

---

## gestión pública

# **D**esempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina

Héctor Pistonesi

ILPES



NACIONES UNIDAS

CEPAL

**Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social - ILPES**

Proyecto ILPES/CAF "Marco regulador, privatización y modernización del Estado"

Santiago de Chile, diciembre de 2001

Este trabajo, elaborado por el señor Héctor Pistonesi, del Instituto de Economía Energética, Asociado a la Fundación Bariloche, se llevó a cabo dentro del Proyecto ILPES/CAF sobre marco regulador, privatización y modernización del Estado.

Este documento no ha sido sometido a revisión editorial, por lo que no necesariamente representa el punto de vista del ILPES o la CEPAL.

---

Publicación de las Naciones Unidas

LC/L.1659-P

LC/IP/L.196

ISSN: 1680-8827

ISBN: 92-1-321959-8

Copyright © Naciones Unidas, diciembre de 2001. Todos los derechos reservados

Nº de venta: S.01.II.G.193

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

---

|   |    |
|---|----|
| <b>Resumen</b> .....  | 5  |
| <b>Síntesis y conclusiones</b> .....  | 7  |
| <b>I. Las reformas en el sistema energético y las condiciones de marco</b> .....        | 9  |
| A. El contexto socioeconómico .....   | 9  |
| B. Aspectos generales de la transformación del sistema energético .....                 | 11 |
| C. Las reformas en la cadena productiva petrolera .....                                 | 12 |
| <b>II. La reestructuración en la industria de gas natural</b> ....                      | 17 |
| A. La situación anterior a la reforma .....   | 17 |
| B. La reorganización de la cadena gasífera y la privatización de Gas del Estado .....   | 19 |
| C. El desarrollo del mercado mayorista de gas natural: funcionamiento y desempeño ..... | 22 |
| D. El comportamiento del mercado de distribución .....                                  | 34 |
| E. Principales rasgos del desempeño post-reforma de la industria del gas natural .....  | 41 |
| <b>III. La reforma en el sistema eléctrico argentino</b> .....                          | 45 |
| A. La situación previa a la reforma .....   | 45 |
| B. La nueva organización institucional emergente de la reforma .....                    | 46 |
| C. El desempeño del sistema eléctrico con posterioridad a la reforma .....              | 56 |
| D. Los mercados de distribución .....   | 67 |
| E. Principales rasgos del desempeño post-reforma .....                                  | 80 |

|  |    |
|--|----|
| <b>Bibliografía</b> .....                              | 83 |
| <b>Anexos</b> .....                                    | 85 |
| <b>Serie gestión pública: números publicados</b> ..... | 93 |

## Índice de cuadros

|          |   |    |
|----------|---|----|
| Cuadro 1 | Grado de control de Repsol sobre las actividades petroleras .....   | 16 |
| Cuadro 2 | Participación de los principales operadores en la oferta de gas natural .....                                       | 24 |
| Cuadro 3 | Gasoductos internacionales desde y hacia Argentina .....  | 31 |
| Cuadro 4 | Estructura del precio unitario de venta y de las cuentas de producción e ingresos del proceso de distribución ..... | 39 |
| Cuadro 5 | Número de agentes en el mercado mayorista .....   | 49 |
| Cuadro 6 | Total de reclamos a las distribuidoras del área metropolitana .....   | 75 |

## Índice de gráficos

|            |  |    |
|------------|--|----|
| Gráfico 1  | Lincenciatarias del servicio de gas .....  | 22 |
| Gráfico 2  | Precio mayorista del gas natural por cuenca .....  | 25 |
| Gráfico 3  | Diferencias porcentuales de los precios del mercado <i>spot</i> con relación a los precios promedio de cuenca .....                    | 27 |
| Gráfico 4  | Gas entregado por modalidad de comercialización .....  | 28 |
| Gráfico 5  | Evolución de la capacidad nominal del sistema de transporte de gas .....   | 29 |
| Gráfico 6  | Exportaciones de gas natural desde Argentina y hacia los países vecinos. Evolución reciente y prospectiva .....                        | 32 |
| Gráfico 7  | Comparaciones de las autorizaciones de exportación y las reservas a 1998 .....   | 33 |
| Gráfico 8  | Expansión de las redes de distribución por área de licencia y total .....  | 35 |
| Gráfico 9  | Evolución de la estructura sectorial del consumo de gas natural .....  | 35 |
| Gráfico 10 | Evolución del nivel y la estructura de las tarifas finales del gas distribuido .....   | 37 |
| Gráfico 11 | Variación en los niveles reales de las tarifas medias del gas distribuido .....  | 38 |
| Gráfico 12 | Calidad de servicio: número de reclamos de los clientes .....  | 41 |
| Gráfico 13 | Evolución del número de actores y participantes del mercado eléctrico mayorista .....  | 59 |
| Gráfico 14 | MEM: Evolución de los consumos específicos del parque térmico .....  | 60 |
| Gráfico 15 | MEM: Evolución del precio monómico .....   | 62 |
| Gráfico 16 | MEM: Generación por tipo .....   | 63 |
| Gráfico 17 | MEM: Distribución del número de contratos por rango de precio monómico .....   | 64 |
| Gráfico 18 | Estructura tarifaria en algunas áreas de distribución, agosto 1999 .....   | 69 |
| Gráfico 19 | Evolución de la tarifa media residencial en el área GBA .....  | 70 |
| Gráfico 20 | Comparación transversal de tarifas medias residenciales sin impuestos .....  | 71 |
| Gráfico 21 | Comparaciones de tarifas de usuarios en baja tensión .....   | 72 |
| Gráfico 22 | Comparación de tarifas medias industriales en media tensión, agosto 1999 .....   | 73 |
| Gráfico 23 | Relación entre la tarifa media de grandes consumos en media tensión y la correspondiente a altos consumos del sector residencial ..... | 74 |

---

## Resumen

---

La experiencia argentina presenta especial interés debido a que las reformas energéticas puestas en ejecución, especialmente en el sector eléctrico, suelen presentarse como modelo exitoso a seguir por otros países de la región. Sin embargo, casi no existen trabajos que realicen un análisis comprensivo y específico de las condiciones de contexto en el que se enmarcó ese proceso y sobre su desempeño desde la culminación del proceso de reforma.

De acuerdo con ello, los propósitos principales del análisis de este trabajo se vinculan con:

- i) las características de la reforma del sistema energético y el cambio en las funciones del Estado en el sector, considerando especialmente las cuestiones ligadas a la noción de servicio público;
- ii) los aspectos más específicos de la transformación del sistema eléctrico y de la industria del gas natural;
- iii) la descripción y evaluación del funcionamiento de los correspondientes mercados mayoristas, incluyendo aspectos tales como el grado de competencia, la evolución de los precios y de las inversiones de expansión, así como de las cuestiones vinculadas al uso de los recursos naturales energéticos;
- iv) el comportamiento de los mercados de distribución minorista, atendiendo especialmente a los cambios de estructura y en el nivel de las tarifas, y a la evolución de los indicadores de calidad de servicio;

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 y a los cambios en las modalidades de coordinación y en el papel desempeñado por el Estado en el sector. A continuación, en esta misma sección, se analizan los principales rasgos e impactos de la reestructuración de la industria del petróleo.

La sección III está destinada a discutir las características salientes de la reestructuración introducida en la industria del gas natural y del funcionamiento de la misma a partir de la reforma. La primera parte de este capítulo está dedicada a examinar el funcionamiento del mercado mayorista, dando especial énfasis al grado de concentración en la oferta y a las inversiones y excedentes en el ámbito del transporte. En las secciones restantes se analiza el comportamiento de los mercados de distribución, poniendo particular atención sobre los temas vinculados con la expansión de las redes y la evolución de las tarifas minoristas.

En la Sección IV se examinan los cambios introducidos en el sistema eléctrico. Luego de la descripción general de la nueva organización de dicho sistema, se realiza un análisis del desempeño 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 mayoristas, las inversiones de expansión y el uso de los recursos. En las últimas secciones de este capítulo se discuten los cambios introducidos en la estructura de las tarifas y sus diferencias a nivel jurisdiccional. Por último, se analizan brevemente las cuestiones vinculadas con la calidad del servicio, haciendo especial referencia al episodio de corte prolongado, que ocurrió en la Capital Federal en febrero de 1999.

La sección V está dedicada presentar las principales conclusiones y enseñanzas que se desprenden del análisis de desempeño de las industrias de electricidad y de gas natural en el tiempo transcurrido desde la implementación de las reformas.

## Síntesis y conclusiones

---

La Argentina realizó 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 la actividad y una modificación sustancial 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 las cadenas productivas del gas natural y de la electricidad. Sin embargo, se ha realizado una breve reseña de las transformaciones que han sido implementadas en el plano energético general y en la industria petrolera y de sus principales impactos, destacándose también las reformas socioeconómicas que le sirvieron de marco.

El análisis del desempeño del sistema eléctrico argentino posterior a la reforma presenta especial interés debido a que este caso es planteado, frecuentemente, como una experiencia exitosa y un modelo a seguir por otros países. De hecho, buena parte de los profesionales que participaron en la formulación e implementación de la reforma integran grupos consultores que son convocados en diferentes países, especialmente de la región latinoamericana, para asesorar los procesos de transformación de sus sistemas eléctricos. En

algunos casos, se ha tendido a replicar casi completamente el “modelo argentino”, sin tomar debidamente en cuenta las características propias de cada mercado eléctrico, del entorno energético y del marco socioeconómico de cada país.

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 distinguen 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 del Estado y de sus empresas dentro de ese contexto macroeconómico era particularmente grave, con los consiguientes deterioros de la gestión. En el caso de las empresas públicas del sector energético, esta situación, junto con la crisis de 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 lo que se refiere específicamente a las industrias del gas y la electricidad, es especialmente relevante remarcar la importancia de las interacciones entre la electricidad y el gas natural en el desempeño de ambas industrias en el marco del nuevo esquema de funcionamiento. Tanto la competencia que se ha verificado en el mercado mayorista eléctrico, como el dinamismo inversor en el ámbito de la generación térmica, están estrechamente vinculadas con la disponibilidad del gas sin restricciones y a bajo costo, situación que sólo puede esperarse en el caso de una industria de gas natural ya desarrollada y madura. Por otra parte, ha sido la demanda para la generación eléctrica, tanto a nivel interno como en el en los países vecinos, la fuente de mayor dinamismo en los negocios ligados al gas natural.

Comparativamente con otras experiencias de reforma de estas industrias energéticas en el ámbito de América Latina, el caso argentino parece relativamente exitoso. Sin embargo, en el desarrollo de este trabajo se ha intentado mostrar que existen problemas y desafíos importantes por resolver y que, en particular, el “éxito” es muy relativo.

Pasada la época del fundamentalismo con que se impulsaron y ejecutaron las reformas, se está planteando la necesidad de que el Estado tenga un rol más protagónico en la formulación e implementación de políticas energéticas con un carácter más sustentable, especialmente en las dimensiones social y ambiental. Esto último se vincula en gran medida con el aprovechamiento más equilibrado e integral de los recursos energéticos y con el control más efectivo de los monopolios u oligopolios que se desenvuelven en el sector energético, tanto por lo que se refiere a los excedentes que apropian, como en lo que respecta a la calidad de los servicios que prestan.

## **I. Las reformas en el sistema energético y las condiciones de marco<sup>1</sup>**

---

El tipo de reformas implementadas en el sistema energético argentino 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 las industrias correspondientes.

Aunque los fundamentos esgrimidos para la transformación de tales industrias, asimismo 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.

### **A. El contexto socioeconómico**

A diferencia de lo ocurrido con 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<sup>2</sup>. 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

---

<sup>1</sup> El contenido de esta sección se apoya en Pistonesi H. (2000) op.cit.

<sup>2</sup> En 1974 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 y en particular a los servicios públicos.

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.

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, la economía argentina mostró una creciente inestabilidad<sup>3</sup>.

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.

La aceleración del ritmo de crecimiento de los precios hacia 1989, como consecuencia del fracaso de los planes de estabilización implementados por el gobierno, desbordó en una situación hiperinflacionaria y una virtual cesación de pagos con el exterior. Dada su capacidad para influir sobre la evolución de los principales precios de la economía y sobre los resortes del poder político, los grupos económicos internos desempeñaron un rol significativo en el mencionado proceso.

La mencionada situación obligó a anticipar el traspaso del gobierno a las nuevas autoridades electas, en un marco de convulsión social, que condicionó fuertemente la orientación de las políticas a aplicar por el gobierno entrante. A pesar de estar la sociedad argentina acostumbrada a convivir en un clima de alta inflación<sup>4</sup>, aquel episodio hiperinflacionario, 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. En ese contexto, el nuevo gobierno dispuso de un consenso inusual para implementar las reformas que, por otra parte, fueron fuertemente condicionadas por los grupos económicos internos y por los entes financieros del ámbito internacional.<sup>5</sup>

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 excluyendo 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 estrictos compromisos de reformas estructurales; c) acelerada apertura comercial y total liberalización del mercado de capitales; d) privatización de las empresas públicas, mediante la

---

<sup>3</sup> La estabilidad que se logró a partir de la aplicación del Plan Austral en 1985 fue muy efímera, resurgiendo a partir de mediados de 1987 las presiones inflacionarias y la desconfianza hacia la moneda nacional fue creciente.

<sup>4</sup> El ritmo de crecimiento de los precios superó el 100% en casi todos los años del período 1975-1989, con picos de más del 300% en algunos de ellos.

<sup>5</sup> Este es un hecho esencial para comprender el carácter distintivo de las reformas económicas y energéticas implementadas en Argentina, a pesar de la semejanza en orientaciones generales aplicadas en los restantes países de la región.

venta de activos o la concesión de servicios y el retiro 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 política, la acelerada privatización de las empresas públicas constituyó un elemento clave a fin de obtener los recursos financieros para consolidar la viabilidad del mencionado plan<sup>6</sup> y atenuar los conflictos entre los grupos económicos internos y los acreedores externos, más allá de los enunciados doctrinarios esgrimidos explícitamente para fundamentar dicha transformación<sup>7</sup>. A pesar de todo, luego de cuatro años de rápido crecimiento impulsado por el proceso de privatización, la economía argentina volvió a manifestar una extrema fragilidad ante los choques financieros externos, manteniendo una fuerte dependencia respecto de los fondos de corto plazo y acrecentando significativamente su endeudamiento con el exterior.

## **B. Aspectos generales de la transformación del sistema energético**

Las Leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica<sup>8</sup> otorgaron al Poder Ejecutivo del nuevo gobierno, instaurado en 1989, poderes especiales para proceder a la reestructuración de las actividades y funciones en el área pública. Esta legislación estableció las bases formales para acelerar la implementación del proceso de transformación, que fue orientado por los principios generales de retiro del Estado de las actividades productivas, desregulación del funcionamiento de los mercados, privatización y/o concesión de las empresas públicas.

En el sector energético, la reforma alcanzó al conjunto de las cadenas productivas más relevantes. De este modo, se eliminaron todas las trabas a la entrada de nuevos actores privados, se dispuso la liberación de los precios de los energéticos comercializables, se reestructuró la organización productiva en las industrias de red con la finalidad de introducir ámbitos de mercado, se procedió a la privatización o la concesión de la casi totalidad de las empresas del sector y se redefinió el rol del Estado, limitando sus funciones a la formulación de las normas regulatorias y al control y fiscalización, especialmente en el caso de los servicios que tuvieran las características de monopolios naturales.

Estos cambios implicaron una drástica modificación en la modalidad de coordinación de las industrias del sistema energético. La asignación de los recursos pasó a depender de las decisiones de los nuevos actores privados que, en lugar de responder a finalidades políticas generales, como ocurría en el período anterior, se sujetan a una racionalidad guiada por la búsqueda de ganancia, en

---

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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 en el diagnóstico los factores ya mencionados, que provocaban esos desequilibrios. El reconocimiento implícito de tales factores quedó evidencia por la eliminación de ciertas regulaciones perversas 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.

<sup>8</sup> Leyes 23.696/89 y 23.697/89 respectivamente. Estas leyes fueron acompañadas por un conjunto de Decretos que reglamentaron y especificaron su contenido. Entre los más atinentes al objeto de este trabajo pueden mencionarse aquellos referidos a la anulación del carácter específico de los Fondos Energéticos, a la transferencia de la Secretaría de Energía a la esfera del Ministerio de Economía la suspensión de los subsidios y de la vigencia del Compre Nacional en el ámbito público, la reformulación del régimen de Inversiones extranjeras (dándoles un trato equivalente a las nacionales), la capitalización de la deuda externa, la formulación del programa de privatización y concesión de empresas públicas.

conformidad a la normativa establecida. En particular, esto implicó que las decisiones referidas al uso de los recursos naturales energéticos de carácter agotable quedaran en el ámbito privado. Este hecho limita considerablemente el margen disponible para la acción futura de la política energética, que había mostrado una continuidad destacable desde la postguerra, a pesar de la inestabilidad política que registró el país a lo largo de ese período.

Salvo en el caso de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), que se enajenó a través de la venta de sus acciones, la privatización y/o concesión de las empresas del sector se realizó por medio de la adjudicación a consorcios a través de mecanismos licitatorios. Esta modalidad de privatización dio lugar a que algunos grupos económicos locales o extranjeros pudieran formar parte de diferentes consorcios adjudicatarios, pudiendo de este modo estar presentes de manera simultánea en varios eslabones de una misma cadena energética, e incluso, en los correspondientes a varias de ellas.

Aunque la simultaneidad de esas participaciones no significa una violación a los límites impuestos por la normativa, no cabe duda que tal organización conduce más fácilmente a la posibilidad de prácticas monopólicas. De hecho, tal como se muestra más adelante, se observan ciertas articulaciones que otorgan a los correspondientes actores ciertas ventajas respecto de sus potenciales competidores.

En términos generales, la venta de activos se realizó por montos significativamente inferiores a los correspondientes valores de reposición equivalentes; parte de esos montos fue integrada por títulos de la deuda, dando lugar en muchos casos a tasas de retorno superiores al 20% o 25% (Díaz de Hasson G., 1994 y Kojulij R., Bravo V., 1993)

Las privatizaciones ejecutadas en el seno del sector energético, al igual que en otros ámbitos de los servicios públicos, tuvieron un carácter marcadamente financiero. Esto puede constatarse tanto por el hecho de la participación inicial de entidades de esa naturaleza en diferentes consorcios adjudicatarios (Citicorp Equity Investment, Banco Francés del Río de la Plata, Banco Río, Credit Suisse First Boston, Banco Galicia y diferentes fondos de inversión de origen internacional), como por las numerosas transferencias entre actores privados de las participaciones en tales consorcios, una vez concluido el proceso inicial de privatización.<sup>9</sup>

El Estado nacional mantuvo inicialmente una porción de la propiedad de las empresas públicas privatizadas, variable según las diferentes actividades del sector. Sin embargo, con motivo de las dificultades presupuestarias que tuvo que enfrentar a partir de 1995, el Estado fue desprendiéndose progresivamente de tales activos mediante la venta de las acciones correspondientes.

De este modo, salvo las centrales binacionales (Salto Grande y Yacyretá) y nucleares (Embalse y Atucha I), todas las actividades del sector energético se encuentran actualmente bajo el control privado.

## **C. Las reformas en la cadena productiva petrolera**

### **1. La situación previa a la reforma**

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

---

<sup>9</sup> Las reventas fueron efectuadas predominantemente por las entidades financieras y por actores que no tenían tradición dentro del sector.

A pesar de que YPF S.E. había realizado hasta ese momento la casi totalidad del esfuerzo exploratorio<sup>10</sup>, 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 esos hidrocarburos era efectuada por agentes privados mediante contratos de explotación<sup>11</sup> suscritos en diferentes períodos por gobiernos.

De acuerdo con estos contratos, las empresas privadas extraían el petróleo y el gas natural que debían entregar a YPF S.E. sobre la base de precios fijados o de acuerdo con las sucesivas renegociaciones que se admitieron desde la esfera oficial. De este modo, la actividad privada en el sector tuvo un carácter esencialmente rentista, ya que los contratos no implicaban ningún riesgo de carácter minero o comercial<sup>12</sup>. A pesar de no cumplirse con los compromisos de producción e inversión establecidos, las empresas privadas que habían suscrito los contratos obtuvieron, a partir de 1983, la renegociación de los precios que habían pactado logrando importantes aumentos en términos reales, con el consiguiente efecto sobre la apropiación de la renta petrolera<sup>13</sup>.

De este modo, los precios pagados por YPF S.E. por el petróleo provisto por los contratistas (alrededor de 35%) no sólo superaban el costo que hubiera implicado la explotación directa por parte de YPF S.E., sino que, además le significaron una pérdida neta: 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 (H. Pistonesi, 1990).

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 S.E. fue considerablemente menor (R. Kozulj 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 S.E.<sup>14</sup>, obligando a la empresa a recurrir al endeudamiento interno y externo a fin de poder efectuar las inversiones requeridas para sostener el abastecimiento de petróleo y derivados.

## 2. El proceso de reestructuración, objetivos e impactos

Los objetivos fundamentales que se esgrimieron para impulsar la reforma petrolera fueron los de 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.

El diagnóstico de las autoridades gubernamentales concluía que el estancamiento de la producción petrolera resultaba de una actitud conservacionista en la explotación del recurso —que apuntaba únicamente al autoabastecimiento—, a un excesivo intervencionismo y regulación estatales, las ya mencionadas dificultades financieras de YPF S.E. —que limitaba su capacidad de inversión— y a la ineficiencia productiva (R. Kozulj, V. Bravo, 1993).

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> En Argentina los recursos del subsuelo son de dominio social; en función de ello, salvo las viejas concesiones que aportaban el 2,4% de la producción, la titularidad de las reservas era ejercida por YPF S.E. y tales contratos constituían tan sólo una modalidad de explotación.

<sup>12</sup> 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.

<sup>13</sup> Dicha renegociación implicó un incremento real promedio de 150% sobre los precios previstos en los contratos originales (H. Pistonesi, 1990).

<sup>14</sup> Tanto los precios de transferencia del crudo (de YPF S.E. 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 que el 50% del valor de venta de los productos finales, YPF S.E. sólo retenía alrededor del 24% del ingreso petrolero total y los contratistas se apropiaban del 10,2 del mismo hacia 1988.

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

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:

a) **Reconversión de los contratos de explotación.** De acuerdo con los objetivos declarados, esta acción 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 S.E. para aquellos contratos en los que el precio vigente fuese inferior al internacional y de concesión para los restantes.

b) **Privatización de las Áreas Marginales.** Inicialmente se adjudicaron en dos licitaciones 47 de las 258 áreas de YPF S.E. que tenían una producción inferior a los 200 m<sup>3</sup>/día. La adjudicación de esas 47 áreas, que representaban el 5,1% de la producción nacional, se realizó por un monto cercano a 400 millones de dólares.<sup>15</sup> Luego, en una tercera licitación se adjudicaron otras 29 áreas secundarias<sup>16</sup>, obteniéndose alrededor de 49 millones de dólares. Los montos recibidos por la licitación de estas áreas se integraron a los ingresos del Tesoro Nacional.

c) **Privatización de las Áreas Centrales.** Implicó la transferencia de derechos de explotación de reservas, bajo la forma de asociación con YPF S.A. 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. Es decir que, por medio de la privatización de las áreas centrales, se entregó al control de las compañías privadas entre 31% y 35% de las reservas y alrededor del 23,5% de la producción petrolera al momento de las adjudicaciones. Los montos obtenidos, que también fueron ingresados al Tesoro Nacional, fueron sensiblemente inferiores al monto proyectado (entre 1.700 y 1.900 millones de dólares) antes de la privatización.

d) **Elaboración de un nuevo Plan de Exploración.** El Plan de Exploración, lanzado a fines de 1991, estableció que las empresas que descubran petróleo no deberán compartirlo con YPF S.E. 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 S.A. a devolver la mayor parte de las áreas que tenía en prospección.

e) **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 de sus derivados, estableciéndose 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 obtuvieran de la venta de petróleo y de derivados. Al mismo tiempo se reguló el uso de los oleoductos y otras instalaciones de transporte de YPF S.A., para que pudieran ser utilizados por terceros.

f) **Venta de destilerías, oleoductos y otros medios de transporte de YPF S.A.** La venta de tres de sus destilerías menores implicó para YPF S.A. la transferencia a las compañías privadas del 16% de su capacidad primaria de refinación, que pasó casi del 62% al 51,9%. En lo que se refiere a los medios e instalaciones de transporte se decidió la privatización de los oleoductos Allen-Puerto

---

<sup>15</sup> Los precios pagados por los adjudicatarios oscilaron entre 1.27 y 3.18 US\$/bep de reserva, sin tomar en cuenta el gas natural y la infraestructura existente.

<sup>16</sup> Incluyendo algunas de bajos costos operativos.

Rosales (con su correspondiente terminal marítima) y Puerto Rosales-La Plata y la flota naviera de YPF S.A.

g) **Desregulación del mercado de derivados y el cambio en la política impositiva.** Antes de la desregulación 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 S.A., ESSO y SHELL) y, a pesar de las transformaciones realizadas, YPF mantenía todas las condiciones de empresa líder, con capacidad de fijar los precios de los derivados.

h) **La privatización de YPF S.A.:** Luego de las privatizaciones de los activos mencionados, se procedió a la valorización de los activos restantes de YPF S.A. y se transfirieron al Estado Nacional las deudas de la empresa, realizándose la distribución o venta de acciones. En la primera etapa de privatización de la empresa se vendió el 46% de las acciones a inversores privados<sup>17</sup>, quedando un 20% en manos del Estado Nacional y el resto (12%) en poder de los Estados Provinciales (en compensación por las regalías adeudadas), el personal de la empresa y los jubilados. Más recientemente, la empresa REPSOL logró concentrar en su poder la casi totalidad de las acciones de YPF S. A., con las consecuencias que se indican en la próxima sección.

### 3. Las consecuencias de la reforma petrolera

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

a) **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 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 que se originó de la apertura petrolera en otros países de América Latina que presentan menor riesgo minero que Argentina.

b) **Aumento de la producción y de las exportaciones de crudo.** La producción de petróleo se incrementó en alrededor de 80% entre 1989 y 1998,<sup>18</sup> de lo que se deduce 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 de la relación Reservas/Producción de 13 años en 1989 a 8,8 años en 1999.

