

recursos naturales e infraestructura

Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma

Héctor Pistonesi



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ “Energía y desarrollo
sustentable en América Latina y el Caribe”

Santiago de Chile, julio de 2000

Este documento fue preparado por el Sr. Héctor Pistonesi, consultor, y coordinado por el Sr. Hugo Altomonte, Oficial de Asuntos Económicos de la División de Recursos Naturales e Infraestructura.

La dirección del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ está a cargo del señor Hugo Altomonte; e-mail: haltomonte@eclac.cl; fax: (56-2) 208-0252.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/L.1402-P

ISBN: 92-1-321624-6

Copyright © Naciones Unidas, julio de 2000. Todos los derechos reservados

N° de venta: S.00.II.G.77

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	5
I. Introducción	7
II. Las reformas en el sistema energético argentino y el marco socioeconómico y político	9
1. El contexto socioeconómico	10
2. Las reformas en los sectores de hidrocarburos.....	11
III. La reforma en el sistema eléctrico argentino	21
1. La situación previa a la reforma	21
2. La nueva organización institucional emergente de la reforma.....	22
IV. El desempeño del sistema eléctrico con posterioridad a la reforma	37
1. El desempeño del mercado mayorista	37
2. Los mercados de distribución.....	47
V. Conclusiones	63
Bibliografía	69

Índice de cuadros

Cuadro 1 Número de agentes en el mercado mayorista.....	26
Cuadro 2 MEM: Evolución del número de actores en la generación de grandes usuarios.....	39
Cuadro 3 Total de reclamos a las distribuidoras del Área Metropolitana	57

Índice de gráficos

Gráfico 1	Organización institucional del sistema eléctrico argentino.....	24
Gráfico 2	Organización y funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	30
Gráfico 3	El sistema de transporte y las regiones eléctricas del MEM.....	33
Gráfico 4	MEM: Evolución de los consumos específicos del parque térmico.....	39
Gráfico 5	MEM: Evolución del precio monómico.....	42
Gráfico 6	MEM: Generación por tipo	43
Gráfico 7	GUMA MEM: Distribución del número de contratos por rango de precio monómico – año 1999	44
Gráfico 8	Estructura tarifaria en algunas áreas de distribución – agosto 1999	49
Gráfico 9	Evolución de la tarifa media residencial en el área del GBA.....	51
Gráfico 10	Comparación transversal de tarifas medias residenciales sin impuestos	52
Gráfico 11	Comparaciones de tarifas de usuarios en baja tensión – agosto 1999.....	53
Gráfico 12	Comparación de tarifas medias industriales en media tensión – agosto 1999	54
Gráfico 13	Relación entre la tarifa media de grandes consumos en media tensión y la correspondiente a altos consumos del sector residencial	55

Resumen

La Argentina realizó a comienzos de los 90 una profunda reestructuración en sus industrias energéticas, con una modificación substancial en las modalidades de coordinación, formulación, ejecución, control y racionalidad de las decisiones, en particular en la cadena productiva eléctrica. Al confrontar las bondades que se han propagado ampliamente en foros y reuniones internacionales con las circunstancias socioeconómicas y energéticas específicas que enmarcaron la transformación del sistema eléctrico argentino, por un lado, y las características de ese cambio y el desempeño sectorial, por el otro, surgen las siguientes conclusiones:

a) En el caso argentino, tal vez más que en ningún otro, la transformación del sistema energético fue condicionada en su profundidad y orientación por las reformas en el plano económico.

b) En segundo término, dadas esas condiciones y la orientación de la política económica adoptada por el gobierno nacional, las reformas energéticas tuvieron una profundidad, alcance y velocidad de ejecución tales que sitúan a la experiencia argentina en un caso extremo. Basta mencionar que en poco más de tres años se modificó radicalmente el papel del Estado en el sistema energético; se privatizaron los activos de la casi totalidad de las empresas públicas del sector y se cambiaron fuertemente la organización productiva y los principios regulatorios.

c) La reforma se concretó por medio de la segmentación vertical de la cadena productiva y una importante partición horizontal en los eslabones de generación y distribución; y el establecimiento de

los principios regulatorios de incompatibilidad de funciones, de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución y de libre entrada a la actividad de generación. Estas características junto con la abundante disponibilidad de gas natural favorecieron notablemente las posibilidades de generar competencia en el mercado mayorista eléctrico.

d) En cuarto término se señala como hecho destacable que, a pesar de la pronta terminación y entrada en servicio de dos grandes centrales hidráulicas, construidas por el Estado y financiadas con fondos de la esfera pública, que aseguraban el abastecimiento hasta fines de los 90, los nuevos actores privados instalaron una importante cantidad de centrales térmicas que han llegado a configurar una situación de sobreequipamiento.

e) En quinto lugar, se concluye que la expansión del transporte es sin duda alguna uno de los puntos más débiles del diseño del nuevo esquema introducido por la reforma. Contrastando con las importantes inversiones privadas en generación, los mecanismos regulatorios previstos para la expansión del transporte no resultaron eficaces para la concreción de inversiones en este ámbito. En este caso se manifiesta con más claridad que en otros las dificultades derivadas de la falta de un mecanismo de planificación global del sistema.

f) Un sexto elemento concluyente es que junto con el mencionado dinamismo inversor en el ámbito de la generación, se destaca la tendencia decreciente de los precios en el mercado mayorista como otra de las evidencias del éxito del modelo. No cabe duda que la competencia entre generadores térmicos tuvo una influencia significativa en esa baja. Sin embargo, debe precisarse que la entrada de las mencionadas centrales hidroeléctricas tuvo una influencia mucho más decisiva en esa disminución de los precios, al menos hasta 1995.

g) En séptimo lugar, se puede afirmar que esa tendencia decreciente en los precios del mercado mayorista no parece haberse trasladado de manera significativas a las tarifas en los mercados de distribución. En lo que se refiere al mercado del área metropolitana esto puede deberse en parte a los precios de compra definidos en los contratos otorgados a la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte SA (EDENOR SA) y a la Empresa Distribuidora del Sur SA (EDESUR SA). Esta situación puede modificarse substancialmente con la culminación del plazo de tales contratos y la próxima revisión tarifaria.

h) Quizá una de las lecciones más importantes se vincule con la calidad del servicio. El trabajo se centra en el análisis del corte prolongado de EDESUR SA, prestando especial atención sobre los mecanismos instalados por la reforma para enfrentar ese tipo de episodios. Se extrae de esa experiencia algunas enseñanzas para mejorar el desempeño del sistema hacia el futuro o para la implementación de procesos de reforma en otros países. En términos generales existió un gran desconcierto de la empresa distribuidora, de las autoridades públicas y del propio ente regulador para enfrentar esa emergencia que produjo problemas muy serios a alrededor de 160 000 usuarios.

Finalmente, a partir de la crisis de EDESUR SA se impone el reconocimiento del carácter de esencial del servicio público de electricidad, en tanto compromete la salud, la seguridad y el bienestar de la población así como el normal desenvolvimiento de la actividad económica. A partir de este reconocimiento, queda claro que el Estado no puede delegar su responsabilidad en la supervisión del servicio y descansar exclusivamente sobre los incentivos económicos para garantizar la responsabilidad de las empresas actuantes. Muy por el contrario, deben extremarse las medidas preventivas para evitar que ocurran hechos como los vividos en Buenos Aires en febrero de 1999.

Sin desconocer los reales logros de la reforma en el marco del contexto específico en que se produjo, como reflexión final puede plantearse que a partir de un análisis global y detallado del desempeño del sistema eléctrico argentino, el uso apologético de algunos indicadores resulta contraproducente para la búsqueda de soluciones superadoras en función de los intereses de la sociedad.

I. Introducción

Ha transcurrido ya casi una década desde la implementación de las reformas en el sistema energético argentino y, a pesar de algunas modificaciones introducidas en el transcurso de ese período,¹ las principales industrias del sector han operado por un lapso de más de siete años bajo las formas de organización productiva e institucional y el enfoque regulatorio diseñados al inicio de ese proceso.

En consecuencia, existen ya elementos para analizar el desempeño de esas industrias sobre la base de datos e indicadores empíricos y de algunas tendencias que comienzan a evidenciarse dentro de las nuevas modalidades de coordinación vigentes en las mismas, refiriéndose el concepto de modalidad de coordinación esencialmente:

- a las formas de organizar institucionalmente y/o coordinar las decisiones de asignación de los recursos en el ámbito de cada cadena productiva y del sistema energético en su conjunto;
- al tipo de racionalidad que orienta a dichas decisiones, es decir, a las finalidades principales que se proponen alcanzar los actores relevantes de cada subsistema; y
- al esquema utilizado para regular el funcionamiento de las industrias del sector, entendido en sentido más amplio.

Aunque el desarrollo de este trabajo estará centrado en la descripción de la naturaleza de la transformación implementada en el sector eléctrico y en el análisis del desempeño del mismo a partir de su nueva estructura y funcionamiento, resulta ineludible hacer una breve

¹ Especialmente en lo que se refiere a la normativa que regula el funcionamiento del sistema eléctrico en el nivel de las resoluciones que especifican los principios establecidos en el marco legal fundamental (Ley 24065 y su decreto reglamentario).

referencia de conjunto a las reformas energéticas y a las principales motivaciones con que fueron impulsadas, como marco de referencia para aquel proceso. Incluso, dada la fuerte interacción de la industria del gas natural con el ámbito de la generación eléctrica, será necesario incursionar con algún detalle en ciertos aspectos del funcionamiento de los mercados gasíferos.

Existe ya una amplia gama de trabajos referidos a la discusión de las reformas energéticas y sus posibles consecuencias, ya sea en lo que se refiere al caso argentino o al conjunto de la región. La experiencia argentina presenta especial interés tanto debido a la profundidad y alcance de las reformas, como por el hecho de que el enfoque utilizado para la transformación de su sistema eléctrico suele presentarse como modelo deseable para su aplicación en otros países de la región, y es observado con atención desde otras regiones. Sin embargo, casi no existen trabajos que realicen un análisis comprehensivo y específico de las condiciones de contexto en el que se enmarcó ese proceso y sobre el desempeño del sistema en el tiempo transcurrido desde la culminación del proceso de reforma.

De acuerdo con ello, los propósitos principales del análisis que se desarrolla en este trabajo se vinculan con:

i) Las características de la reforma del sistema eléctrico y el cambio en las funciones del Estado en el sector, considerando especialmente las cuestiones ligadas a la noción de servicio público.

ii) La descripción y evaluación del funcionamiento del mercado mayorista eléctrico, incluyendo aspectos tales como el grado de competencia, la evolución de los precios y las inversiones de expansión en generación y transmisión.

iii) El comportamiento de los mercados de distribución minorista, atendiendo especialmente a los cambios de estructura y en el nivel de las tarifas en diferentes ámbitos jurisdiccionales (federal y provinciales) y a la evolución de los indicadores de calidad de servicio. Con relación a este último aspecto, se examinarán los problemas planteados por los reiterados cortes de servicio en el área metropolitana en el transcurso de los últimos meses, dentro de los que se destaca por su magnitud el originado por la salida de servicio de una importante estación transformadora de la Empresa Distribuidora del Sur SA (EDESUR SA).

El objeto de este análisis es extraer conclusiones y enseñanzas, especialmente en lo que se refiere a las carencias y/o desafíos pendientes para el ámbito de las políticas públicas, de la normativa regulatoria y del funcionamiento de los entes de control.

De este modo, en la sección II se incluye una breve presentación de las reformas implementadas en el sistema energético argentino, haciendo referencia a las principales motivaciones que se esgrimieron para impulsarlas.

La sección III está destinada a describir las características salientes de la reestructuración del sistema eléctrico, incluyendo los aspectos vinculados a la transformación de la industria del gas natural, que son especialmente relevantes para el nuevo funcionamiento de ese sistema.

En la sección IV se examina la organización institucional y el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, poniendo en evidencia los éxitos alcanzados y los problemas pendientes en lo que se refiere a la evolución de los precios, las inversiones de expansión y el uso de los recursos. El análisis del comportamiento de los mercados de distribución se compone de dos partes: la primera, destinada a examinar las consecuencias de la reforma sobre la estructura y evolución de las tarifas del segmento regulado del mercado minorista, y la segunda, centrada en las cuestiones vinculadas con la calidad del servicio y especialmente en los episodios de corte de los servicios y las polémicas desatadas en torno a ellos.

Por último, en la sección V se presentan las principales conclusiones y enseñanzas que se desprenden del análisis de desempeño del sistema en el tiempo transcurrido desde la implementación de la reforma.

II. Las reformas en el sistema energético argentino y el marco socioeconómico y político

La reforma efectuada en el sistema energético argentino se distingue especialmente por su profundidad, alcance y rapidez de ejecución.

La misma se llevó a cabo en el breve lapso que media entre fines de 1989 y 1993, abarcó el conjunto de las industrias energéticas e introdujo drásticos cambios en el rol desempeñado por el Estado dentro del sector.

Sin lugar a dudas, puede afirmarse que dicha experiencia constituye un caso extremo, tanto en lo que se refiere a la naturaleza del cambio institucional como en lo que respecta a las modificaciones en la estructura y en los principios regulatorios que rigen el funcionamiento de tales industrias.

Aun cuando los fundamentos esgrimidos para la transformación de las industrias energéticas, y de otras actividades de servicios públicos, están enraizados en las corrientes doctrinarias neoliberales predominantes, las razones esenciales que la impulsaron se relacionan con la situación macroeconómica y política del país hacia fines de la década del 80.

1. El contexto socioeconómico

A diferencia de lo ocurrido en la mayor parte de los países de América Latina, la crisis de la economía argentina se inicia hacia mediados de la década del 70 en el marco de una creciente conflictividad social y política.² En los quince años comprendidos entre 1974 y 1989 la economía mostró una situación de virtual estancamiento, caracterizada además por una marcada desindustrialización, un creciente endeudamiento externo, desequilibrios en las cuentas públicas y externas, índices de inflación superiores al 100% anual, una fuerte concentración del ingreso y la riqueza y un progresivo deterioro en las condiciones de vida de la mayor parte de la población.³

Las políticas aplicadas durante el período facilitaron el surgimiento y/o fortalecimiento de un reducido núcleo de grupos económicos nacionales/multinacionales cuyo patrón de acumulación fue marcadamente rentista, basado en contratos con el Estado, particularmente en el área energética y en la especulación financiera.

El brusco cambio en las condiciones del mercado financiero internacional de principios de la década del 80, conjuntamente con la estatización de la deuda externa y la persistencia de las mencionadas modalidades de acumulación de los principales grupos económicos privados, dio lugar a una profundización del deterioro en la situación financiera del Estado y de sus empresas, agudizando al mismo tiempo los ya graves desequilibrios en el balance de pagos. En este contexto, la capacidad de regulación macroeconómica del gobierno democrático, instalado en 1983, era muy reducida y, salvo lapsos muy breves,⁴ la economía argentina mostró una creciente inestabilidad.

Atendiendo al objeto de estudio aquí planteado, es importante remarcar que en tal ambiente macroeconómico la gestión y el desempeño de las empresas públicas, y en particular las energéticas, registraron un fuerte deterioro. El nivel real de sus ingresos se redujo tanto a causa de la falta de ajuste de sus tarifas, como por el incremento de la carga impositiva resultante de las necesidades de financiamiento de la administración central. Por su parte, los desventajosos contratos con el sector privado y las crecientes cargas financieras incrementaban el nivel de sus costos.

En 1989 se aceleró el ritmo de crecimiento de los precios hasta configurar una situación hiperinflacionaria y una virtual cesación de pagos con el exterior. Esa situación implicó el traspaso anticipado del gobierno en un marco de convulsión social, y condicionó fuertemente la orientación de las políticas a aplicar por el gobierno entrante.

Dada su capacidad para influir en la evolución de los principales precios de la economía y en los resortes del poder político, los grupos económicos internos desempeñaron un rol significativo en el mencionado proceso.

A pesar de estar la sociedad argentina acostumbrada a convivir en un clima de alta inflación, aquel episodio hiperinflacionario de 1989, que amenazó con repetirse hacia fines de 1990 y principios de 1991, redujo considerablemente la resistencia a las políticas de ajuste macroeconómico y de reestructuración del sector público.

El Plan de Convertibilidad, puesto en marcha en abril de 1991, se planteó las siguientes orientaciones fundamentales de política: *a)* paridad cambiaria peso-dólar establecida por ley, convalidando así la virtual dolarización de la economía y renunciando a toda posibilidad de una política monetaria activa; *b)* renegociación de la deuda con los acreedores externos, en el marco del Plan Brady, facilitada por el apoyo de los organismos multilaterales de crédito por medio de

² Hasta entonces la economía argentina había alcanzado un considerable desarrollo de su industria y un nivel de equidad social que permitía el acceso de la mayor parte de la población a los mercados formales.

³ Estos fenómenos fueron, en buena medida, el resultado de las políticas neoliberales aplicadas entre 1976 y 1983 por el gobierno militar.

⁴ La estabilidad que se logró a partir de la aplicación del Plan Austral en 1985 fue muy efímera; ya a partir de mediados de 1987 resurgieron las presiones inflacionarias y la desconfianza hacia la moneda nacional fue creciente.

estrictos compromisos de reformas estructurales; *c*) acelerada apertura comercial y total liberalización del mercado de capitales; *d*) privatización de las empresas públicas, mediante la venta de activos o la concesión de servicios, y retirada total del Estado de las actividades productivas; *e*) desregulación y liberalización de los mercados de bienes y servicios; y *f*) incremento de la carga impositiva acompañada de una reducción del gasto público a fin de obtener los superávits requeridos para el pago de los servicios de la deuda externa.

De acuerdo con estas orientaciones de la política económica, y tal como fue corroborado por la experiencia concreta, la acelerada privatización de las empresas públicas constituyó un elemento clave a fin de obtener los recursos financieros para consolidar la viabilidad del mencionado plan⁵ y para atenuar los conflictos entre los grupos económicos internos y los acreedores externos, más allá de los enunciados doctrinarios esgrimidos explícitamente para fundamentar dicha transformación. En términos generales, esos enunciados postulaban como principio la ineficiencia de las empresas públicas, recurriendo a los déficits que las mismas presentaban, como elemento fundamental de corroboración. Sin embargo, no se incluían dentro del diagnóstico los factores ya mencionados, que provocaban esos desequilibrios. El reconocimiento implícito de tales factores quedó de cualquier modo evidenciado por la eliminación de ciertas regulaciones perversas, que afectaban el desempeño de las empresas públicas, y por los fuertes incrementos efectuados en las tarifas como pasos previos a la privatización. La postulación de la superioridad de los mecanismos de mercado y la competencia frente a los monopolios estatales y la regulación fue otro de los argumentos fundamentales, aun cuando en la práctica la transformación dio lugar a estructuras monopólicas u oligopólicas.

2. Las reformas en los sectores de hidrocarburos

No obstante que los ritmos de reforma y privatización en las industrias de petróleo y gas natural fueron diferentes, se plantea aquí una exposición conjunta de ambos procesos, tanto por las características de la situación previa como debido a los vínculos entre ambas actividades en la etapa minera.

Hasta 1989 las empresas Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (YPF SE) y Gas del Estado concentraban la mayor parte de las actividades en las cadenas productivas de hidrocarburos.

A pesar de que YPF SE había realizado hasta ese momento la casi totalidad del esfuerzo exploratorio,⁶ sólo extraía en forma directa alrededor del 62% del total del petróleo producido y entre el 80 y 85% del gas natural. El resto de la producción de petróleo y gas natural era efectuada por agentes privados mediante contratos de explotación⁷ que le fueron impuestos a la empresa estatal en diferentes períodos por gobiernos que practicaron políticas de orientación liberal.⁸

⁵ Durante el período 1990–1993 la privatización de las empresas públicas implicó para el Tesoro Nacional un ingreso total de 9 736.7 millones de dólares en efectivo (6 743 millones corresponden al sector energético) y un rescate de títulos por valor de 13 425.3 millones de dólares (6 785.8 millones del sector energético). Pero, a pesar del aporte financiero de corto plazo, las privatizaciones no implicaron una disminución del endeudamiento externo que en el transcurso de aquel período pasó de 61 000 a 68 000 millones de dólares (CEPAL 1994). En la mayor parte de los casos, la deuda en divisas de las empresas privatizadas quedó a cargo del Estado.

⁶ Más del 93% de las actividades de exploración fueron realizadas por la empresa estatal y en las oportunidades en que se convocó a los inversores privados, nacionales e internacionales, entregándoles áreas realmente de exploración no se tuvieron resultados significativos. En las últimas tres décadas sólo incorporaron el 6.5% de las reservas.

⁷ En Argentina los recursos del subsuelo son de dominio social, en función de ello, salvo las viejas concesiones que aportaban tan sólo el 2.4% de la producción, la titularidad de las reservas era ejercida por YPF SE y tales contratos constituían tan sólo una modalidad de explotación.

⁸ Se está haciendo referencia a los períodos 1958–1962, 1966–1972 y 1976–1983. Para mayores detalles sobre este tema véase H. Pistonesi *et al.*, 1989.

De conformidad con estos contratos, las empresas privadas, predominantemente de origen nacional, extraían el petróleo y el gas natural que debían entregar a YPF SE de acuerdo con los precios fijados en los contratos originales o de acuerdo con las sucesivas renegociaciones que se admitieron desde la esfera oficial. De este modo, esos contratos tuvieron un carácter esencialmente rentista puesto que no implicaban ningún tipo de riesgos, ni de carácter minero ni comercial.⁹ A pesar de que estos contratistas no cumplieron con los compromisos de producción e inversión establecidos en los contratos, obtuvieron, a partir de 1983, la renegociación de los precios que habían sido libremente pactados, logrando así importantes aumentos de los mismos en términos reales.¹⁰

De este modo, los precios pagados por YPF SE por el petróleo que entregaban los contratistas (alrededor de 35% del total), no sólo superaban el costo que hubiera implicado la explotación directa realizada por YPF SE, sino que le implicaban una pérdida neta ya que, con el agregado de las regalías que debía afrontar, el costo de ese petróleo resultaba superior al precio fijado para su venta a las refinadoras privadas (Esso, Shell), en un volumen similar. En algunos casos los precios a los contratistas llegaron a superar los valores del mercado internacional. Otro tanto ocurrió con el gas natural entregado por los contratistas a partir de 1981, sólo que en este caso la pérdida ocasionada a YPF SE era considerablemente menor (Kozulj R. y H. Pistonesi, 1990).

Las políticas de precios aplicadas al petróleo y sus derivados por las autoridades nacionales a partir de 1976, junto con las ventajas otorgadas a las compañías privadas, provocaron un creciente desequilibrio financiero de YPF SE. Tanto los precios de transferencia del crudo (de YPF SE a las refinadoras privadas) como los precios de los principales derivados (a nivel de productores, distribuidores y usuarios finales) eran fijados por la Secretaría de Energía de la Nación. Puesto que los impuestos aplicados sobre el petróleo y sus derivados representaban algo más del 50% del valor de venta de los productos finales, YPF SE sólo retenía alrededor del 24% del ingreso petrolero total y los contratistas se apropiaban del 10.2 del mismo hacia 1988, obligando a la empresa a recurrir al endeudamiento interno y externo a fin de poder efectuar las inversiones requeridas para sostener el abastecimiento interno de petróleo y derivados.¹¹

Por su parte, la Empresa de Gas del Estado¹² tenía a su cargo el transporte, tratamiento y distribución de gas natural en todo el país. Todo el gas natural captado para ser comercializado era entregado por YPF SE a Gas del Estado y valorizado a un precio de transferencia fijado por la Secretaría de Energía. Atendiendo a una política energética dirigida a sustituir los combustibles líquidos por gas natural en los usos residenciales, industriales y la generación eléctrica,¹³ esos precios de transferencia se mantuvieron muy bajos, posibilitando una transferencia de renta que permitió a la Empresa de Gas del Estado realizar las grandes inversiones requeridas para expandir la cobertura del servicio.¹⁴

⁹ Los contratos celebrados entre 1976 y 1983 supusieron la entrega de 21 áreas con pozos ya en producción, e incluso, con instalaciones de superficie que fueron cedidas sin cargo alguno.

¹⁰ Dicha renegociación implicó un incremento real promedio de 150% sobre los precios previstos en los contratos originales (Pistonesi H. *et al.*, 1989).

¹¹ Hacia fines de la década del 80 el endeudamiento de la empresa alcanzaba a 1 500 millones de dólares.

¹² Esta empresa estatal fue creada en 1946 con la misión de desarrollar la industria del gas natural en todo el ámbito nacional.

¹³ A pesar de la inestabilidad política y los sucesivos cambios de orientación en la política económica, en los hechos dicha política energética se mantuvo vigente desde mediados de la década del 60 y se intensificó en las décadas siguientes, hasta la privatización de la Empresa de Gas del Estado.

¹⁴ El primer gran gasoducto (Comodoro Rivadavia–Buenos Aires) fue habilitado en 1949 y desde entonces se construyeron 1 500 km de redes de captación, 22 000 km de gasoductos troncales y 51 000 km de redes de distribución. Entre 1960 y 1991 el gas distribuido creció a una tasa media de 12.2% anual, alcanzando a fines de ese período una participación de alrededor de 40% en el consumo total de fuentes primarias y una cobertura de poco menos del 50% de los hogares en todo el país.

No obstante que la Empresa de Gas del Estado no estuvo exenta de medidas regulatorias adversas en lo que se refiere a precios, impuestos y contrataciones con grupos privados,¹⁵ en el momento de iniciarse el proceso de privatización mostraba una situación financiera aceptable y un buen desempeño técnico-económico.

2.1 La reforma petrolera

Los objetivos fundamentales que se esgrimieron para impulsar la reforma petrolera fueron maximizar el valor presente de los hidrocarburos y lograr un mayor bienestar general a través de los impactos de una mayor actividad petrolera. En esencia, esto implicaba el logro de un incremento significativo de la producción que permitiera alcanzar un excedente exportable del orden de los 10 millones de m³/año.

Frente a estos objetivos, los analistas gubernamentales consideraban que el estancamiento de la producción petrolera reconocía como causas a una actitud conservacionista en la explotación del recurso, que apuntaba únicamente al autoabastecimiento, a un excesivo intervencionismo y regulación estatales, a la ineficiencia productiva y a los ya mencionados déficits financieros de YPF SE (Kozulj R. y V. Bravo, 1993).

En función de ello la reforma se planteó impulsar una total desregulación de la actividad, promoviendo la competencia, y lograr un mayor rol protagónico de las compañías privadas, que aportarían los recursos para la inversión y una mayor eficiencia productiva.

El proceso de reforma

La concreción del proceso de reforma se realizó mediante un conjunto de instrumentos legales que se promulgaron entre fines de 1989 y 1991. Las principales acciones que plasmaron dicho proceso fueron las siguientes:

❑ **Reconversión de los contratos de explotación.** Esta reconversión respondió a la necesidad de colocar en manos privadas un volumen de petróleo no inferior al requerido por las refinadoras privadas. El criterio utilizado fue establecer un régimen de asociación con YPF SE para aquellos contratos en los que el precio vigente fuese inferior al internacional y de concesión para los restantes.

