,700 GWh, de los cuales 83,000 GWh se destinaron a abastecer la demanda argentina y más de 2,000 GWh a la exportación. Las importaciones, con excepción del año 2004, corresponden principalmente a los intercambios con Uruguay a través del cuadrilátero de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande, bajo la modalidad de intercambio interrumpible; en el año 2004, como consecuencia de una difícil coyuntura hidro-térmica regional, Uruguay no exportó excedentes a Argentina, siendo la totalidad de lo importado por ésta a través del vínculo con Brasil.

El MEMSP muestra un esquema similar al MEM con la excepción que no tiene intercambio internacional.

Tabla 1: Balance de Energía Anual MEM (GWh)

	1992	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Térmica	22,861	31,067	29,067	31,242	41,101	41,958	35,250	31,429	38,093	48,024
Hidroeléctrica	16,140	22,287	28,788	28,908	24,859	31,269	38,056	37,714	35,447	31,821
Comahue	6,313	9,185	11,669	8,234	6,473	12,011	17,210	15,849	14,385	13,696
Yacypetá	0	355	3,792	6,332	10,058	11,617	11,833	11,860	11,422	12,286
Salto Grande	5,881	6,000	3,211	4,154	4,207	5,605	3,271	4,137	5,485	5,550
Resto	3,946	2,616	2,854	3,452	3,282	3,261	3,939	4,029	4,297	3,537
Nuclear	6,552	6,921	7,445	6,926	6,586	5,731	6,541	5,393	7,025	7,313
Of. Doméstica	45,553	60,275	65,300	67,076	72,546	78,958	79,847	74,536	80,565	87,158
Importación*	2,267	275	450	1,907	311	1,011	1,450	2,210	1,233	1,561
Uruguay	2,217	119	421	1,575	200	767	1,168	1,909	954	10
Resto	50	156	29	332	111	244	282	301	279	1,551
Oferta Total	47,820	60,550	65,750	68,983	72,857	79,969	81,297	76,746	81,798	88,719
Exportación*	12	311	273	79	712	4,715	4,201	1,009	434	2,070
Uruguay	12	311	273	79	712	1,328	117	559	434	1,935
Brasil	0	0	0	0	0	3,387	4,084	450	0	135
Bombeo	354	130	303	323	474	132	40	64	47	143
Dem. Doméstica	45,800	57,778	62,178	65,667	68,757	71,941	73,599	72,106	77,737	82,967
Pérdidas de Red	2,551	2,330	2,996	2,914	2,913	3,182	3,458	3,566	3,580	3,536
Rest. Tensión	3	1	0	0	0	0	0	0	0	3
Rest. Cortes	0	4	8	1	14	8	8	16	0	4
Gen. Requerida	48,720	60,554	65,758	68,984	72,870	79,978	81,306	76,761	81,798	88,723

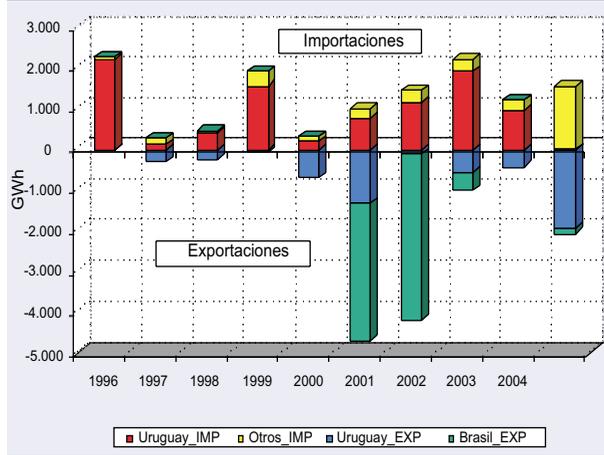
Fuente: CAMMESA; * las cifras correspondientes a las exportaciones e importaciones difieren de las publicadas por la Secretaría de Energía, a raíz de que ésta incluye en las exportaciones el volumen correspondiente a la central de Termoandes, de 200 MW, ubicada en la provincia de Salta, que es una central de exportación no conectada al MEM, e incluye como importaciones parte de la producción generada por la Central Hidroeléctrica de Yacypetá.

Tabla 2: Balance de Energía Anual MEMSP (GWh)

	1992	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Térmica	937	1,062	1,014	1,314	1,321	1,290	1,260	1,213	1,373
Hidro	2,891	2,825	3,000	2,249	1,686	2,491	3,451	3,376	3,270
Inter. MEM/MEMSP									58
Térmica F/MEMSP	108	576	634	1,179	2,134	2,249	1,308	1,765	1,839
Oferta Total	3,937	4,464	4,648	4,742	5,141	6,029	6,019	6,353	6,539
Dem. Doméstica	3,634	3,735	3,853	3,437	2,909	3,650	4,499	4,374	4,505
Pérd. Red	195	153	162	126	99	131	211	220	195
Demanda F/MEMSP	108	576	634	1,179	2,134	2,249	1,308	1,765	1,839
Gen. Requerida	3,937	4,464	4,648	4,742	5,141	6,029	6,019	6,359	6,539

Fuente: CAMMESA

Figura 1: Intercambios regionales de energía eléctrica: 1996-2004

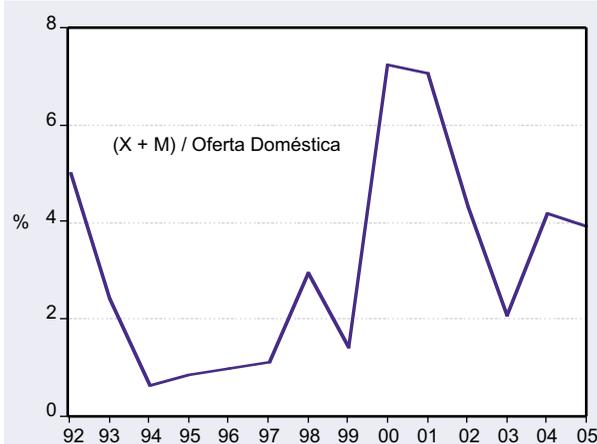


Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA

A partir del análisis de la Tabla 1 y la Figura 1, es posible observar las principales características del intercambio regional de energía de Argentina:

- **Bajo volumen de transacciones.** El volumen de energía transado por Argentina con los países vecinos sigue siendo bajo con relación a la producción nacional, a pesar de la existencia de importantes interconexiones con los países vecinos. El coeficiente de apertura del sector, medido como la suma de las exportaciones más las importaciones con relación a la producción doméstica, en sólo dos años supera el 5% (ver Figura 2).

Figura 2: Índice de apertura del Sector Eléctrico (excluidas las compras a E.B Yacyretá)



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA; 2005 estimado

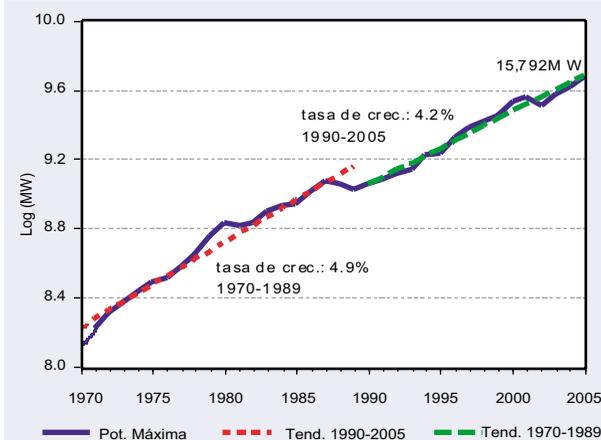
- **Comercio asociado a proyectos binacionales.** La gran mayoría de los intercambios internacionales son transacciones ocasionales, asociadas a los proyectos de generación binacionales: C. H. Salto Grande con Uruguay y C. H. Yacyretá con Paraguay. La excepción es la interconexión de Argentina a Brasil puesta en funcionamiento en el año 2000 y que le permite a Argentina exportar hasta 2,000 MW, pero, por restricciones en el transporte, la capacidad de importar estuvo limitada, hasta el año 2005, en 500 MW.

2.2 DEMANDA

2.2.1 Demanda máxima de potencia

Del análisis de la demanda máxima de potencia en el período 1970-2005 surge un cambio en la tasa de crecimiento que la potencia máxima demanda entre los períodos 1970-1989 y 1990-2005, que pasa de 4.9% a 4.2%, respectivamente. Con 4.2% de crecimiento del pico anual de potencia, se necesitan no menos de 700 MW adicionales por año a efectos de poder acompañar el crecimiento de la demanda, lo que implica incorporar más de 3.600 MW de potencia en los próximos cinco años.

Figura 3: Demanda máxima de potencia en el MEM



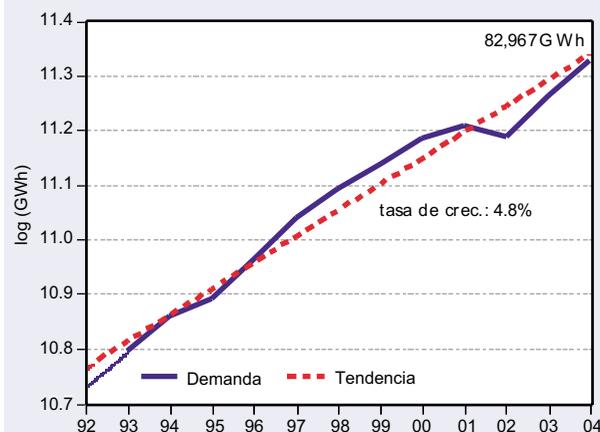
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA

2.2.2 Demanda de Energía

Durante el período 1992-2004 la demanda neta de energía en el MEM creció al 4.8% acumulativo anual (ver Figura 4). Esta tendencia es superior al crecimiento del pico (4.2%), y similar al crecimiento de la potencia máxima en el período previo a la reforma del año 1992, lo que estaría indicando un "afeite del pico" de 12.5% en relación con su tendencia previa. Con esa tasa de crecimiento de la demanda, al cabo de cinco años se necesitan en el entorno 29,000 GWh adicionales de oferta energía para mantener el sistema balanceado (30,000 GWh incorporando 4.6% correspondientes a las pérdidas de red). Vale notar que estas tasas de crecimiento son de largo plazo; en el corto plazo, la tasa de crecimiento está en órdenes superiores, siendo la previsión de CAMMESA para el cierre de 2005 de 6.1%.

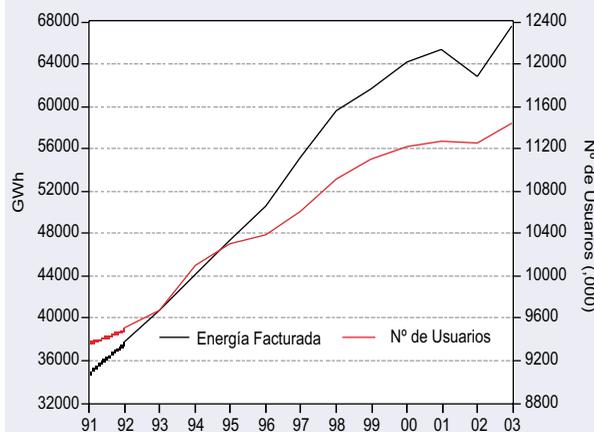
En términos de cantidad de usuarios finales, el MEM pasó de 9.5 millones de usuarios en 1992 a 11.4 millones en 2003, con 37,663 GWh y 67,534 GWh de energía facturada, respectivamente, lo cual representó un aumento del consumo por usuario de 3.970 kWh-año a 5.910 kWh-año (ver Figura 5).

Figura 4: Demanda de energía en el MEM



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA

Figura 5: Energía facturada y usuarios finales del MEN

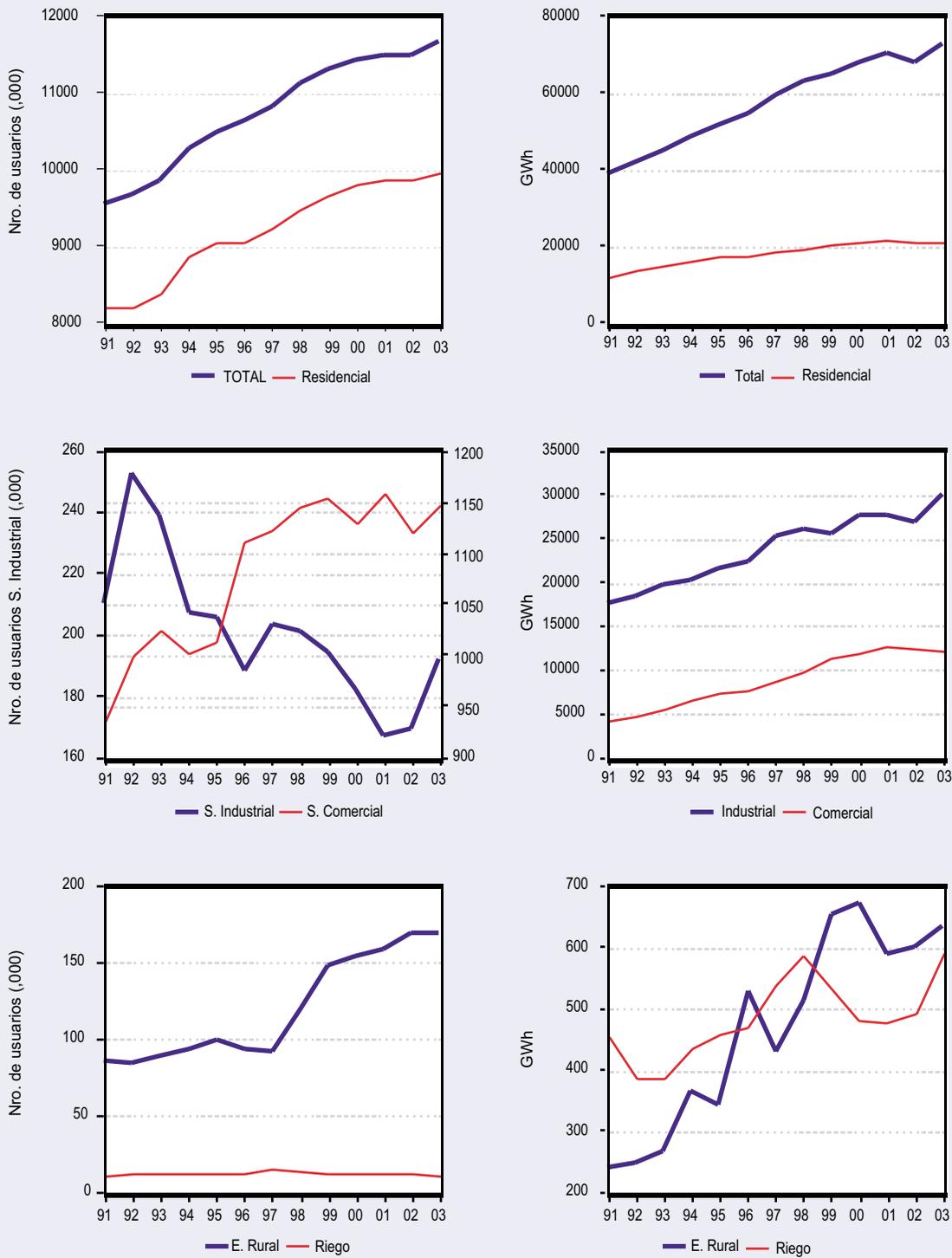


Fuente: Secretaría de Energía

2.2.3 Demanda por tipo de usuarios

La distribución de la energía demanda entre los diferentes tipos de usuarios (ver Figura 6) muestra una participación del sector residencial bastante estable en el período 1992-2003, en el entorno de 86% del total de usuarios y 30% en términos de energía. El sector industrial sigue ocupando un lugar de destaque con 42% de la energía demandada. El sector comercial y servicios, por su parte, en el pasado quinquenio ha aumentado en casi 3 puntos porcentuales su participación en relación con el período 1991-1995. En términos de políticas de universalización del servicio, se destaca la incorporación de usuarios rurales. En efecto, a partir del año 1997, existe un importante aumento de este tipo de usuarios, pasando de 105,000 en ese año a 179,000 en el año 2003.

**Figura 6: Demanda de Usuarios Finales por Tipo de Usuario
(N° de Usuarios y Energía Facturada)**



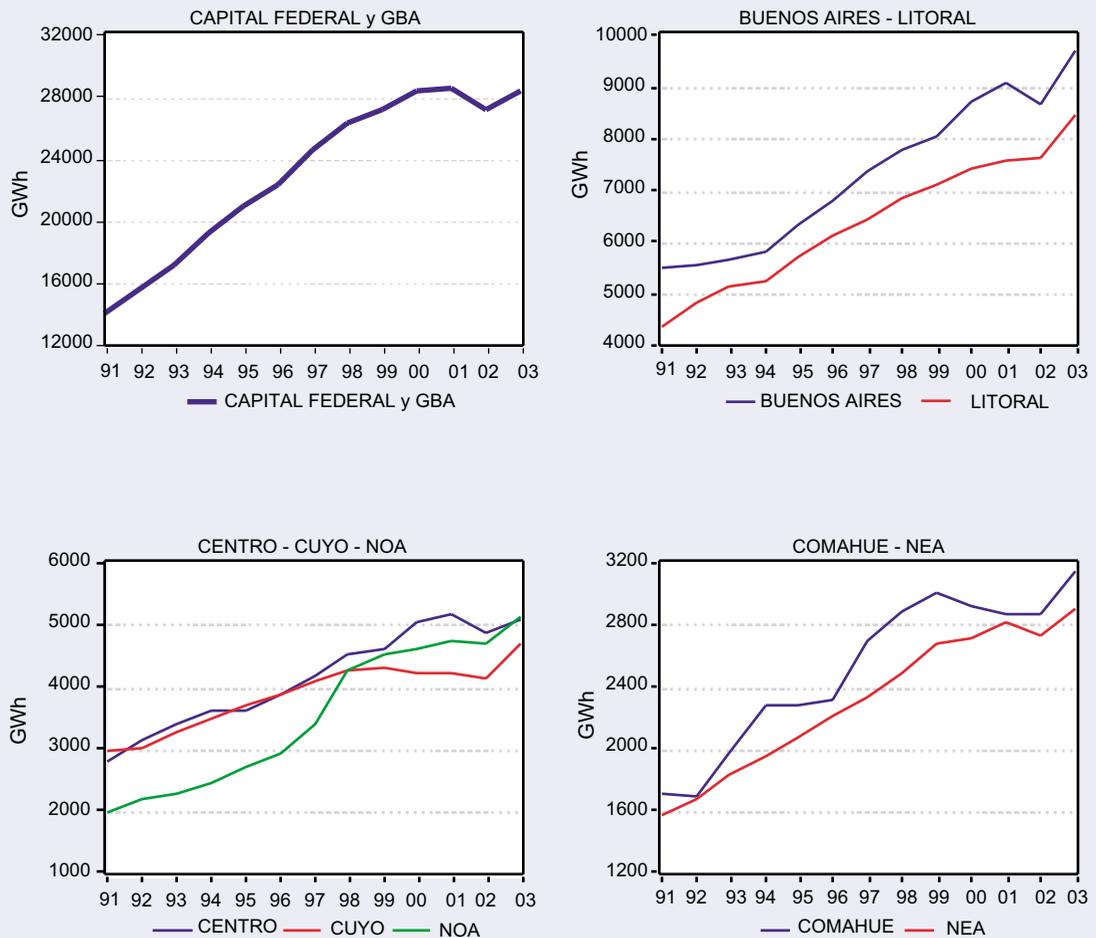
Fuente. Elaboración propia con base en Secretaría de Energía

2.2.4 Demanda por región geográfica

El análisis de la demanda por áreas geográficas¹ muestra bastante estabilidad en la participación de las mismas: el Gran Buenos Aires (GBA) concentra poco más de 40% de la demanda, la provincia de Buenos Aires (BAS) con 14% y el Litoral con 12%, i.e., las regiones de GBA-BAS-Litoral concentran más del 65% de la demanda. Las áreas de Centro, Cuyo y NOA tienen consumos del orden de 5,000 GWh cada una, mientras que el Comahue y NEA están en el entorno de 3,000 GWh.

La distribución de la energía facturada al sector residencial muestra una participación aún mayor de las regiones de GBA-BAS-Litoral con casi 70% del total del sector residencial. El resto de las regiones presenta evoluciones muy disímiles, con marcadas diferencias entre ellas al discriminar por tipo de usuarios. El área de Cuyo, por ejemplo, tiene una baja participación de los sectores residencial y comercial, pero compensa con una participación mayor del sector industrial.

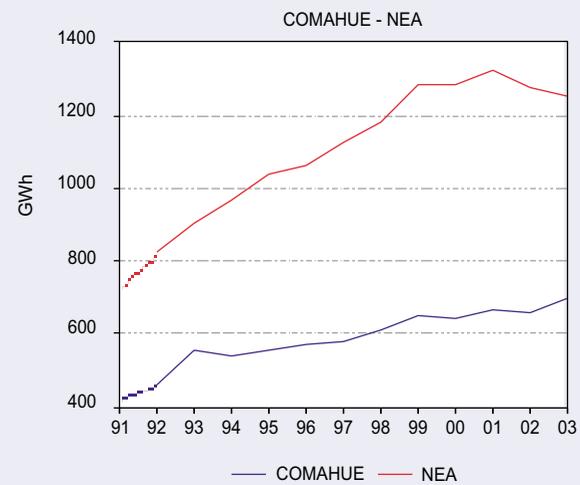
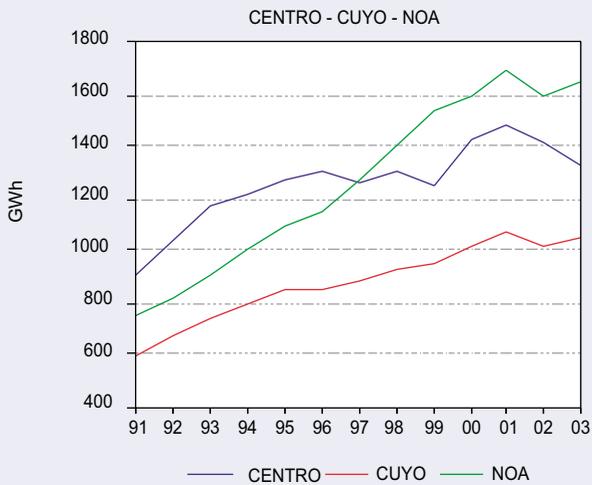
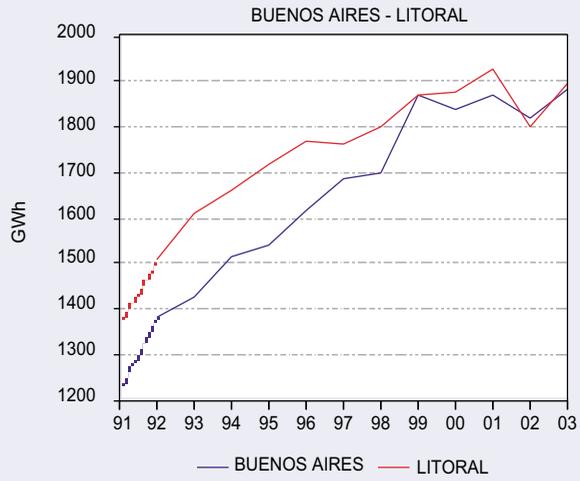
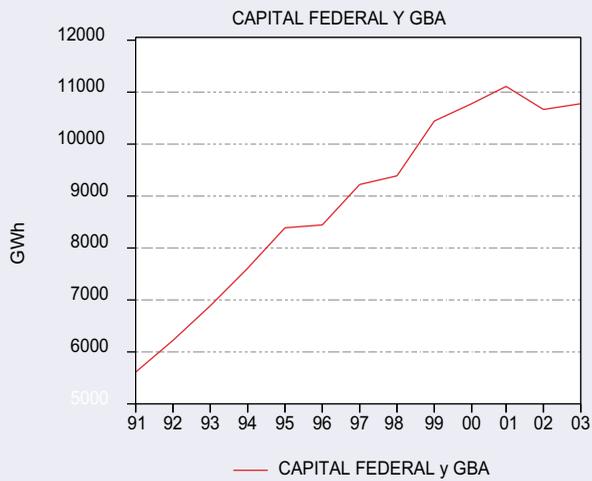
Figura 7: ENERGÍA FACTURADA A USUARIOS FINALES POR REGIONES



Fuente. Elaboración propia con base en Secretaría de Energía

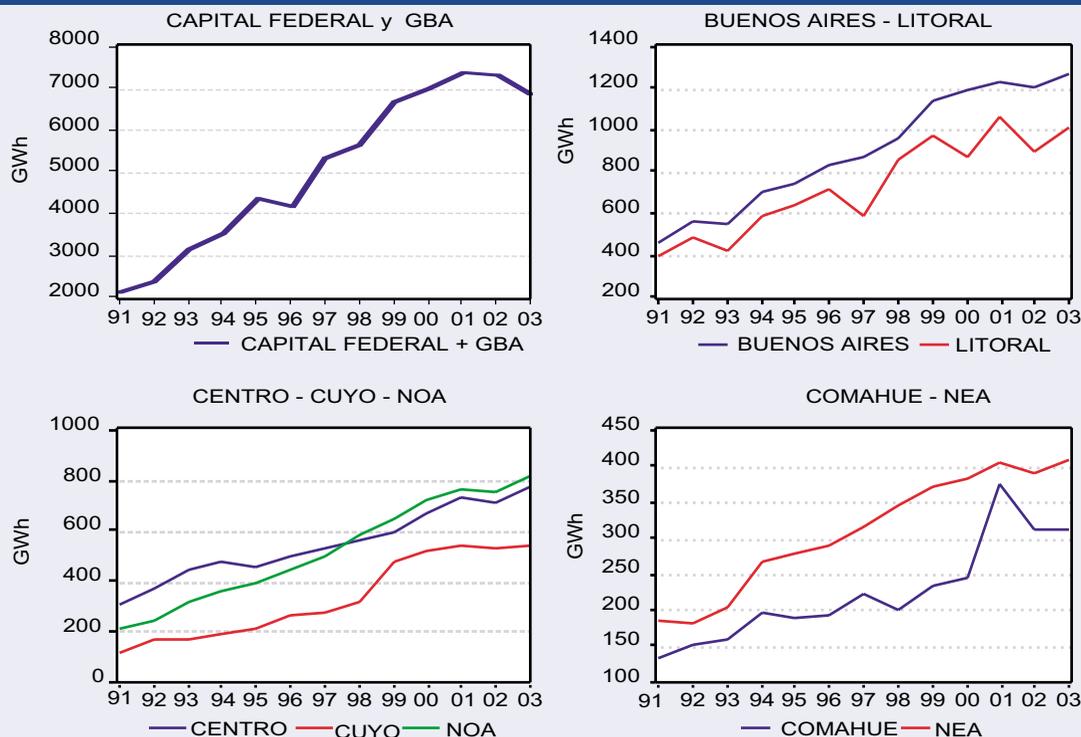
1. NOA comprende las provincias de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán; NEA comprende a Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones; Cuyo abarca Mendoza y San Juan; el Centro incluye a Córdoba y San Luis; el Litoral a Entre Ríos y Santa Fe; y el Comahue a La Pampa, Neuquén y Río Negro.