La mayor parte del incremento de la producción de crudo tuvo como destino la exportación. De hecho, el mercado externo ha pasado a representar el 38.7% de la producción en 1998 en vez del 2.5% en 1990.<sup>19</sup>

c) **Fuerte concentración empresaria tanto en el *upstream* como en el *downstream*.** La fuerte concentración de las actividades petroleras ha sido motivada fundamentalmente por la compra por parte de REPSOL de las acciones de las empresas ASTRA y MEXPETROL en el *upstream*, de EG3 en el *downstream* y, fundamentalmente, por la adquisición de 98,2% de YPF SA, que integra todos los eslabones de la cadena. Con el control de YPF SA, ASTRA y EG3, REPSOL

<sup>17</sup> El origen de los inversores fue: 70,8% EEUU, 15,7% Argentina, 10,5% Reino Unido y 3% Francia. Estas inversiones tuvieron en su mayor parte un carácter financiero.

<sup>18</sup> Este último año parece constituir un punto de inflexión de esa tendencia; en 1999 se produjo una reducción de 6 % respecto del año anterior y parece poco probable que se pueda retomar un sendero de crecimiento.

<sup>19</sup> La declinación de la producción en 1999 implicó una reducción más que proporcional en el excedente exportable.

posee un alto grado de control monopólico sobre el conjunto de las actividades que integran la cadena productiva petrolera, como se observa en el Cuadro 1.

Si además se tomara en cuenta la participación de YPF en REFINOR y en REFISAN, los porcentajes de los últimos cuatro rubros del Cuadro 1 se incrementarían levemente.

**Cuadro 1**

**GRADO DE CONTROL DE REPSOL SOBRE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS**

| Rubro o actividad                   | Porcentaje Controlado |
|-------------------------------------|-----------------------|
| Reservas comprobadas de petróleo    | 58,8                  |
| Reservas comprobadas de gas natural | 49,5                  |
| Producción de petróleo              | 48                    |
| Disponibilidad de gas natural       | 64,7                  |
| Producción de GLP                   | 40                    |
| Capacidad de refinación             | 53,8                  |
| Estaciones de servicio              | 49,8                  |
| Ventas de gas oil                   | 56,4                  |
| Ventas de motonaftas                | 54                    |

**Fuente:** Elaboración propia sobre la base de datos de los Anuarios de Combustibles y del Informador Energético.

d) **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 REPSOL-YPF más del 54%. Este nivel de concentración ha provocado que los precios de los derivados en puerta de refinería se hayan ubicado en los años recientes (1998-99) entre 30% y 80% por encima de los precios internacionales, lo que muestra con claridad la inconveniencia de desregular mercados que son necesariamente naturaleza oligopólica; por otra parte, esto muestra que tales mercados no tienen el carácter de disputables, aunque los derivados en sí mismos sean bienes comercializables.<sup>20</sup>

e) **Disminución de la fiscalidad.** El proceso de transformación implicó la eliminación de ciertos gravámenes específicos, que no estuvo asociada, sin embargo, a una disminución correlativa en los precios de los productos. De este modo, aunque, a diferencia de YPF S.E., los actuales actores privados contribuyen sobre la base de impuestos generales (sobre ingresos, ganancias y activos), al financiamiento público, el balance neto resulta negativo para el Tesoro Nacional. Esta disminución de fiscalidad implica una diferente distribución de las rentas hidrocarburíferas entre los actores relevantes.

<sup>20</sup> 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 (Ver H. Pistonesi (1998)).

## II. La reestructuración en la industria de gas natural

---

### A. La situación anterior a la reforma

Antes de la puesta en marcha de la reforma, YPF S.E. concentraba toda la disponibilidad nacional de gas natural, ya sea a través de su producción directa o la realizada por medio de contratistas. Hacia fines de la década del 80, alrededor del 10% de la oferta total de gas natural se originaba en la importación desde Bolivia que se realizaba a través del Gasoducto del Norte.

Por su parte, la empresa de Gas del Estado<sup>21</sup> tenía a su cargo el transporte, tratamiento y distribución de gas natural en todo el país. Todo el gas natural captado para su comercialización era entregado por YPF S.E. a Gas del Estado, a un precio de transferencia fijado por la Secretaría de Energía. Debido al objetivo principal de la política energética, que estaba dirigida a sustituir los combustibles líquidos por gas natural en los usos residenciales, industriales y la generación eléctrica, esos precios de transferencia se mantuvieron muy bajos, especialmente hasta mediados de los años 70, esta situación posibilitó una transferencia de renta que permitió a Gas del Estado realizar las grandes inversiones requeridas para expandir la cobertura del servicio.<sup>22</sup>

---

<sup>21</sup> Esta empresa estatal fue creada en 1946 con la misión de desarrollar la industria del gas natural en todo el ámbito nacional.

<sup>22</sup> El primer gran gasoducto (Comodoro Rivadavia-Buenos Aires) fue habilitado en 1949 y desde entonces se construyeron 1500 km de redes de captación, 22000 km de gasoductos troncales y 51000 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.

De este modo se logró una muy rápida expansión del mercado de gas natural, sustituyendo progresivamente al *fuel oil* en los usos industriales y en la generación de electricidad y al *kerosene* y GLP en los usos residenciales. El consumo de gas natural se incrementó a una tasa media anual superior al 7,5% entre 1970 y 1989, en tanto el consumo total de energía se expandió en ese mismo período a una tasa anual media inferior al 1,7%. Esto explica que el gas natural haya incrementado su participación en el consumo de fuentes primarias de 17,4% en 1970 a 42% en 1989. El descubrimiento de importantes reservas en la Cuenca Neuquina<sup>23</sup> (en particular, el yacimiento gigante de Loma de la Lata), hacia fines de la década del 70, facilitó notablemente esta rápida penetración del gas natural, especialmente a partir de 1980.

Dicho porcentaje de penetración del gas natural en el balance energético ubicaba a la Argentina entre los países con mayor desarrollo de esa industria en el plano mundial, especialmente si se considera el grado de cobertura alcanzado con respecto a los usos calóricos en el sector residencial.

Al igual que en el caso de YPF, la situación económico-financiera de Gas del Estado se vio negativamente afectada, desde mediados de los años 70, por la política tarifaria adoptada, por contratos desventajosos con actores privados y por los precios convenidos para la importación de gas desde Bolivia. En efecto, a partir de 1976 fue incrementándose de manera muy significativa la carga impositiva sobre la venta de gas natural, dando lugar a un progresivo incremento en los niveles reales de las tarifas a usuarios finales, mientras que los ingresos tarifarios medios de Gas del Estado mostraron en términos reales una tendencia declinante (Kozulj y Pistonesi, 1990).

Entre los contratos desventajosos con el sector privado se destaca el correspondiente al peaje por el uso del gasoducto Centro-Oeste, suscrito con el consorcio COGASCO, encargado de la construcción de dicha infraestructura. La decisión de licitar la construcción de ese gasoducto respondió a la orientación de la política económica que postulaba una función subsidiaria del Estado.<sup>24</sup> Sin embargo, en los hechos dicha decisión implicó un incremento en los costos de transporte de gas que debió erogar Gas del Estado, aumentando al mismo tiempo su endeudamiento en divisas.

Por último, debe señalarse que el precio que Gas del Estado pagó por el gas importado de Bolivia constituyó un factor decisivo para el deterioro de su situación económico-financiera. Dicho precio fue muy superior a los niveles pagados por el gas importado en otros países y, en algunos años, incluso mayor que los precios medios CIF del petróleo, expresados en unidades equivalentes.<sup>25</sup> Los mayores costos de ese contrato de importación, cuya renovación estuvo motivada principalmente en razones de tipo geopolítico, no se reflejaron en las tarifas percibidas por la empresa distribuidora, dando así lugar a una drástica reducción de sus excedentes operativos, especialmente hasta 1985 (Kozulj y Pistonesi, 1990).

No obstante esas medidas adversas sobre precios, impuestos y contrataciones con grupos privados, al iniciarse el proceso de privatización la empresa de Gas del Estado mostraba una situación financiera aceptable y un buen desempeño técnico-económico.

---

<sup>23</sup> Con las posteriores adiciones de la Cuenca Noroeste y de la Cuenca Austral, las reservas comprobadas aumentaron más del doble entre 1977 y 1980.

<sup>24</sup> Se trató de un intento fracasado de romper con el monopolio del transporte de Gas del Estado y que resultó en mayores costos para la empresa

<sup>25</sup> Los precios del gas importado de Bolivia fue, desde 1981 y hasta 1988, 6,7 veces más alto que el precio de transferencia pagado a YPF; de modo que el gas importado (alrededor del 15% del gas distribuido) tuvo en ese período un costo superior al del 85 % restante, provisto por YPF.

## **B. La reorganización de la cadena gasífera y la privatización de Gas del Estado**

La reformulación del marco regulatorio, la privatización de Gas de Estado y la fragmentación vertical y horizontal de actividades fueron los instrumentos básicos para transformar la cadena gasífera. Esos cambios afectaron esencialmente a la comercialización, transporte y distribución del gas natural. Los cambios relativos a la producción estuvieron ligados a la reforma petrolera.

### **1. Principales rasgos del nuevo marco regulatorio de la industria de gas natural**

Los objetivos que se enuncian en el nuevo marco regulatorio (Ley 24076/92)<sup>26</sup> son: 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. A la vez, según Kozulj (1993), los principios regulatorios esenciales establecidos en dicho marco legal son:

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

b) Los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores, son reconocidos como actores<sup>27</sup>.

c) Toda obra de envergadura en transporte o distribución (prevista o no) requiere la autorización del Ente Nacional Regulador de 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 que pudieran surgir son resueltos por ENARGAS.

d) La seguridad del suministro no interrumpible recae en transportistas y distribuidores, que deben además satisfacer toda demanda razonable<sup>28</sup>.

e) 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.

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

g) Se establecen limitaciones a la integración vertical: los transportistas no pueden comercializar el gas; los almacenadores, distribuidores o grandes consumidores no pueden tener control directo o indirecto sobre el transporte ni los transportistas o consumidores sobre la distribución<sup>29</sup>.

---

<sup>26</sup> Dicha Ley se complementa con el Decreto 1738/92 y un conjunto amplio de resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación, que reglamentan y especifican los principios en ella establecidos.

<sup>27</sup> A pesar de la amplia gama de actores potenciales previstos, en los hechos los más relevantes han sido los productores, transportistas, distribuidores y grandes consumidores.

<sup>28</sup> En última instancia dicha razonabilidad está fundada en el criterio de rentabilidad y, eventualmente, en las directivas del ENARGAS.

<sup>29</sup> 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 actividades correspondientes a diferentes eslabones de la cadena.

h) 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<sup>30</sup>.

i) 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 m<sup>3</sup>/día que crece con la distancia. También se establece un cargo mínimo que sólo rige para los servicios no interrumpibles.

j) En el ámbito de la distribución se regulan las tarifas aplicadas a los usuarios cautivos. Los grandes consumidores son diferenciados según que sus demandas sean interrumpibles (más de 3.000.000 m<sup>3</sup>/año) o firmes (más de 10.000 m<sup>3</sup>/día) y según que 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.

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

l) 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, incluyendo aquellas que se refieren a la seguridad, confiabilidad y operabilidad del sistema; previene las prácticas anticompetitivas, establece las bases de cálculo para las tarifas en las diversas etapas (vigilando que se cumplan los principios y procedimientos establecidos en la ley y en los respectivos contratos de concesión), resuelve los conflictos mediante audiencias públicas, requiere y publica la información, aplica sanciones y vela por la protección de las instalaciones, la propiedad y el medio ambiente.

Puede comprobarse que en los principios generales del marco regulatorio de la industria del gas natural, al margen de ciertos aspectos específicos propios de cada actividad, existe una similitud muy marcada con los correspondientes al del sistema eléctrico. En efecto, en ambos casos se plantea la desintegración vertical de la cadena productiva, la incompatibilidad de funciones y el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, tratando de propiciar la disputabilidad en el mercado de abastecimiento mayorista (Pistonesi, H., 1998). Al mismo tiempo, en ambos casos se establecen pautas semejantes para la regulación de los monopolios naturales de transporte y distribución.

Sin embargo, es claro que las posibilidades de que esa disputabilidad se convierta en competencia potencial efectiva son muy diferentes en cada caso. Es claro que en el ámbito del *upstream* (producción, generación), el grado de relevancia de las economías de escala es muy diferente en un caso que en otro (mucho más significativas en el caso de la producción de gas natural). Es también evidente que las características de los respectivos sistemas de transporte difieren considerablemente en el grado de interconexión y reversibilidad de los flujos, aspectos que definen las posibilidades de accesibilidad desde ciertos puntos en el caso de cada red, y por tanto, las posibilidades reales de competencia.

En el caso de la industria del gas natural, las cuestiones espaciales relacionadas con la ubicación de los recursos (reservas recuperables) y con el trazado de los gasoductos troncales, dan lugar a un alto grado de concentración por el lado de la oferta, limitando así las posibilidades de disputabilidad de los mercados y de competencia real en los mismos. Como también se verá más adelante, la situación es drásticamente diferente en el caso eléctrico.

---

<sup>30</sup> Tal como ocurrió con el precio del petróleo y sus derivados, los precios fueron incrementados antes de la reforma. El gas en boca de pozo pasó de un nivel medio (en dólares de 1990) de US\$ 0,62 el millón de BTU en el período 1984-89 a US\$ 0,88 en 1990-92. Luego siguió una tendencia creciente en dólares y se situó en un promedio de 1,18 US\$ por millones de BTU en 1998/99 (ENARGAS, informe anual 1999).

## 2. La privatización de Gas del Estado

Antes de su privatización, la empresa Gas del Estado fue subdividida en dos compañías transportistas<sup>31</sup>, y ocho empresas distribuidoras que cubren todo el territorio nacional<sup>32</sup>, excepto la región Noreste<sup>33</sup> (Gráfico 1).

Inicialmente, los activos de las compañías transportadoras fueron privatizados a un nivel de 70% y los correspondientes a las empresas distribuidoras entre 70% y 90%. El pago por estos activos fue integrado por dinero efectivo, títulos de la deuda y la transferencia de pasivos de corto y largo plazo de la empresa Gas del Estado a los consorcios adjudicatarios.

Cada consorcio adjudicatario 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 que oscilan entre 40% y 51%<sup>34</sup>.

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, CGC, SIDERCO, Techint, Pluspetrol)<sup>35</sup>.

De este modo, luego de la privatización 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 etapa.<sup>36</sup>

Con posterioridad al desmembramiento 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 de las empresas adjudicatarias. En términos generales, estas transferencias implicaron la venta de las acciones en poder del Estado Nacional, el Programa de Propiedad Participada y entidades financieras (Citicorp, Banco Río, Banco Francés, Credit Suisse, First Boston) a actores locales o extranacionales vinculados con la actividad energética. También se produjeron transferencias de activos de grupos privados locales a favor de actores de origen transnacional<sup>37</sup>.

<sup>31</sup> Transportadora de Gas del Norte S.A., 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 S.A., 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).

<sup>32</sup> Distribuidora de Gas Metropolitana y Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte, que cubren toda el área del Gran Buenos Aires (41% del mercado cautivo total en 1998); Distribuidora Pampeana (19,9%), Sur (14,3%), Litoral (6,9%), Centro (6,9%), Cuyana (6,0%) y Noroeste (5%)

<sup>33</sup> La novena área de distribución (Gas NEA Mesopotámica) de reciente creación cubre precisamente esta región y fue adjudicada a un consorcio controlado por Gas de France International.

<sup>34</sup> Novacorp (Canadá), Eron Pipelines (EEUU), British Gas (Reino Unido), Petronas de Malasia, Camuzzi Gazometri (Italia), Italgas (Italia), Distrigas de Bélgica y Gas Natural de España.

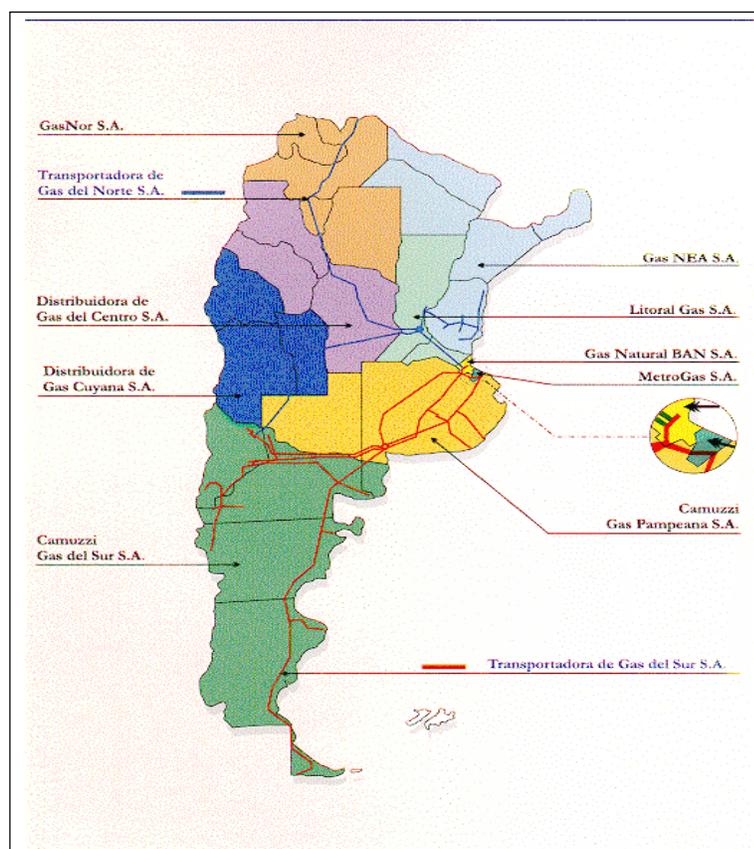
<sup>35</sup> Algunos de los consorcios presentaban la participación de entidades financieras muy ligadas al sistema de capitalización de la deuda externa (Vgr. Citicorp integra un 25% de los consorcios que se hicieron cargo de una las empresas transportistas y dos empresas distribuidoras del subsistema sur – Pampeana y Sur).

<sup>36</sup> 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) y distribución (Edesur) de electricidad. De este modo, además de la reintegración vertical de la cadena gasífera en el Subsistema Sur, este actor lograba concentrar cierto grado de control sobre el conjunto de las actividades energéticas

<sup>37</sup> Para un detalle de estas transferencias de activos ocurridas con posterioridad al proceso inicial de privatización véase Azpiazu, D. (1999).

Gráfico 1

LICENCIATARIAS DEL SERVICIO DE GAS



Fuente: ENARGAS, Informe Anual 1998

### C. El desarrollo del mercado mayorista de gas natural: funcionamiento y desempeño

Los ya mencionados principios regulatorios de segmentación vertical de la cadena gasífera, de incompatibilidad de funciones y de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, junto con la partición horizontal (y regional) en el proceso de la distribución, estuvieron dirigidas a generar un mercado mayorista que se autoregulara. Es decir, un mercado donde el precio del gas en cabecera de gasoducto resultara de la interacción de la oferta y la demanda, que se caracteriza además por un nivel de competencia suficiente para disciplinar el comportamiento de los actores.

El precio del gas natural en boca de pozo se mantuvo regulado hasta fines de 1993, con la finalidad de evitar que se produzcan alteraciones bruscas en los precios de oferta durante la transición hacia un afianzamiento de la nueva organización de la cadena gasífera. Al respecto debe tomarse en cuenta que, de acuerdo con los principios establecidos en el Marco Regulatorio, las empresas distribuidoras están autorizadas a trasladar a las tarifas finales (aplicadas al segmento cautivo) el precio de adquisición del gas, aunque ese traslado no es totalmente automático ya que puede ser impugnado en caso que se excedan ciertos límites razonables. La liberalización del precio a la entrada de las cabeceras de gasoducto fue dispuesta a partir del 1/1/94 (Decreto 2731/93), y con ello el libre funcionamiento del mercado mayorista.

## 1. Funcionamiento del mercado mayorista: concentración de la oferta

Uno de los principales rasgos del mercado mayorista de gas natural es la elevada concentración en el eslabón de la producción-comercialización. En efecto, la empresa REPSOL controla, luego de la compra de las acciones de YPF S.A. y de ASTRA, alrededor del 50% de las reservas comprobadas de gas natural y alrededor del 60% de la comercialización mayorista de ese combustible. En el ámbito de la producción, REPSOL tiene control sobre una porción mayor al 35% 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.

En el Cuadro 2 se presenta la información sobre la participación de los principales operadores o empresas, que permite corroborar lo expresado en relación con el grado de concentración de la oferta del gas natural en el mercado mayorista. Aunque la concentración en la oferta de ese mercado se expresa en términos de las ventas, es claro que la posición de mercado de cada empresa se sostiene en el control sobre el recurso (reservas) y sobre la capacidad de producción a partir del mismo. Al menos, estos dos últimos elementos son decisivos en el funcionamiento del mercado mayorista en una perspectiva de mediano plazo.

Los datos del Cuadro 2 requieren ciertas aclaraciones con respecto a las divergencias entre los porcentajes relativos a reservas, producción y ventas. Las discrepancias que se observan entre los porcentajes de reservas y producción se explican en gran medida por las diferentes magnitudes, ubicación espacial y características de los yacimientos explotados por cada operador, así como las distintas racionalidades con respecto a la valorización de las reservas. Por ejemplo, en el caso de REPSOL-YPF, la tasa de declinación de la relación reservas-producción es más alta que el promedio; en el caso de Total Austral, los yacimientos de la Cuenca Austral tienen un ritmo de explotación más lento, debido principalmente a las dificultades de evacuación de la producción.

En cambio, las divergencias entre los porcentajes de producción y ventas se explican por la preexistencia de contratos de compra de YPF con algunos operadores (vgr.: Total Austral, Pluspetrol), por la participación de YPF en yacimientos manejados por otros operadores y por la compra de ASTRA por REPSOL. El conjunto de estos factores permitió a REPSOL –YPF concentrar poco menos del 60% de la oferta en el mercado mayorista y, por tanto, actuar como empresa líder en una estructura de oligopolio homogéneo. Sin embargo, entre las condiciones que se fijaron al venderse la casi totalidad de las acciones de YPF S.A. a REPSOL, se estableció que REPSOL-YPF debía limitar su compra de gas natural a terceros, avanzando hasta la total desaparición de esas adquisiciones hacia fines del año 2000. Esto conduciría a reducir la participación de esa empresa en las ventas a un porcentaje cercano al 40%, incluyendo su producción como operador directo y la que le corresponde por las asociaciones en otros consorcios. De cualquier modo, esto no cambiaría demasiado la situación de alta concentración en la oferta ya que el menor porcentaje de REPSOL-YPF implicará mayores porcentajes de Total Austral, Pluspetrol o alguno de los otros oferentes, que ya tiene una participación significativa.

El grado de concentración en la oferta se acentúa considerablemente cuando además se toman en cuenta los aspectos espaciales. En efecto, en la Cuenca Noroeste dos operadores<sup>38</sup> controlan alrededor del 90% de las reservas comprobadas; en la Cuenca Neuquina 5 operadores<sup>39</sup> manejan un porcentaje similar y en la Cuenca Austral, tres operadores<sup>40</sup> controlan más del 75% de las reservas.<sup>41</sup> Esto significa que la mayoría de los centros de consumo de importancia (a excepción

<sup>38</sup> Pluspetrol y Tecpetrol.

<sup>39</sup> REPSOL-YPF, Pérez Companc, Total Austral, Pluspetrol, Petrolera Santa FE.

<sup>40</sup> Total Austral, Pérez Companc, Quintana.

<sup>41</sup> Todos estos datos corresponden al 31/12/98 y surgen de la información de la Secretaría de Energía.

del Gran Buenos Aires) enfrentan una oferta fuertemente concentrada debido a la localización de los recursos y a la topología de la red de gasoductos troncales, que tiene una estructura radial, confluyendo en el gran Buenos Aires.

Cuadro 2

**PARTICIPACIÓN DE LOS PRINCIPALES OPERADORES EN LA OFERTA DE GAS NATURAL**

| Operador o Empresa         | Reservas <sup>1</sup> | Producción <sup>2</sup> | Ventas <sup>3</sup> |
|----------------------------|-----------------------|-------------------------|---------------------|
| Repsol-YPF                 | 27.3                  | 35.5                    | 59.1                |
| Total Austral <sup>4</sup> | 24.4                  | 16.2                    | 3.1                 |
| Perez Companc <sup>5</sup> | 8.6                   | 6.5                     | 11.2                |
| Pluspetrol <sup>6</sup>    | 2.8                   | 9.6                     | 3.1                 |
| Tecpetrol <sup>7</sup>     | 10.6                  | 6.9                     | 1.7                 |
| Pan American <sup>8</sup>  | 4.5                   | 6.8                     | 7.4                 |
| Total                      | 88.2                  | 81.5                    | 85.6                |

**Fuente:** Elaboración propia con información de la Secretaría de Energía, Informe Anual 1998 del ENARGAS y Gas & Gas.

<sup>1</sup> Los datos de reservas corresponden al 31/12/1998.

<sup>2</sup> Los datos de producción corresponden a 1999.

<sup>3</sup> Los datos de ventas corresponden al año 1998.

<sup>4</sup> Ventas: Consorcio Total/Bridas(Pan American)/Deminox.

<sup>5</sup> Ventas: Con participación de Astra (Repsol).

<sup>6</sup> Ventas: 1,4% con participación de Tecpetrol y Astra (Repsol).

<sup>7</sup> Ventas: Con participación de Ampolex y Compañía General de Combustibles (CGC).

<sup>8</sup> Ventas: El porcentaje corresponde al agregado de Bridas (Pan American)/ Astra (Repsol) y Bridas (Pan American)/ Chauvco.

Por otra parte, 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 ello constituya 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 (centrales de generación térmica), 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 sobre otros actores especializados en esta última actividad.

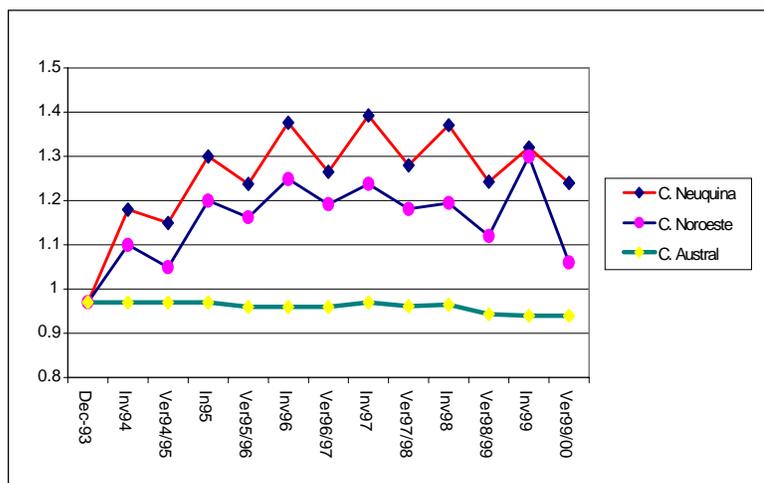
## 2. La evolución de los precios del gas en boca de pozo

Los precios del gas natural en boca de pozo se mantuvieron regulados más de un año después de implementada la reforma, situándose en alrededor de 0,97 \$/Mbtu durante ese período. Ese precio, expresado en dólares de 1990, había sido de 0,62 \$/Mbtu en el período 1984-89 y de 0,88 \$/Mbtu para el lapso 1990-92. El ajuste del precio del gas en boca de pozo se implementó desde el inicio de la reforma petrolera, alcanzando progresivamente el nivel que se mantuvo hasta la desregulación, a principios de 1994.