❑ **Privatización de las áreas marginales.** Inicialmente se adjudicaron en dos licitaciones 47 de las 258 áreas de YPF SE que tenían una producción inferior a los 200 m³/día. La adjudicación de esas 47 áreas, que representaban el 5.1% de la producción nacional, se realizó por un monto cercano a los 400 millones de dólares (por precios aproximados de entre 1.27 y 3.18 US\$/bep de reserva, sin tomar en cuenta el gas natural y la infraestructura existente). Luego, en una tercera licitación se adjudicaron otras 29 áreas secundarias (incluyendo algunas de bajos costos operativos) obteniendo alrededor de 49 millones de dólares. Los montos obtenidos por la entrega de estas áreas no se destinaron a la capitalización de YPF SE sino que se integraron a los ingresos del Tesoro Nacional.

❑ **Privatización de las áreas centrales.** Implicó la transferencia de derechos de explotación de reservas, bajo la forma de asociación con Yacimientos Petrolíferos Fiscales SA (YPF SA) en cuatro de las cinco principales áreas productoras del país y la venta de las cuencas Austral y Noroeste. Estas áreas registraban los más bajos costos operativos y costos totales inferiores o muy inferiores a los precios internacionales.

¹⁵ Por ejemplo, un contrato no indispensable de importación desde Bolivia con precios 6 veces superiores a los internos e incluso mayores que los equivalentes al petróleo crudo en el mercado internacional; falta de ajuste por inflación en las tarifas finales y una creciente carga impositiva que deprimían aún más los precios percibidos por la empresa; desventajoso contrato con el grupo COGASCO SA, que fue un intento fracasado de romper con el monopolio del transporte de la Empresa de Gas del Estado y que resultó en mayores costos para la empresa (Kozulj R. y V. Bravo, 1993).

Es decir, por medio de la privatización de las áreas centrales se entregó al control de las compañías privadas entre el 31 y el 35% de las reservas (según las estimaciones que se consideren) y alrededor del 23.5% de la producción petrolera al momento de las adjudicaciones. Los montos obtenidos, que también fueron ingresados al Tesoro Nacional y no a YPF SA, fueron sensiblemente inferiores a los 1 700 a 1 900 millones de dólares que se habían planteado antes de la privatización. Para los grupos privados, la inversión realizada tiene tasas internas de retorno que alcanzan niveles del 30%.

❑ **Elaboración de un nuevo Plan de Exploración.** El Plan de Exploración, lanzado a fines de 1991, establece que las empresas que descubran petróleo no deberán compartirlo con YPF SE y que sólo tendrán que pagar regalías y los impuestos vigentes para cualquier actividad minera, industrial o comercial. La modalidad jurídica utilizada es la concesión y el crudo obtenido será de libre disponibilidad. En función de este plan se obligó a YPF SA a devolver la mayor parte de las áreas que tenía en prospección.

❑ **Desregulación del mercado del petróleo crudo.** De manera previa o simultánea con la reconversión de los contratos y la privatización de las áreas se procedió a la desregulación del mercado de petróleo (y sus derivados) estableciendo: la libre disponibilidad del petróleo proveniente de las concesiones y asociaciones; la autorización a las empresas privadas para importar y exportar y la libre disponibilidad del 70% de las divisas que se obtengan de la venta de petróleo (y sus derivados). Al mismo tiempo se reguló el uso de los ductos y otras instalaciones de transporte de YPF SA para que pudieran ser utilizados por terceros.

❑ **Venta de destilerías, oleoductos y otros medios de transporte de YPF SA.** La venta de tres de sus destilerías menores implicó para YPF SA la transferencia a las compañías privadas del 16% de su capacidad primaria de refinación, que pasó casi del 62 al 51.9% respecto de la total del país. Por lo que se refiere a los medios e instalaciones de transporte se decidió la privatización de los oleoductos Allen–Puerto Rosales (con su correspondiente terminal marítima) y Puerto Rosales–La Plata y la flota naviera de YPF SA.

❑ **Desregulación del mercado de derivados y el cambio en la política impositiva.** Antes de la desregulación total del mercado de derivados, los precios de los mismos, a nivel de productor, fueron fijados en niveles cercanos a los internacionales por la Secretaría de Energía de la Nación. Como era de esperar, la desregulación no resultó eficaz para la promoción de la competencia. El abastecimiento de la demanda es concentrado por las tres principales empresas (YPF SA, ESSO y SHELL) y a pesar de las transformaciones introducidas YPF mantenía todas las condiciones de empresa líder, con capacidad de fijar los precios de los derivados.

❑ **La privatización de YPF SA.** Luego de las privatizaciones de activos mencionadas en las notas anteriores, se procedió a la cuantificación de los activos restantes de YPF SA (apelando a una consultora internacional), se transfirieron al Estado Nacional las deudas de la empresa y se realizó la distribución o venta de las acciones. En la primera etapa de privatización de la empresa se vendió el 46% de las acciones, que pasaron a manos privadas, quedando distribuido el capital de la empresa del siguiente modo:

- 46% inversores privados (origen de los inversionistas: 70.8% EE.UU., 15.7% Argentina, 10.5% Reino Unido y 3% Francia);
- 20% Estado Nacional;
- 12% Estados Provinciales (en compensación por las deudas por regalías);
- 10% personal de YPF SA (que sería integrado con los dividendos correspondientes; hasta su integración las acciones serán administradas por el Estado Nacional); y
- 12% jubilados de todo el país (en pago de las deudas del sistema previsional).

Principales impactos de la reforma petrolera

Los principales impactos de la reforma petrolera pueden sintetizarse del siguiente modo:

❑ **Disminución de las inversiones en exploración.** El número de pozos exploratorios se redujo significativamente en el período 1990–1999 respecto de la década anterior, pasando en promedio de 116 a 83. Pero la reducción ha sido especialmente acentuada en los últimos tres años: 89 pozos en 1997, 75 en 1998 y 40 en 1999. La disminución de las inversiones en pozos exploratorios puede atribuirse sólo en parte a la incorporación de los cambios tecnológicos en la fase de prospección. Además de la influencia de la caída en los precios internacionales del crudo sobre las actividades exploratorias, el factor de mayor preponderancia parece haber sido el desvío de inversiones derivado de la apertura petrolera en otros países de América Latina que presentan menor riesgo minero que Argentina (por ejemplo, Venezuela).¹⁶

❑ **Aumento de la producción y de las exportaciones de crudo.** La producción de petróleo se incrementó en alrededor de un 80% entre 1989 y 1998. Sin embargo, este último año parece constituir un punto de inflexión de esa tendencia; en 1999 se produjo una reducción del 6% respecto del año anterior y parece poco probable que se pueda retomar un sendero de crecimiento. De cualquier modo, resulta claro que la racionalidad de los actores privados ha implicado un ritmo más acelerado de valorización de las reservas. Este hecho, junto con lo expuesto en el punto anterior, ha significado una reducción en la relación Reservas/Producción de 13 a 8.8 años en 1999.

La mayor parte del incremento de la producción de crudo tuvo como destino la exportación, pasando ésta de 2.5% de la producción en 1990 a 38.7% en 1998.¹⁷

❑ **Fuerte concentración empresaria tanto en el upstream como en el downstream.** Esta situación de concentración ha sido motivada fundamentalmente por la compra por parte de REPSOL de las acciones de las empresas ASTRA Compañía Argentina de Petróleo SA (ASTRA CAPSA), Mexpetrol Argentina SA (MEXPETROL) en el *upstream*, de EG3 en el *downstream* y fundamentalmente por la adquisición de 98.2% de YPF SA, que integra toda las actividades de la cadena. Con el control de YPF SA, ASTRA CAPSA y EG3, REPSOL concentra:

- 58.8% de las reservas comprobadas de petróleo
- 49.5% de las reservas comprobadas de gas natural
- 48% de la producción de petróleo
- 64.7% de la disponibilidad de gas natural
- 40% de la producción de GLP
- 53.8% de la capacidad de refinación
- 49.8% de las estaciones de servicio
- 56.4% de las ventas de gas oil
- 54% de las ventas de motonaftas.

Si además se tomara en cuenta la participación en la Refinería del Norte SA (REFINOR) y en la Refinería San Lorenzo SA (REFISAN), el porcentaje los últimos cuatro rubros se incrementarían levemente.

¹⁶ Por ejemplo, hacia principios de 1999, el 56% de las reservas comprobadas de petróleo y gas controladas por el grupo Pérez Companc se encontraban en el exterior y las cantidades de pozos exploratorios perforados en Argentina fueron: 9 en 1996, 5 en 1997, 10 en 1998 y 0 en el acumulado hasta octubre de 1999.

¹⁷ La declinación de la producción en 1999 implicó una reducción más que proporcional en el excedente exportable.

De este modo, a pesar del desmembramiento parcial de la empresa YPF SE antes de su privatización, la compra reciente de YPF SA por parte de REPSOL así como las transferencias entre actores privados ha conducido a una fuerte concentración de la actividad petrolera en manos privadas y una parte substancial de ella bajo control multinacional.

□ **Acentuada oligopolización del mercado de derivados.** El mercado de derivados del petróleo tiene la estructura de un oligopolio altamente concentrado. Tomando en cuenta las tres empresas mayores se alcanza al 96% de las ventas de derivados, controlando la principal de ellas (REPSOL–YPF) más del 54% de las mismas. La consecuencia de este hecho ha provocado que los precios de los derivados en puerta de refinería se hayan ubicado en los años recientes (1998–1999) entre un 30 y un 80% por encima de los precios internacionales. Esto muestra con claridad la inconveniencia de desregular mercados que son necesariamente de naturaleza oligopólica y que por otra parte no tienen el carácter de mercados disputables, aunque los derivados en sí mismos sean bienes comercializables.¹⁸

□ **Disminución de la fiscalidad.** El proceso de transformación implicó la eliminación de ciertos gravámenes específicos sin que ello implicara una disminución correlativa en los precios de los productos. De este modo, aunque, a diferencia de YPF SE, los actuales actores privados contribuyen sobre la base de impuestos generales (sobre ingresos, ganancias y activos), el balance neto resulta negativo para el Tesoro Nacional. Esta disminución de fiscalidad implica una diferente distribución de las rentas hidrocarburíferas.

2.2 La reestructuración en la industria de gas natural

La reformulación del marco regulatorio, la privatización de Gas de Estado y la fragmentación vertical y horizontal de las actividades fueron los instrumentos básicos para implementar la transformación del sector gasífero. Estos cambios afectaron esencialmente a la comercialización, transporte y distribución del gas natural. Los relativos a la producción estuvieron ligados a la reforma petrolera.

Principales rasgos del nuevo marco regulatorio

El nuevo marco regulatorio¹⁹ se propone proteger los intereses de los consumidores, promover la competencia en los mercados, alentar las inversiones y mejorar la eficiencia en el transporte, distribución y uso del gas natural.

Los principios regulatorios esenciales establecidos en dicho marco legal son los siguientes (Kozulj R., 1993):

i) El transporte y la distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado mediante licencias, concesiones o servicios de transporte. El Estado Nacional o Provincial sólo podrá hacerse cargo cuando el sector privado no quiera participar.

ii) Son reconocidos como actores: los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores.²⁰

iii) Toda obra de envergadura en transporte o distribución (prevista o no) requiere la autorización del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Frente a solicitudes de servicio de transporte que impliquen obras no previstas, el prestador puede negarse a satisfacerla aduciendo razones económicas. Los conflictos son resueltos por ENARGAS.

¹⁸ El carácter de bienes comercializables no es suficiente para garantizar la disputabilidad en el mercado mayorista de los derivados del petróleo, a través de la importación, debido a la existencia de infraestructura (plantas de almacenamiento, instalaciones portuarias) y canales de comercialización (estaciones de servicio con bandera de las empresas refinadoras), que suponen la existencia de importantes costos hundidos. La presencia de este tipo de costos elimina toda posibilidad real y significativa de competencia potencial (Pistonesi H., 1998).

¹⁹ Ley 24076/92 y Decreto 1738/92, y un conjunto amplio de resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación.

²⁰ A pesar de la amplia gama de actores potenciales previstos, en los hechos los más destacados son los productores, transportistas, distribuidores y grandes consumidores.

iv) La seguridad del suministro no interrumpible recae en transportistas y distribuidores, los que deberán además satisfacer toda demanda razonable.²¹

v) Se establece el libre acceso de terceros a los sistemas de transporte y distribución, restringido únicamente por las capacidades disponibles. Ningún transportista o distribuidor podrá conceder ventajas o preferencia de acceso a sus instalaciones.

vi) La importación de gas natural es totalmente libre y las exportaciones están sujetas a la aprobación de la Secretaría de Energía de la Nación y sólo serán autorizadas en tanto no afecten el abastecimiento interno.

vii) Se establecen limitaciones a la integración vertical: los transportistas no podrán comercializar el gas; los almacenadores, distribuidores o grandes consumidores no podrán tener control directo o indirecto sobre el transporte ni los transportistas o consumidores sobre la distribución.²²

viii) El precio del gas, considerado en el punto de ingreso al sistema de transporte, fue regulado durante el período de transición por la Secretaría de Energía y luego pactado libremente entre las partes.²³

ix) La tarifa de transporte es regulada en el contrato de concesión. Dicha tarifa remunera a los transportistas según puntos de recepción y despacho con un cargo por m³/día que crece con la distancia. También se establece un cargo mínimo que sólo rige para los servicios no interrumpibles.

x) En el ámbito de la distribución se regulan las tarifas aplicadas a los usuarios cautivos. Los grandes consumidores son diferenciados según sus demandas sean interrumpibles (más de 3 000 000 m³/año) o firmes (más de 10 000 m³/día) y según estén conectados al transporte o a la distribución. Los grandes consumidores no interrumpibles deben abonar un cargo por reserva de capacidad. Se establece la prohibición de efectuar subsidios cruzados entre usuarios.

xi) Las tarifas de transporte y distribución serán reguladas de modo de cubrir todos los costos y un margen de rentabilidad razonable.

xii) El ENARGAS es un ente autárquico que, además de hacer cumplir las disposiciones del marco regulatorio y las condiciones de los contratos de concesión, dicta normas de procedimientos, previene las prácticas anticompetitivas, establece las bases de cálculo para las tarifas, resuelve los conflictos mediante audiencias públicas, requiere y publica la información y aplica sanciones.

La privatización de la Empresa de Gas del Estado

Antes de proceder a su privatización, la Empresa de Gas del Estado fue subdividida en dos compañías transportistas,²⁴ y ocho empresas distribuidoras que cubren todo el territorio nacional, excepto la región Noreste.²⁵

Inicialmente, los activos de las compañías transportadoras fueron privatizados a un nivel de 70% y los correspondientes a las empresas distribuidoras entre un 70 y un 90%. El pago por estos

²¹ En última instancia dicha razonabilidad está fundada en el criterio de rentabilidad y, eventualmente, en las directivas del ENARGAS.

²² Estas limitaciones fueron relajadas por el decreto reglamentario de la Ley 24076 y en la práctica no han impedido la conformación de relaciones financieras y empresariales entre los diferentes eslabones de la cadena.

²³ Tal como ocurrió con el precio del petróleo y sus derivados, los precios fueron incrementados antes de proceder a la reforma. El gas en boca de pozo pasó de un nivel medio (en dólares de 1990) de 0.62 el millón de BTU en el período 1984–1989 a 0.88 en 1990–1992. Luego siguió una tendencia creciente en dólares y se situó en un promedio de 1.18 dólares por millones de BTU en 1998–1999 (ENARGAS, informe anual, 1999).

²⁴ Transportadora de Gas del Norte SA, comprende los gasoductos troncales del Norte y Centro Oeste más ramales menores (alrededor del 38% de la capacidad de transporte). Transportadora de Gas del Sur SA, integrada por los gasoductos troncales del Sur, del Oeste y Neuba II y la planta separadora de Gral. Cerri (62% de la capacidad de transporte y una parte substancial de la capacidad de tratamiento).

²⁵ La novena área de distribución (Gas NEA SA), de reciente creación, cubre la región mesopotámica y fue adjudicada a un consorcio controlado por Gas de France International.

activos fue integrado por dinero efectivo, títulos de la deuda y la transferencia de pasivos de corto y largo plazo de la Empresa de Gas del Estado a los consorcios adjudicatarios.

Cada uno de los consorcios adjudicatarios debía tener como integrante una empresa que tuviera antecedentes como operador técnico. Esto implicó que los consorcios concesionarios estuvieran necesariamente integrados por empresas extranacionales, cuya participación en algunas de las distribuidoras alcanza niveles de entre 40 y 51%.²⁶

Sin embargo, todos esos consorcios tuvieron inicialmente una participación, en algunos casos mayoritaria, de los grupos económicos nacionales, ex contratistas de YPF en la producción de petróleo y gas natural, y adjudicatarios de áreas marginales y centrales privatizadas —Pérez Companc, ASTRA CAPSA, Compañía General de Combustibles (CGC), SIDECO, Techint SA, Pluspetrol.²⁷

De este modo, luego de la privatización de la Empresa de Gas del Estado la industria del gas quedó configurada en dos subsistemas de producción–transporte–distribución delimitados geográficamente y vinculados internamente por la presencia simultánea, directa o indirecta, de los mencionados grupos económicos en cada una de las etapas.²⁸

Con posterioridad al desmembramiento de la Empresa de Gas del Estado (segmentación vertical y horizontal) y de la adjudicación inicial de las unidades empresarias emergentes a los diferentes consorcios, se produjeron transferencias de las participaciones de capital al interior de los mismos. En términos generales, estas transferencias implicaron la venta de las acciones correspondientes a la participación del Estado Nacional, al Programa de Propiedad Participada, a entidades financieras²⁹ y a actores locales o extranacionales³⁰ vinculados con la actividad energética. También se produjeron transferencias de activos de grupos privados locales a actores de origen transnacional.³¹

Principales impactos de la reforma gasífera

La industria del gas en la Argentina emerge del proceso de reestructuración con una estructura y modalidades de funcionamiento que se caracterizan por:

❑ ***Una alta concentración en el eslabón de la producción–comercialización.*** Tal como se ha expresado al analizar la reforma petrolera, la empresa REPSOL controla, luego de la compra de las acciones de YPF SA y de ASTRA CAPSA, alrededor del 50% de las reservas comprobadas de gas natural y más del 60% de la comercialización mayorista de ese combustible. En el ámbito de la producción, REPSOL tiene control sobre una porción mayor al 34% y los cinco operadores principales dan cuenta de alrededor del 75% de la misma. Es decir, la estructura de oferta en el mercado mayorista del gas natural tiene un marcado carácter oligopólico, con una empresa líder con capacidad para fijar los precios en boca de pozo.

²⁶ Novacorp (Canadá), Eron Pipelines (EE.UU.), British Gas (Reino Unido), Petronas (Malasia), Camuzzi Gazometri (Italia), Italgas (Italia), Distrigas (Bélgica) y Gas Natural (España).

²⁷ Algunos de los consorcios presentaban la participación de entidades financieras muy ligadas al sistema de capitalización de la deuda externa (por ejemplo, Citicorp integra un 25% de los consorcios que se hicieron cargo de una las empresas transportistas y dos empresas distribuidoras del subsistema sur).

²⁸ Así, por ejemplo, el grupo Pérez Companc, que es uno de los principales productores–comercializadores de gas natural en el Subsistema Sur (Cuencas Neuquina y Austral), tiene una alta participación (50%) en la Transportadora de Gas del Sur (TGS) y, hasta 1998, tenía participación en Metrogas (Distribuidora de la zona sur del Gran Buenos Aires). Por otra parte, este mismo actor tiene participación en la generación eléctrica (gran usuario de gas) y en el transporte (TRANSENER SA) y distribución (EDESUR SA) de electricidad. De este modo, además de la reintegración vertical de la cadena gasífera en el Subsistema Sur, este actor lograba concentrar el cierto grado de control sobre el conjunto de las actividades energéticas.

²⁹ Citicorp, Banco Río, Banco Francés, Credit Suisse, First Boston.

³⁰ Principalmente de origen estadounidense.

³¹ Para un detalle de estas transferencias de activos ocurridas con posterioridad al proceso inicial de privatización véase Azpiazu D., 1999.

□ **Reintegración gasífera y energética.** A pesar de las disposiciones regulatorias que establecen la incompatibilidad de funciones en el seno de la cadena gasífera, existen situaciones de actores que integran consorcios que operan en diferentes eslabones de la misma, sin que constituyan violaciones formales de dichas disposiciones pero que, de hecho, dan lugar a cierto grado de reintegración vertical de las actividades de la industria. Este tipo de integración alcanza en algunos casos hasta el ámbito del consumo, puesto que ciertos grandes usuarios también integran consorcios concesionarios de la distribución de gas natural. Por otra parte, dada la fuerte interacción de gas natural y electricidad en el ámbito de los centros de transformación, existen también situaciones en las que ciertos actores vinculados al transporte y/o a la producción de gas natural han incursionado en la generación eléctrica, logrando así ventajas competitivas respecto de otros actores especializados en esa actividad.

□ **Incremento en los precios del gas en boca de pozo.** Los precios del gas natural en boca de pozo se mantuvieron regulados hasta más de un año después de implementada la reforma. Su nivel se situó en el transcurso de ese período en alrededor de 0.97 \$/MBTU. Luego de ser liberado, el mismo fue incrementándose paulatinamente hasta llegar a su actual nivel de aproximadamente 1.25 \$/MBTU; es decir que registró en el transcurso de los últimos seis años un incremento de alrededor de un 29%.

□ **Inversiones en transporte y distribución.** Aun cuando no se hayan construido gasoductos troncales para el abastecimiento al mercado interno, los nuevos operadores realizaron inversiones, esencialmente en estaciones compresoras y *loops*, que implicaron un incremento de alrededor de 43% en la capacidad de transporte (ENARGAS, 1998). Según el ENARGAS, el monto acumulado de las inversiones realizadas en todo el período posterior a la reforma es cercano a 1 000 millones de dólares. Pero el transporte de gas ha sido sin duda una de las actividades más rentables entre el conjunto de los servicios públicos privatizados³² y la utilidad neta acumulada desde 1993 y 1999 supera los 1 500 millones de pesos. De cualquier modo, desde la perspectiva del sector eléctrico, lo importante es que la expansión de la capacidad de transporte implicó una reducción muy importante de las restricciones en el uso del gas en los meses invernales por las centrales térmicas.

En el caso de la distribución también se realizaron expansiones significativas en las redes. Entre 1992 y 1998 la variación de la extensión de la red de distribución en km fue del 45% (ENARGAS, 1998). Sin embargo, a este respecto cabe observar que las inversiones de expansión de las redes son realizadas por los usuarios, pasando luego a integrar el patrimonio de la empresa distribuidora. Normalmente, el valor reconocido de dichas inversiones, que suele ser significativamente inferior a los montos erogados por los usuarios, es compensado por medio de la factura de gas.

³² El margen de utilidad neta sobre ventas fue en promedio para el período 1993–1999 41.7% para la TGS y de 30.6% para la Transportadora de Gas del Norte (TGN) (véase *Ambito Financiero*, 2000).

III. La reforma en el sistema eléctrico argentino

1. La situación previa a la reforma

Al momento de la reforma, que se ejecutó esencialmente en el período 1992–1993, el sistema eléctrico argentino se caracterizaba por la presencia casi exclusiva de empresas públicas de jurisdicción federal (nacional y binacional) o provincial; la excepción estaba constituida por la presencia de empresas cooperativas que se desenvolvían esencialmente en el ámbito de la distribución. Las empresas de jurisdicción federal concentraban el manejo de las grandes centrales de generación, la mayor parte del transporte en alta tensión y la distribución en el ámbito del Gran Buenos Aires,³³ y a los grandes usuarios en todo el territorio nacional. En la mayor parte de las provincias existían empresas públicas de esa jurisdicción³⁴ que, junto con las cooperativas, desempeñaban casi exclusivamente la función de distribución.³⁵

La situación del contexto socioeconómico global a lo largo de los años 80 fue ocasionando un profundo deterioro en la gestión de las empresas públicas, especialmente de aquellas de carácter federal. Los retrasos en el ajuste de las tarifas y los contratos leoninos con el sector

³³ Incluyendo también la ciudad de La Plata y sus alrededores. La empresa SEGBA realizaba la distribución en toda esa área y controlaba las grandes centrales térmicas ubicadas en la ciudad de Buenos Aires.

³⁴ La mayor parte de estas empresas surgieron a partir del traspaso a las provincias de los servicios de distribución previamente operados por la empresa Agua y Energía Eléctrica, de carácter federal. Sin embargo, esta empresa mantuvo bajo su control tales servicios en algunas jurisdicciones hasta el momento mismo de la reforma.

³⁵ Sólo las empresas provinciales de Buenos Aires y Córdoba poseían generación de cierta envergadura, pero de cualquier modo no alcanzaba a significar más del 5% del total.

privado fueron dando lugar a un rápido incremento del endeudamiento y a fuertes desequilibrios financieros, que debían ser cubiertos por el tesoro nacional.

Hacia fines de la década, el sistema eléctrico argentino presentaba una situación de virtual insolvencia, que coincidió con una importante crisis de desabastecimiento ocasionada por un período de sequía y la alta indisponibilidad del parque térmico (resultante de la falta de mantenimiento).

Pero aun cuando dicha situación contribuyó a justificar la necesidad de introducir un fuerte cambio, la reestructuración del sistema eléctrico se derivó principalmente de la reforma global en los planos económico y energético general, siguiendo los lineamientos establecidos dentro de la misma.

2. La nueva organización institucional emergente de la reforma³⁶

La reforma eléctrica fue impulsada desde la jurisdicción federal alcanzando en forma inmediata a todas las actividades que se encontraban bajo el control de ese ámbito.³⁷ Dicha reestructuración se propuso mejorar la eficiencia productiva, mediante la introducción de competencia donde fuera posible, promover la participación del capital privado y proteger los intereses de los usuarios, regulando los mercados que tuvieran las características de monopolios naturales. Al igual que en el caso de las restantes industrias energéticas, la reforma implicó un drástico cambio en la organización productiva e institucional y una profunda modificación del papel del Estado en el sistema eléctrico.

Tal como se ha expresado, todo este proceso se completó, en sus aspectos fundamentales en el transcurso de los años 1992–1993³⁸ e implicó la desintegración vertical y la partición horizontal de las actividades del sistema (especialmente las de generación y distribución), el traspaso de las unidades empresarias emergentes al sector privado y el establecimiento de los principios de incompatibilidad de funciones y de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución.

