

FLACSO

ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA

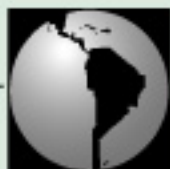
8

Diciembre de 2001

**Desempeño reciente y estructura
del mercado gasífero argentino:
asimetrías tarifarias,
ganancias extraordinarias y
concentración del capital**

DANIEL AZPIAZU Y MARTÍN SCHORR

FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES



FLACSO

SEDE ACADÉMICA DE ARGENTINA

FLACSO

ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA

8

Diciembre de 2001

Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital

DANIEL AZPIAZU Y MARTÍN SCHORR

Índice

- I. Introducción
- II. Antecedentes: estructura y desempeño del mercado gasífero argentino antes de la privatización de Gas del Estado
- III. Principales características e implicaciones del marco regulatorio emergente de la privatización de Gas del Estado
- IV. Análisis de la evolución de las tarifas
- IV. 1. Principales características de la regulación tarifaria
- IV. 2. Dinámica tarifaria, precios relativos y "deficiencias" regulatorias
- V. Evolución del desempeño económico de las firmas prestatarias
- VI. El impacto de las transferencias de capital sobre la configuración estructural del mercado y las estrategias de los actores líderes

- VII. Síntesis y reflexiones finales

Cuadro Anexo Nro. 1: Privatización del transporte y la distribución de gas natural. Consorcios adjudicatarios y empresas que los conforman.

Cuadro Anexo Nro. 2: Transporte y distribución de gas natural. Principales transferencias de capital al interior de los consorcios adjudicatarios y de las empresas que participan en la propiedad de los mismos, 1993-2000

Diagrama Anexo Nro. 1: Subsistema Sur

Diagrama Anexo Nro. 2: Subsistema Norte

Bibliografía

Área Economía y Tecnología

Edición impresa

Diseño de tapa e interior a cargo de Libronauta

© 2001 by FLACSO/Área Economía y Tecnología
Ayacucho 551
1026 - Buenos Aires, Argentina

Edición digital

Construcción y diseño a cargo de Libronauta

© 2001 by FLACSO/Área Economía y Tecnología
Ayacucho 551
1026 - Buenos Aires, Argentina
Queda hecho el depósito de Ley 11.723

I.S.S.N. 1668-0669
Reservados todos los derechos.

Queda rigurosamente prohibida sin la autorización por escrito de FLACSO y Libronauta Argentina S. A., la reproducción total o parcial de esta obra, por cualquier medio o procedimiento incluidos la reprografía y el tratamiento informático.

Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital*

DANIEL AZPIAZU** y MARTÍN SCHORR***

I. Introducción

En el presente trabajo se analiza la dinámica reciente del mercado argentino de gas natural, con el propósito de identificar y evaluar la orientación de las principales transformaciones derivadas de la privatización de Gas del Estado en el marco de la reorganización institucional y regulatoria del conjunto del sector energético local. Para ello, se enfatiza una serie de aspectos vinculados a los lineamientos centrales que presenta el nuevo marco regulatorio sectorial, así como a las características e impactos de mayor significación que se desprenden de la evolución de las tarifas, los precios relativos de los distintos servicios, y el desempeño económico de las firmas prestatarias. Asimismo, se analizan los principales rasgos morfológicos del mercado que devienen tanto del marco normativo emergente del proceso privatizador como de las transferencias de capital registradas con posterioridad al mismo.

Bajo este encuadre analítico, la sección II tiene por objeto presentar los aspectos característicos del mercado gasífero local previo a la transferencia de Gas del Estado al sector privado. Para ello, se resumen muy esquemáticamente el tipo de configuración estructural del mercado que existía durante la prestación estatal de los servicios de transporte y distribución de gas natural,¹ y la evolución sectorial en el período previo al proceso de privatización.

En la sección III, por su parte, se busca determinar las modificaciones de mayor relevancia que introdujo el marco normativo emergente del proceso privatizador en la estructura y el comportamiento que tradicionalmente habían caracterizado al sector gasífero argentino, para lo cual el estudio se focaliza en la estructura de mercado resultante de la privatización, las diversas modalidades de determinación y regulación de las tarifas, las distintas categorías de usuario reconocidas por el nuevo marco normativo, y los diferentes tipos de relaciones comerciales y tecno-productivas que se establecen entre los diversos actores de la cadena gasífera.

La finalidad de la sección IV es estudiar la evolución de las tarifas abonadas por los distintos consumidores, así como las implicancias centrales que se desprenden de dicho patrón de comportamiento, para lo cual se coloca especial énfasis en el análisis de la relación que se establece entre la dinámica tarifaria y ciertas disposiciones regulatorias en la materia.

En estrecha relación con lo anterior, en la sección V se indaga acerca del desempeño económico registrado por las empresas privadas que tomaron a su cargo la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas natural con posterioridad a la privatización de Gas del Estado.

La sección VI apunta a identificar las principales implicancias –tanto estructurales como de comportamiento– que se derivan del intenso proceso de compra-venta de empresas y/o de participaciones accionarias en las principales firmas del sector que tuvo lugar con posterioridad a la transferencia de Gas del Estado.

* Los autores agradecen los valiosos comentarios y sugerencias que Eduardo M. Basualdo, Roberto Kozulj, Héctor Pistonesi y Víctor Bravo realizaron a versiones preliminares del presente estudio y, naturalmente, los eximen de toda responsabilidad en cuanto a los errores u omisiones existentes.

** Miembro de la Carrera de Investigador Científico del Conicet.

*** Becario del Conicet.

¹ Cabe aclarar que, a partir de la privatización de Gas del Estado, el sector privado pasó a hacerse cargo en forma monopólica de la prestación de los dos servicios que hasta ese momento brindaba la empresa estatal (transporte y distribución). Si bien el eje del presente estudio lo constituyen estos dos eslabones de la cadena gasífera, también se incluirá en el análisis al –como se verá, estratégico– segmento productor.

Finalmente, en la sección VII se sintetizan las principales conclusiones que surgen de los desarrollos previos.

II. Antecedentes: estructura y desempeño del mercado gasífero argentino antes de la privatización de Gas del Estado²

Antes de abordar el estudio de las principales características del desenvolvimiento del mercado argentino de gas natural durante los años noventa, cabe realizar una descripción sumamente breve y por demás estilizada del funcionamiento del mismo con anterioridad a la transferencia de Gas del Estado al sector privado, ya que de dicho análisis se desprende una serie de importantes elementos de juicio que permitirán comprender más cabalmente los nuevos rasgos del sector que emergen a partir del proceso privatizador.

Al respecto, un primer punto a resaltar es que, desde la creación de la firma (en 1946) hasta su transferencia al capital privado (a comienzos de 1993), el mercado gasífero local fue controlado por dos empresas de propiedad estatal: mientras que Gas del Estado operaba monopólicamente en los segmentos de transporte y distribución de gas natural, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) se ocupaba —casi en forma monopólica— de las actividades de exploración y producción del fluido. Con respecto a la política de fijación de precios, la Secretaría de Energía era el organismo estatal encargado de fijar los precios de transferencia que Gas del Estado pagaba a YPF, a la vez que determinaba los niveles tarifarios que debían abonar los distintos tipos de usuarios.

En relación con la dinámica sectorial, vale la pena mencionar, por ejemplo, la importante expansión registrada en la red de gas natural entre mediados de la década de los ochenta y el año anterior a la transferencia de la firma estatal al sector privado;³ proceso que queda reflejado al analizar tanto la cantidad de usuarios del sistema de distribución como la evolución de los niveles de consumo de gas por redes. En efecto, entre 1987 y 1992, el número de usuarios del sistema de distribución se incrementó un 23,6% (equivalente a una tasa anual acumulativa del 4,3%), mientras que los niveles de gas consumidos por los distintos usuarios de la red de distribución se incrementaron un 30,2% (5,4% de considerar la variación promedio anual).⁴ Esta notable expansión en la población atendida por Gas del Estado (particularmente importante, si se considera la profunda inestabilidad macroeconómica característica de fines de los años ochenta y principios de los noventa) determinó que en el período previo a su privatización el mercado interno se encontrara cercana al límite de su expansión posible.⁵

Con respecto a la evolución de las reservas gasíferas, las evidencias disponibles indican que antes de efectivizarse la venta de la empresa estatal, las mismas representaban más del 20% de las reservas y potenciales energéticos del país y casi las dos terceras partes de las reservas de hidrocarburos, cuando a comienzos de los años setenta tales valores eran del 10% y el 30%, respectivamente. Dicho crecimiento estuvo directamente asociado a las importantes tareas de exploración encaradas, casi excluyentemente, por YPF. Este considerable incremento en la disponibilidad de reservas de gas natural por parte del país

² Un análisis detallado de los principales aspectos característicos de la dinámica y la morfología del mercado local de gas natural antes de la desestatización de la firma estatal, así como de aquéllos que emergieron a partir de la transferencia de la empresa al sector privado, puede consultarse, entre otros, en Kozulj (1993 y 2000), y Kozulj y Pistonesi (1989).

³ Interesa detenerse en esta etapa por cuanto suele ser presentada por los defensores de las políticas de ajuste neoconservador del tipo de las aplicadas en la Argentina durante el decenio de los noventa, como una clara expresión del carácter “ineficiente” del Estado como empresario.

⁴ La significativa expansión de la red verificada durante la gestión estatal del servicio de transporte y distribución de gas natural se venía registrando desde mucho antes del decenio de los ochenta. En efecto, entre 1960 y 1987 el número de usuarios de la red de distribución se había incrementado a una tasa anual acumulativa del 6%, mientras que las ventas de gas natural distribuido por redes crecieron en el mismo lapso a un promedio anual cercano al 13% (Kozulj, 1993).

⁵ Ello se refleja en que la demanda efectiva había llegado a satisfacer cerca del 70% del mercado potencial (Kozulj, 2000).

trajo aparejado que en 1992, antes de la privatización de Gas del Estado, el nivel de reservas existentes alcanzara, dados los volúmenes de extracción y producción entonces vigentes, para casi treinta años.

Es indudable que la significativa expansión de la red de usuarios del sistema de distribución que realizó Gas del Estado, así como el considerable aumento de las reservas gasíferas que se derivó de las tareas exploratorias encaradas por YPF, favorecieron a las empresas privadas que tomaron a su cargo la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas. Ello, no sólo porque se trata de actividades que suponen inversiones de alto riesgo e incertidumbre, así como largos plazos de maduración, y que se caracterizan por presentar un reducido margen de rentabilidad relativa, sino también porque, en el caso del gas, su transporte y su distribución requieren inversiones de cierta envergadura, para cuya recuperación es necesario asegurar la existencia de reservas comprobadas de largo plazo y un nivel de demanda que permita garantizar su repago.⁶

De las consideraciones antecedentes se infiere la muy buena *performance* sectorial registrada durante los últimos años de la gestión estatal de Gas del Estado, lo cual merece ser resaltado por cuanto se dio en el marco de un contexto macroeconómico sumamente convulsionado e inestable, caracterizado por una aguda crisis fiscal.⁷ Ello se refleja, por ejemplo, en la notable expansión que se registró tanto en el número de usuarios conectados a la red de distribución, como en los volúmenes de consumo y en los niveles de reservas gasíferas comprobadas disponibles. Este dinamismo determinó que el gas natural llegara a representar a fines de la década de los años ochenta casi el 40% de la matriz energética del país,⁸ cifra por demás elevada si se considera que en países como Estados Unidos, Italia, Gran Bretaña, Australia o Alemania, dicha participación oscilaba entonces entre un 10% y un 25%.⁹

Lo anterior lleva a plantear importantes interrogantes en cuanto a la validez de uno de los principales argumentos que se utilizaron para impulsar y legitimar la política de privatizaciones encarada en la Argentina durante el decenio de los noventa en general, y la de la empresa gasífera en particular: que el

⁶ A partir de la desregulación del mercado local de hidrocarburos y de la transferencia de Gas del Estado e YPF al sector privado se ha registrado un importante incremento en la extracción de gas natural que no ha sido suficientemente compensado con nuevas tareas de exploración, lo cual conllevó una significativa disminución en el nivel de reservas disponibles. Al respecto, a los ritmos actuales de exploración y extracción se estima que el período de agotamiento de las reservas existentes en el país sería inferior a los veinte años. En relación con esto último, cabe señalar que, dados los numerosos proyectos actualmente existentes para exportar gas natural (a países limítrofes), es altamente probable que en los próximos años se produzca un incremento de significación en el ritmo de extracción del fluido que, de no ser suficientemente compensado con nuevas tareas exploratorias, puede traer aparejada una disminución aún mayor en el nivel de reservas disponibles por parte del país, lo cual resulta particularmente importante de resaltar por cuanto se trata de un –estratégico– recurso natural de carácter no renovable. Para un tratamiento más detenido de estas cuestiones, consultar CIER/CAF/IDEE-FB (1998), y Dorfman (1999).

⁷ Crisis fiscal derivada, en lo sustantivo, de la ingente masa de recursos que, durante la década de los ochenta, el Estado transfirió a un conjunto reducido de grandes conglomerados empresarios bajo diversas modalidades (promoción industrial, estatización de la deuda externa privada, licuación del endeudamiento interno, sobrepagos en las compras estatales, subsidio a las exportaciones industriales, etc.), así como, aunque en menor medida, del pago de los intereses de la deuda externa. Interesa destacar esta cuestión por dos razones básicas. En primer lugar, porque el sumamente acelerado y abarcativo proceso de privatizaciones instrumentado en el país bajo la Administración Menem fue justificado en la necesidad de resolver la llamada “brecha fiscal” (situación que expresaba, siempre desde la óptica de los defensores del neoliberalismo y de los sectores dominantes locales, la “ineficiencia” del sector público argentino). En segundo lugar, porque gran parte de los actores mencionados (grupos económicos nacionales y extranjeros con actividad en el ámbito local, y acreedores externos) resultaron ampliamente favorecidos con la política privatizadora en general, y con la de Gas del Estado en particular.

⁸ Actualmente, el gas natural da cuenta de entre el 45% y el 50% de la matriz energética argentina. Al respecto, cabe mencionar que en Chile, dicha participación no supera el 10%, mientras que en Brasil es inferior al 5% (Gadano, 1998, y Bondorevsky y Petrecolla, 2001).

⁹ La evolución de la capacidad de transporte constituye otro indicador del importante crecimiento del sector durante la prestación estatal del servicio: entre 1960 y 1990 dicha capacidad se incrementó a una tasa promedio anual del 7% (llegando a ser de 61,6 millones de m³/día). En este sentido, véase Kozulj (1993).

Estado como empresario generaba una ineficiente “asignación de los recursos”, derivada de las serias “distorciones” que, sobre el “libre” funcionamiento de las denominadas “fuerzas del mercado”, se desprendían de su participación en la producción de bienes y la prestación de servicios.¹⁰ Por otro lado, las evidencias presentadas en esta parte del trabajo brindan interesantes elementos de juicio para entender la forma en que se “preparó” a Gas del Estado para su transferencia al sector privado.

En tal sentido, puede concluirse que el Estado argentino entregó al capital concentrado una de sus principales empresas¹¹ luego de haber realizado ciertas actividades estratégicas (expansión de la red, aumento en las reservas gasíferas comprobadas, incremento en el sistema de transporte, etc.) que, por su reducida tasa de retorno y por los relativamente largos plazos de maduración de este tipo de inversiones, difícilmente hubieran sido encaradas por el sector privado. Más aún cuando, como se analiza posteriormente, las empresas que sucedieron a Gas del Estado en la prestación de los servicios de transporte y distribución obtuvieron, desde el mismo inicio de sus operaciones, muy holgados márgenes de beneficio— promovidos y garantizados por la propia regulación estatal—.¹²

III. Principales características e implicaciones del marco regulatorio emergente de la privatización de Gas del Estado

El proceso de transferencia de Gas del Estado al sector privado se inicia con la sanción, en 1989, de la Ley de Reforma del Estado (Nro. 23.696), mediante la cual se declaró a la empresa—junto a otros importantes activos del Estado argentino— como “sujeta a privatización”, y de los Decretos Nros. 1.212/89 y 48/91. El primero de dichos decretos, al igual que numerosas resoluciones, buscó “amoldar” la política de precios—y la consiguiente estructura tarifaria— a la participación privada en la actividad;¹³ mientras que el segundo impulsó un proceso de reconfiguración estructural del mercado a partir de la segmentación tanto vertical como horizontal de la empresa estatal.

En ese marco general, en 1992 se sanciona la Ley Nro. 24.076,¹⁴ mediante la cual se define el nuevo contexto—operativo y normativo— en el que pasarán a ser prestados los servicios de transpor-

¹⁰Al respecto, consultar, entre otros, a Abdala y Spiller (1999), Banco Mundial (1999), Bour (1993), FIEL (1999), García y Givogri (1998), IERAL (1999), y Llach (1997).

¹¹Téngase presente que en el período previo a su privatización, Gas del Estado se ubicó siempre entre las cinco firmas de mayor facturación del país.

¹²Este mecanismo de “preparar” a la empresa estatal antes de su enajenación parece haberse replicado, bajo diferentes formas, en la generalidad de las privatizaciones, y denota cuan “eficiente” resultó ser el accionar del Estado para favorecer a los futuros propietarios de las firmas transferidas. Sin duda, la Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTel) constituye, en tal sentido, un caso paradigmático (Abeles, Forcinito y Schorr, 2001).

¹³En este sentido, las Resoluciones MEyOSP Nros. 29/91, 192/91, 105/92 y 287/92 fueron adecuando los cargos fijos por factura y el nivel de precios según el rango de consumo hacia valores considerados “consistentes” con los de un mercado estructurado a partir de la participación del sector privado. Al decir de Abdala y Spiller (1999): “Durante 1989 a 1992, como parte del proceso de preparación para la privatización [de Gas del Estado], las tarifas se incrementaron progresivamente en términos reales, a los efectos de equipararlas con los costos”.

¹⁴Dicha ley fue reglamentada por los Decretos Nros. 1.738 y 2.255, ambos sancionados en el año 1992. La sanción por ley del marco regulatorio sectorial brinda un mayor grado de estabilidad al mismo, en tanto torna más dificultosa la renegociación y/o revisión de los contratos originales. Este último fenómeno (la recurrente modificación de los contratos o pliegos originales) se ha dado—con mayor o menor intensidad, según los casos— en numerosos sectores privatizados como, por ejemplo, el de provisión de agua y servicios cloacales, el de concesiones viales y el de telecomunicaciones, cuyos respectivos marcos regulatorios fueron establecidos por la vía de decretos presidenciales de “necesidad y urgencia” (Azpiazu, 1999). Sin embargo, cabe señalar que la Ley Nro. 24.076 fue aprobada mediante un ardid parlamentario ilegal, al brindar mayoría en la Honorable Cámara de Diputados el voto de un ciudadano “que pasaba por ahí” (posteriormente conocido como el “diputrucho”).

te y distribución de gas natural por parte del sector privado a partir de enero de 1993.¹⁵ El nuevo marco regulatorio introdujo importantes transformaciones con respecto a la forma en que había venido funcionando el sector gasífero en la Argentina (en relación con, por ejemplo, la estructura de mercado, la forma de regular las tarifas, los distintos tipos de servicio prestados por las empresas, etcétera).

Una de las principales implicancias derivadas de la desestatización de Gas del Estado fue la desintegración vertical y horizontal de la cadena gasífera, lo cual alteró radicalmente la dinámica de funcionamiento de un mercado que, hasta entonces, había sido abastecido por una única firma integrada. En efecto, como producto de la privatización, Gas del Estado fue subdividida en dos sociedades transportistas (Norte y Sur), y en ocho unidades de distribución –monopólicas– con jurisdicción sobre distintas regiones del país (Metropolitana, Buenos Aires Norte, Central, Cuyana, Litoral, Noroeste, Pampeana y Sur).^{16/17} A este respecto, cabe destacar que las licencias para la explotación de los servicios de transporte y distribución por parte del sector privado fueron entregadas por un lapso de 35 años, prorrogables por 10 más.

Mediante dicha subdivisión se apuntaba a configurar un mercado caracterizado por una dinámica relativamente competitiva, lo cual se sustentaba en el argumento de que el incremento en el número de actores en el sector permitiría introducir ciertas presiones competitivas en el mismo y, en consecuencia, distribuir el poder de mercado de forma tal de prevenir la instrumentación de prácticas abusivas por parte de los mismos. Para ello, al margen de desintegrar verticalmente y segmentar a la empresa estatal en varias “unidades de negocios”, el nuevo marco regulatorio sectorial impuso una serie de restricciones legales a la integración vertical. En efecto, la Ley Nro. 24.076 contempla ciertas limitaciones en relación con la propiedad del capital de las empresas que operan en los distintos eslabones de la cadena gasífera. Así, por ejemplo, los productores no pueden controlar el capital de una firma transportista, ni ambos tipos de agentes pueden hacer lo propio respecto de una distribuidora; ni los grandes usuarios pueden tener una participación controlante sobre una distribuidora dentro de su propia área de consumo.¹⁸

Con respecto a lo anterior, en el Cuadro Anexo Nro. 1 se presenta la composición accionaria de los consorcios adjudicatarios de las distribuidoras y transportistas que sucedieron a Gas del Estado, así como los montos recaudados por el Estado Nacional como producto de la transferencia. Una primera conclusión que se desprende de la información presentada es que, con la venta de la empresa estatal al sector privado, el gobierno argentino recaudó cerca de 300 millones de dólares en efectivo y más de 1.500 millones de dólares en títulos de la deuda externa (considerados a valor de mercado).

¹⁵ Si bien el segmento productor no está sujeto a la legislación de referencia (sólo se regulan las etapas monopólicas de la cadena gasífera), vale la pena destacar que dicha normativa le concede al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS, creado por la ley marco del sector) la facultad de prevenir que las empresas productoras de gas instrumenten distintos tipos de prácticas anticompetitivas. En efecto, en el Artículo 52 (Inciso d) de tal norma se señala que una de las principales funciones del ente es la de “prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores”.

¹⁶ Por otro lado, atento a la inexistencia previa de redes de distribución de gas en el área mesopotámica, en 1997 el Estado Nacional otorgó a un consorcio formado por las firmas Gaz de France, Gaseba, Bidas y Emprigas (perteneciente al grupo económico local Roggio) la concesión para la construcción, y posterior operación, de una red de distribución de gas natural en la región mesopotámica (la cual presenta una gran importancia estratégica dada su cercanía con el mercado brasilero, que puede convertirse en un importante demandante de gas natural argentino).

¹⁷ El número de firmas distribuidoras y transportistas en que finalmente se segmentó Gas del Estado difirió del propuesto originalmente. En efecto, el Decreto Nro. 48/91 establecía que la empresa estatal sería subdividida a partir de la creación de cuatro “unidades de negocios” vinculadas al transporte, y de entre quince y veinte distribuidoras.

¹⁸ Estas restricciones a la integración vertical y/u horizontal fijadas en la Ley Nro. 24.076 se vieron parcialmente modificadas con la sanción del decreto reglamentario. En efecto, el Decreto Nro. 1.738/92 redujo de manera considerable las limitaciones a la integración de los distintos actores de la cadena gasífera que había establecido la ley marco del sector.

Asimismo, dentro de los consorcios que resultaron adjudicatarios de las diferentes empresas en que fue subdividida Gas del Estado es posible constatar la presencia de grandes grupos económicos ex contratistas de la empresa y de YPF (como, por ejemplo, Astra, Macri, Pérez Companc, Soldati y Techint) que son, simultáneamente, grandes usuarios industriales para los que el gas natural constituye uno de sus principales insumos energéticos. Por otra parte, muchos de ellos (tales los casos de Astra, Pérez Companc, Soldati y Techint) son productores de gas natural y petróleo,¹⁹ mientras que en algunos casos son fabricantes de equipos y materiales para la actividad (como el conglomerado extranjero Techint, monopólico en la producción doméstica de tubos sin costura, material utilizado fundamentalmente para el transporte de gas y petróleo).

En relación con esto último, cuando se analiza la composición accionaria original de los distintos consorcios adjudicatarios se observa, a pesar de que el objetivo regulatorio era el contrario, un importante proceso de reintegración vertical e, incluso, horizontal de la cadena gasífera, en tanto se constata la participación de ciertos actores en los distintos eslabones que la conforman (producción, transporte y distribución).

En este sentido, cabe destacar, por ejemplo, el caso del grupo Pérez Companc, que logró consolidarse como uno de los principales operadores de las cuencas austral y neuquina (predominantemente gasífera), a partir de su participación en las áreas Puesto Hernández y Santa Cruz II, a la vez que participó en el capital accionario original de la Transportadora de Gas del Sur, así como en el de la Distribuidora de Gas Metropolitana (Metrogas). Al analizar la estrategia de este conglomerado empresario con respecto a la privatización de Gas del Estado se observa que la misma apuntó a incrementar en forma considerable el grado de integración tanto vertical como horizontal de sus actividades.²⁰

Al respecto, su participación en las diversas fases de la cadena gasífera, así como en distintos segmentos de los mercados de energía eléctrica y petróleo, le permitió consolidarse como uno de los principales actores del conjunto del sector energético local. En relación con esto último, si se considera que el gas natural constituye una de las principales fuentes energéticas utilizadas en el mercado eléctrico, el conglomerado también logró incrementar sustancialmente el grado de integración vertical de sus actividades en dicho mercado, en el cual también tuvo una participación decisiva en los segmentos de generación eléctrica (Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú, Central Costanera, Central Termoeléctrica Buenos Aires), transporte (Transener, Transba y Yacylec), y distribución (Edesur). Por otro lado, la participación en el proceso de desestatización de Gas del Estado le permitió a este grupo empresario ingresar a un mercado a partir del cual puede proveerse de uno de los principales insumos energéticos empleados en las muy diversas actividades manufactureras en las que participaba al momento de la privatización del sector gasífero (como, por ejemplo, la elaboración de productos químicos y petroquímicos).

El conglomerado Soldati, por su parte, resultó adjudicatario, en el marco del proceso de desestatización de YPF, de los yacimientos Aguarañe y Palmar Largo, donde existen importantes reservas de gas, a la vez que participó en los consorcios adjudicatarios de la Transportadora de Gas del Norte y de la Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte (Gas Natural Ban).²¹ Al igual que en el caso de Pérez Companc, al analizar la estrategia de este grupo económico se evidencia que la participación en los procesos de privatización de Gas del Estado y Segba, así como en la transferencia de importantes yacimientos propiedad de YPF al sector privado, le brindó la posibilidad de integrar tanto vertical como horizontalmente un amplio espectro de actividades (extracción y refinación de petróleo, trans-

¹⁹Todos estos grupos económicos resultaron adjudicatarios de buena parte de las áreas petroleras –tanto las centrales como las marginales– transferidas al sector privado en el marco del proceso de privatización de YPF (Azipazu, 1994).

²⁰ En lo que respecta al proceso de integración vertical, cabe destacar que la totalidad del gas natural que Metrogas distribuye en el ámbito de la Ciudad de Buenos Aires y los principales partidos del conurbano bonaerense es provisto por la Transportadora de Gas del Sur (cuya principal fuente de abastecimiento está constituida por las reservas gasíferas existentes en las cuencas austral y neuquina del país, donde la presencia de Pérez Companc es decisiva).