Los contratos de compraventa de gas entre oferentes y demandantes del mercado mayorista no tienen difusión pública, aunque deben ser puestos en conocimiento del ENARGAS. Esto implica una limitación importante a la transparencia que se requiere para organizar un ámbito real de competencia. Este hecho se agrega a la ya mencionada concentración en la oferta, reforzando de este modo el carácter oligopólico de ese mercado que, por otra parte, es claramente no disputable.

Esa falta de transparencia no permite construir una serie sobre la evolución de los precios efectivos del gas a nivel mayorista. Sin embargo, el ENARGAS publica en sus informes anuales los precios medios por cuenca que pueden ser considerados como indicadores que reflejan adecuadamente dicha evolución. El comportamiento de esos indicadores está reflejado en el Gráfico 2.

**Gráfico 2**  
**PRECIO MAYORISTA DEL GAS NATURAL POR CUENCA (\$/MBTU)**



Fuente: Elaboración Propia en base a información del ENARGAS

Después de su liberación, el nivel de los precios del gas a la entrada de los gasoductos troncales en las cuencas Neuquina y Noroeste se incrementó rápidamente hasta llegar a niveles de alrededor de 1.33 \$/Mbtu y 1.21 \$/Mbtu, respectivamente, en 1997. Esto quiere decir que el incremento en el período 1993 -1997 fue de 37% y 25%. A partir de entonces, el nivel de precios mostró una tendencia decreciente muy leve, acompañada de las variaciones propias de la estacionalidad (verano-invierno) que tienen su principal origen en el mercado de calefacción.

Es importante observar que el precio correspondiente a la Cuenca Austral mantuvo un nivel semejante al valor regulado previo a la liberación del 1/1/1994, a diferencia de los precios de las otras cuencas mencionadas. Al parecer, este precio fijó el piso para la cuenca espacialmente más desfavorecida, dando lugar a rentas diferenciales de posición a las otras dos cuencas. Es claro que a estas rentas de posición se le agregan las rentas de "fertilidad", propias de cada yacimiento independientemente de su posición respecto del mercado. Para algunos yacimientos, como Loma de la Lata, Aguada Pichana y San Roque, en la Cuenca Neuquina, la renta diferencial de fertilidad tiene una gran significación.<sup>42</sup>

De este modo, si se considera el agregado de las rentas diferenciales (fertilidad y posición) y de monopolio, el excedente originado en la cadena del gas natural y apropiado en la esfera de producción, tiene una magnitud muy considerable. Una estimación de las cuentas de producción e ingresos de la actividad de producción de gas natural para el año 1997 muestra que el excedente de explotación representa alrededor del 32% del valor de producción y el 61% del valor agregado bruto de dicha actividad (Pistonesi H., Kozulj R, Disbroiavaca N., Bravo G., 2000).

<sup>42</sup> Una estimación del costo económico del gas natural en boca de pozo, realizada por el Instituto Argentino del Petróleo, arrojó en el caso de Loma de la Lata un valor de US\$ 0.49 (1995) MBTU. Si se supusieran niveles de costo económico de alrededor de 0.80 US\$/MBTU para los yacimientos marginales de la Cuenca Neuquina, la magnitud de la renta diferencial de fertilidad para Loma de la Lata sería de alrededor de 0.31 US\$/MBTU, es decir, alrededor de un 23% del precio de cuenca en 1997.

Al margen de estas consideraciones, importa también examinar el hecho de que a partir de 1997 los precios del gas natural se han mantenido bastante estables, más allá de las variaciones estacionales. Incluso se observa, tal como se ha señalado, una leve tendencia declinante (Gráfico 2).

De esta manera en 1997 los precios parecen haber alcanzado un techo, que pueden modificarse en el mediano plazo a causa de la incidencia de los proyectos de exportación. Son varios los factores que pueden estar influyendo sobre ese comportamiento de los precios. En primer lugar, a pesar del grado de monopolio que caracteriza a este mercado, el ENARGAS parece haber conseguido cierto éxito al poner límites superiores al precio del gas reconocido para el *pass through* a las tarifas finales que pueden cobrar las distribuidoras.

Por otra parte, hay que tomar en cuenta las posibles consecuencias de la reintegración parcial de la cadena gasífera; tal como se ha expresado, ciertos actores de la producción de gas natural forman parte directa o indirectamente de los consorcios que controlan el transporte y/o la distribución. Por ejemplo, REPSOL-YPF es accionista mayoritario de ASTRA y esta empresa tiene una participación de 31,7 en Metrogas, una de las dos distribuidoras metropolitanas. REPSOL-YPF tiene vínculos indirectos con Gas Natural de España y esta empresa tiene una participación de 37,5% en el consorcio concesionario de Gas Natural BAN. Ante el hecho del control del *pass through* por parte de ENARGAS, este tipo de vínculos puede tener asimismo alguna incidencia sobre la decisión de no incrementar los precios más allá del nivel alcanzado en 1997.

Además, la creación de un mercado *spot* en 1995 también parece haber tenido alguna influencia sobre la evolución de los precios. El Decreto 1020/95 está orientado al objetivo de promover una mayor competencia en el mercado mayorista de gas natural, creando un régimen optativo para que las distribuidoras puedan adquirir una parte de ese combustible a precios inferiores a los que resultan de los contratos de largo plazo.<sup>43</sup> De este modo, las empresas distribuidoras que consigan precios más bajos en el mercado de corto plazo pueden retener hasta el 50% del diferencial con relación a los precios de referencia que se toman en cuenta por ENARGAS para el *pass through* a las tarifas finales.<sup>44</sup>

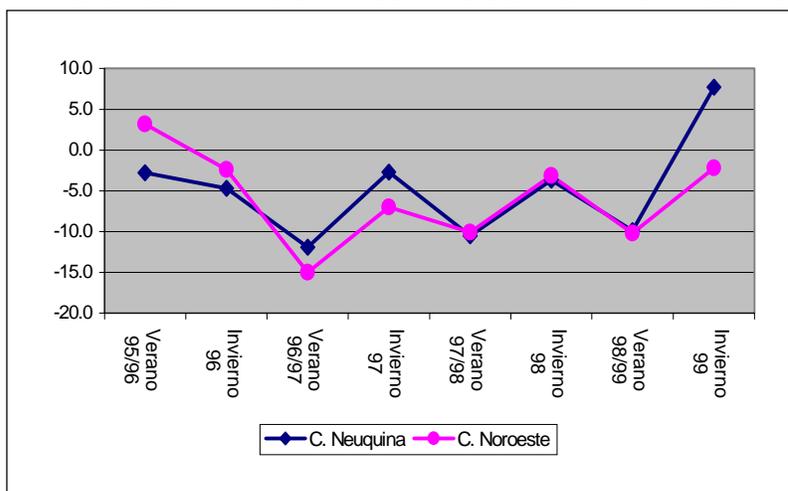
---

<sup>43</sup> Aunque estos contratos no son de conocimiento público, se conocen algunas características generales que parecen ser comunes a la mayor parte de ellos: una duración que oscila entre dos y cinco años; una parte importante del volumen máximo contratado (80%) está sometido a la cláusula de *take or pay*; los precios están sujetos a una indexación, generalmente vinculada con el precio del crudo o de algunos de sus derivados, pudiendo establecerse límites mínimos y máximos.

<sup>44</sup> ENARGAS, Informe Anual 1998, pág. 129. “En el marco de negociación entre productores y distribuidores, el ENARGAS promueve permanentemente distintas acciones conducentes a otorgar mayor transparencia y competencia en el mercado del gas natural, que se desenvuelve con una estructura de oferta altamente concentrada y con importantes barreras a la entrada. Por ello, resulta de interés regulatorio que oferentes y demandantes desarrollen el mercado de corto plazo de gas natural (mercado *spot*), con suficiente información, transparencia y publicidad, de modo tal de permitir y alentar el funcionamiento eficiente y competitivo de la industria del gas natural en Argentina.

El citado mecanismo provee incentivos por dos vías: premiando a las distribuidoras que compren gas por debajo del Precio de Referencia, que conservan la mitad de la diferencia entre el precio de compra y el de referencia, y castigando a aquellas que compren por encima del precio promedio de la cuenca correspondiente, permitiéndoles trasladar sólo una parte de ese mayor precio. Dichas operaciones en este mercado han tenido una importancia creciente en el tiempo, permitiendo incrementar los volúmenes operados, lo cual ha resultado beneficioso tanto para las distribuidoras como para los usuarios.” (Página Web del ENARGAS, “Precios y tarifas” 1/6/00)

**Gráfico 3**  
**DIFERENCIAS PORCENTUALES DE LOS PRECIOS DEL MERCADO SPOT CON RELACIÓN A LOS PRECIOS PROMEDIO DE CUENCA**



Fuente: elaborado en base a información de la página Web del ENARGAS, "Evolución de los precios de cuenca" e Informe Anual 1998.

Aunque los volúmenes transados en el mercado de corto plazo fueron incrementándose a partir de la vigencia del Decreto 1020/95, alcanzando su nivel absoluto máximo en el invierno de 1998, son aún marginales respecto de los volúmenes correspondientes a los contratos de largo plazo. En efecto, durante el período invierno 97-invierno 99 el porcentaje promedio de los volúmenes transados en el mercado de corto plazo respecto de los correspondientes a los contratos de largo plazo fue del orden del 3,5%.<sup>45</sup> Este porcentaje varía según la cuenca de que se trate: 2,9% en la Cuenca Neuquina, 13,2% en la Cuenca Noroeste y 1,1% en la Cuenca Austral. Estas diferencias entre cuencas se explican por el hecho de que las distribuidoras con mayor tamaño de mercado cautivo, y más directamente vinculadas con el abastecimiento desde las cuencas Neuquina y Austral, fueron las más remisas a ingresar al mercado de corto plazo.

De cualquier modo, la leve declinación que se observa en la evolución de los precios a partir de 1998 parece más el resultado del estado de recesión por el que atraviesa la economía argentina en los últimos dos años que el resultado de una mayor competencia. En el mediano plazo pueden esperarse algunos otros cambios en el comportamiento de los precios mayoristas del gas como consecuencia de la concreción de los proyectos de exportación. Este tema será retomado más adelante.

### 3. El mercado de grandes usuarios y el *by pass* comercial a las distribuidoras

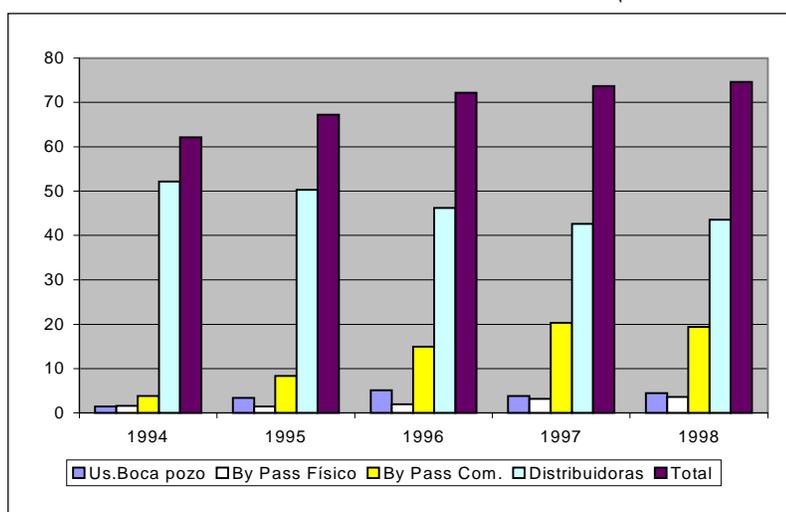
De acuerdo con la normativa regulatoria vigente, los consumidores que están en condiciones de ser grandes usuarios pueden realizar un *by pass* comercial al distribuidor del área de licencia a la que pertenece y contratar su abastecimiento con un productor o comercializador. Aunque esta opción implica el pago de un peaje al distribuidor correspondiente, es altamente probable que, por esta vía, el gran usuario se abastezca del gas a un precio menor.

<sup>45</sup> Página Web del ENARGAS, "Evolución de los precios de cuenca", 18/05/00. El orden del porcentaje mencionado difiere de los que se mencionan en ENARGAS, Informe Anual 1998. En este último se tomaron en cuenta únicamente a aquellas distribuidoras que optaron efectivamente por realizar transacciones en el mercado de corto plazo, de este modo; los porcentajes así calculados no constituyen indicadores válidos para el conjunto del mercado.

De hecho, la porción del gas comercializado a través de este mecanismo fue creciendo rápidamente a partir de la liberación del precio del gas en boca de pozo en 1994. En efecto, el volumen del gas entregado a través de esa modalidad de comercialización aumentó más de cinco veces entre 1994 a 1997, alcanzando en este último año al 26% del gas entregado (ver Gráfico 4).

Con respecto a la incidencia espacial del *by pass* comercial, puede observarse que es en el área de concesión del litoral donde esa modalidad de comercialización adquiere una especial relevancia, a causa de la localización en esa zona de distribución de una importante actividad siderúrgica y, en menor medida, química y petroquímica, aceitera y papel y celulosa. Dentro de la categoría de grandes usuarios, esas actividades, junto con la refinación de petróleo y las cementeras, dan cuenta de más del 70% del total, al mismo tiempo que representan más del 60% del total de la demanda de gas en la industria manufacturera (ENARGAS, Informe Anual 1998, Anexo VII).

**Gráfico 4**  
**GAS ENTREGADO POR MODALIDAD DE COMERCIALIZACIÓN**  
(Millones de m<sup>3</sup>/día)



Fuente: Elaborado sobre la base de ENARGAS, Informe Anual 1998.

Aunque no se pueda disponer de información sobre los precios pagados por los grandes usuarios por el gas adquirido a través del *by pass* comercial, parece claro que el incentivo para optar por ese canal de comercialización está dado por los diferenciales de precio que pueden obtener. De alguna manera, esto queda en evidencia, aunque indirectamente, en las quejas de las empresas distribuidoras que se refieren a las limitaciones que le impone la normativa regulatoria y el ENARGAS, que no les permite discriminar sus precios a favor de los grandes usuarios, traspasándoles parte de los menores costos por razones de escala. En consecuencia, la apertura de las redes de transporte y distribución ha beneficiado a los grandes usuarios, respecto del conjunto de los consumidores de gas natural. Sin embargo, desde una perspectiva histórica, el incremento de los precios del gas en boca de pozo puede anular parte de esa ventaja relativa.

Otros hechos destacables que se desprenden del Gráfico 4 son los consumos en boca de pozo y el *by pass* físico. Mientras que los consumos en boca de pozo son especialmente relevantes en el caso de la Cuenca Neuquina, el *by pass* físico tiene importancia en la Cuenca Noroeste.

Estas dos modalidades de comercialización están especialmente relacionadas con la transformación realizadas en el sistema eléctrico. En efecto, la competencia introducida en el

mercado de generación eléctrica hizo que algunos actores de la producción hidrocarburífera ingresaran a dicho mercado, invirtiendo en centrales turbogas, con la ventaja de contar con gas de bajo costo. Esto es especialmente aplicable a la Cuenca Neuquina, donde se instalaron centrales de generación eléctrica en boca de pozo. Sin embargo, esta estrategia se vio rápidamente obstaculizada debido a las limitaciones en el transporte de electricidad desde esa región hacia el centro de carga del sistema. Frente a esas dificultades, las inversiones de generación se desplazaron hacia la Región Noroeste, en las cercanías del Gasoducto del Norte, hecho que explica al menos en parte el incremento del *by pass* físico en esa zona.

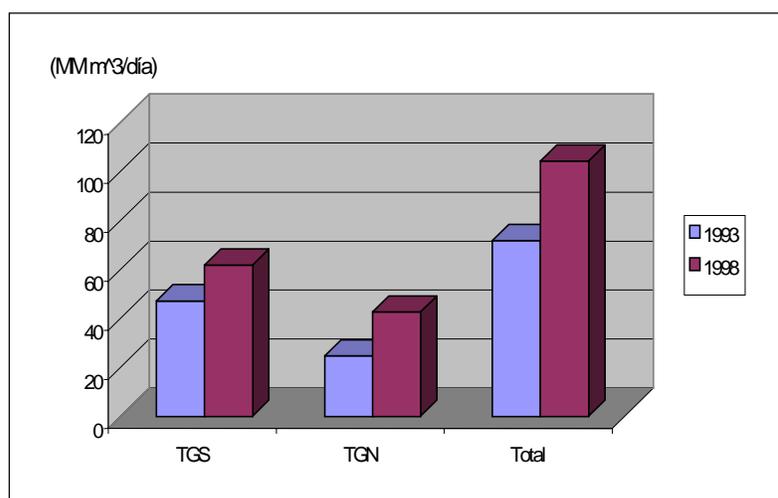
#### 4. El sistema de transporte: excedentes e inversiones

Las condiciones establecidas en los contratos de concesión obliga a las empresas transportistas a realizar las inversiones requeridas para mantener y mejorar la seguridad del sistema. Sin embargo, aunque no se hayan construido gasoductos troncales, los nuevos operadores realizaron inversiones que implicaron un incremento de alrededor de 43% en la capacidad de transporte (Gráfico 5). Tales inversiones se concretaron esencialmente a través de la construcción de *loops* (alrededor de 167 Km en total) y la adición y/o ampliación de estaciones compresoras y respondieron tanto a las necesidades del abastecimiento interno como a los requerimientos de exportación.

Estas decisiones de inversión parecen haber sido motivadas por las condiciones propias del negocio. De acuerdo con el Informe Anual 1998 del ENARGAS, el monto acumulado de las inversiones realizadas en el período post reforma es cercano a 1.000 millones de pesos. En el período 1994-1998, y como consecuencia de la expansión de la demanda, los ingresos anuales por ventas de los servicios de transporte se incrementaron de 502,5 a 597,8 millones de pesos argentinos.

Por otra parte, el transporte de gas ha sido una de las actividades más rentables entre el conjunto de los servicios públicos privatizados. En efecto, las empresas transportadoras de gas natural tuvieron, en promedio, para el período 1993-1999, un margen de utilidad neta sobre ventas de 41,7% para la TGS y de 30,6% para la TGN. De este modo, la utilidad neta acumulada desde 1993 y hasta 1999 puede estimarse en alrededor de los 1500 millones de pesos argentinos.

Gráfico 5  
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD NOMINAL DEL SISTEMA DE  
TRANSPORTE DE GAS



De acuerdo con la estimación preliminar de las cuentas nacionales para el año 1997, los excedentes de explotación (EE) de las actividades que componen la cadena productiva del gas natural arrojó los siguientes resultados: producción, 628,4 millones de pesos; transporte, 350,6 millones de pesos; distribución, 331,8 millones de pesos. Si se comparan estos montos con los correspondientes a valores brutos de producción (VBP) y a los valores agregados brutos (VAB) de cada actividad se obtiene una imagen más clara de la relevancia de esos excedentes de explotación:

|            | Producción | Transporte | Distribución |
|------------|------------|------------|--------------|
| EE/VBP (%) | 46,0       | 60,0       | 16,0         |
| EE/VAB (%) | 60,8       | 72,4       | 55,0         |

Tratándose de actividades altamente intensivas en capital, parece razonable que la relación EE/VAB tenga niveles muy altos. Pero lo que es especialmente destacable es que la relación EE/VBP sea, en el caso del transporte incluso más alta que la correspondiente al ámbito de la producción, que se caracteriza por una alta captación de las rentas del recurso, según se mostró previamente.

De lo anterior parece desprenderse que la tasa de retorno que deriva de la tarifa de transporte está muy por encima de las usuales para este tipo de actividades, especialmente si se toma en cuenta que los montos pagados por los concesionarios al momento de la privatización estuvieron bastante por debajo de los valores de reposición equivalentes (Kozulj R., 1993).

De cualquier modo, más allá de las consideraciones relativas a la apropiación de las rentas en el subsistema de la cadena gasífera, la expansión de la capacidad de transporte de gas implicó una reducción muy significativa de las restricciones en el uso de ese combustible en los meses invernales por parte de las centrales térmicas. Este fue un factor determinante en el funcionamiento del mercado mayorista eléctrico.

## 5. Los mercados de exportación

En los últimos años, las exportaciones han constituido la porción más dinámica de la demanda de gas natural. Con la inauguración de los gasoductos de exportación hacia Chile, por el Norte, el Sur y desde la parte central del país, las exportaciones de gas han sustituido, a partir de 1997, en el dinamismo de la demanda a las nuevas centrales de generación térmica instaladas en Argentina a partir de la reforma eléctrica.

En el Cuadro 3 se detallan los gasoductos internacionales que vinculan a la Argentina con otros países del Cono Sur y que se encuentran en operación. Entre ellos, los que se originan en Bolivia y se extienden al Norte de Argentina, fueron los que permitieron los flujos de importación desde principios de la década del 70, a través de la interconexión con el Gasoducto del Norte. Sin embargo, tal como lo indica la nota al pie del Cuadro 3, el gasoducto Colpa-Yacuiba revertiría su flujo para posibilitar las exportaciones desde Argentina hacia Brasil, a través de la interconexión Santa Cruz-San Pablo.

Tanto el gasoducto Bandurria, como el Cóndor-Posesión<sup>46</sup> están destinados a alimentar respectivamente el segundo y tercer tren de la planta de metanol en el extremo sur de Chile. El primero es de propiedad de Repsol-YPF (del lado argentino) y de ENAP (lado chileno), mientras que el segundo es propiedad de ENAP.

<sup>46</sup> Mapa del Anexo I; el gasoducto Cóndor - Posesión está indicado como Metanex Tierra del Fuego.

**Cuadro 3**  
**GASODUCTOS INTERNACIONALES DESDE Y HACIA ARGENTINA**

| Países y Gasoductos                   | Tramos  | Inicio de Operación | Inversiones MMu\$s |
|---------------------------------------|---|---------------------|--------------------|
| Bolivia-Argentina<br>Colpa-Yacuiba(*) | Santa Cruz (Bolivia)-Yacuiba (Argentina)<br>Long: 500Km; Diam: 24"; Cap: 8.0MMmcd                           | 1974                | s/í                |
| Bolivia-Argentina<br>Bermejo-Ramos    | Campo Bermejo (Bolivia) Campo Ramos (Argentina)<br>Long: 5Km; Diam: 12"; Cap: 1,5MMmcd                      | 1988                | s/í                |
| Argentina-Chile<br>Bandurria          | San Sebastián (Argentina)-Planta Cullén (Chile)<br>Long: 83Km; Diam: 14"; Cap: 2.0MMmcd                     | 1996                | 30                 |
| Argentina-Chile<br>GasAndes           | La Mora (Argentina)-Santiago (Chile)<br>Long: 463Km; Diam: 12"; Cap actual: 2.0MMmcd/Cap. Máxima 20.0 MMmcd | Ago/1997            | 325                |
| Argentina-Uruguay<br>Litoral          | Entre Ríos (Argentina)-Paysandú (Uruguay)<br>Long: 26Km; Diam: 10"; Cap: 0,7MMmcd                           | 1998                | 7,5                |
| Argentina-Chile<br>GasAtacama         | Cornejo (Argentina)-Mejillones (Chile)<br>Long: 941Km; Diam: 20"; Cap: 8,5MMmcd                             | 1999                | 430                |
| Argentina-Chile<br>Condor-Posesión    | Condor (Argentina)-Planta Posesión (Chile)<br>Long: 9Km; Diam: 12"; Cap: 2,0MMmcd                           | Jun.1999            | 1,5                |
| Argentina-Chile<br>Norandino          | Pichana I (Argentina)-Tocopilla/Mejillones/Coloso (Chile)<br>Long: 1180Km; Diam: 20/16/12"; Cap: 7,1MMmcd   | Oct.1999            | 400                |
| Argentina-Chile<br>Gas Pacífico       | Neuquén (Argentina)-Concepción (Chile)<br>Long: 638Km; Diam: 24/20/12/10"; Cap: 9,7MMmcd                    | Nov.1999            | 317                |
| Argentina-Brasil<br>Uruguayana        | Entre Ríos (Argentina)-Uruguayana (Brasil)<br>Long: 440Km; Diam: 18"; Cap: 12.0MMmcd                        | 2000                | 259                |
|                                       | Uruguayana (Brasil)-Porto Alegre (Brasil)<br>Long: 615Km; Diam: 20"; Cap: 12.0MMmcd                         | 2001                | 260                |
| Argentina-Uruguay<br>Cruz del Sur     | Buenos Aires (Argentina)-Montevideo (Uruguay)<br>Long: 208Km; Diam: 18/24"; Cap: 2,5/5,0MMmcd               | 2000                | 120                |

**Fuente:** OLADE(1999) y Página Web del ENARGAS (28/5/00)

Referencias: MMmcd (millones de m<sup>3</sup>/día); MMu\$s (millones de dólares).

(\*) De acuerdo a la información disponible, este gasoducto revertirá su flujo con exportaciones de Argentina a Brasil, a través de Bolivia.

Además de las interconexiones en la zona austral, existen otros cuatro gasoductos de exportación hacia Chile, dos en la zona central y dos en el extremo norte. Los dos de la parte central, Gas Andes y Gas Pacífico, están destinados al abastecimiento de las regiones del Gran Santiago y Concepción, para los diversos usos residenciales, comerciales, industriales y para la generación eléctrica. Este último constituyó un elemento estratégico de la política energética chilena, que se orientó a la promoción de una mayor competencia en el subsistema eléctrico de la zona central del país, caracterizado por una alta concentración en la oferta del mercado de generación.

Los gasoductos del norte, Gas Atacama y Norandino, responden esencialmente a demandas energéticas originadas en la gran minería del cobre, ya sea del propio gas natural o (principalmente) de la energía eléctrica generada por medio de ese combustible. Estos proyectos y la línea de transmisión, que lleva la electricidad generada con gas natural en boca de pozo en la Cuenca Noroeste Argentina, son en cierta medida competitivos entre sí; especialmente, luego de la disminución en el crecimiento de la actividad minera a partir de la crisis financiera en los países asiáticos.<sup>47</sup>

Hacia Uruguay existen tres gasoductos, dos por el Litoral, uno (en construcción) dirigido esencialmente a alimentar una planta de generación eléctrica (C.T. Casablanca), otro destinado a usos industriales, comerciales y residenciales; el tercero, de mayor envergadura, parte desde la Provincia de Buenos Aires hacia Montevideo (en construcción), con el propósito de abastecer el principal mercado de ese país, aunque se estudia su extensión hasta Porto Alegre.