Figura 8: ENERGÍA FACTURADA A USUARIOS RESIDENCIALES POR REGIONES



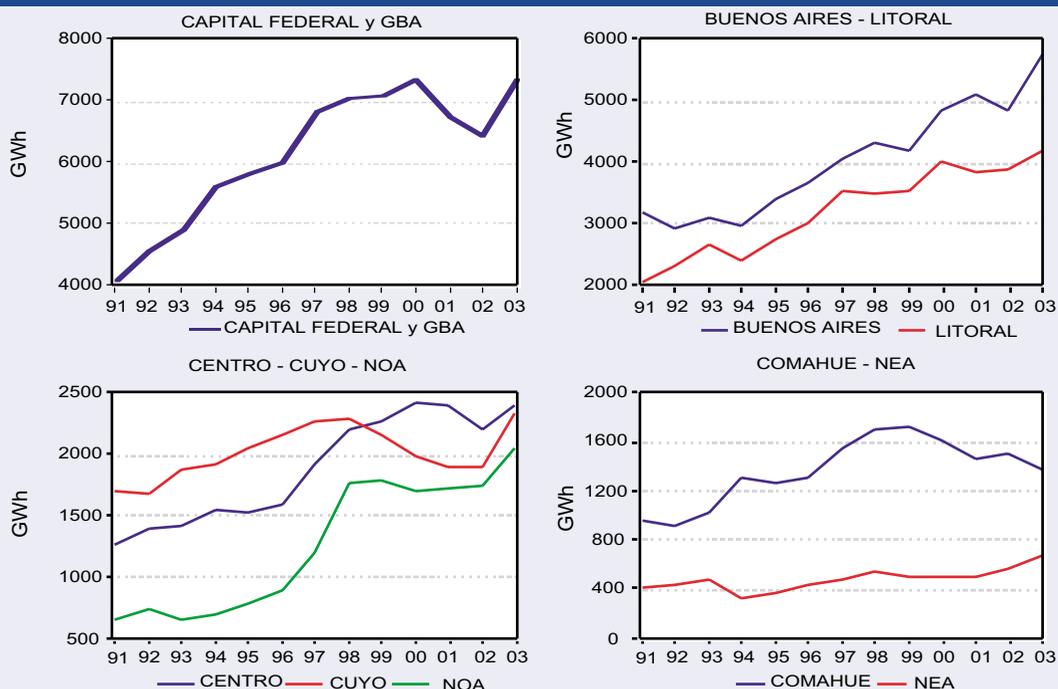
Fuente. Elaboración propia con base en Secretaría de Energía

Figura 9: ENERGÍA FACTURADA A USUARIOS COMERCIALES POR REGIONES



Fuente. Elaboración propia con base en Secretaría de Energía

Figura 10: ENERGÍA FACTURADA A USUARIOS INDUSTRIALES POR REGIONES



Fuente. Elaboración propia con base en Secretaría de Energía

2.3 OFERTA

2.3.1 Oferta por región geográfica

Con casi 40% de la oferta de origen hidro y 55% de origen térmico con gas natural como principal combustible, el sistema eléctrico argentino es un interesante ejemplo de sistema hidro-térmico.

El MEM concentra más del 95% de la oferta del sistema argentino alcanzando en el año 2003 los 23.000 MW, que con una demanda máxima en el entorno de los 13.000MW para ese año, arroja una reserva nominal de más de 40%. Sin embargo, la potencia nominal del sistema debe ser corregida a efectos de estimar la reserva efectiva del mismo. A estos efectos, hay que tener en cuenta la energía que se consume en el propio proceso de generación, la disponibilidad de las centrales, y las pérdidas del sistema de transporte. En la práctica, la reserva efectiva del sistema está en estos momentos en el entorno del 10%. El Informe realizado por CAMMESA sobre "Evaluación de riesgos" para el período 2005-2007 realizado a comienzos de 2005 (disponible en su sitio Web), muestra que en el año 2004, la pérdida imprevista de disponibilidad por falta de gas natural obligó a que en más del 10% de los días a recurrir a la totalidad de la reserva fría en CC para cubrir la falta de combustible. El informe señala además que el nivel de reserva en el invierno de 2007 no sería suficiente para cubrir una pérdida de oferta por falla en la red de transmisión o de generación importante.

En cuanto a la capacidad instalada por áreas geográficas, es posible agrupar cuatro grandes grupos: Gran Buenos Aires (GBA)-Comahue con 5,800 MW cada uno, Centro-Buenos Aires (BAS) con 3,050-2,160 MW, NEA-NOA con 1,860-1,720 MW, y Cuyo-Litoral con 1,370-1,230 MW. En términos de reserva nominal de sistema por regiones, las áreas más comprometidas son el GBA y el Litoral, que dependen de las otras regiones para abastecer a su demanda (ver Tabla 3). Las regiones de Comahue-

GBA fueron las que canalizaron el mayor flujo de inversiones en el período 1993-2000, con un aumento de 5,230 MW, combinando demanda (GBA) con disponibilidad de recursos (Comahue). En segundo lugar se ubicaron las áreas de NEA-NOA que aportaron 2,730 MW adicionales, y en menor medida las regiones de Centro-Buenos Aires que aportaron 945 MW.

El análisis del aporte de las distintas regiones al volumen generado depende en cada momento de las condiciones del despacho económico: estado de las cuencas, disponibilidad de las centrales térmicas, y la red de transporte. No obstante, con la capacidad instalada, los aportes de cada región se encuentran en los entornos de 37,800 GWh, 15,800 GWh, 15,000 GWh, y 10,500 GWh para Comahue-GBA, Centro-Buenos Aires, NEA-NOA, y Cuyo-Litoral, respectivamente (ver Figura 12).

2.3.2 Oferta por tipo de generación

En lo que respecta a la composición del parque generador por fuentes, el grueso de las inversiones realizadas en el período 1991-2003 en el MEM corresponde a centrales de ciclo combinado (6,600 MW), mientras que el restante corresponde al aumento de parque hidro (2,650 MW). Asimismo, en el periodo hubo una recomposición del parque térmico, resultando menores unidades de turbo vapor y diesel, dejando lugar para unidades de turbo gas.

Esta considerable recomposición del parque generador produjo un aumento de eficiencia notorio, tanto en materia de consumos específicos de las unidades térmicas (kcal/kWh) como así también en el índice de indisponibilidad térmica (IIT). Los consumos específicos se redujeron de 2,600 kcal/kWh en 1992 a menos de 1,700 kcal/kWh en 2002; el IIT, por su parte, pasó de un nivel superior a 50% en 1992 a menos de 25% en 2004 (ver Figura 14), mostrando un grado de confiabilidad del parque térmico generador muy superior a los registros en el período preo a la reforma.

Tabla 3: Capacidad efectiva bruta instalada por regiones en 2003 (MW)

AREA	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL	DEM.Máx
GBA	2,110	255	3,440	0	5,805	0	0	5,805	5,925
BAS	1,530	316	845	0	2,691	357	0	3,048	1,578
CENTRO	233	297	68	0	598	648	914	2,160	1,270
COMAHUE	0	578	741	0	1,319	0	4,485	5,804	487
CUYO	120	90	374	0	584	0	788	1,372	787
LITORAL	247	40	0	0	287	0	945	1,232	1,606
NEA	25	123	0	0	148	0	1,710	1,858	571
NOA	261	446	828	4	1,539	0	180	1,719	899
MEM	4,526	2,145	6,296	4	12,971	1,005	9,022	22,998	13,123
MEMSP	0	196	63	0	259	0	519	778	626(*)

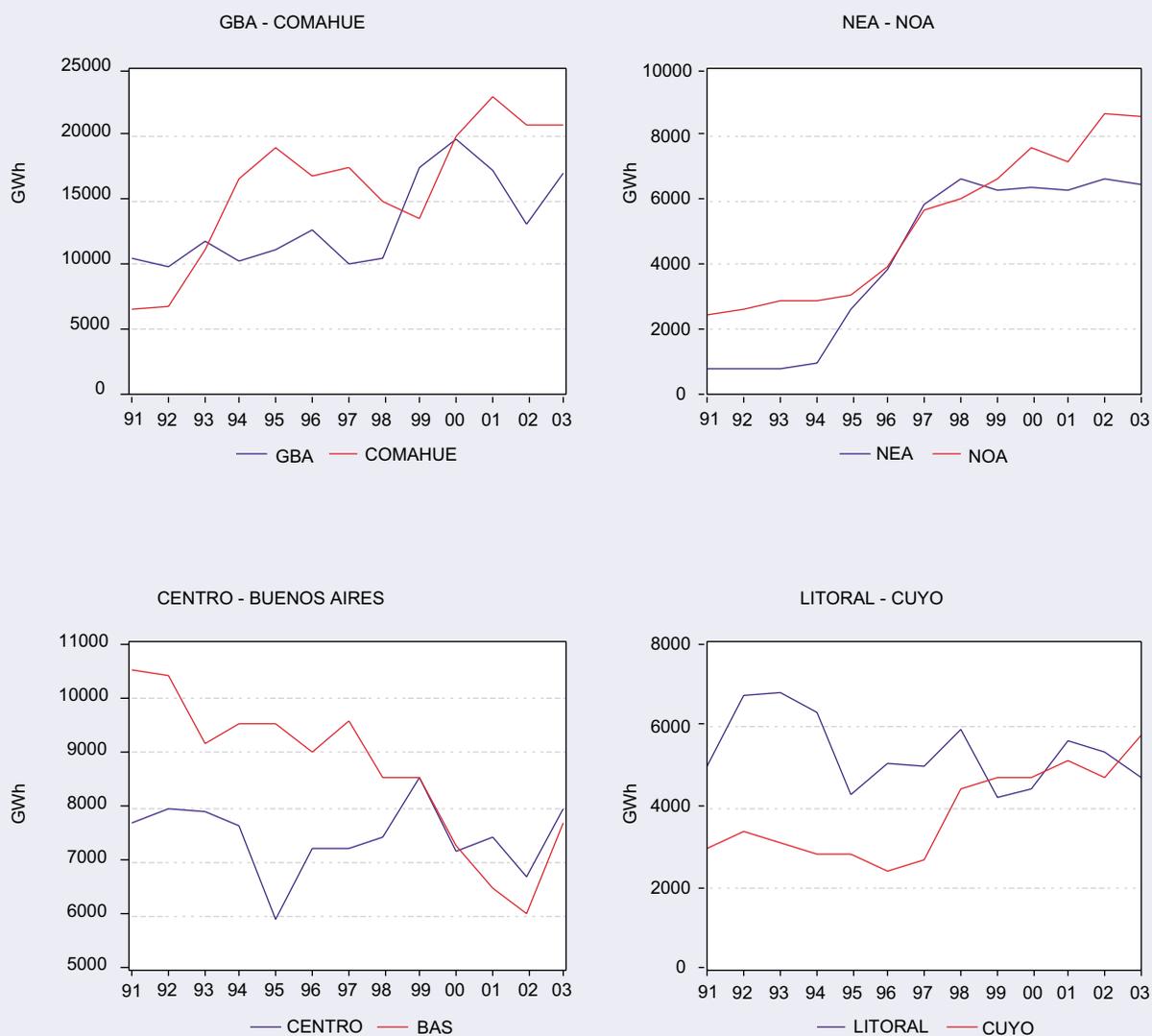
Fuente: CAMMESA

Figura 11: POTENCIA NOMINAL INSTALADA POR REGIONES DEL MEM (1991-2003)



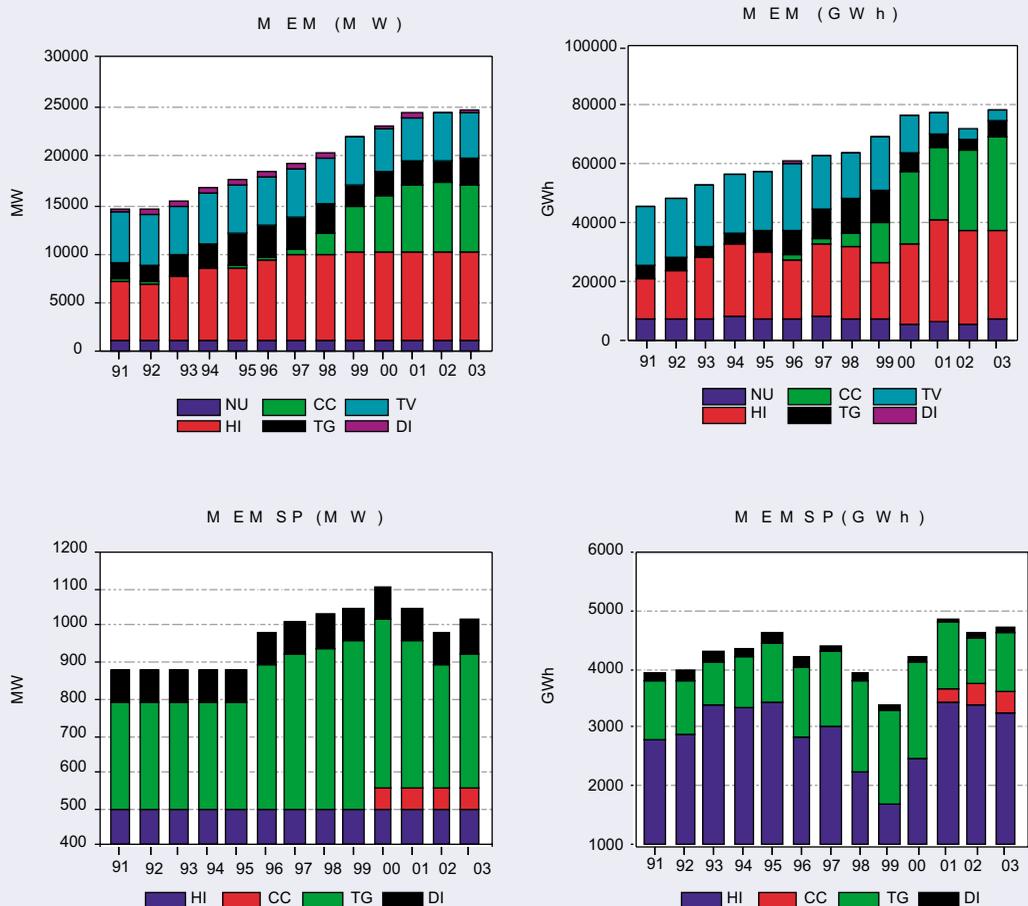
Fuente. Elaboración propia con base en Secretaría de Energía

Figura 12: GENERACIÓN POR REGIONES DEL MEM (1991-2003)



Fuente. Elaboración propia con base en Secretaría de Energía

Figura 13: POTENCIA NOMINAL INSTALADA Y GENERACIÓN POR FUENTES (1991-2003)



Fuente. Elaboración propia con base en Secretaría de Energía

Figura 14: Indisponibilidad térmica en el MEM (1991 - 2004)



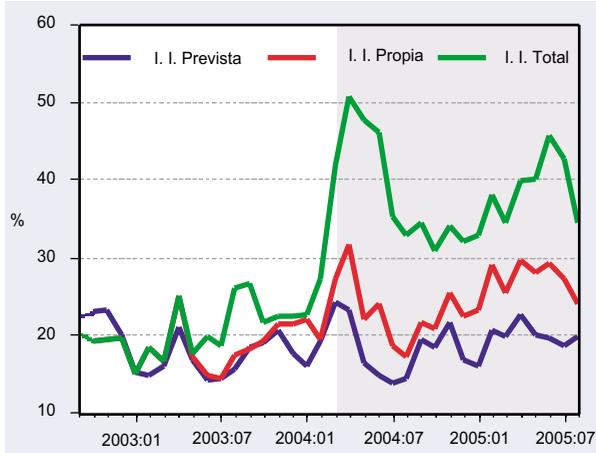
Fuente: CMMESA

Sin perjuicio de esta notable mejora en la disponibilidad de las unidades térmicas generadoras, conviene precisar que al reducirse el margen de reserva efectiva del sistema, el uso de los generadores aumenta y por consiguiente es de esperar que el índice de indisponibilidad aumente al exigir más el equipamiento. Esto último podría estar explicando el aumento reciente de la brecha entre la indisponibilidad efectiva y la prevista.

Conviene notar también que la participación del gas natural en el total de combustibles usados para generación térmica pasó de 88% en 1999 a 97% en 2003, lo que evidencia el riesgo que corre el sistema ante eventuales fallas en el suministro de ese combustible (ver Tabla 4). Recientemente, CMMESA redefinió la metodología para calcular el índice de indisponibilidad térmica total, diferenciando lo que corresponde a indisponibilidad térmica propiamente dicha (mantenimiento semanal, estacional, salidas forzadas intempestivas) de indisponibilidad por otras causas (problemas de transmisión o falta de combustible).

A partir del año 2004, el índice de indisponibilidad del parque térmico por causas derivadas de falta de combustible o de transmisión arroja una mediana superior a 10%, lo que da una indisponibilidad total superior a 35%. En abril de 2004, más del 50% del parque térmico estuvo indisponible (19% por causas ajenas a las propias de una unidad térmica). Esto implica que en la actualidad, de los aproximadamente 13,000 MW que cuenta el parque térmico del MEM, en el entorno de 1,300 están indisponibles por falta de combustible.

Figura 15: Indisponibilidad térmica reciente (total, propia y prevista)



Fuente: CAMMESA

Tabla 4: Consumo de Combustibles para Generación (%)

	1999	2000	2001	2002	2003
Gas Natural	88.0	91.7	93.2	97.9	96.9
Fuel Oil	8.1	4.5	1.8	0.3	2.3
Diesel	0.4	0.5	0.1	0.2	0.3
Carbón	3.5	3.3	4.9	1.5	0.5

Fuente: CAMMESA

2.3.3 Proyectos de inversión en generación

El proceso de inversión que comienza en el año 1993, se detiene en el año 2002. Como se mencionó en el punto 2.2.1, con el actual ritmo de crecimiento de la demanda máxima de potencia, se necesita un aumento de la oferta de potencia no menor a 700MW por año, lo que equivale a 3,600 MW en el próximo quinquenio. A tales efectos, la Secretaría de Energía ha decidido el siguiente plan:

- Impulsar, a través del mecanismo de los fideicomisos que se comenta más adelante, el aumento de la oferta de potencia con dos ciclos combinados de 800MW cada uno.
- Elevar la cota de la C. H. Yacyretá a 83m, lo que implica un aumento de capacidad de 1,400 MW de potencia nominal con un aumento en la potencia disponible en el pico de demanda de 1,000 MW. Se tiene previsto alcanzar los 80 m a principios del segundo semestre del año 2007, y llegar a cota de diseño de 83m en el segundo semestre de 2008; a esos efectos se ha celebrado un acuerdo definitivo con la República de Paraguay que permite lograr este objetivo, y a partir del presupuesto 2006 y sucesivos se asignarán \$1,650 millones para ejecutar las obras previstas.
- Terminación de la Central Nuclear Atucha II de 745 MW nominal (despachable en la base de la curva de carga). Para ello, se ha conformado una unidad ejecutora independiente en el ámbito de NASA que tiene como responsabilidad principal la terminación de la Central Nuclear Atucha II que incorporará al SADI 690 MW de potencia efectiva adicional, previéndose su puesta en marcha hacia fines del año 2009, asignándole el financiamiento por parte del Tesoro Nacional en los próximos cuatro presupuestos a partir del correspondiente al año 2006 por un monto de \$1,418 millones.
- Otro proyecto, aunque de menor escala, es el de Termoandes, que consiste en la vinculación al MEM de una turbina a gas de 200 MW ubicada en la provincia de Salta, en la región del NOA, pero aún no hay fecha precisa del ingreso de ese grupo generador al SADI.

El plan del aumento de la oferta de generación de la Secretaría de Energía, de cumplirse en tiempo y forma, agregaría 3,750 MW, que si bien no es todo de carácter firme, está en el orden de las necesidades del sistema para el mediano plazo. Vale destacar, que este Plan incluye proyectos cuya implementación no es sencilla. La ingeniería financiera de los fideicomisos para la construcción de dos ciclos combinados fue definida en la Resolución N° 1193/2005. Corresponde notar que el Estado debe aportar los recursos por un porcentaje importante de la inversión, ya que la deuda con los privados es un tema "contable" pero no quiere decir que los recursos estén efectivamente disponibles.

2.3.4 La Red de Transporte

En un país federal como Argentina, con distancias muy importantes entre las diferentes regiones, el funcionamiento y ampliación de la red de transmisión es clave para poder canalizar la oferta disponible al centro de carga del sistema. El sistema comprende una red de transporte en alta tensión de 9,100 km de 500 kV que une las regiones de Centro y Litoral con el Gran Buenos Aires, y cinco regiones de distribución troncal: NOA, NEA, Cuyo, Comahue y Buenos Aires.

Tabla 5: Longitud del Sistema de Transporte del MEM por Nivel de Tensión (km)

	500 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	Total
Alta Tensión	9,101	562	6			9,669
Distri. Troncal		841	11,215	391	24	12,471
Región Cuyo		634	611			1,245
R. Comahue		177	5,408	391		5,976
R. Buenos Aires		902			902	
R. NEA		30	1,022		24	1,076
R. NOA			3,272			3,272

Fuente: CAMMESA

Figura 16: Esquema de la red de transporte en alta tensión

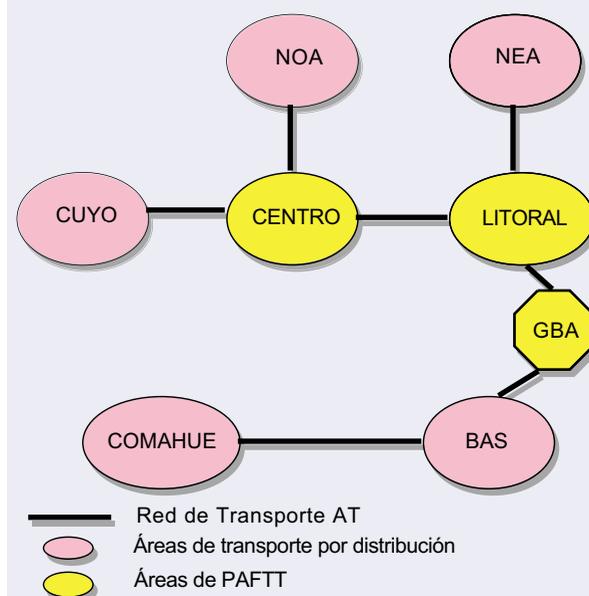


Tabla 6: Longitud del Sistema de Transporte del MEM (km)

	1992	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Alta Tensión	7,192	8,314	8,314	8,314	8,366	9,669	9,669	9,669	9,669
Distribución Troncal	9,766	10,790	11,320	11,403	11,725	11,852	12,364	12,471	12,509
Región Cuyo	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245
Región Comahue	830	885	885	885	885	885	902	902	929
Región Buenos Aires	4,820	5,106	5,509	5,536	5,675	5,703	5,903	5,976	5,987
Región NEA	796	930	930	972	972	972	1,076	1,076	1,076
Región NOA	2,075	2,624	2,751	2,765	2,948	3,047	3,238	3,272	3,272

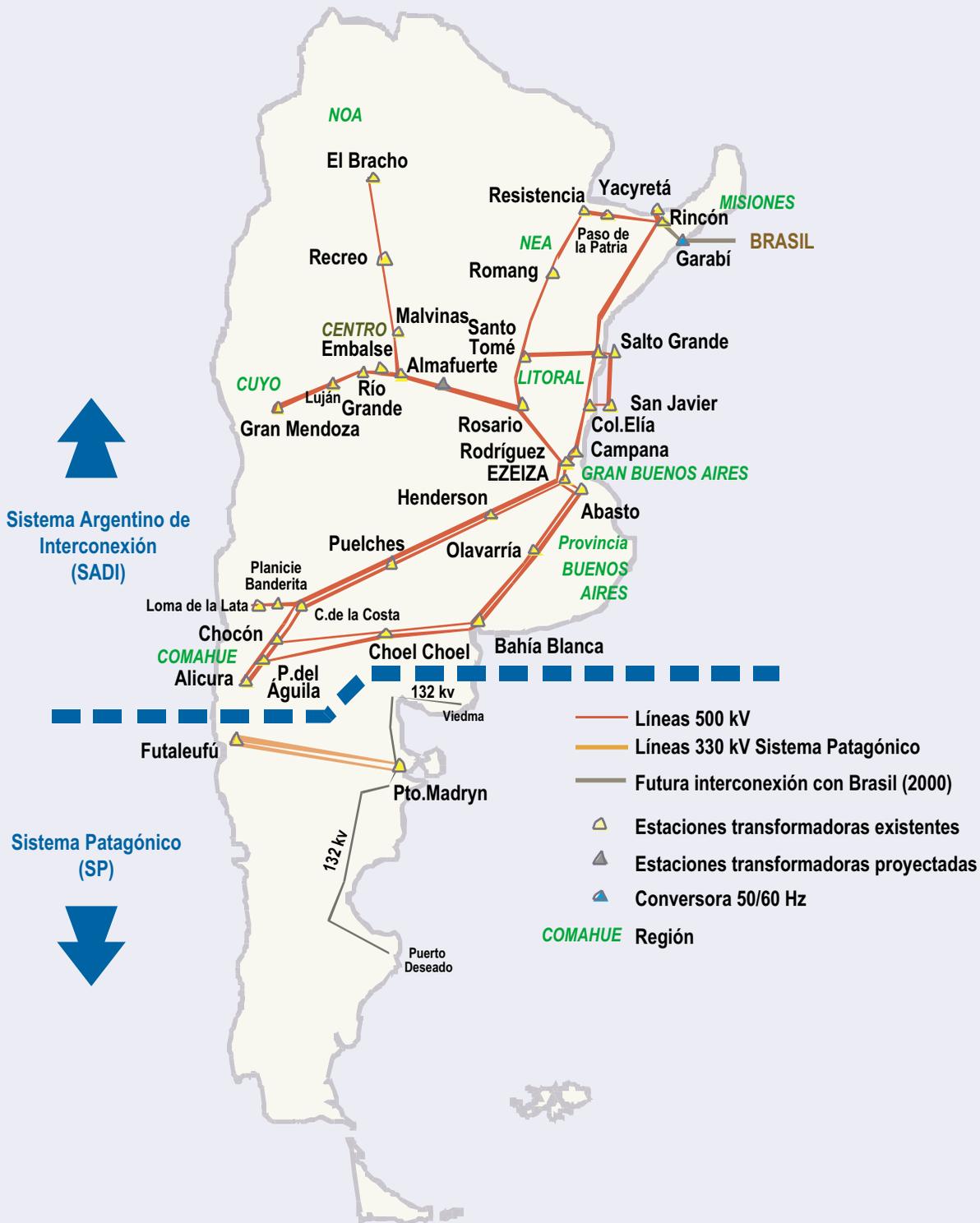
Fuente: CAMMESA

Tabla 7: Potencia de Transformadores de las Redes de Transporte del MEM en MVA

	1992	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Alta Tensión	9,100	9,850	9,850	10,300	10,600	10,750	11,350	11,350	11,350
Distribución Troncal	6,064	6,953	7,133	7,333	7,832	8,017	8,414	8,479	8,524
Región Cuyo	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,030	1,180	1,180	1,180
Región Comahue	403	444	454	454	490	493	508	503	503
Región Buenos Aires	3,278	3,788	3,788	3,823	4,228	4,263	4,348	4,363	4,363
Región NEA	462	665	695	725	745	745	782	812	827
Región NOA	911	1,046	1,186	1,321	1,359	1,486	1,596	1,621	1,651

Fuente: CAMMESA

RED DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN



La red de transporte del SADI presenta ciertas restricciones que hacen que no siempre sea posible transmitir la energía disponible en las regiones con superávit. Entre las restricciones más importantes vale destacar las siguientes: a) Corredor Comahue-Buenos Aires, b) Corredor Centro-Litoral, c) Corredor Cuyo-Centro, d) Corredor Litoral-GBA, e) Corredor NEA-Litoral, f) Sistema de Transporte de Interconexión con Brasil, g) Corredor NOA-Centro.