²¹ Téngase presente que las áreas mencionadas se ubican en la cuenca noroeste, que es la principal fuente de abastecimiento para la Transportadora de Gas del Norte (uno de cuyos principales demandantes es Gas Natural Ban).

porte y distribución de gas natural, generación de energía eléctrica, producción y comercialización de productos derivados de gas y petróleo, etc.).

Asimismo, al analizar la estrategia de los otros conglomerados empresarios que participaron activamente en la privatización de Gas del Estado, pueden identificarse tres lógicas de comportamiento (no necesariamente excluyentes entre sí): aquellos grupos económicos en los que primaron objetivos tendientes a incrementar su participación en el conjunto del mercado energético (por ejemplo, Astra y Techint quienes, privatizaciones y desregulación petrolera mediante, lograron insertarse en distintos segmentos de dicho mercado como, entre otros, la producción de petróleo y gas natural, la generación y distribución de energía eléctrica, etc.); los que ingresaron al sector con la finalidad de participar en un mercado a partir del cual obtienen un importante insumo para su actividad productiva principal (tal el caso de Loma Negra con la elaboración de cemento, y de Acindar y Techint con la producción de acero y derivados); y aquéllos en los que se privilegió una estrategia de diversificación de sus actividades hacia diferentes servicios privatizados poco –o nada– relacionados entre sí por relaciones tecno-productivas y/o comerciales (como es el caso del CEI Citicorp Holdings, que ingresó no sólo al mercado gasífero –en los segmentos de transporte y distribución–, sino también al eléctrico y al de telecomunicaciones, entre otros).

En consecuencia, como resultado de las principales características que adoptó el traspaso de Gas del Estado al sector privado, se tendieron a conformar dos subsistemas –relativamente independientes entre sí– dominados por un número reducido de grupos económicos ex contratistas de la empresa e YPF (por ejemplo, Pérez Companc era uno de los actores privados de mayor importancia en la región sur –correspondiente a las cuencas austral y neuquina–, mientras que Soldati y Techint eran predominantes en la norte –cuenca noroeste–).²²

En definitiva, a pesar de la subdivisión de la compañía estatal promovida por el nuevo marco regulatorio sectorial, se terminó por configurar, en los hechos, un mercado caracterizado por un elevado grado de integración vertical y horizontal, caracterizado por el hecho de que un núcleo muy reducido de grandes conglomerados empresarios logró constituir, en algunos casos, y consolidar, en otros, un considerable poder de mercado. Dicha situación, en tanto supone la presencia de los mismos actores en los distintos eslabones de la cadena gasífera, así como en otros segmentos del mercado energético, conllevó, sobre la base de la segmentación inicial del mercado, un importante proceso de reconcentración económica del mercado gasífero –y del conjunto del sector energético–, reduciendo, en gran medida, las posibilidades de garantizar un funcionamiento competitivo del mismo (uno de los principales objetivos por los que se promovió y justificó la privatización de Gas del Estado), y elevando considerablemente el riesgo de que tales actores instrumenten distintos tipos de prácticas discriminatorias (subsidios cruzados, precios de transferencia, etc.), con efectos también negativos sobre el funcionamiento de otros mercados, en especial, aquellos industriales eno-energo-intensivos.²³

²²En este sentido, Kozulj (1993) señala: “El análisis de la conformación societaria de los consorcios que participan en los diversos eslabones de la cadena muestra... que en la práctica Gas del Estado quedó privatizada en dos grandes subsistemas, altamente integrados, con escasa posibilidad de que se produzca un esquema competitivo... como el que supuestamente intenta promover el marco regulatorio”. Si bien se analiza más adelante, cabe anticipar que con la venta, a fines de la década pasada, de YPF y el grupo económico local Astra al conglomerado español Repsol se registraron ciertos cambios de significación en la conformación estructural de las dos subzonas (la sur es controlada, fundamentalmente, por Repsol y Pérez Companc, y la norte por la empresa española y el conglomerado extranjero Techint y, en menor medida, por el grupo local Soldati).

²³ En relación con esto último, la posibilidad de que tales actores desplieguen distintos tipos de conductas oligopólicas de carácter abusivo se ve fortalecida si se considera que los grupos económicos mencionados no sólo participan en el sector por el lado de la oferta sino que, en tanto grandes usuarios industriales, lo hacen también por el de la demanda. De ello se desprende que tales conglomerados cuentan con la posibilidad de desplegar, por ejemplo, una estrategia de precios predatorios de gas natural que perjudique a sus competidores en aquellas actividades fabriles en las que actúan y que utilizan intensivamente el fluido como insumo para la producción, lo cual terminaría atentando contra la estructura y el desempeño de tales mercados.

Otra modificación de suma relevancia que introdujo el marco regulatorio sectorial emergente de la privatización de Gas del Estado remite a la forma en que se relacionan las empresas transportistas y las distribuidoras con las compañías productoras de gas natural. Como fuera mencionado, en el régimen anterior a la privatización dicha relación se encontraba regulada a través de un precio de transferencia determinado oficialmente. Con la sanción del nuevo marco regulatorio se apuntó a que el precio al que se adquiere el gas en “boca de pozo” –es decir, el precio que reciben las empresas extractoras de gas (que constituye uno de los componentes centrales de las tarifas finales)– quede definido por la interacción entre la oferta y la demanda –ambas caracterizadas por estructuras de mercado altamente concentradas–.

Durante el primer año de actividad de las Licenciatarias del Transporte y Distribución, el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte estuvo fijado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. Posteriormente, con la sanción del Decreto Nro. 2.731/93, a partir del cual se desreguló el mercado generador de gas, el precio del gas en “boca de pozo” pasó a determinarse, desde enero de 1994, por las “fuerzas del mercado”. En función de ello, ha quedado definido un mercado mayorista, cuyos principales actores son las empresas productoras y las distribuidoras, así como los grandes usuarios industriales y las generadoras termoeléctricas. Cabe señalar que los grandes consumidores se encuentran habilitados para convenir la compra de gas directamente con los productores, mediante contratos (*by pass*, de carácter físico o comercial) que implican una desvinculación –total o parcial, según el tipo de contrato establecido– entre el usuario y el sistema de distribución.²⁴

No obstante, dada la estructura de mercado –fuertemente concentrada– que presenta en la actualidad la producción gasífera,²⁵ cabe plantear serios interrogantes en cuanto a la posibilidad de que la determinación de este precio se pueda dar efectivamente en condiciones competitivas. En rigor, se trata de un mercado oligopólico con una empresa dominante: en la actualidad YPF –controlada por el conglomerado español Repsol (que en la Argentina participa, directa o indirectamente, en la propiedad de distintas empresas transportistas y/o distribuidoras de gas, así como en diversas firmas que operan en diferentes segmentos del mercado energético y en actividades productivas energo-intensivas)– tiene una participación de mercado de considerable gravitación en las tres cuencas del país que cuentan con importantes reservas gasíferas (sobre todo, en la neuquina y la noroeste), lo cual le permite controlar más del 50% de la totalidad del gas ofertado en el mercado local (tanto a partir de su carácter de productor como de comercializador de gas generado por terceros).²⁶

En este contexto, y considerando, por un lado, que se trata de un segmento “desregulado” y, por otro, que los principales productores también participan en la propiedad de algunas distribuidoras y/o transportistas, dicho poder de mercado puede conllevar la instrumentación de distintos tipos de prácticas discriminatorias (subsidios cruzados, fijación de precios monopólicos, discriminación de precios entre usuarios internos y externos, etc.) que atenten contra la dinámica del conjunto del sector gasífero, así como del mercado energético en general. Asimismo, en tanto existe una gran cantidad de actividades industriales para las cuales el gas natural constituye un insumo clave (tales los casos de las industrias cementera, petroquímica, siderúrgica, etc.), la situación descrita también puede traer aparejados importantes costos para tales producciones (por ejemplo, en materia de pérdidas de competitividad).

²⁴ La desvinculación “física” se da cuando el usuario se hace cargo de la construcción de un ducto hasta sus instalaciones, evitando, de esta forma, la intervención de una distribuidora. Es “comercial” cuando el consumidor pacta directamente con el transportista y luego le abona al distribuidor la tasa de distribución correspondiente. A este respecto, cabe destacar que, según información del ENARGAS, entre el momento en que se desreguló el segmento productor y fines del decenio de los noventa, estas dos modalidades de consumo pasaron de explicar, de conjunto, cerca del 8% de la totalidad del gas comercializado, a más del 30% (de dicho total, aproximadamente un 85% corresponde a contratos de tipo *by pass* comercial).

²⁵ Las evidencias disponibles indican que los cuatro primeros productores controlan en la actualidad

²⁶ Otros actores relevantes de este eslabón de la cadena gasífera son: Total Austral (de capitales franceses), Pluspetrol (controlada por YPF/Repsol), Tecpetrol (perteneciente al conglomerado extranjero Techint), Pérez Companc, y Pan American Energy (una firma que surge de la asociación entre la estadounidense Amoco Corporation y el grupo local Bidas).

En relación con lo anterior, cabe señalar, adicionalmente, que el segmento productor se caracteriza, al margen de por un elevado grado de concentración, por muy importantes barreras al ingreso (por ejemplo, elevados costos hundidos), que dificultan de manera significativa la introducción de presiones competitivas sobre el mismo, y, en consecuencia, restringen sobremanera la posibilidad de reducir el poder de mercado de los actores predominantes y, por esa vía, de inducir cierta reducción en los precios domésticos.²⁷ Todo lo anterior se ve agravado por el hecho de que, como se analiza posteriormente, el actual sistema de regulación tarifaria carece de un esquema de incentivos adecuado que induzca a las transportistas y distribuidoras a negociar menores precios del gas en “boca de pozo” con los productores.

Finalmente, otra decisiva modificación surgida de la privatización de Gas del Estado fue la conformación de una nueva estructura tarifaria. En efecto, a partir de la transferencia de la empresa al sector privado, las tarifas finales cobradas a los distintos tipos de usuario se siguen estableciendo, al igual que durante la gestión estatal de la firma, por tipo de servicio prestado (firme o interrumpible), aunque ya no, como en el esquema anterior, por categoría de usuario (residencial, comercial, industrial, para uso siderúrgico, etcétera). La principal diferencia radica en que, con la excepción de los consumidores residenciales y los pequeños usuarios comerciales e industriales, los nuevos cuadros tarifarios permiten que el gran usuario industrial elija el tipo de servicio a ser prestado por la distribuidora (Cuadro Nro. 1).

En síntesis, las consideraciones precedentes sugieren que, como producto del propio marco normativo en el que se inscribió la transferencia de Gas del Estado al sector privado, se configuró – desde el mismo momento en que se inició la prestación privada de los servicios de transporte y distribución de gas natural– una situación opuesta a la que se buscaba promover con la política privatizadora. En tal sentido, cabe destacar, en primer lugar, que, a pesar de la subdivisión estructural del mercado vía la segmentación de la empresa estatal en diversas “unidades de negocios”, y de que el marco regulatorio estableció ciertas restricciones a la integración vertical y horizontal de las firmas y/o grupos empresarios que resultaran adjudicatarios de la privatización, se registró un importante proceso de reintegración vertical e, incluso horizontal de la cadena gasífera. Una segunda “falla de partida”, estrechamente ligada a la anterior, se relaciona con la “desregulación” del precio del gas “en boca de pozo”, que pasó a ser determinado por la “libre” interacción de una oferta y una demanda fuertemente concentradas (lo cual supuso, en los hechos, una re-regulación de este estratégico segmento del mercado a favor de un núcleo acotado de grandes actores económicos –altamente integrados, dada su participación simultánea en los segmentos de transporte y/o distribución–, que pasaron a tener un papel decisivo en la determinación de uno de los componentes centrales de las tarifas finales abonadas por los diferentes consumidores).

²⁷ Al respecto, un estudio de la Fundación Mediterránea que analiza la evolución de los precios domésticos de gas natural *vis-à-vis* los de exportación señala: “Una conclusión básica del análisis de estructura y conductas de mercado es que el del gas natural es oligopólico y su evolución natural es hacia formas de restricción de la competencia más firmes y difíciles de controlar” (Novara, 1997).

Cuadro Nro. 1

Principales características de los servicios de distribución prestados a los distintos tipos de usuario a partir de la privatización de Gas del Estado

Tipos de usuario	Principales características
Residencial (R)	Uso doméstico residencial, no interrumpible (sin posibilidad de elección por parte del usuario)
Servicio General Pequeño (SGP)	Uso no doméstico, no interrumpible (sin posibilidad de elección por parte del usuario)
Servicio General Grande (SGG)	Uso no doméstico, no interrumpible (consumo mínimo de 365.000 m ³ /año)
Gran Usuario Firme Distribución (GUFD) ⁽¹⁾	Uso no doméstico, firme, no interrumpible (consumo mínimo de 3.650.000 m ³ /año)
Gran Usuario Firme Transporte (GUFT) ⁽¹⁾	Uso no doméstico, firme, no interrumpible, con conexión directa al sistema de transporte (consumo mínimo de 3.650.000 m ³ /año)
Gran Usuario Interrumpible Transporte (GUIT)	Uso no doméstico, interrumpible, con conexión directa al sistema de transporte (consumo mínimo de 3.000.000 m ³ /año)
Gran Usuario Interrumpible Distribución (GUID)	Uso no doméstico, interrumpible (consumo mínimo de 3.000.000 m ³ /año)

⁽¹⁾ En el transcurso de 2000, a través de la Resolución Nro. 1.748, el ENARGAS redujo los niveles mínimos de consumo diario requeridos para poder adquirir el gas en el mercado mayorista (pasando de 10.000 m³ por día a 5.000 m³ por día), con la finalidad de fomentar un mayor grado de competencia en el segmento productor.

FUENTE: ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENARGAS.

IV. Análisis de la evolución de las tarifas

IV.1. Principales características de la regulación tarifaria

Uno de los rasgos centrales del nuevo marco regulatorio sectorial emergente de la transferencia de Gas del Estado al sector privado es la forma en que comienzan a ser reguladas las tarifas abonadas por los distintos tipos de usuarios, así como los mecanismos creados para la indexación de las mismas. Como se señala en la Ley Nro. 24.076, el nuevo diseño tarifario busca la prestación económica de los servicios de transporte y distribución a través de la aplicación de precios que cubran una “rentabilidad razonable” o similar a la de otras actividades de igual riesgo, debiendo a su vez guardar relación con el grado de eficiencia y la calidad de la prestación.

Para el transporte y la distribución, el sistema de regulación tarifaria adoptado es del tipo *price cap* (IPD - X% + K%), o de topes máximos, con reajustes periódicos de la estructura tarifaria.²⁸ La instrumentación de este mecanismo de ajuste tarifario presenta ciertos inconvenientes dado que, más allá de minimizar los problemas de “asimetría de información” entre el ente regulador y la/s empresa/s regulada/s, y de garantizar, en principio, precios reales decrecientes a los usuarios (siempre y cuando los índices de precios que se apliquen en cada ajuste tarifario sean los correspondientes a la economía local), resultan fundamentales –y muy difíciles de calcular– tanto las determinaciones del nivel tarifario

²⁸ El *price cap* es un sistema de actualización tarifaria que, al fijar un nivel de precios máximos, induce a las empresas a mejorar su eficiencia para reducir sus costos totales y, de esa manera, incrementar sus respectivos márgenes de rentabilidad. En este sentido, el coeficiente X es un factor destinado, por un lado, a estimular la eficiencia de las empresas, en tanto impulsa a las mismas a realizar esfuerzos para incrementar su productividad (en tanto ello deviene en beneficios

base como la magnitud del coeficiente X. En este sentido, en la medida en que se parta de un nivel tarifario inicial elevado, la reducción tarifaria implícita en la aplicación del coeficiente X se torna virtualmente superflua.

A partir de 1993, las tarifas correspondientes a los servicios de transporte y distribución (que están fijadas en dólares a la paridad cambiaria vigente) se ajustan, en los meses de enero y julio, de acuerdo a la evolución semestral del *Producer Price Index* (PPI) de los Estados Unidos, y por factores de eficiencia (coeficiente X) y de inversión (coeficiente K). Vale destacar que ambos coeficientes fueron iguales a cero hasta la primera revisión quinquenal de tarifas, que fue instrumentada por el ENARGAS en enero de 1998.

El factor X se aplica una sola vez a lo largo del período (en enero de 1998), y su revisión se efectuará recién a comienzos del próximo período quinquenal (en enero del año 2003).²⁹ A diferencia del factor X, que se implementa al inicio de cada período quinquenal, el factor K –que apunta a que las empresas financien, con aumento de tarifas, diversos programas de inversión³⁰– se aplica en forma semestral (1ro. de enero y 1ro. de julio de cada año, en los distintos períodos quinquenales) y es calculado por el ENARGAS sobre la base de los diversos planes de inversión propuestos por las empresas y remitidos a dicho organismo para su evaluación y eventual aprobación.

En relación con lo anterior, cabe incorporar una breve digresión analítica. La dolarización de las tarifas de las transportistas y las distribuidoras reviste suma trascendencia ya que, por un lado, opera como una suerte de seguro de cambio ante una eventual devaluación de la moneda local y, por otro, porque permite que las tarifas abonadas por los usuarios argentinos se ajusten en función de la evolución de los precios de los Estados Unidos. Esta última es, sin duda, la consecuencia más significativa de la dolarización de las tarifas, en tanto es en función de dicha concesión estatal que las empresas han podido eludir la prohibición de actualización monetaria dispuesta por la Ley de Convertibilidad (Nro. 23.928).^{31 /32}

extraordinarios internalizables hasta tanto se efectivice la revisión tarifaria), y, por otro, a transferir a los usuarios tales incrementos, cuando menos parcialmente, vía una reducción tarifaria. El factor K, por su parte, está destinado a estimular la inversión por parte de las firmas, en tanto dichas inversiones son compensadas por el incremento tarifario que resulta de su aplicación. Al respecto, puede consultarse Azpiazu, Bang y Nochteff (1995), Azpiazu y Schorr (2001), Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina” (1996), y Vickers y Yarrow (1991).

²⁹ En enero de 1998 el ENARGAS determinó el nivel del factor X a aplicar para cada una de las empresas prestatarias. Si bien se trató de magnitudes variables para las distintas firmas, vale señalar que el mismo osciló entre el 4,4% y el 6,5%, según la licenciataria. Al respecto, véase Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina” (1999).

³⁰ De esta manera, y al igual que en la mayoría de las áreas privatizadas, una parte considerable de las inversiones que realizan las firmas son subsidiadas por los usuarios a través de incrementos tarifarios. Dicha situación reduce aún más el –prácticamente nulo– riesgo empresario con que el conjunto de estas firmas desarrolla sus actividades en el mercado argentino.

³¹ En rigor, en el marco de la Convertibilidad, el ajuste tarifario en función de la evolución de los precios estadounidenses constituye una disposición carente de toda legalidad. Ello ha sido reconocido, incluso, por un organismo estatal (la Procuración del Tesoro de la Nación) que, en fecha reciente, determinó la inviabilidad del ajuste de las tarifas de las redes de acceso a la Ciudad de Buenos Aires a partir de la inflación en los Estados Unidos. En tal sentido, en el Dictamen Nro. 153/2000 se señala que “resulta claro que las cláusulas [indexatorias] incluidas en los Contratos de Concesión de la Red de Accesos a la Ciudad de Buenos Aires acompañados a estas actuaciones, en las que se convino un régimen de ajuste del cuadro tarifario teniendo en cuenta variaciones de niveles de precios de un país extranjero, *resultan inaplicables y deben considerarse como no escritas*” (énfasis propio).

³² En el ámbito del sector gasífero, la dolarización de las tarifas fue dispuesta por el Decreto Nro. 1.738/92 (Artículo 41), por el cual se reglamentó la Ley Nro. 24.076. Asimismo, la indexación de las mismas en función de la inflación estadounidense se estableció en el Decreto Nro. 2.255/92 (Subanexo I, Reglas Básicas). Esto último es particularmente importante de destacar por cuanto indica que la –ilegal, en el marco del régimen convertible– cláusula indexatoria asociada a variaciones en los precios norteamericanos fue establecida a partir de una normativa que presenta inferior rango jurídico que la Ley de Convertibilidad y que, incluso, la propia ley marco del sector gasífero.

Este beneficio de la dolarización de las tarifas del que gozan prácticamente la totalidad de las empresas prestadoras de los diversos servicios públicos privatizados en la Argentina durante los años noventa constituye un mecanismo de muy escasa –sino nula– validez y/o justificación, aunque claramente funcional a la lógica de acumulación y reproducción del capital de dichos actores (dada la posibilidad que les brinda a los mismos de aumentar las tarifas en un contexto de estabilización general –e, incluso, deflación– de los precios domésticos). En efecto, no existe ningún tipo de argumentación razonable (salvo aquella vinculada a la maximización de los ingresos y las ganancias de las firmas, así como a la reducción del riesgo empresario) por la cual pueda justificarse que los usuarios argentinos deban abonar las tarifas de los distintos servicios públicos –de carácter no transable– en función de la evolución de los precios estadounidenses, más aún cuando, como en los últimos años, la inflación estadounidense ha sido muy superior a la registrada a nivel local.³³

Por otro lado, el marco regulatorio del sector emergente de la Ley Nro. 24.076/92 y sus decretos reglamentarios, establece otra forma de ajuste tarifario. La misma se relaciona con la evolución del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte que, como fuera señalado, está determinado por la interacción entre la oferta y la demanda (ambas caracterizadas por estructuras de mercado altamente concentradas). Las variaciones del precio de gas en “boca de pozo” son trasladadas por las distribuidoras a los usuarios finales al inicio del período invernal (1ro. de mayo) y del período estival (1ro. de octubre). La forma en que dicho mecanismo de ajuste impacta sobre las tarifas finales está directamente vinculada con una de las principales “inconsistencias” del marco regulatorio sectorial, el cual carece de un esquema efectivo de incentivos que induzca a las transportistas y a las distribuidoras a negociar mejores –en este caso, menores– precios con los productores (es decir, con el oligopolio petrolero). En efecto, dicha falta de incentivos a pactar precios más bajos se encuentra estrechamente asociada al hecho de que el propio marco regulatorio establece que toda variación en el precio del gas en “boca de pozo” puede ser automáticamente trasladada a la tarifa final abonada por los distintos consumidores (lo que se conoce como mecanismo de *pass through*).

Tales desincentivos se ven potenciados aún más por el hecho de que la estructura del –“desregulado”– mercado productor se caracteriza por presentar un muy alto grado de oligopolización (lo cual otorga a los productores un elevado poder relativo de negociación, a la vez que una amplia libertad en lo que a fijación de precios respecta), y porque, de resultas de, en lo sustantivo, ciertos aspectos que caracterizaron a la privatización de Gas del Estado (en particular, la tendencia a la reintegración vertical y horizontal de la cadena gasífera derivada del proceso de licitación) y de la ausencia de regulación, por parte del ENARGAS, sobre la estructura de propiedad del capital de las firmas adjudicatarias, un conjunto reducido de grandes actores económicos participa en el mercado en los segmentos de producción, transporte y distribución de gas, además de ser grandes usuarios industriales (o, en otros términos, se trata de actores que participan en el sector tanto en calidad de demandantes como de oferentes).

En suma, las tarifas finales abonadas por los usuarios del servicio (sin impuestos) se ajustan, básicamente, cuatro veces por año: en los meses de mayo y octubre se trasladan a los precios finales las modificaciones registradas en el valor del gas en “boca de pozo”, y en enero y julio, las variaciones en el índice de precios mayoristas de los Estados Unidos. Asimismo, y en el marco de las revisiones quinquenales de tarifas negociadas con el ENARGAS, las empresas pueden incrementar sus tarifas cada seis meses, a fin de compensar las inversiones realizadas en el período (factor K), mientras que una vez cada cinco años deben trasladar a las mismas las mejoras alcanzadas en sus respectivos niveles de eficiencia (factor X).³⁴

³³ A simple título ilustrativo, cabe destacar que entre enero de 1995 y diciembre de 2000 los índices de precios minorista y mayorista en la Argentina prácticamente se mantuvieron en un mismo nivel (registrando, incluso, una leve contracción en el caso de los precios al consumidor), mientras que en los Estados Unidos se incrementaron cerca de un 16% y menos de un 10%, respectivamente.

³⁴ El esquema normativo vigente permite otras formas de ajuste tarifario que poseen un impacto agregado significativamente menor sobre las tarifas abonadas por los distintos tipos de consumidor. En efecto, el marco regulatorio sectorial autoriza también un conjunto de tasas y cargos a ser abonados por los usuarios finales a las distribuidoras en función de los

Por último, vale la pena agregar que el marco que regula la actividad del sector, como el de los restantes servicios públicos privatizados, permite que las empresas prestatarias trasladen a las tarifas finales abonadas por los usuarios las variaciones de costos originadas en cambios en las normas tributarias (excepto en el impuesto a las ganancias). Esta figura legal de la “neutralidad tributaria” o “estabilidad impositiva” reconoce que todo incremento o decremento –respecto a las condiciones vigentes al momento de la transferencia de los respectivos servicios a manos privadas– en las cargas impositivas que afecten a las empresas, debe ser trasladado a todos los consumidores y usuarios de los mismos.³⁵ Con ello se procuró, en su momento, que cualquier modificación en la política tributaria no repercutiera sobre la rentabilidad de las empresas. En otras palabras, las reducciones impositivas (y el consiguiente “sacrificio fiscal” resultante de las mismas) debían derivar en menores tarifas para los usuarios y consumidores, mientras que una posible mayor presión fiscal sobre las empresas sería también transferida a estos últimos sin alterar, de tal manera, la ecuación económico-financiera de las empresas privatizadas.

IV.2. Dinámica tarifaria, precios relativos y “deficiencias” regulatorias

La conjunción de las múltiples medidas de ajuste “sistemático” de precios que reconoce el marco regulatorio de la actividad con las ostensibles “falencias” existentes en materia de regulación de las tarifas (en especial, la indexación de las mismas en función de un índice de precios ajeno a la evolución de los costos domésticos, y la aplicación de un mecanismo como el *pass through*) determinó, en términos generales, un incremento de consideración en los niveles tarifarios; proceso que estuvo caracterizado, sin embargo, por importantes asimetrías en cuanto a sus impactos sobre los diferentes consumidores. En el presente apartado se analiza la evolución de las tarifas de gas natural abonadas por los distintos tipos de usuario para el período comprendido entre la sanción del Plan de Convertibilidad (marzo de 1991) y diciembre de 2000, así como las principales implicancias resultantes de tales patrones de comportamiento (Cuadro Nro. 2).³⁶

Una primera conclusión que se desprende de la información presentada es que, a nivel agregado, la tarifa media de gas natural se incrementó un 44% en el transcurso del período bajo análisis. No obstante, en dicho desenvolvimiento resulta posible constatar la existencia de pautas evolutivas sumamente disímiles según se trate de consumidores residenciales, comerciales o industriales y, a la vez, dentro de estos últimos, de acuerdo a si el tipo de servicio es interrumpible o en firme.

servicios prestados (por ejemplo, los cargos fijos por factura y factura mínima, o por reserva de capacidad, etc.). Por otro lado, el ENARGAS autorizó explícitamente otros conceptos tales como “cargo por cheque sin fondos”, “cargo por reconexión”, etc.. Asimismo, cabe añadir que, tal como estaba previsto en el marco regulatorio original, a fines de 1996, según lo dispuesto por el Decreto Nro. 1.136, comenzó a constituirse, mediante el cobro de un cargo adicional sobre las tarifas de transporte, un “Fondo de Contribución” destinado a, por un lado, atender las indemnizaciones por daños y perjuicios ocasionados por el accionar de la ex Gas del Estado a los propietarios de la tierra por las que pasan los gasoductos y, por otro, cubrir las obligaciones imputables al costo de las servidumbres correspondientes a los primeros cinco años posteriores a la privatización.