<sup>47</sup> De hecho, se estima que existe un excedente de capacidad en la potencia eléctrica instalada en el subsistema del Norte Grande de Chile del orden de 1000 MW, al mismo tiempo que se registraban serios problemas de abastecimiento en el subsistema de la Región Central debido a la falta de reserva suficiente para hacer frente a un periodo de baja hidraulicidad (Moguillansky, G, Altomonte, H. 2000).

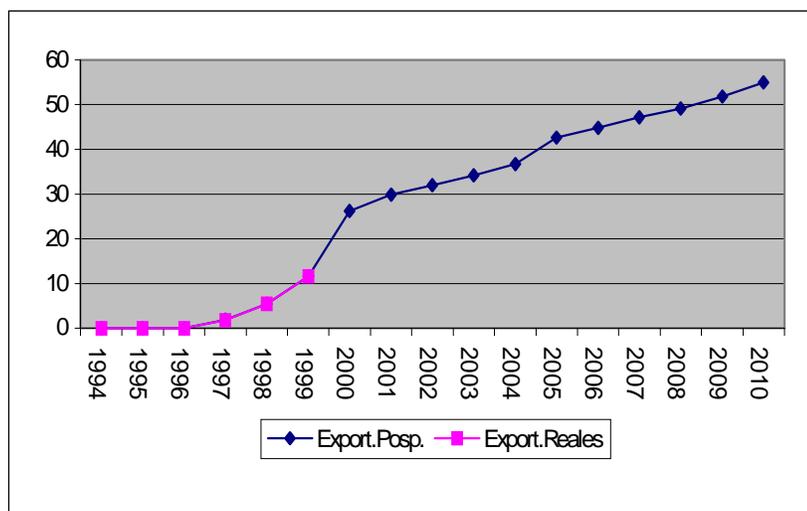
Por último, el gasoducto Uruguayana (ver mapa de Anexo I) tiene el propósito de alimentar una central térmica de 600 MW en territorio brasileño y entregar alrededor de 2,5 MMmcd para distribuir en el Estado de Río Grande do Sul. REPSOL-YPF proveerá el gas a Petrobras a partir de la Cuenca Neuquina. El transporte en territorio argentino estará a cargo de la Transportadora de Gas del Norte y, en suelo brasileño, de la Transportadora de Gas del Mercosur.

Existen además otros proyectos ambiciosos de construcción de gasoductos hacia los potenciales mercados del Sudeste-Sud de Brasil. Uno de ellos se originaría en la Cuenca Noroeste de Argentina (Gasoducto Mercosur) con destino a San Pablo, pasando por Asunción, con una capacidad de 25 MMmcd<sup>48</sup>, y otro desde la Cuenca Austral con destino a Montevideo Porto Alegre, con una capacidad de 31 MMmcd

Sin duda, la voluminosa inversión en el sector ha sido consecuencia de las reformas implementadas en el sistema energético argentino, de una racionalidad que plantea la acelerada valorización de las reservas de gas por parte de los nuevos actores privados y por las excelentes oportunidades de negocio que ofrecen las potencialidades de los mercados externos de gas natural en el Cono Sur, especialmente el de las Regiones Sud-Sudeste del Brasil.

Con la construcción de los mencionados gasoductos, las exportaciones crecieron rápidamente a partir de 1996 y se espera que hacia el año 2010 pueden representar alrededor del 45% del gas consumido internamente (Gráfico 6).<sup>49</sup> Aunque desde la perspectiva de la integración regional este hecho puede ser interpretado como un importante avance, tanto desde el punto de vista de la complementación económica como en lo que se refiere al impacto ambiental, el aumento de las exportaciones de gas podría tener impactos negativos para el abastecimiento interno de Argentina.

**Gráfico 6**  
**EXPORTACIONES DE GAS NATURAL DESDE ARGENTINA HACIA LOS PAÍSES VECINOS. EVOLUCIÓN RECIENTE Y PROSPECTIVA (MMMCD)**



**Fuente:** Elaborado sobre la base de información del ENARGAS y al informe de Prospectiva 1999 de la Secretaría de Energía.

<sup>48</sup> Longitud de 3100 Km, diámetro de 3630/24" y una inversión estimada en 1800 millones de dólares (OLADE 1999).

<sup>49</sup> Para la evolución futura de las exportaciones y del consumo interno se utilizó la información contenida en la prospectiva de la Secretaría de Energía (<http://energia.mecon.ar> 10/6/00)

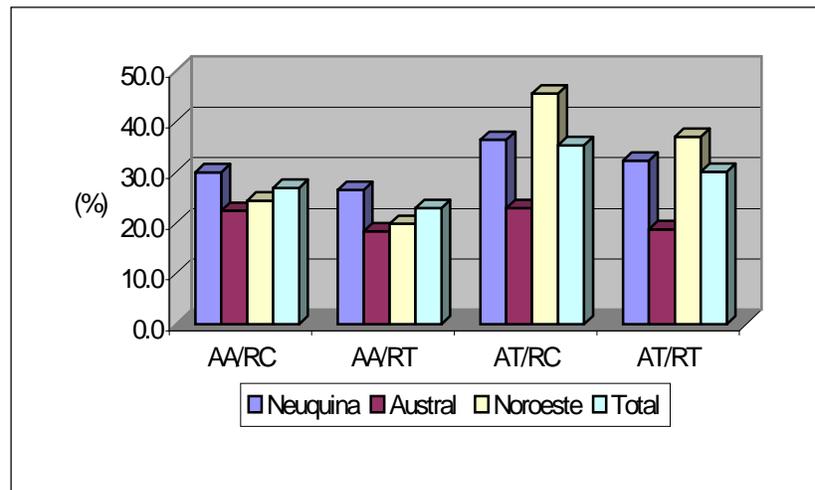
En efecto, si se toman en cuenta los volúmenes comprometidos para su exportación (cuadros AI.1 y AI.2 del Anexo I) y se los compara con el inventario de las reservas comprobadas y probables hacia fines de 1998, se tendría una situación como la que se indica en el Gráfico 7. Si se consideran únicamente las reservas comprobadas, los volúmenes autorizados para su exportación representarían alrededor del 27% (AA/RC, total, en el gráfico); ese porcentaje se elevaría a 35.3% si se agregaran los volúmenes asociados a las autorizaciones en trámite (AT/RC, Total, en el gráfico)<sup>50</sup>.

Una muestra de la creciente preocupación que podría plantearse por la evolución de las exportaciones respecto del abastecimiento interno se refleja en la Resolución 299/98 de la Secretaría de Energía que, en su Capítulo I, artículo 3°, establece que las autorizaciones de exportación de gas natural, con los términos y condiciones que se establezcan, serán otorgadas en la medida que no afecten el abastecimiento interno.

Por otra parte, si se tienen en cuenta las autorizaciones de exportación y las reservas por cuenca se observa que en algunas de ellas (Noroeste y Neuquina) esos porcentajes superan en ciertos casos los niveles promedio. La cuenca que parece más comprometida en términos de reservas es la Noroeste: la relación (AT/RC) alcanza un nivel superior al 45%. Incluso, en el análisis de prospectiva de la Secretaría de Energía se expresa que “la importación de gas desde Bolivia aparece para reemplazar gas de la cuenca Noroeste cuando ésta llega a su límite de producción, supuesto en 53 MMm<sup>3</sup>/día. La importación es creciente, comenzando entre los años 2006 y 2008, y alcanzando al año 2010 alrededor de 5 MMm<sup>3</sup> /día”.

En consecuencia, teniendo en consideración la evolución del consumo interno y de las exportaciones esperadas, se requiere un importante esfuerzo exploratorio para mantener en 10 años la relación reservas producción hacia el año 2010.

**Gráfico 7**  
**COMPARACIONES DE LAS AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN Y LAS RESERVAS A 1998**



**Fuente:** Elaboración propia sobre la base de información de la Secretaría de Energía (\* AA: autorizaciones aprobadas; AT: (autorizaciones aprobadas + autorizaciones en trámite); RC: reservas comprobadas (1998); RT: (reservas comprobadas + reservas probables) (1998).

<sup>50</sup> En el informe de prospectiva de 1998 se incluía dentro de las autorizaciones aprobadas aquella que se derivaba del Decreto 305/92 que implicaba para el total del período un volumen de 255500 MMmcd, con destino Chile-Brasil. Si se incluyera dicho volumen los porcentajes mencionados serían 47,2 y 66,4% respectivamente. El informe de prospectiva de 1998 preveía un mayor volumen de exportación a Brasil. Sin embargo, los nuevos descubrimientos realizados en ese país, junto con las dificultades de disponibilidades de reservas en la Argentina, hicieron cambiar las hipótesis de los escenarios utilizados.

En efecto, “considerando un 4,3% a.a. de crecimiento de la demanda de gas del mercado argentino, para el período 1999 – 2010, que incluye el consumo de gas para usinas, resulta en un volumen acumulado de 529 miles de MMm<sup>3</sup>. Sumando los volúmenes a exportar y los requerimientos de la demanda doméstica del período 1999 – 2010, resulta un total de 674 miles de MMm<sup>3</sup>. Se señala que en los volúmenes considerados se han incluido las pérdidas por transporte, el venteo de gas, el gas retenido en plantas y el consumido en yacimiento, resultando un volumen representativo de la producción neta de reinyección a formación. El requerimiento de producción de gas, acumulado hasta el año 2010 compromete, prácticamente, el 100% de las actuales reservas comprobadas. Considerando las expectativas de incorporación de reservas de gas para el período 1999 – 2010, se alcanzaría el año 2010 con una relación Reservas – Producción de alrededor de 10 años” (Secretaría de Energía, 1999).

A partir de estas consideraciones contenidas en la prospectiva de la Secretaría de Energía (ente encargado de la política energética nacional), queda claro que la dinámica de los negocios de exportación de gas natural pueden afectar de modo significativo a la disponibilidad del combustible para el abastecimiento interno futuro.

Frente a este panorama de creciente escasez del gas natural, especialmente en las cuencas Noroeste y Neuquina (72% de la producción y 76% del gas inyectado a gasoductos en 1998), puede esperarse una tendencia creciente en el precio. Por otra, el *netback* resultante de las exportaciones de Bolivia a Brasil (gasoducto Santa Cruz – San Pablo) resulta sumamente atractivo para el gas de las mencionadas cuencas, especialmente para la Noroeste. En consecuencia, si el precio *city gate* en San Pablo constituyera la referencia para el mercado del Cono Sur, las modificaciones en el origen espacial del abastecimiento interno (mayor preponderancia de la Cuenca Austral) podrían implicar también una elevación progresiva del precio doméstico.

Incluso, la preocupación oficial acerca de la posibilidad de discriminaciones de precios que valoricen más rápidamente las reservas de gas natural se refleja en la Resolución 299/98, que establece que “ningún productor o disponente de gas natural podrá ofrecer en el mercado externo condiciones de venta sustancialmente diferentes respecto a sus operaciones o intenciones de venta en el mercado interno en la medida en que tales diferencias no sean justificables” (Capítulo I, Art. 2, inciso b). Sin embargo, la citada Resolución 299/98 parece ser insuficiente para evitar las distorsiones de precios previsibles a mediano y largo plazo.

## **D. El comportamiento del mercado de distribución**

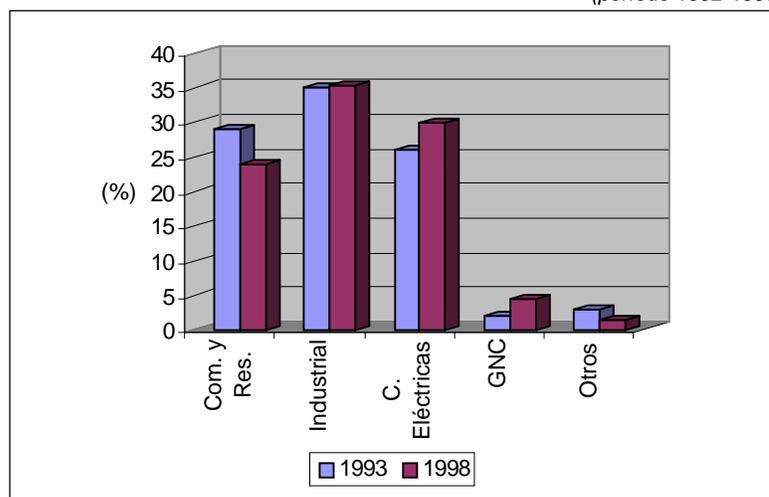
### **1. La expansión de las redes y del consumo**

El mercado de consumo del gas natural siguió mostrando su dinamismo de expansión luego de la reforma, aunque su ritmo comenzó a reflejar los síntomas propios de progresiva saturación, al menos en lo que se refiere a los sectores residencial y comercial. Mientras que la tasa media anual para el conjunto del mercado interno se situó en alrededor del 4,5%, el crecimiento del consumo residencial y comercial no alcanzó al 1%.

Sin embargo, la expansión de las redes de distribución tuvo un dinamismo superior. Entre 1992 y 1998, la variación de la extensión de las redes de distribución medida en Km fue del 45% (ENARGAS, 1998). No obstante, tal como lo consigna el Informe 1998 del ENARGAS, a este respecto, la casi totalidad de las inversiones de expansión de las redes ha sido realizada por los usuarios, a pesar que, de acuerdo con la normativa vigente, las nuevas instalaciones así construidas pasan a integrar el patrimonio de las empresas distribuidoras. De este modo, recae sobre los usuarios el peso del financiamiento de las inversiones, ya que los mismos recuperan el costo de la inversión a través de la factura del gas que consumen hasta completar el monto total. Cabe destacar, sin embargo, que el valor reconocido por esas inversiones suele ser inferior a los montos erogados por los usuarios.

En términos absolutos, el incremento de las redes en km. en la zona norte del Gran Buenos Aires fue el segundo en orden de importancia, aunque porcentualmente fue mucho mayor en el interior del país y especialmente en las zonas Pampeana y Centro (Gráfico 8).

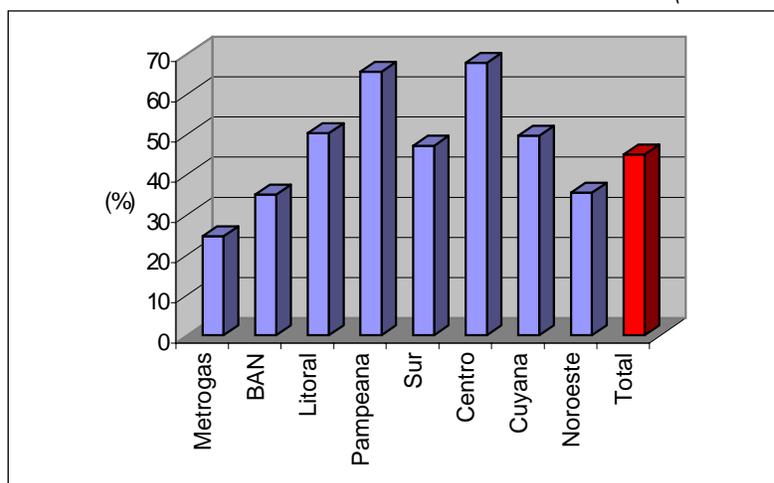
**Gráfico 8**  
**EXPANSIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR ÁREA DE LICENCIA Y TOTAL**  
(período 1992-1998)



Fuente: Elaborado sobre la base de los informes del ENARGAS 1997 y 1998.

Desde el punto de vista del consumo de gas natural por sectores, se observó una fuerte disparidad. Los sectores que mostraron un mayor dinamismo en el período 1992-1998 fueron el transporte (GNC, con una tasa anual media de 13%), las centrales eléctricas (7%) y la industria (5%). Pero, el GNC, a pesar de ese rápido crecimiento y su potencial mantenimiento hacia el futuro, constituye aun una porción muy pequeña del consumo interno total de gas natural (Gráfico 9).

**Gráfico 9**  
**EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA SECTORIAL DEL CONSUMO DE GAS NATURAL**  
(1993-1998)



Fuente: Elaborado sobre la base del Informe 1998 del ENARGAS.

En cambio, la expansión del uso del gas natural en las centrales eléctricas resulta especialmente significativa, tanto desde el punto de vista cualitativo como cuantitativo. En el aspecto cuantitativo, porque aportó más del 60% del incremento del consumo.<sup>51</sup> En el plano cualitativo, porque la disponibilidad de gas a bajo costo tuvo una influencia decisiva para la introducción de la competencia en el sector eléctrico, atrayendo inversiones de generadores independientes o de los propios productores de hidrocarburos, que decidieron extender sus actividades por medio de una integración vertical hacia delante, en algunos casos con gas que hubiese sido venteadado de otro modo.

## 2. La evolución de las tarifas minoristas y la calidad del servicio

Dado su carácter de monopolios naturales, los servicios de transporte y distribución de gas natural están sujetos a regulación, en particular en lo referido a la determinación de sus precios. De acuerdo con dicha regulación, los precios fijados a los usuarios finales (sin impuestos) resultan de agregar las tarifas de los servicios de transporte y distribución al precio mayorista del gas en cabecera de gasoducto. Estas últimas, fijadas en dólares, son ajustadas periódicamente en función de la evolución del índice de precios de los Estados Unidos.

Este criterio, adoptado de manera casi generalizada en los servicios públicos privatizados sujetos a regulación, puede contribuir a distorsionar el sistema de los precios internos relativos, en la medida en que la tasa de inflación interna difiera respecto de la de Estados Unidos, más aún en un contexto de apertura y tasa de cambio fija en el que los precios de los bienes transables están limitados por la competencia de las importaciones. Por otra parte, ese mecanismo de ajuste contradice lo dispuesto por la Ley de Convertibilidad, que prohíbe cualquier tipo de actualización monetaria sobre los precios y contratos.

El mecanismo utilizado para regular las tarifas de los servicios mencionados corresponde a una fórmula tipo “*Price Cap*”:  $PPI(USA) - X + K$ , donde PPI es el índice de precios al productor de Estados Unidos, X representa una deducción porcentual dirigida a transferir a los usuarios parte de las mejoras de productividad y K es una adición porcentual destinada a incentivar las inversiones de las licenciatarias y a la recuperación de los costos asociados a la inversión.

Se practican tres tipos de ajustes sobre las tarifas a usuarios finales (sin impuestos). Una de ellas por período quinquenal (período de ajuste tarifario), que consiste en ajustar por productividad (factor X) a las tarifas de los servicios de transporte y distribución.

El segundo tipo de ajuste, que consiste en corregir las tarifas en función de la evolución del índice de precios al productor de Estados Unidos y de los valores asignados al factor K (inversiones), se realiza dos veces por año (enero y julio).

El tercer tipo de ajuste corresponde a las variaciones del precio de referencia del gas en cabecera de gasoducto y que el Ente Regulador reconoce como valor máximo que puede ser incorporado a las tarifas (*pass through*). Estos ajustes se realizan al comienzo del período invernal (mayo) y estival (octubre).

Como paso previo a la transformación de la industria del gas natural, se realizaron ajustes sobre las tarifas que implicaron cambios significativos tanto en los valores absolutos como en los niveles relativos por tipo de usuario. En el Gráfico 10 (a) se presenta la evolución de los índices de las tarifas medias para los grupos más relevantes de usuarios en el mercado de distribución, tomando como punto de referencia la época de lanzamiento del Plan de Convertibilidad. Los índices fueron

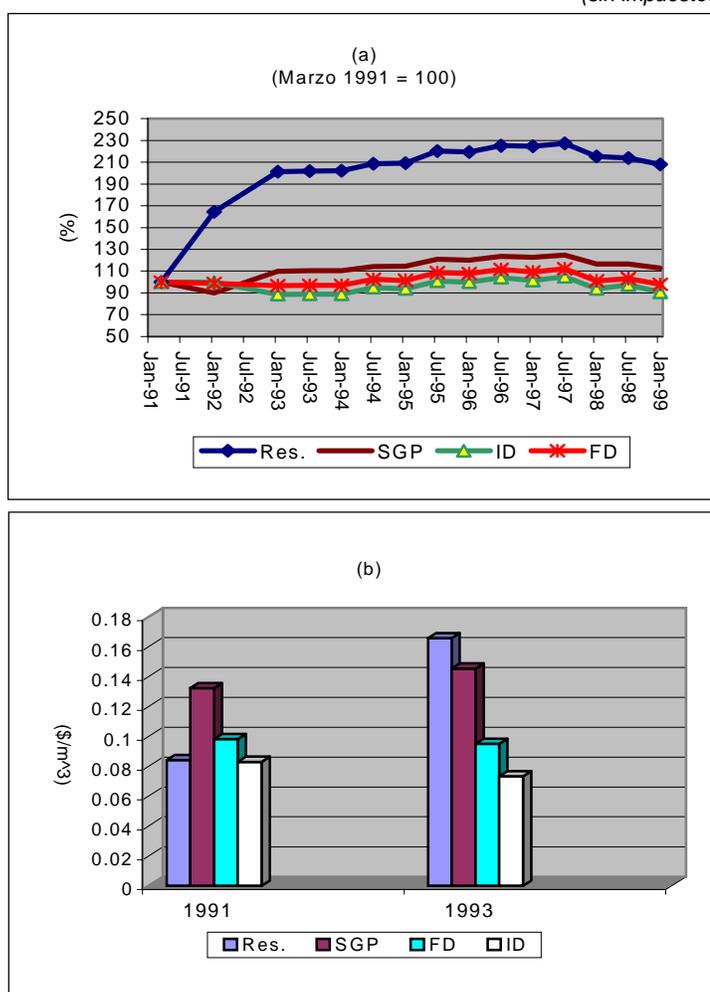
---

<sup>51</sup> Consumo final + centrales eléctricas – consumo de gas de proceso en la Planta Separadora de General Cerri, incluido en los usos industriales.

calculados sobre tarifas medias obtenidas en base a consumos medios tipo por usuario. Las tarifas Res y SGP incluyen cargo fijo, FD por reserva de capacidad e ID solo cargo variable.

Los ajustes más significativos en la estructura del cuadro tarifario y en los valores absolutos de las tarifas se realizaron durante el período previo a la transformación de la industria del gas. La tarifa media residencial experimentó, entre marzo de 1991 y enero de 1993, un incremento superior al 100%, al mismo tiempo que las restantes tarifas experimentaron un leve incremento (SGP, FD) o disminuyeron (ID). Estos ajustes diferenciales en los valores absolutos de los cargos tarifarios correspondientes a los distintos tipos de usuarios modificaron significativamente la estructura relativa de las tarifas medias por tipo de usuarios (Gráfico 10 (b)).

**Gráfico 10**  
**EVOLUCIÓN DEL NIVEL Y LA ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS**  
**FINALES DEL GAS DISTRIBUIDO**  
*(sin impuestos)*



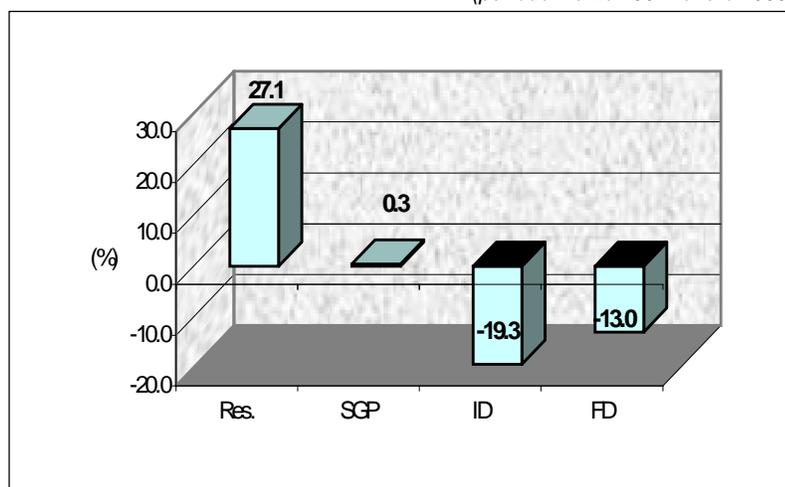
Fuente: Elaborado sobre la base de la información contenida en Azpiazu, D.(1999) y datos de los Informes 1997 1998 del ENARGAS.

Los incrementos posteriores, entre enero de 1993 y fines de 1997, fueron el resultado de los ajustes derivados de la aplicación del índice de precios al productor de los Estados Unidos y, en menor medida, del incremento del precio del gas en la cabecera del gasoducto.<sup>52</sup>

La primera revisión quinquenal de las tarifas correspondientes a los servicios de transporte y distribución, que supone el ajuste por el factor X<sup>53</sup>, junto con las disminuciones de los precios del gas en yacimiento, dio lugar a las reducciones de las tarifas medias que se observan a partir de enero de 1998.

Si se analizan las variaciones de los niveles reales de las tarifas medias desde el lanzamiento del Plan de Convertibilidad hasta principios de 1999, empleando el Índice de Precios al Consumidor para la tarifa Residencial y el Índice de Precios al por Mayor para las restantes, se observa que los efectos tarifarios de la reforma han implicado una mejora en la situación de los grandes consumidores (principalmente industriales) y un empeoramiento de la correspondiente a los usuarios residenciales, especialmente en el caso de los bajos consumos debido a la incidencia del cargo fijo. Los usuarios residenciales de menores recursos se han visto además afectados por la mayor rigurosidad en el tratamiento de la situación de mora en el pago de las facturas.

**Gráfico 11**  
**VARIACIÓN EN LOS NIVELES REALES DE LAS TARIFAS MEDIAS DEL GAS DISTRIBUIDO**  
(período marzo 1991- enero 1999)



**Fuente:** Elaborado sobre la base de la información contenida en Azpiazu, D.(1999) y datos de los Informes 1997 y 1998 del ENARGAS e INDEC.

El examen de la composición detallada del ingreso medio de las distribuidoras (promedio ponderado de las tarifas de venta sin impuestos) permite observar la marcada preponderancia del valor del gas en yacimiento y la importante incidencia del transporte. En efecto, sobre la base de la información correspondiente al cálculo de las Cuentas Nacionales referida al año 1997, la composición estimada del precio final promedio sin impuestos<sup>54</sup> arrojó los resultados que se presentan en el Cuadro 4.

<sup>52</sup> Recuérdese que los precios del gas en boca de pozo fueron desregulados a principios de 1994 y que, los incrementos más importantes de los mismos se produjeron entre esa fecha y 1995, como puede observarse en el Gráfico 2.

<sup>53</sup> Las detracciones que supuso el ajuste por este factor fueron, en términos de promedio simple, un 5,8% para las transportadoras y un 4,6% para las distribuidoras.