Según surge de la información de libre acceso en el sitio Web de CAMMESA, es posible identificar las siguientes restricciones:

- El corredor Comahue-Buenos Aires, que trae potencia empuntable del Comahue a la zona de gran demanda, tiene un límite máximo de transmisión de 4,900MW para demandas del SADI mayores a 11,000 MW y siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones de disponibilidad del equipamiento (reactores de 500 kV, resistores, compensadores sincrónicos, capacitores Shunt y Serie). Cuando no se cumplen esas condiciones, la máxima transmisión posible es 4,375 MW. Para demandas del SADI entre 7,500 MW y 11,000 MW, el límite máximo es de 4,250 MW; y para demandas inferiores a 7,500 MW el límite máximo es de 2,500 MW. En condiciones óptimas de la red, la generación del Comahue puede superar el 37% y llegar hasta el 45% de la demanda bruta del SADI.
- El corredor Centro-Litoral, correspondiente al vínculo entre Almafuerde y Rosario Oeste, presenta un límite máximo de transmisión de 1,100MW. Pero la máxima importación del área Centro-Cuyo-NOA es de 35% de la demanda bruta del área. La región del Centro se muestra como importadora durante los veranos, en especial cuando hay mantenimiento de la central nuclear de Embalse.
- La interconexión entre las áreas de Centro y Cuyo, cuando el subsistema de Cuyo resulta importador,

tiene un límite máximo de 40% de la demanda del área importadora. Desde Gran Mendoza (Cuyo) hacia Luján-Río Grande (Centro), el límite de transmisión por estabilidad es de 480 MW.

- El corredor Litoral-GBA tiene las restricciones de las líneas que unen a Salto Grande con el resto del sistema. La máxima transmisión está en el rango 1,950-2,200 MW.
- El vínculo entre las áreas del NEA y Litoral –regiones de superávit y déficit respectivamente–, tiene los límites de las líneas Rincón-Salto Grande y Paso de la Patria-Santo Tomé. Si alguna de estas líneas está fuera de servicio, ej. S. Tomé, la potencia máxima transmisible desde Rincón hacia P. de la Patria y Salto Grande es de 1,650 MW.
- La interconexión con Brasil a través de las Conversoras de Garabí, permite exportar a dicho país hasta 2,200 MW desde el SADI en situación de red completa, e importar hasta llegar a los límites de transporte que presenten las líneas del corredor NEA-Litoral-GBA, que están en el rango 500-700 MW. Recientemente se instalaron capacitares para poder ampliar en 300 MW la importación desde Brasil.
- En cuanto a las máximas potencias trasmisibles desde el NOA, el límite en la línea Recreo-Malvinas (desde Recreo) es de 400 MW. Cuando el flujo es en sentido inverso, la potencia no debe superar el 30% de la demanda del área NOA, situación que puede alcanzarse si no se dispone de suficiente combustible para generación (estando en servicio el ciclo combinado de S. M. de Tucumán y el transformador de 600 MVA, el límite nominal es de 870 MW).

La Tabla 9 presenta la tasa de falla de la red de transporte. El desempeño de la misma ha estado en consonancia con los estándares internacionales.

Tabla 8: Restricciones de la red de transporte

Región Importadora	Dem. Máx 2003 (MW)	Corredor	Cap. Máx. de importación (MW)	% de la carga
GBA	5,925	Comahue-GBA	4,900	35
		Litoral-GBA	2,075	83
Litoral	1,606	Centro-Litoral	1,100	
		NEA-Litoral	1,650	
Centro	1,270	NOA-Centro	400	31
		Cuyo-Centro	480	38
		Litoral-Centro	1,100	35*

Fuente: Elaborado sobre la base de información de CAMMESA, * de la región Centro-Cuyo-NOA

Tabla 9: Tasa de Falla de la Red de Transporte (N° de fallas/100km-año)

	1999	2000	2001	2002
Alta Tensión	0.63	1.01	0.96	0.71
Distribución Troncal	3.7	3.6	2.9	2.1
Región Cuyo	1.3	2.7	1.7	1.4
Región Comahue	2.8	3.3	3.2	2.7
Región BAS	3.8	3.3	2.9	1.9
Región NEA	5.2	3.1	2.1	3.4
Región NOA	4.3	4.9	3.8	2.0

Fuente: CAMMESA

2.3.5 Proyectos de inversión en la Red de Transporte (Plan Federal de Transporte)

En noviembre de 1999, la Administración Menem estableció el Plan Federal de Transporte, con el objetivo de implementar cuatro obras en 500 kV que modificarían el esquema de la red de un sistema radial a uno mallado. Estas obras eran las siguientes:

- Línea Minera que interconectaría las regiones de Cuyo y NOA (555km en tres secciones)
- Interconexión NEA-NOA (750km)
- Interconexión Comahue-Cuyo (660km)
- Interconexión del MEM con el MEMSP (345km)

Para financiar tales proyectos se creó el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico (FFTE), el que se alimentaría del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Este plan, que fue dejado de lado en el año 2001 en el marco de un intento de reformas de segunda generación, fue relanzado en junio de 2003, y sellado con la Ley N° 25.822 de noviembre del mismo año.

De ese listado de proyectos, está en construcción la Interconexión del MEM con el MEMSP, a través de la LAT que une la S/E Choele Choel, en la provincia de Río Negro, con la nueva S/E 500/330 kV de Puerto Madryn, en la provincia de Chubut. La fecha oficial de entrada en servicio fue el 15 de diciembre de 2005. De acuerdo a las previsiones de CAMMESA, el área del MEM se comportaría como importadora en las semanas de verano y como exportadora durante las semanas de invierno. El FFTE contribuye con 69% del costo de la obra, mientras que el sector privado cubre el remanente. Por Resolución SE N° 831/03, se asignaron fondos presupuestales por un monto equivalente a 85 millones de US\$ para una segunda sección de esta línea. La misma iría desde Puerto Madryn hasta Pico Truncado –también en 500 kV.

El propósito de esta línea es atender eventuales demandas futuras extra tendenciales o generación futura a instalarse en el área. El costo estimado de la línea solamente –sin las estaciones transformadoras en 500kV-, asciende a 51 MMUS\$.

La interconexión del NOA-NEA sería a través de una línea de alta tensión de aproximadamente 750 km que iría desde El Bracho hasta Resistencia. Esta línea permitiría aumentar la capacidad exportación del NOA en 600-700 MW, como también la capacidad de importación desde Brasil. El costo estimado de este proyecto es 180 MMUS\$. Para llegar a altos niveles de uso de esta línea, se requiere incorporar generación en el NOA, con el consiguiente gas asociado.

El vínculo entre las regiones de Comahue y Cuyo, mejoraría la seguridad y confiabilidad en Cuyo, y permitiría aumentar la exportación del Comahue, y profundizar el intercambio con Chile. El costo estimado del proyecto por CAMMESA es 190 MMUS\$.

La interconexión de Cuyo con el NOA (Línea "minera") sería a través de tres tramos en 500 kV, el primero de los cuales uniría Recreo con La Rioja (215 km, 54 MMUS\$), el segundo entre Gran Mendoza y San Juan (175 km, 45 MMUS\$), y el tercero entre San Juan y Rodeo (165 km, 42 MMUS\$). Los fundamentos de este proyecto son atender la posible demanda extra tendencial, y mejorar al mismo tiempo la seguridad y calidad del suministro a la demanda de las provincias de La Rioja y San Juan.

Además de estos proyectos, un lugar especial ocupa la línea Rincón Santa María – General Rodríguez que une a Yacyretá- con el GBA, la que permitirá evacuar el aumento de potencia de la C. H. Yacyretá, y en forma adicional aumenta la capacidad para el ingreso de energía desde Brasil. La línea iría desde Rincón hasta Colonia Elía (650km) con una estación de seccionamiento en la provincia de Corrientes y de ahí hasta Rodríguez al norte de Buenos Aires. El costo estimado de la línea es 180 MMUS\$.

La Tabla 10 presenta el análisis de CAMMESA de las distintas alternativas de expansión del transporte y/o generación. Con la excepción de la interconexión entre el MEM y el MEMSP, las propuestas de la Secretaría de Energía están en línea con las mismas. Además de la ampliación de la cota de la C. H. Yacyretá y de Atucha II, se destaca la línea NOA-NEA que brinda un mínimo de 600MW al pico de demanda.

Tabla 10: Análisis de CAMMESA de las alternativas de ampliaciones de oferta

CASOS	Pot. Disp. Pico (MW)	Costo Capital (MMUS\$)	Indicador US\$/kW inst.
LAT Comahue-Cuyo	200	190	900
LAT NOA-NEA + aumento oferta Salta	600/900	250	390/260
LAT Cobos-Bracho + _ oferta Salta	300	65	175
Capacitores Serie – C. H. Y.-GBA + C. H. Y. a cota 78	200	185	170
LAT Yacyretá-GBA + C. H. Y. a cota 83 m	650/1000	780	440/290
Central Nuclear Atucha II	650	400	50

Fuente: CAMMESA

2.4 ESTRUCTURA DE PRECIOS

2.4.1 Precios asociados al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

El diseño del mercado mayorista de energía eléctrica argentino, a diferencia del modelo inglés basado en ofertas de precios, se sustenta en un sistema de declaración de costos marginales de corto plazo para su despacho por CAMMESA. La remuneración total a los generadores resulta de la suma del precio de la energía más la remuneración por la potencia. CAMMESA sanciona precios horarios de la energía sobre la base del costo marginal de la oferta, utilizando una lista de mérito configurada con el costo medio de producción de corto plazo de cada unidad generadora, más un diferencial por potencia que remunera la expansión de la capacidad. Esta última remuneración tiende a reflejar el concepto económico de la escasez de capacidad, valuado a través del costo de la energía no suministrada. Esta forma de definir los precios de la energía eléctrica tiende a asimilarse al concepto que en la literatura económica se reconoce como "costo marginal de largo plazo" de la electricidad.

El precio medio de energía en el MEM es el resultado de las transacciones en el mercado spot y de las compras en el mercado a término. Este precio comprende los costos asociados a la compra de energía y potencia, transporte y de los servicios auxiliares. El precio spot monómico surge de considerar las transacciones de energía y potencia en el mercado spot. La diferencia entre el precio medio y el precio spot monómico corresponde a la energía y potencia comercializada en el mercado a término.

El precio spot de energía es el resultado de la situación de oferta y demanda en cada hora. El proceso para determinar el precio y demás condiciones del mercado, incluye una programación semestral (estacional), una programación mensual, y una programación semanal³. Cada seis meses (julio y diciembre) los generadores declaran sus costos marginales para cada hora del semestre entrante, con lo que se elabora una programación estacional. Para determinar la curva de oferta, cada central declara su costo por generar energía para cada una de sus unidades⁴. Los generadores hidroeléctricos deben presentar los valores de agua de sus embalses. El precio del sistema tiene como base de cálculo el nodo Ezeiza, mientras que los precios en los restantes nodos se ajustan por un coeficiente en función de si se trata de un nodo exportador o importador (menor o mayor que uno, respectivamente). Diariamente, el Organismo Encargado del Despacho (OED) toma las unidades disponibles y ordena las ofertas en forma ascendente en función de sus costos variables, y calcula los programas de producción de forma de cubrir la estimación de demanda por banda horaria que realiza CAMMESA, determinando así el precio del sistema hora por hora. El precio spot de la energía queda determinado por el costo de la máquina que sería requerida para abastecer un incremento en la demanda dentro de las condiciones de calidad y seguridad requeridas. El costo variable de producción (CVP) de una planta térmica está dado por su eficiencia técnica (kcal/kWh) valorada al costo del combustible, más otros costos variables, y más las pérdidas incrementales de transporte. Para una central hidráulica, el CVP viene dado por el valor del agua, el que depende de las condiciones de la oferta y de la demanda en el conjunto del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En efecto, el valor del agua resulta de un proceso de optimización aleatoria, que es función del

3. En forma estacional: i) los generadores térmicos declaran su CVP e informan sobre la indisponibilidad prevista de sus unidades, y el stock de combustible disponible para generar; ii) los generadores hidroeléctricos presentan estimaciones de aportes e informan sobre normas de operación de embalses y restricciones de generación; iii) El OED realiza la programación de mediano plazo, simulando el despacho de manera de abastecer a la demanda prevista al mínimo costo; como resultado, se obtiene el volumen de energía semanal a generar para cada central hidroeléctrica con embalse. En forma mensual, el OED programa la operación estacional por un período semanal, para el período estacional vigente. En forma semanal: i) los generadores térmicos declaran su oferta de disponibilidad de potencia por unidad y de combustible por central; ii) los generadores hidroeléctricos declaran su disponibilidad de potencia por unidades, el estado de su embalse y los aportes previstos; iii) El OED realiza la programación semanal, simulando el despacho para abastecer a la demanda prevista al mínimo costo; se obtiene así el volumen diario de energía en la semana para cada central hidroeléctrica con embalse.
4. En un mercado competitivo, la curva de oferta del mercado viene dado por la sumatoria de las curvas de costo marginal de cada competidor, y el precio resultante del mercado es igual al costo marginal.

costo de reemplazo térmico futuro y de la capacidad de regulación del embalse, siendo ésta la característica de un embalse de poder almacenar agua por una cierta cantidad de tiempo cumpliendo las restricciones indicadas en su contrato de concesión. El valor del agua indica la abundancia o escasez hídrica en los aprovechamientos hidroeléctricos de las principales cuencas argentinas (Comahue, y los ríos Paraná y Uruguay), la situación de los mercados de gas natural y fuel oil, la disponibilidad de las máquinas generadoras térmicas, el estado de las instalaciones de transporte, y, obviamente, el crecimiento de la demanda de energía en todo el país.

El costo marginal de corto plazo que reciben los generadores, puede incluir hasta un 15% adicional para cubrir otros costos variables. Los costos declarados por los generadores térmicos tienen como techo los precios de referencia para gas natural (GN) que fija el ENARGAS, y el precio del fuel oil (FO) en el mercado de Nueva York, según se trate de generación con GN o FO.

Al costo marginal de corto plazo se le adiciona el cargo por potencia en las horas que la misma se remunera (06:00 a 23:00), de manera de aproximarse al costo marginal de largo plazo del sistema. Esta remuneración por potencia es la principal señal que reciben los generadores para aumentar la capacidad del sistema. El precio de la potencia es definido por la Secretaría de Energía. El agente consumidor paga un cargo mensual por su requerimiento de potencia para consumo y reserva. El agente generador recibe el pago correspondiente por su capacidad instalada siempre y cuando la misma esté disponible y sea requerida para abastecer la demanda o aportar reserva de respaldo (fría, contingente, año seco). Los precios del mercado eléctrico mayorista disminuyeron desde 1992 hasta el año 2001 en más de 50% en valores nominales, pasando el precio monómico de 49 US\$/MWh a 22 US\$/MWh. Este descenso en los niveles de precios es consecuencia del aumento y renovación del parque generador, y de la disponibilidad de gas natural a precios muy competitivos. Con el drástico cambio de política económica ocurrido en el año 2002, los niveles de precios medidos en dólares tuvieron una brusca caída, perdiéndose los puntos de referencia con los costos. El precio spot monómico en el año 2002 fue inferior a 10 US\$/MWh. Con la recuperación de la economía iniciada en el año 2003, y dado que no hubo aumento en la oferta de potencia, la reserva del sistema comenzó a declinar, con el consiguiente empuje en los precios (ver Figura 17).

A mediados de 2005 el precio spot monómico medido en dólares es 28 US\$/MWh, cifra superior a los valores previos a la crisis. Sin embargo, solo una parte de la demanda está viendo este aumento de precios. En efecto, el

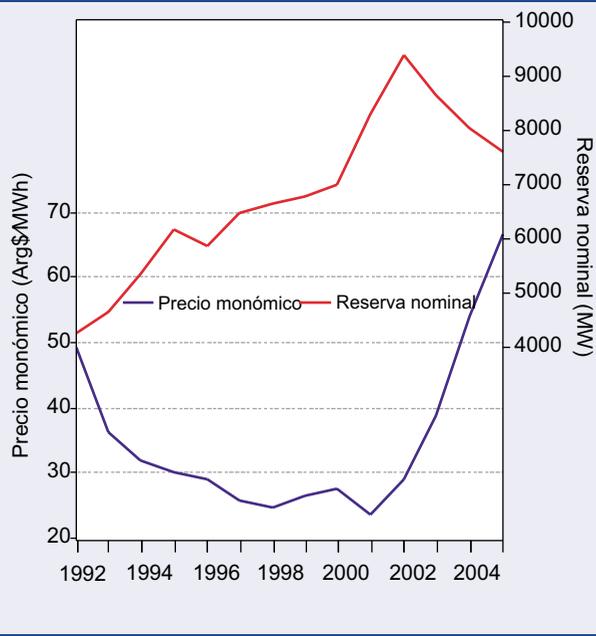
precio sancionado por la Secretaría de Energía para su traslado a la demanda regulada, tiene una diferencia nada despreciable con el precio del mercado. La diferencia entre ambos precios la asume el Fondo de Estabilización del MEM. A partir de junio de 2003 dicho Fondo tiene saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida con los agentes generadores (ver Figura 25). Por Resolución SE N° 1434/2005, se fijaron los valores estacionales de precios de energía y monómico. El precio monómico promedio para el MEM es 17 US\$/MWh, es decir casi 40% del precio de mercado.

En cuanto al mercado a término, el precio medio de los contratos muestra un descenso permanente hasta el año 2001, en el que el precio llega a 25.6 US\$/MWh, para una media anual de 2,100 contratos. Esta caída permanente en los precios, explica en buena medida la baja participación de los contratos en el total de energía comercializada por las distribuidoras, ya que al esperarse un descenso en los precios junto con el pasaje de los costos de compra de energía a los usuarios finales, no existe incentivo alguno para que las distribuidoras cubran sus necesidades de energía y potencia mediante contratos a término. A partir de 2003, el precio medio de los contratos comienza a recuperarse, llegando a 12 US\$/MWh a mediados de 2005, cifra que tiene que duplicarse para alcanzar los valores anteriores a 2003.

El congelamiento de tarifas no comprende a los grandes usuarios de energía (GUMAS), por lo que si no contratan sus requerimientos de potencia y energía, deben ir al mercado spot para cubrir los mismos. Previo a la crisis, los GUMAS pagaban en promedio 26 US\$/MWh por sus necesidades de energía, y el precio medio de sus contratos era 23 US\$/MWh, lo que explica que el porcentaje de energía contratada era muy alto. En agosto de 2005, estos precios eran 27 US\$/MWh y 17 US\$/MWh, lo que lleva a que el número de contratos esté aumentando rápidamente, superando ya los valores previos a la crisis.

La participación del componente energía en la formación del precio spot monómico, en condiciones de abastecimiento de combustibles normales, depende en buena medida de las condiciones de hidraulicidad del sistema. En las condiciones actuales, de escasez de gas natural y precios internacionales de combustibles líquidos muy altos, el componente energía pasa a tener un peso mayor. En efecto, mientras que en el periodo 1997-2001, el promedio del peso de energía fue de 70%, en el año 2005, dicho valor es 85%. Dentro del componente energía, hay que destacar especialmente los Sobrecostos Transitorios de Despacho que totalizan 12,5% del precio monómico total (ver Tabla 11).

Figura 17: Precio monómico v. reserva del sistema

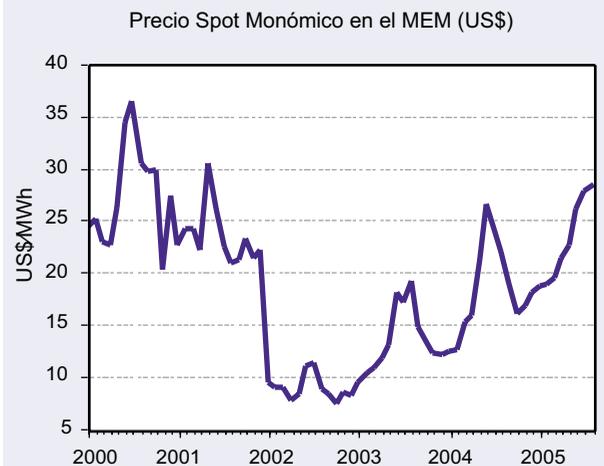
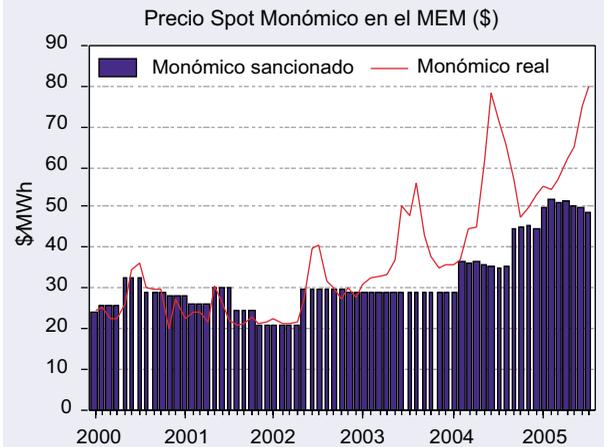


Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA

2.4.2 Precios de los insumos. Situación del mercado de gas natural

El costo de los combustibles es, naturalmente, el principal costo variable de producción para generación. La Tabla 4 muestra que el gas natural ocupa el 97% del combustible consumido para generar energía eléctrica.

Figura 18: Precio Spot Monómico en el MEM (\$)



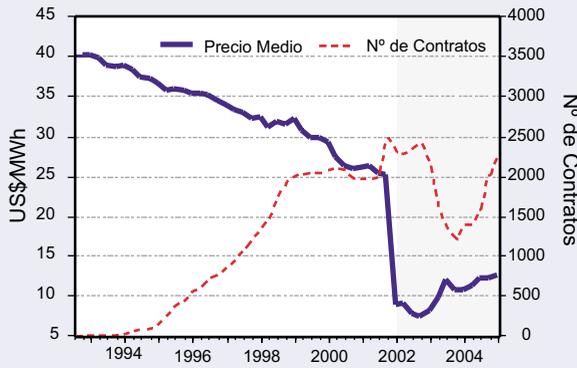
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA

Tabla 11: Formación del Precio Spot Monómico (\$/MWh)

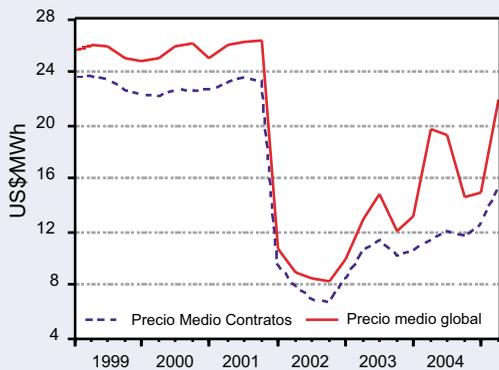
Precio	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
Energía	17.01	16.66	18.64	19.61	14.86	18.35	25.09	31.95	43.55
Energía adicional	0.48	0.47	0.38	0.25	0.27	0.41	0.81	1.50	1.80
Sobrecostos combustibles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.40	1.05	0.67
Sobrecostos T D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	1.16	7.70	11.08
Subtotal energía	17.49	17.13	19.02	19.86	15.13	19.14	27.45	42.21	57.10
Potencia despachada	7.77	5.55	5.57	5.72	5.89	6.34	6.99		
Potencia reserva	0.00	1.25	1.04	1.18	0.64	0.93	0.00		
Servicios asociados	0.00	0.45	0.44	0.65	1.61	0.94	0.89		
Servicio RI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02		
Reserva 10 minutos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.07		
Reserva 20 minutos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.08		
Reserva 4 horas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00		
Reserva Máx. Req. Térm.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.40	2.42		
Reserva confiabilidad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57		
Subtotal potencia	7.77	7.25	7.05	7.55	8.15	9.67	11.05	11.46	10.05
Monómico	25.25	24.38	26.08	27.41	23.28	28.82	38.50	53.66	67.15
Energía/Monómico (%)	69.2	70.3	72.9	72.4	65.0	66.4	71.3	78.6	85.0
Monómico en US\$	25.25	24.38	26.08	27.41	23.28	8.54	13.05	18.24	22.75

Fuente: CAMMESA; * hasta setiembre inclusive; promedios anuales

Figura 19: Evolución del MEN: Precio medio de contratos v. N°. de contratos



Precio medio de compra de energía por gumas

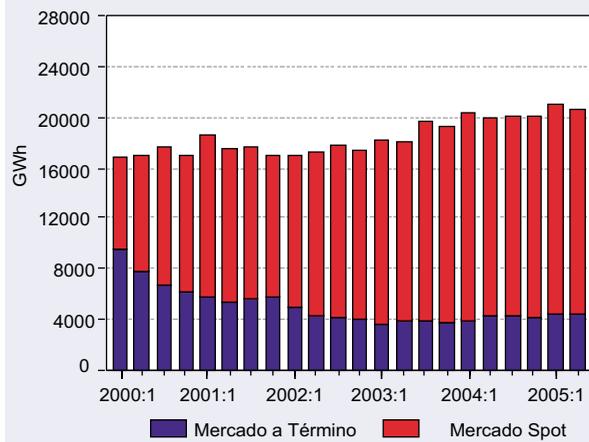


Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA

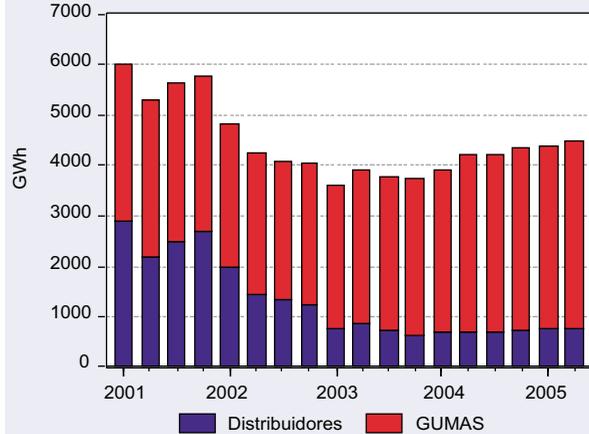
A partir del cambio de política económica ocurrido en el año 2002, se produce una fuerte caída en el precio en términos de dólares del gas en boca de pozo, y como consecuencia un importante desequilibrio entre oferta y demanda. La Tabla 13 presenta los volúmenes contratados y los precios de las tres principales cuencas hasta el año 2002, último año en que el ENARGAS publicó los precios de referencia para las distintas cuencas. El precio de referencia siempre es menor al promedio de cuenca a efectos de incentivar compras a mejores precios por las distribuidoras.