³⁵ Para el sector gasífero, véase, por ejemplo, el numeral 9.6.2 de las Reglas Básicas de Licencia de Transporte y Distribución aprobadas por el Decreto Nro. 2.255/92. En esta misma línea, cabe destacar que en 1993, el denominado “Pacto Federal para el Empleo, la Producción y el Crecimiento” hizo extensiva tal cláusula de “neutralidad tributaria” a las empresas privatizadas. Ver, al respecto, el Punto Segundo, Inciso 7 de la Ley Nro. 24.468, por el cual el Estado Nacional se compromete a: “Asegurar, a través de los respectivos organismos sectoriales responsables y los Entes Reguladores de servicios públicos privatizados, que las medidas impositivas a adoptarse en los distintos niveles de Gobierno Nacional, Provincial o Municipal que puedan implicar directa o indirectamente, reducciones de costos o aumento de los beneficios de las empresas prestadoras de servicios públicos y/o proveedoras de bienes y servicios en mercados no competitivos, resulten una completa transferencia de beneficios a usuarios y consumidores”.

³⁶ La metodología de cálculo de las tarifas y del promedio ponderado empleado, así como la justificación de la selección de las categorías de usuario analizadas y del horizonte temporal escogido, pueden consultarse en Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina” (1996).

En efecto, fueron las tarifas abonadas por los usuarios residenciales las que más se incrementaron entre 1991 y 2000 (121,1%), crecimiento casi tres veces más elevado que el registrado por la tarifa promedio ponderado. En oposición a este fuerte aumento, cabe destacar la evolución seguida por las tarifas medias abonadas por los grandes usuarios industriales, las que crecieron muy levemente desde que se implementó el Plan de Convertibilidad hasta fines del decenio pasado (en el caso de los GUFD) o se mantuvieron prácticamente en un mismo nivel (GUID).³⁷ Finalmente, las tarifas abonadas por los usuarios del denominado Servicio General Pequeño (que incluye, en forma preponderante, a pequeñas y medianas empresas industriales y comerciales) se expandieron un 20,3%.³⁸

Ahora bien, en dicho patrón general de evolución tarifaria se pueden identificar dos etapas claramente diferenciables: desde marzo de 1991 hasta enero de 1993 (es decir, antes de concretarse la transferencia de Gas del Estado al sector privado), y desde entonces hasta fines del año 2000.

Con respecto a la primera de dichas etapas, el cuadro de referencia indica que entre el inicio del Plan de Convertibilidad y la privatización de la empresa gasífera estatal, la tarifa promedio se incrementó un 30%, lo cual es el resultado de contrapuestos comportamientos entre los distintos tipos de usuario: mientras que la tarifa residencial se incrementó un 101,2% y la de los pequeños y medianos consumidores comerciales e industriales un 9,8%, la correspondiente a los grandes usuarios industriales declinó entre un 3,3% (es el caso de aquellos vinculados al sistema de distribución de manera permanente –GUFD–) y un 11,5% (aquellos que se vinculan con el sistema distribuidor de modo interrumpible –GUID–).³⁹ Esta importante dispersión entre las tarifas abonadas por los distintos usuarios conllevó una profunda reconfiguración de la estructura de precios relativos del sector; proceso que resultó plenamente funcional a la dinámica de acumulación y reproducción ampliada del capital de las firmas privadas que tomaron a su cargo la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas natural.

En efecto, las modalidades que adoptó este importante incremento tarifario registrado en el período previo a la privatización no sólo determinaron una modificación radical en la estructura de precios relativos existentes entre las distintas tipologías de usuarios, sino que también repercutieron decisivamente sobre el “precio base” con que las firmas privadas iniciaron la prestación de los servicios. Como fuera mencionado, en la metodología de ajuste tarifario del tipo *price cap* resulta decisivo el criterio que se adopta para la fijación del “precio base”. Teniendo en cuenta el aumento registrado en el precio medio del gas durante el período previo a la privatización, puede concluirse que el nivel asumido por la tarifa vigente al momento de la transferencia de Gas del Estado (fundamentalmente, la abonada por los usuarios residenciales), ha tornado en gran medida superflua –tanto como incentivo para el aumento de la eficiencia de la empresa, como con respecto a los beneficios que este esquema indexatorio supuestamente reporta a los usuarios– la

³⁷ En efecto, como se puede apreciar en la información suministrada por el Cuadro Nro. 2, entre la entrada en vigencia del régimen de Convertibilidad y fines de 2000, la tarifa abonada por los grandes usuarios industriales vinculados al sistema de distribución de manera permanente (consumo de tipo firme) se incrementó aproximadamente un 7%, mientras que la correspondiente a los consumidores de gran tamaño que contratan el servicio de distribución de manera interrumpible creció menos de un 1%.

³⁸ En el período analizado el Índice de Precios al Consumidor se incrementó un 58,9%, mientras que el Índice de Precios al por Mayor aumentó un 17%. Como producto de esta evolución de los precios domésticos, la tarifa media creció, en términos reales, un 23,1%, las abonadas por los consumidores residenciales aumentaron un 39,1%, mientras que la tarifa promedio correspondiente a los usuarios comerciales e industriales (SGP, GUID y GUFD) descendió, siempre a valores reales, un 7,3% (disminución que se ubica en el orden del 12% de considerar exclusivamente el comportamiento de las tarifas abonadas por los grandes usuarios industriales).

³⁹ En el transcurso del período mencionado los precios al consumidor aumentaron un 43,6%, mientras que los mayoristas lo hicieron en un 6,9%. De resultados de ello, las tarifas abonadas por los usuarios domésticos crecieron, a valores reales, un 40,1%, mientras que la correspondiente al conjunto de los consumidores no residenciales disminuyó un 9% (caída que fue del orden del 15% de considerar sólo la evolución de las tarifas abonadas por los grandes usuarios manufactureros).

Cuadro Nro. 2
Tarifas de gas natural, 1991-2000
(en \$ corrientes/m³ –sin impuestos– e índice marzo 1991=100 y enero 1993=100)

Tipo de servicio	Operatoria estatal												Operatoria privada											
	mar-91	ene-92	dic-92	Ene-93	jul-93	ene-94	jul-94	ene-95	jul-95	ene-96	jul-96	ene-97	jul-97	dic-97	ene-98	jul-98	dic-98	ene-99	jul-99	dic-99	ene-00	jul-00	dic-00	
Residencial	0,0824	0,1356	0,1333	0,1658	0,1665	0,1667	0,1719	0,1725	0,1816	0,1807	0,1856	0,1851	0,1874	0,1843	0,1775	0,1763	0,1746	0,1754	0,1790	0,1762	0,1766	0,1897	0,1822	
	100,0	164,6	161,8	201,2	202,1	202,3	208,6	209,3	220,4	219,3	225,2	224,6	227,4	223,7	215,4	214,0	211,9	212,9	217,2	213,9	214,4	230,2	221,1	
SGP	0,1323	0,1308	0,1308	0,1453	0,1459	0,1461	0,1513	0,1515	0,1599	0,1590	0,1636	0,1623	0,1647	0,1617	0,1542	0,1541	0,1523	0,1528	0,1561	0,1533	0,1536	0,1657	0,1591	
	100,0	98,9	98,9	109,8	110,3	110,4	114,4	114,5	120,9	120,2	123,7	122,7	124,5	122,2	116,6	116,5	115,1	115,5	118,0	115,9	116,1	125,2	120,3	
GUID	0,0829	0,0829	0,0829	0,0734	0,0736	0,0736	0,0788	0,0776	0,0836	0,0829	0,0863	0,0841	0,0868	0,0837	0,0776	0,0806	0,0788	0,0786	0,0812	0,0784	0,0784	0,0869	0,0837	
	100,0	100,0	100,0	88,5	88,8	88,8	95,1	93,6	100,8	100,0	104,1	101,4	104,7	101,0	93,6	97,2	95,1	94,8	97,9	94,6	94,6	104,8	100,9	
GUFID	0,0982	0,0970	0,0970	0,0950	0,0953	0,0954	0,1006	0,0998	0,1066	0,1058	0,1096	0,1074	0,1100	0,1069	0,0993	0,1013	0,0996	0,0995	0,1023	0,0995	0,0996	0,1090	0,1049	
	100,0	98,8	98,8	96,7	97,0	97,1	102,4	101,6	108,6	107,7	111,6	109,4	112,0	108,9	101,1	103,2	101,4	101,4	104,2	101,4	101,4	111,0	106,8	
Tarifa promedio de gas ⁽¹⁾	0,0926	0,1110	0,1102	0,1204	0,1209	0,1210	0,1262	0,1259	0,1335	0,1327	0,1369	0,1354	0,1379	0,1348	0,1280	0,1289	0,1271	0,1275	0,1305	0,1277	0,1279	0,1387	0,1333	
	100,0	119,9	119,0	130,0	130,6	130,7	136,3	136,0	144,2	143,3	147,8	146,2	148,9	145,6	138,2	139,2	137,3	137,6	140,9	137,9	138,2	149,8	144,0	
				100,0	100,5	100,5	104,8	104,6	110,9	110,2	113,7	112,5	114,5	112,0	106,3	107,1	105,6	105,8	108,4	106,1	106,3	115,2	110,8	

⁽¹⁾ Promedio ponderado por volumen de gas entregado.

SGP: Servicio General Pequeño.

GUID: Servicio Grandes Usuarios Interrumpible Distribución.

GUFID: Servicio Grandes Usuarios Firme Distribución.

FUENTE: ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A INFORMACIÓN DEL ENARGAS Y DE LA SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES.

reducción tarifaria real implícita en la aplicación de dicho mecanismo de ajuste, especialmente cuando el mismo se aplica cada cinco años.

Adicionalmente, las características que asumió la reconfiguración de los precios relativos con anterioridad a la privatización no sólo trajeron aparejada la fijación de un “precio tope” inicial elevado, sino que también le garantizaron a los consorcios adjudicatarios de las distintas “unidades de negocio” en que fue subdividida Gas del Estado niveles de facturación muy superiores a los que se habían registrado bajo la gestión estatal. En efecto, entre 1991 y 1992, antes de ser privatizada, la empresa estatal había facturado un promedio anual de 1.627 millones de dólares, mientras que en 1993 el conjunto de las empresas distribuidoras que surgieron de la privatización de la misma obtuvieron un volumen global de ventas equivalente a 1.968 millones de dólares⁴⁰ (lo cual supone un incremento de casi el 21% con respecto a la facturación que registró la empresa estatal en el bienio previo a su transferencia al sector privado).⁴¹

Este considerable aumento registrado en la facturación empresarial estuvo mucho más asociado a incrementos en las tarifas que a variaciones significativas por el lado de la oferta o de la demanda internas de gas. En efecto, dicho “efecto precio” se refleja en el hecho de que entre el bienio previo a la privatización de Gas del Estado y el primer año de prestación privada del servicio la tarifa promedio aumentó, como fuera mencionado, un 30%, mientras que el nivel de consumo de gas por redes y la oferta total del fluido en el mercado local se incrementaron aproximadamente un 8%. En otros términos, entre 1991 y 1993, por cada punto porcentual que crecieron la oferta y la demanda domésticas de gas natural, el precio medio se incrementó cerca de un 4%.

Dados los disímiles ritmos de expansión de las distintas variables analizadas (facturación, niveles de consumo, oferta del fluido y tarifas), cabe indagar acerca de si el significativo –dado el incremento en los precios que conllevó– y asimétrico –dados sus impactos heterogéneos sobre los diferentes consumidores– aumento tarifario verificado con anterioridad a la privatización de Gas del Estado apuntó, como señalan ciertos analistas del proceso, a adecuar las distintas tarifas a la –supuesta– estructura de costos del sector,⁴² o si, por el contrario, buscó garantizar desde el inicio mismo de la gestión privada un elevado –para ciertos consumidores– nivel tarifario que permitiera a las empresas privadas que se hicieron cargo de la prestación del servicio obtener importantes volúmenes de facturación (muy por encima de los que había obtenido Gas del Estado antes de su enajenación) y, fundamentalmente, elevados márgenes de beneficio (de los más altos en el ámbito nacional).

⁴⁰ Se trata de la facturación de las empresas distribuidoras exclusivamente, por cuanto en los ingresos por ventas totales de dichas firmas están incluidos tanto los de las transportistas como los de los productores de gas natural.

⁴¹ La forma que adoptó la reestructuración tarifaria realizada antes de la privatización jugó un papel determinante en la explicación del incremento registrado en la facturación empresarial, lo cual se encuentra estrechamente asociado a las distintas elasticidades-precio que presentan los diferentes tipos de consumo (residencial o industrial). En efecto, el “rebalanceo” del cuadro tarifario se efectuó a partir del incremento en las tarifas de aquellos tipos de consumo que presentan una demanda altamente inelástica y cautiva (residenciales), y de la disminución de aquellos que presentan un mayor grado de elasticidad en tanto poseen la capacidad de sustituir el uso de gas natural por el de otros insumos energéticos (energía eléctrica, fuel oil, etc.), al tiempo que pueden desvincularse –total o parcialmente– de la red de distribución (grandes usuarios). La conjunción de todo ello indujo, como era de esperar, un importante aumento en los ingresos por ventas de las firmas prestatarias.

⁴² Ver, entre otros, Abdala y Spiller (1999), y FIEL (1999). Cabe señalar que la teoría de los costos marginales presenta una muy reducida –si alguna– utilidad para analizar la dinámica de, en este caso, el mercado local de gas natural. En efecto, toda la argumentación se sostiene en el supuesto de que las distintas tarifas deben fijarse en un nivel tal que reflejen “adecuadamente” los costos existentes en la provisión del fluido para los distintos tipos de consumidor. De allí se inferiría que las tarifas vigentes durante la prestación estatal del servicio se encontraban distorsionadas (esto es, que no reflejaban adecuadamente la configuración de costos del sector). En este sentido, cabe preguntarse porqué las tarifas que abonan los distintos tipos de usuarios deben reflejar exclusivamente el esquema de costos existente en la prestación de cada servicio (más aún cuando el mismo presenta, desde una perspectiva social, un alto grado de indeterminación) y no estar asociadas a, por ejemplo, criterios vinculados con la distribución del ingreso o la financiación de la expansión del servicio a todos aquellos sectores de la población que, por motivos socioeconómicos o sociodemográficos, no

De lo anterior se infiere, desde otra perspectiva de análisis, cuán “eficiente” resultó ser la –tan denostada por los defensores del pensamiento neoliberal– intervención estatal en el sentido de “preparar” a Gas del Estado para su privatización. Así, el sector privado –más específicamente, el capital concentrado interno– recibió una empresa en la que gran parte de las tareas más importantes –y de menor tasa de retorno– ya habían sido realizadas por el Estado (expansión de la red de distribución, inversión en tareas de exploración –y descubrimiento– de nuevos yacimientos gasíferos, aumentos en la capacidad de transporte, etc.) y que, desde el mismo momento en que se efectivizó la transferencia de la firma estatal, le aseguró, a partir de considerables incrementos tarifarios (que recayeron exclusivamente sobre los usuarios residenciales y, muy en menor medida, las pequeñas y medianas empresas), importantes ingresos por ventas y, en especial, altas tasas de ganancia.

Con respecto a la segunda de las etapas mencionadas (aquella correspondiente a la prestación privada de los servicios), de la información proporcionada por el Cuadro Nro. 2 se desprende que durante el período comprendido entre enero de 1993 y diciembre de 2000 (una vez determinados una estructura de precios relativos radicalmente distinta a –y más regresiva que– la vigente durante la prestación estatal del servicio, un elevado “precio base”, y un nuevo –muy superior– nivel de facturación empresarial), los precios abonados por las distintas categorías de usuario se incrementaron, en promedio, un 10,8%, lo cual permitió mantener –y consolidar– la estructura tarifaria emergente del proceso de ajuste de precios previo a la privatización de Gas del Estado.⁴³

Atento a la intensidad de los cambios mencionados, cabe indagar acerca de si el tránsito desde un esquema de precios relativos, como el vigente hasta que se inicia el proceso de reconfiguración de la estructura tarifaria para adecuarla a los intereses privados, que, en principio, subsidiaba al consumo residencial, a otra en la que supuestamente se verían más “eficientemente” reflejados los –indeterminados socialmente– costos existentes en la provisión del gas a cada tipo de consumidor, no deriva en un subsidio implícito desde los usuarios residenciales (en especial, los de menor poder adquisitivo)⁴⁴ hacia los grandes consumidores industriales.⁴⁵

Con relación a esto último, cabe señalar que la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, en un estudio que contó con el auspicio y el aporte de la casi totalidad de las actuales empresas prestadoras de los servicios públicos privatizados (FIEL, 1999), critica tanto la metodología empleada en estudios previos de la FLACSO en los que se siguen criterios de análisis similares a los

resultan viables –esto es, rentables– desde una perspectiva microeconómica (sea porque a las tarifas vigentes determinado estrato socioeconómico de consumidores no puede afrontar el costo del servicio; o debido a que por problemas de escala –tal el caso de aquellas pequeñas poblaciones relativamente aisladas de los centros urbanos y/o de los productores– la tarifa a la que debería prestarse el servicio tendería a ser, desde un punto de vista económico, muy alta, dado su elevado costo operativo).

⁴³ Como se puede apreciar en el cuadro de referencia, entre enero de 1993 y diciembre de 2000, las tarifas abonadas por los usuarios residenciales, por los pequeños y medianos consumidores no domésticos, y por los consumidores incluidos dentro de la categoría GUFID, se incrementaron, en todos los casos, aproximadamente un 10%; porcentual que se eleva al 14% en caso de considerar la evolución de la tarifa correspondiente a los grandes usuarios industriales vinculados al sistema de distribución en forma interrumpible. En el dicho período, los precios al consumidor acumularon un incremento de casi el 11%, mientras que los mayoristas crecieron aproximadamente un 9%.

⁴⁴ Al respecto, en un estudio reciente se concluye que “el aumento en las tarifas asociado con la privatización [de Gas del Estado] provocó una apreciable pérdida en el bienestar de todos los usuarios residenciales, y que esa pérdida aumenta con la rigidez de la demanda. Además, como existe una baja respuesta de ésta a cambios en el ingreso, el impacto sobre los distintos grupos económicos fue variado, afectando con mayor severidad a los hogares de menores recursos (lo que parece explicarse porque el aumento en la tarifas fue relativamente menor para los consumos elevados). Consecuentemente, esos cambios implican un peso relativamente mayor para los grupos de bajos ingresos, que son consumidores moderados del sistema, con relación a los de altos ingresos, que son usuarios intensivos” (Delfino y Cassarín, 2000).

⁴⁵ En función de lo expuesto, vale mencionar que la Ley Nro. 24.076 prohíbe expresamente a las empresas licenciatarias la instrumentación de prácticas de subsidios cruzados entre las distintas categorías de usuario. Así, en el artículo 41 de dicha norma se sostiene que en ningún caso “los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría de consumidores podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores”.

utilizados en el presente, como las principales conclusiones que se extraen a partir de las mismas.⁴⁶ Al respecto, se señala que “al reducirse la comparación a los años siguientes a la convertibilidad, se pierde la perspectiva de las importantes distorsiones de precios y subsidios cruzados prevalecientes en los años ochenta y que en algún modo debían corregirse antes de la privatización. El caso más flagrante es que el precio que pagaban los consumidores residenciales hacia fines de los ochenta y comienzos de los noventa era inferior al que pagaba la industria. Este hecho constituiría una anomalía tarifaria por razones de costos (más elevados para los consumidores residenciales tanto en lo que hace al uso de la capacidad de transporte como de los costos de distribución) que debe reconocerse en una evaluación tarifaria”.

En otras palabras, a juicio de la FIEL, la profunda –y, como se ha visto, asimétrica, dados sus impactos sobre los niveles tarifarios de los diferentes consumidores– reestructuración del cuadro de precios relativos del sector realizada era imprescindible a los efectos de reflejar más cabalmente la supuesta estructura sectorial de costos por servicio. Ahora bien, si se acepta el –por demás discutible– argumento esgrimido por la FIEL acerca de la necesidad de modificar el cuadro tarifario vigente durante la prestación pública del servicio de gas natural (el cual se sustentaba, en buena medida, aunque no exclusivamente, en criterios vinculados a la distribución del ingreso), nada indica que tuviera que realizarse con el sesgo –regresivo, en términos distributivos– que finalmente adoptó (fuerte incremento en las tarifas residenciales, y perjuicio relativo para los pequeños y medianos consumidores industriales –los más cautivos dentro del subgrupo de los usuarios no domésticos– con respecto a los grandes).

Dicha reestructuración tarifaria podría haberse instrumentado, por ejemplo, a partir de una reducción diferencial de las tarifas abonadas por los distintos tipos de usuario, lo cual hubiera permitido modificar la estructura de precios relativos del sector sin modificar necesariamente el nivel de la tarifa promedio. Por el contrario, en el caso argentino el “rebalanceo” se instrumentó mediante la leve disminución de algunas tarifas (las abonadas por los grandes usuarios industriales), las que resultaron más que compensadas por el significativo incremento registrado en las abonadas por otros consumidores (los residenciales y, en muy menor medida, los pequeños y medianos usuarios industriales y comerciales).

Como fuera analizado, este mecanismo “compensatorio” trajo aparejado un importante aumento en la tarifa media, mientras que de haberse adoptado un esquema de reducciones diferenciales se hubieran podido rebalancear igualmente los precios relativos, pero manteniendo inalterado el nivel tarifario promedio o, incluso, disminuyéndolo (lo cual, a su vez, no hubiera alterado el grado de “razonabilidad” de la rentabilidad empresarial, que desde el mismo momento en que comenzó la prestación privada del servicio alcanzó un nivel muy poco “razonable”).

Indudablemente, de lo anterior se desprende cuál ha sido el contenido del proceso de reconfiguración del cuadro de precios relativos registrado con anterioridad a la privatización de Gas del Estado. De considerar que la modificación en la estructura de precios relativos del sector podría haberse logrado a partir de disminuciones diferenciales en las tarifas de los distintos consumidores, el conjunto de la información presentada sugiere que, más que adecuar el cuadro tarifario a una determinada estructura de costos, el principal objetivo del –asimétrico y regresivo– incremento tarifario realizado con anterioridad a la transferencia de la compañía al sector privado fue el de conceder a las firmas adjudicatarias un nivel tarifario inicial que garantizara, desde el comienzo mismo de la operatoria privada del servicio, altos ingresos por ventas y ganancias extraordinarias; perspectiva por completo ajena a las “preocupaciones” de la FIEL –y, naturalmente, a los intereses económico-sociales defendidos por dicha institución atento a su condición de patrocinantes de sus estudios–.

Ahora bien, en función de las modificaciones operadas en la estructura de precios relativos del sector vigente durante la operatoria de Gas del Estado (la cual, a juicio de la FIEL, estaba fuertemente distorsionada, dados los mecanismos de subsidios cruzados implícitos a los que daba lugar), dicho estudio concluye que en el presente “tanto el nivel como la estructura de precios locales se compara favorablemente respecto de lo observado en otros países con mercados maduros”.

⁴⁶Véase Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina” (1998 y 1999).

En este sentido, el trabajo mencionado resalta que las tarifas que abonan los usuarios argentinos de gas natural son inferiores a aquellas que se abonan en otros países (como Alemania, Francia e Inglaterra), lo cual estaría reflejando que el nivel tarifario actualmente vigente en la Argentina resulta competitivo internacionalmente. Sin embargo, tales diferenciales de precios eran, por cierto, altamente esperables por dos razones. Por un lado, por el carácter de recurso abundante que presenta el gas en la Argentina (situación que no se presenta en el caso de los países europeos seleccionados por la FIEL). Por otro, y directamente relacionado con lo anterior, por el hecho de que en Europa el gas es transportado desde grandes distancias (muy superiores a las vigentes en el mercado argentino) lo que determina mayores costos en la prestación del servicio que se reflejan, naturalmente, en las tarifas finales abonadas por los distintos consumidores europeos (que son, por lo tanto, relativamente más elevadas a las que pagan los usuarios locales).

Adicionalmente, cabe señalar que dadas las importantes diferencias existentes en los mercados de gas natural de distintos países (asociadas a, entre otras cosas, los grados de integración de la industria, el acceso –más o menos fluido– a fuentes de aprovisionamiento energético, los costos de transporte derivados de la mayor o menor cercanía de los yacimientos con respecto a los usuarios, las características y condiciones de los contratos que se establecen entre los distintos actores del sector, la existencia de marcos regulatorios diferentes, etc.), la comparación internacional de precios presenta ciertas –insalvables– limitaciones. En efecto, “hay que tomar con mucha precaución citas de precios de otras regiones del mundo como fundamento para explicar un determinado comportamiento de los precios en otro sistema y mercado geográfico” (Novara, 1997). Sin embargo, incluso si se aceptara dicha comparación, a pesar de las insalvables restricciones existentes, cabe destacar que el trabajo de la FIEL no señala, ni mucho menos explica por qué, más allá de su menor valor relativo con respecto a otros países, el precio de un recurso abundante en la Argentina se ha incrementado tan significativamente durante la década pasada.^{47/48}

En relación con la evolución tarifaria registrada en el período post-privatización, cabe incorporar una serie de comentarios vinculados al impacto de ciertas “falencias” regulatorias sobre el comportamiento de los precios del sector. Como fuera mencionado, las variaciones en las tarifas de los distintos usuarios se explican, también, por la evolución del gas en “boca de pozo”, y el valor del mismo se ha incrementado un 28,4% entre enero de 1994 (cuando se inició la “liberalización” del segmento productor) y diciembre de 2000, y ha incidido con mayor intensidad en el precio final de los usuarios que pagan una menor tarifa relativa, como son los grandes usuarios industriales con tipo de servicio interrumpible. Indudablemente, este considerable incremento registrado en el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte ha tenido un papel determinante en la explicación de la dinámica tarifaria que consta en el Cuadro Nro. 2.

Con respecto a esto último, cabe destacar que en los últimos años el ENARGAS implementó distintas medidas tendientes a incrementar la competencia en el segmento productor, de modo tal de inducir cierta disminución en los precios mayoristas de gas y, por esa vía, en las tarifas finales abonadas por las diferentes categorías de usuarios. Así, el Decreto Nro. 1.020/95 buscó introducir ciertos incen-

⁴⁷ Por otra parte, dicho informe no analiza la forma en que la evolución de las tarifas repercutió sobre las ganancias empresarias, ni mucho menos los importantes diferenciales de rentabilidad existentes entre las firmas que operan en el mercado argentino con respecto a sus similares europeas (márgenes de beneficio empresario que sí son comparables y son sustancialmente más elevados en la Argentina que en los países señalados por la FIEL). Por otro lado, en el estudio mencionado nada se dice acerca de cuánto representan las tarifas de los distintos países en relación con, por ejemplo, el salario medio y/o el PBI per cápita de los mismos (esto es, en términos del poder adquisitivo de los distintos consumidores), lo cual llevaría a relativizar, en gran medida, la afirmación de que los usuarios argentinos están pagando relativamente tarifas más bajas que sus similares europeos.