De este modo, con las grandes centrales en manos de las ex empresas HIDRONOR, Agua y Energía y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) se crearon unidades productivas jurídicamente independientes que luego fueron privatizadas separadamente.³⁹ La distribución eléctrica en el área metropolitana, que estaba en manos de SEGBA⁴⁰ fue particionada en tres áreas de concesión, respecto de las que se crearon las correspondientes unidades empresarias —Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte SA (EDENOR SA), Empresa Distribuidora del Sur SA (EDESUR SA) y Empresa de Energía de La Plata SA (EDELAP SA)— y fueron entregadas a consorcios privados por licitación.

Aunque la mayor parte de las Provincias adhirió a los principios de la Ley nacional de la electricidad,⁴¹ los gobiernos provinciales son autónomos para definir los términos bajo los cuales concesionan la prestación del servicio eléctrico dentro de su territorio (por medio de marcos

³⁶ Buena parte del contenido de esta sección se basa en el Capítulo II del trabajo “Implications of Electric Power Sector Restructuring on Climate Change Mitigation” (IDEE/FB, 1998).

³⁷ La Nación entiende en todas aquellas actividades que involucran comercio internacional e interprovincial. Dentro de esta categoría se inscriben la generación que se canaliza a través del mercado mayorista y el transporte de electricidad en alta tensión. De igual forma se requiere la intervención de las autoridades nacionales toda vez que se instala una central hidroeléctrica en cursos de agua interprovinciales o internacionales.

³⁸ La normativa del sistema eléctrico ha registrado ajustes frecuentes, que en algunos casos revisten importancia respecto de las oportunidades y obligaciones de los agentes del mercado mayorista. Para dar una idea del ritmo de modificaciones baste decir que se han producido alrededor de 12 versiones de los procedimientos para la operación del sistema a lo largo de los casi 8 años de vigencia.

³⁹ El equipamiento de menor escala (turbinas de gas) fue reagrupado en otras unidades que también fueron privatizadas.

⁴⁰ 43.5% de la demanda eléctrica del servicio público en el país durante 1998.

⁴¹ Ley 24065 de 1992.

regulatorios propios), salvo en lo que se refiere a las compras interprovinciales de electricidad, para las cuales deben ajustarse a las normas nacionales.

Por esto último y por haber sido las empresas nacionales las encargadas de expandir el servicio eléctrico en todo el territorio nacional con posterioridad a la Segunda Guerra Mundial, las autoridades nacionales tienen bajo su jurisdicción la casi totalidad de la generación eléctrica.⁴²

En rigor existen en Argentina dos mercados eléctricos mayoristas asociados a dos sistemas interconectados que permanecen aún aislados uno del otro:

- *El Sistema Argentino de Interconexión (SADI)*, que cubre casi todo el país, con excepción de la Región Patagónica, y conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).⁴³
- *El Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP)*, que abastece a la Región Patagónica, salvo el extremo sur del país.⁴⁴

Ambos mercados operan bajo similares reglas de funcionamiento, pero los precios difieren dependiendo de las condiciones particulares de oferta y demanda de cada mercado. A menos que se indique lo contrario, en lo que sigue, el análisis se centrará en la situación del SADI.

2.1 Las autoridades de política y los entes de fiscalización y control

En el gráfico 1 se presenta en forma esquemática la nueva organización del sistema eléctrico argentino. Tal como se observa, en el ámbito nacional la máxima autoridad es la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía, cuyas principales funciones son:

- Definir e implementar las políticas energéticas.
- Dictar la normativa regulatoria a la que deben ajustarse los agentes de la industria eléctrica.
- Autorizar el ingreso y egreso de los agentes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Otorgar las concesiones para el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos en cursos de agua interprovinciales, previo acuerdo con las autoridades de las provincias involucradas.
- Autorizar los contratos de comercio exterior de electricidad.

La Secretaría de Energía no formula planes, aunque realiza periódicamente un análisis prospectivo, a través del cual hace el seguimiento de la evolución del sistema, con el fin de anticipar eventuales problemas en el abastecimiento futuro.

No obstante, la dinámica del sistema descansa sobre la iniciativa de los agentes, especialmente en lo que se refiere a la expansión de la generación y el transporte, de modo que esa prospectiva no ha derivado hasta ahora en políticas públicas activas tendientes a cambiar la dinámica propia y las preferencias de los actores. En parte, esta actitud de la autoridad pública ha sido favorecida por la tendencia decreciente de los precios de la electricidad en el MEM, que disimuló las deficiencias de esa dinámica para promover un desarrollo armónico del sistema. De cualquier forma, los estudios de prospectiva intentan aportar mayor transparencia al mercado eléctrico al poner a disposición de todos los interesados una visión de conjunto del sector eléctrico.

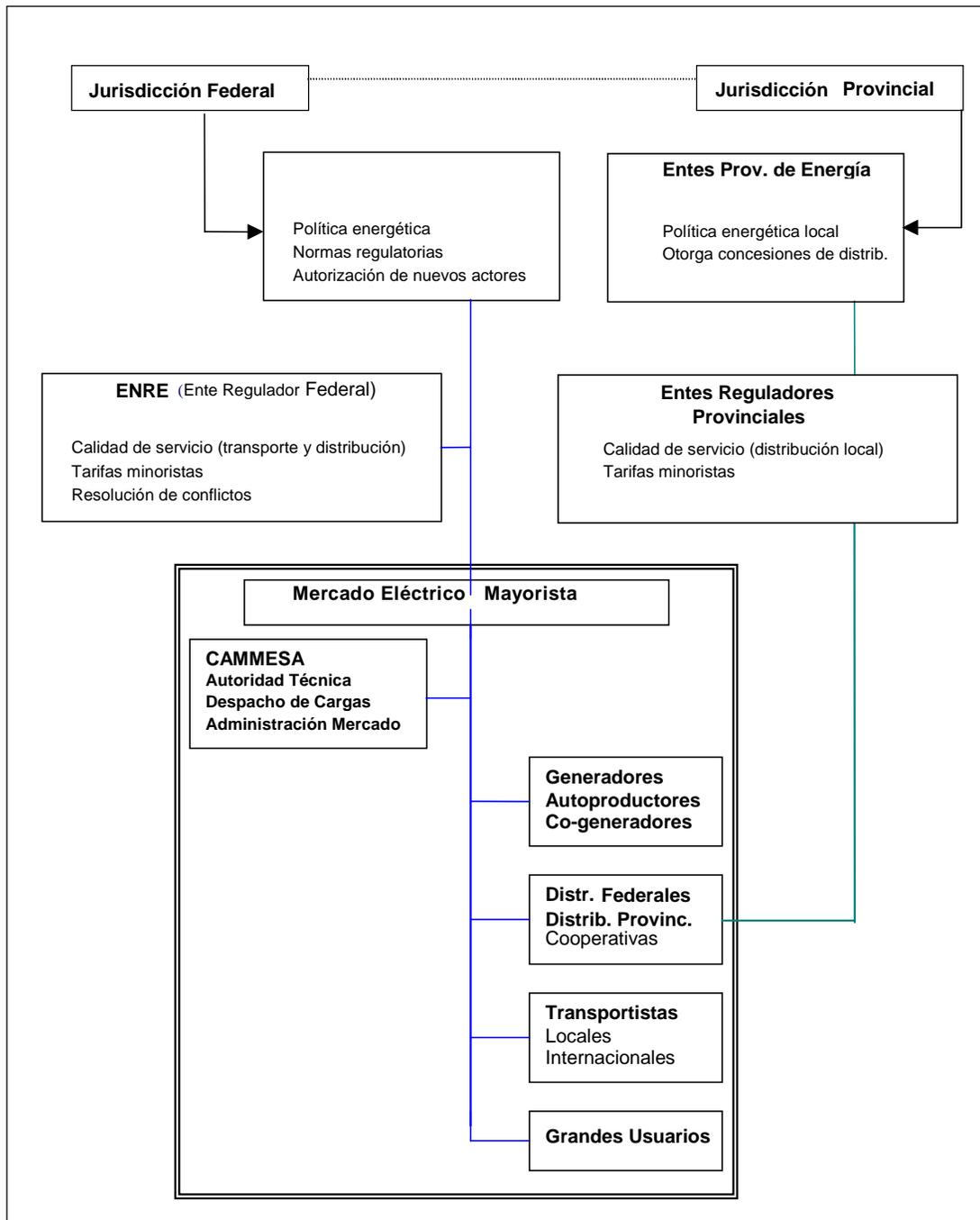
⁴² 97.1% de la electricidad generada en todo el país durante 1998. Dentro de este porcentaje se incluye también la generación de empresas propiedad de los estados provinciales que comercializan su producción a través del mercado mayorista eléctrico (Secretaría de Energía, 1998).

⁴³ Durante 1998 se canalizó a través del MEM el 91.8% de la generación eléctrica total.

⁴⁴ El MEMSP representó el 5.3% de la generación total en 1998.

Gráfico 1

ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO



El Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE) tiene como misión fundamental controlar el cumplimiento de la normativa vigente para las actividades reguladas (transporte y distribución). Sus principales funciones son:

- Controlar el cumplimiento de los términos de los contratos de concesión otorgados por el gobierno nacional,⁴⁵ especialmente en lo que se refiere a la calidad de servicio técnico y comercial prestado por las concesionarias.
- Fiscalizar y autorizar las revisiones periódicas de las tarifas de los servicios regulados en la órbita federal.
- Prevenir conductas anticompetitivas de los agentes.
- Controlar la gestión ambiental de los agentes de la industria eléctrica sujetos a la jurisdicción federal.
- Intervenir en los eventuales conflictos entre agentes del MEM y defender los derechos de los consumidores cautivos, organizando audiencias públicas para el tratamiento de los temas conflictivos, previamente a emitir su dictamen.

La autonomía constitucional permite a las provincias establecer condiciones propias en la prestación de los servicios públicos, en particular la electricidad, así como fijar impuestos y tasas sobre las actividades económicas desarrolladas dentro de su territorio. Esta situación ha ocasionado históricamente no pocos conflictos entre las jurisdicciones nacional y provincial, que la nueva organización de la industria eléctrica no ha podido resolver. Por el contrario, la convivencia de esta autonomía con la apertura obligatoria de las redes de distribución eléctrica provincial para permitir el acceso de grandes usuarios localizados en el territorio provincial al mercado mayorista, potenció los conflictos asociados a la competencia desleal entre generadores del MEM y los distribuidores locales.

De este modo, la mayoría de las jurisdicciones provinciales cuenta con su propio ente regulador para controlar el cumplimiento de los términos de los respectivos contratos de concesión de la distribución eléctrica dentro de su territorio, otorgados oportunamente por las autoridades provinciales.⁴⁶

Las funciones más importantes de estos entes reguladores son el control de la calidad de servicio prestado por los concesionarios y la autorización de los ajustes tarifarios dentro del territorio provincial.⁴⁷

2.2 Los agentes del mercado eléctrico mayorista

La fuerte partición horizontal en la actividad de generación y en la distribución en el área metropolitana implementada en el momento de la transformación, junto al proceso previo de descentralización de la distribución en el resto del país, hizo que la cantidad de actores del mercado mayorista fuera comparativamente numeroso desde el inicio del funcionamiento del sistema bajo las nuevas reglas. Por otro parte, el ingreso de nuevos actores en la generación⁴⁸ y la progresiva

⁴⁵ Transporte en alta tensión, redes de transmisión regionales y distribución eléctrica en el área metropolitana.

⁴⁶ Los entes reguladores de la electricidad se encuentran agrupados en la Asociación de Entes Reguladores de la Electricidad (ADERE), una institución de segundo grado que permite coordinar acciones entre las diversas jurisdicciones y hacer propuestas sobre eventuales problemas futuros en el abastecimiento.

⁴⁷ Es necesario aclarar que en algunas jurisdicciones provinciales las concesiones otorgadas a las distribuidoras provinciales incluyen la prestación del servicio eléctrico en áreas que permanecen aisladas del sistema interconectado, en las cuales la distribuidora ejerce el monopolio en todas las etapas de la industria eléctrica. Si bien la demanda registrada en estas regiones aisladas es baja en comparación con el consumo eléctrico total del país (1% del consumo total en 1997), en algunas provincias tiene una participación sustancialmente mayor en el mercado de la distribuidora. En consecuencia, las características de los contratos de concesión deben articular las obligaciones y la ecuación económica de las distribuidoras en dos mercados esencialmente diferentes, lo cual dificulta la tarea de los entes reguladores provinciales.

⁴⁸ Algunos de ellos vinculados a los consorcios privados que hicieron cargo de las instalaciones ya existentes y otros aprovechando las ventajas de ser productores y/o transportistas de gas natural.

reducción del límite máximo para la definición de las categorías de Grandes Usuarios con libre acceso a la elección de sus abastecedores, hicieron que el número de agentes del mercado eléctrico mayorista (especialmente en el MEM del SADI) se expandiera rápida y fuertemente. En el cuadro 1 se muestra la situación vigente hacia fines de 1998, tanto para el SADI (MEM) como para el sistema Patagónico (MEMSP).

Cuadro 1
NÚMERO DE AGENTES EN EL MERCADO MAYORISTA
(a diciembre de 1998)

Agentes	MEM	MEMSP	Total
Generadores	40	4	44
Autoproductores	12	—	12
Cogeneradores	3	—	3
Transportistas	29	1	30
Distribuidores	28	3	31
Grandes Usuarios Mayores (GUMAs)	373	19	392
Grandes Usuarios Menores (GUMEs)	1 497	5	1 502
Total	1 982	32	2 014

Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Informe Anual, 1998.

Es necesario aclarar que los valores incluidos en el cuadro 1 corresponden a la categorización realizada por el organismo encargado del manejo técnico y la administración del mercado mayorista. Según dicha categorización, las cooperativas eléctricas no son consideradas como distribuidores a pesar de prestar el servicio público de electricidad y estar sujetas a contratos de concesión otorgados por los gobiernos locales, ya sean provinciales o municipales, dependiendo de las provincias donde estén localizadas. Las cooperativas eléctricas adquieren el status de agente del mercado mayorista sólo cuando firman contratos de provisión con los generadores y, en ese caso, son contabilizadas como grandes usuarios.⁴⁹

Entre los grandes usuarios, sólo los GUMAs son agentes plenos del MEM. Los GUMEs también pueden realizar contratos de abastecimiento, pero los mismos son administrados por el respectivo distribuidor, aunque sean firmados con generadores.

A comienzos de 1997 se estableció una diferenciación entre agentes y participantes del MEM. Los participantes del MEM sólo tienen un vínculo comercial con el mercado eléctrico. Se consideran participantes del MEM a las empresas que comercializan generación y/o demanda de terceras partes (comercializadores),⁵⁰ a los estados provinciales que comercializan las regalías hidroeléctricas recibidas en especie y las empresas extranjeras que compren o vendan electricidad en el mercado argentino.

⁴⁹ En algunas provincias las son precisamente las cooperativas las que tiene a su cargo la mayor parte de la distribución eléctrica, siendo los entes provinciales, agentes del mercado eléctrico mayorista, simples intermediarios, que eventualmente realizan el transporte al interior de su jurisdicción: tal es el caso en la Provincia de La Pampa y en las provincias patagónicas.

⁵⁰ La creación de la figura del comercializador intenta favorecer la comercialización de electricidad en el mercado local a través de contratos al reducir los costos de comercialización de los generadores y, a la vez, facilitar las importaciones eventuales de electricidad. Sin embargo, no se aprecian cambios significativos en las modalidades de comercialización durante el primer año de vigencia de la normativa. La reglamentación parece haber privilegiado la confiabilidad comercial en las transacciones mayoristas antes que fomentar la nueva actividad, obligando a los comercializadores a constituir un fondo de garantía por un valor aproximado del 10% de sus compromisos de comercialización, que podría modificarse en el futuro según la morosidad en el pago que tengan los comercializadores.

Para evitar que la excesiva concentración de la comercialización de electricidad obstaculice la competencia entre oferentes, cada comercializador está habilitado a vender como máximo el 5% de la demanda total del sistema a través del conjunto de contratos de comercialización.

La autoridad técnica en la operación del sistema es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) que, además de hacer las liquidaciones mensuales de cobros y pagos de los agentes, tiene a su cargo el despacho de cargas y asesora al ENRE en los estudios de transporte en la red de alta tensión.

Los agentes del MEM están agrupados en asociaciones de segundo grado, que representan a cada uno de los procesos de la industria eléctrica (generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios) en la compañía administradora del MEM (CAMMESA). Si bien cada agente tiene una relación individual con el mercado, no cabe duda que la existencia de estas asociaciones permite un debate orgánico sobre los problemas que afectan a la industria eléctrica y facilita la búsqueda de consenso sobre las soluciones más apropiadas.

2.3 La organización y funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El mercado eléctrico mayorista se compone de dos segmentos: el mercado spot y el mercado a término o de contratos. Tal como se desprende del gráfico 1, los agentes del mercado pueden optar entre comercializar directamente su energía (ofertada o demandada) o actuar en el mercado a través de un comercializador, firmando acuerdos de comercialización de centrales o máquinas y de comercialización de demanda.⁵¹

El mercado spot

Los oferentes pueden optar por vender su energía en el Mercado Spot a los precios horarios sancionados según las condiciones del mercado. El precio horario de la energía en el 'nodo mercado' (centro de cargas del sistema) está definido como el costo en que se incurriría para abastecer una unidad adicional a la demanda registrada en esa hora.⁵²

La energía ofertada en el sistema que no está comprometida por contratos se paga a este precio trasladado al nodo en el cual el oferente se conecta a la red. Es decir, afectándolo por las pérdidas de transporte.⁵³

A los comercializadores, que son los únicos participantes del MEM habilitados para ofrecer importación eventual de electricidad, se les paga el precio ofertado en el nodo frontera donde se inyecta la electricidad importada al SADI.⁵⁴

Dentro del mercado spot existen dos categorías de compradores: los distribuidores y los eventuales. Se consideran compradores eventuales todos aquellos que demandan en el mercado

⁵¹ Sin embargo, estos acuerdos de comercialización, no eximen a los agentes de su responsabilidad técnica en la operación del sistema (control de frecuencia, potencia reactiva, etc.).

⁵² Esto es, el menor costo variable declarado por los generadores que estarían en condiciones de incrementar su oferta, considerando tanto a los generadores térmicos como a los hidráulicos. En rigor, el precio realmente pagado por la energía podría ser superior si en la previsión de operación semanal se detectara riesgo de no abastecer la demanda, tanto en condiciones normales como por simulación de fallas aleatorias. En este caso, existiría una remuneración especial por riesgo de falla, cuyo valor depende de la magnitud de la energía que se espera no suministrar.

⁵³ Las únicas excepciones son las importaciones eventuales de electricidad y las máquinas cuyo funcionamiento resulta forzado por restricciones de transporte y/o estabilidad del sistema. Las máquinas con funcionamiento forzado, que no serían operadas en un despacho óptimo sin restricciones, son remuneradas según sus costos operativos, tal como los declaran los generadores correspondientes. El sobre costo asociado es absorbido por los consumidores del área que produce la restricción.

⁵⁴ Cuando la importación no fija el precio de mercado (la importación no es la máquina marginal y el precio del nodo frontera es superior al precio de importación), se genera un superbeneficio de importación que se destina a un fondo especial de confiabilidad.

spot los faltantes de sus contratos.⁵⁵ Los demandantes eventuales compran la energía en el mercado spot al precio horario de su nodo de conexión al SADI.

Los distribuidores, en cambio, pagan el precio medio estimado para cada trimestre, diferenciado en tres tramos horarios.⁵⁶ Los probables desvíos entre la operación en tiempo real y las previsiones trimestrales se compensan por medio del Fondo de Estabilización, que permite asegurar el pago normal a los oferentes.⁵⁷

En el mercado spot los compradores también pagan por la potencia realmente demandada en ese mercado durante cada hora fuera de valle en día hábil. Las sumas recaudadas por este concepto deben compensar el pago efectuado a los generadores por las ventas de potencia operada no comprometida en los contratos, pero la remuneración a los generadores por la potencia ofertada incluye también otros conceptos asociados a la confiabilidad del abastecimiento.⁵⁸

Se entiende que la reserva aportada por los generadores sirve de respaldo a todos los consumidores y distribuidores, cualquiera sea su modalidad de vinculación con el MEM (compras en el mercado spot o a través de contratos). Dado que los requerimientos de reserva se calculan en función de la potencia máxima que los consumidores y distribuidores prevean demandar, todos pagan un monto por reserva de potencia calculado en función de la carga máxima esperada, a menos que la demanda real resulte superior a la esperada. De igual forma, todos los consumidores y distribuidores deben pagar por otros servicios prestados por los generadores al sistema, que se consideran servicios asociados a la potencia.⁵⁹

El mercado a término

En el segmento mercado a término, los actores de la demanda local de electricidad pueden pactar libremente con los oferentes los precios y las condiciones del abastecimiento y de la reserva fría de respaldo. Por el lado de la oferta, les está vedada esta modalidad de comercialización a las empresas eléctricas binacionales y a las que aún son de propiedad pública dentro de la jurisdicción federal.

Dentro de los términos del respectivo contrato deben especificarse, además de las cantidades y modalidad del mismo, a qué nodo se refiere el precio convenido y la forma de repartir el costo de transporte. Cuando un demandante deba utilizar las instalaciones de otro agente para recibir la energía contratada, debe acordar previamente el costo del peaje por su uso.⁶⁰

Las transacciones que conformaron inicialmente este segmento del mercado mayorista se vinculaban esencialmente con los contratos impuestos a los consorcios adjudicatarios de las empresas EDENOR SA y EDESUR SA al momento de la entrega de la concesión.⁶¹ Dichos

⁵⁵ Ya sean generadores, cuya generación propia no cubre la totalidad de sus ventas por contrato o grandes usuarios con demanda superior al suministro contratado, o autogeneradores que no cubren su demanda propia.

⁵⁶ El precio que pagan los distribuidores por sus compras en el mercado spot es un precio de carácter estacional estimado sobre la base de un promedio de los precios horarios calculados en función de una simulación del despacho sobre los seis meses futuros al fin de cada período estacional. Sin embargo, ese precio spot estacionalizado puede ser revisado al término de los primeros tres meses.

⁵⁷ Los saldos acumulados durante un año en dicho Fondo, por encima de cierto valor mínimo, se devuelven a los distribuidores en el trimestre siguiente mediante la definición de un precio trimestral menor al que surge de la programación de la operación para ese trimestre. Cuando el saldo del fondo no cubre el valor mínimo establecido, el precio estacional se fija por encima del resultante en la operación programada.

⁵⁸ Los generadores cobran por la reserva rotante y la reserva fría del sistema, y por mantener instalada potencia térmica de base para asegurar el abastecimiento en años hidrológicamente magros.

⁵⁹ Dentro de este concepto se incluyen: 1) la regulación de frecuencia; 2) los costos asociados al arranque y parada de máquinas; 3) el sobrecosto de las máquinas de operación forzada (sólo en el área que crea la obligación de operar máquinas no competitivas); 4) el sobrecosto de mantener operando máquinas TV en la base cuando son requeridas sólo en la punta del diagrama; y 5) los impuestos que gravan las transferencias de combustibles, no incluidos en los costos variables de producción.

⁶⁰ Las partes pueden acordar el valor del peaje siempre que no supere el valor fijado por la empresa de despacho.

⁶¹ La demanda del área de concesión de estas empresas representaba en 1998 algo más del 40% del total de la demanda del SADI. Debido al *by pass* comercial realizado por los grandes usuarios de esa área de concesión, la energía efectivamente comercializada por el conjunto de esas dos empresas en dicho año representó una proporción cercana al 35% de la demanda total del SADI.

contratos, establecidos precedentemente por la autoridad pública con las centrales Puerto y Costanera, fue una condición indispensable para la venta de la gran generación de la ex SEGBA.⁶²

El rápido crecimiento del número de grandes usuarios y los contratos celebrados por otras distribuidoras fue ampliando progresivamente la magnitud de este segmento del mercado mayorista en los años posteriores a la reforma.⁶³

La potencia mínima que habilita a un consumidor a contratar libremente su suministro se ha ido reduciendo progresivamente desde la instauración del nuevo funcionamiento del sistema. Los 5 MW exigidos inicialmente se redujeron primero a 1 MW, luego a 100 KW y recientemente a 50 KW, siendo intención de las autoridades liberar totalmente el mercado en los próximos años.

Sin embargo, las opciones y responsabilidades de los grandes usuarios son diferentes dependiendo de la magnitud de su demanda. Los Grandes Usuarios Mayores (GUMAs) —demandas superiores a 1 MW— intervienen en forma plena en el MEM e intercambian información con el organismo encargado del despacho, que administra sus contratos, siempre que contraten la provisión de por lo menos el 50% de su demanda.⁶⁴

Los grandes usuarios menores (entre 2 MW y 100 KW) y particulares (entre 100 KW y 50 KW), por el contrario sólo pueden contratar la totalidad de su demanda y bajo ningún concepto operan en el mercado spot. Sus contratos de suministro son administrados por el distribuidor del área respectiva y su prioridad en el abastecimiento es la misma que la de los clientes directos del distribuidor.

El hecho que un generador tenga firmados contratos de abastecimiento o de reserva fría no incide sobre el despacho de sus máquinas. El organismo encargado del despacho define la operación de las máquinas del sistema haciendo abstracción de los contratos firmados. Por tanto, se sobreentiende que si su generación excede sus compromisos de venta el excedente es vendido en el mercado spot, donde también compraría cualquier faltante para cumplimentar la energía vendida por contratos.⁶⁵

Tal como se observa en el gráfico 2, los agentes del MEM pueden firmar contratos de exportación o importación de electricidad con empresas de países limítrofes. Estos contratos, denominados de potencia firme, requieren de una autorización de la Secretaría de Energía y una

⁶² El plazo del contrato fue de ocho años, el precio de 40 US\$/MWh, ajustable con la inflación de EE.UU. Las mencionadas centrales podían comprar en el mercado spot los faltantes, especialmente cuando no fueran despachadas.

⁶³ En 1998, más del 58% de las compras netas de los distribuidores y grandes usuarios del MEM fueron canalizadas por el mercado de contratos.

⁶⁴ Se sobreentiende que cualquier apartamiento entre su demanda efectiva y la contratada origina transacciones en el mercado spot, ya sean de compra de faltantes o venta de excedentes. En caso de déficit de generación en el MEM su abastecimiento debe tener prioridad, siempre que el generador con el cual contrató tenga las máquinas comprometidas disponibles y no haya fallas en el sistema de transporte y distribución necesario para su suministro.

⁶⁵ Desde el punto de vista de sus operaciones comerciales y el cálculo de las sumas a cobrar por cada generador, la empresa administradora del mercado mayorista es la responsable de calcular las operaciones registradas en cada segmento del mercado y efectuar las liquidaciones correspondientes.