Al "congelarse" las tarifas para los sectores regulados a sus valores en pesos anteriores a 2002, y al recuperarse la economía a partir de 2003, la cantidad demandada aumentó considerablemente (ver Tabla 14), y al mismo

Figura 20: Energía Comercializada en el MEM Mercado Spot v. Mercado a Término



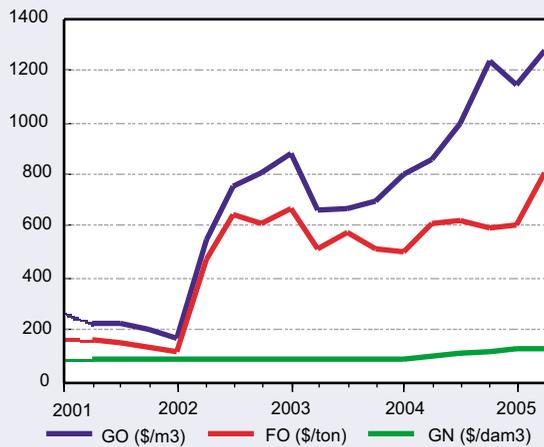
Energía Comercializada en el Mercado a Término: Distribuidores v. Gumas



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA

tiempo el mantenimiento de los niveles de reservas se deteriora por falta de señales económicas adecuadas. A esta distorsión hay que agregarle la caída de los contratos de gas de las distribuidoras y la suspensión de los procesos de Revisión Tarifaria. La distorsión de precios ha provocado que se desplace la función de demanda, reduciendo los márgenes de reserva en el pico (meses de invierno) y en las "colas" (meses de verano), aumentando la demanda de capacidad de transporte en el pico de invierno y a su vez la mayor utilización del insumo gas en el verano (ver Figura 22 y Figura 23). Como consecuencia, la relación Reservas/Producción se ha reducido significativamente, hasta alcanzar niveles de 10 años en 2004 (ver Tabla 15). Algo similar ha ocurrido con las redes de transporte, las cuales no se han modificado desde el año 2001 (ver Tabla 19).

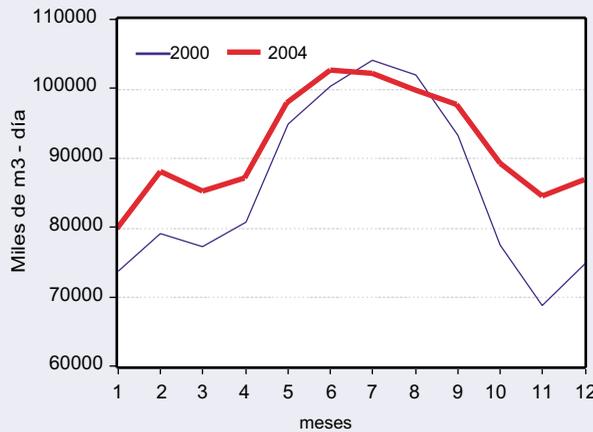
Figura 21: Precios de referencia de combustibles para generación eléctrica



Fuente: CAMMESA

Recientemente, la Secretaría de Energía ha buscado corregir la fuerte distorsión de precios existente, al menos en lo que respecta a los grandes consumidores, a través de las Ofertas Irrevocables de Compra en el Mercado Electrónico de Gas (ver Punto 3.1.6 y Tabla 12).

Figura 22: Total de gas natural entregado



Fuente: ENARGAS

Tabla 12: Precios en el Mercado Electrónico de Gas (US\$ /MBTU)*

	C. Austral	C. Neuquina	C. Noroeste
Dic-05	1.48	1.49	1.39
Nov-05	1.46	1.49	1.40
Oct-05	1.38	1.49	1.41
Sep-05	1.30	1.49	1.44
Ago-05	1.30	1.43	1.44
Jul-05	1.26	1.41	1.42
Jun-05	1.25	1.46	1.41

* Ofertas Irrevocables de Compras según Resolución SE N° 752/2005, Indicador de precios informado por la Sub-Secretaría de Combustibles

Figura 23: Consumo de gas natural por tipo de usuario

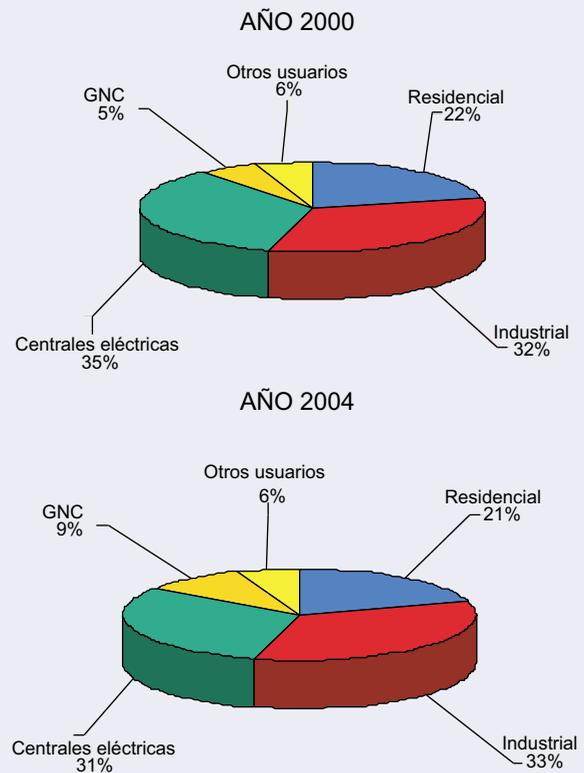


Tabla 13: Vol. contratados (Mm3) y Precios antes de la Crisis (Arg.\$/MBTU)

	Invierno 2000		Verano 000/2001		Invierno 2001		Verano 2001/2002		Invierno 2002	
	Vol. Cont.	Precio Prom.	Vol. Cont.	Precio Prom.	Vol. Cont.	Precio Prom.	Vol. Cont.	Precio Prom.	Vol. Cont.	Precio Prom.
CUENCA NEUQUINA										
Distribuidoras	36.29	1.456	25.25	1.368	33.93	1.521	21.82	1.376	33.93	1.521
Gdes. Usuarios	7.80	1.471	8.72	1.365	10.13	1.504	12.52	1.310	16.17	1.433
Exportadores	10.75	1.479	11.91	1.398	12.32	1.566	11.53	1.409	13.01	1.493
Prom. Cuenca	54.84	1.463	45.87	1.375	56.38	1.528	45.87	1.366	63.10	1.493
Precio de Ref.	-	1.437	-	1.329	-	1.484	-	1.314	-	1.441
Trans. Spot	3.05	1.398	1.91	1.111	1.04	1.462	0.88	1.077	-	-
CUENCA NOROESTE										
Distribuidoras	8.49	1.248	5.47	1.163	8.28	1.273	5.14	1.717	8.28	1.273
Gdes. Usuarios	5.52	1.223	4.94	1.103	9.62	1.220	9.14	1.149	8.31	1.132
Exportadores	3.61	1.122	5.64	1.177	8.23	1.239	6.76	1.265	8.23	1.226
Prom. Cuenca	17.62	1.215	16.04	1.149	26.12	1.243	21.04	1.192	24.81	1.210
Precio de Ref.	-	1.154	-	1.099	-	1.174	-	1.123	-	1.140
Trans. Spot	1.23	1.166	1.32	1.019	1.29	1.196	0.88	1.000	-	-
CUENCA AUSTRAL										
Distribuidoras	14.02	1.008	9.63	1.035	12.14	1.069	10.24	1.028	12.14	1.069
Gdes. Usuarios	7.81	1.087	5.54	0.993	4.85	1.027	4.97	0.951	3.97	0.970
Exportadores	4.68	-	4.68	-	4.68	-	4.68	-	-	-
Prom. Cuenca	26.51	1.036	19.85	1.019	21.67	1.057	19.89	1.003	16.11	1.044
Precio de Ref.	-	0.981	-	0.961	-	0.999	-	0.938	-	1.009
Trans. Spot	2.42	0.983	0.88	1.003	1.99	1.003	1.03	0.955	-	-

Fuente: ENARGAS

Tabla 14: Balance General del Mercado de Gas Natural (Mm³)

Cuenca	1993	2000	2001	2002	2003	2004
Oferta						
Producción	26,662	44,748	45,989	45,776	50,677	52,317
Importación	1,714	0	0	100	91	0
Total	28,376	44,748	45,989	45,876	50,767	52,315
Demanda						
Consumo en yacimiento	1,617	3,585	3,706	3,833	3,926	nd
Inyección a formación	976	2,558	3,203	3,197	2,845	nd
Retenido en planta	269	676	1,255	1,456	1,749	nd
Gas aventado	2,782	619	641	846	1,137	nd
Entregas al Mercado Interno	22,733	32,679	31,005	30,697	34,473	nd
Entregas al Mercado Externo	0	4,630	6,180	5,846	6,638	7,348
Total	28,376	44,748	45,989	45,876	50,767	52,315

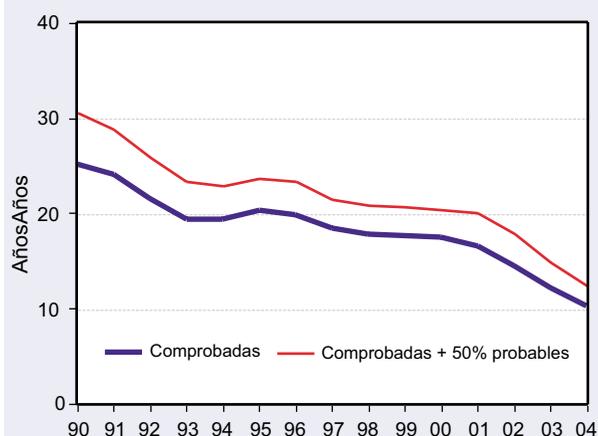
Fuente: ENARGAS sobre la base de datos de la Secretaría de Energía (Anexo V, Informe Anual)

Tabla 15: Reservas de Gas Natural por Cuenca (Mm³)

Cuenca	1992	1995	1998	2001	2002	2003	2004
Noroeste	122,812	122,145	153,429	161,748	129,481	124,511	95,908
Cuyana	844	854	821	504	545	516	369
Neuquina	321,087	343,801	357,206	398,644	345,217	311,172	270,702
San Jorge	9,955	16,148	17,105	47,384	40,289	38,048	36,593
Austral	85,731	136,347	158,023	175,988	148,641	138,248	130,643
Total Cuencas	540,429	619,295	686,584	784,268	663,083	612,495	534,217
Producción	25,043	30,441	38,630	45,989	45,776	50,677	52,317
Reservas/Prod.	22	20	18	17	14	12	10

Fuente: SE

Figura 24: Reservas totales de Gas Natural



Fuente: ENARGAS

Es de destacar la similitud de los volúmenes entregados a centrales eléctricas en el mercado local, y los volúmenes destinados para la exportación (ver Tabla 16 y Tabla 17): mientras que en el año 2000, el volumen de gas natural destinado a la exportación correspondió a

43% del total destinado al mercado local para generación de energía eléctrica, en el año 2004 ese porcentaje supera el 70%. El volumen de las exportaciones en relación con lo destinado al mercado local, muestra la magnitud del dilema entre abastecer el mercado interno y el respeto por lo pactado en los contratos de exportaciones. En lo que respecta al uso de los gasoductos para transportar combustible a las centrales generadoras, cerca del 30% del total consumido es en boca de pozo, por lo que excluyendo ese volumen, el volumen de gas natural entregado a las centrales eléctricas localizadas en el territorio argentino es prácticamente igual al volumen exportado.

En cuanto a la distribución de las exportaciones de gas natural al mercado Chile por empresas productoras, en el entorno de 40% corresponde a YPF, mientras que cinco empresas (Pan American, Mobil, Sipetrol, Total, y Winter-shall) concentran un volumen similar (en el entorno de 8% cada una).

El sistema de transporte de gas natural en Argentina está concentrado en dos empresas de magnitud similar: Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) y Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN), con 64 y 54 Mm³-día de capacidad de transporte, respectivamente (ver Tabla 19).

Tabla 16: Gas Natural entregado a centrales eléctricas (Mm³)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
GBA	2,285	1,526	2,501	2,996	2,680	2,095	2,792	4,038
Buenos Aires	1,273	1,374	1,228	1,008	819	448	520	722
Cuyo	260	544	613	637	559	419	529	609
Centro	401	438	484	552	385	410	676	556
NOA	1,184	981	1,205	1,105	831	665	589	571
Litoral	376	366	314	370	301	238	193	251
Comahue	54	53	59	68	69	78	77	79
NEA	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal MEM	5,832	5,282	6,404	6,736	5,644	4,353	5,376	6,826
Subtotal MEMSP	457	508	532	570	480	420	524	546
Subtotal Transportado	6,289	5,790	6,937	7,306	6,124	4,773	5,900	7,372
Boca de Pozo*	2,328	2,758	3,743	3,593	2,774	3,011	2,851	2,971
Total	8,617	8,548	10,680	10,899	8,898	7,784	8,751	10,343

Fuente: Elaboración propia con base en SE

Tabla 17: Exportaciones e Importaciones de Gas Natural (Mm³)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Chile	671	1,979	3,363	4,439	5,404	5,341	6,058	6,797
Brasil	0	0	0	171	740	484	340	439
Uruguay	0	6	23	37	36	22	63	112
Total	671	1,985	3,386	4,647	6,180	5,846	6,461	7,348
Producción	35,860	37,335	40,473	44,748	45,989	45,776	50,677	52,317
Exp./Producción (%)	1.9	5.3	8.4	10.4	13.4	12.8	12.7	14.0
Exp./Gas a CG* (%)	7.8	23.2	31.7	42.6	69.5	75.1	73.8	71.0
Imp. Bolivia	1,703	1,752	420	0	0	100	91	0

Fuente: Elaboración propia con base en SE, * Gas a CG es gas a centrales de generación

Tabla 18: Exportaciones de Gas Natural a Chile por empresa (Mm³)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
YPF S.A.		533	1,370	1,805	2,121	2,130	2,193	2,728
Pan American Energy	554	256	323	382	371	470	585	642
MOBIL			366	403	489	430	585	549
Sipetrol S.A.			212	511	585	416	434	531
Total Austral	96	119	240	332	367	413	459	529
Wintershall Energía S.A.				310	330	389	435	537
Pluspetrol S.A.			162	314	396	406	365	262
Resto	21	1,071	689	382	746	687	1,001	1,019
Total	671	1,979	3,363	4,439	5,404	5,341	6,058	6,797

Fuente: Elaboración propia con base en SE

Tabla 19: Capacidad Nominal de Transporte de Gas en el Sistema Arg. (Mm³-día)

Gasoducto	1993	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Neuba I	11.0	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Neuba II	18.5	27.6	27.6	27.6	27.6	28.4	28.4	28.4
San Martín	15.4	16.9	17.3	18.0	20.9	22.3	22.3	22.3
Total TGS	44.9	58.0	58.4	59.1	62.0	64.2	64.2	64.2
Norte	13.4	17.1	17.1	19.9	20.4	22.5	22.5	22.5
Centro Oeste	11.2	20.2	25.4	27.8	31.9	31.9	31.9	31.9
Total TGN	24.6	37.3	42.5	47.7	52.3	54.4	54.4	54.4
Regionales	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Total sistema	71.7	97.5	103.1	109.0	116.5	120.8	120.8	120.8

Fuente: ENARGAS

TGS es una empresa cuyo capital accionario está en un 70% en manos de Petrobras y el grupo Enron, mientras que el 30% restante cotiza en las bolsas de Buenos Aires y Nueva York. La red de gasoductos de TGS, con 7,419 km de extensión, es la más extensa de Latinoamérica. Está compuesta por tres sistemas: Neuba I, con 1,240 km, Neuba II con 1,665 km, y Gral. San Martín con 3,408 km, a los que hay que adicionar 1,106 km de tramos finales.

TGN, por su parte, tiene por accionistas a Gasinvest S.A. (conformada por TecGas N.V., Compañía General de Combustibles S.A., Total Gas y Electricidad Argentina S.A. y Petronas Argentina S.A.) y a CMS Gas Argentina Co. La red de gasoductos de TGN está compuesta por dos sistemas de gasoductos principales, que totalizan 5,400 km. El Gasoducto Norte nace en Campo Durán, provincia de Salta y luego de recorrer 1,454 km llega a la Planta Compresora San Jerónimo (provincia de Santa Fe). A lo largo de su traza se ubican nueve plantas compresoras, una de las cuales es compartida con el otro gasoducto. Posee una capacidad de inyección de 22,5 Mm³-día y una longitud total de 3,328 km, incluyendo los tramos que alimentan el Gran Buenos Aires. El Gasoducto Centro Oeste comienza en el yacimiento de Loma de la Lata, provincia del Neuquén y recorre 1,121 km para llegar a la planta compresora San Jerónimo. A lo largo de su traza se encuentran ocho plantas compresoras. Posee una inyección de 32 Mm³-día y 2,078 km de cañerías en

paralelo. A partir de San Jerónimo, dos líneas troncales paralelas se conectan con el anillo de alta presión que alimenta el Gran Buenos Aires y la Capital Federal. Otra rama del sistema nace en San Jerónimo, recorre 188 km hasta la ciudad de Santa Fe, cruza el Río Paraná y termina en la localidad de Aldea Brasileira, en la provincia de Entre Ríos.

El desajuste entre la oferta y la demanda de gas natural, implicó un marcado déficit de capacidad en los gasoductos troncales (TGN y TGS) y en los gasoductos de menor alcance (Fueguino y Cordillerano). Para solucionar este problema, la Secretaría de Energía tomó diversas medidas, que se comentan más adelante en este trabajo, entre las que se destaca el desarrollo de fideicomisos para financiar las ampliaciones en las redes de transporte y distribución de gas natural. En función de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 663/2004, TGS convocó un Concurso Abierto dentro del marco del Programa de Fideicomisos Financieros, para la ampliación del Gasoducto San Martín de su propiedad, con el fin de atender el incremento de demanda de gas natural. La reserva de capacidad ofrecida en este Concurso Abierto -proveniente de la Ampliación- fue de 2,9 Mm³-día de 9,300 kcal. Las Zonas de Recepción son Tierra del Fuego y/o Santa Cruz y/o Chubut; las Zonas de Entrega son Santa Cruz Sur y/o Chubut Sur y/o Buenos Aires Sur y/o Bahía Blanca y/o Buenos Aires y/o GBA.

El diseño preliminar de la Obra de Ampliación contempla: (a) un volumen máximo de recepción de gas natural en las Zonas Tierra del Fuego o Santa Cruz o Chubut de 2.3 Mm3-día de 9,300 kcal más un volumen adicional de recepción en Chubut de 0.6 Mm3-día de 9,300 kcal y; (b) un volumen máximo de entrega de gas natural en la Zona GBA de 2 Mm3-día de 9,300 kcal. Una vez satisfechas las formalidades e instrumentados los acuerdos correspondientes, Transportadora de Gas del Sur S.A. asumirá, en carácter de Fiduciante, el rol de Gerente de Proyecto de las Obras de Ampliación de la Capacidad de Transporte Firme. En este rol, TGS adjudicará, por cuenta y orden del Fiduciario y con imputación específica al Fideicomiso de Gas, los contratos a los Contratistas y/o Proveedores que se emitan oportunamente. Otra obra mediante similar mecanismo financiero, es el Gasoducto Patagónico, que, con 610 km de longitud y 1Mm3-día, tiene por objetivo solucionar el faltante de gas en las zonas de las provincias de Chubut, Río Negro y Neuquén. Para la red de TGN, se prevé la instalación de gasoductos paralelos – 220 km con un diámetro de 30” y 15 km con un diámetro de 24”- al sistema existente en el Norte, que permita incrementar la capacidad de transporte en 1.8 Mm3-día. Para la financiación de los fideicomisos de las ampliaciones en las redes de TGS y TGN, se prevé aportes del Banco Nacional de Desarrollo Económico e Social (BNDES) de Brasil, por 171 MMUS\$ y 39 MMUS\$ para TGS y TGN, respectivamente; a su vez, YPF ha comprometido 101 MMUS\$ para las ampliaciones de TGN; TGS y TGN aportarán el financiamiento restante en las ampliaciones de sus redes.

Por otra parte, y según lo informado por la Secretaría de Energía, la demanda interna dispondrá de 1 Mm3-día adicionales de transporte, producto básicamente de la reasignación de contratos de transporte.

La Tabla 20 y la Tabla 21 presentan los Cargos por Fideicomisos que determina el ENARGAS para las ampliaciones en las redes de TGS y TGN. Estos Cargos, que surgen de una distribución sobre todos los contratos tipo firmes de cada transportista, sirven de referencia para aquellos interesados en presentar solicitudes de capacidad de transporte firme en los Concursos Abiertos que realicen TGN y TGS. Esto se complementa con un orden de prioridades para la adjudicación de los Llamados a Concurso, de acuerdo a lineamientos fijados por la Sub-Secretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía. Las prioridades se refieren a usuarios y cargadores, independientemente de quién los abastezca de gas o transporte. La última prioridad la tienen cargadores

Tabla 20: Cargos por Fideicomisos de Gas Transp. de Gas del Sur

Zona	\$ mes/ por m3 día*	\$/ MBTU día
Tierra del Fuego - SCS	0.0524	0.06
Tierra del Fuego - CHS	0.1336	0.16
Tierra del Fuego - BAS	0.1574	0.19
Tierra del Fuego - BB	0.2412	0.30
Tierra del Fuego - BA	0.2822	0.35
Tierra del Fuego - GBA	0.3166	0.39
Santa Cruz - SCS	0.0263	0.03
Santa Cruz - CHS	0.1075	0.13
Santa Cruz - BAS	0.1313	0.16
Santa Cruz - BB	0.2155	0.27
Santa Cruz - BA	0.2566	0.32
Santa Cruz - GBA	0.2911	0.36
Chubut - SCS	0.0261	0.03
Chubut - BAS	0.0490	0.06
Chubut - BB	0.1306	0.16
Chubut - BA	0.1697	0.21
Chubut - GBA	0.2024	0.25
Neuquén- Neuquén	0.0233	0.03
Neuquén - BB	0.1127	0.14
Neuquén - BA	0.1526	0.19
Neuquén - GBA	0.1869	0.23

* Cargo mensual por cada m3 de capacidad de transporte reservada

Tabla 21: Cargos por Fideicomisos de Gas Transp. de Gas del Norte

Zona	\$ mes/ por m3 día*	\$/ MBTU día
Salta - Salta	0.0561	0.07
Salta - Tucumán	0.1186	0.15
Salta - Centro	0.2205	0.27
Salta - Litoral	0.2877	0.35
Salta - Aldea Brasileira	0.3083	0.38
Salta - GBA	0.3408	0.42
Neuquén - Cuyo	0.1446	0.18
Neuquén - Centro	0.1470	0.18
Neuquén - Litoral	0.2113	0.26
Neuquén - Aldea Brasileira	0.2332	0.29
Neuquén - GBA	0.2572	0.32
Neuquén - Entre Ríos	0.3054	0.38

* Cargo mensual por cada m3 de capacidad de transporte reservada

directores que utilizan el gas fuera del país, que pretendan una ampliación de su capacidad y que estén dispuestos a prepagar la inversión proporcional que les corresponda.

En noviembre de 2005, por el mecanismo previsto en la Resolución MPFIPyS N° 185/04, y mediante ofertas irrevocables de transporte firme, están previstos importantes llamados a ampliaciones de las redes de TGS y TGN a ser ejecutadas durante los años 2006-2008:

- CONCURSO ABIERTO TGS N° 02/2005. Para la red de TGS se prevé un incremento de la capacidad de transporte firme hasta la Zona de Entrega GBA de 10 Mm3/día de 9,300 kcal contemplando: (i) 5 Mm3/día de 9,300 kcal en el Gasoducto General San Martín y; (ii) 5 Mm3/día de 9,300 kcal en el Gasoducto Neuba II.
- CONCURSO ABIERTO TGN N° 01/2005. Para la red de TGN se prevé un incremento de la capacidad de transporte firme hasta la Zona de Entrega GBA de 10 Mm3/día de 9,300 kcal contemplando: (i) 5 Mm3/día de 9,300 kcal en el Gasoducto Norte y; (ii) 5 Mm3/día de 9,300 kcal en el Gasoducto Centro Oeste.