⁴⁸ Si bien la comparación internacional de precios presenta serias restricciones metodológicas, no ocurre lo propio con la comparación histórica de precios en un mismo país (perspectiva analítica que, *llamativamente*, no es contemplada en el estudio de FIEL). En este sentido, las evidencias disponibles indican que en la actualidad el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (tomado a precios constantes) resulta varias veces superior al que se registró históricamente en la Argentina (Kozulj, 2000).

tivos para que las distribuidoras negociaran menores precios con los productores (se fija un precio de referencia y, sobre esa base, se premia a aquellas distribuidoras que compren el gas a un valor inferior al mismo y se castiga a las que abonan precios más elevados). Por otro lado, en 1997 se sancionaron las Resoluciones Nros. 419, 421 y 478. Mediante la primera se creó un mercado secundario de capacidad en el que los cargadores pueden revender la capacidad en firme que tienen disponible, mientras que con las otras dos disposiciones se reglamentó la figura del comercializador (que puede proveer el fluido y/o el servicio de transporte a los grandes consumidores). Finalmente, a partir del Decreto Nro. 1.748 del año 2000 se redujo de 10.000 m³ a 5.000 m³ el consumo diario mínimo requerido para que un usuario pueda adquirir el gas directamente en el mercado mayorista, desvinculándose, en consecuencia, del sistema de distribución (sea en forma parcial o total).

Ahora bien, de la evolución que ha registrado el precio del gas en “boca de pozo” en el transcurso del período bajo análisis se desprenden ciertos interrogantes en cuanto a la eficacia de los mecanismos instrumentados por el organismo regulador. En este sentido, y atento al objetivo de reducir los precios, cabe preguntarse si no hubiera sido más efectivo modificar alguno de los principales “errores de diseño” del marco regulatorio sectorial como, por ejemplo, la posibilidad que tienen las distribuidoras de trasladar automáticamente a las tarifas finales cualquier variación (en rigor, aumento) en el precio de gas en “boca de pozo”; los criterios *ad hoc* en base a los cuales se implementa el sistema de “precio tope” (en especial, la utilización de un índice de precios que no sólo no guarda relación con los costos internos, sino que incluso ha venido creciendo muy por encima que su similar doméstico); o la casi total ausencia de control tanto sobre el proceso de reintegración vertical y horizontal de la cadena gasífera que tuvo lugar con posterioridad a la privatización de Gas del Estado como, en directa relación con ello, sobre el comportamiento empresario en materia de fijación de precios; todo lo cual se vio potenciado por una de las principales “debilidades” del marco regulatorio sectorial: los sumamente débiles incentivos existentes para que las distribuidoras y las transportistas negocien precios más bajos con los productores (mecanismo de *pass through*).^{49/50}

De la evidencia empírica proporcionada por el Cuadro Nro. 2 se desprende, adicionalmente, que entre los meses de diciembre de 1997 y 1998, la tarifa promedio descendió un 5,7%. Tal declinación, que se verifica en las tarifas abonadas por las distintas categorías de consumidores, es explicada, en lo sustantivo, por la aplicación del coeficiente X en el marco de la primera revisión quinquenal de tarifas. Sin embargo, si se extiende la comparación hasta fines de 2000 se aprecia cómo, con postero-

⁴⁹ Una de las principales conclusiones que se desprende del trabajo mencionado de la Fundación Mediterránea (Novara, 1997) es que, al comparar la evolución de los precios domésticos de gas natural *vis-à-vis* los de exportación se constata que los abonados por los usuarios locales son superiores a los de exportación, lo cual estaría reflejando la existencia de un mecanismo de discriminación de precios (subsidios cruzados) que perjudica a los usuarios nacionales con respecto a los de los países importadores (fundamentalmente, de Brasil y Chile). Tal diferencial de precios está muy asociado al hecho de que las empresas que operan en el segmento productor poseen una amplia libertad en lo que a fijación de precios respecta, en tanto participan en un mercado altamente concentrado que no se encuentra sujeto a ningún tipo de regulación (ello sin mencionar que, dada su participación en diversas actividades –entre otras, el transporte y la distribución de gas natural y energía eléctrica–, también son importantes demandantes del fluido). En ese contexto, era ciertamente previsible que el precio de uno de los componentes centrales de las tarifas finales abonadas por los distintos usuarios se incrementara tan significativamente desde que se puso en práctica la “desregulación” del mercado de producción de gas. Cabe recordar, en tal sentido, que el marco normativo del sector, si bien regula exclusivamente los segmentos monopólicos de transporte y distribución, otorga al ENARGAS ciertas atribuciones para controlar el comportamiento de las firmas productoras.

⁵⁰ La mayoría de los analistas del sector que buscan legitimar la privatización de Gas del Estado señalan que el principal elemento explicativo del incremento tarifario que se registró con posterioridad a la transferencia de dicha empresa al sector privado se relaciona con la evolución del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (por ejemplo, FIEL, 1999, Formica, 2000, y García y Givogri, 1998). Sin embargo, en dichos trabajos nada se dice en relación con las ostensibles “falencias” que presenta el marco regulatorio sectorial, y que juegan un papel clave en la explicación de la dinámica tarifaria registrada. Menos aún se analiza cómo tales “debilidades” normativas resultan plenamente funcionales al proceso de acumulación y reproducción ampliada del capital de las firmas prestatarias.

ridad a dichas disminuciones, las tarifas finales abonadas por los diferentes segmentos de usuarios se incrementaron en forma significativa,⁵¹ a tal punto que en diciembre del año pasado las tarifas se ubicaban prácticamente en el mismo nivel que antes de la aplicación del coeficiente X.

Como fuera mencionado, uno de los principales mecanismos de ajuste tarifario reconocidos por el marco regulatorio sectorial es aquel que se relaciona con el traslado a las tarifas de las variaciones registradas en la evolución de los precios mayoristas estadounidenses. Es indudable que se trata de un índice de precios que poco o nada refleja el comportamiento de los costos domésticos de las empresas prestatarias y que, como privilegio adicional, en los últimos años ha crecido muy por encima de su similar local. Ahora bien, mientras que el traspaso a las tarifas de la evolución de los precios norteamericanos se realiza dos veces por año (es decir, diez veces a lo largo de un período quinquenal), la aplicación del coeficiente de eficiencia (X) sólo se efectúa una vez cada cinco años, y, a juzgar por lo ocurrido en la primera revisión quinquenal realizada en el país, sin mayores evidencias de consideración alguna por parte del ENARGAS de los muy elevados márgenes de rentabilidad de las empresas del sector (en especial, los de las transportistas).⁵²

Sin duda, esto último reviste particular importancia por cuanto en el mecanismo de regulación tarifaria por “precio tope” la tasa de ganancia de las empresas constituye, ante cualquier revisión periódica de las tarifas, una de las principales variables a ser tenidas en cuenta por el regulador para corregir eventuales desvíos que se pudieran registrar en los niveles tarifarios (de forma tal que, cuanto mayor es el margen de rentabilidad, más grande debe ser el valor que debería asumir el factor X o, en otros términos, mayores las ganancias de “eficiencia empresarial” que habría que transferir a los distintos usuarios). En otras palabras, la forma en que se implementa el *price cap* en el mercado gasífero local no hace más que minimizar o anular el llamado “riesgo regulatorio” asociado a la consideración de las tasas de rentabilidad y, consecuentemente, garantiza la persistencia temporal de elevados márgenes de beneficio para las empresas prestatarias.⁵³

En consecuencia, en el mercado gasífero local el *price cap* se ha implementado con ciertas peculiaridades que terminaron por desvirtuar el principal objetivo de tal mecanismo de actualización tarifaria: beneficiar a los usuarios (la mayoría de los cuales son cautivos) al transferirles, cuando menos parcialmente, los aumentos de productividad de las empresas monopólicas, bajo la forma de tarifas reales decrecientes en el tiempo. Esta desnaturalización del sistema de “precio tope” se vio potenciada por la disímil evolución de los precios domésticos *vis-à-vis* sus similares estadounidenses. En efecto, como la inflación norteamericana fue mayor que el crecimiento de los precios internos y, por ende, de los costos empresarios, no existieron incentivos claros para fomentar una mayor “eficiencia” por parte de las empresas prestatarias de los servicios de transporte y distribución.

Así, atento al comportamiento de los precios mayoristas de los Estados Unidos con relación a sus similares internos y a la “demora regulatoria” con que se transfieren a los usuarios las “ganancias de eficiencia” de las firmas prestadoras (situación que no ocurre con las otras formas de ajuste de precios que reconoce el marco regulatorio gasífero, las que son aplicadas en forma sistemática), era previsible

⁵¹ Entre diciembre de 1998 y el mismo mes de 2000, la tarifa promedio creció casi un 5% (aumento que fue más acentuado en el caso de los grandes usuarios industriales que en el de los residenciales y los pequeños y medianos consumidores de tipo no doméstico).

⁵² En efecto, el factor X de la primera revisión realizada en 1998 fue determinado por el organismo regulador entre un 4,5% y un 4,8%, según empresa distribuidora (lo que implica un ritmo promedio anual de incremento de apenas el 0,9% en la “eficiencia” empresarial), mientras que su tasa media de rentabilidad (sobre facturación) ascendió al 11%. Por su parte, para las empresas transportistas se fijó un coeficiente de 6,5% para la Transportadora de Gas del Sur, y de 5,2% para la Transportadora de Gas del Norte (cuando sus márgenes promedio de beneficios sobre ventas se ubicaron en el orden del 40%).

⁵³ Se trata de una nítida discrepancia con la propia experiencia británica, donde la revisión periódica de las tarifas asume un papel decisivo en el marco del mecanismo de *price cap*. En efecto, si bien, en términos generales, las revisiones tarifarias debían realizarse cada cinco años, las distintas agencias reguladoras han adelantado tales revisiones al constatar la presencia de tasas de beneficios superiores a las previstas. En tal sentido, el ejemplo que ofrece British Gas, resulta suficientemente ilustrativo. Al respecto, consultar Villar Rojas (1993).

que la disminución tarifaria derivada de la primera revisión quinquenal se viera compensada en un lapso de tiempo tan breve.

Naturalmente, este traslado parcial a los usuarios y consumidores de los incrementos registrados en la productividad de las firmas pone de manifiesto la funcionalidad normativa y, en este caso, regulatoria respecto a la configuración de condiciones de contexto operativo de privilegio y de determinantes estructurales que tienden a definir y delimitar, por un lado, un nulo riesgo empresario para las empresas prestatarias y, por otro, y estrechamente ligado a lo anterior, la creación de condiciones que, como se analiza en la sección siguiente, han tendido a garantizar y consolidar tasas de ganancia sumamente elevadas (de las más altas de la economía argentina durante la década de los noventa).

Finalmente, la evolución de las tarifas que consta en el Cuadro Nro. 2, lleva a incorporar una breve digresión analítica en torno de la problemática de la denominada “neutralidad tributaria”. Entre el momento de la privatización de Gas del Estado y la firma del denominado “Pacto Federal para el Empleo, la Producción y el Crecimiento” y, por otro lado, entre este último –y, muchas veces, en el marco del mismo– y fines del año 2000, se sucedieron diversas disposiciones legales que en materia impositiva conllevaron reducciones de consideración en la carga fiscal que afecta al conjunto de las empresas prestatarias de los servicios públicos privatizados que, a juzgar por las evidencias disponibles, no han sido trasladadas a las tarifas de gas natural (especialmente a las abonadas por los usuarios residenciales y, en menor medida, por los pequeños consumidores comerciales e industriales, es decir, las dos categorías de demandantes cuatros del sistema de distribución).

A este respecto, basta con resaltar la supresión del impuesto sobre los débitos bancarios, la derogación del impuesto a los sellos sobre los contratos y a las operaciones financieras en la Ciudad de Buenos Aires (sede de la casa central de la casi totalidad de las firmas prestatarias de servicios públicos), la reducción de la alícuota del impuesto a los Activos del 2% al 1%, la disminución de las cargas patronales (entre el 30% y el 80%, según regiones, a partir de 1994), la exención de gravámenes arancelarios a la importación de bienes de capital (una disposición particularmente importante para buena parte de las empresas privatizadas, que son fuertes importadoras de maquinaria y equipo), la paulatina supresión del impuesto a los Ingresos Brutos sobre los sectores productivos y actividades conexas (entre las que quedan incluidas la prestación de los servicios de electricidad, agua y gas), etcétera.

Se trata, sin duda, de una amplia y diversificada gama de tributos que, ante su supresión, la reducción de las bases imponibles y/o de las alícuotas respectivas, implican reducciones de significación –aunque muy variables, y casi imposibles de mensurar a partir de la información pública disponible– en los costos de las empresas prestadoras de los servicios de transporte y distribución de gas natural. No obstante, el seguimiento de la evolución de las tarifas realizado en esta parte del trabajo, en su relación con las respectivas cláusulas normativas vinculadas a los ajustes periódicos de las mismas, sugiere la no observancia empresaria –y la inexistencia de control regulatorio alguno al respecto– de la correspondiente transferencia a los usuarios de las reducciones en las cargas impositivas derivadas de la exención y/o supresión de diversos gravámenes y de las menores alícuotas impositivas y/o bases imponibles de determinados tributos. De resultas de ello, el consiguiente “sacrificio fiscal” devino en beneficios extraordinarios apropiados en forma ilegal por las empresas prestatarias.⁵⁴

Esta peculiar interpretación de la figura de la “neutralidad tributaria” en el ámbito de las empresas gasíferas no sólo presentó las características mencionadas, sino que también se efectivizó a partir de la aplicación de criterios *ad hoc* que no se condicen con la normativa vigente, y que adolecen de

⁵⁴ Esta no observancia de la disposición de “neutralidad tributaria” por parte de las empresas privatizadas en general, y de las prestatarias del servicio de transporte y distribución de gas natural en particular, impondría la necesidad de instrumentar distintos tipos de mecanismos compensatorios para los usuarios. Al respecto, una vez determinada la apropiación ilegal de estas rentas extraordinarias por parte de las firmas, que suponen un “sacrificio fiscal” no transferido a los consumidores, emerge, naturalmente, el tradicional tema de *stock* y flujo. En tal sentido, correspondería, en primer lugar, determinar el *stock* ilegalmente internalizado por las empresas, y, a partir de ello, fijar un plan de reintegro a los usuarios de tales rentas. Por otro lado, se deberían modificar las respectivas tarifas a partir del cálculo de la incidencia efectiva –y ponderada– de la reducción de las cargas fiscales de acuerdo a la conformación de los costos impositivos de las firmas y de la consiguiente configuración de los ingresos de las mismas.

inequidades manifiestas. En este sentido, no parecería resultar casual que las asimetrías regulatorias implícitas resulten plenamente funcionales a las estrategias (y al proceso de acumulación y reproducción del capital) de las firmas del sector, donde las escasas –aunque potencialmente crecientes– posibilidades de introducir competencia y “disputabilidad” de los mercados se circunscriben a los segmentos de más altos consumos.

Así, por ejemplo, en 1999, a través de diversas resoluciones, el ENARGAS autorizó a las empresas a trasladar a las tarifas las disminuciones de las contribuciones sociales sobre la nómina salarial con destino al Sistema Único de Seguridad Social (aportes patronales). Sin embargo, la aplicación de dicho ajuste, que supone una rebaja en los niveles tarifarios, fue aplicada exclusivamente sobre los grandes consumidores industriales (esto es, a aquéllos cuya demanda presenta una importante elasticidad-precio vinculada a la posibilidad de estos actores de sustituir la utilización del gas por otros insumos energéticos y/o de desvincularse del sistema de distribución a partir de la adquisición del gas en el mercado mayorista), mientras que los usuarios cautivos de las distribuidoras (en especial, los de tipo residencial) quedaron al margen de dicho “beneficio”.

En consecuencia, de considerar que la normativa vigente establece que cualquier variación en los costos de las empresas prestatarias de servicios públicos asociada a modificaciones en materia impositiva debe ser transferida a todos los usuarios de las mismas, se pueden inferir dos serias “falencias” en la materia por parte del ENARGAS. La primera se relaciona con el no traslado a tarifas (sobre todo a las abonadas por los segmentos residencial y de pequeños y medianos consumos no domésticos) de gran parte de los –considerables– cambios registrados en distintas normas tributarias desde la privatización de Gas del Estado (la mayoría de los cuales trajo aparejados menores costos para las firmas). La segunda remite a la aplicación sesgada de la “neutralidad tributaria”, que tendió a favorecer en forma preponderante –sino excluyente– a los grandes usuarios del servicio.

En definitiva, en el marco de una tendencia de crecimiento del nivel tarifario promedio del sector, el comportamiento de las tarifas abonadas por los distintos tipos de usuario de gas natural a partir de la privatización de Gas del Estado (lo cual incluye, por el impacto y las características de sus realizaciones, el proceso previo de “preparación” de la empresa estatal para su transferencia al capital concentrado) ha estado signado por patrones evolutivos sumamente diferenciales –y asimétricos–. En efecto, en un contexto caracterizado por una estructura de precios relativos del sector que ha abandonado todo criterio asociado a la equidad distributiva, fueron los usuarios residenciales los que han resultado más perjudicados en términos relativos –y absolutos– por la evolución tarifaria. Asimismo, en relación con los restantes consumidores resulta posible constatar que la evolución de las tarifas ha beneficiado relativamente a los grandes usuarios industriales en detrimento de los pequeños y medianos (lo cual atenta, en gran medida, contra la competitividad de gran parte de estos últimos actores).⁵⁵

Del análisis de la evolución tarifaria realizada en este apartado se desprende que esta evolución diferencial de las tarifas no sólo está relacionada con las diversas –y sistemáticas– cláusulas de ajuste tarifario que reconoce el marco normativo de la actividad y al importante aumento en la tarifa media

⁵⁵ Esto último reviste particular importancia por cuanto se dio en el marco de un proceso de apertura comercial claramente discriminatorio y asimétrico que perjudicó especialmente a aquellos mercados en los que las pequeñas y medianas empresas tenían una significativa gravitación económica. En tal sentido, debe tenerse presente que la mayoría de las empresas de menor tamaño no contó, a diferencia de una proporción considerable de las grandes firmas (muchas de las cuales, cabe destacar, participan –directa o indirectamente– en la propiedad de algunas de las empresas privatizadas en general, y de las gasíferas en particular), con algunos mecanismos que le permitieran eludir y/o enfrentar exitosamente la competencia de bienes provenientes del exterior (escalas tecno-productivas y comerciales, niveles de productividad, control oligopólico de los canales de importación, posibilidad de acceso a financiamiento a tasas de interés “razonables”, capacidad de reducir costos a partir del grado de integración vertical y/u horizontal de sus actividades, etc.). En ese marco, es indudable que la combinación del incremento de costos derivados de la evolución de los precios de los servicios públicos (en especial, el gas natural) y el afianzamiento de un patrón de apertura de la economía con un claro sesgo importador, constituyó uno de los principales factores explicativos de la aguda crisis que atravesaron las pequeñas y medianas empresas durante el decenio de los años noventa. Para un tratamiento más detenido de estas cuestiones, consultar Azpiazu, Basualdo y Schorr (2000).

que tuvo lugar antes de la privatización de Gas del Estado, así como a la existencia de ciertas peculiaridades en materia de regulación tarifaria (aplicación *ad hoc* del sistema *price cap* –actualización tarifaria en función de precios ajenos a la economía doméstica, “demora regulatoria” en el traslado a usuarios y consumidores de las ganancias de productividad de las firmas prestatarias–, instrumentación sesgada de la cláusula de “neutralidad tributaria”, existencia del mecanismo *pass through*, etc.) y al comportamiento de los precios en el segmento productor, sino que también se encuentra estrechamente asociada a las diferentes capacidades relativas de negociación que presentan los distintos tipos de usuario, las cuales, a su vez, emanan del tipo de esquema regulatorio existente. En efecto, las tarifas que más han crecido son aquellas abonadas por los usuarios cautivos del sistema de transporte y distribución, mientras que las que han disminuido son las de los consumidores a los que el marco normativo les permite escoger entre distintos tipos de servicio, a la vez que tienen la posibilidad de sustituir el uso del gas por el de otros insumos energéticos o de desvincularse, de diversas formas, del sistema de distribución (los grandes usuarios industriales).⁵⁶

V. Evolución del desempeño económico de las firmas prestatarias

Como era de esperar, las múltiples cláusulas de ajuste “sistemático” de las tarifas que reconoce el marco regulatorio sectorial y las “falencias” existentes en materia de regulación (en particular, aunque no exclusivamente, la tarifaria), así como la evolución de las tarifas que deviene de las mismas, repercutieron significativamente sobre el rendimiento económico de las firmas prestatarias. En este sentido, en el Cuadro Nro. 3 quedan reflejados los márgenes de beneficio sobre ventas que registraron las distintas empresas transportistas y distribuidoras entre 1993 y 1999, según la información que consta en sus respectivos balances anuales.⁵⁷

⁵⁶ En este punto cabe mencionar que una parte considerable del financiamiento del ENARGAS proviene de un porcentaje sobre los ingresos de las empresas reguladas, con lo cual el ente de control presenta escasos incentivos para promover una rebaja de tarifas (y, por esa vía, de los ingresos por ventas de las firmas).

⁵⁷ No se ha incluido en el análisis la información correspondiente a la Distribuidora NEA Mesopotámica (que comenzó a operar a mediados de 1997 y, por lo tanto, su primer ejercicio anual completo es el de 1998), ya que sus resultados operativos no pueden considerarse como normales en tanto se encuentran muy influidos por los altos costos que supone el inicio de todo proyecto de estas características (construcción y posterior operación de una red de distribución de gas natural). Ello se refleja en el hecho de que en 1998 y 1999 esta firma tuvo ingresos por ventas sumamente reducidos (de cerca de 5 millones de dólares y 17 millones de dólares, respectivamente), mientras que registró considerables pérdidas contables (del orden de los 6 millones de dólares y de los 12 millones de dólares, respectivamente). No obstante, atento a la magnitud de los montos mencionados, su exclusión del análisis no altera las conclusiones generales a las que se arriba en el presente apartado.

Cuadro Nro. 3

Rentabilidad sobre ventas de las transportistas y distribuidoras de gas natural, 1993-1999

(en porcentajes e índice rentabilidad cúpula empresaria = 100)

Empresa	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Promedio 93-99
Transportadora de Gas del Sur	42,3	49,5	46,0	41,2	40,7	39,6	33,9	41,9
Transportadora de Gas del Norte	33,9	37,0	33,7	27,5	28,7	29,5	21,4	30,2
Distribuidora de Gas del Centro	21,3	13,9	12,3	12,4	13,0	13,3	14,8	14,4
Distribuidora de Gas Cuyana	23,0	23,0	20,4	18,0	17,4	16,9	16,0	19,2
Distribuidora de Gas del Litoral	12,5	10,2	9,3	8,8	9,7	14,2	13,6	11,2
Distribuidora de Gas del Noroeste	22,9	17,8	11,4	11,8	12,7	17,1	s/d	15,6
Camuzzi Gas Pampeana	18,7	16,4	14,8	7,7	7,2	6,6	8,6	11,4
Camuzzi Gas del Sur	19,8	19,3	10,7	11,5	11,6	9,6	11,1	13,4
Distribuidora de Gas Bs. As. Norte	18,1	14,2	12,5	8,5	9,1	11,1	11,3	12,1
Distribuidora de Gas Metropolitana	12,9	7,4	5,5	5,5	7,2	3,9	6,1	6,9
Total transportistas (Rentab. Cúpula empresaria =100)	40,1	46,1	42,5	37,3	37,1	36,2	29,6	38,4
	1040,2	899,4	779,3	941,6	844,2	1076,9	1459,5	954,3
Total distribuidoras (Rentab. Cúpula empresaria =100)	16,7	13,0	10,5	8,6	9,4	9,1	9,4	11,0
	433,1	253,3	193,4	218,6	213,7	270,9	464,9	272,6
Total transportistas y distribuidoras (Rentab. Cúpula empresaria =100)	21,1	19,4	17,0	14,6	15,5	15,1	14,0	16,7
	546,8	377,6	312,5	368,9	351,9	449,5	691,4	414,1
Cúpula empresaria ⁽¹⁾ (Rentab. Cúpula empresaria =100)	3,9	5,1	5,5	4,0	4,4	3,4	2,0	4,0
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Se trata de las doscientas empresas de mayor facturación del país. Se ha excluido de dicho agregado a las firmas transportistas y/o distribuidoras de gas natural que formaron parte del mismo en cada uno de los años del período analizado.

FUENTE: ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A MEMORIAS Y BALANCES DE LAS EMPRESAS.

A partir de la evidencia empírica proporcionada por el cuadro de referencia es posible constatar que, a pesar de los desempeños diferenciales que se observan entre las distintas prestatarias, el conjunto de las firmas señaladas operó con un margen de rentabilidad promedio para el período bajo estudio de aproximadamente el 17%; porcentual que se eleva a más del 38% en el caso de las dos transportistas, y al 11% en el de las ocho distribuidoras analizadas. Sin duda, se trata de valores por demás elevados –y “razonables”– si se toma como referencia el rendimiento de las principales firmas del sector en el mercado internacional.⁵⁸

⁵⁸ El caso de las transportistas es particularmente importante de destacar por cuanto de la información disponible se desprende que, en el plano internacional, un margen de rentabilidad “razonable” para una firma que presta este tipo de servicio se ubica entre el 10% y el 20% de su facturación.

La importancia de tales magnitudes queda igualmente reflejada al comparar dichas tasas de beneficios con la rentabilidad media con que operó, en el mismo período, el conjunto de las empresas más grandes del país. Basta con mencionar, en tal sentido, que entre 1993 y 1999 la cúpula empresaria local⁵⁹ registró un margen de utilidad sobre ventas promedio del 4,0%. En relación con ello, a pesar de que las firmas gasíferas muestran, en términos agregados, relaciones decrecientes entre sus utilidades y sus ingresos por ventas durante los años analizados, cabe resaltar los extraordinarios desempeños de ambas transportistas (las cuales registraron, en promedio, una rentabilidad casi diez veces más elevada que la obtenida por el conjunto de las grandes firmas oligopólicas que operan en el mercado local), y de las distribuidoras, que, si bien operaron con márgenes de rentabilidad inferiores a los de las empresas de transporte, revelaron muy importantes rendimientos económicos (la tasa media de ganancia de estas firmas fue casi tres veces superior a la registrada por el conjunto de las firmas que conforman la elite empresaria del país).^{60/61}

Cabe aclarar que tales conclusiones surgen cuando se compara la *performance* de las transportistas y distribuidoras de gas natural con respecto al conjunto de la cúpula económica local. Al respecto, estudios recientes muestran cómo la rentabilidad global de dicho agregado de firmas está muy influida por los extraordinarios rendimientos de las empresas privatizadas que lo integran.⁶² En este sentido, si se toma como parámetro de comparación exclusivamente a aquellas firmas no privatizadas que integran el panel de las más grandes del país (lo cual constituye un interesante marco de referencia por cuanto permite comparar el desempeño de las transportistas y distribuidoras de gas natural con el registrado por gran parte de las más importantes empresas oligopólicas que operan en el ámbito nacional), se constata que la rentabilidad sobre ventas de las transportistas fue, como promedio del período analizado, casi quince veces superior a la registrada por las grandes empresas no privatizadas que integran la elite (cuya rentabilidad media entre 1993 y 1999 fue del 2,6% sobre sus ingresos por ventas), mientras que las distribuidoras registraron un margen de beneficios cuatro veces más elevado que el registrado, siempre en promedio, por este subgrupo de firmas líderes de la economía argentina.