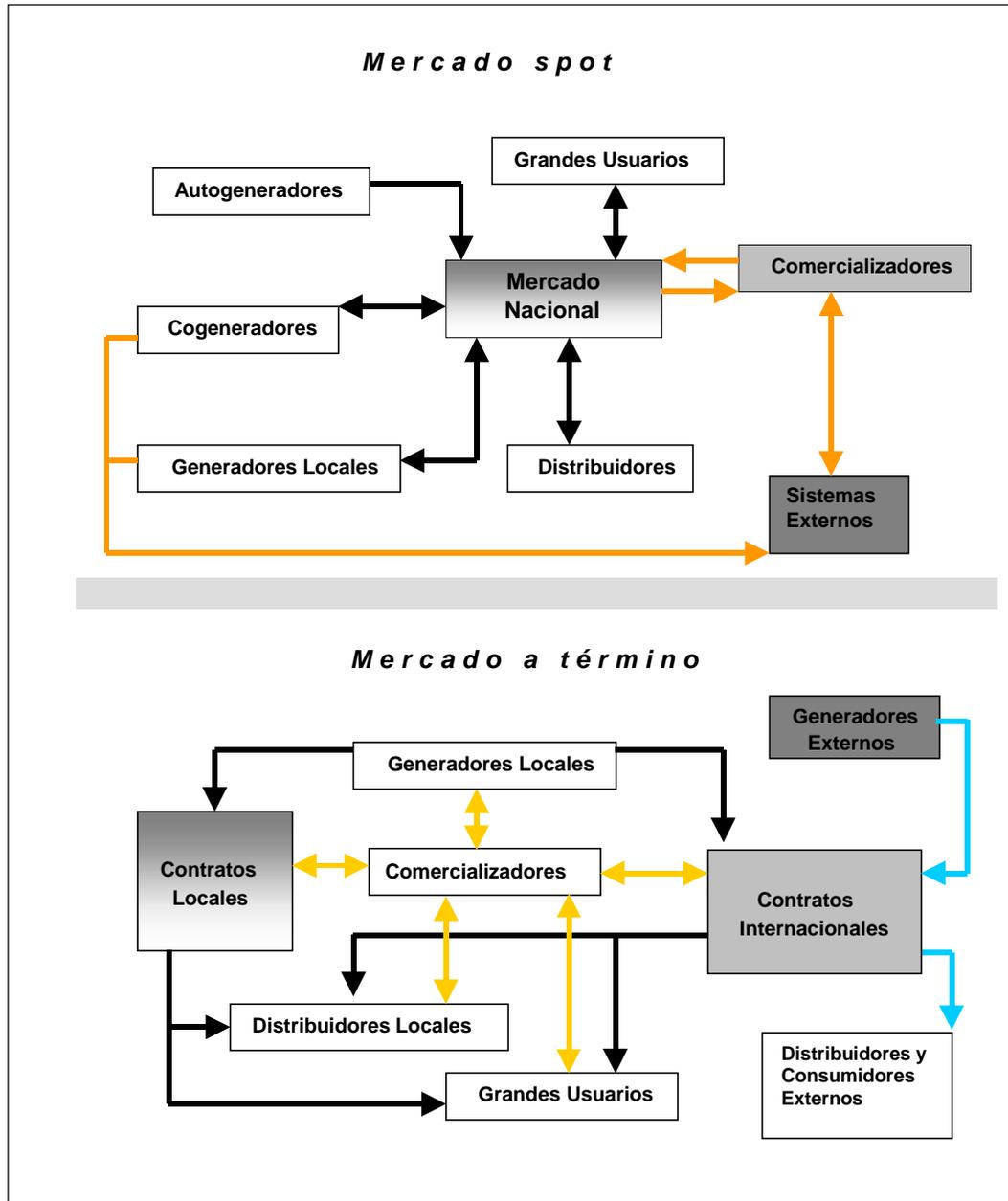
Cuando un generador contrata parte de su capacidad como reserva fría de respaldo con otro agente del MEM, esto no inhabilita que los mismos equipos oferten su producción en el mercado spot cuando no son convocados por el contratante. En este caso cobrará en el mercado spot sólo por la energía entregada, ya que la potencia es remunerada por el contrato de reserva fría. De igual forma, las máquinas contratadas no pueden participar de las ofertas de reserva fría del MEM.

Es importante notar que la garantía de la reserva ofrecida por un generador en un contrato de reserva fría se limita a la disponibilidad de las máquinas comprometidas, ya que puede verse afectada por restricciones en el equipamiento de transporte necesario para hacer efectivo el abastecimiento contratado. Por tanto, los agentes que requieren una mayor seguridad de suministro y, por tanto, contratan reserva fría con algún generador deben asegurarse la calidad del vínculo de transporte que los une.

reserva de capacidad de transporte en el vínculo internacional que asegure la viabilidad técnica de los intercambios previstos.⁶⁶

Gráfico 2

ORGANIZACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)



⁶⁶ La denominación de potencia firme en estos contratos se refiere a que representan un compromiso del vendedor de poner a disposición del comprador la potencia contratada. Queda a juicio y conveniencia del comprador convocar o no la potencia contratada en la operación real, aun cuando esta situación debe anticiparse a los efectos de la previsión del despacho de cargas del sistema argentino. Cuando un generador, cogenerador o comercializador firma un contrato de exportación de potencia firme, garantiza el compromiso con sus propias máquinas identificadas en el contrato. Sin embargo, puede comprar un faltante en el mercado spot argentino siempre que esta demanda adicional no produzca un déficit en el abastecimiento de la demanda local. La garantía que le ofrece el vendedor a su cliente extranjero se limita a su capacidad de generación y la exportación está sujeta a restricciones del sistema de transporte en el SADI como cualquier otra demanda local. Desde el punto de vista de la operación del sistema, un contrato firme de exportación es considerado como una demanda adicional ubicada en el nodo frontera y caracterizada por la curva de carga prevista para el período de despacho. Por la potencia comprometida en el contrato el generador no puede recibir remuneración por potencia en el mercado argentino. Por el contrario, puede ofertar en el mercado spot la energía no enviada a su cliente extranjero y cobrar el precio spot vigente en cada momento. La potencia no contratada, aun siendo de una misma máquina, puede ser comercializada en el MEM por el generador sin restricciones.

Se considera vínculo internacional de transporte a las instalaciones de transporte (líneas, estaciones transformadoras, estaciones conversoras, etc.) que aun estando en territorio argentino unen la red de transporte de alta tensión nacional con el sistema eléctrico del país vecino. El nodo en el cual el vínculo internacional se conecta con el SADI se denomina nodo frontera. Uno o más agentes locales con precontratos de importación o exportación pueden actuar como agentes iniciadores para la construcción o ampliación de los vínculos internacionales, denominada ampliación firme por peaje.

A diferencia de la red de transporte local, la capacidad de transporte de un vínculo internacional es asignada a los agentes con contratos de importación y exportación que pueden vender su capacidad de transporte excedente a terceros o cobrar un peaje (acordado o regulado) a usuarios eventuales de las instalaciones.

Los costos de instalación y operación y mantenimiento de los vínculos internacionales son solventados exclusivamente por los agentes que participan de las transacciones internacionales de electricidad y no afectan a los restantes agentes del MEM, salvo que las usen para conectarse al mercado argentino.

Los distribuidores, grandes usuarios y comercializadores, por su parte, pueden firmar un contrato de importación de potencia firme con un oferente extranjero. Desde el punto de vista operativo, el contrato equivale a una máquina ficticia de funcionamiento obligado ubicada en el nodo frontera. Si bien el agente comprador puede comercializar excedentes o faltantes eventuales del contrato en el mercado spot, el comprador no puede contratar con una empresa extranjera una cantidad superior a su demanda propia.

Los intercambios internacionales contratados están sujetos a las restricciones de transporte en el SADI y la seguridad en el abastecimiento interno tiene prioridad sobre los contratos de importación/exportación.

Todos los agentes del MEM (oferentes y demandantes) deben pagar por el uso de las redes de transporte, en concepto de potencia y energía transportada, por la capacidad de transporte puesta a su disposición y un derecho de conexión a la red. Los costos de transporte para cada agente dependen de su forma de vinculación a la red pública. En el caso extremo de un gran usuario conectado a la red de distribución, debe acumular los pagos al transportista de la red de alta tensión, al transportista regional y el peaje al distribuidor por el uso de sus instalaciones.

El control de la potencia reactiva en el sistema es responsabilidad de cada agente del MEM y, por tanto, debe contar con las instalaciones necesarias para mantener el reactivo y los niveles de tensión en la red dentro de los márgenes preestablecidos. Toda vez que un agente falle en este cometido es pasible de una penalización a la cual se hace acreedor el agente que haya suplido la falta con sus propias instalaciones.

Finalmente, todos los agentes del MEM pagan costos administrativos por intervenir en el mercado en función de su participación en el total de operaciones registradas en el MEM, suma que es destinada a solventar los gastos del organismo encargado del despacho (CAMMESA).

2.4 Las actividades reguladas

Por sus características, el transporte y la distribución de electricidad son actividades reguladas sujetas a concesión otorgada por las autoridades competentes, dependiendo de la jurisdicción. Este hecho, sin embargo, no implica necesariamente que el concesionario goce de derechos monopólicos para la prestación del servicio correspondiente en el área geográfica cubierta por la concesión.

La actividad de transporte

De acuerdo con las normas regulatorias, los actores que desempeñan la función de transporte no pueden realizar transacciones de compra o venta de energía, debiendo dar un trato equitativo y transparente a todos los actores que canalizan sus ofertas y/o demandas a través de las redes correspondientes. Tal como se ha expresado, al momento de la reforma, la casi totalidad del sistema de transmisión era operado y controlado por empresas públicas del ámbito federal. En consecuencia, el Estado nacional estuvo en condiciones plenas para reorganizar el sistema de transporte en alta tensión en correspondencia con los objetivos de la reforma.

De este modo, la partición horizontal de la transmisión fue realizada sobre bases funcionales, creando, con las redes de alta tensión e instalaciones asociadas, una unidad empresaria encargada del transporte —la Compañía Transporte Energía en Alta Tensión SA (TRANSENER SA)— de forma tal que constituyera el vínculo entre las regiones eléctricas que integran el SADI (gráfico 3). Así, TRANSENER SA opera cerca de 7 000 km de líneas de 500 KV y alrededor de 500 km de líneas en 220 KV, junto con el correspondiente equipamiento auxiliar y de las respectivas estaciones transformadoras.

Por otra parte, con las redes y el equipamiento utilizados para la transmisión al interior de cada región, que no perteneciera al ámbito provincial, se formaron unidades de distribución troncal y se concesionaron a transportistas regionales para prestar el servicio a todos los agentes de las correspondientes regiones. Dependiendo de la región que se trate, puede existir solapamiento entre las tensiones manejadas por los transportistas regionales y el nacional.

Además de TRANSENER SA y las distribuidoras troncales, otros actores del sistema (generadores, distribuidores, grandes usuarios) pueden realizar lo que se denomina Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT). En el gráfico 3 se indican las regiones donde predomina la distribución troncal y aquellas en la que es preeminente la PAFTT.

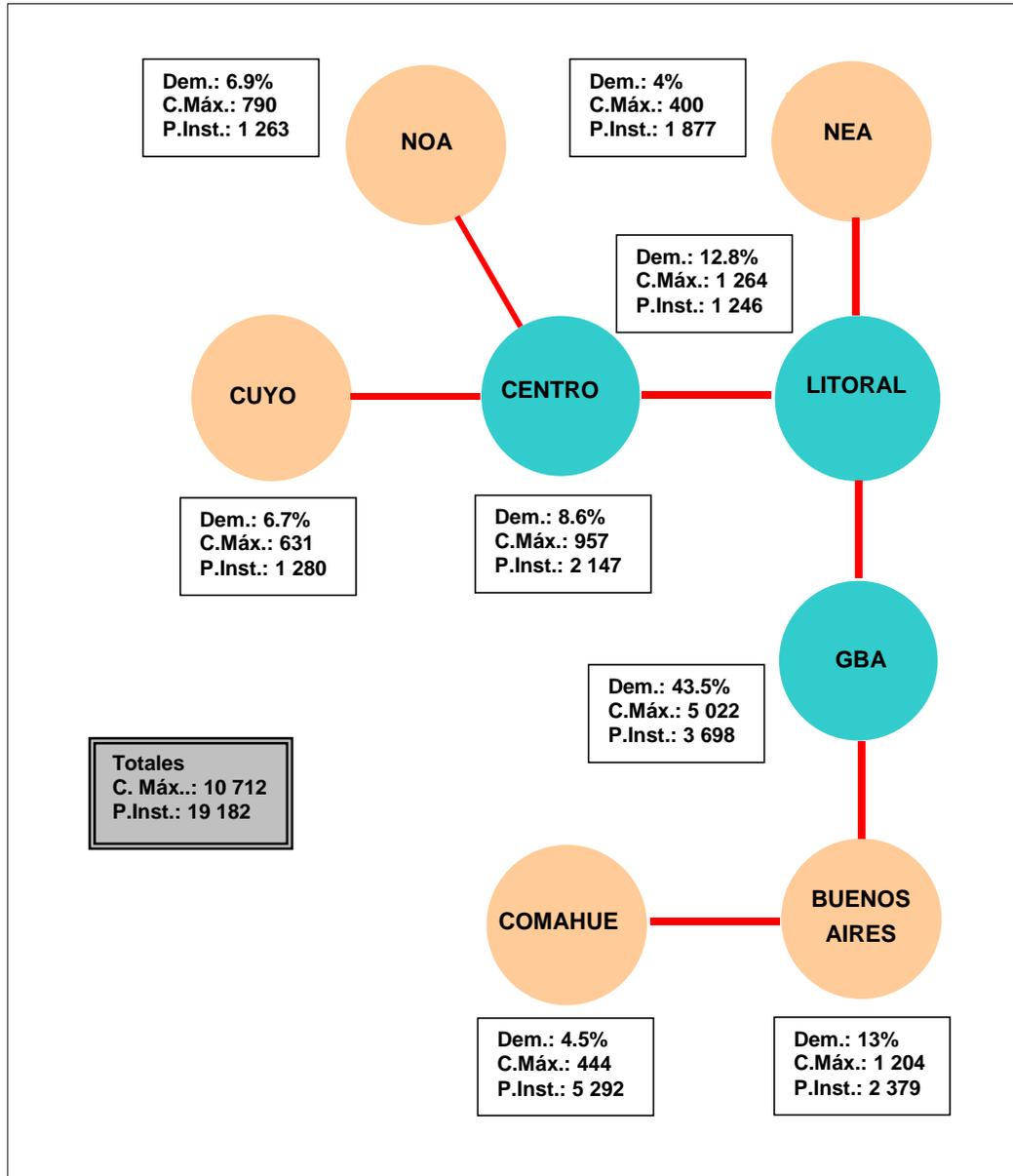
Puesto que los transportistas (TRANSENER SA y la Distribuidoras Troncales) recibieron la concesión de instalaciones existentes, la normativa regulatoria dispone que la remuneración que retribuye los servicios prestados por estos actores está dirigida a cubrir los costos de operación y mantenimiento de la red, con un margen razonable de ganancia empresaria. Para cubrir estos conceptos, los transportistas reciben una remuneración por la potencia y energía transportada y otra por poner a disposición de los usuarios de la red la capacidad de transporte de las líneas y los equipos de las estaciones transformadoras. Esa remuneración es revisada por el ENRE cada cinco años.

Toda vez que una línea o equipo de conexión o transformación falle, al transportista se le aplica una penalización que luego es reintegrada a los usuarios de dicho equipo como único resarcimiento por la indisponibilidad del transporte.

La regulación está orientada a que los usuarios de la red de transporte paguen los montos que debe cobrar el transportista según su contrato de concesión en relación directa al uso que hacen de las instalaciones. No corresponde aquí detallar los complejos mecanismos que se utilizan a tales efectos.⁶⁷ Sin embargo, es importante mencionar que estos mecanismos se utilizan también para determinar la responsabilidad de los agentes del MEM en el pago de las ampliaciones de la red de transporte, aspecto que será retomado al examinar el desempeño del sistema bajo las nuevas reglas de funcionamiento.

⁶⁷ En términos generales, la responsabilidad en el pago se establece según la incidencia que cada agente tiene sobre los flujos de transporte y no en función de los beneficios económicos que la red le reporta. Por tanto, los compromisos de pago no siempre se corresponden con los beneficios económicos obtenidos por cada agente del MEM.

Gráfico 3
EL SISTEMA DE TRANSPORTE Y LAS REGIONES ELÉCTRICAS DEL MEM
 (situación a 1998)



Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Informe Anual, 1998.

Notas:

- NOA = Noroeste argentino
- NEA = Noreste argentino
- GBA = Gran Buenos Aires
- Dem.: Demanda energía
- C. Máx.: Carga máxima simultánea
- P. Inst.: Potencia instalada

- Corredores de Transporte en Alta Tensión
- Áreas de Distribución Troncal
- Áreas de Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT)

Los transportistas no están habilitados para decidir por sí mismos ampliaciones mayores de la red. A pesar de ello, TRANSENER SA es responsable de la realización de estudios prospectivos de la red de transporte a fin de anticipar eventuales problemas en la operación futura de la red.⁶⁸ Cada ampliación del sistema de transporte puede dar origen a la aparición de un transportista independiente, encargado de la construcción y operación de las nuevas instalaciones, aunque bajo la supervisión técnica del concesionario de la red de transporte.⁶⁹

Las ampliaciones pueden hacerse mediante acuerdo de partes o por concurso público. Si bien en los acuerdos de partes el único responsable de amortizar las inversiones en las nuevas instalaciones es la parte contratante, el resto de los agentes del MEM puede hacer uso de estas instalaciones asumiendo un costo similar al que se paga al concesionario de transporte por el uso de las instalaciones existentes.

Las ampliaciones realizadas por concurso público deben sujetarse a un procedimiento que garantice la aprobación del proyecto en audiencia pública por parte de la mayoría de los “beneficiarios” de la ampliación. Una vez aprobada la realización de las obras se llama a concurso público para seleccionar al transportista independiente que se hará cargo de la construcción y posterior operación de la ampliación. Todos los agentes identificados como beneficiarios están obligados a pagar el canon de amortización durante un período de 15 años, en proporción directa a su participación en los “beneficios”.⁷⁰

La actividad de distribución

La distribución es la actividad de la cadena eléctrica que presenta mayor diversidad de situaciones, ya sea porque el proceso de reorganización institucional y de privatización en el ámbito de las provincias fue mucho más lento, o debido a la composición y densidad de los mercados locales. Tal como se ha expresado, en algunas provincias⁷¹ la mayor parte de la distribución está a cargo de empresas cooperativas. En otras, aunque el número de estas empresas es muy numeroso (Buenos Aires, Córdoba), las mismas abastecen a pequeñas localidades, teniendo a su vez como proveedoras a las empresas provinciales (o sus sucesoras privadas) en la mayor parte de los casos. Es debido a esa diversidad de situaciones que el análisis de tarifas finales y la parcial evaluación de desempeño que aquí se presenta se centra en las distribuidoras metropolitanas.

Las empresas distribuidoras son los únicos actores del sistema de abastecimiento a los que la normativa regulatoria le fija la obligación de abastecer toda demanda solicitada por los usuarios dentro de su área.⁷² Dicha disposición las incentiva a buscar los mecanismos para asegurarse el

⁶⁸ Estos estudios deben ser puestos a disposición de todos los agentes del MEM.

⁶⁹ Por esta supervisión el transportista independiente debe pagar al concesionario de la red una retribución, tanto en la etapa de construcción como durante el período de operación de las nuevas instalaciones.

⁷⁰ La reglamentación a este respecto difiere si se trata de una ampliación de la red desde un nodo frontera del SADI hasta la frontera geográfica donde el sistema argentino se conectaría a la red de un país limítrofe. En este caso, los iniciadores deben tener contratos de importación o exportación preacordados para actuar como iniciadores de la ampliación. En su carácter de iniciadores se hacen cargo del pago del canon durante el período de amortización de las inversiones en proporción directa a su participación en la reserva de capacidad de las instalaciones.

Los costos de los vínculos internacionales, tanto durante el período de amortización como el de operación, son solventados exclusivamente por los agentes del MEM que participan de las transacciones internacionales que se canalizan por dicho vínculo. La única excepción a esta regla la constituyen los agentes del MEM que utilicen estas instalaciones para conectarse al SADI para sus transacciones habituales dentro del mercado argentino.

⁷¹ Tal es el caso de la provincia de La Pampa y de las provincias patagónicas.

⁷² Los generadores no están obligados a garantizar la disponibilidad de sus equipos ni a mantenerse en el largo plazo como oferentes en el mercado, si bien deben dar un preaviso de 1 año antes de retirarse del MEM. Se espera que el incentivo económico sea lo suficientemente fuerte como para propiciar el correcto mantenimiento de sus centrales y su permanencia en el mercado.

Los generadores no están obligados a garantizar la disponibilidad de sus equipos ni a mantenerse en el largo plazo como oferentes en el mercado, si bien deben dar un preaviso de 1 año antes de retirarse del MEM. Se espera que el incentivo económico sea lo suficientemente fuerte como para propiciar el correcto mantenimiento de sus centrales y su permanencia en el mercado.

abastecimiento, llegando incluso a interesar a inversores en el ámbito de la generación para instalar centrales por medio de contratos de compra de la energía y potencia requeridas.

A diferencia de los transportistas, que están obligados a mantener la disponibilidad de sus equipos, los distribuidores deben responder por los cortes de suministro que sufran sus clientes, cualquiera sea la causa que los haya originado. Si las interrupciones de suministro reducen la calidad del servicio prestado por debajo de los límites mínimos fijados en sus contratos de concesión, los distribuidores son sancionados económicamente, al margen de que sus instalaciones hayan estado disponibles y los cortes obedezcan a déficit de generación o a fallas en el sistema de transporte.

El cuadro tarifario inicial referido al segmento regulado del mercado es establecido dentro del contrato de concesión, de modo tal que los distribuidores no están habilitados para convenir con los usuarios de su área. La legislación establece que las tarifas cobradas a los consumidores finales deben cubrir la totalidad de los costos del distribuidor. En tal sentido, corresponde el *pass through* de los costos originados en los segmentos anteriores de la cadena (compra de la energía y pago del transporte), pero los costos que resultan específicamente en la actividad de distribución deben estar ajustados a condiciones de eficiencia.

Es por ello que el margen bruto de distribución (entre el precio de compra, incluyendo el transporte, y el ingreso medio de venta), así como el cuadro tarifario está sujeto a revisión y aprobación del ente regulador (ENRE) cada cinco años. En el transcurso de cada período tarifario, se practican ajustes a las tarifas en función de las distintas componentes del costo. Los costos de compra se ajustan cada trimestre sobre la base de los cambios en el precio spot estacional del mercado mayorista, y los costos de distribución se ajustan con el índice de precios de los Estados Unidos.

Todo cliente del área de concesión de un distribuidor que tenga la condición de gran usuario y que opte por contratar su abastecimiento con un generador o comercializador del MEM para hacer efectivo el suministro, debe pagarle un peaje al distribuidor por concepto de la prestación de la función técnica de transporte y por el uso de las instalaciones, cuyo valor depende del nivel de tensión al cual se conecta a la red.⁷³ Los grandes usuarios que contraten una potencia inferior a 100 KW (grandes usuarios menores y particulares) deben adicionar al costo del peaje un cargo por los servicios administrativos y técnicos de los contratos a que se hace acreedor el distribuidor del área.⁷⁴

⁷³ El usuario puede optar por acordar con el distribuidor el uso prioritario de las instalaciones de distribución (transporte firme) o aceptar tener menor prioridad que los usuarios firmes y los clientes del distribuidor (transporte no firme). Como es lógico, la remuneración al distribuidor y las penalizaciones en caso de no cumplir con el servicio difieren en ambas alternativas. El organismo encargado del despacho de cargas fija trimestralmente los valores máximos vigentes en cada área de distribución.

⁷⁴ Los distribuidores actúan, también, como agentes de retención de todos los impuestos (ya sean nacionales o provinciales) y tasas (municipales o para solventar los gastos de los entes reguladores) que gravan el consumo de electricidad. Precisamente esta obligación generó algunos conflictos entre los distribuidores y los generadores, ya que algunas transacciones directas en el mercado mayorista evitaban el pago de ciertos impuestos provinciales. Los distribuidores entendían que el mantenimiento de tal situación era una discriminación hacia sus clientes y reducía su competitividad en el mercado frente a otros oferentes.

IV. El desempeño del sistema eléctrico con posterioridad a la reforma

Luego de haber presentado sucintamente los rasgos principales de la reforma del sistema eléctrico argentino, los aspectos salientes de la nueva organización productiva e institucional y de la normativa regulatoria que rige la operación y expansión de la industria, en este capítulo se hace un análisis sobre el desempeño de ese sistema bajo las actuales modalidades de funcionamiento.

A tal fin, se examinarán primero las cuestiones vinculadas con el comportamiento del mercado mayorista, atendiendo especialmente a las decisiones de inversión en generación y el uso de los recursos energéticos, al grado de competencia en dicho mercado, a la evolución del precio y a la expansión del transporte. A continuación se examinan algunos aspectos relacionados con los mercados de distribución, centrandó la atención en dos temas: la evolución de la estructura y el nivel de las tarifas y la calidad del servicio. Con relación a esto último el análisis se limitará al episodio del importante y prolongado corte de los servicios en el área de concesión de EDESUR SA.

1. El desempeño del mercado mayorista

Siguiendo las alternativas de la actividad económica global, la demanda de energía en el ámbito del MEM se expandió en más de un 44% durante el período 1992–1998 (es decir, a una tasa anual media de 6.3%). La potencia instalada durante el mismo período tuvo una

variación porcentual total muy semejante. Sin embargo, la indisponibilidad térmica en 1998 (casi 25%) representó menos de la mitad del alto nivel que se registró en 1992 (más del 50%).

Por tanto, teniendo en cuenta la envergadura del parque térmico convencional (49.6 del total de la potencia instalada al 31 de diciembre de 1998),⁷⁵ esa similitud de variaciones parece indicar que el equipamiento se expandió con holgura respecto de los requerimientos derivados de la demanda en el ámbito del SADI.

Esa presunción se ve confirmada cuando se compara el total de la potencia instalada por generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM (19 181 MW al 31 de diciembre de 1998) frente a la demanda máxima simultánea (10 712 MW) correspondiente a 1998, tal como se desprende del gráfico 3.

A este respecto es importante aclarar que, a pesar de la precaria situación de abastecimiento que presentaba el sistema en 1992,⁷⁶ estaba previsto que con el ingreso de las centrales que se encontraban en construcción, sobre la base de inversión pública,⁷⁷ el abastecimiento se encontraría garantizado casi hasta fines de la década. Sin embargo, además de la inmediata entrada de Piedra del Aguila (1 400 MW) y el progresivo ingreso de las turbinas de Yacyretá (1 710 MW hasta fines de 1998), los nuevos actores privados instalaron entre 1992 y 1998 centrales térmicas por un total de alrededor de 2 600 MW. De este modo, hacia fines de 1998, la reserva se ubicaba por encima del 44%.

Este comportamiento de los actores privados se debió a dos motivaciones fundamentales. Por una parte, la inversión fue un instrumento de la competencia en el mercado de generación, tal como se discutirá en la próxima sección. Por otra, más recientemente, la posibilidad de exportar al sur de Brasil se convirtió en un motivo adicional para la inversión en nuevas centrales.