2.4.3 Tarifas a usuarios finales

Como ya se mencionó, los Distribuidores están habilitados a comprar energía a un precio estabilizado en forma trimestral ("Precio Estacional"). Las diferencias entre los precios estabilizados y el precio spot son administradas por CAMMESA a través de una cuenta especial ("Fondo de Estabilización"). Trimestralmente, mediante Resolución de la Secretaría de Energía, se sancionan los precios estabilizados que surgen del valor más probable de los precios spot en el trimestre más las diferencias que permitan compensar lo ocurrido en el trimestre anterior. Por Resolución SE N° 1434/2005 se ajustaron los valores de los costos de generación que se traspasan a la demanda regulada (ver Tabla 22). Se observa que más del 40% de la demanda regulada paga solamente del orden de la mitad del costo real de generación (10.7 US\$/MWh). En el MEMSP la situación es más cercana a los costos reales, con un monómico promedio de 22 US\$/MWh.⁵

Las diferencias entre los valores de las Tabla 11 y Tabla 22 son consecuencia del no reconocimiento de los costos de generación en las tarifas a la demanda residencial. La Tabla 22 muestra también la existencia de importantes subsidios cruzados entre las diferentes categorías de usuarios residenciales.

3 ASPECTOS NORMATIVOS Y REGULATORIOS

3.1 ARQUITECTURA INSTITUCIONAL Y ESTRUCTURA NORMATIVA DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MEM)

3.1.1 Los cimientos: 1992-1994

Argentina es uno de los casos más importantes de reformas institucionales del sector eléctrico en el mundo. A partir del año 1992, con la Ley N° 24.065 de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, el sector fue reestructurado e incluido en un vasto programa de privatizaciones que abarcaron el primer periodo de la Administración Menem. Mediante esta reforma, se separaron las tres empresas estatales, que operaban como monopolios verticalmente integrados, en 27 unidades de generación, siete empresas de transmisión y varias empresas de distribución. Posteriormente, se inició un proceso de privatizaciones que abarcó el 80% de la capacidad de generación, el 100% de la transmisión, y el 60% de la distribución. Quedaron en manos del Estado, las centrales nucleares, los emprendimientos hidroeléctricos binacionales y algunas empresas de distribución provinciales.

La Ley N° 24.065 junto con el Decreto N° 634/991, constituyen los pilares normativos de la transformación del sector, los que permitieron la separación de los monopolios verticalmente integrados, la creación del mercado mayorista de energía eléctrica, la creación de organismos reguladores para los sectores eléctrico y gasífero (Ente Nacional Regulador de la Electricidad –ENRE, y el Ente Nacional Regulador del Gas –ENARGAS). También se creó el Consejo Federal de Energía con la misión de asesorar a la Secretaría de Energía y administrar el Fondo Nacional de Electricidad, el cual estaba destinado a financiar los subsidios regionales.

Tabla 22: Pasaje de los Costos de Generación a Tarifas de Usuarios finales

	M E M					
	>300kW	>10 y <300	No Res <10	Alum. Púb.	Res <10kW	Promedio
Medio Energía (AR\$)	54.93	54.93	45.23	22.46	15.78	34.95
Monómico (AR\$)	70.22	70.22	60.52	37.75	31.07	50.24
Monómico en US\$	24.2	24.2	20.8	13.0	10.7	17.30
Participación Estimada	19%	18%	15%	4%	44%	
	M E M S P					
Medio Energía	71.44	64.79	57.1	44.28	35.37	58.28
Monómico	77.62	70.97	63.28	50.46	41.55	64.46
Monómico en US\$	26.7	24.4	21.8	17.4	14.3	22.20
Participación Estimada	42%	16%	12%	5%	25%	

Fuente: SE

5. Para un análisis pormenorizado de la evolución de las tarifas de distribución de energía eléctrica antes y después de la reforma y reestructuración del sector, ver: Devoto, A. y J. Cardozo (2002): "La Tarifa de Distribución antes y después de la Reestructuración del Sector Eléctrico", Texto de Discusión N° 39, Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Argentina.

Los puntos más importantes de la Ley N° 24.065 fueron:

- Generación abierta a la competencia a través de la creación de un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, administrado por CAMMESA. Las funciones de CAMMESA son las de organismo encargado del despacho, y las funciones de administrador de mercado. CAMMESA es una empresa sin fines de lucro, propiedad en partes iguales por la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica (AGEERA), la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (AGUERRA), los trasmisores, los distribuidores, y la Secretaría de Energía. El Directorio está compuesto por dos miembros por cada grupo de accionistas, siendo presidido por el Secretario de Energía. Existente un directorio ejecutivo de cinco miembros: vicepresidente –nombrado por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN), y un director por los representantes de los agentes (generadores, trasmisores, distribuidores, y grandes usuarios). El Estado, a través de la Secretaría de Energía, tiene el derecho de veto en cuestiones relacionadas con tarifas.
- Acceso abierto a las instalaciones de transmisión y distribución.
- Tarifas y calidad de la transmisión y distribución sujetas a regulación.
- Obligación de los distribuidores de suministrar toda la energía demandada bajo su área de concesión.
- Posibilidad de los grandes consumidores de energía eléctrica de operar como agentes del mercado mayorista.

El principio que sustenta el diseño del marco regulatorio del sector es el de racionalidad económica, procurando la eficiencia en la asignación de los recursos. De esta manera, para la determinación de los precios en el Sistema Integrado Nacional (SIN), se incorporaron los siguientes criterios:

1. Se establece la **competencia** como factor del desarrollo de la actividad productiva en el sector. En el año 1991, como elemento central de la reforma del sector, se procede a la desintegración vertical de las empresas energéticas, hasta ese momento propiedad del Estado. Así se establece un mercado de generación, calificado como de interés general y definido como una actividad productiva de iniciativa privada con múltiples operadores que compiten entre sí. Para impulsar la competencia, la mayor empresa pública de electricidad, Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) fue separada en cinco empresas de

generación y tres empresas de distribución (Edenor S.A., Edesur S.A., y Edelap S.A.) En 1993 comenzó la privatización de Agua y Energía Eléctrica (AyE), que era la segunda empresa del sector con 16 plantas de generación, líneas de transmisión y empresas de distribución. Posteriormente, le tocó el turno a Hidronor, que operaba plantas hidroeléctricas en la región del Comahue.

2. Se promueve la **eficiencia económica** a partir del concepto de tarificación a costo marginal de largo plazo para definir el precio del recurso "energía eléctrica", lo que tiende a optimizar la utilización de los recursos de energía primaria y de capital volcados al sector.
3. **Transparencia** en el sistema de precios. En tal sentido, se establece como principio el procurar la mayor transparencia de precios posible entre las distintas etapas del proceso eléctrico, así como el mayor acceso directo de los usuarios al mercado. Se procura que las tarifas del suministro eléctrico de las distribuidoras ante sus usuarios finales reflejen las señales de abundancia o escasez que surgen de los precios del mercado mayorista (mercado spot).
4. **Liberalización de la demanda.** Se propicia establecer el vínculo directo con el mercado mayorista de aquellos usuarios que por la cuantía de su demanda, resulte económica y administrativamente racional encarar las obligaciones de medición y comportamiento propios de dicho vínculo. Estos usuarios son: GUMA (Grandes Usuarios Mayores), GUME (Grandes Usuarios Menores), y GUPA (Gran Usuario Particular). Y finalmente, se promueve la formación de un mercado a término, mediante contratos libremente pactados entre la oferta y la demanda, en la que se admite incluso usuarios con demandas mayores o iguales a 100 Kw.
5. **Uso racional de los recursos.** Dado que la demanda de electricidad representa la valoración de la utilidad que le adjudica la sociedad, el precio de mercado emergente de la igualación de la oferta y la demanda constituye una señal válida tanto de la escasez como de la utilidad del recurso. Este mecanismo de determinación del precio de mercado, propugna entonces implícitamente el uso racional del recurso.
6. **Equidad.** Se procura la mayor equidad posible entre los usuarios, tratando que cada uno afronte el costo del recurso que utiliza y el servicio que recibe. En ese sentido, se prohíbe a las distribuidoras la utilización de subsidios cruzados entre las categorías de sus usuarios, así como la discriminación de precios, en la

fijación de sus tarifas. Al mismo tiempo, y para evitar saltos bruscos en los precios a la demanda final, se instrumentó un sistema de precios estacionales a ser transferidos a la demanda. Se admiten **subsidios explícitos** para cubrir diferenciales de tarifas en casos de usuarios predeterminados, con cargo a partidas presupuestarias definidas ex-profeso.

7. **Calidad y seguridad.** Se establecen salvaguardas de calidad y seguridad compatibles con el interés general y el criterio del servicio público. Al respecto, se fijan regímenes de sanciones que pueden llegar a la caducidad de las concesiones para el caso de incumplimientos.

8. **Posición dominante.** Se previenen eventuales distorsiones monopólicas o prácticas colusivas que impidan la competencia o impliquen un abuso de posición dominante en el mercado.

9. Se instrumenta un **régimen regulatorio** de la actividad, conforme las concepciones y experiencias más modernas en la materia, que incluye la supervisión y control necesarios con ejercicio de jurisdicción y capacidad suficientes para dilucidar conflictos e intervenir en la preservación de los principios normativos expuestos.

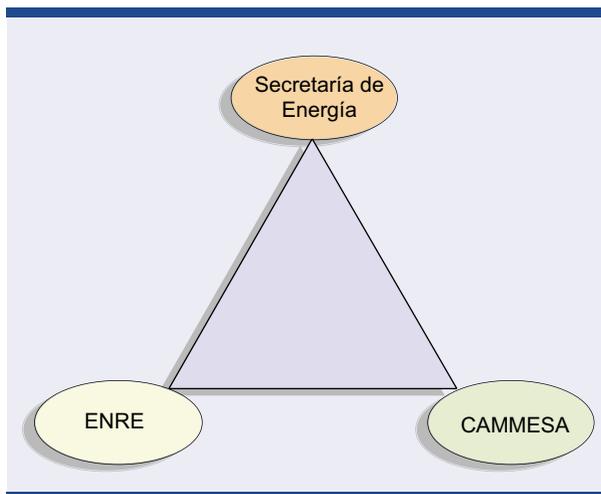
Para unir la creación del mercado mayorista con la demanda, la red nacional de transmisión (500 kV más algunas extensiones de líneas de 220 kV) fue concesionada (Transener) al igual que cinco redes de transmisión regionales.

El mercado mayorista creado (MEM) comprendía más del 90% de la demanda de energía, quedando el resto comprendido en el Mercado Mayorista de Energía del Sistema Patagónico (MEMSP).

En síntesis, la arquitectura institucional del MEM quedó asentada en tres pilares: por un lado, la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión pública y Servicios, establece los lineamientos políticos del sector, realiza las gestiones necesarias para su aplicación y establece las principales normas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); la fiscalización y tarificación está a cargo del ENRE; y la administración del mercado mayorista y la función de despacho queda en manos de CAMMESA.

La reforma del sector eléctrico dejó en manos de la Secretaría de Energía una dosis importante de poder. En efecto, la Secretaría de Energía tiene poder de veto en CAMMESA, tiene a su cargo el Organismo Encargado de Despacho

(OED) –aunque su manejo lo hace CAMMESA-, controla los emprendimientos hidroeléctricos binacionales (Yacyretá y Salto Grande) y la empresa de generación nuclear (NASA), y participa del Consejo Federal de la Energía Eléctrica.



Cabe mencionar que existen también otros organismos descentralizados vinculados al MEM, a saber:

- Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.
- Entidad Binacional Yacyretá.
- Unidad Especial Sistema de Transmisión Yacyretá (UESTY).
- Nucleoeléctrica Argentina S.A.

La función de Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. es comercializar la energía eléctrica que proviene de los aprovechamientos binacionales e interconexiones internacionales en los que el Estado Nacional le hubiese asignado esa función a Agua y Energía Eléctrica S.A., ejerciendo para ello los derechos y obligaciones correspondientes al Estado Nacional dentro del marco de los respectivos Tratados.

La Entidad Binacional Yacyretá fue creada en diciembre de 1973, luego de la firma en Asunción, Paraguay, del Tratado de Yacyretá en el que los Estados de Argentina y Paraguay se comprometen a emprender en común la obra destinada al aprovechamiento hidroeléctrico del río Paraná a la altura de la isla Yacyretá; al mejoramiento de su navegabilidad en la zona y la regulación de su caudal.

El Ente Binacional tiene capacidad jurídica y responsabilidad técnica para realizar los estudios y proyectos de las obras mencionadas y para la dirección, ejecución, puesta en marcha y explotación de las mismas, como una unidad técnico-económica.

Por otro lado, en 1992 se crea un organismo autárquico, la Unidad Especial Sistema de Transmisión Yacyretá, cuyo principal objetivo es llevar a cabo todas las actas necesarias para la puesta en operación del primer tramo del sistema de transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá.

Por último, Nucleoeléctrica Argentina S.A. es una empresa productora y comercializadora de la energía eléctrica producida por las Centrales Nucleares Atucha I y Embalse y tiene a su cargo la construcción de la Central Nuclear Atucha II. El paquete accionario es de propiedad del Estado Nacional, y la Secretaría de Energía es tenedora de las acciones y responsable de ejercer los derechos propietarios. Fue creada en 1994 y con anterioridad a su creación estas actividades eran realizadas por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

3.1.2 El modelo en su apogeo: 1995-2000

El proceso iniciado en el año 1991, transformó radicalmente el sector eléctrico argentino, dando lugar a una fuerte corriente de inversiones. En el periodo 1995-2000 se adicionaron al SIN más de 6,500 MW correspondiendo 6,300 MW al MEM. Si se considera desde el inicio de la reforma, el total acumulado supera los 8,750 MW. En términos de energía generada, la oferta doméstica pasó de aproximadamente 55,000 GWh en el año 1994 a 79,000 GWh. A fin de este período, había más de 40 empresas generadoras y 30 empresas de distribución, en su mayoría en manos del sector privado.

Concomitantemente con el aumento del parque de generación, la indisponibilidad térmica del sistema pasó de 38.7% a 29.4%, cifra que se reduciría aún más en los años siguientes. Esta ganancia de eficiencia es fruto de una gran renovación de los equipos generadores térmicos, que al momento del inicio de la reforma tenían una antigüedad promedio superior a los 30 años.

3.1.3 Intentos de reformas de segunda generación: 2001

Las fuertes inversiones ocurridas durante el período 1995-2000 provocaron una situación de exceso de oferta en 2001. Esto generó un descenso de los precios y las nuevas centrales ingresadas en ese período estaban operando con rentabilidades bajas, resultando negativas o nulas en algunos casos. Este contexto desincentivaba nuevos proyectos de generación y las inversiones comenzaron a disminuir.

Para revertir esta tendencia, el PEN intentó imponer un conjunto de reformas que consistían en una mayor liberalización del MEM. La intención era transformar el esquema vigente de poseer un Mercado Spot cuyo precio se determina sobre la base del Costo Marginal de Corto Plazo de producir electricidad, en un esquema de Libre Oferta de Precios eliminando al mismo tiempo la remuneración por Potencia.

Independientemente de si la forma de implementación de las nuevas medidas resultaba adecuada o no, y de los potenciales efectos negativos que pudiese tener en el mercado el hecho de realizar cambios de tal relevancia en las reglas de juego en tan poco tiempo y sin consultas previas con las partes involucradas, las autoridades nacionales parecían convencidas de que la mayor liberalización del MEM sería una estrategia útil para reanimar un sector en el que el ritmo de las inversiones había comenzado a decaer.

Debido al rechazo en el ámbito legislativo del Decreto Presidencial N° 804/01, que constituía la base legal del conjunto de medidas adoptadas, estas reformas nunca llegaron a ser implementadas.

La expectativa de precios de energía a futuro era de valores decrecientes para el año 2002. A esta situación de crisis en el sector eléctrico, hay que sumar los conflictos políticos, económicos y sociales que se agudizaban en la Argentina a fines de 2001. En este escenario, comenzó a contraerse la demanda de energía eléctrica, contraponiéndose al exceso de oferta, haciendo cada vez más largo el período de recuperación del precio Spot de la energía.

3.1.4 2002: la crisis del modelo

En enero de 2002 se deroga el régimen de Convertibilidad, lo que resultó en una serie de reformas impuestas al MEM por el Poder Ejecutivo Nacional a través de una serie de normativas que se analizan en este documento.

Con la derogación de este régimen (Ley N° 23.928), el establecimiento de la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras quedó en manos del PEN hasta el 10 de diciembre de 2003, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 25.561, que declara el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria.

Posteriormente, el PEN, mediante el Decreto Presidencial N° 260/02, definió el funcionamiento de un Mercado Libre y Único de Cambio, por intermedio del cual se ejecutarían todas las operaciones en divisas extranjeras al tipo de cambio libremente pactado.

En este contexto de Emergencia Económica y liberación del tipo de cambio, el PEN realizó una serie de cambios normativos, que tuvieron básicamente dos objetivos:

1. La minimización en el corto plazo de los efectos emergentes de la liberalización del tipo de cambio en las tarifas al usuario final.
2. Garantizar el normal abastecimiento de electricidad, en particular en el período invernal en el que pueden presentarse restricciones en el suministro de gas natural a generadores eléctricos.

En materia legal, en noviembre de 2003, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 25.822 (Plan Federal de Transporte, ver punto 2.3.5), que marca el fin del esquema basado en la participación del mercado, y en especial de los usuarios de la red de transporte, en la definición de las expansiones del sistema.⁶ La Ley establece que:

1. La totalidad de los fondos de la cuenta "Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte", individualizadas como fondos "SALEX", serán utilizados únicamente como fuente de financiamiento de la expansión del Sistema del Transporte Eléctrico Argentino. Los fondos "SALEX" tenían como destino financiar las ampliaciones de transporte en los corredores que los mismos tenían origen. De acuerdo a la Ley, los fondos SALEX correspondientes a los corredores Comahue-Buenos Aires y Centro Cuyo, se afectan en su totalidad a la financiación de las obras de la línea Comahue-Cuyo y del primer tramo-vinculación Mendoza-San Juan de la interconexión Cuyo- NOA (Línea Minera).
2. La normativa referida a exportación de energía eléctrica a países vecinos deberá contemplar expresamente que no resulten afectados los intereses de los usuarios de las provincias limítrofes, ya sea por la modificación del factor de nodo o por cualquier otro elemento que distorsione los mercados eléctricos locales. En igual sentido las operaciones de compra venta de energía a países limítrofes estarán sujetas al régimen tributario nacional.

Vale identificar los criterios y lineamientos de las acciones tomadas por el PEN sobre las reglas del MEM en el contexto de la crisis. Entre las decisiones más importantes, se destacan las Resoluciones SE N° 002/02, SE N° 008/02, y SE N° 240/03, que establecen:

1. Pesificación de precios y variables económicas reguladas. Hasta la finalización del Período Estacional de Invierno, se pesificaron con una relación de cambio 1-a-1 los valores del Costo de la Energía No Suministrada (CENS), Precio Base de la Potencia (\$BASE) y Precio por Confiabilidad de la Potencia (\$CONF) y todas aquellas otras variables económicas que se establecen en Los Procedimientos (Resolución SE N° 002/02). De acuerdo con esta resolución, el CENS se establece en 1.500 \$/MWh, el \$BASE en 5 \$/MW y la \$CONF en 5 \$/MW por hora en que se remunera la potencia. A su vez, se establecen toques a los costos marginales de las zonas deficitarias: 120 \$/MWh, 170 \$/MWh, 240 \$/MWh, y 1.500 \$/MWh, si el déficit es hasta 1.6%, 5%, 10%, y superior a 10%, respectivamente.
2. Limitaciones al margen que pudieran obtener los generadores del MEM por venta de energía en el Mercado Spot como diferencia entre el precio horario resultante en dicho Mercado y su propio costo variable de producción declarado.
3. Creación de un mecanismo de oferta anticipada, dirigido al objetivo específico de acotar el riesgo sobre el precio spot futuro para la demanda a tarifa regulada.
4. Creación de un mecanismo de prefinanciación para la compra de los combustibles líquidos por parte de los generadores térmicos, de modo tal de asegurar el suministro de combustible para generación en caso de escasez de gas natural en centrales eléctricas durante el período invernal.
5. La sanción de un Precio Estacional de Energía (precio para Distribuidores) igual al valor mínimo esperable del Precio Medio Spot durante la estación invernal (se aplican los precios correspondientes a una probabilidad de excedencia de 99%, es decir se sanciona el menor precio esperado para ese período). (Resolución SE N° 075/02).

6. Para un profundo análisis de los aspectos regulatorios del sistema de transporte de Argentina, ver Littlechild, S. C. y Skerk, C. J. (2004): "Regulation of Transmission Expansion in Argentina: Part I State Ownership, Reform and the Fourth Line" y "Regulation of Transmission Expansion in Argentina: Part II Development Since the Fourth Line", The Cambridge-MIT Institute Working Papers 61 y 62.

Los puntos 2 a 5 están establecidos, o en algunos casos son consecuencia, de las medidas adoptadas en la Resolución SE N° 008/02, cuyo contenido básico se resume en los siguientes puntos:

- Establece pautas para la declaración de los costos variables de generadores térmicos y de valores de agua de centrales hidroeléctricas, indicando para los primeros que la declaración debe contener un detalle de sus componentes y en qué medida cada una de ellas se ve afectada por la variación de la Tasa de Cambio y el Precio de Referencia del combustible correspondiente.
- Flexibiliza la actualización de las declaraciones de Costo Variables de Producción de los generadores térmicos, otorgándole mayor frecuencia a los ajustes y la posibilidad de que los mismos se originen en variaciones del tipo de cambio, en adición al motivo vigente hasta ese momento (redeclaración por variaciones de Precios de Combustibles).
- Determina criterios para definir los correspondientes valores máximos reconocidos de costos variables de producción, estableciendo diferencias entre máximos reconocidos para el despacho y máximos reconocidos para la determinación del precio spot y la posibilidad de que ambos sean fijados ex-post a la declaración efectuada por los generadores.
- Modifica los Procedimientos a seguir para la sanción de los Precios en el Mercado Spot en el período estacional de invierno. Fija valores máximos para este precio.
- Establece el Mecanismo para la Prefinanciación de los Combustibles líquidos utilizados por la generación térmica.
- Crea el Mercado Spot Anticipado (componente de ajuste ex ante) con el objetivo de dar mayor estabilidad al Precio Estacional y de esta manera acotar la volatilidad de precios a transferir a tarifa. Se implementa mediante licitaciones de compra de bloques de energía.
- Permite el uso del Fondo de Estabilización para el pago de las compras al Mercado Spot Anticipado y la prefinanciación de la compra de combustibles líquidos
- Determina un régimen de Garantías para estas operaciones anticipadas.
- Determina que el Organismo Encargado del Despacho

(OED) operará despachando primero la generación disponible cualquiera resulte su costo, antes de aplicar restricciones a la demanda.

- Determina que el precio máximo será 120 \$/MWh, en la medida que no resulte aplicar restricciones a la demanda.

Estas pautas establecieron una fuerte diferencia con respecto a la situación preexistente, dado que se habían cambiado las reglas sobre el mecanismo de fijación del precio de la energía para generadores y se limitó el mismo a un máximo de 120 \$/MWh.

Esta limitación determinó una primer reducción de la utilidad marginal de los generadores más eficientes, puesto que en caso de que la generación sobre la base de Combustibles Líquidos fijase el costo marginal –que resultaría mayor a 120 \$/MWh–, el precio de energía se mantendría en el tope impuesto de 120 \$/MWh.

Una consecuencia de la Res. SE N° 008/02 fue el cambio sustancial del modelo regulatorio de remuneración a la generación, pasando de un sistema de precio determinado por el costo marginal del sistema a uno de precios determinados por los costos variables de los generadores. En efecto, es un claro debilitamiento de la señal económica del precio de la energía spot calculado como el costo marginal de producir electricidad en el corto plazo, tendiendo a transformar la misma en un simple reconocimiento de costos variables de producción, recortando utilidad marginal al generador eficiente. Al mismo tiempo, el Estado, a través de la Secretaría de Energía se reserva el derecho de fijar precios máximos en el reconocimiento de los costos de producción.

Asimismo, desde el PEN se dictaron otras normas, algunas de carácter general y otras de aclaraciones particulares. Las más relevantes son las siguientes:

- Resolución ME N° 38/02: Establece que los Organismos de la Administración Pública Nacional, deberían interrumpir los procesos de revisión tarifaria que se estén llevando a cabo o cualquier otro mecanismo de fijación de precios. Esta resolución no tiene fecha límite de vigencia. No obstante, por art. 1° de la Resolución ME N° 487/2002 se exceptuó al ENRE y al ENARGAS de las restricciones previstas en la Res. ME. N° 38/02, a fin de llevar a cabo los procesos de modificaciones de tarifas de acuerdo con lo que prescriben los Artículos 46 de la Ley N° 24.065 y 46 de la Ley N° 24.076. El eventual impacto a los usuarios finales que resulten de estas modificaciones, deberá recoger

las disposiciones de la Secretaría de Energía para los usuarios del servicio de electricidad comprendidos en la tarifa T1R1 – pequeñas demandas de uso residencial – con niveles de consumo de hasta 300 kWh bimestrales, y para los usuarios de la tarifa R1 del servicio de gas. En sentido similar, por Resolución N° 53/2000 del ME, se aclara que lo dispuesto en la Res. ME. N° 38/02 no alcanza a los ajustes estacionales que define la Secretaría de Energía en el marco del art. 36 de la Ley N° 24.065 y su reglamentación y los ajustes estacionales en el precio del gas comprado por las Licenciatarias de Distribución de Gas fijados por art. 38 inciso c) de la Ley N° 24.076 y su reglamentación que define el ENARGAS.

- Resolución SE N° 146/02: Instruye a CAMMESA a implementar y poner en práctica una operatoria destinada a la financiación anticipada de mantenimientos mayores o extraordinarios para equipamientos de Generación o de los sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, bajo las condiciones establecidas en la misma resolución.
- Resolución SE N° 189/2002: Establece que, respecto a los excedentes de combustibles no utilizados, el Organismo Encargado del Despacho (OED) dará la opción al Agente de devolver la suma adelantada por esa cantidad o poner a disponibilidad del sistema el combustible no utilizado.
- Resolución SE N° 246/2002: En lo que respecta a los generadores hidroeléctricos, establece que los mismos pasan a ser remunerados en función de su producción media esperada de acuerdo a las series históricas de caudales registrados. Esto implica que la remuneración Base de potencia para Generadores Hidroeléctricos se independiza del despacho real, resultando de la aplicación de un valor teórico (producción media esperada) afectado por la indisponibilidad que registre la planta para entregar su compromiso de potencia disponible. A los efectos de evaluar el cumplimiento de esto último, la nueva normativa establece una metodología que involucra el cálculo de un factor de empuntamiento teórico, factor que prácticamente no afecta a la C. H. Yacyretá por tratarse ésta de un generador mayormente despachado en la base del diagrama de cargas.
- Resolución SE N° 01/2003: Introduce cambios tendientes a limitar los efectos de la suba de precios en los combustibles en las tarifas finales de los usuarios y a estabilizar el costo de abastecimiento de la demanda mediante la continuidad del Mercado Spot Anticipado durante el período de Invierno 2003 y el

mantenimiento de los valores máximos en la sanción del precio spot. Por otra parte se establecen medidas que tienden a asegurar el normal abastecimiento de la energía eléctrica en el próximo período invernal, entre las que se pueden destacar el pago del servicio de Reserva de Confiabilidad y de Reserva con Garantía de Combustible (RCRGC).