Tan contrastantes comportamientos ponen de manifiesto la presencia de asimetrías que, naturalmente, por su intensidad y sistematicidad (se reproducen en todos los años analizados), no pueden ser atribuibles al tamaño de las firmas (todas son firmas oligopólicas líderes en sus respectivos sectores de actividad), ni a diferencias en la respectiva capacidad gerencial o de gestión o, en términos más precisos, a especificidades de las conductas microeconómicas de las distintas firmas, o a la “eficiencia” o “eficacia” operativa de estas empresas. Se trata, sin duda, de divergencias y heterogeneidades de desempeño que surgen, en última instancia, de la propia inserción estructural de cada una de las empresas

⁵⁹ Se entiende por cúpula empresaria local a las doscientas firmas de mayor volumen anual de facturación del país. Cabe aclarar que en cada uno de los años bajo análisis se han excluido de dicho agregado de empresas a las transportistas y distribuidoras que formaron parte del mismo.

⁶⁰ De la información suministrada por el Cuadro Nro. 3 se desprende que, si bien en el transcurso del período analizado se produjo una disminución en las tasas de beneficio de las transportistas y distribuidoras de gas, tuvo lugar un incremento de consideración en los diferenciales de rentabilidad que separan a estas firmas del conjunto de las líderes de la economía argentina. Así, mientras que en 1993 la tasa media de utilidades sobre ventas de las dos transportistas y las ocho distribuidoras analizadas fue 5,4 veces más elevada que la de la elite empresaria, en 1999 resultó 7,0 veces superior (lo cual supone un crecimiento aproximado del 30%). Dicho proceso fue mucho más acentuado en el caso de las transportadoras (donde el aumento en la brecha de rentabilidad con respecto a la cúpula empresaria fue de casi el 44%), que en el de las distribuidoras (en este caso, el incremento fue del orden del 10%).

⁶¹ De considerar la tasa de utilidades sobre patrimonio neto se evidencian valores igualmente elevados. En efecto, entre 1993 y 1999 el conjunto de las empresas bajo análisis registró una rentabilidad promedio del 11,5% (9,8% en el caso de las distribuidoras y 14,1% en el de las transportistas), en un contexto en que el margen medio de beneficios sobre patrimonio neto de la cúpula empresaria se ubicó en el orden del 5%.

⁶² Por ejemplo, en 1999 el conjunto de las firmas integrantes de la elite empresaria local registró una tasa de rentabilidad sobre ventas del 2,6%. En ese desempeño general, el margen promedio de beneficios de las firmas privatizadas que formaban parte del panel fue del 9,3%, mientras que el subgrupo de las empresas líderes no vinculadas al proceso privatizador registró, siempre en promedio, pérdidas contables equivalentes al 0,3% de sus ventas agregadas (Schorr, 2001).

líderes o, en otros términos, de las asimetrías existentes en los respectivos contextos operativos y, fundamentalmente, normativos en los que se desenvuelven las distintas grandes firmas que actúan en el ámbito local.

Se trata, en tal sentido, de un contexto de privilegio que, sobre la base de, en lo sustantivo, muy diversas cláusulas de ajuste periódico de tarifas (muchas de las cuales contravienen las taxativas disposiciones que, en materia de actualización de precios, establece la Ley de Convertibilidad) y numerosas “fallas” regulatorias, tiende a promover y garantizar la internalización de muy holgados márgenes de beneficios por parte de las empresas prestatarias de los servicios de transporte y distribución de gas natural. En última instancia, tal dicotomía no hace más que reflejar los dispares desempeños constatables en el plano macroeconómico, y las formas que adoptó la reconfiguración de la estructura de precios y rentabilidades relativas de la economía argentina que tuvo lugar en el transcurso de la década de los noventa en especial de los servicios y las empresas privatizadas en general, y las distribuidoras y transportistas de gas en particular.

Asimismo, cuando se toma como patrón comparativo exclusivamente a las firmas privatizadas de la elite empresaria local (esto es, a las más rentables de dicho agregado y, muy probablemente, de toda la economía argentina)⁶³ se constata que en el promedio del período 1993-1999, el conjunto de las transportistas y distribuidoras de gas registró un margen de utilidad sobre ventas un 69% más elevado que el verificado por tal tipo de firmas.⁶⁴

En definitiva, del análisis de la evolución de la rentabilidad de las empresas del sector se desprende que, si bien resulta posible constatar la existencia de pautas de desempeño diferenciales, todos los comportamientos empresarios se inscriben dentro de una tendencia hacia la internalización de muy elevados márgenes de beneficio sobre ventas. Indudablemente, tales rendimientos devienen como una resultante previsible del contexto operativo y, fundamentalmente, normativo, en que se desempeñan tanto las transportistas como las distribuidoras de gas natural. Ello no sólo involucra los considerables incrementos y reestructuraciones tarifarias efectuadas con anterioridad al traspaso de Gas del Estado al sector privado, sino también a las diversas cláusulas de ajuste “sistemático” de las tarifas que reconoce el marco regulatorio del sector, así como a los importantes “errores de diseño” existentes en materia de regulación de precios (como, entre otros, el traslado automático a las tarifas finales de las variaciones registradas en el precio de gas “en boca de pozo”, o la peculiar modalidad de aplicación del mecanismo price cap y de la cláusula de “neutralidad tributaria”). De esta manera, el contexto normativo en que se inscribe el desenvolvimiento económico de las firmas prestadoras de los servicios de transporte y distribución de gas natural, que dio lugar a importantes y periódicos –aunque asimétricos– incrementos de tarifas, les brindó a las mismas la posibilidad de operar con significativos márgenes de rentabilidad y prácticamente nulo riesgo empresarial.

Desde una perspectiva analítica complementaria, resulta interesante observar la masa total de beneficios que obtuvieron las empresas durante el período bajo estudio, pues dicho análisis refleja, con igual intensidad, la importancia –y el carácter extraordinario– de las magnitudes mencionadas precedentemente. En este sentido, al analizar la evolución del volumen global de utilidades obtenido por las dos empresas transportistas se constata que los consorcios propietarios de tales firmas pudieron recuperar el monto que habían abonado al Estado Nacional al momento de la transferencia de Gas del Estado al sector privado (equivalente a 566,4 millones de dólares) entre 1995 y 1996, es decir, menos de cuatro años después de haberse efectivizado la transferencia de la empresa estatal. Cuando se observa lo sucedido con las ocho distribuidoras analizadas se constata que, siempre tomadas en conjunto, en 1999 prácticamente habían logrado recuperar el monto inicial que habían desembolsado para resultar

⁶³ Ello no sólo queda de manifiesto cuando se compara el margen de beneficio sobre ventas de estas firmas en términos relativos a las restantes empresas integrantes del panel de las doscientas líderes, sino también si se considera que, por ejemplo, en 1999 se trataba de un total de apenas 28 firmas (el 14%) que explicaban, de conjunto, casi el 22% de la facturación agregada de la elite y más del 76% de la masa total de utilidades.

⁶⁴ En dicho comportamiento agregado se observa que la rentabilidad media sobre ventas de las transportistas fue un 289% más elevada que la registrada por el conjunto de las firmas privatizadas que integran el panel de las más grandes del país, mientras que la de las distribuidoras fue “apenas” un 11% superior.

adjudicatarias del proceso privatizador (en este caso, la inversión inicial total ascendió a 1.274,5 millones de dólares). Se trata, en ambos casos, de plazos de recuperación de la inversión original sumamente reducidos (téngase presente, en tal sentido, que la concesión se otorgó por un lapso de 35 años con la posibilidad de ser prorrogada por 10 años adicionales), muy difíciles de encontrar en otras actividades económicas de carácter no especulativo.

En relación con lo anterior, la Ley Nro. 24.076 (en su artículo 38) señala que las tarifas de transporte y distribución de gas deben proporcionar a las compañías prestatarias un volumen de ingresos tal que les permita satisfacer los costos operativos en que incurren más una “rentabilidad razonable”. Asimismo, en el artículo 39 de la normativa mencionada se argumenta que, a “los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas... deberán contemplar: a) que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable; b) que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios”.

A pesar de estos señalamientos con respecto a la necesidad de contar con tarifas “justas y razonables” que, a su vez, garanticen la internalización empresaria de tasas de rentabilidad igualmente “razonables”, no existe en el país normativa alguna que aporte elementos de juicio más precisos en cuanto a la definición y/o delimitación de tal “razonabilidad”. A lo sumo, todo lo que podría inferirse es que, en principio, la razonabilidad y justicia de las tarifas tiene el mejor parámetro de referencia en la “razonabilidad” de los consiguientes beneficios empresarios; al tiempo que esta última remite a la necesaria consideración de los márgenes de ganancia obtenidos, en promedio, en sectores que puedan considerarse “comparables”, “similares”, “equiparables”, en términos del riesgo empresario involucrado.

En ese marco, cabe incorporar una muy breve digresión analítica vinculada, en última instancia, a las especificidades del contexto operativo en el que se inscribe el desenvolvimiento de las empresas gasíferas en particular, y del conjunto de las privatizadas en general. Los rasgos distintivos de los mercados involucrados (monopólicos, demanda cautiva, reservas legales de mercado, etc.) conllevan, naturalmente, un menor riesgo empresario que el que se desprendería de casi cualquier otra actividad económica. Hasta allí, e independientemente de toda otra consideración, el criterio de “razonabilidad” de las tasas de beneficio (y de las tarifas que las sustentan) sugeriría que las esperables en estos ámbitos protegidos, natural y/o normativamente, deberían ser inferiores a las correspondientes a la mayor parte de los restantes sectores económicos, expuestos a la competencia, con el consiguiente riesgo empresario que se desprende de esas mismas condiciones de –más o menos– cierta competencia interempresaria.

Sin duda, ese “modelo” de interrelaciones entre la morfología de los mercados, el riesgo empresario implícito, y la “razonabilidad” de las consiguientes tasas de rentabilidad, se ve mediatizado por las propias idiosincrasias del proceso privatizador en la Argentina. En efecto, la minimización del riesgo empresario asociada a la condición de monopolios naturales se ve agudizada –en realidad, dicho riesgo se torna, cuando menos, absolutamente nulo–, cuando una multiplicidad de reaseguros normativos y/o regulatorios tienden a garantizar, como mínimo, la preservación de la “ecuación económico-financiera original”, y/o las “tasas internas de retorno” emergentes de los respectivos contratos de transferencia.⁶⁵ En esa dirección, la “razonabilidad” y “justicia” de las tarifas (así como la de las rentabilidades que de las mismas se derivan) tienden a verse subsumidas ante la vigencia de condiciones normativas y/o regulatorias que establecen tales niveles al margen, incluso, de toda consideración sobre esos aspectos sustantivos.

De lo anterior se infiere que, en consonancia con las disposiciones vigentes, la razonabilidad y justicia tarifaria se ve mediatizada, en última instancia, por la “razonabilidad” de las tasas de beneficio empresario que aquellas permiten obtener, y que esta última tiene como principal patrón de comparación a las tasas de beneficio correspondientes a actividades similares, o equiparables en cuanto al riesgo empresario involucrado. Naturalmente, en el ejemplo argentino, muy difícilmente pueda encontrarse

⁶⁵ Al respecto, cabe destacar que, en la generalidad de las privatizaciones encaradas en el país durante el decenio de los noventa, las ecuaciones económico-financieras originales fueron formuladas en pleno contexto hiperinflacionario, con las consiguientes y considerables “primas de riesgo” que no se justifican en las actuales condiciones de relativa estabilidad –o, incluso, deflación– de precios como a las que asiste la economía argentina desde unos cuantos años.

algún sector económico con menor riesgo que el que emana de los contextos operativos en el que se desenvuelven las empresas privatizadas, en general, y las gasíferas, en particular. En ese marco, de acuerdo con tales criterios de razonabilidad (de los beneficios y de las tarifas), cabría esperar que sus tasas de rentabilidad resulten ser muy inferiores a las obtenidas por aquellas firmas (como la mayoría de las de gran tamaño) expuestas a un mayor riesgo y a niveles de competencia inexistentes en el ámbito de los servicios públicos privatizados.

En relación con esto último, lo acontecido en el ámbito del mercado local de gas natural constituye un indicador por demás elocuente de las consideraciones antecedentes. A este respecto, basta con recordar los significativos márgenes de utilidad sobre ventas y/o sobre patrimonio neto que registraron, en promedio, las transportistas y distribuidoras desde el mismo momento en que iniciaron sus actividades, que fueron holgadamente superiores a los registrados, en el mismo período, tanto por los grandes oligopolios que actúan a nivel local (cuyas actividades se caracterizan por presentar un —en algunos casos, mucho— mayor riesgo empresario que el que caracteriza al contexto en el que se desempeñan las firmas gasíferas), como, incluso, por el conjunto de las empresas líderes más rentables de la economía argentina (las privatizadas).

Ello lleva a preguntarse acerca del grado de “razonabilidad” de las ganancias empresarias y, derivado de ello, de las tarifas finales de gas abonadas por los distintos usuarios (en especial, los residenciales). En función de las evidencias analizadas en esta parte del trabajo se puede concluir que se trata de beneficios extraordinarios y de privilegio que descansan, en última instancia, en tarifas que no se caracterizan, ni mucho menos, por su “justicia” y “razonabilidad”.

En ese contexto, la “injusticia” e “irrazonabilidad” de los cuadros tarifarios vigentes y, consecuentemente, de las tasas de rentabilidad a que dan lugar, se visualizan, adicionalmente, en el hecho de que prácticamente la totalidad del aumento registrado en la tarifa promedio que tuvo lugar en el transcurso del decenio pasado se sustentó en un incremento de significación en la abonada por los usuarios de tipo doméstico (en especial, los de más bajos ingresos); proceso que, sin duda, ha asumido un papel relevante en la explicación de la notable expansión económica que experimentaron las transportistas y distribuidoras de gas natural durante el período analizado. En un plano más abarcativo, las consideraciones antecedentes indican que la política de privatizaciones encarada en el país durante el decenio de los noventa contribuyó a profundizar en forma notable dos de los aspectos distintivos de la economía argentina del último cuarto de siglo: una creciente concentración económica y una cada vez más acentuada redistribución regresiva del ingreso.

VI. El impacto de las transferencias de capital sobre la configuración estructural del mercado y las estrategias de los actores líderes

Al igual que lo acontecido en gran parte de los sectores de la actividad económica durante el transcurso de los años noventa, en el mercado local de gas natural se asistió durante la década pasada a un muy intenso proceso de transferencias de empresas y/o participaciones accionarias en distintas firmas. En términos generales, ello no sólo trajo aparejada una importante reasignación del capital sectorial, sino también, y fundamentalmente, la consolidación del proceso de reintegración vertical y horizontal de la cadena gasífera resultante de las “falencias” del marco regulatorio en el que se inscribió el traspaso de Gas del Estado al sector privado.

A los efectos de identificar los principales rasgos característicos de las tendencias mencionadas, en el Cuadro Anexo Nro. 2 se presentan las principales transferencias de capital registradas en las firmas que actúan en el mercado gasífero local con posterioridad a la privatización del servicio de transporte y distribución de gas natural, así como en algunas de las empresas que participan en la propiedad accionaria de las mismas.

Una primera conclusión que se desprende de la información de referencia es que, una vez concluido el proceso privatizador, tuvo lugar una considerable “extranjerización” de la propiedad del capital en el sector, que se visualiza en la creciente gravitación agregada que fueron adquiriendo las firmas

transnacionales –en particular, las de origen norteamericano–⁶⁶ a partir de la adquisición de las participaciones accionarias que diversos grupos económicos tenían en distintas firmas prestatarias y/o en algunas empresas que participaban en la estructura accionaria de las mismas.

Al respecto, por la importancia que ha asumido este proceso, cabe analizar con cierto detenimiento los factores por los que estos actores enajenaron su participación en empresas que, como surge de la sección anterior, presentaron una muy elevada rentabilidad (holgadamente superior a la obtenida por las principales firmas oligopólicas del país). En otras palabras, lo que interesa elucidar son los motivos por los cuales se produjo la venta de tales participaciones, sobre todo si se considera que no se trataba de firmas con malos rendimientos económicos sino, por el contrario, con una muy alta tasa de retorno (promovida y garantizada por el propio marco regulatorio sectorial), y que se desenvuelven en un contexto de prácticamente nulo riesgo empresarial.

En este sentido, una de las principales características que emerge del análisis del sumamente abarcativo y acelerado proceso de privatizaciones encarado en la Argentina durante la década de los noventa es que dicha estrategia se constata, con mayor o menor intensidad, en la mayoría de las –altamente rentables– empresas privatizadas, en las que numerosos actores (especialmente, los principales conglomerados empresarios que actúan en el país) se han desprendido –por lo general, de la totalidad– de sus participaciones accionarias originales, realizando ingentes ganancias de carácter patrimonial.⁶⁷ En efecto, en la mayoría de las privatizaciones, los diversos consorcios adjudicatarios se hicieron cargo de las empresas públicas abonándole al Estado precios que se encontraban –en algunos casos, considerablemente– subvaluados. Por otra parte, la transferencia de empresas monopólicas u oligopólicas con mercados caracterizados por una reducida elasticidad-precio de la demanda fue acompañada por marcos regulatorios que –tanto por su “precariedad” como, fundamentalmente, por la discrecionalidad con que fueron aplicados– garantizaron a las empresas, a la par de un significativo incremento tarifario, muy altos márgenes de beneficio (tanto en términos absolutos como relativos).

En consecuencia, la conjunción de estos dos factores (bajo precio inicial y elevada rentabilidad) conllevó una acelerada revaluación patrimonial para los propietarios de dichas firmas que sólo podía realizarse si se concretaba la transferencia de la correspondiente participación accionaria. Ahora bien, la decisión de realizar las ganancias patrimoniales por parte de los vendedores se conjugó, naturalmente, con el interés de ciertos actores (generalmente grandes operadores internacionales prestadores de un servicio específico) por comprar las participaciones accionarias enajenadas. En este caso, la adquisición de las mismas se relaciona con el hecho de que dichos actores toman como referencia, a la hora de definir sus inversiones, las rentabilidades existentes a nivel internacional, siendo el argentino uno de los mercados de servicios públicos relativamente más rentables del mundo.

Con la finalidad de explorar con cierto detenimiento la forma en que el proceso mencionado se manifestó en el ámbito del mercado local de gas natural, en el Cuadro Nro. 4 queda reflejada la masa de ganancias patrimoniales (la diferencia entre el monto de la inversión inicial y el de la venta de la correspondiente participación accionaria) y de ganancias corrientes (la proporción de las utilidades netas de las empresas prestatarias que le correspondió a cada propietario en función de su participación accionaria en el consorcio controlante, hasta el momento en que se desprende de su propiedad) que internalizó un conjunto de conglomerados empresarios que tuvieron una participación activa en el proceso de privatización de Gas del Estado.

⁶⁶ Tales los casos de, por ejemplo, las firmas estadounidenses CMS Energy (en la Transportadora de Gas del Norte), CNG International Corporation y Pacific Enterprises International (en las distribuidoras Pampeana y del Sur), Enron Pipeline (en la Transportadora de Gas del Sur) y LG&E (en Gas Natural Ban), las italianas Camuzzi (en las distribuidoras Pampeana y del Sur) y Società Italiana per il gas (en las distribuidoras Cuyana y del Centro), y la inglesa British Gas (en Metrogas).

⁶⁷ Para un análisis de los rasgos centrales de este proceso, así como de sus implicancias estructurales de mayor relevancia, véase Abeles, Forcinito y Schorr (2001), y Basualdo (2000).

Cuadro Nro. 4

Estimación del rendimiento anual de la inversión inicial en la adquisición de Gas del Estado de un conjunto seleccionado de conglomerados empresarios (en porcentajes y millones de dólares)

	Grupo Pérez Companc	Grupo Soldati	CEI Citicorp Holdings		Grupo Socma/Macri
Empresa prestataria	<i>Metrogas</i>	<i>Gas Natural Ban</i>	<i>Transportadora de Gas del Sur</i>	<i>Camuzzi Gas del Sur y Pampeana</i>	<i>Distribuidoras de Gas del Centro y Cuyana</i>
Participación accionaria	17,5%	17,5%	17,5%	22,5% y 17,5%	67,5% y 45%
(I) Inversión inicial ⁽¹⁾	52	27	62	75	148
Año de la venta	1998	1999	1996	1996 y 1997	1997 y 2000
(II) Monto de la venta	109	74	251	93	323
(III)=(II)-(I)	57	47	189	18	174
Ganancias patrimoniales					
(IV) Ganancias corrientes acumuladas ⁽²⁾	49	55	119	70	127
(V)=(III)+(IV)	106	102	307	88	301
Ganancias totales					
Rendimiento anual de la inversión total	28%	35%	84%	21%	20%

⁽¹⁾ El monto de la inversión inicial surge del producto entre el importe abonado por el consorcio controlante de cada empresa al Estado Nacional al momento de la adjudicación de la empresa y la cuota parte de capital con que el conglomerado participó originalmente en la misma.

⁽²⁾ Se trata de la proporción de las utilidades netas de las empresas prestatarias que le correspondió a cada propietario en función de su participación accionaria en el consorcio controlante hasta el momento en que se desprende de su propiedad. En el caso de las participaciones del grupo Socma/Macri en las distribuidoras Cuyana y del Centro, se consideraron las ganancias acumuladas del período 1993-1999.

FUENTE: ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A MEMORIAS Y BALANCES DE LAS EMPRESAS.

Como era previsible, la información suministrada por el cuadro de referencia permite concluir que en el caso del mercado de gas natural pueden reconocerse similares patrones de comportamiento a los constatados en el resto de los sectores privatizados.

Así, por ejemplo, a mediados de 1998 el grupo económico local Pérez Companc se desprendió de su participación en Metrogas⁶⁸ por 109 millones de dólares, cuando su inversión inicial había sido de aproximadamente 52 millones de dólares.⁶⁹ Estos montos, sumados a las ganancias corrientes deri-

⁶⁸ Los compradores fueron la empresa Astra (controlada por el conglomerado español Respol) y la inglesa British Gas (que era la operadora encargada de la prestación del servicio).

⁶⁹ Dicho monto surge del producto entre el importe abonado por el consorcio controlante de Metrogas (Gas Argentino) al Estado Nacional al momento de la adjudicación de la empresa (300 millones de dólares entre efectivo y títulos de la deuda a valor de mercado) y la cuota parte de capital con que el conglomerado participó originalmente en la misma (en este caso, la participación inicial de Pérez Companc fue del 17,5%).

vadas de la participación del conglomerado en la propiedad de la firma, dieron como resultado un rendimiento anual de la inversión del orden del 28%.⁷⁰

Asimismo, cabe destacar el caso del conglomerado local Soldati, que en el transcurso de 1999 se desprendió de su participación en Gas Natural Ban a favor de la firma LG&E de Estados Unidos. En este caso, mientras que la inversión inicial del conglomerado había sido de algo más de 27 millones de dólares, lo recaudado por la transferencia ascendió a casi 74 millones de dólares. De considerar que, mientras formó parte de la propiedad accionaria de la distribuidora, el grupo Soldati internalizó ganancias corrientes por aproximadamente 55 millones de dólares, se puede inferir que obtuvo un rendimiento promedio anual de los montos invertidos originalmente del 35%.

Otro ejemplo similar lo constituye el conglomerado extranjero CEI Citicorp Holdings, que entre 1996 y 1997 vendió sus participaciones accionarias en Camuzzi Gas del Sur y Camuzzi Gas Pampeana (a favor, en ambos casos, de las estadounidenses CNG International Corporation y Pacific Enterprises International) y en la Transportadora de Gas del Sur (los adquirentes fueron Maipú Inversora, controlada por el grupo Pérez Companc y la norteamericana Enron Pipeline). Como se aprecia en el Cuadro Nro. 4, los rendimientos anuales que el CEI Citicorp Holdings obtuvo por su participación en las empresas mencionadas ascendieron al 21% en el caso de las distribuidoras, y al 85% en el de la transportista (magnitud, esta última, particularmente importante de destacar porque es propia de actividades especulativas desarrolladas en el ámbito financiero en etapas de elevadísima incertidumbre macroeconómica —y, cabe destacar, cuando éstas tienen éxito—).

Por último, a mediados de 1997 y en mayo de 2000, el grupo local Socma/Macri se desprendió de su participación accionaria en las distribuidoras Cuyana y del Centro (los compradores fueron LG&E y la Società Italiana per il gas), como producto de lo cual obtuvo una ganancia patrimonial de cerca de 170 millones de dólares que, sumadas a una masa acumulada de ganancias corrientes del orden de los 130 millones de dólares, le permitió obtener una tasa media de rendimiento anual de la inversión inicial del 20%.

En definitiva, es indudable que todos los casos analizados conforman, tanto en el plano doméstico como en el internacional, una valorización del capital más que extraordinaria (sobre todo si se considera que se registraron en lapsos de tiempo sumamente breves, y en un contexto de estabilidad macroeconómica e institucional). En función de ello, resulta posible determinar más precisamente la naturaleza de los activos que fueron enajenados con la privatización de Gas del Estado: se trató, más que de la venta de activos fijos específicos, de la transferencia, a precios subvaluados,⁷¹ de nichos de ganancias extraordinarias —altamente “irrazonables”, promovidas y garantizadas legalmente—, a la vez que de un muy alto grado de determinación sobre la estructura de precios y rentabilidades relativas del mercado gasífero en particular, y del sector energético en general (así como, derivado de ello, de un amplio espectro de otras actividades, como, en especial, aquellas industriales energo-intensivas).⁷²

⁷⁰ En la medida en que las ganancias corrientes no fueron apropiadas por las empresas al final de su período de posesión, sino a lo largo de todo el lapso durante el cual fueron propietarias de parte de sus “paquetes” accionarios, la estimación del rendimiento anual de la inversión se encuentra subestimado, al no contemplar el rendimiento —financiero o de otro tipo, aunque previsiblemente financiero— de las utilidades corrientes con anterioridad a la transferencia patrimonial.

⁷¹ El bajo valor al que se adquirieron los activos de Gas del Estado al momento de su privatización se visualiza claramente en el volumen de las ganancias patrimoniales internalizadas por los actores analizados. Al respecto, basta con mencionar los casos del CEI Citicorp Holdings (la suma de dinero que recibió a cambio de la venta de su participación en la Transportadora de Gas del Sur fue un 304% superior que su inversión inicial en el consorcio adjudicatario), o del grupo económico local Soldati (en el que lo percibido por la transferencia de su participación en Gas Natural Ban fue casi tres veces más elevado que su desembolso inicial).

⁷² Con respecto a este comportamiento, presente en los casos presentados, de realizar ingentes ganancias patrimoniales en plazos de tiempo sumamente acotados, cabe incorporar una breve digresión. Es indudable, en tal sentido, que el proceso de privatizaciones encarado en el decenio de los años noventa en la Argentina —o, más precisamente, las principales características asumidas por el mismo— ha permitido que ciertos grandes conglomerados empresarios realicen importantes beneficios financieros, lo cual es particularmente importante de destacar por cuanto ha ampliado de manera considerable la gama de posibilidades que poseían dichos actores en materia de valorización e

A pesar de la creciente incidencia de firmas extranjeras en los segmentos de transporte y distribución de gas natural,⁷³ los conglomerados empresarios que participaron activamente del proceso de transferencia de Gas del Estado –y de YPF– al sector privado siguen detentando una participación de significación en las distintas fases que conforman la cadena gasífera; situación que refuerza el proceso de reintegración vertical –e, incluso, horizontal– de la misma iniciado –y promovido por– las “insuficiencias” y limitaciones del marco regulatorio emergente de la transferencia de Gas del Estado al sector privado, así como por las omisiones regulatorias del ENARGAS y de los organismos responsables de la “defensa de la competencia” (Cuadro Nro. 5).