1.1 La competencia en el ámbito del MEM

No cabe duda que la orientación dada al proceso de reforma del sistema eléctrico argentino se propuso introducir la competencia en el mercado mayorista. La desintegración vertical efectiva (con incompatibilidad de funciones) y la fuerte fragmentación de la generación, junto con la partición en tres áreas del principal mercado de distribución y el establecimiento en condiciones transparentes del principio de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, constituyen una prueba de ello.

A ese respecto podría afirmarse que la experiencia argentina es uno de los casos que más se aproxima al conocido esquema teórico que orienta la construcción de ámbitos competitivos de mercado en las industrias de red, caracterizada por la fuerte presencia de costos hundidos.⁷⁸

Por otra parte, en el plano de la evolución concreta del sistema, el rápido crecimiento de los actores en ese mercado mayorista, especialmente en las diferentes categorías de los grandes usuarios, pero también en el ámbito de la generación, autogeneración y cogeneración, ha contribuido a hacer efectivas esas potencialidades de competencia. En el cuadro 2 se presenta la evolución del número de ese tipo de actores.

⁷⁵ La composición de la potencia instalada al 31 de diciembre de 1998 era 49% térmica convencional (24.9% TV, 16.8% TG y 7.9. CC), 45.2 hidráulica y 5.2% nuclear.

⁷⁶ En ese año la alta indisponibilidad del parque térmico fue acompañada por un bajo aporte hidráulico al punto que el precio monómico del sistema (basado ya en el costo marginal) llegó a niveles superiores a 75 \$/MWh.

⁷⁷ La central de embalse Piedra del Aguila, la central binacional de Yacyretá y la central nuclear de Atucha II. La construcción de esta última fue paralizada, a pesar del grado de avance que presentaba al momento de la transformación.

⁷⁸ Los aportes de la Teoría de los Mercados Disputables han provisto la base doctrinaria para ese tipo de esquemas.

Cuadro 2
MEM: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE ACTORES EN LA GENERACIÓN DE GRANDES USUARIOS

Actores ^a	1993	1995	1998
Generadores	25	37	40
Autogeneradores y Cogeneradores	2	9	15
Grandes Usuarios Mayores	18	208	373
Grandes Usuarios Menores	—	208	1 497

Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Informe Anual, 1996 y 1998.

Nota: ^a La información está referida al 31 de diciembre de cada año.

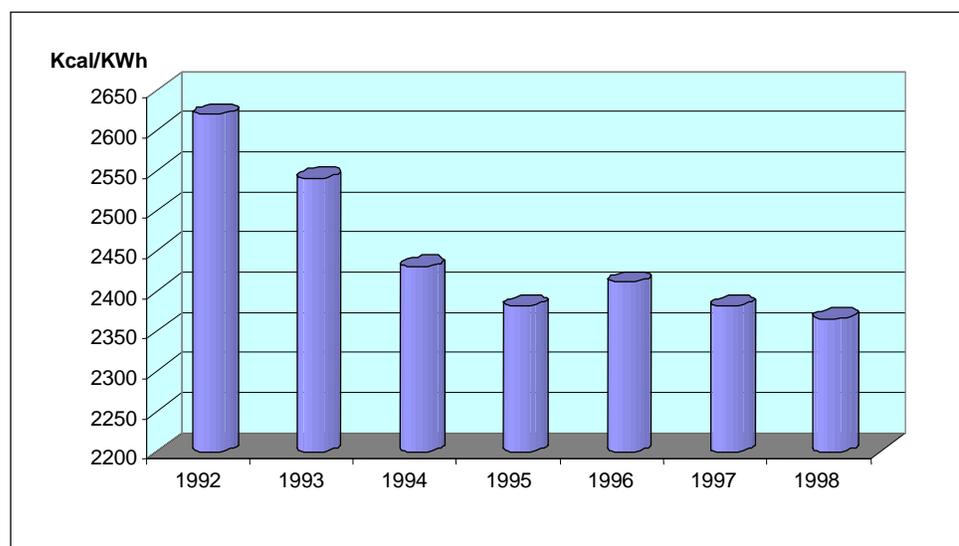
La demanda neta de los grandes usuarios representó en 1998 el 22.7% del total, constituyendo así una significativa porción del mercado que está siendo disputada a través del *by pass* comercial.⁷⁹

Tal como se ha expresado, el incremento en el número de generadores se debió al dinámico proceso de inversión en nuevas centrales térmicas, utilizando tecnologías que incorporan los últimos avances tecnológicos, ya sean turbinas de gas a ciclo abierto o ciclos combinados.

Estas decisiones de inversión, que han sido guiadas por una racionalidad en la que primó la baja intensidad y la rápida recuperación del capital, implicaron una competencia creciente en el segmento de la generación térmica del mercado de mayorista.

Sin embargo, a pesar de la mejora en la eficiencia térmica que supuso la introducción de esas nuevas tecnologías dentro de ese segmento del parque, tal como se observa en el gráfico 4, las fuentes esenciales de la competitividad relativa de los actores de ese tipo de generación fueron las condiciones más o menos ventajosas con que podían celebrar sus contratos de provisión de gas natural.

Gráfico 4
MEM: EVOLUCIÓN DE LOS CONSUMOS ESPECÍFICOS DEL PARQUE TÉRMICO



Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Informe Anual, 1998.

⁷⁹ Dentro de ese porcentaje se incluye a algunas cooperativas que han optado por operar en el mercado de contratos bajo la modalidad de grandes usuarios (CAMMESA, 1998).

Es así que algunos de los actores, cuya actividad principal está vinculada con la producción de petróleo y gas natural, incursionaron en la generación eléctrica aprovechando la ventaja competitiva que les otorgaba la disponibilidad del gas a bajo costo.⁸⁰ Este tipo de situaciones fue especialmente relevante en las regiones eléctricas del Comahue y Noroeste argentino (NOA), donde la provisión de gas a un costo comparativamente bajo es abundante y existen electroductos que las vinculan al mercado eléctrico principal.⁸¹

De este modo, el dinamismo de las empresas petroleras en la ampliación de la capacidad de generación eléctrica fue provocando una mayor competencia entre los generadores térmicos, que a su vez daba el incentivo para nuevas inversiones en la búsqueda de los propios generadores por mejorar su competitividad. Tal como se verá en la sección siguiente esta dinámica de la inversión se dio en un contexto de precios sostenidamente decrecientes en el mercado eléctrico mayorista, debido, especialmente a partir de 1995, al sobreequipamiento provocado por esas inversiones.

“A partir de este contexto y como estrategia compensadora, los generadores están tratando de ampliar las fronteras de su mercado a través de las exportaciones de electricidad a los países vecinos. De los sistemas circundantes, es sin duda el brasileño el que ofrece las mayores oportunidades, debido a su tamaño (el sistema Centro–Sudeste de Brasil tiene una demanda que equivale a 3.5 veces la del SADI argentino).” (IDEE/FB, 1998).

A pesar de que las reformas institucionales y regulatorias implementadas recientemente en el sistema eléctrico brasileño han favorecido la realización de acuerdos entre agentes de ambos países, el funcionamiento concreto de ambos sistemas dista aún de presentar una simetría y, además, las exportaciones desde Argentina deben superar los escollos que suponen las diferencias de frecuencia y la inexistencia de líneas de interconexión con capacidad de transporte suficiente. No obstante, ya se han firmado contratos para la exportación de 1 000 MW de potencia firme, que podría ampliarse a 2 000 MW en el futuro próximo.

La ampliación de este mercado, además de frenar la tendencia hacia la baja de los precios, constituye una oportunidad para el sostenimiento de la actividad de inversión en generación y para la ampliación indirecta del mercado local del gas natural.

Pero, por otra parte, el fortalecimiento del vínculo físico con el sistema brasileño podría también dar lugar a la importación de los potenciales excedentes de energía secundaria, generados por aportes hidráulicos abundantes en las cuencas del Centro–Sudeste de ese país, lo que daría lugar a bajas significativas de precios en el sistema argentino y a una mayor volatilidad de los mismos.⁸² Claro está que “la frecuencia de estos ciclos de alzas y bajas en el mercado spot, así como su amplitud, dependerá fundamentalmente de la situación futura del sistema brasileño y de la capacidad de transporte del vínculo internacional.” (IDEE/FB, 1998).

Por otra parte, en las épocas de alta hidraulicidad en aquel país los contratos de exportación podrían no ser de gran ayuda para el sobreequipamiento, en relación con la demanda en mercado local, ya que la potencia contratada puede no ser convocada por los clientes brasileños. Además, en tales períodos “...y aún sin suponer la importación de excedentes hidroeléctricos brasileños, la

⁸⁰ En algunos casos el costo de oportunidad del gas era cero debido a que la alternativa era el venteo (Agua del Cajón –370 MW–, Filo Morado –67.5 MW–).

⁸¹ Tal como se verá en una sección posterior, la disponibilidad de transporte eléctrico constituyó una fuerte limitación para canalizar totalmente el efectivo aporte de esta competencia potencial.

⁸² “Debe destacarse que el sistema brasileño es abastecido casi totalmente con generación hidroeléctrica y, por tanto, la oferta está sujeta a la distribución de caudales. La determinación de las necesidades de expansión de la capacidad de generación se hace asumiendo una garantía de suministro del 95%. Esto significa que el 5% del tiempo podría comprometerse el suministro por falta de agua en los embalses, pero el 95% restante puede esperarse un exceso de capacidad sin mercado propio para colocar la oferta excedente. Esta energía, cuya magnitud depende de las condiciones hidrológicas de cada año particular, se denomina energía secundaria. El valor económico de esta energía secundaria, en términos de su costo marginal de generación, es nulo ya que corresponde a situación de vertimiento. Por tanto, el precio al cual se ofrecería en el mercado argentino como importación contingente podría ser muy bajo, con la condición de que cubra los costos de transporte.” (IDEE/FB, 1998).

capacidad de transporte de este corredor podría poner en riesgo el aprovechamiento de la energía de Yacyretá, cuyo único destino sería el vertedero.” (IDEE/FB, 1998).

Por último, corresponde puntualizar que en el período analizado han existido limitaciones a la competencia que, según se ha expresado, se vio realimentada por el ingreso de nuevos generadores. Entre las principales limitaciones pueden mencionarse las siguientes:

- Los contratos de las generadoras Puerto y Costanera con EDESUR SA y EDENOR SA.
- Las limitaciones en el transporte.
- Las ventajas de algunos actores por su inserción en diferentes eslabones de la cadena eléctrica y en otras cadenas energéticas.

Los contratos establecidos al momento de la venta de las centrales de la ex SEGBA e impuestos luego a EDESUR SA y EDENOR SA en la instancia de la concesión de las áreas de distribución metropolitana implicaron de hecho retirar de la competencia en y por el mercado una porción significativa de la demanda, ya que en 1998 y después del fuerte crecimiento del *by pass* comercial de los grandes usuarios del área las compras de energía de esas distribuidoras representaban cerca de un 35% del total del MEM.⁸³

A partir del 2001, al culminar el plazo de esos contratos, esta importante porción del mercado se abrirá a la competencia implicando necesariamente una substancial disminución de las tarifas para los usuarios cautivos.

Las restricciones en el transporte serán examinadas en una sección posterior. Por el momento baste señalar que las demoras en la expansión de ciertas líneas de alta tensión, especialmente del corredor Comahue–Buenos Aires, dificultaron la evacuación de energía y potencia hacia el centro de carga del sistema.

Respecto del tercero de los puntos señalados como restricciones a la competencia, puede observarse que ciertos actores derivan sus ventajas competitivas a partir de su participación en otros eslabones de la cadena eléctrica y especialmente por la inserción simultánea en la producción, transporte y distribución del gas natural. De profundizarse este tipo de concentración puede esperarse una reintegración creciente de las cadenas energéticas y, por tanto, una reducción del grado de competencia.⁸⁴

1.2 La evolución de los precios mayoristas

La sostenida tendencia decreciente de los precios en el mercado mayorista se exhibe como uno de los mayores éxitos de la reforma en el sistema eléctrico, junto con el dinamismo en el proceso de inversión, que en cierta medida ha sido una de las causantes de ese comportamiento de los precios.

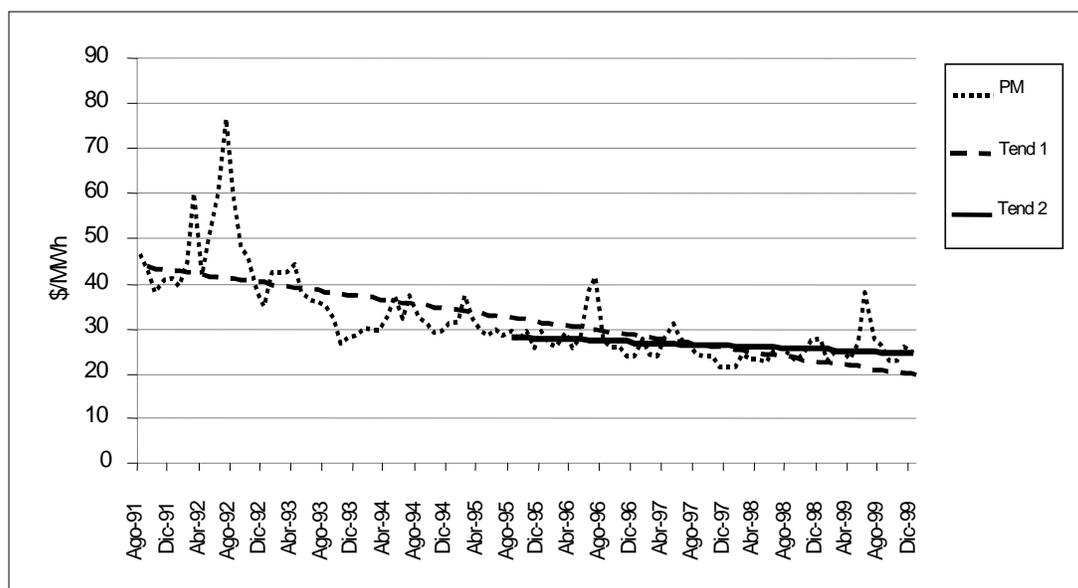
En efecto, tal como se observa en el gráfico 5, el precio spot en el Mercado Eléctrico Mayorista muestra en el período 1991–1998 una tendencia (línea punteada 1) que implica una reducción de más del 50%. Se pretende que esa reducción es debida fundamentalmente a la competencia introducida por el funcionamiento del sistema dentro de las nuevas reglas. Sin embargo, ese comportamiento del precio mayorista responde a una diversidad de factores de los que dicha competencia es tan sólo uno de ellos y cuya incidencia ha sido realmente relevante a partir de 1995.

⁸³ En 1998 estas empresas distribuidoras adquirieron por contrato entre el 65 y el 70% del total del valor de compra.

⁸⁴ Véase la sección relativa a los impactos de la reforma de la industria del gas natural.

Gráfico 5

MEM: EVOLUCIÓN DEL PRECIO MONÓMICO



Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Informe Anual 1998 e Informe Mensual, diciembre 1999.

En primer lugar, tal como ya se ha expresado, 1992 fue un año de bajos aportes hidráulicos y la situación del parque térmico presentaba una muy alta indisponibilidad, debida a las condiciones de restricciones financieras que afrontaba el sector en los años previos a la reforma, dentro de un contexto macroeconómico de gran desorden. Esos dos factores, junto con el cambio en el criterio de determinación del precio mayorista a partir de la reforma,⁸⁵ son los causantes de los máximos que se observan en ese año.

La entrada de la central hidroeléctrica de Piedra del Aguila (1 400 MW) hacia fines de 1992, la rápida disminución de la indisponibilidad térmica y la mejora de las condiciones de hidraulicidad, provocaron el rápido descenso del nivel de precios. Tal como puede apreciarse a partir del gráfico 6, la participación de la generación hidráulica se incrementó significativamente entre 1992 y 1994, pasando de 34.6% a 42.6%. Para apreciar el efecto de la entrada de Piedra del Aguila y del progresivo ingreso de las turbinas de Yacyretá, baste indicar que ya en 1995 el conjunto ambas centrales representaba un 16.5% de la generación total del MEM.

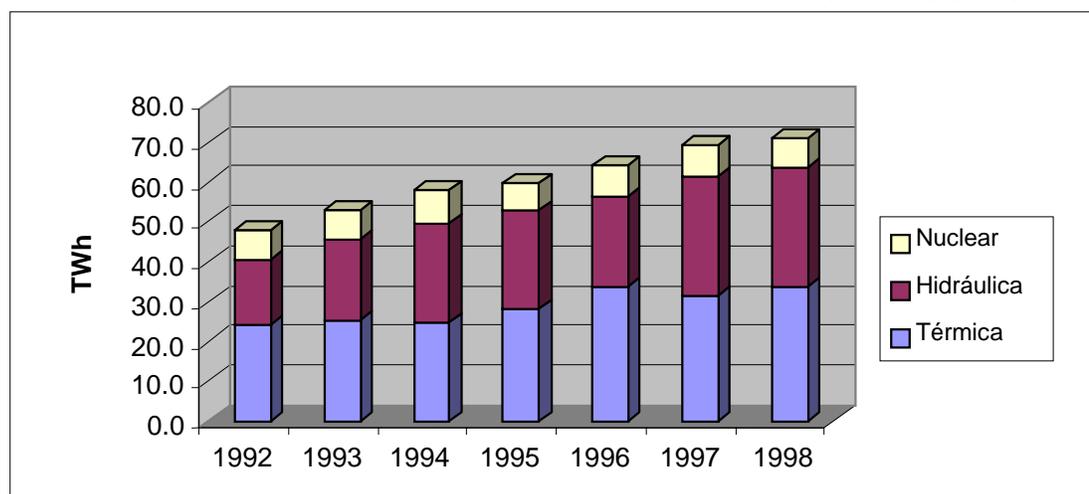
En consecuencia, si bien es cierto que la incorporación de centrales térmicas con menores consumos específicos pudo incidir en alguna medida en poner topes al costo marginal del sistema, la caída del precio spot se debió fundamentalmente a la entrada de las mencionadas centrales y al aumento en los aportes en las diferentes cuencas. Por su parte, la disminución de la indisponibilidad del parque térmico incidió sólo marginalmente, ya que la reducción mayor se produjo entre 1994 y 1995.

De este modo, la intensificación de la competencia en la generación y de la incidencia de la misma sobre el nivel del precio spot se produce a partir de 1995, sobre todo porque el aporte de Yacyretá más que se triplicó entre 1995 y 1998, alcanzando en este último año una participación del 16% sobre la generación total y cerca del 40% de la porción hidráulica, aunque debe aclararse

⁸⁵ El criterio del costo marginal reemplaza al del costo medio erogable, vigente previamente.

que esta última se vio menguada por la disminución del aporte de los embalses del Comahue y, en menor medida, de Salto Grande.⁸⁶

Gráfico 6
MEM: GENERACIÓN POR TIPO



Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Informe Anual 1998.

De completarse las obras para que la represa de Yacretá alcance su cota de diseño, la influencia del aporte de esta central sobre el precio del MEM podría prolongarse en el tiempo, ya que en tal caso la potencia nominal se incrementaría en alrededor de un 72% respecto de su nivel actual.

De cualquier forma, el precio de la energía (como componente del precio monómico) parece haber alcanzado un punto cercano a su mínimo en enero de 1998 (13.03 \$7 MWh),⁸⁷ ya que por debajo de ese nivel las centrales térmicas están en el límite de cobertura de sus costos operativos. De hecho, la progresiva disminución de los aportes hidráulicos,⁸⁸ fue produciendo un incremento en los precios de la energía, hasta alcanzar el máximo que se observa hacia agosto de 1999.

A este respecto, “las nuevas centrales térmicas gozan, desde el punto de vista operativo, de ventajas importantes respecto de las centrales térmicas existentes. Inicialmente, esta ventaja residía en la disponibilidad de gas natural a menor costo y sin restricciones estacionales, antes que en una eficiencia térmica sensiblemente mayor que la de las centrales existentes.” (IDEE/FB, 1998). En suma, puede concluirse que el efecto de la competencia en el ámbito de la generación sobre el nivel del precio del mercado spot es especialmente relevante a partir de 1995; sin embargo, no cabe duda

⁸⁶ “El efecto de la corriente del Niño, iniciado en la segunda mitad de 1997, por el que se registraron altos aportes en las cuencas de los embalses del Comahue y de Salto Grande, se mantuvo hasta mediados de 1998. A partir de allí se verificó un fuerte viraje hacia un extremo de mínima generación hidráulica, particularmente en la cuenca del Comahue, alcanzándose nuevos mínimos históricos en todos los ríos. Hacia fin de año, la C. H. de Salto Grande, que había presentado una disponibilidad extraordinaria, pasó rápidamente también a una condición de mínima generación. Como resultado de esta situación, los precios spot de la energía fueron aumentando al compás de la disminución de la participación de la generación hidráulica en el total. A pesar de ello el valor monómico anual resultó inferior al registrado en el año anterior.” (CAMMESA, 1998).

⁸⁷ En el siguiente cuadro puede apreciarse la composición del monómico para ciertos meses de 1998:

	Enero	Agosto \$/MWh	Diciembre
Precio energía	13.02	17.38	20.65
Energía adicional	0.53	0.47	0.37
Rem. potencia	7.94	6.55	6.73
Precio monómico	21.49	24.40	27.75

Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Informe Anual 1998.

⁸⁸ Véase la nota 99.

que el factor preponderante en la baja del precio ha sido la entrada de las importantes centrales hidráulicas planificadas con anterioridad a la reforma y ejecutadas con fondos públicos. Por supuesto, esto no implica negar que, de mantenerse la competencia en el mercado hacia el futuro, ella habrá de incidir decisivamente para mantener el precio del mercado spot en niveles similares a los promedios registrados en los últimos años.

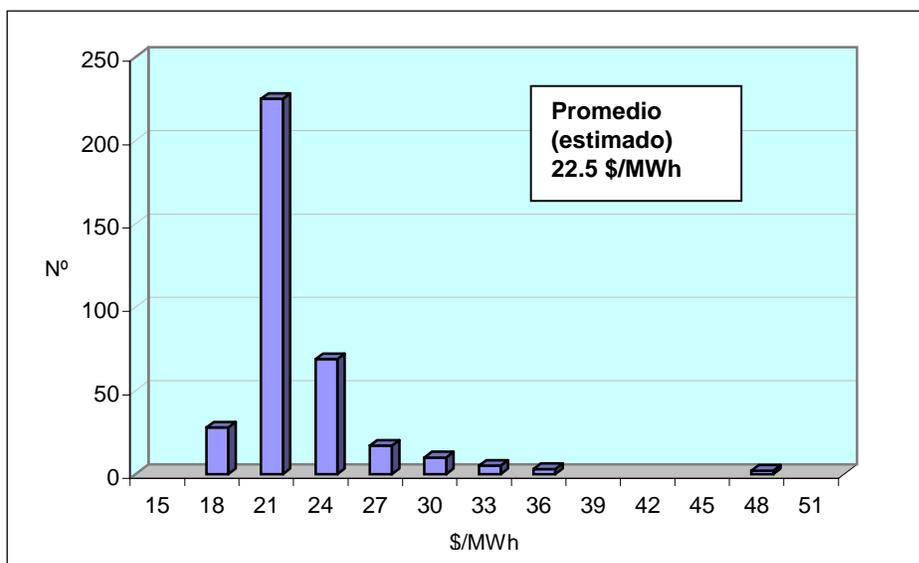
En lo que se refiere al mercado a término, en general los precios de contratos se mantienen apegados a la evolución del precio del mercado spot. Salvo en el caso de las dos distribuidoras metropolitanas (cuya situación ha sido ya comentada) y de algunas otras que promovieron la instalación de centrales por medio de contratos previamente pactados, la tendencia decreciente que se observa en el precio del mercado spot hace que los distribuidores se vean poco inclinados hacia la contratación a precios fijos. En efecto, si se excluyen las distribuidoras del área metropolitana, la porción comprada en el mercado spot (a precio estacional) por las restantes representa más del 83% de total de las compras netas.

Esta estrategia de comprar la mayor parte de su demanda en el mercado spot le permite a los distribuidores minimizar el nivel de riesgo ya que, como se ha expresado más arriba, los ajustes del *pass through* se realizan sobre la base del nivel estacional del mercado spot. Claro está que este comportamiento cambiaría en un contexto donde primaran las expectativas de una reversión sostenida en la tendencia del precio del mercado spot. En tal caso, los distribuidores estarían muy predispuestos a celebrar contratos a precios fijos ya que, debido también a ese mecanismo de ajuste, obtendrían beneficios económicos adicionales.

En lo que se refiere a los grandes usuarios cuyas compras se dirigen esencialmente al mercado a término, tal como se desprende del gráfico 7, los rangos de precios con mayor nivel de frecuencia se ubican en los intervalos 19.5–22.5 \$/MWh y 22.5–25.5 \$/MWh, siendo el precio promedio estimado del conjunto de todos los contratos 22.5 \$/MWh. Este valor se compara con el promedio del precio monómico en el mercado spot que para 1999 fue de 23.7, de acuerdo con las cifras preliminares. Es decir que la diferencia no supera el 5% del nivel de este último precio.

Gráfico 7

**GUMA MEM: DISTRIBUCIÓN DEL NÚMERO DE CONTRATOS
POR RANGO DE PRECIO MONÓMICO – AÑO 1999**



Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Informe Mensual, diciembre de 1999.

1.3 El problema de la expansión del transporte

En el gráfico 3 se indica la potencia instalada y la carga máxima simultánea en las 8 regiones eléctricas del SADI. Tal como puede observarse, a partir de los valores allí indicados existe una fuerte concentración de la demanda en la región Centro–Este del país —Gran Buenos Aires (GBA), Litoral, Buenos Aires—,⁸⁹ alcanzando un 70% del total, mientras que se observan fuertes excedentes en las regiones periféricas de Comahue y el Noreste argentino (NEA).

En el caso del Comahue se da la coincidencia de ser una de las zonas de mayor oferta hidroeléctrica, sobre la base de grandes centrales de embalse, con una abundante disponibilidad de gas natural (principal zona productora). Por tanto, las centrales eléctricas ubicadas en esa región presentan una alta competitividad dentro del mercado mayorista eléctrico.

Con el ingreso de Yacyretá la región del Noreste argentino pasó de ser importadora neta a poseer un excedente basado en generación hidroeléctrica de pasada. Por tanto, la oferta de esta región presenta también una alta competitividad.

En el caso de la región del NOA el creciente excedente tiene una naturaleza diferente. El mismo se origina en la instalación reciente de centrales térmicas, aprovechando la disponibilidad del gas a partir del Gasoducto del Norte. En los últimos años, en esta región se han incrementado sensiblemente las reservas comprobadas de gas natural.