<sup>54</sup> Sin los impuestos aplicados directamente sobre el producto y sin el IVA. Incluye el Impuestos a los Ingresos Brutos, como parte de los costos de producción.

**Cuadro 4**

**ESTRUCTURA DEL PRECIO UNITARIO DE VENTA Y DE LAS CUENTAS DE PRODUCCIÓN E INGRESOS DEL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN**

(año 1997)

| Conceptos   | \$/m <sup>3</sup> | %          |
|---|-------------------|------------|
| <b>Composición del ingreso medio de venta del gas</b>                                 |                   |            |
| Precio de compra del gas  | 0.051             | 41.6       |
| Costo unitario de transporte  | 0.034             | 27.6       |
| Costo de distribución   | 0.038             | 30.8       |
| Ingreso medio por venta de gas  | 0.123             | 100.0      |
| <b>Composición del Valor Unitario Bruto de Producción del Proceso de Distribución</b> |                   |            |
| Compra del gas  | 0.051             | 38.2       |
| Costo de transporte   | 0.034             | 25.4       |
| Valor unitario de otros consumos intermedios  | 0.010             | 7.4        |
| Valor agregado bruto unitario   | 0.039             | 29.1       |
| Valor unitario bruto de producción  | 0.134             | 100.0      |
| <b>Composición del Valor Agregado Neto Unitario</b>                                   |                   |            |
| Remuneraciones asalariados  | 0.009             | 30.9       |
| Impuestos sobre la producción   | 0.004             | 14.5       |
| Subsidios al producto   | -0.005            | -18.3      |
| Excedente de explotación  | 0.021             | 73.0       |
| <b>Total</b>  | <b>0.029</b>      | <b>100</b> |
| Margen entre valores unitarios de compra + transporte y de venta (%)                  | 145.0             |            |

**Fuente:** Elaborado sobre la base de la información contenida en Pistonesi et al (2000).

(\*) En base al gas comercializado directamente por las distribuidoras.

Según se colige de la información expuesta en el cuadro, la compra del gas y el costo de transporte representan cerca del 70% del ingreso tarifario medio por el gas distribuido. Esto reafirma lo ya expresado con respecto a la magnitud de las rentas del recurso, apropiadas en el ámbito de la producción, y al alto excedente que se registra en la etapa de transporte.

Aunque el excedente de explotación de la actividad de distribución constituye una alta porción (73%) del total del valor agregado generado, el porcentaje de las utilidades sobre las ventas representa, en promedio para el conjunto de las distribuidoras, poco más de un 9%; es decir, un porcentaje significativamente menor al 37% correspondiente al conjunto de las empresas transportistas (ENARGAS, 1998).

El único subsidio explícito que se aplica al consumo del gas natural corresponde a los consumos residenciales de área patagónica, debido a las rigurosas condiciones ambientales de esa región. La calefacción constituye un bien esencial de la población durante los meses invernales, de modo que el consumo por usuario residencial de esta área de licencia (Gas de Sur) triplica con creces el promedio nacional de ese sector de consumo. Este subsidio, que se consigna en el Cuadro 4, se financia directamente a partir del Tesoro Nacional y es incluido en el presupuesto de cada año.

### 3. Promoción de la competencia en el abastecimiento

De acuerdo con las facultades que le confiere la normativa regulatoria, el ENARGAS ha intentado promover una mayor competencia en el mercado de abastecimiento del gas natural a los usuarios finales. Como parte de esta estrategia, ha dictado recientemente la resolución 1748/2000, que dispone que los usuarios comprendidos en las categorías tarifarias SG-P y SG-G y que tengan una demanda superior a 5000 m<sup>3</sup>/día tienen la opción de elegir libremente a su abastecedor, restringiendo de este modo el segmento de usuarios cautivos del abastecimiento de las empresas distribuidoras.

Esta disminución del límite establecido para la categoría de grandes usuarios implica un incremento en la cantidad de actores que pueden acceder directamente al mercado mayorista para concretar su abastecimiento, logrando así una mayor atomización de la demanda en dicho mercado. Sin embargo, según se ha mostrado, es probable que esta mayor atomización de la demanda continúe enfrentándose con una oferta crecientemente concentrada, por lo que resulta poco probable que tenga una incidencia significativa sobre el precio de abastecimiento del gas.

En cambio, esta medida sí puede incidir en el mercado de los servicios de comercialización, que ante una masa más importante de usuarios en el segmento libre del mercado hace más factible el desarrollo y fortalecimiento de estas unidades de servicio, especialmente si el monopolio de las distribuidoras no es sostenible en el mercado específico.<sup>55</sup> De esta manera, la mayor fuente de competencia en el abastecimiento a los usuarios finales radicaría en el proceso de comercialización ya que los servicios de distribución propiamente tales (servicios de red) tienen las características de un monopolio natural no disputable.

En consecuencia, el impacto de esa ampliación del segmento libre del mercado de abastecimiento no tendría un impacto demasiado significativo sobre los precios pagados por los usuarios, a no ser que los subsidios cruzados entre clientes sean importantes en el segmento de la comercialización.

Otras medidas dirigidas a la promoción de una mayor competencia y transparencia del mercado de abastecimiento se vinculan con el desarrollo del mercado de reventa de capacidad de transporte. En este caso se trata de evitar que las reservas de transporte puedan significar barreras a la entrada en el mercado de abastecimiento y que se realice un uso ineficiente de la infraestructura de transporte.

#### **4. La calidad del servicio de distribución**

Si se adopta como indicador de la calidad del servicio de distribución el número de reclamos recibidos por el ente regulador se infiere que ésta se ha deteriorado crecientemente desde 1994, tal como se muestra en el Gráfico 12.

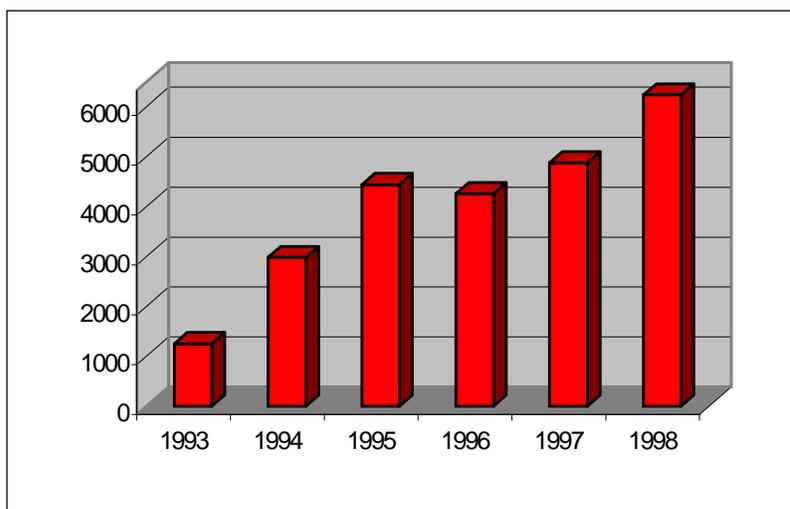
La mayor parte de los reclamos está referida a problemas de facturación. Este tipo de reclamos fue incrementando su participación desde un 30%, en 1994, hasta un 43% en 1998. En cambio, los reclamos por escaso suministro son poco significativos y con participación decreciente a partir de 1996 (en 1998 apenas representaron el 1,8% del total). Esto se explica por la expansión de la capacidad de transporte realizada a partir de 1993, que disminuyó considerablemente los problemas de suministro en los períodos de pico invernal.

Otras causas preponderantes que motivaron los reclamos han sido el cobro de deudas inexistentes y por conexión de servicios. De este modo, más del 70% de los reclamos se vincula con problemas de atención a clientes, que se produce en el ámbito de operación de las licenciatarias de las áreas de distribución.

---

<sup>55</sup> Entre las condiciones necesarias para que el monopolio sea sostenible se incluyen las siguientes: i) que la correspondiente función de costos sea subaditiva; ii) que se minimice el costo de producción en los niveles requeridos para abastecer la demanda; iii) que los beneficios supernormales sean nulos si no existen barreras a la entrada; iv) que no se practiquen subsidios cruzados entre productos (servicios) o entre clientes.

Gráfico 12  
CALIDAD DE SERVICIO: NÚMERO DE RECLAMOS DE LOS CLIENTES



Fuente: Elaborado en base a ENARGAS, Informe Anual 1998

De cualquier modo, si se realiza una comparación con los servicios eléctricos, la magnitud de los reclamos por la calidad de los servicios en la distribución de gas resulta considerablemente menos significativa y la tendencia creciente que se observa en el Gráfico 12 se explica asimismo por la creciente conciencia de los consumidores de sus derechos de reclamo.

## E. Principales rasgos del desempeño post-reforma de la industria del gas natural

El desempeño de la industria del gas en el período posterior a la reforma se ha caracterizado por:

- Una marcada concentración en el ámbito de la oferta. Seis operadores controlan más del 80% de las reservas, la producción y las ventas y uno de éstos cerca del 60% de estas últimas. Dicha concentración se acentúa si se considera la dimensión espacial por cuenca.
- Dicha concentración resulta aun más significativa si se toma en cuenta las articulaciones de los grupos económicos presentes en los consorcios adjudicatarios de las actividades correspondientes a los diferentes procesos que componen la cadena productiva de gas natural. Dichas articulaciones no sólo implican una reintegración vertical indirecta de la propia industria del gas natural, sino que se extiende hacia las otras industrias energéticas, en particular el sector eléctrico.
- Este alto grado de monopolio del mercado mayorista del gas natural se refleja sobre el nivel de los precios en yacimiento y en la apropiación de rentas diferenciales y absolutas por parte de los actores de la producción.
- A pesar de ello, el ENARGAS ha tenido cierto éxito en poner límites indirectos al incremento del precio mayorista del gas, luego del aumento que se produjo tras la liberación del mercado, controlando los precios de referencia para el *pass through* por parte de las distribuidoras y, en menor medida, con el establecimiento de un mercado *spot*.
- Las reformas introducidas en el sistema energético han dado lugar a importantes oportunidades de negocios para los nuevos actores privados. Dichas oportunidades se manifestaron

especialmente en el ámbito de la generación eléctrica, estrechamente vinculado a la disponibilidad del gas natural, y en los mercados de exportación del propio gas natural.

- La demanda de gas para la generación térmica eléctrica y para la exportación han sido las componentes más dinámicas en el incremento de la demanda total. La infraestructura de integración gasífera se ha desarrollado rápidamente en el ámbito del Cono Sur y las exportaciones ya autorizadas por la Secretaría de Energía de Argentina para los próximos 15-20 años comprometen entre un 23 y un 27% de las reservas, según se consideren las reservas comprobadas o las comprobadas más probables. Si se agregan las autorizaciones en trámite, esos porcentajes se elevan a 30% y 35%, respectivamente. Las cuencas cuyas reservas están más comprometidas por la demanda de exportación son la Noroeste y la Neuquina. De acuerdo con la prospectiva realizada por la Secretaría de Energía, en un horizonte cercano se prevé la importación de gas desde Bolivia a través del Gasoducto del Norte. Además de los problemas que esta situación puede plantear en relación con el abastecimiento futuro, es probable que esa intensa actividad de exportación traiga aparejada una elevación de los precios internos del combustible.

- Las licenciatarias del transporte han ampliado considerablemente la capacidad de los gasoductos (43% entre 1993 y 1998), principalmente por medio de la construcción de plantas compresoras y, en menor medida, por la instalación de *loops* a las redes troncales existentes. La inversión total en esa infraestructura se ubicó en alrededor de 1000 millones de pesos argentinos.

- La expansión de las redes de distribución también fue significativa (45% sobre la red medida en Km. entre 1992 y 1998). En este caso, las inversiones relacionadas con la expansión de las redes han sido realizadas por los usuarios, no obstante que las nuevas instalaciones construidas pasan a integrar el patrimonio de las empresas distribuidoras, de acuerdo con la normativa vigente. De este modo, el peso del financiamiento de las inversiones recae sobre los usuarios, aunque éstos recuperan el costo de la inversión a través de la factura del gas que consumen hasta completar el monto total.

- De hecho, la competencia en el mercado de abastecimiento parece reducirse a los servicios de comercialización a pesar de los intentos realizados por el Ente Regulador para promocionar la competencia. Sin embargo, la concentración de la oferta de gas no hace posible que la mayor atomización en la demanda se traduzca en precios menores.

- Las tarifas medias del gas distribuido pagadas por los usuarios finales han mostrado variaciones tanto en su nivel absoluto (nominal y real), como en sus niveles relativos por tipo de usuario. Mientras que la tarifa media residencial experimentó un incremento muy significativo (27% en términos reales entre marzo de 1991 y enero de 1999), la correspondiente a los grandes usuarios disminuyeron. Este cambio de estructura del cuadro tarifario y la mayor rigurosidad frente a la mora en el pago de las facturas ha empeorado relativamente la situación de los usuarios residenciales. Esto último se refleja en parte en la composición porcentual de los reclamos (más del 43% se relaciona con problemas de facturación).

- Las tarifas de transporte fijadas durante la privatización se muestran claramente excesivas atendiendo al resultado económico que obtienen las empresas concesionarias: la utilidades netas representan alrededor del 40% respecto de los ingresos operacionales. Ese porcentaje es muy superior al observable en los restantes servicios públicos privatizados y resulta difícilmente reconciliable con el “nivel razonable” que establece el Marco Regulatorio.

- Si se considera la estimación de la relación (Excedente de Explotación/ Valor Agregado Bruto) para los procesos de producción, transporte y distribución, los valores porcentuales fueron (en 1997) respectivamente, 60%, 72% y 55%. Se trata, sin duda, de valores altos teniendo en cuenta que esos excedentes constituyen una parte del Valor Agregado Neto.

El desempeño de la industria del gas natural ha sido aceptable, más allá de las consideraciones anteriores referidas a la apropiación del excedente y las rentas del recurso. Ambos factores, junto con la concentración de la oferta, se han reflejado en el incremento del precio del gas y de las tarifas finales pagadas por los usuarios residenciales. Ya la empresa Gas del Estado había mostrado, en comparación con las demás empresas públicas, un desempeño bastante aceptable. Hacia el futuro las preocupaciones se vinculan con el abastecimiento, atendiendo a la evolución de exportaciones y reservas y teniendo en cuenta que el gas natural representa alrededor del 40% dentro del balance energético de energía primaria.



### **III. La reforma en el sistema eléctrico argentino**

---

#### **A. La situación previa a la reforma**

Al ponerse en marcha la reforma, en el bienio 1992-1993, el sistema eléctrico argentino se caracterizaba por el predominio casi exclusivo de empresas públicas de jurisdicción federal (nacional y binacional) o provincial.<sup>56</sup> Las empresas de jurisdicción federal concentraban el manejo de las grandes centrales de generación, los grandes usuarios en todo el territorio nacional, la mayor parte del transporte en alta tensión y la distribución en el ámbito del Gran Buenos Aires, incluyendo también la ciudad de La Plata y sus alrededores. La empresa SEGBA realizaba la distribución en esa área y controlaba las grandes centrales térmicas ubicadas en la ciudad de Buenos Aires. En la mayor parte de las provincias existían empresas públicas de esa jurisdicción que, junto con las cooperativas, desempeñaban casi exclusivamente la función de distribución. Sólo las empresas provinciales de Buenos Aires y Córdoba poseían generación de cierta envergadura pero que, de cualquier modo, no alcanzaba a significar más del 5% del total.

La crisis registrada en Argentina 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

---

<sup>56</sup> La excepción a estaba constituida por la presencia de empresas cooperativas que se desenvolvía esencialmente en el ámbito de la distribución.

el ajuste de las tarifas y los contratos leoninos con el sector privado fueron dando lugar a un rápido incremento de su endeudamiento y a fuertes desequilibrios financieros, que debiera 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 el respaldo insuficiente de las centrales de generación térmica que derivó de la falta de mantenimiento.

Aunque esta situación contribuyó a justificar la necesidad de introducir fuertes cambios, la reestructuración del sistema eléctrico se derivó principalmente de la reforma global en los planos económico y energético general, siguiendo sus lineamientos estratégicos.

## **B. La nueva organización institucional emergente de la reforma**

La reforma eléctrica fue impulsada desde la jurisdicción federal alcanzando en forma inmediata a todas las actividades que se encontraban en este ámbito. Los objetivos de esta reestructuración fueron 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 demás 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.

Este proceso se completó, en sus aspectos fundamentales, en el transcurso del bienio 1992-93 e implicó la desintegración vertical y la partición horizontal de las actividades del sistema (especialmente las de generación y distribución), el traspaso de las empresas creadas para tal efecto 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.<sup>57</sup>

De este modo, con las grandes centrales en manos de las ex empresas HIDONOR, Agua y Energía y SEGBA, se crearon unidades productivas jurídicamente independientes que luego fueron privatizadas separadamente. La distribución eléctrica en el área metropolitana, que estaba en manos de SEGBA fue dividida en tres áreas de concesión, dando lugar a la creación de EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A., empresas que fueron entregadas a consorcios privados por licitación.

Aunque la mayor parte de las Provincias adhirieron a los principios de la Ley Nacional de la Electricidad (Ley 24065 de 1992), los gobiernos provinciales son autónomos para definir los términos en que concesionan la prestación del servicio eléctrico en su territorio (por medio de marcos regulatorios propios), exceptuándose las compras interprovinciales de electricidad que deben ajustarse a las normas nacionales.

Por esta razón 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 (97,8% en 1998).<sup>58</sup>

---

<sup>57</sup> No obstante, 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.

<sup>58</sup> En este porcentaje se incluye también la generación de empresas que son propiedad de los estados provinciales que comercializan su producción en el mercado eléctrico mayorista (Secretaría de Energía, Informe del Sector Eléctrico, 1998).

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

- a) El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que cubre casi todo el país, con excepción de la Región Patagónica y que conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).<sup>59</sup>
- b) El Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico (MEMSP), que abastece la Región Patagónica, salvo el extremo sur del país.<sup>60</sup>

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.

## **1. Las autoridades de política y los entes de fiscalización y control**

El sistema eléctrico argentino ha tenido y mantiene una organización de carácter federal, en el que existen incumbencias de orden nacional, provincial y municipal, con predominio de la esfera nacional.

La Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía de la Nación, es la máxima autoridad política del sector en el ámbito nacional, siendo sus principales funciones:

- 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 de la Nación 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 mercado eléctrico mayorista (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.

Por su parte, 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:

<sup>59</sup> Durante 1998 se canalizó a través del MEM el 91,8% de la generación eléctrica total.

<sup>60</sup> El MEMSP representa el 5,3% de la generación total.

- Controlar el cumplimiento de los términos de los contratos de concesión otorgados por el gobierno nacional (transporte en alta tensión, redes de transmisión regionales y distribución eléctrica en el área metropolitana), especialmente en lo que se refiere a la calidad del 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 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y defender los derechos de los consumidores cautivos, organizando audiencias públicas para el tratamiento de los temas conflictivos antes de 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 provinciales, 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 contratos de concesión de la distribución eléctrica de su territorio, otorgados oportunamente por las autoridades provinciales.<sup>61</sup>

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. Es necesario aclarar que en algunas jurisdicciones provinciales las concesiones otorgadas a las distribuidoras 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.

## **2. Los agentes del mercado eléctrico mayorista**

La fuerte partición horizontal en la actividad de generación y en la distribución en el área metropolitana, junto al proceso previo de descentralización de la distribución en el resto del país, determinó que la cantidad de actores del mercado mayorista fuera relativamente numerosa desde el inicio del funcionamiento del sistema bajo las nuevas reglas. Por otra parte, el ingreso de nuevos actores en la generación y la reducción del límite máximo para la definición de la categoría de Grandes Usuarios, que permite elegir libremente al suministrador, contribuyeron a que el número de agentes del mercado eléctrico mayorista (especialmente en el MEM del SADI) se expandiera

---

<sup>61</sup> 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.

rápidamente. En el Cuadro 5 se muestra la situación vigente hacia fines de 1998, tanto para el SADI (MEM) como para el Sistema Patagónico (MEMSP).

**Cuadro 5**  
**NÚMERO DE AGENTES EN EL MERCADO MAYORISTA**

| 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) | 1497        | 5         | 1502        |
| <b>Total</b>                     | <b>1982</b> | <b>32</b> | <b>2014</b> |

Fuente: CAMMESA, Informe Anual 1998

Es necesario aclarar que los valores incluidos en el Cuadro 5 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.<sup>62</sup>

Entre los Grandes Usuarios, sólo los Grandes Usuarios Mayoristas son agentes plenos del MEM. Estos también pueden realizar contratos de abastecimiento, que deben ser administrados por el distribuidor respectivo, aunque sean firmados con generadores, al igual que en el caso de los Grandes Usuarios Particulares que también pueden optar contratar su abastecimiento al margen del distribuidor correspondiente.

A comienzos de 1997 se estableció la diferenciación entre agentes y participantes del MEM, teniendo estos últimos sólo 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)<sup>63</sup>, a los Estados Provinciales que comercializan las regalías hidroeléctricas recibidas en especie y a las empresas extranjeras que compran o vendan electricidad en el mercado argentino.

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.

La autoridad técnica en la operación del sistema es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), que además de hacer las

<sup>62</sup> En algunas provincias 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.

<sup>63</sup> 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.

liquidaciones mensuales de cobros y pagos de los agentes, tiene a su cargo el despacho de cargas y asesora al Ente Nacional Regulador de Electricidad (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.

### **3. La organización y funcionamiento del mercado eléctrico mayorista**

El mercado eléctrico mayorista se compone de dos segmentos: el Mercado *Spot* y el Mercado a Término o de contratos. 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. Estos acuerdos de comercialización no eximen, sin embargo, a los agentes de su responsabilidad técnica en la operación del sistema (control de frecuencia, potencia reactiva, etc.).

#### **a) 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.<sup>64</sup>

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.<sup>65</sup>

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.<sup>66</sup>

En el mercado *spot* existen dos categorías de compradores: los distribuidores y los eventuales. Se consideran compradores eventuales todos los agentes económicos que demandan en el mercado *spot* los faltantes de sus contratos.<sup>67</sup> Los demandantes eventuales compran la energía en el mercado *spot* al precio horario de su nodo de conexión al SADI.

---

<sup>64</sup> 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.

<sup>65</sup> 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 sobrecosto asociado es absorbido por los consumidores del área que produce la restricción.

<sup>66</sup> 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

<sup>67</sup> 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.

Los distribuidores, en cambio, pagan el precio medio estimado para cada trimestre, diferenciado en tres tramos horarios.<sup>68</sup> 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.<sup>69</sup>

En el mercado *spot* los compradores también pagan por la potencia realmente demandada en este 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.<sup>70</sup>

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 prevén en función de la potencia máxima que los consumidores y distribuidores pueden 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, los consumidores y distribuidores deben pagar por otros servicios prestados por los generadores al sistema, que se consideran servicios asociados a la potencia.<sup>71</sup>

#### **b) 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.

En los términos del respectivo contrato debe especificarse, además de las cantidades y modalidad del mismo, a que 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.<sup>72</sup>

Las transacciones que dieron forma a este segmento del mercado tuvieron su origen en los contratos suscritos con los consorcios adjudicatarios de las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A. al entregarse la concesión<sup>73</sup>. Tales contratos, establecidos precedentemente por la autoridad

<sup>68</sup> El precio que pagan los distribuidores por sus compras en el mercado *spot* es un precio de carácter estacional que se estima sobre la base del 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 fin de los primeros tres meses.

<sup>69</sup> 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.

<sup>70</sup> 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.

<sup>71</sup> Dentro de este concepto se incluyen:

- la regulación de frecuencia;
- los costos asociados al arranque y parada de máquinas;
- el sobrecosto de las máquinas de operación forzada (sólo en el área que crea la obligación de operar máquinas no competitivas);
- el sobrecosto de mantener operando máquinas TV en la base cuando son requeridas sólo en la punta del diagrama;
- los impuestos que gravan las transferencias de combustibles, no incluidos en los costos variables de producción.

<sup>72</sup> Las partes pueden acordar el valor del peaje siempre que no supere el valor fijado por la empresa de despacho.

<sup>73</sup> 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 estas dos empresas representó en 1998 una proporción cercana al 35% de la demanda total del SADI.

con las centrales Puerto y Costanera, fueron una condición indispensable para la venta de la gran generación de la ex SEGBA.<sup>74</sup>

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.<sup>75</sup>

El monto mínimo de potencia 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 1MW, 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 Mayoristas (demanda superior 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 al menos el 50 % de su demanda.<sup>76</sup> En cambio, los Grandes Usuarios Menores (entre 2 MW y 100 KW) y particulares (entre 100 y 50 KW) 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 completar la energía vendida por contratos.<sup>77</sup>

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 una autorización de la Secretaría de Energía y una reserva de capacidad de transporte en el vínculo internacional que asegure la viabilidad técnica de los intercambios previstos.<sup>78</sup>

---

<sup>74</sup> El plazo del contrato fue de ocho años, el precio de 40 US\$/MWh, ajustable con la inflación de EEUU. Las mencionadas centrales podían comprar en el mercado *spot* los faltantes, especialmente cuando no fueran despachadas.

<sup>75</sup> En 1998, más del 58% de las compras netas de los distribuidores y grandes usuarios del MEM fueron canalizadas a través del mercado de contratos.

<sup>76</sup> 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.

<sup>77</sup> 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 subrayar 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 contratan reserva fría con algún generador deben asegurarse de la calidad del vínculo de transporte que los une.

<sup>78</sup> 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, aún cuando esta situación debe anticiparse a los efectos de la previsión del despacho de cargas del sistema argentino.

Se considera vínculo internacional de transporte a las instalaciones (líneas, estaciones transformadoras, estaciones conversoras, etc.) que, aún 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, como el de un Gran Usuario conectado a la red de distribución, se deben 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. Cada vez que un agente falle en este cometido es sujeto de una penalización a la que 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 a 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).

---

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, aún siendo de una misma máquina, puede ser comercializada en el MEM por el generador sin restricciones.

## 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.

### a) 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. Hasta la reforma del sector, 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, creándose, con las redes de alta tensión e instalaciones asociadas, una unidad empresaria encargada del transporte (TRANSENER S.A.) de forma tal que constituyera el vínculo entre las regiones eléctricas que integran el SADI. Así, TRANSENER 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 dentro 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 los agentes de las regiones correspondientes. Dependiendo de la región que se trate, puede existir solapamiento entre las tensiones manejadas por los transportistas regionales y la unidad empresaria nacional.

Además de TRANSENER 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.