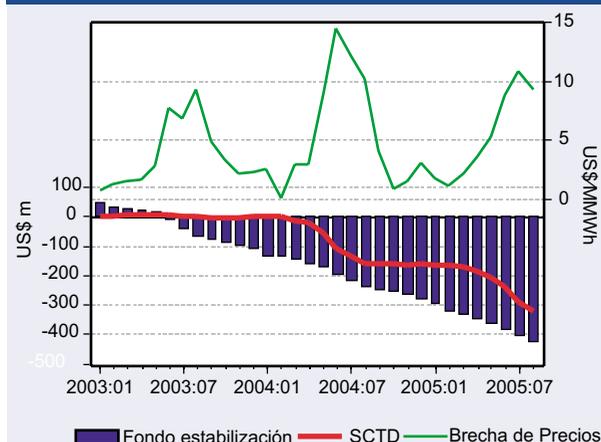
- Resolución SE N° 240/03: Con el objeto de disminuir el déficit crónico del Fondo de Estabilización y con el objetivo de seguir manteniendo las tarifas congeladas, se cambia drásticamente el mecanismo de fijación del precio spot de la energía, estableciendo que a partir de mediados de Agosto 2003 el mismo se calcularía como si hubiese plena disponibilidad de gas natural en todas las centrales, considerando que las plantas hidroeléctricas y la importación spot no fijan precio. Asimismo establece que las máquinas térmicas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración su costo reconocido y las diferencias entre el Precio de Nodo respectivo y el costo reconocido serán recaudadas a través de la "Subcuenta Sobrecostos Transitorios de Despacho". De esta manera, y solamente para el cálculo del precio horario, se simula ex post un despacho térmico, ordenado en función de los Costos Variables de Producción (CVP) reconocidos y la potencia disponible de cada unidad térmica asumiendo 100% de disponibilidad de gas natural, hasta cubrir la generación térmica real despachada. La energía entregada al Mercado "Spot" por las centrales hidroeléctricas despachadas es remunerada por el precio de Nodo respectivo, no acumulando monto alguno por eventuales diferencias entre su valor de agua y el referido precio de Nodo. Las declaraciones de Valor de Agua de las hidroeléctricas y/o el precio de la importación Spot son sólo tomadas en cuenta en el cálculo del precio toda vez que su consideración determine precios spot de energía menores. El precio spot de la energía queda determinado por la unidad marginal definida mediante esta metodología, que la mayor parte del tiempo vendrá dado por unidades a gas natural. Ante situaciones de restricciones a la demanda, el precio spot máximo de la energía tiene un único techo en 120 \$AR/MWh, independientemente del nivel de falla registrado. El despacho físico de generación no se ve alterado por la aplicación de esta nueva normativa. Esta Resolución debilitó aún más la señal económica dada por el precio de la energía, recortando la utilidad marginal del generador eficiente sin otorgar derechos al mismo por la reducción en sus ingresos que la aplicación de la misma produce.

- Resolución SE N° 93/04: establece que el precio de energía mayorista a transferir a tarifas es mayor para demandas de más de 300 kW, mientras que para demandas menores a 10 kW se mantiene el precio vigente desde 2002. A las demandas intermedias (entre 10 y 300 kW) se les transfiere un precio intermedio.
- Resolución SE N° 949/2004: establece que las compras de los Agentes Generadores y/o Comercializadores en el Mercado Spot, destinadas a exportación, serán valorizadas al valor máximo entre el costo marginal operado y el precio spot horario de la energía que corresponde al Agente o Comercializador del MEM. Complementariamente, no se les reconocerán Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) por sobre el Precio de Mercado del Mercado "Spot" a la generación propia destinada a cubrir exportaciones ni se cobrarán los cargos correspondientes a dichas demandas.
- Resolución SE N° 712/2004: Crea el "Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista" (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a las inversiones que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica hacia el año 2007. La Resolución se funda en la situación financiera del Fondo de Estabilización, que desde junio de 2003 se encuentra en situación deficitaria -en agosto de 2005 el déficit de dicho Fondo supera 400 MMUS\$, y la deuda acumulada por los SCTD supera 300 MM US\$- lo que origina que lo devengado por los Agentes Acreedores del MEM no pueda ser cubierto en su totalidad con los recursos recaudados por lo facturado a la demanda (ver Figura 25). La Resolución establece que el Organismo Encargado del Despacho (OED), que maneja CAMMESA, será el responsable de administrar el fondo creado.
- La Resolución reconoce explícitamente el creciente riesgo de falla en el sistema, y la dificultad para que el sector privado invierta los recursos necesarios para solucionar el problema. La misma se funda en el Informe "Evaluación de Riesgos de Mediano y Largo Plazo - Período 2004- 2007", realizado por CAMMESA, en el que se manifiesta la necesidad de incrementar la infraestructura disponible para asegurar el abastecimiento de gas natural a centrales de generación eléctrica a más tardar en el invierno del año 2006, y equipamiento para generación y/o transporte de energía eléctrica a partir del año 2007, existiendo el riesgo potencial de incapacidad de satisfacer la demanda de energía eléctrica creciente si la infraestructura en la que se

funda la oferta de energía eléctrica se mantiene estancada.

- Resolución SE N° 826/2004: Convoca a los Agentes privados acreedores del MEM con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a participar en la conformación del Fondo para Inversiones Necesarias (FONINVEMEM), otorgándoles a aquellos que voluntariamente decidan hacerlo, la posibilidad de participar en la gestión de los Proyectos conforme a las normas que dicte la Secretaría de Energía aunque se menciona que ésta tendrá la capacidad de veto en las decisiones que se adopten.
- Resolución SE N° 1427/2004: Sienta las bases para la readecuación del MEM con el "Acta de Adhesión para la Readaptación del Mercado Eléctrico Mayorista". La Resolución tiene por objeto fijar pauta básicas sobre las cuales se readaptará el MEM, entendiéndose por tal readaptación "a la acción de recomponer el funcionamiento regular del MEM como un mercado competitivo, con oferta suficiente, en los cuales los Generadores, Participantes y Grandes Usuarios de Energía, puede comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, sin distorsiones reglamentarias y en el marco establecido por la Ley N° 24.065". Se convoca, una vez más, a los Agentes privados acreedores del MEM con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones Necesarias (FONINVEMEM) que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica, invirtiendo en dicho mercado sus acreencias durante el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006.

Figura 25: Fondo de Estabilización y SCTD v. Brecha de Precios



3.1.5 Modificaciones del esquema regulatorio eléctrico: 2005-2008

Hay dos temas centrales para encausar el funcionamiento del MEM: 1) el establecimiento de un sendero de normalización de los precios del mercado, y 2) el establecimiento de un sendero de normalización institucional.

En cuanto al primer aspecto, el punto de arranque es la Resolución SE N° 1427/04 que se mencionó en el punto anterior. La Resolución establece, además del objetivo de aumentar la oferta de generación de electricidad mediante el FONINVEMEM, el compromiso de la Secretaría de Energía de:

1. Sancionar precios estacionales trasladables a las tarifas, con excepción de la denominada tarifa social, para alcanzar a fines de 2006 valores que cubran como mínimo los costos monómicos totales del MEM. Es un paso importante para la normalización tarifaria.
2. Una vez readaptado el MEM a partir de la entrada en operación comercial de las nuevas centrales construidas con los recursos del FONINVEMEM, dejar sin efecto la Resolución SE N° 240/03, volviendo a remunerar a los generadores con el Precio Marginal del Sistema, teniendo en cuenta el costo de la energía no suministrada y con un valor del agua que represente el valor de reemplazo térmico; es un paso muy importante en la normalización del sistema de precios.
3. Promover los cambios regulatorios necesarios para que, a partir de la readaptación del MEM, el mercado transite hacia un mayor nivel de contratación a término. A tales efectos, se establece que:
 - Las medianas y grandes demandas tengan la obligatoriedad de la contratación de, al menos, el 75% de su consumo de energía eléctrica.
 - Licitación de la contratación de la energía a producir por el o los Proyectos que se realicen con fondos de FONINVEMEM, con el objeto de facilitar el posible financiamiento de los mismos.
 - Pueda comenzar a licitarse paulatinamente y en años sucesivos, el abastecimiento del crecimiento de la demanda, que no se encuentre habilitada para gestionar su propio suministro (demanda de Distribuidores), mediante contratos con nueva Generación, con una duración mínima que inicialmente podrá ser de cuatro (4) años.

4. Generar los instrumentos regulatorios que permitan la contratación de transporte firme de gas natural y la adquisición de gas natural, adicional al actualmente contratado, con destino a la generación de energía eléctrica (aunque no se mencionan cuáles serían esos instrumentos).
5. Una vez readaptado el MEM, los contratos de exportación de energía eléctrica tendrán las mismas posibilidades de adquirir los faltantes de energía eléctrica en el Mercado "Spot" que la demanda interna. Es un paso importante hacia la readaptación de la integración energética con los países vecinos.

En la Resolución, parece haber una importante modificación en el perfil regulatorio de largo plazo. En efecto, la obligación de los grandes consumidores de contratar un porcentaje significativo de su demanda de energía, señala un mayor sesgo hacia el mercado de contratos en desmedro del mercado spot. Es una medida que coadyuva también al aumento de la oferta de largo plazo, reconociendo que luego de la crisis, no va a ser suficiente con las señales de precios para restituir la oferta vis-à-vis el crecimiento de la demanda.

En cuanto a la receptividad a la Resolución SE N° 1427/04 por parte de los Agentes privados, hay que destacar el Acuerdo Definitivo para la Readaptación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que es una respuesta por parte de los Generadores a la citada Resolución. Por medio del mismo, se comprometen a poner en marcha dos centrales de Ciclos Combinados de 800MW cada uno y las instalaciones de transporte de gas natural necesarias y disponibilidad de gas natural con destino a la generación eléctrica necesario para el proceso de readaptación del MEM.

El Acuerdo pretende completar y complementar las pautas establecidas en el Acta de Adhesión sobre la cuales se readaptará el MEM. Los Generadores, por su lado, se comprometen a construir las dos centrales. Por otro lado, pretenden que la Secretaría de Energía se comprometa a sancionar reglas que aseguren la readaptación progresiva y sostenida del MEM. En particular, se busca que los precios del mercado sean determinados por la oferta y la demanda, sin distorsiones reglamentarias y en el marco de la Ley N° 24.065 en vigencia, incluyendo la regulación que permita a los Generadores del MEM la contratación en forma directa de Transporte Firme de Gas Natural asegurando el suministro de gas natural a los requerimientos de las centrales eléctricas del MEM.

También proponen la creación de tres fideicomisos, en vez de uno, para cumplir con su compromiso de poner en funcionamiento las dos centrales. Serán denominados: "Fideicomiso FONINVEMEM A", "Fideicomiso FONINVEMEM B" y "Fideicomiso FONINVEMEM Garantía". El objeto de los Fideicomisos A y B será:

a) La constitución de dos sociedades, las que serán responsables por la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales, cuyas acciones se transferirán a los beneficiarios del Fideicomiso de Garantía.

b) La administración de los recursos que se definen en el Acuerdo.

c) La administración económico-financiera de los fondos comprometidos y que se mantendrán hasta la finalización de los Contratos de Abastecimiento.

La propuesta de acuerdo definitivo formulado por los Generadores en respuesta a la Resolución SE N° 1427/04 fue presentada a mediados de 2005 y estuvo en consideración por parte de la Secretaría de Energía hasta el 7 de octubre de 2005, fecha en la que emitió la Resolución SE N° 1193/2005.

- Resolución SE N° 1193/2005:

En virtud del agotamiento de los plazos previstos para la readaptación del MEM, y ante la falta de propuestas de algunos Agentes Privados Acreedores del MEM (APA) para suministrar el financiamiento de los proyectos de ciclos combinados, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE N° 1193/2005 en la que reconoce la necesidad de realizar los mismos ya sean con aportes del Estado por sí mismo, o a través de la demanda o de otros actores hoy no presentes en el MEM. A tales efectos, la Secretaría de Energía dio un plazo hasta el 17 de octubre de 2005, para que los APA manifiesten su decisión de gestionar la construcción, operación y el mantenimiento de dos (2) Centrales de Ciclo Combinado de 800MW cada una; se fija además un rendimiento equivalente a la aplicación de una tasa Libor anual + 1% sobre las inversiones realizadas a su valor equivalente en dólares estadounidenses a la fecha de puesta en operación comercial de las instalaciones.

La Resolución establece una serie de puntos, entre los que se destacan:

1. El OED (CAMMESA) será el que realizará la convocatoria a los APA a manifestar formalmente su decisión de gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las centrales, antes del 17 de octubre de 2005.
2. A los 30 días de la fecha anterior, los APA que hayan manifestado su decisión de suscribir el Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los Proyectos para la Readaptación del MEM ("el Acuerdo") según lo establecido por la Resolución N° 1427/2004, deberán conformar las Sociedad Generadoras (SG) para llevar adelante los proyectos.

El Acuerdo establece:

1. El compromiso por parte de los Generadores para la construcción de dos centrales de tipo Ciclo Combinado de, al menos, 800 MW cada una (las "Centrales") a ser instaladas en las regiones de GBA o Litoral indistintamente.
2. Las Centrales aportarán la energía generada mediante un Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica, de 10 años de duración a partir de la entrada en servicio comercial de las mismas, a celebrarse con CAMMESA, por Cuenta y Orden del Estado; el contrato se realizará bajo un precio monómico, con una potencia comprometida de 80% de la potencia neta (ie, 640 MW), curva de carga constante; siendo el punto de entrega el Centro de Cargas del Sistema.
3. En caso de observarse un desistimiento generalizado a la invitación realizada, la Secretaría de Energía procederá a licitar en forma abierta y al menor precio, un contrato de abastecimiento de energía eléctrica a realizarse con el MEM.
4. El costo del Contrato formará parte del precio estacional, y el costo del transporte firme de Gas Natural (GN) estará a cargo de todo el MEM.
5. Los APA que acepten la invitación, conformarán dos SG, cada una de las cuales será responsable de la gestión de compra de equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales a construir.
6. Las SG deberán ser conformadas con al menos dos (2) Agentes privados, siempre que el aporte de los mismos alcancen un porcentaje de participación mínimo de 30% de las acreencias posibles de comprometer.

7. Se permite la participación de otros actores No Agentes privados acreedores del MEM.
8. Para la gestión de compra de equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales, se constituirán sendos Fideicomisos (los "Fideicomisos"), en el ámbito de CAMMESA, por Cuenta y Orden del Estado, que tendrán la responsabilidad de realizar la administración económica-financiera de los fondos comprometidos y que se mantendrán hasta la finalización del Contrato de Abastecimiento.
9. Los Fideicomisos recibirán, para afrontar los compromisos de pago derivados de la adquisición del equipamiento y otros costos durante la etapa de construcción de las Centrales, los siguientes recursos:
 - El capital del Estado destinado a la cancelación de las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD).
 - El financiamiento adicional que pudieran comprometer los Agentes Generadores.
 - Financiamiento de otros inversores, bancos, y proveedores de equipos.
 - El aporte del Estado que complemente los aportes arriba mencionados, hasta alcanzar el monto total de inversión requerida para la construcción de las Centrales, el cual podrá, por decisión de la Secretaría de Energía, constituirse con los recursos provenientes de un cargo tarifario asignado a los Agentes Demandantes del MEM.
10. Durante la operación comercial de las Centrales, los Fideicomisos recibirán:
 - El producido del Contrato de Abastecimiento suscripto con el MEM; dicho Contrato tendrá una retribución que incluirá, además de todos los costos fijos y variables (principalmente costos de combustibles) incurridos en la normal operación y mantenimiento de las Centrales, una remuneración por gestión comprometida en el mismo ("Cargo por Gestión") en US\$/MWh, cuyo valor será definido por un Grupo de Asesoramiento que se creará; el costo de combustible no incluirá el costo de transporte firme de GN el que será soportado por todos los Agentes Demandantes del MEM, a través de un cargo específico, y abonado por los Fideicomisos respectivos; el precio del Contrato de Abastecimiento incluirá también, el cargo necesario para hacer frente al pago de deuda adquirida con inversores financieros de las Centrales y los pagos a los acreedores con LVFVD que hayan o no suscripto el Acta de Adhesión para la Readaptación del MEM; el precio del Contrato de Abastecimiento se ajustará, a lo largo del período contractual, por la variación del precio de combustible y las variaciones en la tasa Libor y/o rendimiento obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras, según corresponda, sobre los componentes de deuda contenidas en el Contrato.
 - Los créditos por ventas en el Mercado Spot y/o en el Mercado a Término que le correspondan a las Centrales.
 - Las garantías de cumplimiento de entrega de energía eléctrica comprometida en el Contrato de Abastecimiento aportadas por las SG
 - Activos físicos y demás garantías otorgadas por contratistas y proveedores de equipos.
 - Los derechos de uso, tanto del Gas Natural (GN) contratado como de la capacidad de transporte firme de dicho combustible, hasta la finalización del Contrato de Abastecimiento.
11. Las SG licitarán simultáneamente, y en nombre del FONINMEM o de los Fideicomisos, según resulte de la estructura que finalmente se concrete, la construcción y el mantenimiento de las Centrales; dicha licitación será realizada en ámbito privado con la supervisión de la Secretaría de Energía.
12. El Cargo por Gestión será la única remuneración que recibirán las SG correspondiente, por la gestión de las Centrales.
13. Los titulares de LVFVD que suscriban el Acuerdo o hayan suscripto exclusivamente el Acta recibirán a partir de la habilitación comercial de las Centrales y en 120 cuotas iguales y consecutivas, la devolución de sus acreencias representadas por las LVFVD con un rendimiento anual equivalente a la aplicación de una tasa Libor anual + 1%; los restantes titulares de LVFVD –que no suscribieron el Acta ni el Acuerdo–, recibirán la devolución de sus acreencias con una remuneración en pesos según lo estipulado por el artículo 3° de la Resolución SE N° 406/03; los aportantes de capital extra MEM, incluyendo entre ellos los aportes que haga el Estado, tendrán derecho a la participación accionaria en las SG, en proporción a sus aportes, y una remuneración igual a la de los titulares de LVFVD en primer lugar mencionados; los aportantes

extra MEM que dispusieron exclusivamente de financiamiento para la construcción de las Centrales –proveedores de equipos e instalaciones– recibirán el pago del financiamiento realizado bajo las condiciones aceptadas en cada caso; otros aportantes exclusivamente de financiamiento para la construcción de las centrales, tal es el caso de otros agentes del MEM no alcanzados por las LVFVD, tendrán derecho a recibir una remuneración similar a los casos anteriores.

14. Para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica al MEM, previsto en el Contrato de Abastecimiento, las SG dispondrán de un suministro de GN en condición firme ("Contrato de Gas") y un contrato de Transporte Firme de GN.

15. Las características generales del Contrato de Gas serán:

- Modalidad contractual: contrato de firme de gas y la SG
- Volumen: cantidad diaria contratada de 3.6 Mm3/día + el gas retenido correspondiente
- Obligaciones de las partes: 50% de "Tomar o Pagar" y 100% de "Dar o Pagar"
- Plazo de vigencia: 10 años + período de pruebas
- Precio: a definir
- Ajuste de precio: a definir, según procedencia del producto
- Condiciones comerciales: derecho a revender a terceros el producto no utilizado
- Garantías: se exigen garantías del proveedor de gas –en caso de incumplimiento del "DOP", deberá pagar el equivalente a los mayores costos por operar con combustible alternativo o el costo de producción de la energía equivalente en el MEM, según corresponda–, del comprador, del Estado, y de las SG

16. A la finalización del Contrato de Abastecimiento, se prevé la transferencia de los activos de las centrales, a los agentes generadores privados que acordaron llevar adelante la gestión de estos proyectos, a los inversores que estén dispuestos a apoyar el emprendimiento y al Estado, en proporción a los aportes de capital realizados por cada uno.

17. Para definir todos los detalles hasta la entrada en operación comercial del último de los equipamientos a ser instalados, se creará en el ámbito de la Secretaría de Energía un Grupo de Asesoramiento.

Vencido el plazo estipulado por la Resolución, la gran mayoría de las empresas generadoras de electricidad aceptaron integrar las SG que gestionarán la instalación de las Centrales. La francesa Total, Endesa de España, Petrobras y AES de EE.UU. serán las principales accionistas de las dos SG. En tanto, no aceptaron participar Pluspetrol y Capex. De esta manera, los APA cedieron 65% de sus acreencias (porcentaje mínimo fijado por la Secretaría de Energía), de modo que más del 90% acordaron la reinversión. Finalmente, las generadoras que suman más de 89% de los créditos aceptaron gestionar la construcción, operación y mantenimiento de las nuevas centrales. Cada APA forma parte de las SG en proporción al dinero que les adeuda el Estado. Se estima que Total tendrá 25% a 27%, Endesa retendrá alrededor de 20%, AES se quedaría con porcentaje similar a la española y Petrobras con algo más de 10%. Los equipos se licitarán entre los grandes proveedores internacionales (General Electric, Siemens, Alstom, Mitsubishi) a las que se requerirá financiamiento. Ahora comienza la fase ejecutiva para instalar los dos ciclos combinados de 800MW de potencia cada uno, a instalarse uno en las inmediaciones de la Ciudad de Rosario (región Litoral) y otro en las inmediaciones de Campana/Rodríguez (GBA) previéndose su puesta en marcha en ciclo abierto a mediados del año 2007 y la culminación de los ciclos en el año 2008.

En cuanto al segundo punto –el establecimiento de un sendero de normalización institucional–, las señales aún no son del todo claras. Por un lado, existe un creciente rol de CAMMESA, que es el organismo que instrumenta en la práctica casi todas las resoluciones que emanan de la Secretaría de Energía. Por otro lado, durante estos años de crisis en el sector, ha habido un progresivo debilitamiento en los recursos humanos y financieros de los entes reguladores -ENRE y ENARGAS-, que sumado a la situación de la Secretaría de Energía, hace que el manejo institucional quede en los hechos en manos de CAMMESA.

3.1.6 Modificaciones del esquema regulatorio del mercado de gas natural

El análisis de la normativa para el sector eléctrico no puede estar desvinculado de la del sector de gas natural. En el ámbito de la provisión de gas natural para generación de electricidad, hay que destacar los siguientes cambios normativos:

- Decreto PEN N° 1020/95: Fija incentivos a las distribuidoras de gas para comprar eficientemente sus requerimientos de gas natural. Se fijan precios de referencia para cada cuenca, los cuales son menores a los precios promedios en cada una de ella. Aquellas empresas distribuidoras que se adhieran a este sistema de incentivos, y que logren comprar a precios menores que los fijados por el ENARGAS como de referencia, tienen derecho a quedarse con parte de esa renta.
- Decreto PEN N° 180/2004: Crea el Mercado Electrónico de Gas (MEG) cuyas funciones fundamentales serán transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados "Spot"), de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural. Crea el Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas, cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras de expansión. El Fondo Fiduciario estará integrado por los siguientes recursos: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y (iii) a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los beneficiarios directos.
- Decreto PEN N° 181/2004: Faculta a la Secretaría de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Propone la segmentación del precio del gas natural en: (i) Residenciales y Pequeños Comercios - Usuarios Prioritarios, y (ii) Restantes Categorías - Industriales, GNC, SGP3. Los Usuarios Prioritarios mantienen sus precios a "Valores Pesificados" durante todo el año 2004, mientras las categorías Industriales presentan un sendero de incrementos que comienza en Mayo de 2004 y culmina en julio de 2005. Fija umbrales de consumo para las categorías del servicio residencial R1, R2 y R3. El sendero de precios ha funcionado para los grandes consumidores. No así para la pequeña demanda residencial, que continúa sin recibir las señales adecuadas de precios. Los usuarios de GNC han sido forzados a buscar sus propios contratos, en lugar de protegerse en el ámbito regulado de las distribuidoras.
- Resolución Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios N° 185/2004: Establece las bases técnico-legales para la realizar ampliaciones en los sistemas de transporte y distribución de gas. Dispone que el ENARGAS "deberá aportar las obras a ejecutarse para atender inversiones en transporte conforme el régimen establecido en la presente Resolución, así como los montos de las mismas y cargas tarifarias a crearse para integrar el patrimonio fideicomitido de cualquiera de los Fideicomisos previstos en la presente norma".
- Resolución SE N° 659/2004: La fuerte distorsión de precios acaecida a partir del año 2002 permitió que algunos Transportistas y Productores ejerzan un esquema de precios diferenciado entre el mercado externo y doméstico, e incluso entre categorías de usuarios. Atento a ello, la Secretaría de Energía instrumentó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural (el "Programa"), que sustituye al Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte, establecido por la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles. El Programa resultará de aplicación mientras la inyección de gas natural por Cuenca sea inferior a la demanda de: (i) los usuarios contemplados en el Artículo 31 del Decreto PEN N° 180 de 2004; con más (ii) la de los usuarios del Servicio SGP (tercer escalón de consumo) y la de los usuarios firmes (SGG, FT, FD y FIRME GNC), por su capacidad reservada; y con más (iii) la de las centrales de generación térmica, que resulte necesaria para evitar la interrupción del servicio público de electricidad.

Todo lo antedicho será de aplicación, en tanto y en cuanto las demandas mencionadas puedan ser atendidas con la capacidad de transporte existente, es decir, que exista capacidad disponible de transporte y distribución que físicamente pueda ser utilizada para abastecer al mercado interno. Para el caso (ii), deberán considerarse aún a aquellos usuarios que fueron históricamente abastecidos con gas natural adquirido por las prestatarias del servicio de distribución de gas natural por redes, y que habiendo contratado y mantenido históricamente servicios firmes, los mismos no han sido renovados a su vencimiento, como consecuencia de la mera falta de disponibilidad de gas o transporte por parte de esas prestatarias, para seguir abasteciéndolos. Estos usuarios serán identificados acorde a los especiales criterios que elabore y disponga el ENARGAS, o la Secretaría de Energía.

Al darse las condiciones antes mencionadas, la Subsecretaría de Combustibles instruirá a los productores exportadores de gas natural para que inyecten al sistema de transporte o distribución, el volumen de gas adicional para el mercado interno, que resulte necesario para satisfacer las demandas mencionadas.

Los concesionarios u operadores de gasoductos, cualquiera sea su condición regulatoria o régimen de habilitación, no podrán transportar bajo ningún concepto gas natural para exportación que hubiera sido inyectado, directa o indirectamente, por un productor exportador que no hubiera cumplido con su obligación de inyección adicional para el mercado interno, conforme lo dispuesto en el "Programa".

- Resolución SE N° 663/2004: Aprueba el Reglamento de Contrataciones para las obras incluidas en el Programa Global para la emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros, constituido por el Artículo 1° de la Resolución SE N° 185/2004.
- Resolución SE N° 1146/2004: Implementa el acuerdo entre el Mercado Electrónico de gas (MEG) y la Asociación Civil Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Aprueba la normativa vinculada a la "Réplica de Información de Despacho" y establece un régimen de penalidades relacionadas con la misma.
- Resolución SE N° 752/2005: Sienta las bases para la normalización de precios en el mercado de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST).

Establece que: a) aquellos usuarios no residenciales con consumos mensuales promedios en el año anterior inferiores a 9,000m³ (9,300 kcal.) podrán adquirir el gas natural en el PIST, a sujetos de la industria del gas natural distintos a las compañías prestatarias del servicio de distribución; esta medida tiene por objeto permitir a las distribuidoras mantener el precio al sector residencial lo más bajo posible al forzar a ciertos usuarios a comprar sus requerimientos de gas natural a precios de mercado, y por otro lado liberar oferta de transporte, la que tiene que ser comercializada a través del MEG; b) a partir del 1° de agosto de 2005, las prestatarias del servicio de distribución no podrán suscribir contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el PIST para abastecer a los Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles, ni podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes para abastecer a estos usuarios; esta disposición obliga a esos usuarios a pagar los precios de mercado para grandes usuarios y no los precios que paga la demanda cautiva; c) no están permitidos los contratos de las empresas distribuidoras para la compra de gas natural en el PIST para abastecer a los usuarios del Servicio General "G" d) los usuarios de GNC deberán seguir ciertos mecanismos para la compra de gas en el PIST; e) las distribuidoras están obligadas a comprar el gas para los Nuevos Consumidores Directos (NCD) de gas en el MEG; f) para los NCD de GN se habilita a través del MEG un sistema para que puedan demandar gas en los PIST, registrando su disposición a contratar gas a término, utilizando para ello un mecanismo de Ofertas Irrevocables estandarizadas (OIE); las OIE deberán cumplir con que el precio que deberá estar dispuesto a pagar el oferente que haya registrado una OIE será el promedio ponderado de los precios de exportación facturados, netos de retenciones, en cada Cuenca; y deberán tener el compromiso de "tomar o pagar" (TOP) no menor del 75% de la Cantidad Máxima Diaria (CMD) acumulada a lo largo de un bimestre. El compromiso de "Dar o Pagar" (DOP) a ser asumido por el vendedor no será mayor al TOP calculado sobre la CMD y sobre una base diaria. El menor volumen a contratar será de 1.000 m³/día de CMD y el volumen total será un múltiplo entero de éste; g) si una OIE no es satisfecha por ningún oferente de gas, el demandante podrá requerirle a la Secretaría de Energía que le asigne el volumen demandado; y tal Inyección Adicional será requerida a los productores que exportan gas y que inyecten gas natural desde las cuencas que puedan abastecer esas OI insatisfechas, priorizando las que, con el transporte disponible, impliquen menor costo en el Punto de Entrega que corresponda al consumidor

que haya realizado esas Ofertas Irrevocables estandarizadas y aún no satisfechas; a tales efectos, por el gas suministrado como Inyección Adicional Permanente el productor exportador percibirá el precio aplicable a partir del 1º de julio de 2005, según las disposiciones del "Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del GN en PIST, dispuesto por el Decreto N° 181/2004"; h) los volúmenes que hoy se requieren en uso del mecanismo dispuesto por la Resolución SE N° 659/2004, para abastecer consumos de usinas de generación de electricidad para sostener el suministro al servicio público de provisión de ese fluido, deberán ser inscriptos, en el registro de este Mecanismo de OIE, como demanda de gas a término, aunque no tengan transporte firme contratado; y ello así, con la antelación suficiente para obtener, a partir del 1º de junio de 2005, y acorde a lo dispuesto por la resolución, el derecho a recibir gas natural a través del procedimiento de OIE o del mecanismo de IAP; a los efectos de la fijación de precios en el MEM y en el MEMSP, el volumen de gas recibido bajo los mecanismos previstos en la resolución, tendrá idéntico tratamiento que el previsto para los volúmenes recibidos bajo la Resolución SE N° 659/2004; cuando se requiera autorización de transporte para movilizar gas natural para este específico destino, la o las prestatarias de servicios de transporte de gas por redes involucradas, deberán autorizar el transporte interrumpible, acorde a la normativa vigente, procediendo a informar a la Réplica de los Despachos de gas del MEG de la misma manera que lo realiza con las demás autorizaciones de transporte.

- Resolución SE N° 925/2005: Establece que: a) la Secretaría de Energía, en función de la información de los contratos de gas presentada por los generadores a CAMMESA, determinará los precios máximos de gas natural en los PIST que corresponderá aplicar para la sanción de precios del MEM; b) CAMMESA, junto con cada Programación Estacional y Reprogramación Estacional y durante el período de vigencia de Ofertas Irrevocables Estandarizadas, estime los volúmenes de gas natural necesarios para la generación de energía eléctrica destinado al abastecimiento de la demanda interna, para los siguientes 36 meses y bajo las hipótesis de año hidrológico seco y de uso pleno del equipamiento útil para el consumo de Fuel Oil, utilizando ese combustible en el Período Estacional de invierno; c) CAMMESA convocará a los Agentes Generadores del MEM para que manifiesten su disposición a suscribir OI en el MEG, indicando los volúmenes que están dispuestos a adquirir a través de dicho mecanismo, y sobre la base de las previsiones

de despacho, a las condiciones de abastecimiento de gas natural, los volúmenes habilitados a reconocer como OI a presentar por dichos Agentes, y a las OI que los mismos están dispuestos a suscribir, CAMMESA determina cuáles OIE serán "Reconocidas" (Ofertas Irrevocables Reconocidas – OIR); d) CAMMESA reconocerá como costo máximo del gas consumido correspondiente a los volúmenes de las OIR que hubiesen sido registradas en el MEG, el precio mínimo a ofertar en cumplimiento de lo dispuesto por la Res. SE N° 752/05, y habilita a la misma a reconocer Sobrecostos por contratos tipo "tomar o pagar" (TOP) que incurran los generadores en sus OIR, lo que serán incluido en la cuenta Sobre Costos Transitorios de Despacho (SCTD).

- Resolución SE N° 930/2005: Prorroga las disposiciones de la Resolución SE N° 752/2005, hasta el 1º de septiembre de 2005, momento a partir del cual, las prestatarias del servicio de distribución no podrán suscribir contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a grandes usuarios.

3.2 ACTORES Y ESTRUCTURA DEL MEM

Son agentes del MEM: a) los concesionarios de actividades de generación, de transporte y distribución en los términos de la Ley N° 24.065; b) los generadores (incluyendo autogeneradores) y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la SE; c) los distribuidores de jurisdicción provincial y cooperativas autorizadas por la SE; y d) las empresas de países interconectados autorizados a operar.

La citada ley define a los agentes de la siguiente manera:

1. Generadores o productores, autogeneradores y cogeneradores: se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional. Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios, que serán negociados libremente entre las partes.
2. Transportistas: se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica, es responsable de la transmisión desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario.

3. Distribuidores: se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer toda demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente, a través de instalaciones conectadas a la red de transporte y/o generación hasta las instalaciones del usuario.

4. Grandes Usuarios: se considera gran usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor.

5. Comercializadores: se considera comercializador al que compre o venda para terceros energía eléctrica en el MEM o a quien reciba energía en bloque por pago de regalías o servicios que la comercializa de igual manera que los generadores.

Los resultados de la reforma en términos de números de participantes del MEM (ver Tabla 23) y del MEMSP (ver Tabla 24) son elocuentes: en 1993 el número de participantes del MEM era 60, y en 2002 fue ligeramente inferior a 2.500. Vale destacar la importancia de los grandes consumidores en el MEM, que a fines de 2002 fue superior a 2.300.

Tabla 23: Agentes del MEM

	1993	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Autogeneradores	2	9	11	12	12	13	11	12	13
GUMA	9	246	331	373	390	379	364	302	279
GUME	-	458	793	1.497	1.541	1.430	1.828	1.949	1.028
GUPA	-	-	-	-	26	58	51	57	32
Transp. AT/DT y PAFTT	6	20	24	29	43	54	58	62	56
Distribuidores	21	25	28	28	47	54	58	63	62
Generadores	22	38	40	40	40	39	39	38	38
Cogeneradores	-	-	2	3	3	3	3	3	3
Comercializadores	-	-	-	1	2	3	4	4	4
Total	60	796	1.229	1.983	2.104	2.033	2.416	2.490	1.515
PAFTT no Agentes	-	16	20	30	24	25	30	37	25
N° de Contratos	9	741	1,174	1,913	2,029	1,963	2,322	2,348	1,540

Fuente: CAMMESA

Tabla 24: Agentes del MEMSP

	1993	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Autogeneradores	-	-	-	-	-	-	1	1	1
GUMA	9	19	19	19	19	18	20	20	21
GUME	-	1	4	5	7	8	6	9	9
GUPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transp. AT/DT y PAFTT	1	1	1	1	3	4	4	4	5
Distribuidores	5	3	3	3	4	3	3	3	3
Generadores	1	5	4	4	4	4	5	5	5
Cogeneradores	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercializadores	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	16	29	31	32	37	37	39	42	44
PAFTT no Agentes	-	-	-	-	1	1	1	1	1
N° de Contratos	1	16	18	18	20	20	22	22	

Fuente: CAMMESA

En cuanto al grado de control por distintos grupos económicos, antes de la reforma, el Estado y las provincias controlaban más del 85% de la oferta de generación. En forma habitual, el ENRE utiliza el Índice de Herfindahl - Hirschmann (IHH)⁷ para realizar análisis de concentración de los mercados. El análisis de concentración se efectúa por grupo económico agrupando a todas las unidades de negocio que tienen un mismo socio mayoritario o controlante y, además, se realiza el seguimiento de la participación de un mismo grupo económico en las distintas empresas de cada segmento del mercado.

A cierre del año 2003, 20 grupos económicos controlan las 38 empresas generadoras que conforman el MEM, correspondiendo 4 de ellos al sector estatal nacional o provincial, el que alcanza 25% de la capacidad nominal de generación, y 34% de la cantidad de energía despachada. Dentro del sector estatal, se destacan

especialmente las centrales hidroeléctricas binacionales de Yacuyretá y Salto Grande, y Nucleoeléctrica Argentina, con más de 16% y 30% de la capacidad del sistema y de la energía despachada, respectivamente. En cuanto al sector privado, 16 grupos económicos controlan las 32 centrales de generación (75% y 65% de la capacidad de generación y energía despachada, respectivamente). De acuerdo a los cálculos realizados por el ENRE, el IHH para el año 2003 es 0,12 y 0,15 según se considere la potencia nominal instalada o la energía despachada, respectivamente. Más allá de los valores que puedan arrojar el IHH, es importante notar, tal como lo hace el ENRE en su informe anual, que la metodología de despacho vigente en el MEM, de competencia administrada de precios con tope a la declaración de costos, protege y preserva las condiciones de competencia con independencia de la composición accionaria de las unidades de negocio y de su control por parte de los grupos económicos.

Tabla 25: Participación de mercado de los principales grupos económicos

	Potencia instalada	Energía despachada
ENDESA (España)	19,9%	14,4%
TOTALFINA-ELF (Francia)	15,8%	12,8%
AES (EE.UU.)	12,3%	8,3%
Pluspetrol (EE.UU.)	4,4%	6,0%
Petrobras (Brasil)	4,1%	6,9%
TOTAL	56,5%	48,4%

Fuente: ENRE

Tabla 26: Unidades de Generación del Grupo ENDESA (MW)

Central	TV	TG	CC	Hidro	Región
Costanera	1.131		851		GBA
Buenos Aires			322		GBA
El Chocón				1.200	Comahue
Dock Sud		72	795		GBA
TOTAL	1.131	72	1.968	1.200	4.371

Fuente: CAMMESA

7. $IHH = \sum_{i=1}^n s_i^2$ donde s_i es la participación de mercado de cada grupo económico en la capacidad nominal de generación del sistema. Valores del IHH cercanos a 1 indican una fuerte concentración económica – siendo 1 el caso del monopolio puro. Para más detalles, ver ENRE (2003) Informe Anual 2003, Capítulo 9.

Tabla 27: Unidades de Generación del Grupo TOTALFINA-ELF (MW)

Central	TV	TG	CC	Hidro	Región
Piedra del Águila				1.400	Comahue
Puerto	589		798		GBA
Nuevo Puerto	390				GBA
TOTAL	979		798	1.400	3.177

Fuente: CAMMESA

Tabla 28: Unidades de Generación del Grupo AES (MW)

Central	TV	TG	CC	Hidro	Región
San Nicolás	650				BAS
AES Paraná			845		BAS
Juramento C. Corral				101	NOA
Juramento El Tunal				10	NOA
Dique		55			GBA
Alicurá				450	Comahue
Juramento Sarmiento		30			CUYO
Juramento Ullum				42	CUYO
AES Caracoles				45	CUYO
TOTAL	650	85	845	648	2.228

Fuente: CAMMESA

3.3 **RESTRICCIONES NORMATIVAS A LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD**

En el capítulo VIII de la Ley N° 24065, artículo 34, se establece que la exportación e importación de energía eléctrica deberán ser previamente autorizadas por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. El Decreto N° 1398/92 que reglamenta dicha Ley, no establece reglamentación alguna en relación al artículo 34.

La normativa que rige los intercambios internacionales de energía eléctrica se establece por medio de los protocolos elaborados entre los países que realizan los intercambios.

En el caso de los países miembros del MERCOSUR, en el año 1998 se establecieron principios de simetrías mínimas en el Memorando de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR. Estos principios establecen que se deben asegurar las condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad, esto implica no imponer subsidios que puedan alterar las condiciones normales de competencia y que los precios reflejen costos económicos eficientes. En cuanto al contrato de las fuentes de provisión, se determina que los distribuidores,

Tabla 29: Unidades de Generación del Grupo Pluspetrol (MW)

Central	TV	TG	CC	Hidro	Región
Tucumán			446		NOA
S. M. de Tucumán			382		NOA
Pluspetrol Norte		232			NOA
Pluspetrol Ave Fénix		47			NOA
TOTAL		279	828		1.107

Fuente: CAMMESA

Tabla 30: Unidades de Generación del Grupo Petrobras (MW)

Central	TV	TG	CC	Hidro	Región
Pichi Picún Leufú				255	Comahue
GENELBA			674		GBA
TOTAL			674	255	929

Fuente: CAMMESA

comercializadores y grandes demandantes de energía podrán contratarlas libremente en cualquiera de los Estados del MERCOSUR.

También establecen que los contratos de compra y venta se pactan libremente entre vendedores y compradores, conforme a la legislación vigente en cada Estado. En cuanto a las reglamentaciones de los mercados eléctricos, deben garantizar el suministro que los agentes compradores requieran de los agentes vendedores de otro Estado.

Según los principios, dentro de cada Estado se debe posibilitar que el abastecimiento de la demanda resulte del despacho económico de cargas, incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones internacionales. Se deberá garantizar el acceso abierto a la información de los sistemas eléctricos, de los mercados y de sus transacciones en materia de energía eléctrica. También serán de acceso abierto las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo las interconexiones internacionales.

Argentina realizó acuerdos de integración energética con Bolivia (Acuerdo de Alcance parcial sobre integración energética - 1998) y Brasil (Desarrollo de intercambios eléctricos y futura integración energética - 1996) respetando estos principios.

Con Uruguay y Paraguay también se realizaron convenios de interconexión eléctrica, pero fueron anteriores a los principios del MERCOSUR, en los años 1986 y 1987 respectivamente.

Con Chile se estableció un Protocolo sobre "Normas que regulan la interconexión eléctrica y el suministro de energía eléctrica entre la República Argentina y la República de Chile". En él se reiteran, en el artículo 3º, los principios de simetrías mínimas, además de otros artículos donde se establece, por ejemplo, la libre comercialización, exportación, importación y transporte de energía eléctrica; el otorgamiento de autorizaciones, licencias y concesiones necesarias para la exportación e importación de energía eléctrica; y las partes deberán permitir la inversión privada en la instalación de la infraestructura.

Por otra parte, la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) establece mediante las Resoluciones Generales N° 1687/2004 y N° 971/2001 la reglamentación para la importación y exportación de energía eléctrica.

3.4 IMPUESTOS Y TASAS QUE AFECTAN AL SECTOR ELÉCTRICO

La estructura tributaria que afecta las distintas actividades del sector eléctrico está dividida según jurisdicción nacional, provincial o municipal.

3.4.1 Impuestos y Tasas Nacionales

- Tasa de fiscalización y control (ENRE)

Según lo establecido por la Ley N° 24.065, artículos 67 y 68, los productores, transportistas y distribuidores abonarán anualmente, y por adelantado, una tasa de fiscalización y control. Esta tasa será fijada por el ENRE en forma singular para cada agente en particular y será igual a la suma total de gastos e inversiones previstos por el ENRE en su presupuesto, multiplicada por una fracción en la cual el numerador, serán los ingresos brutos por la operación correspondiente al año calendario anterior, y el denominador, el total de ingresos brutos por operación de la totalidad de los productores, transportistas y distribuidores del país, durante igual período.

En el caso que durante la ejecución de un presupuesto los recursos estimados del ejercicio resultaran insuficientes por hechos imprevisibles, el ENRE podrá requerir el pago de una tasa complementaria, sujeta a la aprobación del PEN, hasta satisfacer las necesidades presupuestarias.

- Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE)

El artículo 70 de la Ley N° 24.065, establece la creación del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE). Se constituirá por un recargo sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20%) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley. Según la Resolución SE 905/2005 el valor total de gravamen es de 3,8 \$/MWh para la facturación que se emita desde el 1º de mayo de 2005.

A los fines de la determinación del recargo que constituye el FNEE, se afectará el valor antes mencionado por un coeficiente de adecuación trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales. Dicho coeficiente resultará de considerar la facturación neta que efectúan los generadores por los contratos a término y spot en el Mercado Eléctrico Mayorista correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía (MWh) involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo-julio 2003 que se tomará como base.

Según el Decreto N° 1398/92, serán agentes de retención del impuesto: el generador que venda su energía a través de contratos libremente pactados o de Sistemas Regionales de Interconexión; el Despacho Nacional de Cargas cuando las operaciones se efectúen a través del Sistema Argentino de Interconexión; o el propio Distribuidor o Gran Usuario cuando realice operaciones de importación de energía eléctrica.

- Impuesto a las Ganancias

Todas las ganancias, incluyendo las de capital, son gravadas por este impuesto, dispuesto por la Ley N° 20628. La tasa aplicable al ingreso imponible es del 35%

- Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Este impuesto nacional que es recaudado por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), se aplica al precio de venta de bienes y servicios en cada etapa de comercialización, pudiéndose tomar como pago a cuenta los montos erogados por el pago de este impuesto en las anteriores etapas. Para la venta de energía eléctrica posee distintas alícuotas según se detalla a continuación:

- Consumidor Final

Para el caso en que el domicilio del usuario sea destinado exclusivamente a vivienda o casa de recreo, o terrenos baldíos, la alícuota del IVA es del 21%.

- Exento

El tratamiento es igual al del consumidor final, es decir, del 21%.

- Responsable Inscripto

Para las ventas de gas, energía eléctrica, aguas reguladas por medidor y servicios de telecomunicaciones, a responsables inscriptos, la ley prevé una alícuota diferencial del 27%.

- Responsable No Inscripto

Además del impuesto estipulado para los responsables inscriptos, los aquí categorizados, abonan además del valor establecido para los inscriptos (27%) el 50% adicional (13,5%) del precio neto establecido por estas operaciones.

- Responsable Monotributo

La Ley N° 24.977 (Régimen Simplificado para Pequeños Contribuyentes) establece para los responsables Monotributo que realicen operaciones de compras de gas, energía eléctrica, aguas reguladas por medidor y servicios de telecomunicaciones, que deben tributar el 27% en concepto de IVA más el 50% adicional (13,5%) sobre el precio neto de estas operaciones. Para las operaciones citadas el tratamiento es idéntico que el previsto por la Ley N° 20.631 de IVA artículo 30 para los responsables no inscriptos.

- Sujeto No Categorizado

Todos aquellos usuarios que no hayan acreditado con sus proveedores (en este caso la Empresa de Energía Eléctrica) su constancia frente al IVA extendida por la AFIP, abonan en concepto de dicho impuesto el 27% más una percepción del 13,5% sobre el monto total (precio neto de la operación más el monto del impuesto al valor agregado que grave la venta).

• Impuesto Nacional Santa Cruz

Este es un impuesto nacional establecido a través de la Ley N° 23.681, el que tiene un valor del 0,6% y es aplicado a las tarifas vigentes en cada período y en cada zona del país a los consumidores finales, con la excepción de aquellos eximidos de tributar los gravámenes sobre la energía creados por las Leyes N°s 15.336, 17.574 y 19.287. La aplicación, percepción y fiscalización está a cargo de la Secretaría de Energía de la Nación.

3.4.2 Impuestos y Tasas Provinciales

Los impuestos provinciales, en general, tienen el fin de financiar obras, expandir la infraestructura del sector eléctrico, destinar los fondos a fines solidarios, recaudación provincial, mantenimiento de Entes de Regulación Provincial, etc.

• Fondo de Desarrollo Eléctrico Provincial

Es un impuesto provincial establecido por la Ley N° 7.290 de 1967, modificada por la Ley N° 11.801. La alícuota se aplica sobre el consumo de energía eléctrica, por ejemplo, en la Provincia de Buenos Aires es del 10% para los usuarios residenciales.

• Fondo Especial Grandes Obras Eléctricas Provinciales
Queda establecido por Ley N° 9.038 y la alícuota es del 5.5% sobre la tarifa residencial.

• Impuesto a los Ingresos Brutos

La Dirección General de Rentas Provinciales cobra este impuesto general. Se aplica una alícuota de 2% sobre la tarifa comercial e industrial.

• Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias

En la Provincia de Buenos Aires, a través de la Ley N° 11.769 se crea el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias con el propósito de compensar las diferencias de costos propios de distribución reconocidos, entre los distintos concesionarios provinciales y municipales, posibilitando que usuarios de características similares de consumo en cuanto uso y modalidad, abonen por el suministro de iguales cantidades de energía eléctrica, importes equivalentes independientemente de las particularidades a que den lugar su ubicación geográfica, forma de presentación, y cualquier otra característica que la Autoridad de Aplicación estime relevante.

El Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias se integra con el aporte de los usuarios localizados en área atendidas por los concesionarios provinciales y municipales, en el porcentaje que anualmente establezca la Autoridad de Aplicación, sobre el valor del cuadro tarifario aprobado. Dicho valor no podrá ser superior al 5% del importe total a facturar a cada usuario, antes de impuestos.

3.4.3 Contribuciones Municipales

En general, los fondos recaudados por las Municipalidades tienen objetivos sociales y de mejora en la infraestructura urbana.

En la Provincia de Buenos Aires, la contribución municipal se encuentra contemplada en el artículo 72 de la Ley N° 11.769, dónde los agentes de la actividad eléctrica, abonarán mensualmente a las municipalidades de los partidos respectivos, una contribución equivalente al 6% de sus entradas brutas, netas de impuestos, recaudadas por la venta de energía eléctrica con excepción de las correspondientes por suministros para alumbrado público la que se trasladará en forma discriminada en la facturación al usuario.

Las cargas municipales pueden verse incrementadas por cada Municipio, ya que cada uno de ellos tiene Autonomía Tributaria para emitir Ordenanzas Municipales y así obtener los recursos necesarios para las distintas necesidades del Gobierno Municipal. En general, oscilan entre 1,5% y 20% y en algunas se traducen en un importe fijo para las distintas categorías.

- Tasa de Alumbrado Público

La Ley N° 10.740 dispone que las empresas prestadoras del Servicio Público de Electricidad, en la provincia de Buenos Aires, deberán percibir, a solicitud y en representación de las Municipalidades, la Tasa por Alumbrado Público que éstas fijan en su jurisdicción, de acuerdo a la Ley Orgánica de las Municipalidades. Las empresas mencionadas anteriormente, incluirán en la facturación a sus usuarios, por separado y en un rubro denominado "Tasas Municipales", los importes que cada Municipalidad adhiera al presente régimen, establezca en concepto de Tasa por Alumbrado Público. La fiscalización y el control del régimen que se establece, quedan a cargo exclusivo de las Municipalidades.

Las Tasas de Alumbrado Público, consisten en general, en una suma fija de pesos según la zona de la Municipalidad o un porcentaje según la categoría de usuarios, ya sea residencial, comercial e industrial. En otros casos es una combinación entre un monto fijo y un porcentaje sobre el consumo de energía eléctrica. Las alícuotas pueden variar entre 5% y 20%.

En suma, el consumo residencial tiene una elevada carga impositiva, fruto de los impuestos, tasas, y otro tipo de contribuciones, con que distintas jurisdicciones gravan el servicio eléctrico.

3.5 METODOLOGÍAS PARA LA DEFINICIÓN DE LAS TARIFAS REGULADAS

La desintegración vertical del sistema eléctrico argentino –resultado de la reforma implementada en el año 1992– implica metodologías diferentes para la determinación de los precios de cada eslabón de la cadena. En lo que concierne al mercado eléctrico mayorista (MEM), el sistema está basado en el costo marginal de corto plazo del parque generador, tal como se vio en el punto 2.4.1.

A efectos de evitar fluctuaciones bruscas en el precio que paga la demanda regulada, la Secretaría de Energía, en función de las estimaciones que realiza CAMMESA, fija un precio por concepto de compra de energía y potencia para el semestre entrante (precio "estacional"). El precio "estacional" ajustado por los factores de nodo correspondientes, es lo que paga cada distribuidor y lo que se le autoriza pasar a la demanda final. Los precios estacionales tienen una revisión trimestral.

Para la determinación de las tarifas de los servicios regulados (transmisión y distribución), se siguen esquemas de ingresos máximos, con metodologías definidas por el ENRE.

El transporte es remunerado por la capacidad existente estableciendo los costos a partir de tres parámetros básicos:

- La energía eléctrica transportada: será abonada con los montos que se recauden en forma implícita a través de los precios de la energía pagada por los usuarios en cada nodo del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.
- Los cargos de conexión: son los ingresos que percibe el transportista por operar y mantener el equipamiento de conexión y transformación dedicado a vincular el sistema de transporte con los usuarios directos o con otros transportistas precios nodales.
- Los cargos de capacidad de transporte: son los ingresos que cobrará el transportista por operar y mantener el equipamiento de transporte existente dedicado a interconectar los distintos nodos del Sistema de transporte.