Cuadro Nro. 5

Participación de los principales conglomerados empresarios en las diversas fases de la cadena gasífera y en otros segmentos del mercado energético, diciembre 2000

Conglomerado	SEGMENTO			Otros ⁽²⁾	Otros segmentos del mercado energético ⁽³⁾
	Exploración y/o producción	Transporte ⁽¹⁾	Distribución		
YPF/Repsol	*	*	*	*	*
Soldati	*	*		*	*
Pérez Companc	*	*		*	*
Techint	*	*	*	*	*

⁽¹⁾ En este segmento se incluye tanto el transporte en el mercado interno como el vinculado con los diversos proyectos –concretados o en vías de concreción– de exportación de gas existentes (por ejemplo, YPF/Repsol participa en la propiedad del Gasoducto del Pacífico, y Techint y Soldati en la Transportadora de Gas del Mercosur).

⁽²⁾ Incluye aquellas actividades en las que el gas natural constituye un insumo productivo clave (industrias química, petroquímica, siderúrgica, refinerías, generación térmica de energía eléctrica, etc.).

⁽³⁾ Incluye, por ejemplo, actividades en los segmentos de generación y/o transporte y/o distribución de energía eléctrica y otras vinculadas al sector petrolero (extracción, refinación, comercialización, etc.).

FUENTE: ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A LAS MEMORIAS Y BALANCES DE LAS EMPRESAS Y A INFORMACIÓN DEL BANCO DE DATOS PROPIO.

Al respecto, el grupo Pérez Companc presenta actualmente un importante grado de integración vertical de sus actividades, en tanto participa en los segmentos de generación y transporte de gas,⁷⁴ a la vez que es un gran usuario industrial (a través de, por ejemplo, la producción petroquímica). Asimismo, dada su inserción en distintos segmentos de los mercados de petróleo (extracción y refinación) y energía eléctrica (transporte y distribución), el conglomerado posee una participación importante en el

internacionalización financiera de sus respectivos capitales (las que, hasta entonces, se circunscribían, casi exclusivamente, al aprovechamiento de los diferenciales existentes entre las tasas de interés vigentes en el mercado externo –en el cual se endeudaban– y en el interno –en el cual colocaban los fondos–). Un análisis detenido de estos procesos puede ser consultado en Basualdo (2000).

⁷³ Esta mayor incidencia de empresas de capital transnacional también se constata en el segmento productor. Por ejemplo, a partir de la adquisición de YPF y de las empresas pertenecientes a los grupos Astra y Pluspetrol, el conglomerado español Repsol ha accedido al control de una gran cantidad de yacimientos gasíferos del país (en especial, en las cuencas neuquina y noroeste).

⁷⁴ Como se puede apreciar en el Diagrama Anexo Nro. 1, este conglomerado tiene una considerable presencia en el subsistema sur del país, lo que se refleja en el hecho de que es propietario de numerosos yacimientos de gas en las cuencas austral y neuquina, desde donde se abastece la Transportadora de Gas del Sur (en cuya propiedad participa).

conjunto del sector energético (siendo, de hecho, el grupo económico local de mayor importancia que en el presente opera en el mismo).

En el caso del conglomerado Soldati, cabe destacar el alto grado de integración vertical que presenta en el mercado gasífero a partir de su participación en los segmentos de generación y transporte (y, hasta 1999, distribución).⁷⁵ Adicionalmente, el gas constituye uno de los principales insumos productivos empleados en, por ejemplo, la elaboración de productos agroquímicos (en cuya producción y comercialización el grupo participó hasta mediados de dicho año).

Por su parte, en el caso del conglomerado extranjero Techint, al igual que en los ejemplos precedentes, se constata un alto grado de integración vertical de actividades en tanto este grupo económico participa en los segmentos de producción, distribución y transporte de gas natural,⁷⁶ a la vez que es un gran usuario industrial (fundamentalmente, a través de la producción siderúrgica). Por otro lado, el grupo es uno de los principales proveedores del sector a partir de su control sobre la producción local de tubos de acero sin costura (muy utilizados para la prestación del servicio de transporte de gas natural y petróleo), a la vez que es propietario de una de las principales empresas constructoras del país (uno de cuyos principales rubros de actividad lo constituye, precisamente, la construcción de gasoductos y oleoductos).⁷⁷

Ahora bien, los efectos potencialmente restrictivos de la competencia derivados del proceso de reintegración tanto vertical como horizontal de la cadena gasífera que tuvo lugar con posterioridad a la privatización de Gas del Estado, se han incrementado significativamente con la transferencia de la totalidad del paquete accionario de YPF al holding español Repsol (el cual había adquirido en 1996 el control accionario del conglomerado local Astra y, posteriormente, del grupo petrolero Pluspetrol). En efecto, dicha operación trajo aparejados importantes impactos negativos –tanto reales como potenciales– sobre la estructura y el desempeño del mercado de gas natural, así como sobre el funcionamiento de la totalidad del sector energético local.

En este sentido, basta con señalar que YPF/Repsol controla actualmente más de la mitad de la oferta del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (con una presencia particularmente gravitante en las cuencas neuquina y noroeste), mientras que importantes accionistas de Repsol en España –Endesa e Iberdrola– y otras firmas vinculadas al conglomerado español en dicho país –Gas Natural SDG y Unión Fenosa–, así como numerosas empresas asociadas a Astra y Pluspetrol, participan en la Argentina en la propiedad de una cantidad importante de firmas vinculadas a la producción, transporte y distribución de petróleo, gas natural y energía eléctrica (tales los casos de, entre otras, Central Costanera, Central Dock Sud, Edenor, Gas Natural Ban, Gasoductos Atacama y del Pacífico, Metrogas, Oleoductos del Valle, Pluspetrol Energy, Refinería del Norte, Refinería San Lorenzo, Terminales Marítimas Patagónicas, Transportadora de Gas del Mercosur, Yacylec, etcétera).

⁷⁵ En este sentido, cabe destacar que, a través de la Compañía General de Combustibles, el grupo Soldati es propietario de reservas en la cuenca noroeste, desde donde puede abastecer de gas a tres empresas en cuya propiedad participa a través de sus controladas Sociedad Comercial del Plata y Compañía General de Combustibles: la Transportadora de Gas del Norte, el Gasoducto Gas Andes (destinado a la exportación de gas natural a Chile), y la Transportadora de Gas del Mercosur (se trata de un importante gasoducto que transporta gas desde la Argentina hacia Brasil). Véase el Diagrama Anexo Nro. 2.

⁷⁶ Por ejemplo, a partir de su controlada Tecpetrol, el grupo Techint es propietario de importantes yacimientos gasíferos en la cuenca noroeste, desde los cuales se abastecen de gas tanto la Transportadora de Gas del Norte como la Transportadora de Gas del Mercosur y el Gasoducto Norandino (en las tres firmas el conglomerado tiene una participación accionaria). Asimismo, Techint también participa en la estructura de propiedad de la Distribuidora de Gas del Litoral, que recibe el fluido, que luego reparte a sus usuarios, de la Transportadora de Gas del Norte. Al respecto, consultar nuevamente el Diagrama Anexo Nro. 2.

⁷⁷ Esto es particularmente importante en la actualidad donde se encuentra en marcha la construcción y/o el inicio de operaciones de una gran cantidad de gasoductos con el objetivo de exportar gas natural a países limítrofes. En este sentido, cabe mencionar que Techint participó en el consorcio Norandino encargado de la construcción y la operación de un ducto que permitirá transportar gas hacia Chile, y es uno de los principales accionistas de la Transportadora de Gas del Mercosur.

De este modo, como producto de la operación mencionada, no sólo se ha restringido en forma considerable la posibilidad de introducir competencia efectiva en el conjunto del sector, sino que se ha elevado sustancialmente el riesgo de que los actores predominantes en los distintos segmentos del mismo (en este caso, YPF/Repsol) hagan abuso de su posición dominante en el mercado, lo cual impactaría negativamente sobre, entre otras variables, la competitividad del sector manufacturero local (el principal demandante de energía) y, como consecuencia de ello, del conjunto de la economía.⁷⁸ Así, como producto de la adquisición de Astra, Pluspetrol y, fundamentalmente, YPF, el conglomerado Repsol ha quedado fuertemente integrado en términos verticales, desde los segmentos up stream (exploración y explotación de gas natural y petróleo) hasta los down stream (refinación, transporte, distribución y comercialización).

Las consideraciones precedentes sugieren que, a partir del proceso de centralización del capital que se registró luego de la privatización de Gas del Estado, se consolidó una estructura de mercado conformada por dos subsistemas económicos –fuertemente integrados en forma vertical y altamente concentrados– que funcionan con un importante grado de autonomía entre sí. En ese marco, la subzona sur⁷⁹ es controlada, en lo sustantivo, por YPF/Repsol y el grupo local Pérez Companc, mientras que en la norte⁸⁰ el liderazgo es ejercido por el holding español, el conglomerado extranjero Techint y, en menor medida, el grupo nacional Soldati.

De lo anterior se infiere que la estructura de propiedad del capital sectorial emergente del marco regulatorio de la privatización de Gas del Estado, así como las transferencias de empresas y/o participaciones accionarias en las distintas firmas prestatarias registradas con posterioridad a la misma, conllevaron, a pesar de la intención declarada en la norma de configurar un mercado caracterizado por una dinámica competitiva, la consolidación del poder de mercado de un núcleo reducido de grandes conglomerados empresarios altamente integrados tanto vertical como horizontalmente. En ese contexto, cabe señalar que actualmente tales actores no sólo son líderes en el sector gasífero, sino que también tienen participación en –y, en muchos casos, controlan– muy diversos eslabones del conjunto de la cadena energética (producción, transporte y distribución de gas natural y/o energía eléctrica y/o petróleo), a la vez que, a partir de las distintas actividades productivas que realizan, se encuentran entre los principales demandantes de gas en el mercado local (sino en calidad de proveedores de distintos bienes y/o servicios para el sector).

En relación con lo anterior, vale incorporar una breve digresión que remite a una de las principales “falencias” regulatorias que cabe identificar en el ámbito del sector gasífero. Como fuera señalado,

⁷⁸ En tal sentido, vale la pena destacar que Repsol también participa en el mercado de gas natural en calidad de gran usuario industrial a partir de su participación en, entre otras firmas, Compañía Mega, Petroquímica Ensenada, Petroquímica Bahía Blanca, Polisor, Profértil, Refinería del Norte y Refinería San Lorenzo.

⁷⁹ El subsistema sur está conformado de la siguiente manera. Por el lado de la oferta primaria, por los yacimientos gasíferos existentes en las cuencas austral y neuquina; por el del transporte, por la Transportadora de Gas del Sur y por distintos gasoductos de exportación a Chile; y por el lado de la distribución, por Gas Natural Ban (que también se abastece de gas proveniente de la subzona norte), Metrogas y Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur. Al respecto, cabe destacar que YPF/Repsol controla más del 50% de las reservas de la cuenca neuquina (en buena medida, como producto de su control sobre el principal yacimiento de gas del país –Loma de la Lata–), al tiempo que participa en la propiedad accionaria de Gas Natural Ban y Metrogas, así como en la del Gasoducto del Pacífico. Pérez Companc, por su parte, es un importante tenedor de reservas en ambas cuencas y es uno de los principales accionistas de la Transportadora de Gas del Sur.

⁸⁰ El subsistema norte se estructura en torno de la Transportadora de Gas del Norte (en cuya propiedad participan Techint y Soldati). En relación con la oferta primaria, la misma proviene fundamentalmente de la cuenca noroeste (en la cual YPF/Repsol y Techint controlan más del 95% de las reservas comprobadas). Asimismo, estos dos últimos grupos empresarios participan en la estructura accionaria de dos de las distribuidoras que actúan en la región (Gas Natural Ban y Litoral Gas, respectivamente). En materia de gasoductos de exportación, YPF/Repsol participa en la propiedad del consorcio Gas Atacama y de la Transportadora de Gas del Mercosur, mientras que Techint lo hace en esta última firma y en el gasoducto Norandino (donde también participa Soldati, que, adicionalmente, es uno de los principales accionistas de Gas Andes).

el Decreto Nro. 1.738/92 morigeró las restricciones a la integración vertical y/u horizontal que establecía la Ley 24.076 en la que se inscribió la privatización de Gas del Estado. A este respecto, en dicho decreto se señala que “no se considerarán incluidos en la restricción... los grupos en los cuales la participación controlante se alcance sólo mediante la suma de las participaciones de dos o más de las diferentes categorías de sujetos” (por ejemplo, productor más distribuidor o gran usuario con contrato, productor más transportista). Tampoco quedan comprendidos en tales restricciones a la propiedad “los grupos de productores, de almacenadores, de distribuidores o de consumidores que contraten directamente con productores, aunque posean en conjunto más del 50% del capital o de los votos de la sociedad inversora controlante de un transportista o distribuidor, si no suministra o reciben en conjunto más del 20% del gas transportado o comprado, computado mensualmente, del transportista o distribuidor respectivamente”. Se trata, en ambos casos, de disposiciones mucho más laxas y permisivas que las originales⁸¹ en tanto, en el primer caso, viabilizan la posibilidad de ejercer el control (de la transportista o la distribuidora, según sea el caso) a través de empresas controladas que operen en las distintas fases de la cadena gasífera y, en el segundo, condicionan tales restricciones a los volúmenes comercializados entre los distintos agentes potencialmente involucrados.

De todos modos, muy particularmente en el caso de las dos transportadoras de gas existentes en el país, el control accionario de las mismas denota la presencia de los principales productores gasíferos del país e, incluso, de grandes usuarios industriales de dicho insumo energético. Así, por ejemplo, la Transportadora de Gas del Norte es controlada (67,5%) por Gasinvest, empresa en la que los grupos Soldati (a través de Compañía General de Combustibles y de Transcogas) y Techint (a través de Inversora Catalinas y de Techint Argentina Overseas) tienen una participación agregada de 54,4%, tratándose, en ambos casos, de importantes productores gasíferos (a partir de la propia Compañía General de Combustibles y de Tecpetrol, respectivamente) y, a la vez, muy particularmente en el caso de las plantas siderúrgicas del grupo Techint, de grandes usuarios industriales.

Por su parte, en el caso de la Transportadora de Gas del Sur, el control accionario de la misma (67%) recae en la Compañía de Inversiones de Energía (CIESA), que surge de la asociación entre Enron (de EE.UU.) y el grupo Pérez Companc (a través de Pecom Energía y Pérez Companc Internacional) que, también, al igual que Techint, tiene una muy importante presencia como productor de gas natural –el cuarto a nivel nacional– y, a la vez, cuenta con diversas plantas industriales grandes usuarias de gas.

A pesar de ese claro relajamiento de las restricciones originales, las más laxas disposiciones del decreto reglamentario también se han visto violadas, sistemáticamente, ante la pasividad del ente regulador. En tal sentido, resulta por demás ilustrativo el ejemplo que ofrece YPF/Repsol (principal productor gasífero del país), que le provee casi el 90% del gas a la Distribuidora Gas Natural Ban,⁸² empresa en la que Gas Natural SDG Argentina posee el 19% del capital e Invergas el 51%. Esta última es controlada (71%) por Gas Natural Internacional (a su vez, operador técnico de Gas BAN) que, al igual que Gas Natural SDG Argentina, integra el grupo español Gas Natural que, por su parte, es controlado por su socio mayoritario (YPF/Repsol).

De esta manera, las “inconsistencias” emanadas del marco normativo inicial, que posibilitaron, entre otras cosas, una significativa reintegración tanto vertical como horizontal de la cadena gasífera, así como los cambios registrados en la composición accionaria de las firmas prestadoras, aumentaron el grado de concentración económica y de centralización del capital del conjunto del mercado. En este sentido, merece destacarse que el proceso de transferencias de capital analizado se llevó a cabo sin que

⁸¹ Al respecto, cabe mencionar que en el artículo 34 de la Ley Nro. 24.076 se señala que: “Ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor o grupo de ellos, o empresa controlada o controlante de los mismos, podrán tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Art. 33 de la Ley Nro. 19.550 [de sociedades comerciales], en una sociedad habilitada como transportista... Ningún productor o grupo de productores, ningún almacenador, ningún prestador habilitado como transportista o grupo de los mismos o empresa controlada por, o controlante de los mismos, podrán tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Art. 33 de la Ley Nro. 19.550, en una sociedad habilitada como distribuidora”.

⁸² Ver Kozulj (2000).

ninguno de los organismos con atribuciones para regular el desempeño del sector (como, por ejemplo, el ENARGAS o la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia) evaluara los impactos de las mismas no sólo sobre la configuración estructural y la dinámica –presente y futura– del mercado de gas natural sino también, incluso, del sector energético en su conjunto, así como de un vasto espectro de mercados industriales.⁸³

De lo anterior se desprende la importancia que asume el análisis de la estructura de propiedad vigente en el sector gasífero, no sólo para dar cuenta de sus principales rasgos morfológicos, sino también, y fundamentalmente, para comprender aspectos decisivos que se relacionan con el desempeño de las empresas (fijación de precios, rentabilidad, etc.), así como los impactos de dicha configuración sobre el patrón de funcionamiento del conjunto del mercado energético.⁸⁴ Ello cobra particular relevancia dada la importancia estratégica de este último en relación con la competitividad de numerosos sectores de la actividad económica.

En este sentido, es indudable que el fuerte proceso de reintegración vertical y horizontal de la cadena gasífera que tuvo lugar desde la privatización de Gas del Estado (promovido tanto por las acciones como por las omisiones estatales en la materia) desvirtuó por completo una de las principales finalidades por las cuales la empresa estatal había sido segmentada en distintas “unidades de negocios”, a saber: “distribuir el poder de mercado para prevenir la posibilidad de dominación o de actitudes colusorias entre las partes y adicionalmente resguardar que las negociaciones y las contrataciones se realicen entre partes independientes y con oposición de intereses”.⁸⁵ A la luz de las evidencias analizadas en esta parte del trabajo, es evidente que no sólo no se logró ninguno de tales objetivos sino que, incluso, se incrementó considerablemente el riesgo de que los actores predominantes instrumenten distintos tipos de conductas de carácter abusivo, en detrimento de sus competidores (no sólo en el ámbito del sector energético sino, fundamentalmente, de distintas actividades productivas) y de los usuarios (en especial, los residenciales y las pequeñas y medianas empresas).

En definitiva, del análisis de las transferencias de capital registradas con posterioridad a la venta de Gas del Estado se desprende, al igual que en el resto de los sectores privatizados, el carácter determinante que asumieron las privatizaciones en relación con la consolidación de dos de los rasgos típicos de la economía argentina desde mediados de los años setenta: la creciente concentración y centralización del capital en mercados sumamente estratégicos (en tanto definen la competitividad de un amplio espectro de sectores y actores económicos), y una estrategia de acumulación y reproducción ampliada del capital por parte del núcleo más concentrado del poder económico.

⁸³ Con respecto a esto último, cabe destacar que la ley de defensa de la competencia sancionada en 1999 (Nro. 25.156) es harto confusa en cuanto a la regulación de la estructura de mercado en el ámbito de los servicios públicos privatizados. En efecto, mientras que el artículo 16 dispone que cuando “la concentración económica involucre a empresas o personas cuya actividad económica esté reglada por el Estado nacional a través de un organismo de control regulador, el Tribunal Nacional de Defensa de Competencia, previo al dictado de su resolución, deberá requerir a dicho ente estatal un informe opinión fundada sobre la propuesta de concentración económica en cuanto al impacto sobre la competencia en el mercado respectivo o sobre el cumplimiento del marco regulatorio respectivo”, en el artículo 59 se deroga “toda atribución de competencia relacionada con el objeto finalidad de esta ley otorgada a otros organismos o entes estatales”.

⁸⁴ Al igual que en el presente estudio, en el trabajo mencionado de FIEL (1999) se señala que una parte importante del aumento registrado en las tarifas finales luego de la desestatización de Gas del Estado se relaciona con el incremento de precios registrado en el segmento productor de gas. Sin embargo, dicho estudio no analiza, ni mucho menos reconoce, el papel que le cabe a la estructura de mercado –altamente concentrada– que presenta en la actualidad el mismo en la explicación de dicho aumento, ni el hecho de que numerosos actores que participan en tal segmento también lo hacen en los de transporte y distribución, al margen de ser simultáneamente grandes usuarios industriales. En este sentido, no se comprende cómo, en el marco de dicho trabajo, pueda arribarse a tales conclusiones cuando no se considera la estructura de mercado que se configuró a partir la privatización de la empresa, y que se consolidó con el proceso de transferencias de capital registrado con posterioridad a la misma, ni se hace mención alguna a la importancia que, en dicho contexto, presenta la problemática de la defensa de la competencia.

⁸⁵ Véase Formica (2000).

VII. Síntesis y reflexiones finales

Una primera conclusión que se desprende del conjunto de los desarrollos precedentes es que el mercado de gas natural, que ha tendido a ser presentado, junto con el eléctrico, como uno de los mayores éxitos en materia privatizadora y regulatoria, posee un patrón de desenvolvimiento asimilable en muchos aspectos al que presenta la mayoría de los servicios públicos privatizados en la Argentina durante el transcurso de la década de los años noventa, tanto en lo referido a los marcos regulatorios (y la funcionalidad de las “debilidades” de los mismos en relación con los intereses del capital concentrado interno), como a su impacto sobre la evolución tarifaria, el rendimiento económico de las distintas empresas, y la dinámica y la estructura de los mercados.

Así, pueden destacarse, entre otros rasgos comunes, los incrementos y las reestructuraciones tarifarias instrumentadas con anterioridad al traspaso de la empresa estatal al sector privado, la existencia de un marco regulatorio que carece de los incentivos necesarios para que las firmas transfieran a los usuarios, bajo la forma de menores niveles tarifarios, las ganancias de productividad obtenidas, la dolarización de las tarifas, la aplicación de diversos mecanismos de indexación tarifaria (como el ajuste en función de las variaciones registradas en los precios estadounidenses) que contradicen las taxativas prohibiciones que, en materia de ajustes o actualizaciones de precios, establece la Ley de Convertibilidad, y, como consecuencia de todo lo anterior, una evolución tarifaria que tiende a garantizar la apropiación de ganancias extraordinarias por parte de las firmas que actúan en los segmentos de transporte y distribución. Asimismo, a pesar de la segmentación estructural del mercado gasífero que se realizó antes de la privatización con la finalidad de fomentar la introducción de competencia, cabe destacar que, como resultado de la conjunción de diversos factores (estructura de propiedad resultante del proceso desestatizador, numerosas operaciones de compra-venta de empresas y/o de participaciones accionarias, etc.), se manifiesta un muy elevado grado de concentración y centralización del capital del sector en torno de un núcleo sumamente acotado de grandes conglomerados empresarios (altamente integrados vertical y horizontalmente).

Los principales aspectos que caracterizaron la dinámica tarifaria que tuvo lugar en el transcurso de los años noventa son explicados por, entre otros factores, el fuerte aumento en los precios que se registró antes de la privatización (que recayó casi exclusivamente sobre los consumidores residenciales) y, derivado de ello, la configuración de un “precio base” inicial sumamente elevado; la existencia de diversas cláusulas de ajuste “sistemático” de las tarifas y de ostensibles “falencias” regulatorias (por caso, la ausencia de un esquema efectivo de incentivos que promueva que las distribuidoras pacten precios más bajos con los productores); y la aplicación ad hoc de ciertas disposiciones normativas (como, por ejemplo, las modalidades bajo las que se ha venido instrumentando el sistema *price cap* que terminaron por desvirtuar los supuestos beneficios que presenta este tipo de mecanismo de regulación tarifaria, o la peculiar forma en que se trasladaron a las tarifas finales las variaciones en los costos empresarios asociadas a cambios en materia impositiva –“neutralidad tributaria”–).

Esta evolución de las tarifas (que presenta un sesgo claramente regresivo en términos distributivos, tanto a nivel intersectorial como intrasectorial) le brindó a las empresas prestatarias la posibilidad de internalizar muy elevados márgenes de beneficio. En efecto, y más allá de los distintos rendimientos registrados por las distribuidoras y las transportistas, en el transcurso de la década pasada el conjunto de las firmas analizadas en este trabajo ha obtenido tasas de rentabilidad que han sido holgadamente superiores (casi han cuadruplicado) al registrado, siempre en promedio, por el conjunto de las empresas que integran el núcleo selecto de las más grandes –y, en muchos casos, de las más rentables– de la economía argentina. En relación con esto último, el análisis de la performance económica de las empresas gasíferas *vis-à-vis* la de las principales firmas oligopólicas que actúan en el país, sugiere, contrariamente a lo esperado, una correspondencia inversa con el riesgo empresarial subyacente a las distintas actividades: a menor o nulo riesgo (como es el caso de las distribuidoras y transportistas de gas natural), mayor tasa de ganancia.

Ahora bien, al margen de promover y garantizar legalmente la apropiación de ingentes ganancias por parte de las empresas que prestan los servicios de transporte y distribución de gas natural, el marco regulatorio sectorial ha promovido y consolidado –por acción u omisión– una estructura de mercado fuertemente oligopolizada; situación que se refleja en cada uno de los eslabones que conforman la

cadena gasífera, así como en los dos subsistemas existentes en el país. A este respecto, el análisis de las “inconsistencias” emanadas del marco regulatorio emergente de la privatización de Gas del Estado (las que indujeron, entre otras cosas, un considerable proceso de reintegración tanto vertical como horizontal del mercado), así como del proceso de transferencias de capital registrado con posterioridad a la misma (que consolidó la tendencia mencionada a la reintegración), llevan a plantear ciertos –importantes– interrogantes en cuanto a que el mercado asuma, como se pretende, una dinámica efectivamente competitiva.

Sin duda, ha sido en función de tales “concesiones” y/o “errores de diseño” normativo que se ha permitido –sino inducido– que un núcleo acotado de grandes agentes económicos se posicionara –y, en algunos casos, pasara a controlar– los distintos eslabones de la cadena gasífera. De esta manera, y considerando que tales actores también participan en diversos segmentos de los mercados de energía eléctrica y petróleo, sumado al hecho que son grandes usuarios del fluido a partir de las distintas actividades manufactureras que desarrollan, puede concluirse que, no obstante la segmentación estructural del mercado realizada con motivo del proceso privatizador, ha operado un significativo incremento en la concentración económica y la centralización del capital no sólo en el mercado de gas natural sino, fundamentalmente, en el conjunto del sector energético local. En este sentido, dado el carácter altamente concentrado que presenta en la actualidad dicho sector, de no mediar una regulación activa por parte del Estado, se eleva sustancialmente la probabilidad de que los actores predominantes hagan –o, en ciertos casos, sigan haciendo– abuso de las posiciones dominantes de mercado que detentan en detrimento de sus competidores –reales y potenciales– y, fundamentalmente, de los usuarios, con los consiguientes efectos negativos que tal situación conllevaría en relación con, por ejemplo, la distribución del ingreso y la competitividad del sector manufacturero y del conjunto de la economía local.