Puesto que los transportistas (TRANSENER y las 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. 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, se le aplica al transportista una penalización que luego es reintegrada a los usuarios de dicho equipo como único resarcimiento por la no disponibilidad 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 para tales efectos.<sup>79</sup> 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

---

<sup>79</sup> 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.

transporte, aspecto que será retomado al examinar el desempeño del sistema bajo las nuevas reglas de funcionamiento.

Los transportistas no están habilitados para decidir por sí mismos ampliaciones mayores de la red. A pesar de ello, TRANSENER 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.<sup>80</sup>

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.<sup>81</sup>

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”.<sup>82</sup>

### **b) La actividad de distribución**

La distribución es la actividad de la cadena eléctrica que presenta la mayor diversidad de situaciones, 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. En algunas provincias 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 en la mayor parte de los casos como proveedoras a las empresas provinciales (o sus sucesoras privadas). Es debido a esa diversidad de situaciones que el análisis de las 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 suministro a los que la normativa regulatoria les fija la obligación de abastecer toda demanda solicitada por los usuarios dentro de su área.<sup>83</sup> Dicha disposición las incentiva a buscar los mecanismos para asegurarse el 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.

---

<sup>80</sup> Estos estudios deben ser puestos a disposición de todos los agentes del MEM.

<sup>81</sup> 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.

<sup>82</sup> 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.

<sup>83</sup> 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.

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, que resulta de la diferencia entre el precio de compra, incluyendo el transporte, y el ingreso medio de venta, así como el cuadro tarifario, están sujetos 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 los distintos componentes del costo. Los costos de compra se ajustan cada trimestre sobre 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 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 en concepto de la prestación de la función técnica de transporte, por el uso de las instalaciones, cuyo valor depende del nivel de tensión al cual se conecta a la red.<sup>84</sup> 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 los que se hace acreedor el distribuidor del área.<sup>85</sup>

## **C. 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 destacados de la nueva organización productiva e institucional y de la normativa regulatoria que rige la operación y expansión de la industria, se analizará el desempeño de este sistema bajo las actuales modalidades de funcionamiento.

A tal fin, se examinarán primero las cuestiones vinculadas con el comportamiento del mercado mayorista, prestando especial atención 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

---

<sup>84</sup> 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.

<sup>85</sup> 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.

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. En relación con este último aspecto, el análisis se limitará casi exclusivamente al episodio del prolongado corte de los servicios en el área de concesión de EDESUR S.A.

## 1. El desempeño del mercado mayorista

Entre 1992 y 1998, la demanda de energía en el ámbito de MEM se expandió en más de 44%, es decir, a una tasa anual media de 6,3%. La potencia instalada durante el mismo período tuvo una variación porcentual total muy semejante. A pesar de esto, la indisponibilidad térmica en 1998 representó menos de la mitad del alto nivel que se registró en 1992.

Por tanto, teniendo en cuenta la envergadura del parque térmico convencional (49,6% del total de la potencia instalada al 31/12/1998)<sup>86</sup>, 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 hacia fines de diciembre de 1998) frente a la demanda máxima simultánea correspondiente (10.712 MW).

A pesar de la precaria situación de abastecimiento que presentaba el sistema en 1992<sup>87</sup>, estaba previsto que con el ingreso de las centrales que se encontraban en construcción (Piedra del Águila, Yacyretá y Atucha II), el abastecimiento se encontraría garantizado casi hasta fines de la década. Sin embargo, además de la inmediata entrada de Piedra del Águila (1400MW) y el progresivo ingreso de las turbinas de Yacyretá (1710 MW hasta fines de 1998), los nuevos actores privados instalaron, entre 1992 y 1998, centrales térmicas por un total de alrededor de 2600 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. Por otra parte, la posibilidad de exportar al sur de Brasil se convirtió en un motivo adicional para la inversión en nuevas centrales.

### a) La competencia en el ámbito del MEM

La orientación que se dio a la reforma del sistema eléctrico argentino siguió el objetivo de 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 los mecanismos a través de los cuales se intentó obtener el objetivo planteado.

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.<sup>88</sup>

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

<sup>86</sup> La composición de la potencia instalada al 31/12/1998 era 49% térmica convencional (24,9% TV, 16,8% TG y 7,9 CC), 45,2% hidráulica y 5,2% nuclear.

<sup>87</sup> En ese año la alta indisponibilidad del parque térmico fue acompañada por un bajo aporte hidráulico al punto que precio monómico del sistema (basado ya en el costo marginal) llegó a alcanzar valores superiores a 75 \$/MWh.

<sup>88</sup> Los aportes de la Teoría de los Mercados Disputables han provisto la base doctrinaria para ese tipo de esquemas.

usuarios pero también en el ámbito de la generación, autogeneración y cogeneración, ha contribuido a hacer efectivas esas potencialidades de competencia. En el Gráfico 13 se presenta la evolución del número de actores y participantes (comercializadores) del MEM.

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.<sup>89</sup>

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 primaron los criterios de baja intensidad y rápida recuperación del capital, implicaron una competencia creciente en el mercado de mayorista, en el segmento de la generación térmica.

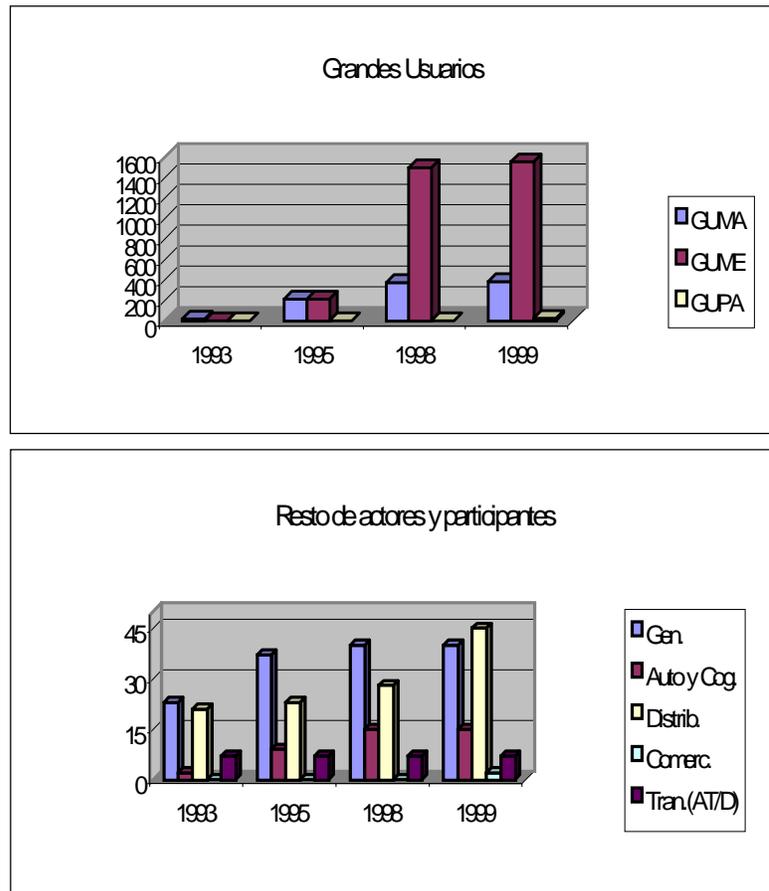
Sin embargo, a pesar de la mejora en la eficiencia térmica que significó la introducción de esas nuevas tecnologías en este segmento (Gráfico 14), las fuentes esenciales de la competitividad de ese tipo de generación radicaron en las ventajosas condiciones con que podían celebrar sus contratos de provisión de gas natural. 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. Este tipo de situaciones fue especialmente relevante en las regiones eléctricas del Comahue y NOA, donde la provisión de gas a un costo comparativamente bajo es abundante y existen electroductos que las vinculan al mercado eléctrico principal.

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. 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.

---

<sup>89</sup> En este porcentaje se incluye a algunas cooperativas que han optado por operar en el mercado de contratos bajo la modalidad de grandes usuarios (CAMMESA, 1998).

Gráfico 13  
EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE ACTORES Y PARTICIPANTES  
DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (\*)



**Fuente:** elaborado en base a CAMMESA, Informe Anual 1998 y Boletín del MEM N° 40

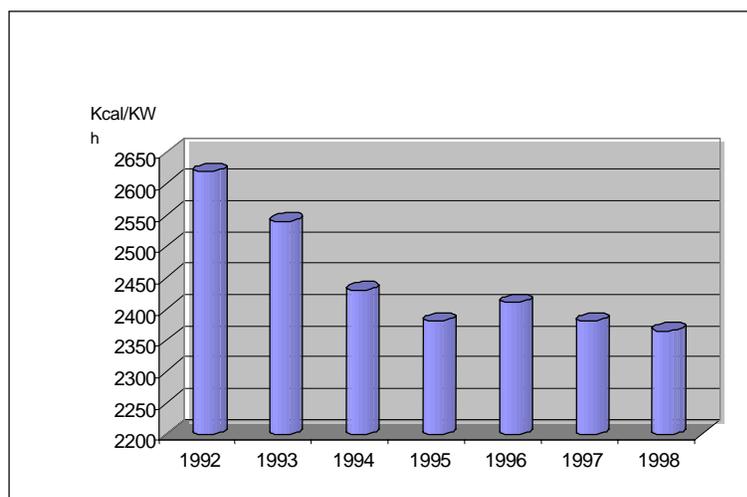
(\*) Los datos no incluyen los actores del MEMSP y corresponden al 31 de diciembre de cada año, salvo los del año 1999 que son del 31 de mayo de ese año.

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, 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. 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 podrían ampliarse a 2.000 MW en el futuro próximo.

Gráfico 14

## MEM. EVOLUCIÓN DE LOS CONSUMOS ESPECÍFICOS DEL PARQUE TÉRMICO



Fuente: CAMMESA, Informe Anual, 1998

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.<sup>90</sup> 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” (IDEE, 1998).

Por otra parte, en las épocas de alta hidráulicidad en aquel país los contratos de exportación podrían no ser de gran ayuda para el sobreequipamiento, en relación con la demanda en el 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 capacidad de transporte de este corredor podría poner en riesgo el aprovechamiento de la energía de Yacyretá, cuyo único destino sería el vertedero” (IDEE, 1998).

Por último, en el período analizado han existido limitaciones a la competencia a pesar del ingreso de nuevos actores al mercado de la generación. Entre las principales limitaciones pueden mencionarse las siguientes:

- Los contratos de las generadoras Puerto y Costanera con EDESUR y EDENOR.
- Las limitaciones en el transporte.

<sup>90</sup> “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, 1998)

- Las ventajas de algunos actores por su inserción en diferentes eslabones de la cadena eléctrica y en otras cadenas energéticas.

Los contratos suscritos junto a la venta de las centrales de la ex SEGBA e impuestos posteriormente a EDESUR y EDENOR en la adjudicación de las áreas de distribución metropolitana, implicaron de hecho retirar del mercado una porción significativa de la demanda. En 1998 y después del fuerte crecimiento del *by pass* comercial de los grandes usuarios del área, las compras de energía de esas distribuidoras representaba cerca de un 35% del total del MEM.<sup>91</sup>

Esta importante porción del mercado se abrió a la competencia sólo a fines del 2000, al culminar el plazo de esos contratos.

En cuanto a las restricciones en el transporte, las mismas serán examinadas en una sección posterior. Por el momento basta 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.

Por otro lado, puede observarse que algunos actores obtienen sus ventajas competitivas de su participación en otros eslabones de la cadena eléctrica, 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.

#### **b) 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 al dinamismo de la inversión, que en cierta forma ha sido una de las causantes del comportamiento de los precios.

En efecto, como se observa en el Gráfico 15, en el período 1991-1998 el precio *spot* en el Mercado Eléctrico Mayorista muestra una tendencia que implica una reducción de más de 50%. Aunque algunos sostienen que esa reducción se debe fundamentalmente a la competencia introducida por el funcionamiento del sistema de acuerdo con las nuevas reglas, este comportamiento del precio mayorista responde en realidad a una diversidad de factores, entre los que el aumento de la competencia es tan sólo uno de ellos y cuya incidencia ha sido realmente relevante sólo a partir de 1995.

En primer lugar, debe tenerse en cuenta que 1992 fue un año de bajos aportes hídricos, en tanto la situación del parque térmico presentaba una muy baja disponibilidad, debida a las condiciones de restricciones financieras que afrontaba el sector en los años previos a la reforma. Estos dos factores, junto con el cambio en el criterio de determinación del precio mayorista a partir de la reforma, —el criterio del costo marginal reemplaza al del costo medio erogable, vigente previamente—, son los factores causantes de los picos que se observan en ese año.

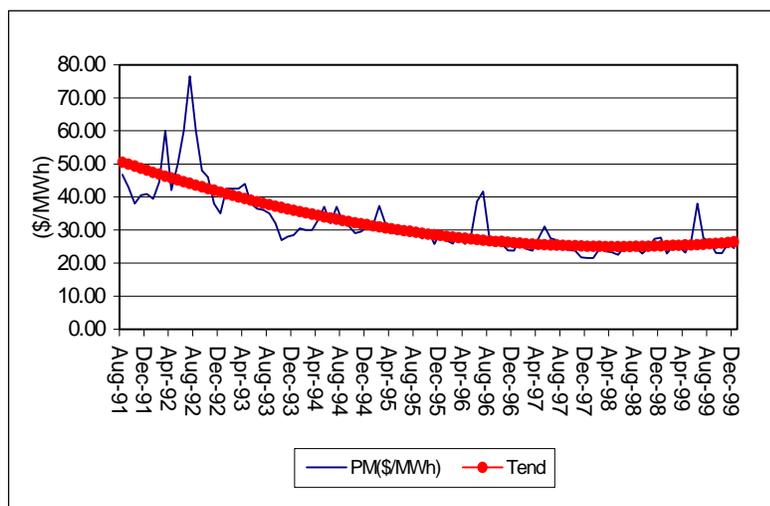
Por otra parte, la entrada de la central hidroeléctrica de Piedra del Aguila (1400 MW) hacia fines de 1992, la rápida disminución de la indisponibilidad térmica y la mejora de las condiciones de hidráulidad, provocaron el rápido descenso del nivel de precios. La participación de la generación hidráulica 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 Yacretá, 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,

<sup>91</sup> En 1998, estas empresas distribuidoras adquirieron por contrato entre el 65 y el 70% del total del valor de compra.

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 solo marginalmente ya que la reducción mayor se produjo entre 1994 y 1995.

Gráfico 15  
MEM: EVOLUCIÓN DEL PRECIO MONÓMICO



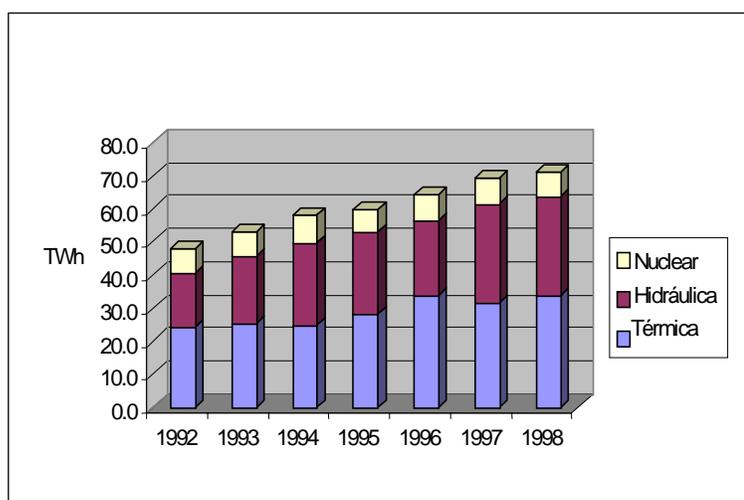
Fuente: Elaborado en base a CAMMESA, Informe Anual 1998 e Informe mensual diciembre 1999.

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 aumentó más de tres veces entre 1995 y 1998, alcanzado en este último año una participación del 16% sobre la generación total y cerca del 40% de la porción hidráulica, aunque debe aclararse que esta última se vio menguada por la disminución del aporte de los embalses del Comahue y, en menor medida, de Salto Grande.<sup>92</sup>

De completarse las obras que permitan que la represa de Yacyretá alcance su cota de diseño, la influencia del aporte de esta central sobre el precio del MEM podría prolongarse en el tiempo, al aumentar la potencia nominal en alrededor de 72% respecto de su nivel actual.

<sup>92</sup> “ 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, Informe Anual 1998)

Gráfico 16  
MEM: GENERACIÓN POR TIPO



Fuente: Elaborado sobre la base de CAMMESA, Informe Anual 1998

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 \$/MWh), 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 fue produciendo un incremento en los precios de la energía, hasta alcanzar el pico que se observa en 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, 1998).

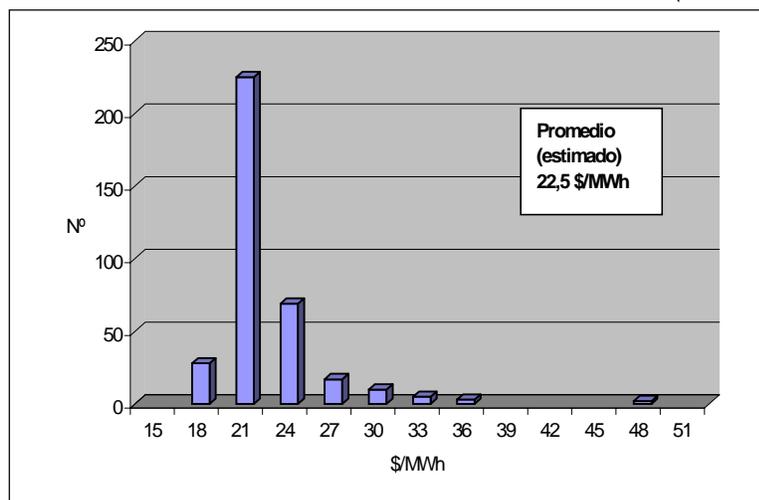
En suma, puede concluirse que el efecto de la competencia en el ámbito de la generación sobre el nivel del precio del mercado *spot* es especialmente relevante a partir de 1995. Sin embargo, no cabe duda que el factor preponderante en la baja del precio ha sido la entrada de las importantes centrales 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 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 de 83% de total de las compras netas.

Gráfico 17

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

(año 1999)



Fuente: CAMMESA, Informe mensual diciembre de 1999.

Esta estrategia de comprar la mayor parte de su demanda en el mercado *spot* le permite a los distribuidores minimizar el nivel de riesgo en la medida que 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 observa en el Gráfico 17, 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 \$/MWh, de acuerdo con las cifras preliminares. Es decir que la diferencia no supera el 5% del nivel de este último precio.

**c) El problema de la expansión del transporte**

Existe una fuerte concentración de la demanda en la región Centro-Este del país (GBA, Litoral, Buenos Aires), alcanzado a un 70% del total. A su vez, en las regiones periféricas de Comahue y NEA se observan fuertes excedentes.

Comahue es coincidentemente una de las zonas de mayor oferta hidroeléctrica, sobre la base de grandes centrales de embalse, y de 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 NEA pasó de ser importadora neta a excedentaria, basándose este cambio en la generación hidroeléctrica de pasada. Por tanto, la oferta de esta región presenta también una alta competitividad.

En la región del NOA el creciente excedente tiene una naturaleza diferente. Este aumento sostenido se sustenta 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 notoriamente 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 turbogas 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 Comahe-GBA y NEA-Litoral-GBA. Por supuesto, la disponibilidad de la red de transporte es también crucial para una efectiva competencia en el mercado de generación.

La regulación vigente ha establecido un complejo mecanismo para la concreción de las ampliaciones del transporte. La iniciativa para tales ampliaciones no puede partir de TRANSENER, concesionario de las redes de alta tensión preexistentes, sino de actores interesados, normalmente generadores. Una vez realizado el proyecto y superada la auditoría técnica<sup>93</sup>, se requiere la aprobación de 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 licitan 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 prevenir contra un sobreequipamiento en el transporte que luego deberán sostener 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, han implicado una ineficiente asignación de los recursos que puede resultar mucho más onerosa que el sobreequipamiento que podría derivar de mecanismos más centralizados.

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 Águila. Sin embargo, esta central inició sus funciones después de ponerse en marcha la reforma sin construir esa cuarta línea de 500 KV. 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 esta región fueron afectados económicamente por la restricción aludida, no sólo porque dicha restricción 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 aumentarán cuando se completen las obras complementarias 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, el principal usuario. Hasta el momento, ninguna iniciativa de este tipo se ha hecho pública.

<sup>93</sup> A cargo de TRNSENER

Estas dificultades en la red de transporte, especialmente las correspondientes al corredor Comahue-GBA, alteraron la dinámica espacial del proceso de inversión. 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 NOA, donde la disponibilidad de gas natural a bajo precio y las menores restricciones de la red de transporte eléctrico otorgaban 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 actividad.

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

La experiencia recogida desde la puesta en marcha de la reforma, acerca 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 presentan 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, 1998).

En cierto modo, la Secretaría de Energía también ha reconocido en forma implícita las mencionadas dificultades ya que ha comenzado a introducir cambios a la normativa, admitiendo la posibilidad de que 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 obtenga una mayor confiabilidad en el abastecimiento.<sup>94</sup>

---

<sup>94</sup> 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, 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).

## D. Los mercados de distribución

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.

Asimismo, 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 fuerte presiones a favor de la privatización de los servicios.

La distribución de los recursos a través de un Fondo Nacional que se destinó a financiar el desarrollo eléctrico del interior y las compensaciones regionales de tarifas a usuarios finales, fue también un instrumento para presionar por la adhesión de las provincias a los principios tarifarios establecidos dentro del marco regulatorio eléctrico nacional.<sup>95</sup>

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

### 1. La evolución de la estructura y el nivel de las tarifas

En esta sección se examinan los principales cambios registrados en la estructura y el nivel de las tarifas en los mercados de distribución que se introdujeron en la reforma del sistema eléctrico en el ámbito federal. El análisis se referirá especialmente a los mercados de distribución del área metropolitana, aunque 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 aquéllas 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 (GUMA, GUME), las empresas distribuidoras han enfrentado una competencia creciente de parte de los generadores en el abastecimiento a los clientes mayores localizados en sus respectivas áreas de concesión. Recientemente, este nivel de competencia ha aumentado como resultado del ingreso de los comercializadores.

La imposibilidad de las distribuidoras de otorgar un tratamiento tarifario diferencial a sus clientes las coloca en desventaja para competir con esos actores. Esta desventaja se acentúa por el 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 a los clientes de las distribuidoras.

La energía adquirida en 1998 por los grandes usuarios mayores a través del *by pass* comercial a las empresas distribuidoras representó alrededor del 18% del consumo en las diferentes áreas de concesión o jurisdicciones correspondientes al SADI. Tal como se ha mostrado

<sup>95</sup> El Fondo Nacional de Energía Eléctrica se constituyó sobre la base de los recursos que generó un impuesto a las transacciones mayoristas de energía eléctrica, y complementados por una porción del impuesto a los combustibles líquidos.

previamente (Gráfico 17), el precio medio pagado por los grandes usuarios mayores es muy semejante al nivel de precio *spot* del MEM, de lo que se colige que a partir de la reforma este tipo 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 del 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 la de contribuir a una mayor equidad social.

Paralelamente con la privatización de los servicios eléctricos en el área Metropolitana (concesiones de EDESUR, EDENOR, EDELAP), se modificó la estructura de la tarifa residencial, introduciendo un esquema de precio medio descendente, tal como puede observarse en el Gráfico 18 en el caso de EDENOR (las tarifas de EDESUR y EDELAP son muy semejantes).

Al respecto, las jurisdicciones provinciales presentan una situación de cierta diversidad: en la mayor parte de aquéllas donde se implementó la privatización de los servicios, se adoptó también una tarifa residencial decreciente con el nivel de consumo<sup>96</sup>; en cambio, en las provincias donde los servicios permanecen aún en manos públicas y/o predomina la distribución a través de cooperativas, la tarifa residencial mantiene su estructura creciente por bloques. Casos representativos de esta situación son las tarifas de EPEC (Córdoba), EPE (Santa Fe) y APELP (La Pampa) (Ver Gráfico 18).

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 grupos de usuarios residenciales, no es cierto 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.

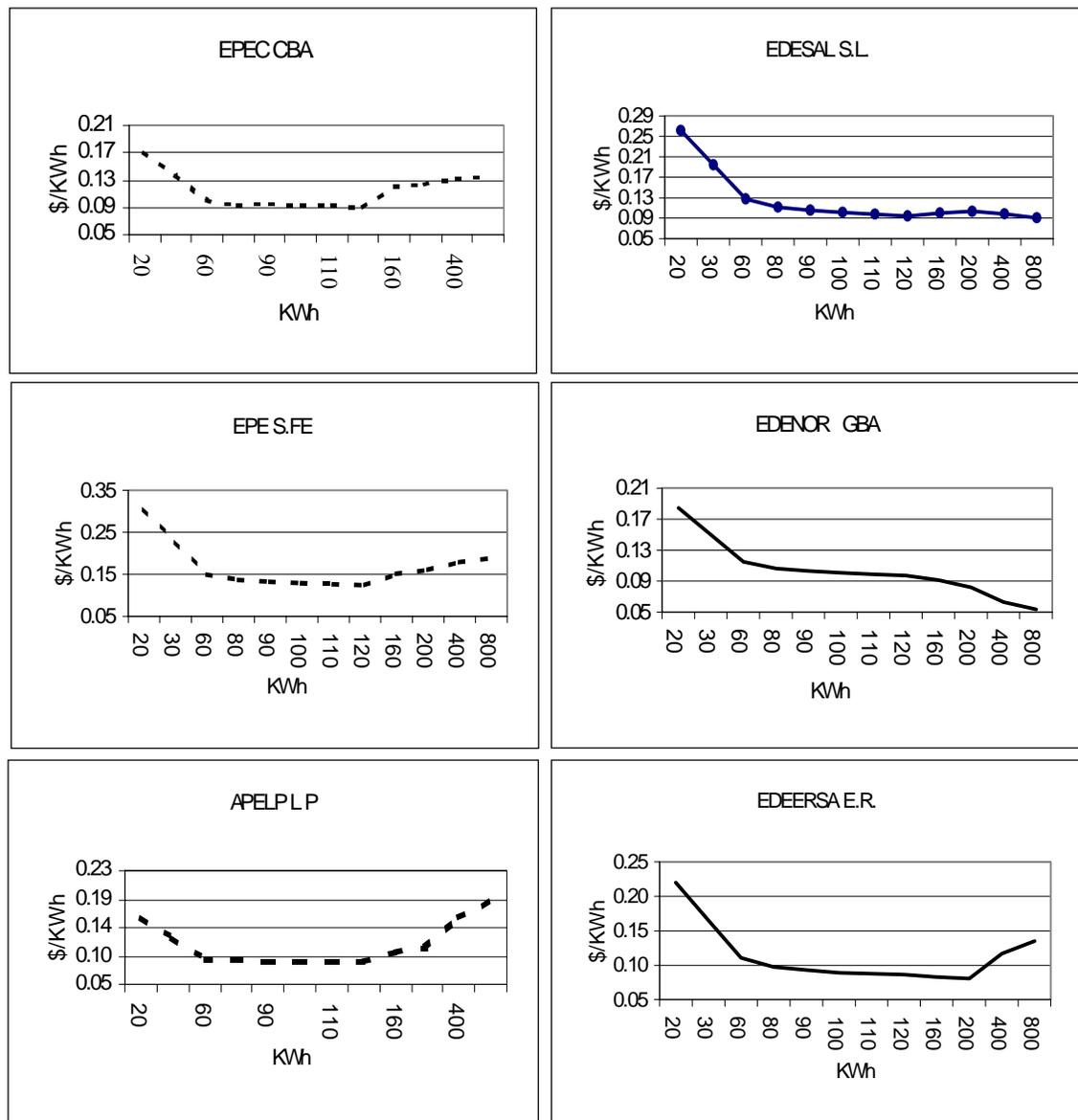
En consecuencia, el resultado del prorrateo de costos entre grupos de usuarios es fuertemente dependiente del criterio que se utilice para determinar el grado de responsabilidad relativa y resulta muy difícil postular que alguno de ellos es “mejor” que los demás. Por otra parte, puesto que la mencionada 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. De esta manera, escoger una tarifa de tipo descendente implica adoptar un esquema regresivo desde la perspectiva de la equidad social.

---

<sup>96</sup> El caso de EDEERSA de la Provincia de Entre Ríos es una de las pocas excepciones, registrando un tramo creciente a partir de 200 KWh de consumo.

Gráfico 18

**ESTRUCTURA TARIFARIA EN ALGUNAS ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN, AGOSTO 1999**



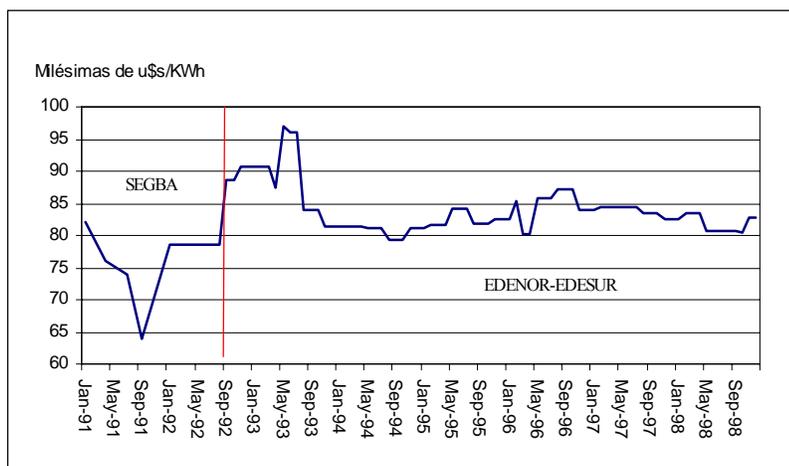
Fuente: Elaboración propia en base a información de ADEERA

Por otra parte, ese tipo de política tarifaria es contrario al objetivo de conservación de la energía al incentivar el consumo, lo que trae 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 las dimensiones principales 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, que se realizó en 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.

**Gráfico 19**  
**EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA RESIDENCIAL EN EL ÁREA GBA**  
(consumo de 200 KWh-mes)



**Fuente:** Elaboración propia en base a información del Instituto Argentino de la Energía Gral. Mosconi.

Muy probablemente, los picos que se observan en 1993 son el resultado de los mecanismos establecidos para el ajuste estacional en función de las variaciones del precio spot estacionalizado<sup>97</sup>, debido a que dicho precio se incrementó en más del 28% entre marzo y mayo de 1993 (CAMMESA, 1998). En términos generales, la evolución de la 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* (ver Gráfico 14) no parece reflejarse plenamente en la evolución de la mencionada tarifa, presentada en el Gráfico 19.

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

En el Gráfico 20 se presenta una comparación de las tarifas medias residenciales, correspondientes a agosto de 1999, para un consumo de 110 KWh mes. Con el propósito 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 y privadas).

Puede observarse que tanto en las empresas privadas como en el grupo de las que continuaban siendo públicas hasta 1999 existe una marcada diversidad en lo que se refiere a los

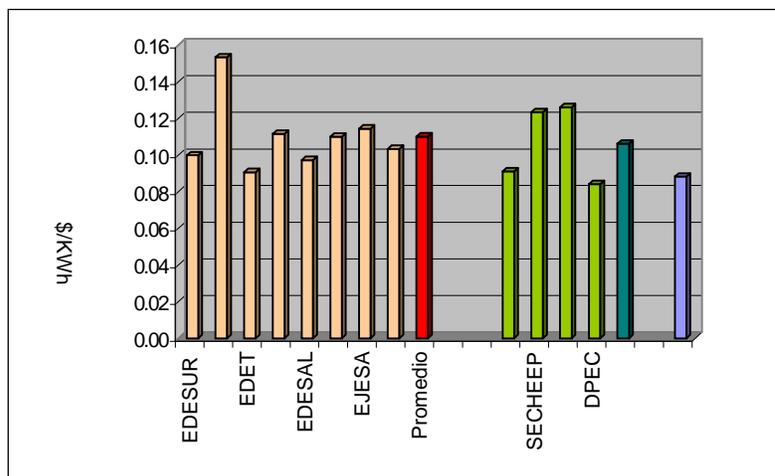
<sup>97</sup> Recuérdese que el indicador utilizado para ajustar el precio de las compras totales de energía del distribuidor es la variación de precios registrada en el mercado *spot*.

niveles relativos de la mencionada tarifa media sin impuestos.<sup>98</sup> 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). En las distribuidoras públicas la diferencia tarifaria se asocia más con el nivel general de la tarifa, predominando en ese grupo una estructura creciente, una vez apagado el impacto del cargo fijo.

Gráfico 20

### COMPARACIÓN TRANSVERSAL DE TARIFAS MEDIAS RESIDENCIALES SIN IMPUESTOS

Consumo de 110KWh-mes (agosto 1999)(\*)



Fuente: Elaboración propia en base a información de ADEERA.

(\*) Los promedios se calcularon en base a una media aritmética simple, es decir sin tomar en cuenta la magnitud de los mercados residenciales de las diferentes empresas distribuidoras.

Por otra parte, tampoco se observan diferencias muy significativas en relación con los niveles promedio de ambos grupos, siendo bastante menor al de ambos el correspondiente al único caso donde predominan las distribuidoras cooperativas. El primer hecho indicaría que el proceso de privatización de los servicios no ha tenido consecuencias importantes a este respecto. Es de esperar que en las revisiones tarifarias quinquenales los entes regulatorios federal y provinciales reparen en esta circunstancia y logren que las diferencias de nivel reflejen las distintas características de los mercados. En el caso de las provincias que opten por mantener a los servicios de distribución eléctrica en manos públicas, es deseable que se impulse la creación de los entes de fiscalización y control (entes reguladores) independientes y que 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<sup>99</sup>, 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

<sup>98</sup> Si se consideran los impuestos las divergencias son aún mayores debido a las discrepancias en el tratamiento impositivo en las diferentes jurisdicciones.

<sup>99</sup> En la provincia de la Pampa existen más de 20 cooperativas eléctricas que abastecen casi toda la demanda. El ente provincial es sólo un intermediario que compra 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.

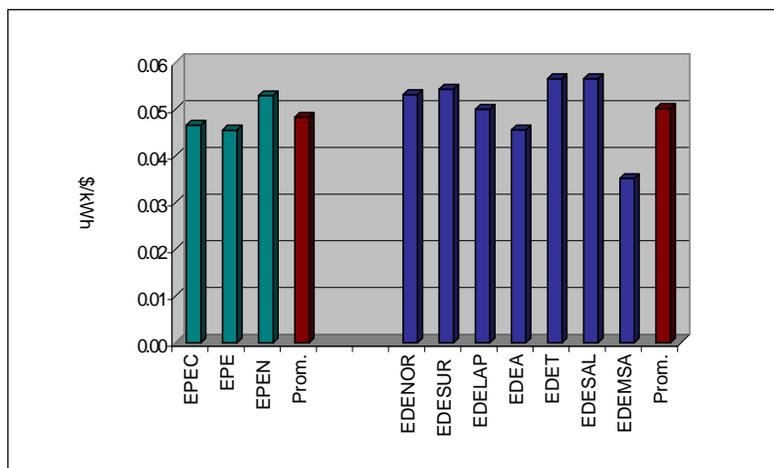
cooperativas. Sin embargo, en dicho caso, parecen existir subsidios cruzados desde otros sectores de consumo hacia el uso residencial. Esto no resulta conveniente, primero, porque la búsqueda del objetivo de equidad debería reflejarse por medio de transferencias internas al sector residencial, y segundo, porque el esquema vigente puede poner en peligro la competitividad de las actividades productivas y la de las propias cooperativas respecto 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 entre las empresas privadas (niveles más bajos, salvo EDEA- Zona Atlántica de la Provincia de Buenos Aires)<sup>100</sup> y las públicas (niveles más altos). El caso de La Pampa (APELP), donde predomina la distribución por medio de cooperativas, se asemeja al de las distribuidoras públicas (Gráfico 21).

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

Los antecedentes revisados parecen indicar que en el caso de las jurisdicciones que han privatizado los servicios se privilegia un enfoque tarifario que, al igual que en el caso residencial, incentiva el consumo para los usos comerciales (tarifas medias decrecientes y niveles semejantes al de los usos residenciales)<sup>101</sup>, siéndole aplicables las consideraciones realizadas sobre uso eficiente de la energía y externalidades ambientales. Ese mismo enfoque parece beneficiar a los pequeños usuarios industriales, comparativamente más castigados en las áreas de distribuidoras públicas.

**Gráfico 21**  
**COMPARACIONES DE TARIFAS DE USUARIOS EN BAJA TENSIÓN**  
(agosto 1999)(\*)



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de ADEERA.

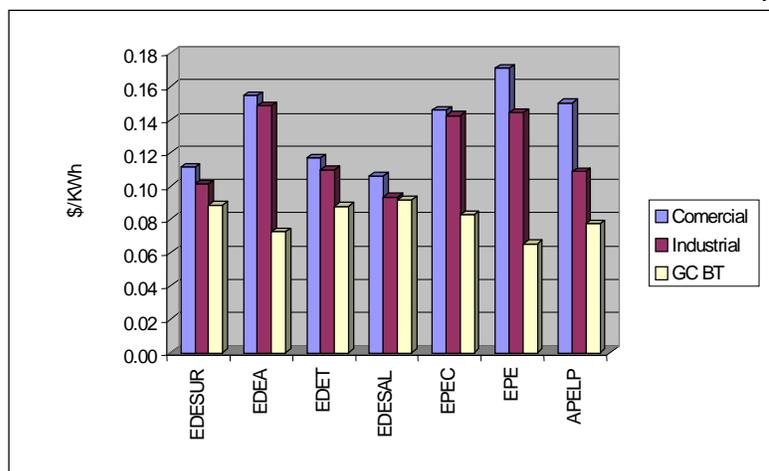
(\*)Comercial: 500 KWh-mes. Industrial: 1000 KWh-mes. Grandes Consumos(GC BT): Potencia máxima 50 KW; Relación potencia P y FP 50%; Utilización 200 hs-mes; Fc. 27.4%

<sup>100</sup> Los niveles correspondientes a EDENOR y EDELAP son muy semejantes a los de EDESUR en el caso de las tres tarifas.

<sup>101</sup> Salvo en el caso de la provincia de Buenos Aires, cuyos niveles se ubica entre los más altos del país, especialmente cuando se incluyen los impuestos.

Por último, en relación con 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 22). Sin embargo, destaca el hecho de que las tarifas utilizadas para estos consumos en las jurisdicciones que mantienen los servicios en la esfera pública son, en general, menores que las correspondientes a las distribuidoras privadas, al menos en las regiones eléctricas más importantes.

**Gráfico 22**  
**COMPARACIÓN DE TARIFAS MEDIAS INDUSTRIALES EN MEDIA TENSIÓN, AGOSTO 1999 (\*)**



**Fuente:** elaboración propia en base a datos de ADERA.

(\*) (Potencias > 1000KW. Relación potencia en punta y fuera de punta 50%. Utilización 300 hs-mes. Fc 45%). Los promedios son medias aritméticas simples.

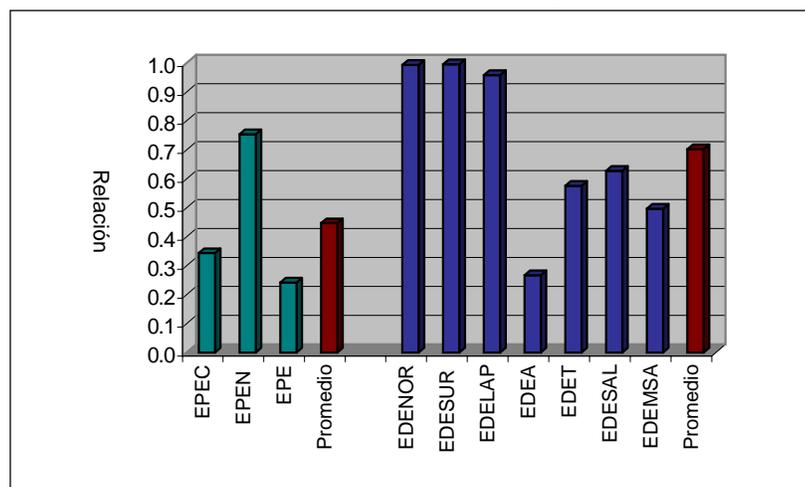
Por otra parte, llama la atención en los casos de las empresas privatizadas la relación existente entre los niveles medios de la tarifa para grandes consumos en media tensión y la correspondiente a altos consumos del sector residencial (800 KWh). En tales casos la relación ( $TmGCMT / TmRes800KWh$ ) es cercana a la unidad, como se aprecia en el Gráfico 23.

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, EDESUR, EDELAP. Si se exceptúa el caso de EPEN, que tiene un mercado residencial muy reducido y disperso<sup>102</sup>, 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. Esto sugiere que, por una parte, en los casos de EDENOR, EDESUR y EDELAP, 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 22 parecen confirmar lo expresado previamente con

<sup>102</sup> 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.

relación a la intención de incentivar el consumo en el caso de las áreas atendidas por EDENOR, EDESUR, EDELAP, especialmente en las categorías de usuarios conectados en baja tensión.

**Gráfico 23**  
**RELACIÓN ENTRE LA TARIFA MEDIA DE GRANDES CONSUMOS EN**  
**MEDIA TENSIÓN Y LA CORRESPONDIENTE A ALTOS CONSUMOS DEL**  
**SECTOR RESIDENCIAL**  
*(TmGCMT / TmRes800KWh)*



**Fuente:** elaboración propia en base a datos de ADERA.

(\*) TmGCMT: Tarifa media de Grandes Consumos en Media Tensión para el tipo de usuarios caracterizados en el Gráfico 4.9. TmRes800KWh: Tarifa media residencial correspondiente a un consumo de 800 KWh-mes. Los promedios corresponden a medias aritméticas simples.

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:

i) 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.

ii) 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”.

iii) 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 las diferencias explicables por las distintas características de los mercados. Este hecho parece reforzar lo expresado con respecto a los procesos de privatización.

iv) 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 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.

v) En el caso de las tarifas residenciales predomina una estructura descendente con el nivel de consumo (especialmente en el caso de EDENOR, EDESUR y EDELAP), que responde directamente a la jurisdicción federal, pero también, en el caso de varias jurisdicciones provinciales, a las presiones ejercidas en ese sentido desde la Secretaría de Energía de la Nación a través de la distribución de los fondos eléctricos. Esas estructuras tarifarias no tienen una justificación teórico-técnica clara<sup>103</sup> y, por otra parte, contradicen claramente los objetivos de uso racional de la energía, preservación ambiental y equidad social, aspectos esenciales de un proceso de desarrollo sustentable.

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

## 2. La calidad del servicio

### a) Aspectos generales

En diferentes foros y reuniones realizadas con posterioridad a la transferencia de los servicios del área metropolitana al sector privado se ha enfatizado las importantes mejoras en la calidad. Uno de los temas más destacados 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 después de hacerse cargo de los servicios, los niveles de pérdidas se redujeron considerablemente. De acuerdo con el Informe Eléctrico del ENRE, "...[las empresas manifiestan que] al finalizar 1997, tienen sus pérdidas controladas por debajo del 10%..." (ENRE, 1998).

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 6, EDESUR ha sido la empresa con más número de reclamos en el período 1993-99. Esa distribuidora tuvo también la mayor cantidad de reclamos por año hasta 1995, aunque mostró cierta declinación en los dos años siguientes (ENRE, 1998).

**Cuadro 6**  
**TOTAL DE RECLAMOS A LAS DISTRIBUIDORAS DEL ÁREA METROPOLITANA**  
(período 2/5/93 al 31/12/99)

| Distribuidora | No de reclamos | Porcentaje |
|---------------|----------------|------------|
| EDESUR S.A.   | 46.606         | 52         |
| EDENOR S.A.   | 34.669         | 39         |
| EDELAP S.A.   | 8.386          | 9          |

Fuente: ENRE (1998) y ENRE (2000)

Entre los reclamos, que en su conjunto 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 tuvo una clara preeminencia hasta mediados

<sup>103</sup> M. Munasingue (1990) proporciona un conjunto de razones de carácter teórico y de política energética que fundamentan la inconveniencia de adoptar un esquema de tarifas descendentes con el nivel de consumo.

de 1996. A partir de ese año los reclamos por este motivo dirigidos a EDESUR fueron menores a los dirigidos a EDENOR hasta que se produjo un gran apagón de febrero de 1999. A diferencia de lo que ha ocurrido con la distribución del gas natural, buena parte de los reclamos en la distribución eléctrica se vincula con el suministro del “producto”. Además, el promedio de reclamos anuales (para el área metropolitana) en el suministro de electricidad más que triplica el correspondiente a la distribución de gas natural en todo el país.

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

### **b) El corte prolongado de EDESUR 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 200000 usuarios del macrocentro de la ciudad de Buenos Aires y de varios barrios contiguos a dicha zona<sup>104</sup>. También se vieron afectados los servicios de agua, semáforos y al menos una de las líneas del tren subterráneo, 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<sup>105</sup>. Esto quedó en evidencia tanto por el hecho de que el episodio hubiera podido evitarse mediante algunas medidas precautorias usuales, como por el tiempo que transcurrió para restablecer plenamente el servicio. Si bien los 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 deberían 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 tener, además, personal suficientemente entrenado para solucionar las fallas producidas con la debida rapidez.

Aún 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 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 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. La información disponible no permite saber a ciencia cierta si el error es producto de la impericia del personal que diseñó las alimentaciones o es la consecuencia de haber primado 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 empresarial 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

---

<sup>104</sup> En una comunicación periodística posterior de la empresa se indicó que el número total de usuarios afectados fue de 156000.

<sup>105</sup> 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” (Diario La Nación 25/2/1999)

terceros servicios que son esenciales a la calidad de su prestación. De hecho, durante el período en 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.<sup>106</sup>

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 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 la concesión a EDESUR, cuando en realidad, de acuerdo con declaraciones del Secretario de Energía, las condiciones previstas para que caduque la concesión se verificarían si las multas aplicadas a la empresa superaran el 20% de la facturación (Diario *Ámbito Financiero*, 25 de febrero de 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.<sup>107</sup> De acuerdo con las declaraciones oficiales, la información recibida por el ENRE fue cambiante y quedó la sospecha 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, se tuvo que recurrir a especialistas externos.

A este respecto cabría preguntarse sobre la necesidad del ENRE de contar con más especialistas 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 cinco días hasta que el Ente Regulador hiciera público un comunicado oficial informando a la población de lo ocurrido en la estación transformadora Azopardo.

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. En particular, en un artículo periodístico se menciona un informe de la Auditoría General de la Nación donde se mencionan reiteradas faltas de la distribuidoras metropolitanas que no fueron debidamente sancionadas por el ENRE y se advierte 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" (Diario *Clarín*, 21 de febrero de 1999).

---

<sup>106</sup> En una entrevista periodística, el gerente técnico de EDESUR, 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. (Diario *Clarín* 21/2/1999). 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.

<sup>107</sup> Ver artículo del Diario *La Nación* del día 24/2/99 titulado "Las críticas al Ente Regulador unieron a oficialistas y opositores".

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 resarcimiento a los usuarios por los perjuicios causados. A este respecto, cabe hacer notar, asimismo, una marcada desinformación y una gran desorientación por parte de los usuarios, al menos hasta la difusión de la Resolución 292 del ENRE, en la que se indicaron los criterios para indemnizar a los clientes por los daños causados.

Al respecto, EDESUR 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 (Diario EL Cronista, 10 de marzo de 1999; Diario El Clarín, 7 y 30 de marzo de 1999).

Un año después de producirse el corte del suministro, alrededor de 14.600 usuarios aún reclamaban la compensación que debía pagarles la empresa, de acuerdo con la resolución del Ente regulador. Por su parte, representantes de EDESUR aseguraban que la empresa ha pagado 70 millones de pesos por concepto de ‘bonificaciones y resarcimiento’. Es decir, aunque la empresa terminó aceptando la penalización extraordinaria impuesta, —que se estimó en alrededor de 90 millones de pesos— en medio de un largo proceso de disputas, una parte significativa de los usuarios sigue esperando el pago de la compensación.

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.<sup>108</sup> Sin embargo, en la nota citada no se hace referencia al hecho de no haber previsto la posibilidad de 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, a bienes sustitutivos o atrayendo a nuevos oferentes mediante el encarecimiento del producto o servicio faltante.

Nada se dice en la nota citada sobre la duración de los períodos de desequilibrio o sobre la 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 muestra claramente que la electricidad pertenece a un tipo o categoría de servicio que no admite desequilibrios prolongados en su provisión, aún cuando en términos económicos los plazos sean relativamente cortos. Estos bienes o servicios, cuya provisión debe ser garantizada con continuidad, son los denominados esenciales y su provisión no puede

---

<sup>108</sup> Ver nota de ex Secretario de Energía, Carlos Bastos, titulada “Hay que promover mayor competencia”, en Buenos Aires, Económico del 25/2/99.

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 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. Desde el punto de vista de los costos, esto quiere decir que 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 pasa por la regulación y el control antes que por la profundización de la competencia.

Para analizar el desempeño del Ente Regulador en relación con el corte prolongado de EDESUR es importante remarcar que el esquema planteado por la reforma descansa sobre la eficacia del incentivo económico para promover decisiones empresarias acertadas. Desde esta perspectiva, 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 la falla que se produjo en la red del área de concesión de EDESUR ha causado un perjuicio económico grave en la empresa distribuidora. 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 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 la que pareció quedar en evidencia en este caso. Sin embargo, cuando el daño emergente de tales comportamientos es tan importante como para amenazar la calidad de vida de la población, deberían extremarse las acciones preventivas.

A este respecto, el ENRE, 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 servicio<sup>109</sup> y, en segundo lugar, su personal técnico es insuficiente para realizar ese tipo de problemas. 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 empresas en lo que se refiere a la externalización de una amplia gama de trabajos con la finalidad

<sup>109</sup> En particular, entre los aspectos que se señalaron como causas del episodio de EDESUR 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.

de disminuir sus costos de inversión y de 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 la subcontratación. En cualquier caso, son evidentes las dificultades que tuvieron los técnicos de la empresa para solucionar la falla, una vez producida.

## E. Principales rasgos del desempeño post-reforma

La reforma del sistema eléctrico argentino, 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 lo 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.

Entre los principales rasgos del desempeño del sistema eléctrico con posterioridad a la reforma, pueden mencionarse los siguientes:

i) A pesar de la pronta terminación y entrada en servicio de dos grandes centrales hidráulicas, construidas por el Estado y financiada con fondos públicos, que aseguraban el abastecimiento casi hasta fines de los 90, los nuevos actores privados instalaron una importante cantidad de centrales térmicas (turbogas 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). Estas decisiones de inversión siguieron la lógica de proyectos rentables considerados individualmente y no una que se planteara una coordinación global, con las consecuencias que es razonable esperar sobre 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.

ii) El rápido crecimiento del número de actores en la generación y la 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 y EDESUR (alrededor del 31% del mercado de distribución) con Costanera y Puerto.

iii) La expansión del transporte es, sin duda alguna, uno de los puntos más débiles del diseño del nuevo esquema introducido por la reforma. En contraste 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 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 sobre el particular, 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.

iv) Junto con las importantes inversiones 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 incluso a los propiciadores del modelo y constituyó una de las principales preocupaciones de las unidades de generación. Tampoco hay dudas acerca de que la competencia entre generadores térmicos tuvo una influencia significativa en la disminución de los precios mayoristas. Sin embargo, debe precisarse que la entrada de las centrales hidroeléctricas construidas por el Estado tuvo una influencia mucho más decisiva en la 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 tienen 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.

v) Esa tendencia decreciente en los precios del mercado mayorista no se ha transferido significativamente 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 y EDESUR. Esta situación puede modificarse con la culminación del plazo de tales contratos y la revisión tarifaria que le sigue. 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.

vi) En los niveles tarifarios aplicados a los usuarios residenciales no se observan diferencias apreciables entre las distribuidoras públicas y privadas. En ambos grupos de empresas se observan importantes diferencias internas, pero, si se consideran los promedios simples en ambos conjuntos, éstos son muy semejantes. Sin embargo, a partir de la reforma, se ha impulsado 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.

vii) 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 grupos de empresas. En general, las distribuidoras públicas aplican 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, la diferencias entre estas tarifas es mucho menor en 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.

viii) En el caso de las distribuidoras metropolitanas se observa alguna incongruencia en las tarifas que se aplica al consumo de 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.

ix) En lo que se refiere a la calidad del servicio, el análisis se centra en el corte prolongado de EDESUR, 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 o para la implementación de reformas en otros mercados. 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 sobre el particular 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, quedó en evidencia que no existían planes de contingencia, que deberían ser de 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. Un año después del suceso existía aún una cantidad importante de usuarios que no han 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 el análisis más global y detallado del desempeño del sistema eléctrico muestra que el uso apologetico 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

---

- Azpiazu, D. (1999), "Privatizaciones en la Argentina. Regulación tarifaria, mutaciones en los precios relativos, rentas extraordinaria y concentración económica", FLACSO.
- Bravo, V. (1994), "Política petrolera argentina", IDEE.
- 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.
- Díaz de Hasson G. (1994), "Análisis de las privatizaciones eléctricas", Desarrollo y Energía, Vol. 3, N° 5.
- Diaz de Hasson, G. (1994), "Los resultados de la reforma eléctrica en Argentina", IDEE.
- ENRE (1998), "Informe Eléctrico. Cinco años de Regulación y Control. 1993-abril-1998", Buenos Aires.
- \_\_\_\_ (2000), "Informe comparativo: 98-99" Buenos Aires.
- IDEE (1998), "Implications of Electric Power Sector Restructuring on Climate Change Mitigation", IDEE/FB.
- Moguillansky G. y Altomonte H. (1999), "La crisis eléctrica chilena: De la reforma a imitar en los 90 a la reforma a evitar en el 2000?" (mimeo), Santiago.
- Kozulj, R. y Pistonesi H. (1990), "Política de precios del gas natural y sus derivados en la Argentina: período 1970-1988". *Desarrollo y Energía, Vol. 1 N° 1*.
- Kozulj, R. (1993), "El nuevo marco regulatorio y la privatización de Gas del Estado ¿acceso abierto o acceso cerrado?" *Desarrollo y Energía, Vol. 2 N° 4*.
- Kozulj, R., Bravo V. (1993), "La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos". CEAL, Buenos Aires.
- OLADE, (1997), "La modernización del sector energético en América Latina y el Caribe. Marco regulatorio, Desincorporación de activos y libre comercio", Quito.