En cambio, la competitividad de la oferta eléctrica de la región del Centro, a pesar de albergar a una de las dos centrales nucleares, resulta menor debido a que el resto de la potencia instalada se concentra en una central de bombeo y centrales de turbogás construidas con anterioridad a la aparición de las últimas tecnologías.

De este modo, debido a la concentración de la demanda y a la dispersión de los excedentes que presentan mayor competitividad, la red de transporte resulta un elemento crítico para la confiabilidad del abastecimiento, especialmente en lo que se refiere a los corredores Comahue–Gran Buenos Aires (GBA) y NEA–Litoral–GBA. Por supuesto, y tal como se ha expresado, la disponibilidad de la red de transporte es también crucial para una efectiva competencia en el mercado de generación.

Tal como se ha dicho en una sección anterior, la regulación vigente ha establecido un mecanismo sumamente complejo para la concreción de las ampliaciones del transporte. La iniciativa para tales ampliaciones no puede partir de TRANSENER SA, concesionario de las redes de alta tensión preexistentes. Debe surgir de actores (normalmente generadores) interesados y, una vez realizado el proyecto y superada la auditoría técnica,⁹⁰ se requiere la aprobación por parte de todos los “beneficiarios” eléctricos (calificación que no siempre se corresponde con los beneficios económicos) en audiencia pública llevada a cabo por el ENRE. Una vez completados exitosamente estos pasos, los interesados llaman a licitación la construcción de la obra, que puede ser realizada bajo diferentes modalidades. Si más de un 30% de los “beneficiarios” se opone al proyecto, la línea no se construye. Este complicado mecanismo pretende evitar un sobreequipamiento en el transporte que luego deberán sufragar los consumidores en su mayor parte.

Sin embargo, en la práctica ese mecanismo ha demostrado ser muy poco operativo, dando lugar a problemas que, en última instancia ha implicado una ineficiente asignación de los recursos, lo que puede resultar mucho más oneroso que el eventual sobreequipamiento resultante de mecanismos más centralizados.

⁸⁹ A las que se podría agregar el sur de la provincia de Córdoba.

⁹⁰ A cargo de TRANSENER SA.

Un claro ejemplo de ello ha sido la construcción de la cuarta línea de alta tensión desde la región del Comahue hacia el GBA. En la programación estatal, anterior a la reforma, estaba previsto el ingreso de dicha línea cuando se completara la construcción de la central de Piedra del Aguila. Sin embargo, al momento de la reforma esa central comenzó a funcionar sin que se alcanzara a construir esa cuarta línea de 500 KV. Pero, a pesar de las restricciones para evacuar la potencia del Comahue, los inversores privados (principalmente petroleros) instalaron nuevas centrales térmicas, aprovechando las ventajas competitivas que otorgaba la oferta de gas a bajo costo.

Los generadores de esa región se vieron afectados económicamente debido a dicha restricción, no sólo porque les impidió evacuar parte de su potencial producción, sino también porque implicaba la sanción de precios resultante de un despacho local, mucho más bajos que los del nodo de mercado.

Se espera que las restricciones de transporte en este corredor se resuelvan con la entrada en servicio de la cuarta terna, que de cualquier forma se retrasó en casi ocho años respecto de la fecha prevista.

Algo semejante ocurre con los excedentes del NEA. Las dos líneas existentes no permitirían evacuar esos excedentes hacia el centro de carga, ya que una de ellas es compartida con la central binacional de Salto Grande. Es claro que los excedentes de esta región habrán de incrementarse cuando se completen las obras complementarias de Yacyretá, de modo tal que la central alcance su cota de diseño.

De acuerdo con los mecanismos previstos en la regulación para la ampliación de la red de transporte se requiere que la iniciativa sea tomada por el operador de la central, ya que sería el principal usuario. Hasta el momento, ninguna iniciativa de este tipo se ha hecho pública.

Estas dificultades en la red de transporte, especialmente las correspondientes al corredor Comahue-GBA, alteraron la dinámica espacial del proceso de inversión descrito en la sección 1.1. Las primeras inversiones privadas se concentraron en el área del Comahue tratando de aprovechar al máximo la disponibilidad y el bajo costo del gas natural en esa región.

De este modo, alrededor del 71% de la capacidad adicionada hasta 1995 por las nuevas centrales térmicas se instaló en el Comahue. De ellas casi la mitad son centrales a boca de pozo construidas por empresas petroleras con el objeto de utilizar gas natural venteado.

Sin embargo, la adición de esa nueva capacidad mostró rápidamente el desajuste del sistema de transporte, poniendo en peligro la calidad del negocio de algunos operadores hidráulicos de la zona. La complejidad de los mecanismos establecidos para la ampliación de la red de transporte y las divergencias de intereses entre los propios generadores de la zona ha postergado la incorporación de la cuarta línea.

A partir de 1995 las inversiones en generación se localizaron en otras regiones del país. Primeramente, las nuevas inversiones se desplazaron hacia el NOA, donde el gas natural a bajo precio y las menores restricciones de la red de transporte eléctrico otorgaba mejores posibilidades. A fines de 1997 estas centrales representaban el 23% de la potencia térmica total incorporada desde 1992.

Más recientemente el proceso inversor se desplazó hacia el centro de carga del sistema. Es claro que los costos de transporte del gas no deberían favorecer este tipo de localización. Por tanto, la racionalidad de esas decisiones de inversión responde a otros factores. En algunos casos la ubicación estratégica de algunos actores en la cadena gasífera (especialmente en el eslabón de transporte) hace que la integración hacia la generación eléctrica térmica resulte un negocio rentable. Este hecho muestra que la reintegración energética proporciona ventajas para competir en el mercado de generación eléctrica, frente a otros actores especializados en esta última actividad.

Los operadores de las centrales metropolitanas están a punto de tener que enfrentar a la competencia debido a la próxima culminación del plazo de sus contratos con EDENOR SA y EDESUR SA. En función de ello han realizado inversiones para la modernización de sus centrales, incorporando tecnologías modernas mediante la construcción de ciclos combinados.

Para concluir esta sección, puede afirmarse que la experiencia recogida en los años transcurridos desde la reforma respecto de la regulación de las ampliaciones de la red de transporte del SADI muestra que los mecanismos propuestos para decidir su ejecución y distribuir los costos emergentes presenta serios problemas, que implican una asignación ineficiente de los recursos. “El ente regulador nacional (ENRE) en su informe anual 1996 realizó severas críticas al procedimiento previsto e identificó con claridad los aspectos que obstaculizan la dinámica del proceso de decisión.” (IDEE/FB, 1998).

La propia Secretaría de Energía en cierto modo también ha reconocido en forma implícita las mencionadas dificultades ya que ha comenzado a introducir cambios a la normativa; al menos en lo que se refiere a la posibilidad, en algunos casos la iniciativa pueda ser asumida por la autoridad pública. Sin embargo, parece recomendable que se realicen ajustes más sustantivos si se pretende que la expansión del transporte acompañe al dinamismo de la inversión en generación y se tenga una mayor confiabilidad en el abastecimiento.⁹¹

2. Los mercados de distribución

Tal como se ha expresado en una sección anterior, la actividad de distribución presenta una gran diversidad de situaciones, tanto por la organización institucional en las distintas provincias como por las diferencias en el tamaño, composición y densidad de los mercados correspondientes.

En términos generales, casi todas las provincias han creado sus propios entes regulatorios eléctricos inspirados fundamentalmente en la normativa nacional correspondiente, especialmente en lo que se refiere a las disposiciones vinculadas con la actividad de distribución.

Presionados fundamentalmente por cuestiones financieras, constituyen ya una gran mayoría los Estados provinciales que han procedido a concesionar la distribución eléctrica a consorcios privados. Durante los primeros años de la reforma, el Estado nacional ejerció fuertes presiones a favor de la privatización de los servicios.

La distribución de los recursos en el Fondo Nacional de Energía Eléctrica, destinado a financiar el desarrollo eléctrico del interior y las compensaciones regionales de tarifas a usuarios finales, constituido por un impuesto a las transacciones mayoristas de energía eléctrica y complementado por una porción del impuesto a los combustibles líquidos, fue también un instrumento para presionar por la adhesión de las provincias a los principios tarifarios establecidos dentro del marco regulatorio eléctrico nacional.

De este modo, tales principios fueron adoptados crecientemente por las provincias en sus marcos regulatorios e implementados más o menos progresivamente a partir del proceso de

⁹¹ No parece simple encontrar una solución totalmente satisfactoria en el marco de un esquema de decisiones descentralizadas. En consecuencia sería recomendable pensar en algún mecanismo que permita identificar cuáles son las necesidades de inversión en el sistema de transporte desde una perspectiva global, utilizando un enfoque multiobjetivo (además de minimizar el costo, tomar en cuenta los aspectos ambientales, el desarrollo regional, el uso de los recursos naturales energéticos, etc.) y, una vez identificados los proyectos de expansión requeridos, establecer una forma de ejecución de los mismos por medio de mecanismos que supongan la competencia por el mercado. Incluso, en el proceso de identificación de la expansión requerida en la infraestructura de transporte pueden participar los actores relevantes del sistema. Sin embargo, debido a la multiplicidad de efectos externos que supone la concreción o no de los proyectos de expansión, dicho proceso debe ser controlado por la autoridad pública, por ejemplo a través del ente de fiscalización y control (ENRE).

privatización de los servicios, en aquellas jurisdicciones que lo implementaron (alrededor de la mitad de las provincias).

2.1 La evolución de la estructura y el nivel de las tarifas

En este apartado se examinan los principales cambios registrados en la estructura y el nivel de las tarifas en los mercados de distribución a partir del proceso de reforma del sistema eléctrico en el ámbito federal. El análisis se referirá especialmente a los mercados de distribución del área metropolitana; sin embargo, también se hará referencia a algunos de los mercados provinciales con fines comparativos. Para ello se considerarán casos representativos del grupo de provincias que han privatizado sus servicios y del conjunto de aquellas que aún no lo han hecho.

Ante todo es importante recordar que, a partir del principio de libre acceso de terceros a las redes de distribución y de la progresiva reducción del límite que define las categorías de grandes usuarios —Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME)—, las empresas distribuidoras de todo el ámbito nacional han enfrentado una competencia creciente de los generadores (a los que recientemente se han agregado los comercializadores) en el abastecimiento a los clientes mayores localizados en sus respectivas áreas de concesión.

La imposibilidad de las distribuidoras de otorgar un tratamiento tarifario diferencial a sus clientes las coloca en desventaja para competir con esos actores. A esto se agrega el hecho del diferente tratamiento impositivo de las transacciones eléctricas: mientras que las empresas distribuidoras deben actuar como agentes de retención de impuestos y tasas que gravan el consumo eléctrico dentro de su área de concesión, dicha obligación no es aplicable a sus competidores con la excepción del impuesto al valor agregado y las contribuciones para el financiamiento de CAMMESA y el ENRE. De este modo, los impuestos provinciales y las tasas municipales sólo afectan actualmente a los clientes de las distribuidoras.

La energía adquirida por los grandes usuarios mayores a través del *by pass* comercial a las empresas distribuidoras representa alrededor del 18% del total consumido en las diferentes áreas de concesión o jurisdicciones correspondientes al SADI, en 1998. Tal como se ha mostrado previamente (gráfico 7), el precio medio pagado por los grandes usuarios mayores es muy semejante al nivel de precio spot del MEM. Esto muestra sin lugar a dudas que, tal como era previsible, a partir de la reforma este conjunto de usuarios se ha visto beneficiado por el menor costo de la energía que compran.

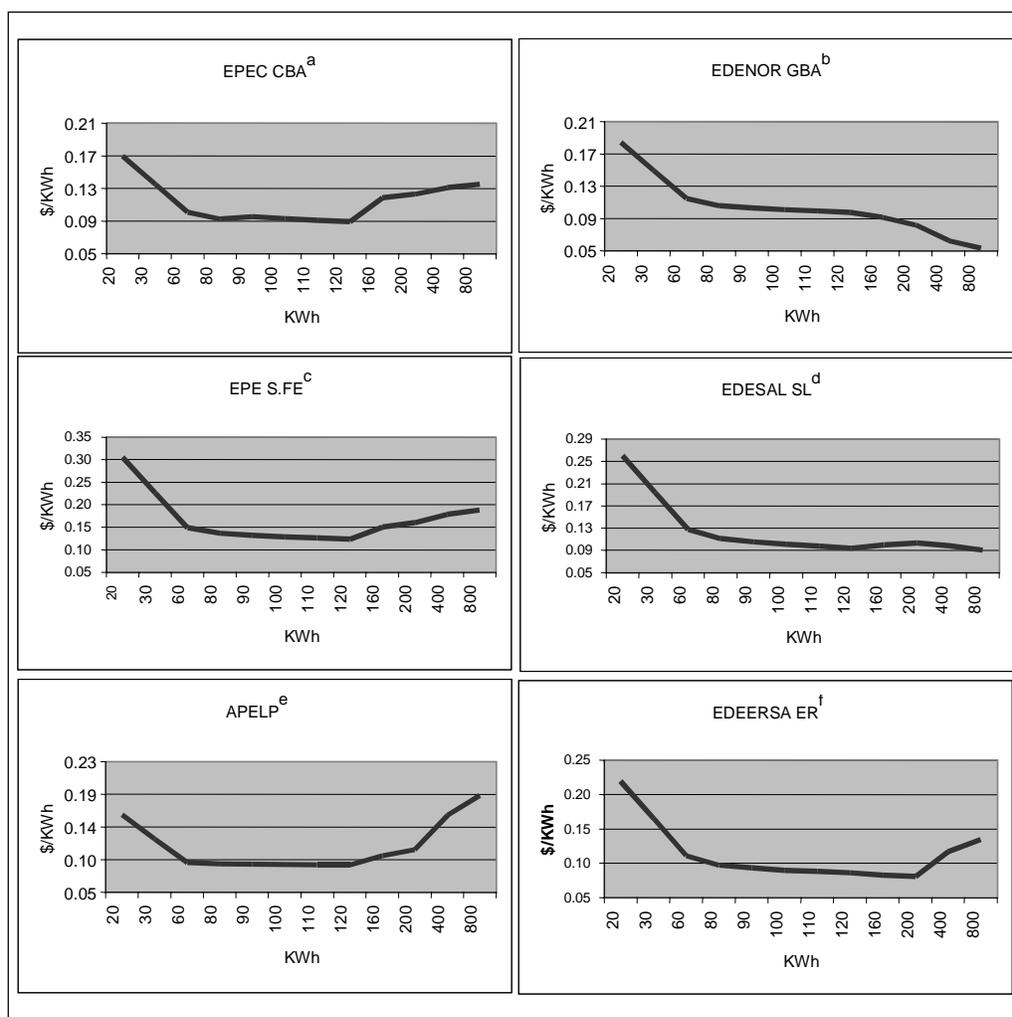
En segundo lugar, con relación a las tarifas aplicadas a los usuarios del segmento regulado mercado de distribución, se observa un cambio significativo en la estructura de la tarifa residencial.

En efecto, con anterioridad al proceso de reforma las tarifas residenciales presentaban de manera generalizada una estructura creciente por bloques de consumo. Aunque no fuera declarado de manera explícita dentro de los regímenes tarifarios establecidos en las diferentes jurisdicciones, una de las motivaciones para la aplicación de ese tipo de estructura tarifaria era sin duda la de contribuir a una mayor equidad social.

Junto con la privatización de los servicios eléctricos en el área Metropolitana (concesiones de EDESUR SA, EDENOR SA, EDELAP SA) se modificó la estructura de la tarifa residencial, introduciendo un esquema de precio medio descendente, tal como puede observarse en el gráfico 8 en el caso de EDENOR SA (las tarifas de EDESUR SA y EDELAP SA son muy semejantes).

Gráfico 8

ESTRUCTURA TARIFARIA EN ALGUNAS ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN – AGOSTO 1999



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

Notas: ^a Empresa Provincial de Energía de Córdoba; ^b Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte SA Gran Buenos Aires; ^c Empresa Provincial de Energía de Santa Fe; ^d Empresa de Electricidad de San Luis SA; ^e Administración Provincial de Energía de La Pampa SA; ^f Empresa Distribuidora de Electricidad de Entre Ríos SA.

A ese respecto las jurisdicciones provinciales presentan una situación de cierta diversidad: en la mayor parte de aquellas donde se implementó la privatización de los servicios se adoptó también una tarifa residencial decreciente con el nivel de consumo;⁹² en cambio, en las provincias donde los servicios permanecen aún en manos públicas y/o predomina la distribución a través de cooperativas,⁹³ la tarifa residencial mantiene su estructura creciente por bloques. Como casos representativos de esta situación se presenta en el gráfico 8 las tarifas de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), de la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe (EPESF) y de la Administración Provincial de Energía de La Pampa SA (APELP SA).

⁹² El caso de la Empresa Distribuidora de Electricidad de Entre Ríos SA (EDEERSA E.R.) es una de las pocas excepciones ya que, como se muestra en el gráfico 8 aparece un tramo creciente a partir de 200 KWh de consumo.

⁹³ La Pampa y provincias patagónicas.

De hecho, este cambio en la estructura de las tarifas residenciales tiende a incentivar el consumo de los clientes de mayor capacidad de pago y, con ello, a mejorar la ecuación económica de las empresas distribuidoras. Es claro que, frente a una función de costos de corto plazo donde predominan las componentes fijas, un incremento en las ventas conlleva una disminución del costo medio de distribución y, en la medida en que la tarifa media se mantenga por encima de ese costo unitario, se logra una mayor masa de ganancia.

Sin embargo, esa estructura descendente de la tarifa residencial no parece responder a criterios claros desde el punto de vista teórico-técnico, ni a principios deseables desde la perspectiva de la política energética. Admitiendo que la tarifa se diseñe en función de la responsabilidad en los costos de los diferentes usuarios residenciales, no es claro que resulte necesariamente una estructura descendente, ya que si se utiliza el criterio de la porción de potencia demandada por los diferentes grupos de usuarios en las horas de punta es probable que la responsabilidad correspondiente sea creciente con el nivel de consumo.

En consecuencia, el resultado del prorrateo de costos entre grupos de usuarios es fuertemente dependiente del criterio que se utilice para determinar el grado de responsabilidad relativa y resulta a ese respecto muy difícil postular que alguno de ellos es “mejor” que los demás. Por otra parte, puesto que la mencionada responsabilidad difiere de un usuario residencial a otro, es inevitable la existencia de subsidios cruzados entre consumidores, cualquiera sea la estructura de la tarifa que se elija. Atendiendo a esto es claro entonces que escoger una tarifa de tipo descendente implica adoptar un esquema regresivo desde la perspectiva de la equidad social.

Además, al incentivar el consumo ese tipo de política tarifaria es contrario al objetivo de conservación de la energía, con todas sus consecuencias sobre el uso eficiente de los recursos. Incentivar el consumo de energía resulta también contradictorio con la preservación del medio ambiente, especialmente si la energía eléctrica adicional es generada mediante el uso de recursos fósiles.

En suma, dicha estructura tarifaria atenta contra todas las dimensiones de un proceso de desarrollo de carácter sustentable.

En tercer término, el nivel de la tarifa media residencial en el área Metropolitana (expresada en US\$/KWh) muestra un comportamiento relativamente estable a partir de septiembre de 1993. La evolución previa a la privatización de los servicios (septiembre de 1992) muestra ciertas variaciones derivadas de las alteraciones en la tasa real de cambio, pero culminando con un nivel inferior al que se observa con posterioridad.

Atendiendo a lo expresado respecto del cambio de estructura, para examinar esta evolución se ha tomado un nivel de consumo suficientemente superior al promedio nacional para el sector residencial (alrededor de 130 KWh-mes) a fin de atenuar la influencia de ese factor en el comportamiento de la tarifa media antes y después de la privatización de los servicios.

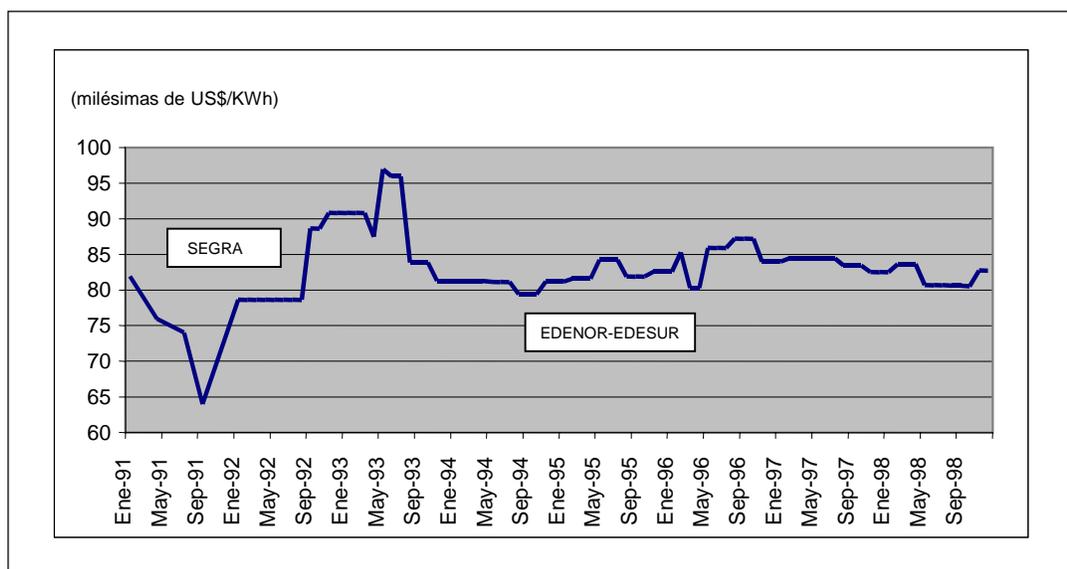
Los máximos que se observan en 1993 son muy probablemente el resultado de los mecanismos establecidos para el ajuste estacional en función de las variaciones del precio spot estacionalizado,⁹⁴ ya que entre marzo y mayo de 1993 dicho precio se incrementó en más del 28% (CAMMESA, 1998). En términos generales, la evolución de la mencionada tarifa media a partir de fines de 1993 incorporó las variaciones estacionales en el precio del mercado spot, pero lo hizo de manera marginal.

De hecho, la tendencia decreciente que registró el precio spot (véase el gráfico 5) no parece reflejarse plenamente en la evolución de la mencionada tarifa, presentada en el gráfico 9.

⁹⁴ Recuérdese que el indicador utilizado para ajustar el precio de las compras totales de energía del distribuidor es la variación de precios registrada en el mercado spot.

Gráfico 9
EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA RESIDENCIAL EN EL ÁREA DEL GBA

(consumo de 200 KWh–mes)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información del Instituto Argentino de la Energía Gral. Mosconi

Es posible que en la próxima revisión tarifaria quinquenal y con la culminación del período de contrato con las centrales de Puerto y Costanera se produzca una reducción en el nivel de las tarifas, reflejando de modo más pleno la reducción observada en el precio mayorista.

En cuarto lugar, las diferencias en el nivel de las tarifas medias residenciales entre las diferentes áreas de concesión, más allá de las diferentes características de los mercados, no han desaparecido. Es muy probable que, al menos en lo que se refiere a las jurisdicciones que han privatizado los servicios, se deban a las diferencias de criterios al realizar los procesos de transferencia y a las diferentes condiciones de partida.

En el gráfico 10 se presenta una comparación de las tarifas medias residenciales, correspondientes a agosto de 1999, para un consumo de 110 KWh–mes. A fin de tener una muestra representativa para la comparación se han tomado áreas de distribución relativas a diferentes regiones eléctricas del SADI y de diferente naturaleza institucional (públicas/privadas).

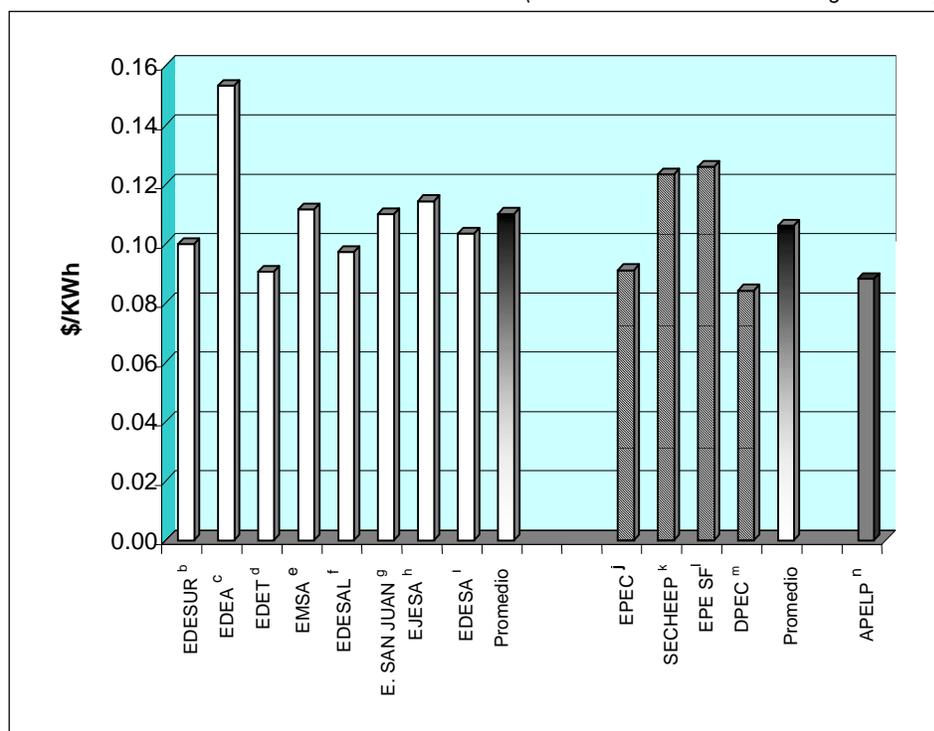
Puede observarse que tanto dentro del conjunto de las empresas privadas como al interior del grupo de las que continuaban siendo públicas hasta 1999⁹⁵ existe una marcada diversidad en lo que se refiere a los niveles relativos de la mencionada tarifa media sin impuestos.⁹⁶ En el conjunto de las distribuidoras privadas, esas divergencias en el nivel se deben en parte a las diferencias en la estructura de la tarifa (decreciente, creciente); sin embargo, esto no alcanza a justificarlas plenamente. Dentro del grupo de distribuidoras públicas se asocia más con el nivel general de la tarifa, ya que en ese conjunto predomina claramente una estructura creciente, una vez apagado el impacto del cargo fijo.

⁹⁵ Las provincias de Córdoba y Santa Fe han manifestado la intención de privatizar los servicios, estando ya avanzado el proceso en el caso de EPEC.

⁹⁶ Si se consideran los impuestos las divergencias son aun mayores debido a las discrepancias en el tratamiento impositivo en las diferentes jurisdicciones.