Con respecto a esta última consideración, en 1999, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, a través de la Resolución Nro. 189, multó a YPF al comprobar que la empresa había abusado de la posición dominante que posee en el –desregulado y altamente concentrado– segmento productor y distribuidor de gas licuado de petróleo (sustituto del gas natural que es consumido, mayoritariamente, por familias de bajos ingresos). En efecto, YPF, que aún no abonó la sanción, a partir del poder de mercado que detenta en dicho segmento, había instrumentado una política de fijación de precios que discriminaba fuertemente a los compradores nacionales del fluido con respecto a los extranjeros, imponiendo en el ámbito doméstico precios muy superiores a los que cobraba en el mercado internacional. Adicionalmente, había establecido con los compradores del exterior un acuerdo para que los mismos no reexportaran a la Argentina el gas adquirido.

El caso mencionado muestra, por un lado, la “falacia” de los supuestos sobre los que se sustentaron la mayoría de las políticas públicas de cuño neoliberal que se instrumentaron en el país durante la década de los noventa, las cuales se sostuvieron en el argumento de que la desregulación per se de los mercados constituiría una condición suficiente para garantizar un funcionamiento competitivo de los mismos y, por lo tanto, social y económicamente óptimo (ello, sin ningún tipo de consideración sobre los principales rasgos morfológicos de los sectores).⁸⁶ Por otra parte, refleja con suma elocuencia que todos aquellos riesgos potenciales que fueron señalados al analizar los principales aspectos estructurales del sector (fijación de precios discriminatorios, restricciones a la competencia, etc.), pueden ocurrir efectivamente de no mediar una adecuada –y necesaria– regulación estatal.⁸⁷

⁸⁶ Cuando este tipo de medidas tendientes a “liberalizar” a las denominadas “fuerzas del mercado” son tomadas en mercados altamente “imperfectos” (esto es, fuertemente oligopolizados), como es el de gas licuado de petróleo, es de esperar un incremento de tales “imperfecciones”, a la vez que importantes pérdidas en materia de “bienestar general”.

⁸⁷ El caso mencionado está estrechamente asociado a la importancia creciente que han adquirido las exportaciones argentinas de gas (en especial hacia Brasil, Chile y Uruguay). En este sentido, cabe señalar que la exportación de gas a dichos países constituye una actividad altamente rentable dado que, al margen de constituir el mismo un recurso relativamente abundante en la Argentina, se trata de países que carecen de reservas gasíferas suficientes, o bien que no disponen de un sistema de transporte y distribución que pueda satisfacer una estructura de demanda altamente insatisfecha como la que los caracteriza (la participación del gas natural en las respectivas matrices energéticas nacionales es muy reducida).

Asimismo, de una investigación realizada por el ENARGAS se desprende que YPF desplegó durante la década de los noventa un conjunto importante de prácticas oligopólicas de carácter abusivo que trajeron aparejado un incremento de significación en las barreras a la entrada al segmento productor de gas natural y, por lo tanto, determinaron un considerable aumento en el grado de concentración económica del mismo y, en consecuencia, del conjunto del mercado gasífero local.⁸⁸

Entre tales prácticas restrictivas de la competencia pueden señalarse, por ejemplo, la compra de gas a terceros con la finalidad de fortalecer la posición dominante de la firma y, de esta manera, evitar la diversificación de la oferta; la renovación del contrato de compra de gas proveniente de Bolivia que, en su momento, había firmado Gas del Estado, lo cual bloqueó una fuente de abastecimiento alternativa para las distribuidoras y los grandes usuarios; la instrumentación de prácticas discriminatorias en materia de condiciones y precios en los contratos de exportación y el establecimiento de cláusulas contractuales que impiden la reventa del fluido al mercado argentino; y la fijación de cláusulas anticompetitivas en los contratos con distribuidoras y grandes usuarios directos (por caso, la imposición por parte de YPF de que el gas adquirido sea utilizado exclusivamente por el comprador, lo cual le garantiza que ningún remanente será destinado a la oferta interna).

Cabe destacar que, no obstante la gravedad de las acusaciones constatadas por el ente regulador, que se encuadran claramente dentro de lo que la literatura antitrust denomina “abuso de posición dominante”, el mismo decidió finalmente no sancionar a la empresa ni hacer presentación alguna ante la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, lo cual constituye, sin duda, una seria “anomalía regulatoria”, más aún si se consideran las principales implicancias—reales y potenciales— de tal tipo de conducta sobre la configuración estructural del mercado y el sendero evolutivo—presente y futuro— de los precios.⁸⁹

De las consideraciones precedentes se desprende que, dado el elevado grado de oligopolización que presenta en la actualidad el conjunto del mercado energético argentino (inducido, en buena medida, por los propios marcos regulatorios sectoriales), y considerando adicionalmente que los mismos actores participan, directa o indirectamente, en la propiedad de numerosas empresas vinculadas a la producción, transporte y distribución de petróleo y/o gas natural y/o energía eléctrica, a la vez que son propietarios de numerosas firmas que actúan en un amplio espectro de actividades energo-intensivas o son productores de insumos para el sector energético, un importante replanteo del esquema regulatorio vigente se presenta como indispensable.

En efecto, en la actualidad cada uno de los sectores energéticos mencionados (con la excepción del petrolero que, a pesar de su elevada concentración, se encuentra desregulado—o, más específicamente, “regulado” por YPF/Repsol—), posee un organismo regulador independiente, cuyo ámbito de control se circunscribe exclusivamente a su sector de actividad. En este contexto, la creación de un ente de contralor que englobe al conjunto de las actividades que conforman el sector energético, y que regule el desempeño empresarial (tanto en lo que respecta a la política de fijación de precios, como a la estructura de mercado y de propiedad de las firmas), constituye un elemento

Sin embargo, la importancia estratégica del mercado regional plantea, a nivel local, la emergencia de nuevos riesgos potenciales sobre la dinámica y la estructura del sector, los cuales deberán ser considerados por la autoridad regulatoria. En efecto, de considerar que, como fuera mencionado oportunamente, en la propiedad de la mayoría de los gasoductos construidos en el país con la finalidad de exportar gas natural participa buena parte de los accionistas de las empresas productoras y/o transportistas y/o distribuidoras de gas natural (tales los casos de British Gas, CMS Energy, Nova Gas, Pacific Enterprises, Pan American Energy, Sociedad Comercial del Plata, Tractebel, Techint e YPF/Repsol), existe el riesgo de que tales actores realicen un manejo discrecional del volumen del fluido comercializado, con el consiguiente efecto sobre los precios del mismo en el mercado doméstico. En este sentido, de las evidencias presentadas por Novara (1997) puede inferirse que tal situación ya se estaría manifestando, dados los importantes diferenciales de precios existentes entre los vigentes a nivel interno y aquéllos de exportación.

⁸⁸ Ver, al respecto, la presentación realizada, el 21 de julio de 2000, por la Asociación de Consumidores Argentinos y la Unión de Usuarios y Consumidores ante el Defensor del Pueblo de la Nación.

⁸⁹ Téngase presente, al respecto, que si bien el ENARGAS se dedica a la regulación de los segmentos monopolícos del mercado (transporte y distribución), tiene cierta injerencia sobre la etapa de producción.

imprescindible, más aún si se quiere garantizar, como se señala, un funcionamiento relativamente competitivo del conjunto del sector.

En ese plano, y considerando el elevado grado de concentración que existe en los distintos eslabones de la cadena energética, así como la fuerte integración vertical de las empresas líderes, cobra particular interés que este “ente regulador de la energía” se articule institucionalmente tanto con los organismos de defensa de la competencia que existen en el país como con la Secretaría de Energía, de forma tal de reforzar el control sobre el comportamiento de las empresas del sector y, por esa vía, reducir al máximo posible la posibilidad de que dichos actores instrumenten distintos tipos de conductas abusivas (al respecto, cabe destacar que, a pesar de sus numerosas deficiencias, la ley de defensa de la competencia vigente reconoce diferentes mecanismos para evitar la instrumentación de prácticas oligopólicas de carácter restrictivo).⁹⁰

Asimismo, en función de la dinámica sectorial analizada en el marco del presente trabajo, otro aspecto a considerar se relaciona con la necesidad de introducir ciertas modificaciones de significación en el esquema de regulación tarifaria vigente. Al respecto, si se tiene en cuenta la estructura altamente concentrada que presenta en la actualidad el segmento productor y el fuerte proceso de reintegración vertical de la cadena gasífera que se registró con posterioridad a la privatización de Gas del Estado, así como que una de las principales “debilidades” del marco regulatorio sectorial es que no induce a las transportistas y a las distribuidoras a negociar menores precios del gas en “boca de pozo” (en tanto cualquier variación del mismo es trasladada automáticamente a las tarifas finales abonadas por los distintos tipos de usuarios), resulta indispensable introducir importantes cambios en el actual marco normativo tendientes a establecer un adecuado –y efectivo, en cuanto a la garantía de su cumplimiento– esquema de incentivos que induzca a tales firmas a negociar mejores –esto es, más bajos– precios del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, con el consiguiente impacto que ello conllevaría sobre el nivel de las tarifas finales abonadas por los distintos tipos de consumidores (en particular, las correspondientes a los usuarios cautivos de las distribuidoras).⁹¹

En relación con lo anterior, cabe mencionar algunas de las posibles medidas que se podrían llegar a implementar con la finalidad de disminuir los precios finales a nivel interno:

- reducir aún más los niveles mínimos de consumo diario requeridos para adquirir el gas directamente en el mercado mayorista (el umbral actual –de 5.000 metros cúbicos por día– favorece en forma preponderante –sino exclusiva– a los grandes usuarios);

- eliminar el mecanismo de pass through existente y, en paralelo, implementar distintos incentivos para que las distribuidoras acuerden menores precios con las firmas productoras;

- fortalecer los –sumamente laxos– mecanismos regulatorios existentes tendientes a evitar la instrumentación de prácticas abusivas por parte de las empresas líderes del mercado que, como fuera analizado, participan –y, en muchos casos, controlan– los diferentes segmentos del mismo, al tiempo que son propietarias de numerosas firmas que actúan en muy diversos sectores energo-intensivos (la creación de un ente regulador con injerencia sobre el conjunto de la cadena energética que cuente, además, con amplias facultades en materia de defensa de la competencia, constituye un paso ineludible en pos de la consecución de dicho objetivo); y

- finalmente, en caso que no exista voluntad política para eliminar las numerosas –y, en el marco de la Ley de Convertibilidad, ilegales– cláusulas indexatorias que reconoce el marco regulatorio del sector (en especial, aquella vinculada con el traslado a las tarifas de las variaciones registradas en los precios estadounidenses), cuando menos aplicar el mecanismo price cap de forma tal que los usuarios se puedan apropiar efectivamente –vía tarifas reales decrecientes– de las ganancias de productividad de las firmas (por ejemplo, aplicando el coeficiente X de modo tal que refleje fehacientemente los incre-

⁹⁰ Un análisis exhaustivo de dicha normativa, así como de las principales limitaciones que presenta, puede consultarse en García (2000).

⁹¹ Como fuera mencionado, en los últimos años el ENARGAS implementó diferentes medidas con la finalidad de introducir mayores presiones competitivas en el segmento productor; sin embargo, la evolución del precio del gas en “boca de pozo” desde el momento en que se desreguló dicho mercado (creció casi un 30%), permite inferir que las mismas han tenido una muy escasa –si alguna– utilidad.

mentos registrados en la “eficiencia empresarial”, o implementándolo tantas veces como se transfiera a las tarifas finales la inflación norteamericana o el factor K para subsidiar la realización de inversiones por parte de las firmas).⁹²

Sin duda, de la significativa brecha que separa a los precios domésticos del fluido y los de exportación se desprende la existencia de un margen considerable para promover una baja en los precios que presenta el gas en el mercado interno, disminución que, por cierto, no alteraría el grado de “razonabilidad” de las –extraordinarias– ganancias empresarias. De esta manera, la introducción de algún cambio de estas características permitiría no sólo lograr una disminución en las tarifas finales abonadas por los distintos usuarios (en particular, los residenciales –sobre todo, los de menor poder adquisitivo–), sino también atenuar, en buena medida, la situación actual de discriminación de precios que perjudica relativamente a los consumidores locales en relación con los de los países que importan gas desde Argentina.

En definitiva, sea por acción (principales características del marco normativo emergente de la privatización de Gas del Estado, regulación tarifaria, etc.) o por omisión (renuncia estatal a evaluar los impactos de las transferencias de capital sobre la configuración estructural y la dinámica de funcionamiento del mercado), el modelo argentino de regulación del transporte y distribución de gas natural –tanto en lo que respecta a las tarifas como a la estructura de propiedad del capital de las firmas– ha tendido a favorecer sistemáticamente a las fracciones más concentradas del poder económico.

En función de las consideraciones precedentes, y a modo de cierre, cabe incorporar unos breves comentarios sobre la política que ha venido implementando la Administración De la Rúa en relación con el sector gasífero. Al respecto, cabe recordar que la vigencia plena de la Ley de Convertibilidad y el objetivo de bajar las tarifas de los servicios privatizados ocuparon un papel privilegiado en la plataforma electoral de la Alianza. Asimismo, uno de los pilares fundacionales de dicha coalición política ha sido la crítica sistemática a la escasa –o nula, en muchos casos– transparencia de las acciones de gobierno de la Administración Menem, muy particularmente de aquellas vinculadas con las recurrentes renegociaciones con las empresas privatizadas.

Sin embargo, la sanción, a mediados de 2000, del Decreto Nro. 669, por el cual se aprueba el ajuste de las tarifas del gas natural (de acuerdo con la evolución de los precios mayoristas de los Estados Unidos), y se difiere parcialmente su percepción efectiva por parte de las empresas hasta mediados del año 2002, se contrapone a todo lo anunciado durante la campaña preelectoral (más aún cuando los criterios básicos que sustentaron tal renegociación contractual tienden a verse replicados en las que se vienen realizando en otras áreas privatizadas –las redes de acceso a la Ciudad de Buenos Aires, el caso Aguas Argentinas, etc.–).⁹³

En primer lugar, por cuanto se aceptan y convalidan los privilegios de que gozan la mayor parte de las empresas prestatarias de los servicios privatizados (dolarización de tarifas y cláusulas de indexación por índices de precios completamente ajenos a los domésticos). Ello deviene, naturalmente, en la aprobación de incrementos tarifarios que contravienen lo normado en la Ley de Convertibilidad y, como tal, suponen una apropiación ilegal de recursos por parte de las transportistas y distribuidoras de gas natural.⁹⁴

⁹² Ello permitiría comenzar a revertir lo actuado hasta el presente (como fuera analizado, la orientación adoptada por la normativa sectorial ha tendido a minimizar, sino a anular, el denominado “riesgo regulatorio” asociado a la consideración de las tasas de rentabilidad y, naturalmente, a garantizar la persistencia temporal de elevados márgenes de beneficio internalizados por las empresas prestatarias).

⁹³ La Jueza Federal Dra. Clara do Pico, a instancias de una presentación realizada por el Defensor del Pueblo de la Nación, suspendió momentáneamente la aplicación de dicho Decreto.

⁹⁴ Al respecto, resulta, incluso, sorprendente el texto del Acta Acuerdo firmado con las empresas del sector. En el mismo se señala que “las Partes reconocen que la aplicación del indicador PPI no constituye una indexación en los términos de la Ley N° 23.928 de Convertibilidad sino que resulta del ajuste que sigue la evolución internacional de los cambios de valor de los bienes y servicios representativos de la actividad” (*sic*). En otros términos, para las firmas prestatarias y el gobierno nacional, los ajustes periódicos de precios no constituyen un mecanismo de indexación.

En segundo lugar, retomando las peores prácticas de la gestión gubernamental anterior, este acuerdo con las firmas gasíferas (así como los que se han venido sucediendo a partir del mismo) surge como resultado de opacas y muy poco transparentes negociaciones realizadas entre funcionarios del Ministerio de Economía y las propias empresas, sin participación alguna de, siquiera, representantes del Poder Legislativo y/o de quienes deberían defender los derechos de los usuarios y los consumidores que deberán hacer frente a tales ajustes tarifarios.

En tercer lugar, estos últimos han pasado a contraer –sin consentimiento alguno de su parte– una deuda (en dólares, por el ajuste tarifario diferido) con las empresas proveedoras del gas natural que, naturalmente, devengará intereses⁹⁵ que deberán ser solventados por los cada vez más castigados usuarios (sobre todo, los residenciales de menores ingresos).

En suma, las recurrentes violaciones de la legislación vigente, en beneficio, en este caso, de las empresas distribuidoras y transportistas de gas natural, no parecen ser privativas de la Administración Menem. Por el contrario, la situación de desquicio normativo y regulatorio, así como la asimétrica distribución de costos y beneficios, privados y sociales, tiende a persistir bajo un gobierno que, no sólo se comprometió a transparentar todas sus acciones, sino también a mantener la vigencia de la Ley de Convertibilidad, a preservar la denominada “seguridad jurídica” y a cumplimentar a rajatabla la normativa vigente.⁹⁶

En consecuencia, esta renegociación contractual que ha encarado el gobierno de De la Rúa con las empresas del sector gasífero se inscribe en la misma lógica que la vigente durante la gestión menemista, por cuanto no buscan favorecer a los usuarios y consumidores (a partir de, por ejemplo, menores tarifas), sino que han apuntado, siempre con el pretexto de respetar los contratos originales y la “seguridad jurídica” –de las firmas prestatarias, al margen de toda consideración respecto de la de los usuarios y consumidores–, a preservar el contexto normativo de privilegio que le permitió a dichas compañías obtener durante todo el decenio pasado muy elevadas –y, por cierto, para nada “razonables” ni “justas”– masas y tasas de ganancia (de las más altas a nivel nacional, incluso dentro del selecto grupo de las empresas privatizadas).

Indudablemente, estos acuerdos tenderán a consolidar una estructura de precios y rentabilidades relativas de la economía local, como la que se configuró en el transcurso de los años noventa, que discrimina a los usuarios residenciales (sobre todo, a los de menores ingresos) y a los sectores productivos, al tiempo que conllevarán un aumento de consideración en los costos empresarios y, por esa vía, inducirán un deterioro aún mayor en el grado de competitividad de numerosos actores económicos (en particular, aquellos de menor tamaño relativo), profundizando, en consecuencia, tres de los rasgos característicos de la economía argentina tras una década de ajuste neoconservador: la concentración económica, el desempleo y la distribución regresiva del ingreso nacional.

⁹⁵ En su fallo, la jueza Do Pico señala que ello “desbordaría el marco legal y contractual, y sería conveniente posibilitar la intervención de los usuarios. Sobre todo, antes de verse involucrados en una situación crediticia o de financiación del ajuste sin su previo consentimiento y a un interés no consensuado”.

⁹⁶ El aumento mencionado también fue justificado alegando que se trata de una “situación contractual heredada” (ver, al respecto, las declaraciones del actual Ministro de Infraestructura y Vivienda, Carlos Bastos, en el diario Clarín del 5/4/2001). Se trata, ciertamente, de una argumentación “paradójica”, más aún cuando proviene de quien fuera Secretario de Energía al momento de privatizarse Gas del Estado.

Cuadro Anexo Nro. 1 Privatización del transporte y la distribución de gas natural. Consorcios adjudicatarios y empresas que los conforman						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACION	OBSERVAC.
1992	Gas del Estado (red de transporte Zona Sur) (Transportadora de Gas del Sur)	Estado Nacional	Consortio Cia. de Inversiones de Energía (CIESA), integrado por: Enron Pipeline Company Argentina (EE.UU.), Cia. Naviera Pérez Companc, Citicorp Equity Investment y Argentine Private Development Trust Co. Ltd. (PC)	100,0 en efectivo y títulos equivalentes a 256,2	70% de la red de transporte de Gas del Estado (Zona Sur)	La nueva empresa se denomina "Transportadora de Gas del Sur". La composición accionaria de la transportadora es: Enron (17,5%), Pérez Companc (17,5%), CEI (17,5%), APDT (17,5%), Estado Nacional (27,0%) y PPP (3,0%). El operador técnico será Enron Pipeline Company Argentina (EE.UU.).
1992	Gas del Estado (Red de transporte Zona Norte) (Transportadora de Gas del Norte)	Estado Nacional	Consortio Gasinvest, integrado por: Novacorp International (Canadá), Transcogás Inversora (Soldati) y Warrins (Techint)	28,0 en efectivo y títulos equivalentes a 182,2	70% de la red de transporte de Gas del Estado (Zona Norte)	La nueva empresa se denomina "Transportadora de Gas del Norte". La composición accionaria de la transportadora es: Novacorp International (17,5%), Transcogás Inversora (25,2%), Warrins (27,3%), Estado Nacional (25,0%) y PPP (5,0%). El operador técnico será Novacorp International (Canadá).
1992	Gas del Estado -Distribución- (Distribuidora de Gas Pampeana)	Estado Nacional	Consortio "Sodigas Pampeana"	18,0 en efectivo y títulos equivalentes a 217,4	Gas del Estado -Distribución- (70% de Distribuidora de Gas Pampeana)	La nueva empresa se denomina "Distribuidora de Gas Pampeana", y está integrada por el CEI (17,5%), Camuzzi Argentina (35,7%), Loma Negra (12,7%), fondos de inversión (4,1%), Estado Nacional (20,0%) y PPP (10,0%). El operador técnico será Camuzzi Argentina (Italia).

Cuadro Anexo Nro. 1 Privatización del transporte y la distribución de gas natural. Consorcios adjudicatarios y empresas que los conforman						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACION	OBSERVAC.
1992	Gas del Estado – Distribución- (Distribuidora de Gas del Sur)	Estado Nacional	Consorcio "Sodigas Sur"	14,0 en efectivo y títulos equivalentes a 134,0	Gas del Estado -Distribución- (90% de Distribuidora de Gas del Sur)	La nueva empresa se denomina "Distribuidora de Gas del Sur", y está integrada por el CEI (22,5%), Camuzzi Argentina (46,7%), Loma Negra (16,3%), fondos de inversión (4,5%) y PPP (10,0%). El operador técnico será Camuzzi Argentina (Italia).
1992	Gas del Estado (Distribución zona norte del Gran Buenos Aires) (Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte)	Estado Nacional	Consorcio "Invergas" (Gas Natural –España-, Discogás – Soldati-, Manra/Banco Hispanoamericano –España-)	28,0 en efectivo y títulos equivalentes a 127,5	70% de la red de distribución de Gas del Estado (zona norte del Gran Buenos Aires)	La nueva empresa se denomina "Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte –Gas BAN-". La composición accionaria de la distribuidora es: Discogás Inversora (17,5%), Gas Natural de España (37,8%), Manra (14,7%), Estado Nacional (20,0%) y PPP (10,0%). El operador técnico será Gas Natural de España.
1992	Gas del Estado (Distribución zona metropolitana y sur del Gran Buenos Aires) (Metrogas)	Estado Nacional	Consorcio "Gas Argentino", integrado por: British Gas, Cía. Naviera Pérez Companc, Astra Capsa e Invertrad (Acindar)	44,0 en efectivo y títulos equivalentes a 256,0	70% de la distribución en la Capital Federal y zona sur metropolitana de Gas del Estado (Metrogás)	La nueva empresa se denomina "Distribuidora de Gas Metropolitana (Metrogás)". La composición accionaria de la distribuidora es: British Gas (28,7%), Pérez Companc (17,5%), Astra (14,0%), Argentine Private Development Trust (9,8%), Estado (20,0%) y PPP (10,0%). El operador técnico será British Gas (Gran Bretaña).

Cuadro Anexo Nro. 1						
Privatización del transporte y la distribución de gas natural. Consorcios adjudicatarios y empresas que los conforman						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACION	OBSERVAC.
1992	Gas del Estado (Distribuidora de Gas del Noroeste -Gasnor-)	Estado Nacional	Consortio "Gascart", integrado por J. Carrellone Construcciones Civiles, Banco Francés del Río de la Plata y Cia. de Consumidores de Gas de Santiago (Chile)	10,0 en efectivo y títulos equivalentes a 62,0	90% de la distribución de Gas del Estado en el noroeste argentino (Distribuidora de Gas del Noroeste -Gasnor-)	La nueva empresa se denomina "Distribuidora de Gas del Noroeste -Gasnor-". La composición accionaria de la distribuidora es: José Carrellone Construcciones Civiles (36,0%), Cia. de Consumidores de Gas de Santiago (36,0%), Banco Francés del Río de la Plata (18,0%) y PPP (10,0%). El operador técnico será la Cia. de Consumidores de Gas de Santiago (Chile).
1992	Gas del Estado (Distribuidora de Gas del Litoral)	Estado Nacional	Consortio "Tibsa Inversora", integrado por Tractebel (Bélgica), Iberdrola (España), Garovaglio & Zorraquín y Diecisiete de Abril (Bemberg)	14,0 en efectivo y títulos equivalentes a 89,6	90% de la Distribuidora de Gas del Litoral	La nueva empresa se denomina "Distribuidora de Gas del Litoral (Litoral Gas)". La composición accionaria de la distribuidora es: Tractebel (36,0%), Iberdrola (18,0%), Garovaglio & Zorraquín (18,0%), Diecisiete de Abril (18%) y PPP (10,0%). El operador técnico será Tractebel (Bélgica).
1992	Gas del Estado (Distribuidora de Gas del Centro)	Estado Nacional	Consortio "Inversora de Gas del Centro", integrado por: Sideco Americana y Società Italiana per il Gas (Italia)	18,0 en efectivo y títulos equivalentes a 120,0	90% de la Distribuidora de Gas del Centro	La nueva empresa se denomina "Distribuidora de Gas del Centro". La composición accionaria de la distribuidora es: Sideco Americana (67,5%), Società Italiana per il Gas (22,5%) y PPP (10,0%). El operador técnico será la Società Italiana per il Gas (Italia).

Cuadro Anexo Nro. 1						
Privatización del transporte y la distribución de gas natural. Consorcios adjudicatarios y empresas que los conforman						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACION	OBSERVAC.
1992	Gas del Estado (Distribuidora de Gas Cuyana)	Estado Nacional	Consorcio "Inversora de Gas Cuyana", integrado por: Sideco Americana y Società Italiana per il Gas (Italia)	26,0 en efectivo y títulos equivalentes a 96,0	60% de la Distribuidora de Gas Cuyana	La nueva empresa se denomina "Distribuidora de Gas Cuyana". La composición accionaria de la distribuidora es: Sideco Americana (45%), Società Italiana per il Gas (15%), Estado Nacional (7,0%), Estados provinciales (30,0%) y PPP (3,0%). El operador técnico será la Società Italiana per il Gas (Italia).

FUENTE: ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A LAS MEMORIAS Y BALANCES DE LAS EMPRESAS Y A INFORMACIÓN DEL BANCO DE DATOS PROPIO.