\_\_\_(1998), “Resultados de los procesos de modernización y perspectivas de integración energética en América Latina y el Caribe, Quito.

\_\_\_(1999), “Interconexiones Energéticas e Integración Regional en América Latina y el Caribe”, Quito.

Pistonesi, H. (1990), et al "Política de precios de la energía en Argentina 1970-1988: Precios del petróleo y derivados". IDEE-COPEL, 1989. Resumen publicado en *Desarrollo y Energía, Vol. 1 N° 1*

\_\_\_(1998), “Elementos de teoría económica de la regulación”, IDEE/FB.

\_\_\_(2000), “El Sistema eléctrico argentino: desempeño a partir de la reforma”, Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ.

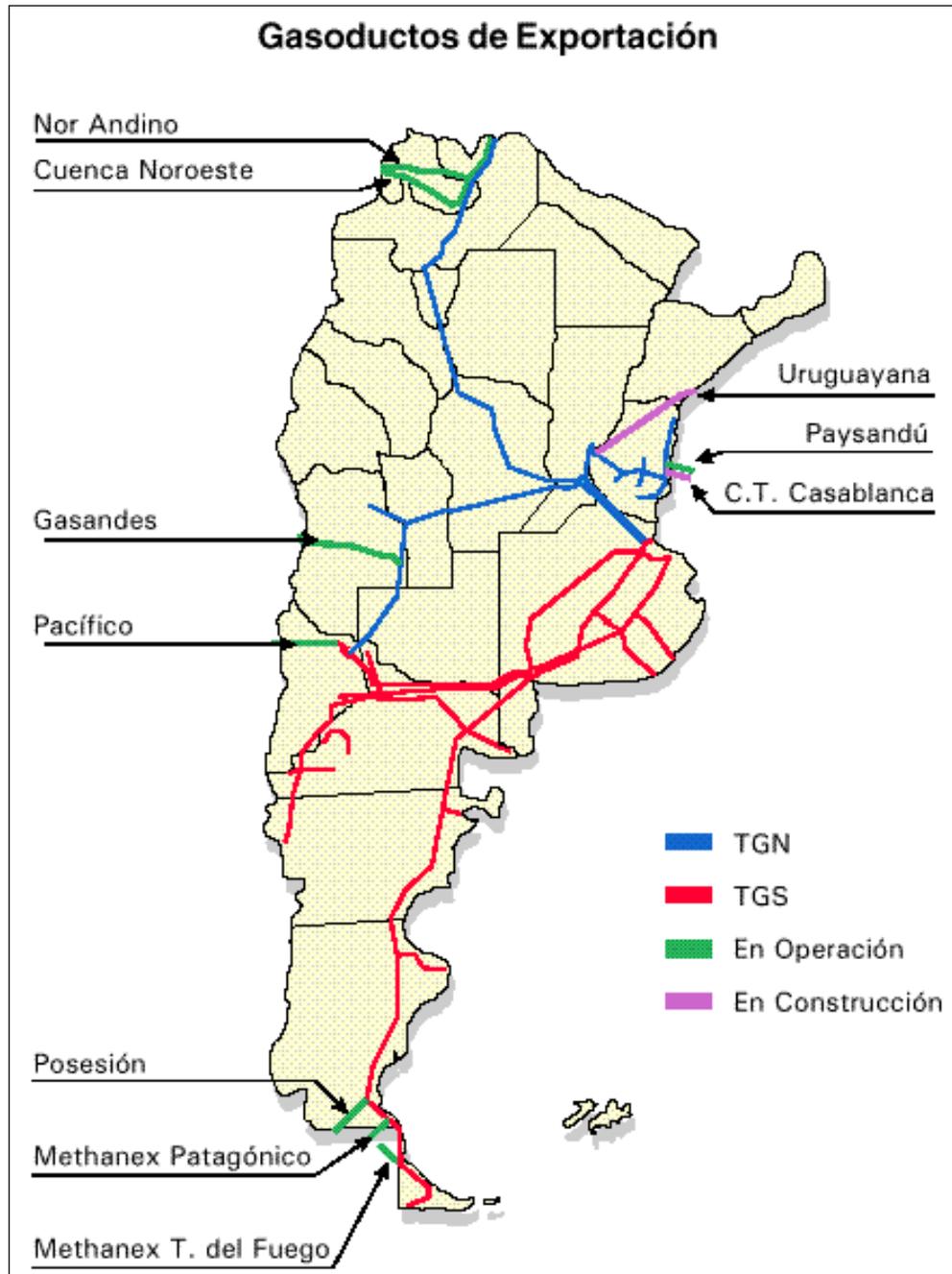
Pistonesi H., Kojulj R., Disbroiavaca N., Bravo G., “Elaboración de la Matriz de Insumo Producto para las Actividades del Sector Energía de la República Argentina Año 1997”, IDEE, 2000.

## **Anexos**

---

## Anexo I: sector de gas natural

Gráfico A1.1  
GASODUCTOS DE EXPORTACIÓN, 1999



**Cuadro Al.1**

**AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL APROBADAS**

| <b>Autorización</b>               | <b>Empresas</b>   | <b>Gasoducto</b>      | <b>Destino</b>     | <b>Plazo años</b> | <b>Volumen total Mm m 3</b> | <b>Vol. Prom. Diario Mm m 3 /día</b> |
|-----------------------------------|---|-----------------------|--------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| <b>Cuenca neuquina</b>            |   |                       |                    |                   |                             |                                      |
| Res. Shym 61/ 92<br>D. Ad. 55/ 95 | YPF SA, bridas SA, astra capSA  | Pacífico              | Chile              | 25                | 45.625                      | 5,00                                 |
| Res.SOSP140/ 96                   | Petrol. SAn jorge, pluspetrol SA  | Gasandes              | Chile              | 15                | 13.688                      | 2,50                                 |
| Res. Seyp200/ 97                  | Petrol. Santa fe, sta. Fe energy arg.<br>Bhp petroleum, monument exploration cia. Gral de combustibles, gassur SA | Gasandes              | Chile              | 10                | 10.000                      | 2,74                                 |
| Res. SE 142/ 98                   | Total austral SA, deminex arg.<br>Bridas austral SA   | Gasandes              | Chile, San Isidro  | 15                | 9.855                       | 1, 80                                |
| Res. SE 610/ 98                   | YPF SA  | Gasandes              | Chile, Endesa      | 455 Días          | 546                         | 1, 20                                |
| Res. SE 447/ 98                   | Petrouruguay SA   | C. Oeste/ del Litoral | Uruguay            | 10                | 730                         | 0, 20                                |
| Res. SE 465/ 98                   | YPF SA  | C. Oeste/ Uruguayana  | Brasil, Uruguayana | 20                | 18.300                      | 2,51                                 |
| Res. SE 353/ 99                   | Total austral SA, deminex arg, bridas austral SA  | Gasandes              | Chile              | 15                | 6.648                       | 1, 21                                |
| Res. SE 411/ 99                   | YPF SA  | Gasandes              | Chile              | 15                | 1.622                       | 0, 30                                |
| <b>Total neuquina</b>             |   |                       |                    |                   | <b>107.014</b>              | <b>17,46</b>                         |
| <b>Cuenca Austral</b>             |   |                       |                    |                   |                             |                                      |
| Decreto 584/ 95                   | YPF SA, bridas SA, astra capSA , Petrol. San jorge, pluspetrol SA   |                       | Chile, Methanex    | 21                | 15.330                      | 2,00                                 |
| Res. SE 144/ 97                   | YPF SA  |                       | Chile, Methanex II | 20                | 15.422                      | 2,11                                 |
| Res. SE 144/ 97                   | SIPETROL SA   |                       | Chile, Methanex II | 17                | 4653                        | 0,75                                 |
| <b>Total austral</b>              |   |                       |                    |                   | <b>35.405</b>               | <b>4,86</b>                          |
| <b>CuencaNoroeste</b>             |   |                       |                    |                   |                             |                                      |
| Res. SE 169/ 97                   | Pluspetrol SA, astra SA   | Atacama               | Chile              | 15                | 14.509                      | 2, 65                                |
| Res. SE 296/ 98                   | Tecpetrol SA, ampolex SA, Cía. Gral. De combustibles, gassur SA   | Norandino             | Chile              | 17                | 22.959                      | 3, 70                                |
| <b>Total noroeste</b>             |   |                       |                    |                   | <b>37.467</b>               | <b>6,35</b>                          |
| <b>Total autorizado</b>           |   |                       |                    |                   | <b>179.886</b>              | <b>28,7</b>                          |

Cuadro A1.2

**AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN TRÁMITE**

|                         | Empresas  | Gasoducto    | Destino                              | Plazo<br>Años | Volumen total<br>Mm m 3 | Vol. Prom.<br>Diario<br>Mm m 3 /día |
|-------------------------|---|--------------|--------------------------------------|---------------|-------------------------|-------------------------------------|
| <b>Cuenca neuquina</b>  |   |              |                                      |               |                         |                                     |
|                         | Panamerican llc. (arg.)<br>Deminex argentina SA | Cruz del Sur | Uruguay, Montevideo                  | 25            | <b>22.968</b>           | <b>2,52</b>                         |
| <b>Cuenca austral</b>   |   |              |                                      |               |                         |                                     |
|                         | Sipetrol argentina SA                           |              | Chile, Methanex III                  | 17            | <b>820</b>              | <b>0,13</b>                         |
| <b>Cuenca Noroeste</b>  |   |              |                                      |               |                         |                                     |
|                         | YPF SA  | Norandino    | Chile, Electroandina                 | 17            | 10.866                  | 1,75                                |
|                         | YPF SA  | Norandino    | Chile, Edelnor                       | 17            | 3.415                   | 0,55                                |
|                         | YPF SA  | Atacama      | Chile, Endesa                        | 15            | 4.931                   | 0,90                                |
|                         | YPF SA  | Atacama      | Chile, NO Pacífico<br>General de El. | 15            | 4.931                   | 0,90                                |
|                         | YPF SA  | Boliviano    | Brasil, Cuiabá                       | 19            | 8.254                   | 1,19                                |
| <b>Total noroeste</b>   |   |              |                                      |               | <b>32.397</b>           | <b>5,29</b>                         |
| <b>Total en tramite</b> |   |              |                                      |               | <b>56.185</b>           | <b>7,94</b>                         |

## Anexo II: Sector Eléctrico

Gráfico AII.1

### ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

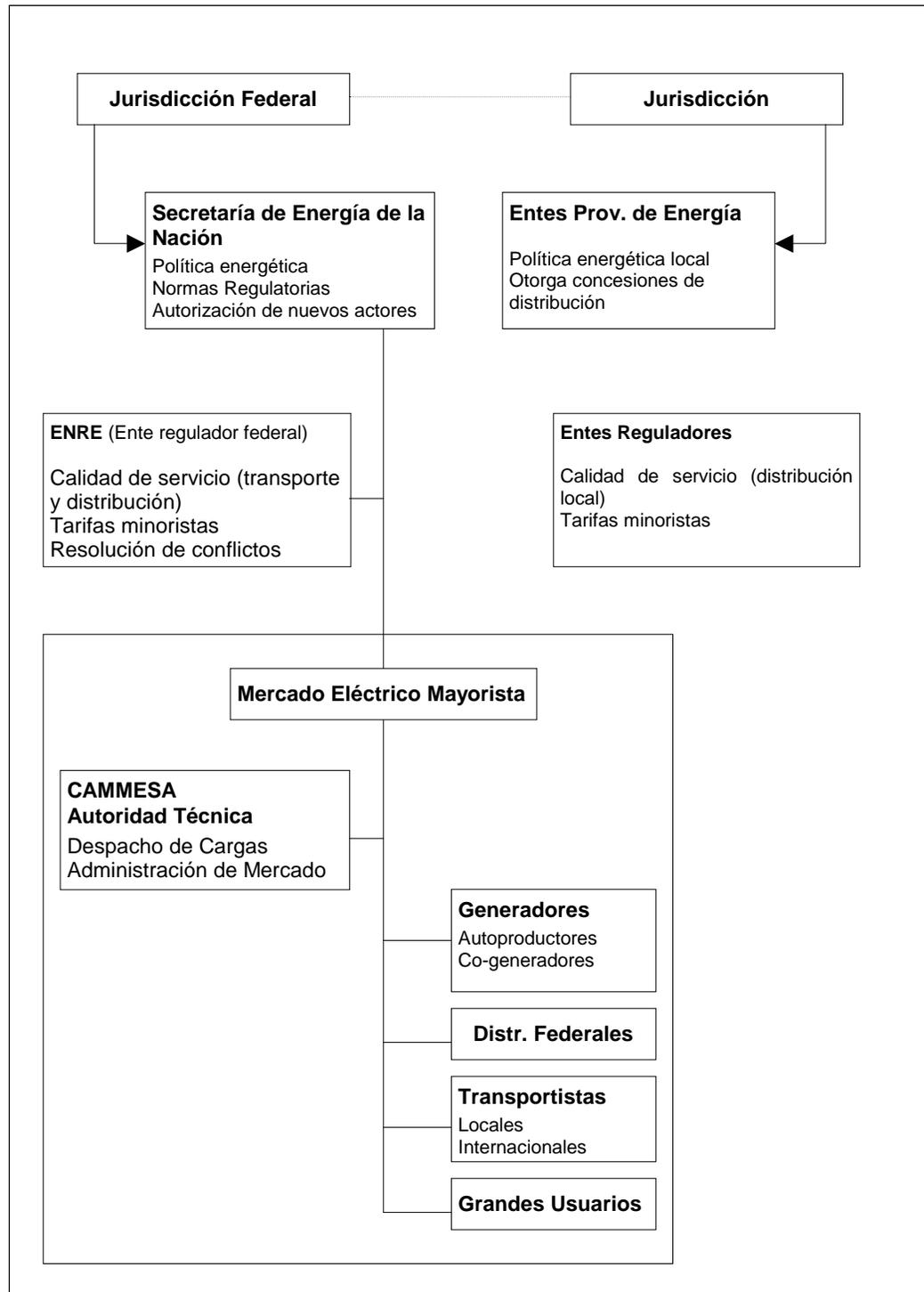


Gráfico AII.2

**ORGANIZACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

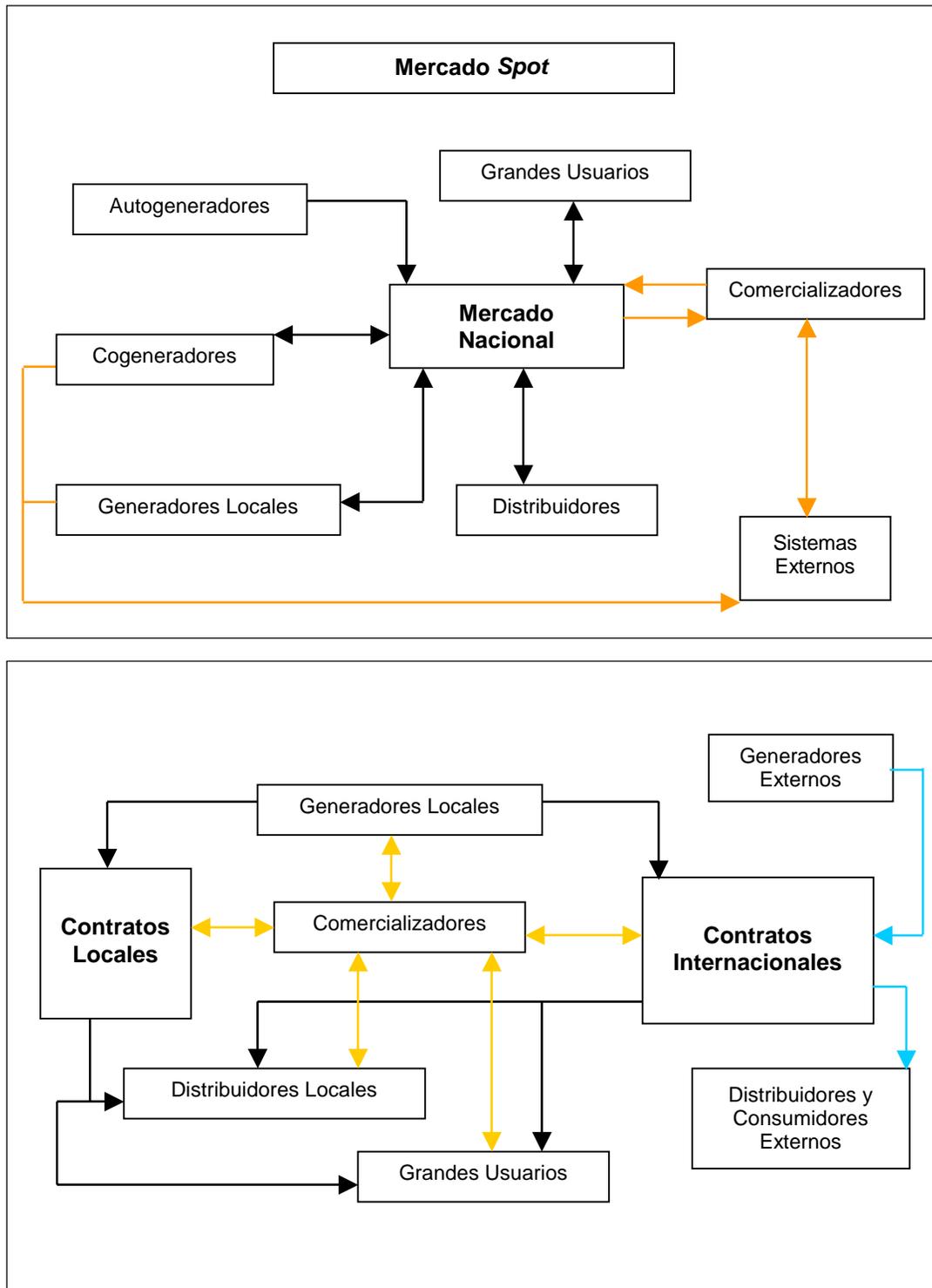
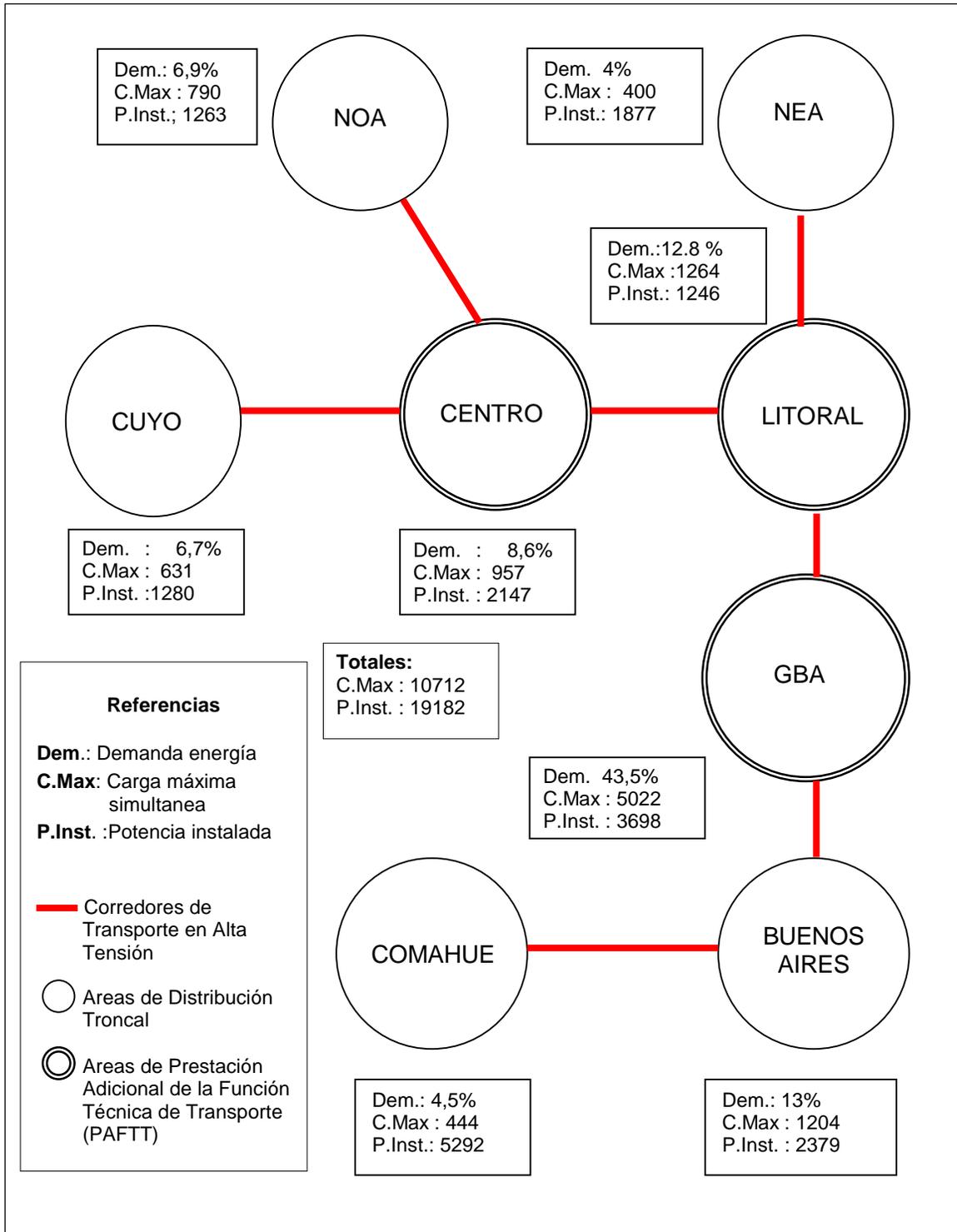


Gráfico All.3

EL SISTEMA DE TRANSPORTE Y LAS REGIONES ELÉCTRICAS DEL MEM





I L P E S



NACIONES UNIDAS

Serie

C E P A L

gestión pública

## Números publicados

- 1 Función de coordinación de planes y políticas, Leonardo Garnier, (LC/L.1329-P; LC/IP/L.172) N° de venta: S.00.II.G.37 (US\$10.00), 2000 [www+-](#)
- 2 Costo económico de los delitos, niveles de vigilancia y políticas de seguridad ciudadana en las comunas del Gran Santiago, Iván Silva, (LC/L.1328-P; LC/IP/L.171) N° de venta: S.00.II.G.14 (US\$10.00), 2000 [www](#)
- 3 Sistemas integrados de administración financiera pública en América Latina, Marcos Makon, (LC/L.1343-P; LC/IP/L.173) N° de venta: S.00.II.G.33 (US\$10.00), 2000 [www](#)
- 4 Función de evaluación de planes, programas, estrategias y proyectos, Eduardo Wiesner, (LC/L.1370-P; LC/IP/L.175) N° de venta: S.00.II.G.49 (US\$10.00), 2000 [www](#)
- 5 Función de pensamiento de largo plazo: acción y redimensionamiento institucional, Javier Medina, (LC/L.1385-P; LC/IP/L.176), N° de venta: S.00.II.58 (US\$10.00), 2000 [www](#)
- 6 Gestión pública y programación plurianual. Desafíos y experiencias recientes, Ricardo Martner, (LC/L.1394-P; LC/IP/L.177), N° de venta: S.00.II.G.67 (US\$10.00), 2000 [www](#)
- 7 La reestructuración de los espacios nacionales (LC/L.1418-P, LC/IP/L.178) N° de venta: S.00.II.G.90 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
- 8 Industria y territorio: un análisis para la provincia de Buenos Aires, Dante Sica, en prensa.
- 9 Policy and programme evaluation in the english-speaking Caribbean: conceptual and practical issues, Deryck R. Brown (LC/L.1437-P; LC/IP/L.179) Sales number: E.00.II.G.119 (US\$10.00), 2000 [www](#)
- 10 Long-term planning: institutional action and restructuring in the Caribbean, Andrew S. Downes, (LC/L.1438-P; LC/IP/L.180) Sales number: E.00.II.G.120 (US\$10.00), 2000 [www](#)
- 11 The British Virgin Islands national integrated development strategy, Otto O'Neal, (LC/L.1440-P; LC/IP/L.181) Sales number E.00.II.121 (US\$10.00), 2000 [www](#)
- 12 Descentralización en América Latina: teoría y práctica, Iván Finot, (LC/L. 1521-P; LC/IP/L. 188), N° de venta: S.01.II.G.64 (US\$ 10.00), 2001 [www](#)
- 13 Evolución de los paradigmas y modelos interpretativos del desarrollo territorial, Edgard Moncayo Jiménez, (LC/L. 1587-P; LC/IP/L.190), N° de venta, S.01.II.G.129, (US\$10.00), 2001.
- 14 Perú: gestión del Estado en el período 1990-2000, Carlos Otero, (LC/L. 1603-P; LC/IP.L.193), N° de venta, S.01.II.G.143, (US\$ 10.00), 2001
- 15 Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina; Héctor Pistonesi; (LC/L. 1659-P; LC/IP/L. 196); No de venta; S.01.II.G.193 (US\$10.00);2001

- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Inversiones y Estrategias Empresariales de la División de Desarrollo Productivo, 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, Chile, Fax (562) 210 2069, [publications@eclac.cl](mailto:publications@eclac.cl).

[www](#): Disponible también en Internet: <http://www.eclac.cl>

Nombre: .....

Actividad:.....

Dirección:.....

Código postal, ciudad, país: .....

Tel.: ..... Fax: ..... E.mail: .....