En cuanto a la distribución eléctrica, la mayor parte de este servicio fue concedido a empresas privadas mediante las pautas contenidas en los respectivos Contratos de Concesión.

En los Contratos de Concesión de las empresas encargadas de la distribución en Capital Federal y el Gran Buenos Aires, las disposiciones tarifarias comprenden la prestación del servicio público para aquellos usuarios que no están en capacidad de vincularse en forma directa con el mercado mayorista. Los lineamientos seguidos en la definición de los Cuadros Tarifarios son los siguientes:

- Tarifas máximas: Se establecen tarifas máximas para cada periodo tarifario. Las mismas están conformadas por dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición en el MEM y b) otro representativo del costo propio de distribución constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes y más los gastos de comercialización.

- Periodos tarifarios fijos: Se fijan periodos tarifarios (de 10 años el primero y de 5 años los sucesivos) durante los cuales las tarifas se ajustarán únicamente conforme a la variaciones que experimenten los costos de compra de energía y su transporte en el MEM. En tanto que se mantienen constantes en términos reales los costos propios de distribución de cada concesionaria.

- Tasa de rentabilidad regulada: Se regula la tasa de rentabilidad con que se calcularán las tarifas máximas de los periodos tarifarios futuros, la que razonablemente deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional o internacionalmente.

- Calidad y abastecimiento asegurados: Se regula la calidad vinculada a la tarifa establecida, mediante la obligación de las concesionarias del servicio público de abastecer toda la demanda de su área de concesión y el establecimiento de un régimen de control de calidad y sanciones.

- Subsidios cruzados prohibidos: Se desautorizan subsidios cruzados entre los usuarios o categorías de usuarios. Los usuarios pagarán únicamente los costos de las etapas del proceso eléctrico en que estén involucrados, procurando que cada uno afronte los costos atribuibles a su modalidad de consumo.

El mecanismo utilizado para regular la rentabilidad es por control de precios o "price-cap" (precio máximo de eficiencia) que introduce incentivos para el incremento de la eficiencia. Al fijarse una tarifa por un período determinado (períodos tarifarios) toda mejora en la productividad lograda por la empresa redundará en un principio directamente en un aumento de sus beneficios. A posteriori, el incremento en la eficiencia debe ser trasladado a los usuarios mediante las tarifas futuras, lo cual constituye un mecanismo de incentivos y transferencia de ganancias que induce a un mejoramiento global y continuo del servicio público.

La forma general de esta metodología viene dada por la expresión $IPC-X+Y$, donde:

- IPC es un índice de precios que refleje la variación de costos eficientes de la concesionaria.
- X es un factor de reducción a fin de trasladar parte de las mejoras en productividad a los consumidores.
- El término Y reconoce la posibilidad de aumentos de los precios en términos reales que podrían estar asociados a reconocer a la empresa mayores costos generados en áreas fuera de su control (como podrían eventualmente ser legislación de medio ambiente o aumentos en los niveles de calidad) y/o incentivar cierto tipo de inversiones.

En Argentina esta metodología es la que se adoptó para el transporte y la distribución eléctrica y de gas natural.

3.5.1 Metodología empleada para el cálculo de tarifas de distribución de las empresas concesionarias en Capital Federal y el Gran Buenos Aires

Los costos propios de distribución de las tarifas de las concesionarias del servicio público de distribución eléctrica en el área metropolitana fueron calculados según lo determinado en los incisos a) y b) del artículo 40 del Decreto Reglamentario N° 1398/92. Se utilizó para ello el método del costo incremental promedio de las redes, calculado a partir de un plan de expansión de las inversiones de costo mínimo, necesario para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda en un período de diez años.

Se tomaron los costos de desarrollo de redes, determinados como el costo de anticipación de la inversión incremental promedio de cada etapa en el proceso de distribución. El procedimiento de cálculo del costo de redes se compuso de los siguientes pasos: a) Proyección de la demanda de potencia en cada etapa, b) Elaboración del plan de expansión de redes a mínimo costo con calidad de servicio óptima, c) Cálculo del costo incremental promedio (CIP) y d) Determinación del costo de anticipación del CIP. Cálculo del gasto de operación y mantenimiento sobre la base de la calidad de servicio óptima.

Los costos de anticipación son la suma de la anualidad del costo incremental promedio (descontada con una tasa de interés anual) y los gastos anuales de operación y mantenimiento del mismo. Se calcularon primero los costos incrementales promedio de cada etapa del proceso eléctrico, relacionando las inversiones asociadas con la expansión a costo mínimo de la red y los incrementos de potencia que transita por las redes de cada etapa (también descontadas con la misma tasa anual).

El siguiente paso fue la asignación de los costos de cada tipo de red a los distintos periodos horarios sobre la base de las horas en que se presentan los picos de carga. Para ello se confeccionaron curvas de carga horaria de las redes de alta, media y baja tensión. Sobre la base de los datos sobre costos de distribución de cada etapa del proceso eléctrico y el estado de carga horaria de las redes, se determinó el costo acumulado a cada nivel de suministro y en cada periodo horario. El paso subsiguiente fue asignar los costos, mediante parámetros fijados para el primer periodo tarifario de 10 años, a las categorías tarifarias adoptadas que son las siguientes:

- T1 Pequeñas demandas, con demandas de potencia menores a 10 kW. (Categorías: Residencial, General y Alumbrado Público): se estableció un cargo fijo mensual y otro variable.
- T2 Medianas demandas, con demandas de potencia entre 10 kW y menos de 50 kW: pagan un cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada y un cargo variable, ambos por tramo horario único.
- T3 Grandes demandas, con demandas de potencia de 50 kW. o mayores. (Suministro en Baja tensión, Media tensión y Alta tensión): tienen un cargo por capacidad de suministro contratada discriminando en horas punta y fuera de punta y un cargo por energía que discrimina las horas de punta, resto y valle.

3.5.2 Metodología empleada para la actualización de las Tarifas de Distribución

En aplicación de Régimen Tarifario, el vencimiento del primer período tarifario era en el año 2002, pero en ese momento no se efectuó la revisión correspondiente por determinación de la Resolución ME N° 38/2002, donde se estableció que se interrumpían los procesos de revisión tarifaria debido a la crisis que atravesaba la Argentina.

Según lo establece la Ley N° 24.065, se deberían actualizar las tarifas cada vez que varíen los precios de la potencia, la energía y el transporte del MEM. Los precios estacionales se modifican en forma trimestral con cada programación o reprogramación estacional en febrero, mayo, agosto y noviembre. También inciden las variaciones de precios de los contratos transferidos, que abastecen un poco menos de la mitad de la demanda, que se actualizan anualmente. Los costos propios de distribución se actualizan en forma semestral en línea con los precios combinados en Estados Unidos.

La forma adoptada por la estructura de las tarifas (i.e. un término que representa las compras de energía y potencia y otro, aditivo, que representa los costos propios de distribución) lleva a que en principio, las empresas distribuidoras sean indiferentes al precio de compra en el MEM. Sin embargo, dada la existencia de pérdidas no técnicas, el resultado económico de las distribuidoras está inversamente relacionado con los precios en el MEM. Esto es así porque las distribuidoras son, a través de sus pérdidas no técnicas, compradores de parte de su propia energía por lo que un aumento del precio mayorista resulta en una mayor pérdida financiera.

Las variables que representan el costo de compra de las distribuidoras en el mercado de precios estacionales del MEM y que calcula trimestralmente CAMMESA a los efectos del cálculo de los valores tarifarios, son las siguientes:

- Precio estacional de la Potencia Despachada Base y de Confiabilidad.
- Precio estacional de la Reserva de Potencia.
- Precio estacional de los Servicios Asociados a la Potencia.
- Precio estacional de la energía en los horarios de punta, resto y valle nocturno.

- Cargo estacional por energía adicional.
- Factores de Nodo y de Adaptación.
- Cargos Fijos de Transporte en el Sistema de Transporte en Alta Tensión y en los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal

3.6 EXISTENCIA DE SUBSIDIOS

En busca de la racionalidad económica y la eficiencia en la asignación de recursos, la reforma del sector eléctrico pretendió que la tarifa reflejara los costos económicos que tiene para la sociedad el satisfacer la demanda. De ahí que, según Ley N° 24.065 (Art. 42, inciso e), se prohíbe a las distribuidoras la utilización de subsidios cruzados entre las categorías de sus usuarios, así como la discriminación de precios en la fijación de sus tarifas. Siguiendo también este principio se aceptan diferencias tarifarias que reconozcan diferenciales de costos por razones que surjan de la forma de prestación y ubicación geográfica del suministro, a la vez que se faculta al regulador a reconocer otras causas válidas de diferenciación.

A pesar de ello, la Resolución SE N° 93/2004 establece precios de la energía mayoristas diferenciados según nivel de demanda. El precio a transferir a tarifas será mayor para demandas de más de 300 kW, y para las menores a 10kW se mantiene el precio vigente desde 2002. Para las demandas intermedias (entre 10 y 300 kW), el precio a transferir es intermedio. Ésta es una medida tomada en un contexto de emergencia económica para atenuar el efecto de la crisis en los sectores sociales más afectados.

Cabe destacar que la búsqueda de racionalidad económica no limita la capacidad del Estado de subsidiar a determinados grupos sino que lo único que hace es establecer la necesidad de explicitar cualquier subsidio. Actualmente se reconocen subsidios por razones sociales (sector pasivos y entidades benéficas) y económicas (industrias electro intensivas). En ambos casos los costos de estos subsidios son cubiertos por sendas partidas presupuestarias con cargo al área del gobierno a la que le corresponde velar por el sector subsidiado.

La Ley N° 24.065 también prevé un Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales administrado por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (integrado por las provincias). El monto asignado al Fondo proviene del Fondo Nacional de Energía

Eléctrica. Asimismo se ha establecido un programa especial con fondos fiscales para normalizar consumos ilegales de barrios carenciados y villas de emergencia.

3.7 METODOLOGÍAS PARA LA FORMACIÓN DE PRECIOS EN LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES

A partir de la crisis que afectó a Argentina y el quiebre de la regla de convertibilidad (US\$1 = \$1) en enero 2002, los Decretos N°s 1491/2002 y 689/2002 establecieron la dolarización de las exportaciones de energía eléctrica y gas natural, respectivamente. A partir del 6 de enero de 2002 los precios de los contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada, los Acuerdos de Comercialización de Generación relacionados con dichas exportaciones y las tarifas del servicio público de transporte de gas natural destinado a exportación, realizado a través del territorio nacional mediante el empleo de gasoductos, se facturan dólares estadounidenses tanto si los contratos o acuerdos hubieran sido celebrados en moneda extranjera o Pesos y se convertirán a la relación de cambio de uno UN PESO (\$) = UN DÓLAR ESTADOUNIDENSE (US\$1), y se ajustarán en la forma prevista en las licencias respectivas.

Según la Resolución SE N° 949/04, corresponde al Agente o Comercializador del MEM, que realice operaciones de exportación de energía eléctrica, abonar la totalidad de los costos incurridos producto de tales operaciones. Es por ello que las compras de energías al mercado spot para el mercado externo deben ser abonadas pagando el costo real de abastecer las mismas. De esta manera, se establece que las compras de los Agentes Generadores o Comercializadores en el Mercado Spot, destinadas a la exportación, serán valorizadas al valor máximo entre el costo marginal operado y el precio spot horario de la energía que corresponde al Agente o Comercializador del MEM. Complementariamente, no se les reconocerán Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) por sobre el Precio de Mercado del Mercado "Spot" a la generación propia destinada a cubrir exportaciones.

En el Protocolo de Integración Energética entre Argentina y Chile, el artículo 5° dispone que los vendedores y compradores negociarán y contratarán libremente el precio de compraventa de la energía eléctrica.

4 ESCARIOS PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

4.1 LOS ESCENARIOS DE CAMMESA

CAMMESA elaboró un informe anual sobre la situación del Mercado Mayorista, el que fue presentado en enero de 2004. Posteriormente, el mismo fue ampliado en un Informe de Evaluación de Riesgos de Mediano y Largo Plazo (Período 2005-2007). Este último informe analiza los requerimientos de oferta de generación necesarios para la readaptación del MEM en el año 2007, de acuerdo a lo requerido por la Resolución SE N° 1427/04.

El informe de evaluación de riesgos tiene por objeto analizar diversos escenarios en lo que respecta al abastecimiento de la demanda nacional y regional, sobre la base de la proyección de comportamientos históricos.

Se modelan diferentes escenarios con el objetivo de obtener, para el período proyectado, una estimación de volúmenes de combustibles requeridos, costos y precios del mercado según la Resolución SE N° 240/2003, evaluar los niveles de reserva y estimar los riesgos de abastecimiento (fallas) de la demanda prevista a nivel nacional.

Para realizar la evaluación del funcionamiento esperado del sistema en el período 2005-07 se simularon diferentes escenarios de disponibilidad de gas y dos escenarios de crecimiento de demanda (5% y 7%). Los escenarios de disponibilidad de gas corresponden a:

1. Situación actual (36Mm3/día en el verano y 15/20Mm3/día en el invierno) con 2 Mm3/día adicionales durante el verano.
2. Situación actual mejorada: se dispone de gas firme en las centrales cercanas a la zona de boca de pozo (NOA y NEA) recuperando 500MW que no fueron utilizados durante el año 2004 por falta de combustible.
3. Bueno: se dispone de 6 Mm3/día de gas firme adicional para generación a partir del año 2006.
4. Malo: ante falta de inversiones en la producción de gas natural se simula una caída de 6Mm3/día de gas firme durante los veranos y 2Mm3/día durante los inviernos.

Las principales conclusiones resultantes del análisis de CAMMESA son:

- Se requeriría de un aumento de potencia de pico entre 1,500 y 2,500MW para el corto plazo (2007), de forma de mantener los niveles de reserva actuales.
- Se requeriría de un aumento de al menos 10Mm3/día de gas natural firme y otros 8Mm3/día adicionales para mantener acotado el uso del parque térmico a vapor.

Tabla 31: Consumo equivalente de Fuel Oil (Ton/año)

FO + DO + CM	2005	2006	2007
Base	1,391	1,993	2,446
Base mejorado	1,372	1,372	1,758
Bueno	1,349	723	1,075
Malo	2,178	3,460	4,382
1992		1,950	
2004		1,100	

Fuente: CAMMESA;
FO = Fuel Oil, DO = Diesel Oil, y CM = Carbón mineral

- De contar con el aumento en la disponibilidad de GN mencionado, y con 800MW adicionales y con un crecimiento de la demanda en el entorno de 5% se puede limitar el consumo de fuel oil (FO) por debajo de 300,000 toneladas anuales. Vale notar que, por restricciones de logística de abastecimiento y/o operativas, la capacidad de generación con turbinas de vapor con FO está limitada a 2,100MW medios –la capacidad nominal total térmico a vapor del MEM es 4,500MW pero su índice histórico de utilización está en el orden de 50%.
- Con excepción del Escenario "Bueno", la probabilidad de falla alcanza niveles de suma preocupación (ver Tabla 32).

Tabla 32: Probabilidad de Energía No Suministrada Programada*

FO + DO + CM	2005	2006	2007
Base	5%	18%	39%
Base mejorado	5%	10%	21%
Bueno	5%	2%	10%
Malo	8%	34%	66%

Fuente: CAMMESA,
* Al menos 4 semanas con cortes superiores al 5% Demanda

- Para que el precio monómico en condiciones de libre mercado, es decir, sin la aplicación de la Res. SE N° 240/2003 ni el techo de los 120 \$/MWh, se vuelva a los niveles en dólares similares al período 1995-2000, es necesario contar con aumentos de potencia entre 1,200 y 1,600MW.

4.2 OTROS ESCENARIOS DE PRECIO MONÓMICO

A efectos de proyectar el balance agregado del MEM para los próximos cinco años se realizaron los siguientes supuestos:

- Crecimiento anual de la demanda: 4.9%.
- Disponibilidad de oferta hidroeléctrica: igual al promedio de los años 2000-2004, esto es, 34,861GWh.
- Generación de centrales nucleares: 7,000GWh (800MW de potencia firme).
- Generación térmica: se mejora la disponibilidad del parque térmico generador en 200MW de potencia firme, lo que arroja una generación de 51,870GWh.
- Importaciones: se mejora el nivel de 2005 incorporando 100MW de potencia firme de Brasil, lo que totaliza 2,174GWh.
- Exportaciones: 1,850GWh, nivel similar a los flujos de 2005.
- Incorporación de ciclos combinados de 1,600MW de potencia: entrada en servicio en ciclo abierto en el segundo semestre de 2007, y funcionamiento en ciclo combinado en el último trimestre de 2008.
- Aumento de cota de la C. H. Yacretá: 300MW de potencia firme en el último trimestre de 2007 y 430MW firmes adicionales en el segundo semestre de 2008.
- Entrada en servicio de la Central Nuclear Atucha II: 2010 con 621MW de potencia firme, ie 5,440 GWh.
- Pérdidas de red: 4.4%.
- Energía para bombeo: 256 GWh.

La Tabla 33 presenta el balance de energía anual proyectado hasta el año 2010. De cumplirse los supuestos sobre la base de los cuales se hicieron las proyecciones, el déficit entre la oferta disponible y la generación requerida para cumplir con la demanda, estaría en rangos manejables por el operador del sistema. No obstante, demoras en entradas en servicios de las ampliaciones y/o aumentos en el crecimiento de la demanda de un punto porcentual adicional, dejarían al sistema con una alta probabilidad de energía no suministrada.

Para analizar posibles trayectorias del precio monómico en el MEM, se realizaron diferentes escenarios de precios y disponibilidad de combustibles. A tales efectos, se formularon los siguientes supuestos:

- Eficiencia de la máquina que margina en horas de pico: 2,500 kcal/kWh. Total de horas diarias: 5.
- Eficiencia de la máquina que margina en horas fuera de pico: 1,800kcal/kWh. Total de horas diarias: 19.
- Otros costos variables de producción: 15%.
- Combustibles utilizados por la máquina que margina: gas natural (GN) y fuel oil (FO).
- Participación de ambos combustibles en la generación de la máquina que margina: se definieron distintas combinaciones, que van desde un escenario sin faltante de gas natural (95% a GN y 5% FO), hasta un escenario de fuerte restricción (50%-50%) del total de horas que genera la máquina que marca el precio del mercado.
- Escenarios de precios de insumos: Tres escenarios de precios para los combustibles y remuneración de la potencia, que se presentan en la Tabla 34. El escenario A se asemeja a las condiciones actuales del MEM; los escenarios B y C se corresponden con niveles más altos de precios.

Los resultados obtenidos indican que es muy poco probable que el equilibrio en el MEM se logre con un nivel de precio monómico inferior a 30 US\$/MWh, y ante condiciones más exigentes en el mercado de combustibles, el precio del MEM tendería a ubicarse por sobre un piso de 40 US\$/MWh.

Tabla 33: Balance Proyectado de Energía Anual del MEM (GWh): 2005-2010

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Térmica	48,024	50,118	51,870	51,870	51,870	51,870	51,870
Hidroeléctrica	31,821	34,660	34,861	34,861	34,861	34,861	34,861
Nuclear	7,313	7,039	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000
Oferta Doméstica Base	87,158	91,818	93,732	93,732	93,732	93,732	93,732
Ampliaciones Oferta			0	5,198	13,089	17,126	22,566
Importación	1,561	1,736	2,174	2,174	2,174	2,174	2,174
Oferta Total	88,719	93,554	95,906	101,104	108,995	113,031	118,471
Exportación	2,070	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850
Bombeo	143	368	256	256	256	256	256
Demanda Doméstica	82,967	87,616	91,909	96,905	101,644	106,615	111,830
Pérdidas de Red	3,543	3,721	4,172	4,394	4,604	4,825	5,056
Generación Requerida	88,723	93,554	98,186	103,404	108,353	113,545	118,991

Fuente: Elaboración propia

Tabla 34: Escenarios de precios de insumos para el MEM

Escenario	A	B	C
Precio GN (US\$/MBTU)	2	2.5	3.5
Precio FO (US\$/ton.)	200	200	290
Precio de la potencia (US\$/MWh)	4	6	8

Tabla 35: Resumen de escenarios de precios monómicos (US\$/MWh)

Disponibilidad de gas	A	B	C
95%	23.2	29.9	40.8
90%	23.5	30.4	41.3
85%	23.9	30.9	41.8
80%	24.3	31.3	42.2
75%	24.6	31.8	42.7
70%	25.0	32.3	43.2
65%	25.4	32.7	43.7
60%	25.8	33.2	44.1
55%	26.1	33.7	44.6
50%	26.5	34.1	45.1

Índice de Tablas

TABLA 1. BALANCE DE ENERGÍA ANUAL MEM (GWH)	4
TABLA 2. BALANCE DE ENERGÍA ANUAL MEMSP (GWH)	5
TABLA 3. CAPACIDAD EFECTIVA BRUTA INSTALADA POR REGIONES EN 2003 (MW)	11
TABLA 4. CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN (%)	15
TABLA 5. LONGITUD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL MEM POR NIVEL DE TENSIÓN (KM)	16
TABLA 6. LONGITUD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL MEM (KM)	16
TABLA 7. POTENCIA DE TRANSFORMADORES DE LAS REDES DE TRANSPORTE DEL MEM EN MVA	16
TABLA 8. RESTRICCIONES DE LA RED DE TRANSPORTE	18
TABLA 9. TASA DE FALLA DE LA RED DE TRANSPORTE (N° DE FALLAS/100KM-AÑO)	19
TABLA 10. ANÁLISIS DE CAMESA DE LAS ALTERNATIVAS DE AMPLIACIONES DE OFERTA	20
TABLA 11. FORMACIÓN DEL PRECIO SPOT MONÓMICO (\$/MWH)	22
TABLA 12. PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS (US\$ /MBTU)*	24
TABLA 13. VOL. CONTRATADOS (MM3) Y PRECIOS DEL PERÍODO PRE-CRISIS (ARG.\$/MBTU)	25
TABLA 14. BALANCE GENERAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL (MM3)	25
TABLA 15. RESERVAS DE GAS NATURAL POR CUENCA (MM3)	25
TABLA 16. GAS NATURAL ENTREGADO A CENTRALES ELÉCTRICAS (MM3)	26
TABLA 17. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL (MM3)	26
TABLA 18. EXPORTACIONES DE GAS NATURAL A CHILE POR EMPRESA (MM3)	27
TABLA 19. CAPACIDAD NOMINAL DE TRANSPORTE DE GAS EN EL SISTEMA ARG. (MM3-DÍA)	27
TABLA 20. CARGOS POR FIDEICOMISOS DE GAS TRANSP. DE GAS DEL SUR	28
TABLA 21. CARGOS POR FIDEICOMISOS DE GAS TRANSP. DE GAS DEL NORTE	28
TABLA 22. PASAJE DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN A TARIFAS DE USUARIOS FINALES	29
TABLA 23. AGENTES DEL MEM	44
TABLA 24. AGENTES DEL MEMSP	45
TABLA 25. PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES GRUPOS ECONÓMICOS	45
TABLA 26. UNIDADES DE GENERACIÓN DEL GRUPO ENDESA (MW)	45
TABLA 27. UNIDADES DE GENERACIÓN DEL GRUPO TOTALFINA-ELF (MW)	46
TABLA 28. UNIDADES DE GENERACIÓN DEL GRUPO AES (MW)	46
TABLA 29. UNIDADES DE GENERACIÓN DEL GRUPO PLUSPETROL (MW)	46
TABLA 30. UNIDADES DE GENERACIÓN DEL GRUPO PETROBRAS (MW)	46
TABLA 31. CONSUMO EQUIVALENTE DE FUEL OIL (TON/AÑO)	53
TABLA 32. PROBABILIDAD DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA PROGRAMADA*	53
TABLA 33. BALANCE PROYECTADO DE ENERGÍA ANUAL DEL MEM (GWH): 2005-2010	55
TABLA 34. ESCENARIOS DE PRECIOS DE INSUMOS PARA EL MEM	55
TABLA 35. RESUMEN DE ESCENARIOS DE PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWH)	55

Descargo de Responsabilidades

La CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO ("Corporación") ha publicado este documento ("Documento") con fines exclusivamente informativos sobre el desarrollo y las actividades de la Corporación y/o sobre temas relacionadas al ámbito de Infraestructura. Por lo tanto, los usuarios no pueden transferir, copiar, imprimir y en general hacer uso de la información, salvo que dicho uso sea sin fines comerciales.

Adicionalmente, este Documento puede incluir trabajos y documentos elaborados por terceros, los cuales pudieran haber sido realizados por consultores ajenos o no a la Corporación. La presentación de todo este material se efectúa con fines exclusivamente informativos y la Corporación, de ninguna manera, se hace solidaria con sus contenidos o con las implicaciones que de los mismos se pueda realizar. La Corporación no asume responsabilidad alguna por la información contenida en dichos trabajos y documentos.

Este Documento puede incluir direcciones a sitios web de terceros. Las direcciones enunciadas no están bajo el control de la Corporación, quien no es responsable de sus contenidos. La Corporación provee estos enlaces como un servicio a los usuarios del Documento y sus inclusiones no implican el respaldo o la aprobación de los materiales u opiniones publicadas en los mismos.

Por consiguiente, el uso del contenido de este Documento es sólo al riesgo del usuario. La Corporación no garantiza ni puede ser tenida como responsable por el contenido, la exactitud o la integridad del material que aparece en este Documento y, por lo tanto, sus contenidos no comprometen a la Corporación. Adicionalmente, bajo ninguna circunstancia la Corporación podrá ser tenida como responsable por pérdidas, daños, compromisos o gastos incurridos o asumidos como resultado del uso del contenido de este Documento.

Nada en este Documento puede o debe interpretarse como una renuncia a las inmunidades, exenciones y privilegios otorgados a la Corporación por su Convenio Constitutivo o por los acuerdos celebrados o que se celebren entre la Corporación y sus países accionistas.

Corporación Andina de Fomento

Sede: Av. Luis Roche, Torre CAF, Altamira.

Apdo. Postal: Altamira 69011.

Caracas, Venezuela.

Vicepresidente de Infraestructura

Antonio Juan Sosa

asosa@caf.com

**Director de Análisis y
Programación Sectorial**

Rolando Terrazas Salinas

rterrazas@caf.com

Ejecutivo Principal

Alberto Levy Ferré

alevy@caf.com

Consultor

Carlos Costa

c.costa@chasque.net