Cuadro Anexo Nro. 2 Transporte y distribución de gas natural. Principales transferencias de capital al interior de los consorcios adjudicatarios y de las empresas que participan en la propiedad de los mismos, 1993-2000*						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACIÓN	OBSERVAC.
1993	Cía. de Inversiones de Energía (CIESA)	CEI Citicorp Holdings	Cía. Inversora en Transporte de Gas (CITGAS)	S/D	Venta del 100% de la participación del CEI en CIESA	CIESA es el consorcio propietario del 70% de la Transportadora de Gas del Sur. CITGAS es controlada por el CEI Citicorp Holdings.
1994	Transportadora de Gas del Sur	Estado Nacional	Inversores varios (bolsa de valores)	560,0	Venta del 27% que el Estado tenía en la empresa	
1994	Merogas	Estado Nacional	Inversores varios (bolsa de valores)	S/D	Venta del 20% que el Estado tenía en la empresa	
1995	Transportadora de Gas del Norte	Estado Nacional	CMS Gas Argentina Company (EE.UU.)	141,5	Venta del 25% que el Estado mantenía en la empresa	CMS Gas Argentina Company es una subsidiaria de CMS Energy
1996	Sodigas Pampeana y Sodigas Sur (controlantes de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur)	CEI Citicorp Holdings	Pacific Enterprises International Argentina (EE.UU.)	43,5	Venta del 12,5% en ambas empresas	
1996	CIESA (controlante de Transportadora de Gas del Sur)	Argentine Private Development Trust Company Limited	Maipú Inversora	117,5	Venta del 8,75%	Ambas empresas pertenecen al grupo económico local Pérez Companc.
1996	CIESA (controlante de Transportadora de Gas del Sur)	Argentina Private Development Trust Company Limited	Enron Pipeline Co. Argentina (EE.UU.)	117,5	Venta del 8,75%	
1996	CIESA (controlante de Transportadora de Gas del Sur)	Cía. de Inversiones en Transporte de Gas (CITGAS)	Maipú Inversora (del grupo económico local Pérez Companc)	125,5	Venta del 8,75%	Como resultado de estas dos operaciones, el CEI Citicorp Holdings (controlante de CITGAS) se retira de la propiedad accionaria de la Transportadora de Gas del Sur.
1996	CIESA (controlante de Transportadora de Gas del Sur)	Cía. Inversora en Transporte de Gas (CITGAS)	Enron Pipeline Co. Argentina (EE.UU.)	125,5	Venta del 8,75%	
1996	Astra	Flias. Grueneisen, Aguirre y Sanchez Caballero	Repsol (España)	360,0	Venta del 37,7%	
1997	Gasinvest (controlante de Transportadora de Gas del Norte)	TCW Americas Development, The Argentine Investment Fund y FIMA	Nova Gas International Ltd. (Canadá), Techint, Cía. General de Combustibles (del grupo económico local Soldati) y Petronas (Malasia)	30,0	Venta del 13,9%	

Cuadro Anexo Nro. 2 Transporte y distribución de gas natural. Principales transferencias de capital al interior de los consorcios adjudicatarios y de las empresas que participan en la propiedad de los mismos, 1993-2000*						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACIÓN	OBSERVAC.
1997	Gascart (controlante de Distribuidora de Gas del Noroeste)	Banco Francés (a través de The Argentine Investment Company -TAICO-)	José Cartellone Constr. Civiles (del grupo económico local Cartellone), y Cía. de Consumidores de Gas de Santiago (Chile)	S/D	Venta del 10,2%	Cada uno de los compradores adquirió el 50% de las acciones vendidas por TAICO.
1997	Distribuidora de Gas Cuyana Distribuidora de Gas del Centro Inversora de Gas Cuyana Inversora de Gas del Centro Gas Argentino (controlante de Metrogas)	Sideco Americana	Louisville Gas and Electric Company (LG&E de EE.UU.)	140,0	Venta del 2,2% Venta del 7,7% Venta del 24,0% Venta del 75,0%	
1997		Argentine Private Development Company Ltd. (Inter Rio Holding Establishment)	Astra CAPSA (España)	S/D	Venta del 14%	
1997	Gasnor (controlante de Distribuidora de Gas del Noroeste)	Programa de Propiedad Participada	Gascart (controlada por José Cartellone Construcciones Civiles -de Argentina- y Gasco -de Chile-)	S/D	Venta del 9,8%	
1997	Sodigas Pampeana Sodigas Sur (controlantes de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur)	CEI Citicorp Holdings	CNG International Corporation, (EE.UU.)	30,0 por Sodigas Pampeana y 20,0 por Sodigas Sur	Venta del 12,5% de ambas empresas	
1997	Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte	Estado Nacional	Diversas AFJP's, fondos de inversión e inversores del exterior	82,7	Venta del 20% que restaba en manos del Estado	

Cuadro Anexo Nro. 2						
Transporte y distribución de gas natural. Principales transferencias de capital al interior de los consorcios adjudicatarios y de las empresas que participan en la propiedad de los mismos, 1993-2000*						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACIÓN	OBSERVAC.
1997	Distribuidora Mesopotámica	Estado Nacional	Gas de France Gas del Sur, Gaseba, Bidas y Emprigas (del grupo económico local Roggio)	43,0	La nueva empresa deberá construir toda la red de distribución mesopotámica (denominada novena región), cuya demanda es cubierta con gas envasado en garrafas	La nueva empresa prestará el servicio de distribución domiciliaria en las provincias de Entre Ríos, Corrientes, Misiones, Chaco y Formosa. La composición accionaria de la firma es: Gas del Sur (44%), Gaseba (12%), Bidas (12%), Emprigas (12%) y Estados provinciales (20%). El operador técnico será Gaseba.
1997	Pluspetrol Energy	Pluspetrol Resources Corporation	Astra (España)	350,0	Venta del 45%	Pluspetrol es propietario, entre otros activos, de numerosas áreas de explotación petrolera y gasífera.
1997	Gasinvest (controlante de Transportadora de Gas del Norte)	S/D	Cía. General de Combustibles (del grupo económico local Soldati)	S/D	Venta del 3,5%	
1997	Pan American Energy	-	-	-	Creación de sociedad	Se trata de una nueva empresa que surge de la asociación entre Bidas (de Argentina) y Amoco Corporation (EE.UU.). Participa en la propiedad de numerosos pozos petroleros y gasíferos, así como en algunos proyectos de exportación.
1997	Astra	Filia. Grunelsen y accionistas de la Bolsa	Repsol (España)	260,0	Venta del 19%	Como producto de estas dos operaciones, Repsol accede al control de Astra y de sus empresas controladas y/o vinculadas.

Cuadro Anexo Nro. 2						
Transporte y distribución de gas natural. Principales transferencias de capital al interior de los consorcios adjudicatarios y de las empresas que participan en la propiedad de los mismos, 1993-2000*						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACIÓN	OBSERVAC.
1997	Distribuidora Mesopotámica	Gaz de France Gas del Sur, Gaseba, Bidas y Emprigas	Buñe Industrial (México)	10,0	Venta del 15%	
1998	Sodigas Sur (controlante de Distribuidora de Gas del Sur)	Loma Negra	CNG International Corporation y Pacific Enterprises (EE.UU.)	S/D	Venta del 18,1%	
1998	Gas Natural Ban	Programa de Propiedad Participada	Farallon Gas Ban Investment (fondo de inversión de EE.UU.)	37,0	Venta del 10%	Se trata de la venta del 100% de la participación de los trabajadores en la firma.
1998	Gas Argentino (controlante de Metrogas)	Pérez Companc	British Gas (Reino Unido)	75,0	Venta del 13,7% de Pérez Companc en Gas Argentino (equivalentes al 9,6% de Metrogas)	
		Pérez Companc	-Astra (España) -Argentine Private Development Company (controlada por Astra)	34,0	Venta del 11,33% (equivalentes al 7,9% de Metrogas)	
1998	Metrogas	Credit Suisse First Boston	British Gas (Reino Unido)	6,6	Venta del 1,3%	
1999	Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte	Sociedad Comercial del Plata a través de Discogas (del grupo económico local Soldati)	Louisville Gas and Electric Company (LG&E de EE.UU.)	73,5	Venta del 16,1%	
1999	Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte	Invergas	Gas Natural SDG Argentina (España)	S/D	Venta del 19%	
1999	Emprigas	Grupo Roggio	Holding Invergas (integrado por: Thuega AG –Alemania–, GPL Ltd., Bergamo Ambienti Servizi SpA y Cige SpA –todas de Italia– y Condor Asset Management S.A.)	7,0	Venta del 100%	Emprigas participa en la propiedad accionaria de la Distribuidora Mesopotámica.
1999	Transportadora de Gas del Norte	Programa de Propiedad Participada	CMS Energy (EE.UU.)	31,0	Venta del 4,4%	

Cuadro Anexo Nro. 2						
Transporte y distribución de gas natural. Principales transferencias de capital al interior de los consorcios adjudicatarios y de las empresas que participan en la propiedad de los mismos, 1993-2000*						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACIÓN	OBSERVAC.
1999	Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)	Estado Nacional, provincias petroleras y accionistas en las Bolsas de Nueva York y Buenos Aires	Repsol (España)	15.000	Venta del 98% de las acciones de YPF.	
2000	Distribuidora de Gas Cuyana Distribuidora de Gas del Centro Inversora de Gas Cuyana	Sideco Americana (del grupo económico local Macri)	Società Italiana per il Gas SpA (Italgas de Italia)	182,5	Venta de las participaciones accionarias del grupo Macri en las empresas mencionadas (30,6% y 21,6%, respectivamente)	
2000	Camuzzi Gas Pampeana	Programa de Propiedad Participada	Camuzzi Argentina (Italia)	48,0	Venta del 9,2%	
2000	Gasinvest (controlante de la Transportadora de Gas del Norte)	Transcanada Pipelines	Total Fina-Elf (Francia)	440,0	Venta del 27,2% de Gasinvest	La operación también incluye la venta de la participación en el Gasoducto Gas Andes (46,5%), en la Transportadora de Gas del Mercosur (21,8%), y en la Transportadora Sul Brasileira de Gas (12%)
2000	Camuzzi Gas Pampeana	Estado Nacional	Accionistas varios	73,3	Venta del 20%	Entre los accionistas se encuentran Sodigás Pampeana (controlante de la empresa), y algunas de las principales AEPJ del país (Orígenes, Máxima, Siembra, Arauca Bit, Consolidar, Nación y Generar).
2000	Sodigás Pampeana Sodigás Sur (controlantes de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur)	Dominion Resources Inc.	Sempra Energy International (EE.UU.)	S/D	Venta del 21,5% de ambas empresas	

Cuadro Anexo Nro. 2						
Transporte y distribución de gas natural. Principales transferencias de capital al interior de los consorcios adjudicatarios y de las empresas que participan en la propiedad de los mismos, 1993-2000*						
FECHA	EMPRESA	VENDEDOR	COMPRADOR	PRECIO (mill. u\$s)	OPERACIÓN	OBSERVAC.
2001	Transportadora de Gas del Mercosur	Teggas N.V. (perteneciente al grupo Techint)	Compañía General de Combustibles (perteneciente al grupo Soldati)	5,9	Venta del 11%	A pesar de que se desprendió de una parte de su participación, Techint sigue siendo uno de los accionistas mayoritarios de la firma.
S/D	Distribuidora de Gas del Litoral	S/D	Teggas N.V. (perteneciente al grupo Techint)	S/D	Venta de una participación accionaria minoritaria	

* Se han incorporado también los principales cambios registrados durante el período analizado en la composición accionaria de algunas de las firmas que participan en la propiedad de las empresas transportistas y/o distribuidoras de gas natural.

FUENTE: ÁREA DE ECONOMÍA Y TECNOLOGÍA DE LA FLACSO EN BASE A LAS MEMORIAS Y BALANCES DE LAS EMPRESAS Y A INFORMACIÓN DEL BANCO DE DATOS PROPIO.

Diagrama Anexo Nro. 1

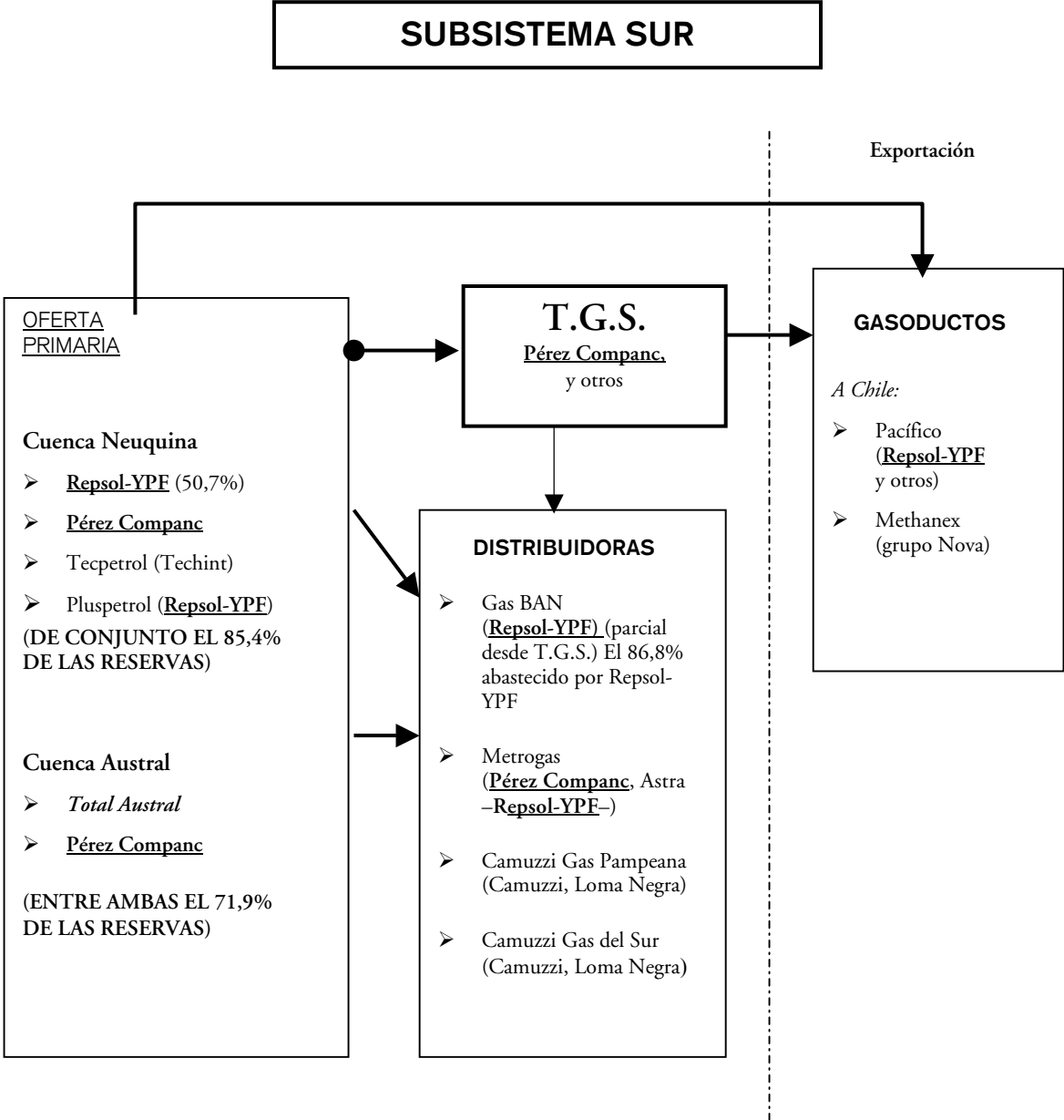
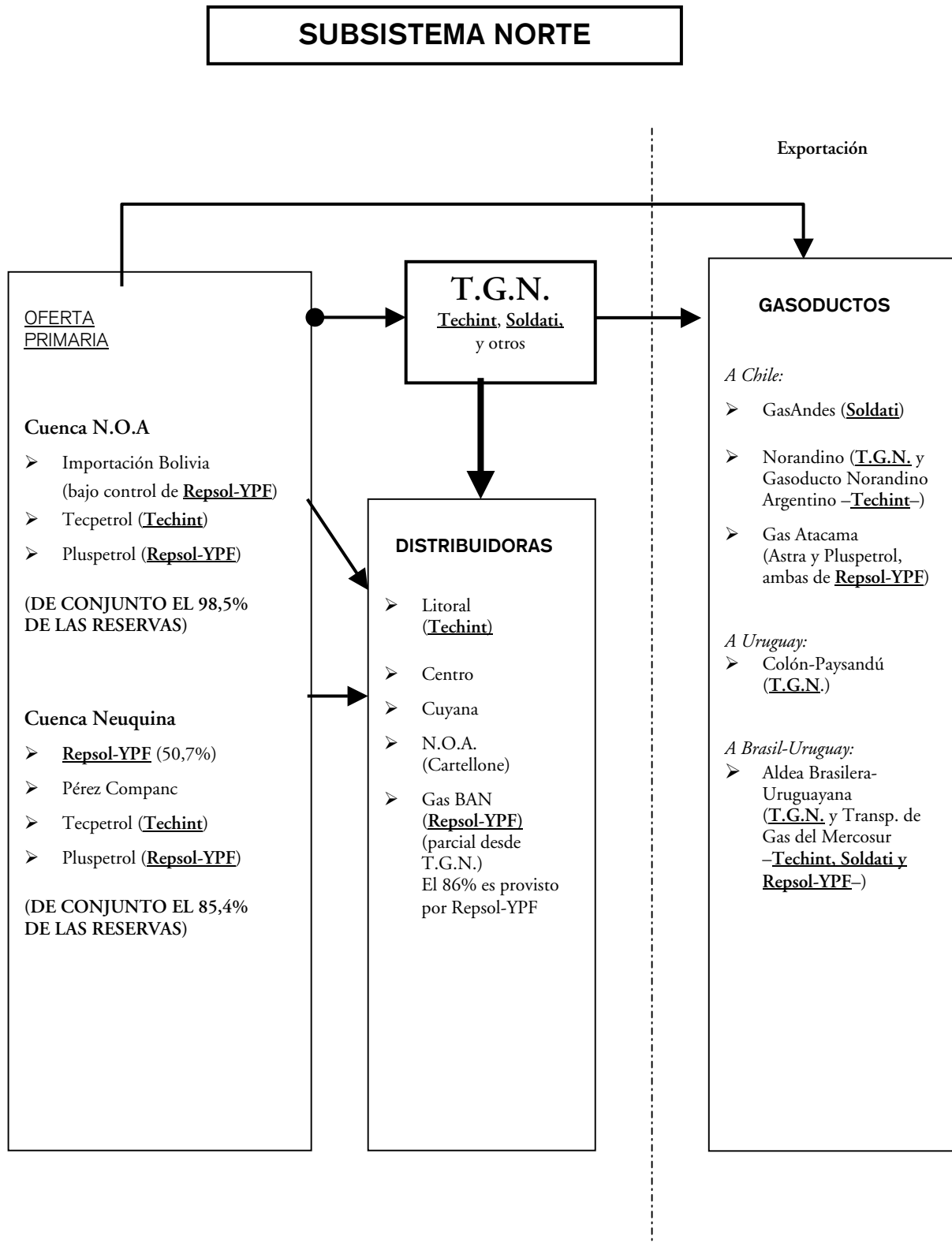


Diagrama Anexo Nro. 2



Bibliografía

- Abdala, M. y Spiller, P.: *Instituciones, contratos y regulación en Argentina*, Buenos Aires, Temas, 1999.
- Abeles, M.: “El proceso de privatizaciones en la Argentina de los noventa: ¿reforma estructural o consolidación hegemónica?”, en *Época*, Año 1, N° 1, diciembre 1999.
- Abeles, M., Forcinito, K. y Schorr, M.: “El oligopolio telefónico argentino frente a la liberalización del mercado. De la privatización de ENTel a la conformación de los grupos multimedia”, FLACSO/Universidad Nacional de Quilmes/IDEP, 2001.
- Azpiazu, D.: “Las privatizaciones en la Argentina. ¿Precariedad regulatoria o regulación funcional a los privilegios empresarios”, en *Ciclos*, N° 21, 2001.
- Azpiazu, D.: “Inequidades normativas, rentas de privilegio y asignaturas pendientes”, en *Enoikos*, Año VIII, N° 17, diciembre 2000.
- Azpiazu, D.: “Las renegociaciones contractuales en los servicios públicos privatizados. ¿Seguridad jurídica o preservación de rentas de privilegio?”, en *Realidad Económica*, N° 164, mayo-junio 1999.
- Azpiazu, D.: “El tratamiento de la neutralidad tributaria en las privatizaciones”, Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina”, Área de Economía y Tecnología de la FLACSO/SECYT/CONICET, agosto 1998.
- Azpiazu, D.: “Elite empresaria en la Argentina. Terciarización, centralización del capital, privatización y beneficios extraordinarios”, Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina”, Documento de Trabajo Nro. 2, Área de Economía y Tecnología de la FLACSO/SECYT/CONICET, noviembre 1996.
- Azpiazu, D.: “El programa de privatizaciones. Desequilibrios macroeconómicos y concentración del poder económico”, en Valle, H., Minsburg, N. (comps.): *Argentina hoy: crisis del modelo*, Letra Buena, 1995.
- Azpiazu, D.: “La industria argentina ante la privatización, la desregulación y la apertura asimétricas de la economía. La creciente polarización del poder económico”, en Azpiazu, D., Nochteff, H.: *El desarrollo ausente. Restricciones al desarrollo, neoconservadurismo y elite económica en la Argentina. Ensayos de economía política*, FLACSO/Tesis Norma, 1994.
- Azpiazu, D., Bang, J. y Nochteff, H.: “Privatización, desregulación y precios relativos en la Argentina de los noventa”, FLACSO, Serie Documentos e Informes de Investigación N° 195, noviembre 1995.
- Azpiazu, D., Basualdo, E. y Schorr, M.: “La reestructuración y el redimensionamiento de la producción industrial argentina durante las últimas décadas”, Instituto de Estudios y Formación de la Central de los Trabajadores Argentinos, 2000.
- Azpiazu, D. y Schorr, M.: “Las privatizaciones en la Argentina: desnaturalización de la regulación pública y ganancias extraordinarias”, Área de Economía y Tecnología de la FLACSO, agosto 2001, *mimeo*.
- Balzarotti, N.: “Antitrust en el mercado de gas natural”, Centro de Estudios Económicos de la Regulación de la UADE, Texto de Discusión N° 10, octubre 1999.
- Banco Mundial: “Las privatizaciones en Argentina”, trabajo presentado en el seminario “La privatización de los servicios básicos y su impacto en los sectores populares en Argentina”, organizado por el Grupo de Trabajo de ONGs sobre el Banco Mundial y el Banco Mundial, mayo 1999.
- Basualdo, E.: “Concentración y centralización del capital en la Argentina durante la década de los noventa. Una aproximación a través de la reestructuración económica y el comportamiento de los grupos económicos y los capitales extranjeros”, FLACSO/Universidad Nacional de Quilmes/IDEP, 2000.
- Bondorevsky, D. y Petrecola, D.: “Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: problemas de defensa de la competencia”, Centro de Estudios Económicos de la Regulación de la /UADE, Texto de Discusión N° 29, junio 2001.
- Bour, E.: “El programa argentino de desregulación y privatización”, en de la Balze, F. (comp.): *Reforma y convergencia. Ensayos sobre la transformación de la economía*, CARI/ADEBA, 1993.
- Campodónico, H.: “La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina”, CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo, Documento de Trabajo N° 9, abril 1998.
- Centro de Estudios para la Producción (CEP): “Infraestructura. Una reseña de los años noventa”, 1999.
- CEPAL: “La inversión extranjera en América Latina y el Caribe, 2000”, 2001.
- CIER/CAF/IDEE-FB: “Análisis del rol y los precios del gas natural”, junio 1998.
- Delfino, J. y Cassarín, A.: “Privatizaciones, bienestar económico y eficiencia en la producción. El caso de la industria argentina del gas”, trabajo presentado en la XXXV Reunión de la Asociación Argentina de Economía Política, 2000.
- Dorfman, A.: “Acerca de la política energética”, en *Realidad Económica*, N° 167, octubre-noviembre 1999.

- Felder, R. y López, A.: “La regulación estatal. ¿Servicio público o fallas de mercado? Algunas reflexiones sobre los criterios de regulación”, en *Realidad Económica*, N° 163, abril-mayo 1999.
- Felder, R., López, A. y Thwaites Rey, M.: “La regulación de los servicios públicos. Acerca de los déficits de la experiencia argentina”, en *Informe de Coyuntura*, Centro de Estudios Bonaerenses, Año 8, N° 79, marzo-abril 1999.
- FIEL: “La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente”, Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, 1999.
- Formica, H.: “Competencia y monopolio en el mercado del gas natural”, en *Enoikos*, N° 17, 2000.
- Gadano, N.: “Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina”, CEPAL, Serie Reformas Económicas, LC/L 1154, noviembre 1998.
- García, A.: “¿Habrá una política antimonopólica?”, en *Realidad Económica*, N° 170, febrero-marzo 2000.
- García, R. y Givogri, P.: “El sector del gas en el contexto del nuevo ordenamiento estructural de la economía argentina”, en CEPAL/Ilpes: “Diseño estratégico e infraestructura básica”, 1998.
- IERAL: “Las regulaciones en la Argentina. Transformar el Estado y potenciar los mercados y la sociedad”, ponencia presentada ante la Asociación de Bancos de la Argentina, junio 1999, *mimeo*.
- Kozulj, R.: “Resultados de la reestructuración de la industria de gas en la Argentina”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, Documento de Trabajo N° 14, noviembre 2000.
- Kozulj, R.: “El nuevo marco regulatorio y la privatización de Gas del Estado: ¿acceso abierto o acceso cerrado?”, IDEE-FB, 1993.
- Kozulj, R. y Bravo, V.: “La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos”, IDEE-FB/Centro Editor de América Latina, 1993.
- Kozulj, R. y Pistonesi, H.: “Política de precios de la energía en Argentina, 1970-1989: precios del gas natural y derivados”, IDEE-FB, noviembre 1989.
- Llach, J.: “Otro siglo, otra Argentina”, Ariel, 1997.
- Novara, J.: “Precios internos y de exportación de gas natural y gas licuado de petróleo. ¿Diferenciación o discriminación de precios en el mercado interno?”, en *Estudios*, Año XX, N° 83, octubre-diciembre 1997.
- Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina”: “Privatizaciones en la Argentina. Regulación tarifaria, mutaciones en los precios relativos, rentas extraordinarias y concentración económica”, Documento de Trabajo N° 7, Área de Economía y Tecnología de la FLACSO/SECYT/CONICET, abril 1999.
- Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina”: “Privatizaciones en la Argentina. Marcos regulatorios tarifarios y evolución de los precios relativos durante la convertibilidad”, Documento de Trabajo N° 4, Área de Economía y Tecnología de la FLACSO/SECYT/CONICET, mayo 1998.
- Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina”: “Privatización y precios relativos. Una primera aproximación metodológica y de análisis”, Documento de Trabajo N° 1, Área de Economía y Tecnología de la FLACSO/SECYT/CONICET, noviembre 1996.
- Schorr, M.: “Las renegociaciones contractuales del gobierno de la Alianza con las empresas privatizadas: polarización del poder económico y agudización de la crisis de las PyME”, en *Realidad Económica*, N° 178, febrero-marzo 2001.
- Solanes, M.: “Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, Documento de Trabajo N° 2, septiembre 1999.
- Vickers, J. y Yarrow, G.: “Un análisis económico de las privatizaciones”, México, Fondo de Cultura Económica, 1991.
- Villar Rojas, E.: “Privatización de servicios públicos”, Tecnos, 1993.
- Vispo, A.: “Los entes de regulación. Problemas de diseño y contexto. Aportes para un urgente debate en la Argentina”, FLACSO/Norma, 1999.