Gráfico 10
COMPARACIÓN TRANSVERSAL DE TARIFAS MEDIAS RESIDENCIALES SIN IMPUESTOS

(consumo de 110 KWh–mes – agosto 1999)^a



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

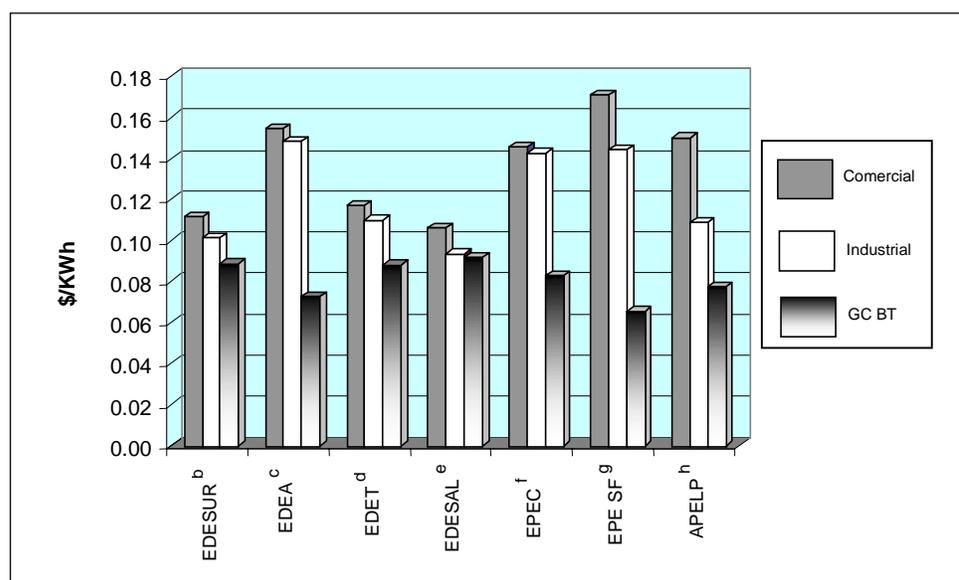
Notas: ^a Los promedios se calcularon sobre la base de una media aritmética simple, es decir, sin tomar en cuenta la magnitud de los mercados residenciales de las diferentes empresas distribuidoras; ^b Empresa Distribuidora del Sur SA; ^c Empresa Distribuidora de Energía Atlántica SA; ^d Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA; ^e Electricidad de Misiones SA; ^f Empresa de Electricidad de San Luis SA; ^g Energía de San Juan; ^h Empresa Jujeña de Energía SA; ⁱ Empresa de Electricidad de Salta SA; ^j Empresa Provincial de Energía de Córdoba; ^k Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial; ^l Empresa Provincial de Energía de Santa Fe; ^m Dirección Provincial de Energía de Corrientes; ⁿ Administración Provincial de Energía de La Pampa SA.

Por otra parte, tampoco se observan diferencias muy significativas con relación a los niveles promedio de ambos grupos, siendo en cambio bastante menor al de ambos el correspondiente al único caso donde predominan fuertemente las distribuidoras cooperativas. El primer hecho parecería indicar que el proceso de privatización de los servicios no ha tenido consecuencias importantes a este respecto, y es de esperar que en las revisiones tarifarias quinquenales los entes regulatorios federal y provinciales reparen en esta circunstancia y trabajen más mancomunadamente para que las diferencias de nivel reflejen realmente las distintas características de los mercados. En el caso de las provincias que opten por mantener los servicios de distribución eléctrica en manos públicas, parece deseable que se impulse la creación de los entes de fiscalización y control (entes reguladores) independientes, que también adopten un esquema de revisión de las tarifas por períodos quinquenales tratando de inducir mejoras de eficiencia productiva que sean compartidas por los usuarios, bajo la forma de precios menores.

En el caso donde predomina el esquema cooperativo,⁹⁷ parece clara la intención de promover una mayor equidad social tanto por el nivel de la tarifa media relativa a ese consumo eléctrico como por el esquema solidario que impulsa la autoridad eléctrica provincial entre las diferentes cooperativas. Sin embargo, en dicho caso parecen existir subsidios cruzados desde otros sectores de consumo hacia el uso residencial. Esto no resulta conveniente, ya que la búsqueda del objetivo de equidad debería reflejarse por medio de transferencias internas al sector residencial y que el esquema vigente puede poner en peligro la competitividad de las actividades productivas y la de las propias cooperativas con relación al reducido núcleo de grandes usuarios.

En quinto lugar, se observa en términos generales que las diferencias persisten cuando se examinan los niveles de las tarifas medias de otros tipos de usuarios en baja tensión. Pero en estos casos las discrepancias son más fuertes para las categorías comercial e industrial y diferencia a las empresas privadas —niveles más bajos, salvo la Empresa Distribuidora de Energía Atlántica SA (EDEA)—Zona Atlántica de la Provincia de Buenos Aires—⁹⁸ y las públicas (niveles más altos). El caso de APELP SA, donde predomina la distribución por medio de cooperativas, se asemeja al de las distribuidoras públicas (gráfico 11).

Gráfico 11
COMPARACIONES DE TARIFAS DE USUARIOS EN BAJA TENSIÓN – AGOSTO 1999^a



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

Nota: ^a Comercial: 500 KWh–mes. Industrial: 1000 KWh–mes. Grandes Consumos en Baja Tensión (GC BT): Potencia máxima 50 KW. Relación potencia P y FP 50%; Utilización 200 hs–mes; Fc. 27.4%; ^b Empresa Distribuidora del Sur SA; ^c Empresa Distribuidora de Energía Atlántica SA; ^d Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA; ^e Empresa de Electricidad de San Luis SA; ^f Empresa Provincial de Energía de Córdoba; ^g Empresa Provincial de Energía de Santa Fe; ^h Administración Provincial de Energía de La Pampa SA.

Dicha relación de orden se invierte cuando se considera la tarifa media para Grandes Consumos en Baja Tensión, aunque en este caso las diferencias son menos marcadas. Llama la atención que en el área Metropolitana (Gran Buenos Aires, Gran La Plata) el nivel de la tarifa

⁹⁷ En la Provincia de La Pampa existen más de 20 cooperativas eléctricas que abastecen casi toda la demanda. El ente provincial es tan sólo un intermediario que compra toda la energía y la revende a las cooperativas a precios diferenciales que pretenden tomar en cuenta la distinta composición y tamaño de los mercados. Estas cooperativas proveen además un conjunto de otros servicios a las respectivas comunidades.

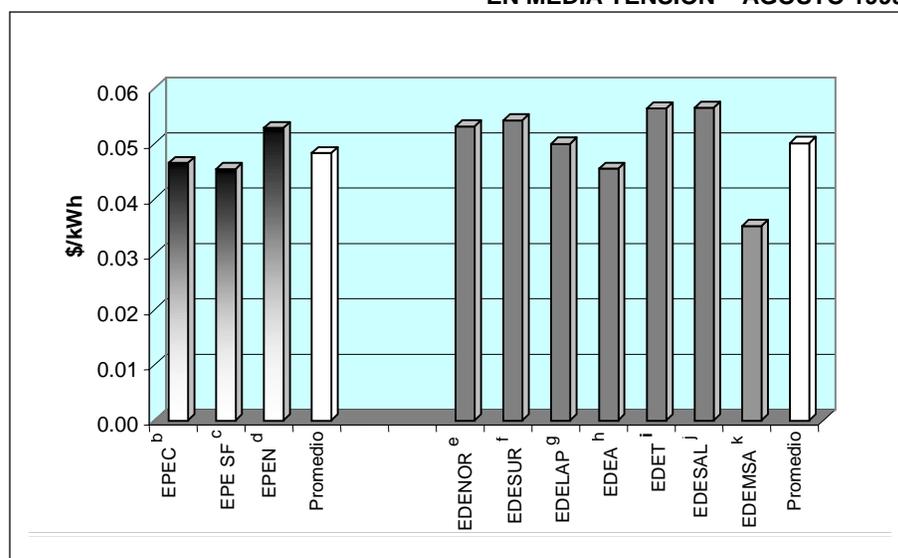
⁹⁸ Los niveles correspondientes a EDENOR SA y EDELAP SA son muy semejantes a los de EDESUR SA en el caso de las tres tarifas.

media residencial para un consumo de 800 es inferior a la indicada para los grandes consumos en baja tensión. Este tema será retomado luego.

Esta comparación parece indicar que en el caso de las jurisdicciones que han privatizado los servicios se plantea un enfoque tarifario que, al igual que en el caso residencial, se incentiva el consumo para los usos comerciales (tarifas medias decrecientes y niveles semejantes al de los usos residenciales)⁹⁹ y, por tanto, le son aplicables las consideraciones realizadas para aquel caso en los que se refiere al uso racional de energía (URE) y a las externalidades ambientales. En cambio, ese mismo enfoque parece beneficiar a los pequeños usuarios industriales, comparativamente más castigados en las áreas de distribuidoras públicas.

Por último, con relación a las tarifas aplicadas a los Grandes consumos en Media Tensión, también existen diferencias entre las distintas jurisdicciones, aunque, al igual que en los grandes consumos en baja tensión, las mismas no son tan pronunciadas (gráfico 12).

Gráfico 12
COMPARACIÓN DE TARIFAS MEDIAS INDUSTRIALES
EN MEDIA TENSIÓN – AGOSTO 1999^a



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

Nota: ^a Potencias > 1 000 KW. Relación potencia en punta y fuera de punta 50%. Utilización 300 hs–mes. Fc 45%). Los promedios son medias aritméticas simples. ^b Empresa Provincial de Energía de Córdoba; ^c Empresa Provincial de Energía de Santa Fe; ^d Empresa Provincial de Energía del Neuquén; ^e Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte SA; ^f Empresa Distribuidora del Sur SA; ^g Empresa de Energía de La Plata SA; ^h Empresa Distribuidora de Energía Atlántica SA; ⁱ Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA; ^j Empresa de Electricidad de San Luis SA; ^k Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza SA.

Sin embargo, se destaca el hecho que las tarifas utilizadas para estos consumos en las jurisdicciones que mantienen los servicios en la esfera pública son en general menores (al menos en las regiones eléctricas más importantes) que las correspondientes a las distribuidoras privadas.

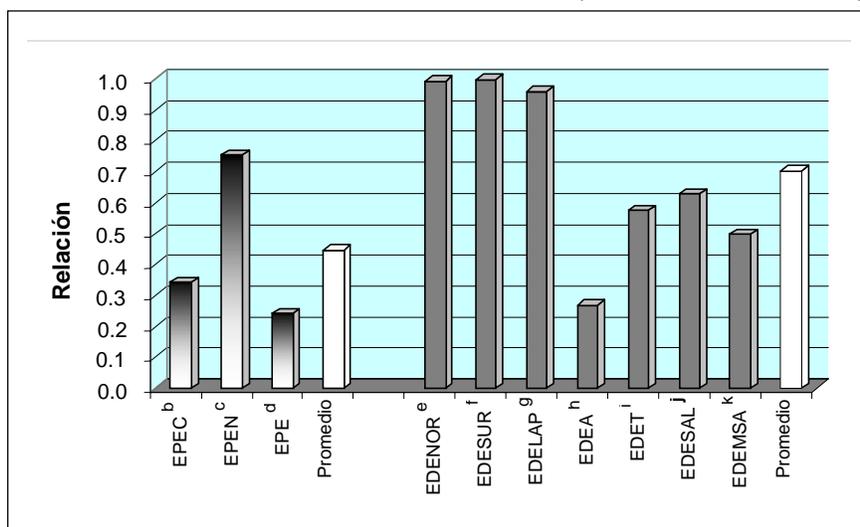
Por otra parte, llama la atención, en los casos de las empresas privatizadas, la relación existente entre los niveles medios de la tarifa para grandes consumos en media tensión y la correspondiente a altos consumos del sector residencial (800 KWh). En tales casos la relación (TmGCMT / TmRes800KWh) es cercana a la unidad, tal como se desprende del gráfico 13.

⁹⁹ Salvo en el caso de la provincia de Buenos Aires cuyos niveles se ubican entre los más altos del país, especialmente cuando se incluyen los impuestos.

Gráfico 13

**RELACIÓN ENTRE LA TARIFA MEDIA DE GRANDES CONSUMOS
EN MEDIA TENSIÓN Y LA CORRESPONDIENTE A
ALTOS CONSUMOS DEL SECTOR RESIDENCIAL**

($TmGCMT / TmRes\ 800\ KWh$)^a



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

Nota: a $TmGCMT$: Tarifa media de Grandes Consumos en Media Tensión para el tipo de usuarios caracterizados en el gráfico 12; $TmRes\ 800\ KWh$: Tarifa media residencial correspondiente a un consumo de 800 KWh-mes. Los promedios corresponden a medias aritméticas simples. ^b Empresa Provincial de Energía de Córdoba; ^c Empresa Provincial de Energía del Neuquén; ^d Empresa Provincial de Energía de Santa Fe; ^e Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte SA; ^f Empresa Distribuidora del Sur SA; ^g Empresa de Energía de La Plata SA; ^h Empresa Distribuidora de Energía Atlántica SA; ⁱ Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán SA; ^j Empresa de Electricidad de San Luis SA; ^k Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza SA.

Si los criterios utilizados para definir los niveles relativos de las tarifas estuviesen basados en la responsabilidad de cada categoría de usuarios en los costos (de compra de energía y potencia, transporte, distribución y comercialización), tal como lo expresa el enfoque planteado en la Ley de Marco Regulatorio Eléctrico, en principio no parecen razonables los niveles de la relación planteada para los casos de EDENOR SA, EDESUR SA y EDELAP SA. Si se exceptúa el caso de la Empresa Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), que tiene un mercado residencial muy reducido y disperso,¹⁰⁰ los niveles de la mencionada relación son mucho más bajos y más acordes a los criterios de costo. Esto parece especialmente cierto en el caso de las empresas que continuaban siendo públicas en 1999. De esto parece desprenderse que, por una parte, en los casos de EDENOR SA, EDESUR SA y EDELAP SA estas características del cuadro tarifario parecen corresponder a la intención de incentivar el *by pass* comercial de los grandes usuarios (en especial de los GUME), mientras que en el resto de las jurisdicciones, particularmente en aquellas que no han privatizado aún sus servicios, parece predominar una orientación opuesta. Por otra parte, los niveles de la relación indicados en el gráfico 13 parecen confirmar lo expresado previamente con relación a la intención de incentivar el consumo en el caso de las áreas atendidas por EDENOR SA, EDESUR SA y EDELAP SA, especialmente en las categorías de usuarios conectados en baja tensión.

¹⁰⁰ La mayor parte de la distribución eléctrica para pequeños usuarios (residencial y otros) se efectúan en la provincia del Neuquén a través de empresas cooperativas.

En suma, y a modo de conclusiones referidas a la evolución de la estructura y los niveles de los precios de la electricidad aplicados a los consumos finales, puede afirmarse lo siguiente:

❑ Las nuevas características del funcionamiento de los mercados eléctricos ha beneficiado claramente a los grandes usuarios (en general grandes empresas), bajo la forma de reducciones significativas en los costos del insumo eléctrico en comparación con el período previo a la reforma.

❑ En términos generales, hasta 1999 las tarifas minoristas no han reflejado cabalmente la tendencia declinante que ha registrado el precio spot en el mercado mayorista. En principio este hecho parece deberse a los procedimientos adoptados en los procesos de privatización de los servicios en las diferentes jurisdicciones (federal y provinciales), especialmente en lo que se refiere al nivel medio de los costos tomado en cuenta como punto de partida para la determinación del llamado “valor agregado de distribución”.

❑ Por lo que se refiere a la comparación transversal de los niveles actuales de las tarifas se observa que persisten las divergencias entre jurisdicciones, más allá de diferencias explicables por las distintas características de los mercados. Este hecho parece reforzar lo expresado con respecto a los procesos de privatización.

❑ Por otra parte, las mencionadas diferencias tampoco parecen responder al diferente carácter institucional de las empresas distribuidoras. En términos generales los promedios simples de las tarifas medias correspondientes a los conjuntos de las empresas privadas y públicas no parecen diferir significativamente. En principio, esto parecería indicar que la supuesta mayor eficiencia de las distribuidoras privadas no se ha traducido hasta ahora en menores precios para los usuarios.

❑ En el caso de las tarifas residenciales predomina una estructura descendente con el nivel de consumo especialmente en el caso de EDENOR SA, EDESUR SA y EDELAP SA, que responden directamente a la jurisdicción federal, pero también en el caso de varias jurisdicciones provinciales a causa de las presiones ejercidas en ese sentido desde la Secretaría de Energía de la Nación por medio de la distribución de los Fondos eléctricos. Esas estructuras tarifarias no tienen una justificación teórico-técnica clara¹⁰¹ y, por otra parte, contradicen claramente los objetivos de uso racional de la energía, preservación ambiental y equidad social, todos ellos aspectos esenciales de un proceso de desarrollo sustentable.

❑ De las comparaciones de las tarifas aplicadas a diferentes categorías de usuarios en las distintas empresas distribuidoras parece deducirse que en las áreas manejadas por EDENOR SA, EDESUR SA y EDELAP SA predomina un esquema de carácter comercial que privilegia el objetivo de promocionar la venta de energía eléctrica.

2.2 La calidad del servicio: el caso del corte prolongado de EDESUR SA

Aspectos generales

En diferentes foros y reuniones realizadas con posterioridad a la entrega de los servicios del área metropolitana a manos de consorcios privados se han enfatizado largamente las importantes mejoras logradas en los que se refiere a la calidad de los mismos. Uno de los temas más destacados a ese respecto se relaciona con la disminución de las pérdidas. En los años previos a la reforma los niveles de pérdidas, incluyendo las técnicas y no técnicas, se situaban en niveles cercanos al 27%. Con la eliminación casi total de las pérdidas no técnicas, a partir de las campañas iniciadas por los concesionarios inmediatamente después de hacerse cargo de los servicios, los niveles totales de pérdidas se redujeron

¹⁰¹ M. Munasingue (1990) proporciona un conjunto de razones de carácter teórico y de política energética que fundamentan la inconveniencia de adoptar esquema de tarifas descendentes con el nivel de consumo.

considerablemente. De acuerdo con el Informe Eléctrico del ENRE, “[las empresas manifiestan que] al finalizar 1997, tiene sus pérdidas controladas por debajo del 10%...”. (ENRE, 1998, p.28).

Si se utilizan los reclamos de los clientes como indicador vinculado a la calidad de los servicios, puede observarse una apreciable diferencia entre las distribuidoras de las áreas del GBA y Gran La Plata. En efecto, tal como se desprende del cuadro 3, EDESUR SA ha sido la empresa con más número de reclamos en el total del período 1993–1999. Esa distribuidora tuvo también la mayor cantidad de reclamos por año hasta 1995 y mostrando cierta declinación de los mismos en los dos años siguientes (ENRE, 1998, p.31).

Dentro de ese conjunto de reclamos, que en el global ha mostrado una tendencia creciente (especialmente hasta 1995), ocupan un lugar preponderante aquellos que se vinculan con la parte comercial y con la falta de suministro. En este último caso, EDESUR SA tuvo una clara preeminencia hasta mediados de 1996. A partir de ese momento los reclamos por tal motivo dirigidos a EDESUR SA fueron menores a los correspondientes a EDENOR SA hasta que se produjo en gran apogón de febrero de 1999.

Cuadro 3
TOTAL DE RECLAMOS A LAS DISTRIBUIDORAS
DEL ÁREA METROPOLITANA
(período 2 de mayo de 1993 al 31 de diciembre de 1999)

Distribuidora	N° de reclamos	Porcentaje
EDESUR SA	46 606	52
EDENOR SA	34 669	39
EDELAP SA	8 386	9

Fuente: ENRE (Ente Nacional de Regulación Eléctrica), *Informe eléctrico. Cinco años de regulación y control. 1993–abril 1998*, Buenos Aires, 1998; e *Informe comparativo: 98–99*, Buenos Aires, 2000.

Más que investigar los detalles vinculados con los diferentes aspectos de la calidad de los servicios en la jurisdicción del ENRE, la presente sección pretende examinar las características de ese corte prolongado en el área de EDESUR SA y el manejo de esa situación por parte de los principales actores involucrados.

El corte prolongado de los servicios en el área de EDESUR SA y sus enseñanzas

El mencionado incidente se inició en la madrugada del 15 de febrero de 1999 cuando se produjo un incendio en la importante Subestación Azopardo 2, que afectó a dos cables de alta tensión en esa instalación recién inaugurada y que, según los primeros cálculos, dejó sin servicio a alrededor de 200 000¹⁰² usuarios del macrocentro de la ciudad de Buenos Aires y de varios barrios contiguos a dicha zona. También se vieron afectados los servicios de agua, semáforos y al menos una de las líneas de subterráneos, provocando un caos en esa parte de la ciudad.

Lo primero que puede señalarse, en el nivel técnico, es que la empresa no disponía de planes de contingencia para enfrentar episodios de este tipo.¹⁰³ Esto se evidenció tanto por el hecho de que mediante algunas medidas precautorias usuales el episodio hubiera podido evitarse, como por el tiempo que transcurrió para restablecer plenamente el servicio a todos los afectados. Si bien los

¹⁰² En una comunicación periodística posterior de la empresa se indica que el número total de usuarios afectados fue de 156 000.

¹⁰³ Uno de los consultores técnicos que fue convocado por las autoridades indicó a los medios periodísticos que el “...tipo de operaciones [que se estaba realizando en la subestación Azopardo 2] no es para nada común y se trata de un trabajo meticuloso y muy importante como para hacerlo con una guardia escasa...[además la empresa] no tenía plan de contingencia para esa tarea especial, ni para una emergencia general.” (La Nación, 1999b).

servicios se fueron restableciendo progresivamente, para una parte significativa de los usuarios el corte tuvo una duración de diez días.

Es cierto que cualquier instalación está sujeta a fallas intempestivas que son difíciles de evitar. Sin embargo, las empresas prestadoras de servicios públicos esenciales debieran tener diseñadas sus instalaciones y disponer de planes de contingencia de forma tal que los efectos de estas fallas afecten lo menos posible a los consumidores y, además, tener personal suficientemente entrenado para solucionar rápidamente las fallas producidas.

Aun en un marco de desinformación pública sobre las características y causas de la falla producida en la subestación Azopardo 2, pareciera que la empresa EDESUR SA ha tenido deficiencias en ambos aspectos.

En lo concreto, el incendio de la subestación Azopardo 2 dejó sin suministro eléctrico a otras subestaciones de la red, lo cual indica claramente que las mismas carecen de alimentación alternativa. En un área tan densamente poblada como la ciudad de Buenos Aires no puede admitirse una red radial en lugar de una trama mallada que asegure abastecimiento alternativo a las diferentes áreas de la ciudad.

Los técnicos de la empresa deberían conocer estos criterios elementales de diseño de redes en la prestación de servicios esenciales. Es difícil con la información disponible saber a ciencia cierta si el error es producto de la impericia del personal que diseñó las alimentaciones o si primó el criterio económico de la empresa.

En cualquier caso, son evidentes las dificultades que tuvieron los técnicos de la empresa para solucionar la falla una vez producida. Buena parte de estos problemas parecen derivarse del tipo de política empresaria empleada, cada vez más frecuente en las actividades de los servicios públicos privatizados, que muestra una tendencia a desprenderse de especialistas propios y contratar con terceros servicios que son esenciales a la calidad de su prestación.

De hecho, durante el período que duró el apagón la empresa intentó descargar parte de su responsabilidad, señalando que la falla se produjo por deficiencias en los materiales provistos por Pirelli y/o en el trabajo realizado por sus contratistas.¹⁰⁴

Lo ocurrido deja dudas sobre la eficacia de los mecanismos adoptados para garantizar la capacidad técnica de los concesionarios de las redes eléctricas. La reglamentación vigente sólo pone condiciones iniciales para acceder a la concesión como operador de la red, pero no existe ninguna auditoría sobre la evolución de la capacidad técnica de la empresa que detenta la concesión por un período de 99 años.

En este episodio, a la desorientación de la empresa para solucionar rápidamente la falla, se sumó la dependencia de los organismos de control de las explicaciones empresarias sobre lo sucedido y sobre la forma de solucionarlo.

Otro de los rasgos destacables de este episodio fue la falta de información clara a la población. No existió información fehaciente sobre las causas y la naturaleza del incidente. Por otra parte, las reiteradas promesas públicas de la empresa con respecto a los plazos de restablecimiento del servicio eran desmentidas permanentemente por la realidad. Al mismo tiempo, la población, y especialmente los afectados, tuvieron que asistir al desconcierto oficial. Funcionarios públicos nacionales del más alto nivel llegaron a plantear incluso la posibilidad de quitarle concesión al EDESUR SA, cuando en realidad, de acuerdo con declaraciones del Secretario de Energía, las

¹⁰⁴ En una entrevista periodística, el gerente técnico de EDESUR SA al ser consultado sobre las causas de la falla expresó: “La situación nos tiene muy sorprendidos y no nos podemos imputar las falencias en la ejecución de la obra”. Es decir que, de acuerdo con esa interpretación, la empresa pretendía desentenderse de los controles técnicos de calidad al recepcionar la obra. (Clarín, 1999b).

condiciones previstas para que caduque la concesión se verificarían si las multas aplicadas a la empresa superaran el 20% de la facturación (Ámbito Financiero, 1999).

En suma, el episodio puso en evidencia el desconcierto oficial acerca de cómo tratar la situación, e incluso existieron fuertes cuestionamientos de legisladores del partido gobernante a la actuación del Ente Regulador, no quedando claro si el ENRE tiene entre sus misiones la de inspeccionar este tipo de obras a fin de prevenir situaciones de esta naturaleza (La Nación, 1999a).

De acuerdo con las declaraciones oficiales, la información recibida por el ENRE fue cambiante y queda la sospecha de que se ocultó la verdadera magnitud del siniestro. Lo cierto es que el ENRE no estaba en condiciones de auditar con personal propio las instalaciones dañadas y las soluciones que se fueron intentando a lo largo de los días de apagón no dieron resultado y, finalmente, tuvo que recurrir a especialistas externos.

A este respecto cabría preguntarse si no es necesario que el ENRE cuente con más especialistas propios que pudieran intervenir en casos de fallas graves para monitorear las decisiones de las empresas y evitar que las fallas se prolonguen en el tiempo.

De hecho, pasaron 5 días hasta que el Ente Regulador hiciera público un comunicado oficial informando a la población de lo ocurrido en la estación transformadora Azopardo, a pesar que en el mismo expresa que “desde el primer momento, el ENRE atendió en forma constante y permanente los requerimientos de información de los medios de comunicación y de las asociaciones que nuclean a consumidores y usuarios”.¹⁰⁵

Más allá de que corresponda o no al ENRE realizar la supervisión y control de las obras ejecutadas por los concesionarios, cosa que no quedó totalmente clara luego de este episodio, existieron imputaciones donde se señala que el ente no cumplió con sus funciones de control y sanción en ocasiones anteriores al hecho analizado. En particular, en un artículo periodístico se menciona un informe de la Auditoría General de la Nación donde se mencionan reiteradas faltas de las distribuidoras metropolitanas que no fueron debidamente sancionadas por el ENRE e indicando que “...esas irregularidades están indicando serias fallas de control por parte del Ente Regulador...” y que “...existe una baja y tardía acción sancionatoria... sobre todo en los casos en los que las distribuidoras alegan interrupción del servicio por casos fortuitos o de fuerza mayor” (Clarín, 1999b).

También se plantearon serios problemas para definir y acordar los montos de penalización que le correspondían a la empresa como consecuencia del prolongado corte en los servicios. La primera actitud de la empresa fue la de negarse a pagar cualquier tipo de multa o de resarcimiento a los usuarios por los incalculables perjuicios causados, tratando de eludir su responsabilidad. A este respecto hubo asimismo una marcada desinformación y una gran desorientación por parte de los usuarios, al menos hasta la difusión de la Resolución 292 del ENRE¹⁰⁶ donde se indican los criterios para indemnizar a los clientes por los daños causados.

Ante la mencionada resolución, EDESUR SA planteó que no estaba dispuesta a pagar multas extraordinarias y que solo aceptaría aquellas que están previstas en el contrato de concesión y, en función de ello, presentó un recurso de reconsideración, al mismo tiempo que intentaba pagar a los usuarios un resarcimiento considerablemente menor que el dispuesto en aquella resolución.¹⁰⁷

Pasado ya un año desde el corte de servicios analizado 14 626 usuarios aún reclaman la compensación que, de acuerdo con la resolución del Ente regulador debía pagarles la empresa. Por su parte, representantes de la empresa aseguran que la misma ha pagado 70 millones de pesos por

¹⁰⁵ En dicho comunicado expresa también que las inspecciones necesarias serán llevadas a cabo con la asistencia técnica del Instituto de investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata (Clarín, 1999a).

¹⁰⁶ Véase, por ejemplo, el diario Página 12, ejemplar del 26 de febrero de 1999.

¹⁰⁷ Véase, por ejemplo, el diario El Cronista del 10 de marzo de 1999 y diario Clarín del 7 y 30 de marzo de 1999.

concepto de ‘bonificaciones y resarcimiento’. Es decir que la empresa terminó aceptando la penalización extraordinaria impuesta,¹⁰⁸ pero en medio de un largo proceso de disputas una parte significativa de los usuarios siguen esperando una compensación necesariamente parcial por los daños que les causara aquel corte prolongado de servicios.

Pero, más allá de la crónica de los hechos, el mencionado episodio provocó un importante debate sobre la forma en que se realizaron los procesos de privatización de los servicios públicos y sobre la eficacia de los organismos de control creados por el proceso de reforma para garantizar la calidad de los mismos y una real protección de los intereses de los usuarios que deben enfrentar el accionar de los monopolios privados.

Uno de los principales artífices del proceso de reforma energética opina que este tipo de hechos podría evitarse introduciendo más competencia en el mercado, aunque no deja de señalar que el ENRE debe ser más estricto en la aplicación de las penas y que debería haber una mayor vigilancia pública sobre el propio ente (Buenos Aires Económico, 1999). Sin embargo, no hace referencia al hecho de no haber previsto este tipo de situaciones en el contrato de concesión o al elevado umbral de penas dispuesto dentro del mismo para que opere la caducidad de la concesión.

Al margen de tales olvidos, importa destacar que el enfoque que se recomienda desconoce la existencia de diferencias intrínsecas en las características del tipo de servicios comercializados. Los eventuales déficits de oferta en un mercado podrían ser superados recurriendo al mercado internacional en algunos casos, a bienes sustitutivos o atrayendo nuevos oferentes por el encarecimiento del producto o servicio faltante.

Nada se dice en dicho enfoque sobre la duración de los períodos de desequilibrio o escasez de oferta y sobre su impacto en la vida cotidiana y en el desarrollo de la actividad económica del área afectada. Es precisamente la magnitud de estos impactos lo que establece diferentes categorías económicas entre los bienes y servicios comercializados.

La experiencia de EDESUR SA muestra claramente que la electricidad pertenece a un tipo o categoría de servicio que no admite desequilibrios prolongados en su provisión, aun cuando en términos económicos los plazos sean relativamente cortos (varios días). Estos bienes o servicios, cuya provisión debe ser garantizada con continuidad, son los denominados esenciales y su provisión no puede quedar librada al libre juego de la oferta y la demanda, como proponen los defensores del nuevo esquema.

Por tanto, la propuesta de incrementar los niveles de competencia en la provisión de electricidad aparece como una estrategia especialmente distante a la búsqueda de una solución efectiva para este tipo de situaciones.

La implementación de esa estrategia significaría permitir a los consumidores comprar la electricidad a otro comercializador. Sin embargo, ningún comercializador de electricidad podría haber garantizado el efectivo abastecimiento a los consumidores ante una falla en la red de distribución, como sucedió en esta oportunidad.

Mientras las redes de distribución físicas sean indispensables para el abastecimiento de electricidad, el servicio de distribución tiene necesariamente las características de un monopolio natural no disputable. Es decir que, desde el punto de vista de los costos, no existe una manera más eficiente de proveer el servicio que a través de una única empresa. En consecuencia, la solución para evitar este tipo de problemas en el futuro pasa por la regulación y el control antes que por la profundización de la competencia.

Para analizar el desempeño del Ente Regulador en el marco de lo acontecido con motivo del corte prolongado de EDESUR SA es importante remarcar que el esquema planteado por la reforma descansa sobre la eficacia del incentivo económico para promover decisiones empresarias acertadas. Desde esta

¹⁰⁸ Que se estimó en alrededor de 90 millones de pesos.

óptica, la reducción de los costos en la provisión del servicio (inversiones, mantenimiento de las instalaciones, capacitación de los recursos humanos) es contrapesada por las sanciones y multas si se viola la calidad comprometida en la provisión del servicio. Esto implica que las decisiones empresarias no son auditadas ni controladas, salvo por sus resultados, en lo que podría denominarse un control ex post.

No cabe duda que una falla de la profundidad y duración de la que se produjo en la red de área de concesión de EDESUR SA ha causado un perjuicio económico grave en la empresa distribuidora. Sin embargo, el análisis del episodio sugiere dos tipos de interrogantes: *a)* las multas y sanciones previstas en los contratos, ¿guardan relación con el perjuicio social y económico que un corte de esta naturaleza ocasiona a los consumidores? y *b)* ¿alcanza con la amenaza de sanciones severas o deben tomarse también otras acciones preventivas?

Las estimaciones de la empresa sobre los montos de indemnización que debía pagarle a sus clientes distaban mucho de cualquier cálculo que se realizara sobre el perjuicio económico sufrido por los consumidores. Esto estaría indicando que las señales enviadas a la empresa por la regulación y los compromisos contractuales vigentes no fueron suficientes como para evitar el grave episodio ocurrido.

Podría argumentarse que la empresa tomó decisiones equivocadas y que ningún marco legal puede evitar con seguridad que los actores del sistema tengan conductas irresponsables como las que se evidenciaron en este caso. Sin embargo, cuando el daño emergente de tales comportamientos es de tal envergadura como para amenazar de modo tan importante la calidad de vida de la población debieran extremarse las acciones preventivas.

A este respecto, el ENRE, tan vapuleado en el transcurso del suceso analizado, se encuentra en una encrucijada difícil de superar. En primer lugar, no tiene autoridad para realizar un control ex ante sobre las decisiones de las empresas prestadoras del servicio¹⁰⁹ y, en segundo lugar, su personal técnico es insuficiente para realizar ese tipo de tareas. Como prueba de esta situación debe recordarse lo señalado con respecto a la dependencia del Ente Regulador respecto de las explicaciones empresarias sobre lo ocurrido y la forma de solucionarlo, al mismo tiempo que la necesidad de recurrir a especialistas externos para evaluar las responsabilidades del suceso.

Por último, la experiencia analizada llama a la reflexión sobre la estrategia adoptada por la empresa en lo que se refiere a la terciarización de una amplia gama de trabajos con la finalidad de disminuir sus costos de inversión, operación y mantenimiento. Esta estrategia ha llevado a muchas empresas de servicios públicos a desprenderse de personal altamente calificado cuya experiencia no parece haber sido reemplazada adecuadamente a través de los mencionados mecanismos de contratación. En cualquier caso, son evidentes las dificultades que tuvieron los técnicos de la empresa para solucionar la falla una vez producida.

¹⁰⁹ En particular, entre los aspectos que se señalaron como causas del episodio de EDESUR SA se incluyen las demoras en la ejecución de las inversiones y también la inconveniencia de adoptar un esquema radial en la conformación técnica de la red.

V. Conclusiones

La Argentina llevó a cabo a principios de los 90 una profunda reestructuración de sus industrias energéticas, que implicó un drástico cambio en el papel desempeñado por el Estado en el seno de las mismas y una modificación substancial en las modalidades de coordinación (formulación, ejecución y control de las decisiones, racionalidad de tales acciones) en el conjunto del sistema energético.

Aunque el tiempo transcurrido desde la culminación de la parte esencial del proceso de reforma incluye necesariamente un período de transición y adaptación de los actores al nuevo esquema de funcionamiento, ya existen elementos suficientes para realizar un análisis de desempeño del sistema bajo las nuevas reglas.

En este trabajo el centro de atención ha sido fijado en la cadena productiva eléctrica. Sin embargo, se ha realizado una breve reseña de las transformaciones implementadas en las restantes industrias energéticas relevantes (petróleo y gas natural) y de sus principales impactos, así como a las reformas socioeconómicas que le sirvieron de marco.

El análisis del desempeño del sistema eléctrico argentino con posterioridad de la reforma presenta especial interés habida cuenta de que frecuentemente este caso es planteado como una experiencia exitosa y un modelo a seguir por parte de otros países. De hecho, un buen número de los profesionales que participaron en la formulación e implementación de la misma integran grupos consultores que han sido convocados en diferentes países, especialmente los del área latinoamericana, para asesorar sobre los procesos de transformación de

sus sistemas eléctricos. A juzgar por los resultados, dicho asesoramiento no ha sido siempre muy criterioso, debido especialmente a la replicación casi directa del “modelo argentino”, sin tomar debidamente en cuenta las características propias de cada mercado eléctrico, del correspondiente entorno energético y de la situación socioeconómica de marco.

Es por ello relevante confrontar las bondades que se han propagado ampliamente en foros y reuniones con el análisis de las circunstancias socioeconómicas y energéticas específicas que enmarcaron la transformación del sistema eléctrico argentino, de las características de ese cambio y del desempeño del mismo a partir de su culminación.

De dicho análisis se destaca en primer lugar que en el caso argentino, tal vez más que en ningún otro, la transformación del sistema energético fue condicionada en su profundidad y orientación por las reformas en el plano económico, donde se destacan como principales elementos propiciadores los acuciantes desequilibrios macroeconómicos y, en particular, la hiperinflación de fines de los 80 y principios de los 90.

En segundo término, la situación financiera de Estado y de sus empresas dentro de ese contexto macroeconómico era particularmente grave, con los consiguientes deterioros en la gestión. En el caso de las empresas públicas del sector energético esa situación, junto con la crisis del desabastecimiento eléctrico de fines de los 80 constituyeron motivaciones específicas adicionales para impulsar la transformación.

En función de tales condiciones y de la orientación de política económica adoptada por el gobierno nacional, las reformas energéticas tuvieron una profundidad, alcance y velocidad de ejecución tales que sitúa a la experiencia argentina en un caso extremo. En poco más de tres años se modificó radicalmente el papel del Estado en el sistema energético, pasando de una modalidad de Control Central a otra de Mercado, se privatizaron los activos de la casi totalidad de las empresas públicas del sector y se cambiaron fuertemente la organización productiva y los principios regulatorios. En particular ello significó transferir el control de los recursos naturales energéticos, así como la totalidad de las decisiones de inversión, a manos de actores privados.

En tercer lugar, y atendiendo al caso específico del sistema eléctrico, la reforma se concretó por medio de la segmentación vertical de la cadena productiva y una importante partición horizontal en los eslabones de generación y distribución; el establecimiento de los principios regulatorios de incompatibilidad de funciones, de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución y de libre entrada a la actividad de generación; la privatización casi total (a excepción de las centrales nucleares e hidroeléctricas binacionales) de las unidades empresarias creadas a partir de las empresas públicas controladas por la jurisdicción federal.

A diferencia de los ocurrido en otros países, esas características de la reforma, junto con la abundante disponibilidad de gas natural favorecieron notablemente las posibilidades de generar competencia en el mercado mayorista eléctrico.

En cuarto término, puede señalarse como hecho destacable que, a pesar de la pronta terminación y entrada en servicio de dos grandes centrales hidráulicas, construidas por el Estado y financiadas con fondos de la esfera pública, que aseguraban el abastecimiento casi hasta fines de los 90, los nuevos actores privados instalaron una importante cantidad de centrales térmicas (turbogás y ciclos combinados) que han llegado a configurar una situación de sobreequipamiento. Esas inversiones estuvieron motivadas por las ventajas competitivas que el nuevo modelo de funcionamiento otorgaba a los actores que podían acceder al uso del gas natural a bajo costo o por la necesidad de otros de adecuarse rápidamente a la competencia que debían afrontar hacia el futuro (Centrales Puerto y Costanera). Es claro que estas decisiones de inversión siguieron la lógica de proyectos rentables considerados individualmente más que una que se planteara una coordinación global, con las consecuencias consiguientes con relación a la asignación de los

recursos. De cualquier modo, esa evolución en la capacidad instalada permitió superar sin problemas de abastecimiento los períodos de sequía de los últimos años de la década del 90.

El rápido crecimiento del número de actores en la generación y expansión de la porción de mercado que representan los grandes usuarios que practican el *by pass* comercial fueron factores que incrementaron el ámbito real de competencia en el ámbito del abastecimiento. Sin embargo, en el mercado de contratos la competencia se vio limitada por los contratos impuestos a EDENOR SA y EDESUR SA (alrededor del 31% del mercado de distribución) con Costanera y Puerto.

En quinto lugar puede afirmarse que la expansión del transporte es sin duda alguna uno de los puntos más débiles del diseño del nuevo esquema introducido por la reforma. Contrastando con las importantes inversiones privadas en generación, los mecanismos regulatorios previstos para la expansión del transporte no resultaron eficaces para la concreción de inversiones en este ámbito. En este caso se manifiestan con más claridad que en otros las dificultades derivadas de la falta de un mecanismo de coordinación global del sistema. Los retrasos en concretar inversiones cruciales en esta campo afectaron de modo significativo la rentabilidad de las inversiones en generación, a tal punto que las inversiones en nuevas centrales debieron reorientarse desde el punto de vista espacial. Si bien han existido señales por parte de la autoridad pública de modificar el enfoque regulatorio a ese respecto, los ajustes introducidos hasta el momento no parecen suficientes para superar el problema. Esas dificultades en la expansión del transporte constituyeron un factor adicional de limitación de una mayor competencia en el mercado mayorista.

En sexto término, junto con el mencionado dinamismo inversor en el ámbito de la generación, se destaca la tendencia decreciente de los precios en el mercado mayorista como otra de las evidencias del éxito del modelo. No cabe duda que este hecho sorprendió aun a los propiciadores del modelo y constituyó una de las principales preocupaciones de los que adquirieron las unidades de generación. Tampoco hay dudas acerca de que la competencia entre generadores térmicos tuvo una influencia significativa en esa baja de los precios mayoristas. Sin embargo, debe precisarse que la entrada de las mencionadas centrales hidroeléctricas en construcción por el Estado tuvieron una influencia mucho más decisiva en esa disminución de los precios, al menos hasta 1995.

En ese contexto de precios decrecientes, que se encuentran cercanos a su piso mínimo, las empresas distribuidoras tiene poca propensión a aceptar riesgos y canalizan la mayor parte de sus compras en el mercado spot a precio estacional. Este hecho está fijando un límite a la expansión de las transacciones en el mercado de contratos.

En séptimo lugar, puede afirmarse que esa tendencia decreciente en los precios del mercado mayorista no parecen haberse trasladado de manera significativas a las tarifas en los mercados de distribución. En lo que se refiere al mercado del área metropolitana esto puede deberse en parte a los precios de compra definidos en los contratos impuestos a EDENOR SA y EDESUR SA. Esta situación puede modificarse substancialmente con la culminación del plazo de tales contratos y la próxima revisión tarifaria. En el caso de las jurisdicciones provinciales ese tema se vincula con los criterios utilizados para la transferencia de los servicios al sector privado. Además, tales procesos de privatización tuvieron una secuencia temporal diferente. En las jurisdicciones donde los servicios de distribución continúan estando dentro de la esfera pública se han practicado ajustes en los cuadros tarifarios que parecen dirigidos fundamentalmente a enfrentar la competencia en el segmento de mercado de los grandes usuarios.

Examinando los niveles tarifarios aplicados a los usuarios residenciales no se observan diferencias apreciables entre el conjunto de las distribuidoras públicas y el correspondiente a las privadas. En ambos conjuntos se observan importantes diferencias internas pero, si se consideran los promedios simples en ambos conjuntos, tales promedios son muy semejantes. Sin embargo, a

partir de la reforma se ha propulsado desde la esfera oficial federal una estructura de tarifas descendentes con el nivel de consumo que no parece tener otra explicación seria que no sea beneficiar el enfoque comercial de incentivar la venta de energía. Además de su carácter marcadamente regresivo, ese enfoque tarifario es contradictorio con el uso eficiente de la energía y la preservación ambiental. Es decir, afecta negativamente a las principales dimensiones de un proceso sustentable de desarrollo.

En el caso de los restantes usuarios que toman su energía en baja tensión se observa una clara diferencia entre los conjuntos de las distribuidoras públicas y privadas, sin que haya una homogeneidad total en ambos conjuntos. Mientras las primeras aplican en general tarifas comparativamente más altas para los pequeños usos comerciales e industriales y más bajas para los grandes consumos. Esta estrategia parece dirigida a enfrentar la competencia en el mercado de los grandes consumos. En cambio, las diferencias entre estas tarifas es mucho menor en el conjunto de las distribuidoras privadas. En este caso también parece que se da prioridad a un enfoque de incentivar el consumo en las categorías de los pequeños consumos comerciales e industriales.

Por último, en el caso de las distribuidoras metropolitanas se observa una aparente incongruencia dentro del cuadro tarifario en lo que se refiere a los grandes usuarios en media tensión. Llama la atención que los niveles de la tarifa media para los altos consumos residenciales arrojen una tarifa media inferior a la correspondiente a esa categoría de grandes usuarios, atendiendo al orden inverso que guardan las respectivas responsabilidades en los costos de abastecimiento.

En octavo lugar y dentro de las cuestiones vinculadas con la calidad del servicio, el trabajo se centra en el análisis del corte prolongado de EDESUR SA, prestando especial atención sobre los mecanismos instalados por la reforma para enfrentar ese tipo de episodios. Se pretende extraer de esa experiencia algunas enseñanzas para mejorar el desempeño del sistema hacia el futuro o para la implementación de procesos de reforma en otros sitios.

De dicho análisis se desprende en términos generales un gran desconcierto de la empresa distribuidora, de las autoridades públicas y del propio ente regulador para enfrentar esa emergencia, que produjo problemas muy serios a alrededor de 160000 usuarios. Entre los aspectos más destacables a este respecto pueden destacarse los siguientes:

- Durante buena parte del período de duración del corte la información que recibió la población, y en especial los afectados, fue escasa, confusa y en muchos casos contradictoria con la evolución real del proceso. El Ente Regulador no dio una respuesta a tiempo a esta carencia de información.
- Ya sea por las estrategias escogidas para la realización de las obras que dieron origen al problema y/o para la configuración técnica de las mismas, la empresa no mostró capacidad de reacción para enfrentar la emergencia. En particular se evidenció que no existían planes de contingencia, que debieran ser práctica usual en obras de esa envergadura.
- El enfoque de estímulos económicos incorporado por el modelo de reforma, que opera por medio de penalizaciones, supone un control ex post de desempeño que no permite al Ente Regulador tener injerencia real en las decisiones empresarias y, por tanto, actuar preventivamente.
- Además de ese problema de enfoque normativo, actualmente el Ente Regulador no tiene una dotación de personal técnico como el que se requeriría para realizar ese control preventivo.
- Tampoco se incorporó adecuadamente en el contrato de concesión la responsabilidad de la empresa ante los usuarios en el caso de producir perjuicios de esta magnitud. Al punto que la empresa alegó que eran ilegales las indemnizaciones que debía pagar a los usuarios de acuerdo con

la resolución del ENRE. Pasado un año del suceso existe aún una masa importante de usuarios que no ha cobrado esa compensación.

Ante estos rasgos principales que caracterizaron el suceso, parece importante remarcar algunas cuestiones fundamentales:

Se impone, como punto de partida, el reconocimiento del carácter de esencial del servicio público de electricidad, en tanto compromete la salud, la seguridad y el bienestar de la población así como el normal desenvolvimiento de la actividad económica.

A partir de este reconocimiento queda claro que el Estado no puede delegar su responsabilidad en la prestación del servicio y descansar exclusivamente sobre los incentivos económicos para garantizar la responsabilidad de las empresas actuantes. Muy por el contrario, deben extremarse las medidas preventivas para evitar que ocurran hechos como los vividos en Buenos Aires en febrero de 1999.

Las auditorías técnicas deberían ser periódicas en condiciones normales de prestación del servicio y permanentes una vez ocurrido un siniestro cuando el servicio no se restablezca de inmediato. Acciones de este tipo suponen alta capacitación técnica en los organismos de control, que puedan analizar críticamente las informaciones originadas en las empresas controladas, así como juzgar en forma permanente la calidad técnica de los operadores de la red.

Como reflexión final puede plantearse que un análisis más global y detallado del desempeño del sistema eléctrico, como el que se pretendió plasmar en parte en este trabajo, muestra que el uso apologético de algunos indicadores resulta contraproducente para la búsqueda de soluciones superadoras en función de los intereses de la sociedad. Esto sin desconocer los reales logros de la reforma en el marco del contexto específico en que se produjo.

Bibliografía

- ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina) (1999), *Datos de Comparaciones Tarifarias*, Buenos Aires.
- ____ (1998) *Datos de Comparaciones Tarifarias*.
- ____ (1997) *Datos de Comparaciones Tarifarias*.
- Ámbito Financiero (2000), Buenos Aires, 20 de enero.
- ____ (1999), Buenos Aires, 25 de febrero.
- Azpiazu, D. (1999), *Privatizaciones en la Argentina. Regulación tarifaria, mutaciones en los precios relativos, rentas extraordinaria y concentración económica*, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Buenos Aires, abril.
- Bravo, V. (1994), *Política petrolera argentina*, Instituto de Economía Energética asociado a la Fundación Bariloche (IDEE/FB), mayo.
- Buenos Aires Económico (1999), “Hay que promover mayor competencia” (nota del ex Secretario de Energía, Carlos Bastos), Buenos Aires, 25 de febrero.
- CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) (1999), *Informe Mensual*, Buenos Aires, diciembre.
- ____ (1998), *Informe Anual*, Buenos Aires.
- ____ (1996), *Informe Anual*, Buenos Aires.
- Chisari, O., Estache, A., Romero, C. (1997), *Winner and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model*, The World Bank, WPS 1824.
- Clarín (1999a), Buenos Aires, 20 de febrero.
- ____ (1999b), Buenos Aires, 21 de febrero.
- ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) (1999), *Informe Anual*, Buenos Aires.
- ____ (1998) *Informe Anual*, Buenos Aires.
- ENRE (Ente Nacional de Regulación Eléctrica) (2000), *Informe comparativo: 98-99*, Buenos Aires.

- ____ (1998), Informe eléctrico. Cinco años de regulación y control. 1993–abril–1998, Buenos Aires.
- Hasson, G. (1994), *Los resultados de la reforma eléctrica en Argentina*, Instituto de Economía Energética asociado a la Fundación Bariloche (IDEE/FB), diciembre.
- IDEE/FB (Instituto de Economía Energética asociado a la Fundación Bariloche) (1998), *Implications of Electric Power Sector Restructuring on Climate Change Mitigation*, capítulo II, septiembre.
- Instituto Argentino de la Energía Gral. Mosconi, *Informes Estadísticos*.
- Kozulj, R. (1994), "Evolución del sector petrolero desde la desregulación: inversión pública y rentabilidad privada", *Desarrollo y Energía*, vol. 3, N° 5, Bariloche, marzo.
- ____ (1993), "El nuevo marco regulatorio y la privatización de Gas del Estado: ¿acceso abierto o acceso cerrado?", *Desarrollo y Energía*, vol. 2, N° 4, Bariloche.
- Kozulj, R. y V. Bravo (1993), *La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos*, Centro Editor de América Latina (CEAL), Buenos Aires, octubre.
- Kozulj, R. y H. Pistonesi (1990), "Política de precios del gas natural y sus derivados en la Argentina: período 1970–1988", *Desarrollo y Energía*, vol. 1, N° 1, octubre.
- La Nación (1999a), "Las críticas al Ente Regulador unieron a oficialistas y opositores", Buenos Aires, 24 de febrero.
- ____ (1999b), Buenos Aires, 25 de febrero.
- Pistonesi, H. (1998), "Elementos de teoría económica de la regulación", Buenos Aires, Instituto de Economía Energética asociado a la Fundación Bariloche (IDEE/FB).
- ____ (1993), "La privatización de los sistemas eléctricos y la apropiación de la renta hidroeléctrica", *Revista Brasileira de Energía*, vol. 3, N° 1, pp 65–88.
- Pistonesi, H. *et al* (1989), "Política de precios de la energía en Argentina 1970–1988: Precios del petróleo y derivados", IDEE–COPEL. (Resumen publicado en *Desarrollo y Energía*, vol. 1 N° 1, octubre 1990).
- Secretaría de Energía de la Nación (1998), *Informe del Sector Eléctrico*, Buenos Aires.



Serie

recursos naturales e infraestructura

Números publicados

- 1 Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz y Nicole Moussa, (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 2 Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes, (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 3 El Código de Aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev, (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 4 El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 5 La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 6 La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas, (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 7 Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela, (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$10.00), 2000. [www](#)
- 8 Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$10.00), 2000. [www](#)
- 9 La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US\$10.00), 2000. [www](#)
- 10 Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US\$10.00), 2000. [www](#)

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

- 1 Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
- 2 Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
- 3 Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
- 4 El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés).
- 5 Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés).
- 6 Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
- 8 Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vols. I y II, septiembre de 1998.

- 9 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. **www**
- 10 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998.
- 11 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. **www**
- 12 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998.
- 13 Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998.
- 14 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. **www**
- 15 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999.
- 16 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999.
- 17 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999.

-
- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. No todos los títulos están disponibles.
 - Los títulos a la venta deben ser solicitados a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile, Fax (562) 210 2069, publications@eclac.cl.
 - **www**: Disponible también en Internet: <http://www.eclac.cl>.

Nombre:.....
Actividad:.....
Dirección:.....
Código postal, ciudad, país:
Tel.:Fax:
E-Mail: