

INT-1124

c.2

Borrador para discusión
Sólo para participantes

3 de Agosto de 1992

c-2

CEPAL
Comisión Económica para América Latina y el Caribe

"Proyecto Regional sobre Reformas de Política para
Aumentar la Efectividad del Estado en América Latina
y el Caribe (HOL/90/S45)"

Seminario Regional sobre Reformas de Política Pública
Santiago, Chile, 3 - 5 de Agosto de 1992



**LA RACIONALIDAD MACROECONOMICA
DE LAS PRIVATIZACIONES**
(El caso argentino)



900003205 - BIBLIOTECA CEPAL

Pablo Gerchunoff
Lilian Castro

Este documento fue elaborado por los Pablo Gerchunoff y Lilian Castro, para el Proyecto Regional "Reformas de Política para Aumentar la Efectividad del Estado en América Latina y el Caribe" (HOL/90/S45), que realiza la CEPAL con el financiamiento de los Países Bajos. Las opiniones expresadas en este trabajo, el cual no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.



LA RACIONALIDAD MACROECONOMICA
DE LAS PRIVATIZACIONES
(El caso argentino)

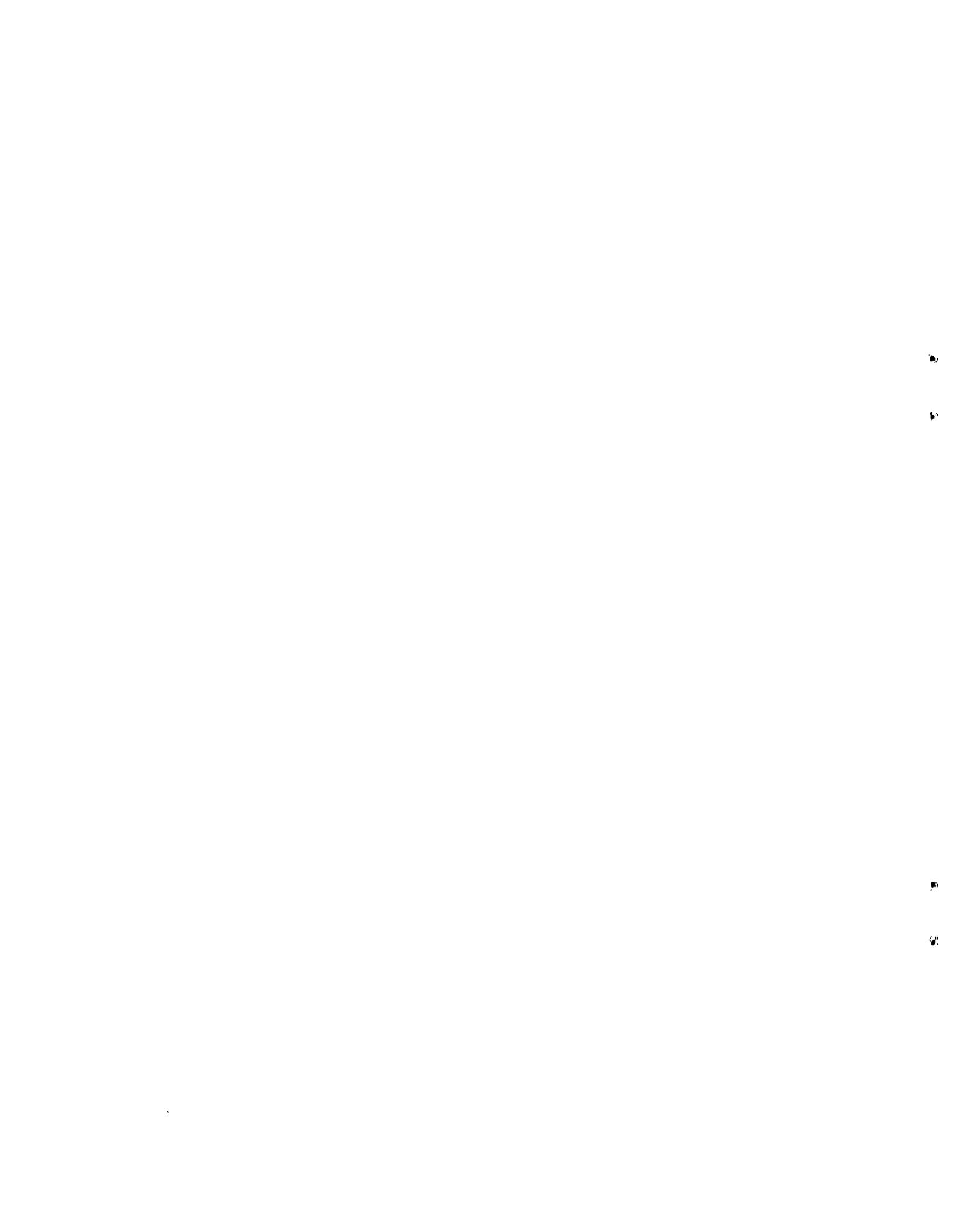
Pablo Gerchunoff
Lilian Castro

Mayo 1992
Instituto Torcuato Di Tella



INDICE

I.	INTRODUCCION
II.	REFORMA DE LA EMPRESA PUBLICA Y PRIVATIZACION EN LA ARGENTINA.....
III.	EL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO - INFORME GENERAL.....
IV.	SECTOR GASIFERO.....
V.	CASO 1: EMPRESA NACIONAL DE TELECOMUNICACIONES (ENTEL).....
VI.	CASO 2: AEROLINEAS ARGENTINAS.....



1. INTRODUCCION

Al asumir el gobierno en julio de 1989, las autoridades justicialistas colocaron en el centro de su política económica un programa de privatizaciones más profundas y más acelerado que el que hasta pocos meses antes habían rechazado. En el marco de una fuerte inestabilidad macroeconómica, con una situación fiscal muy deteriorada, con altas tasas de inflación que socavaron los mercados domésticos de capitales, con un alto coeficiente de endeudamiento interno y externo, prácticamente sin reservas internacionales, con empresas estatales sensiblemente descapitalizadas y prestando un servicio de muy baja calidad, esas privatizaciones servirían, de acuerdo al discurso oficial, para alcanzar una variada gama de objetivos: 1) resolverían los problemas fiscales; 2) reducirían la deuda externa (ya que los títulos de dicha deuda, cuya cotización sólo alcanzaba por entonces al 12% de su valor nominal, podrían ser usados como forma de pago por los activos públicos); 3) estimularían las inversiones orientadas a rehabilitar los servicios públicos y a modernizar el parque industrial estatal; 4) suministrarían financiamiento adicional al sector público para asignarlo a inversiones con altas tasas de retorno social (salud, educación, seguridad pública, etc.); 5) incrementarían la eficiencia productiva de las empresas poniendo límites a las presiones corporativas de los factores de la producción (sindicatos, proveedores, gerentes, etc.) y beneficiando de ese modo a los usuarios.

El objetivo principal de este documento es preguntarse cuáles de estas metas efectivamente se alcanzaron durante la primera etapa de privatizaciones en la Argentina y cuáles en cambio fueron sacrificadas. Anticipemos nuestra conclusión: dadas las restricciones macroeconómicas en el punto de partida, las privatizaciones terminaron incorporándose en forma dominante al capítulo de la política económica para la emergencia (mejora del cash-flow de corto plazo del sector público, saneamiento patrimonial del Estado a través del canje de activos públicos por deuda, mejora de corto plazo en las cuentas del sector externo), subordinando a esos fines las otras metas vinculadas a la eficiencia global, a la competitividad y al bienestar de los usuarios. De hecho, hubo en las privatizaciones argentinas dos conflictos básicos frente a los cuales las autoridades tomaron rápidamente partido: por un lado, el evidente conflicto entre financiamiento y eficiencia; por otro lado, el probable conflicto entre financiamiento de corto plazo y financiamiento de largo plazo. En ambos casos, las decisiones de política económica apuntaron a salvar la brecha financiera en lo inmediato sin que mediara un cálculo estratégico acerca de los efectos más perdurables de las transferencias de activos. Quizás ello explique que en el caso argentino no se hayan seguido las instrucciones de un imaginario manual de operaciones para una política privatizadora y consecuentemente se haya prestado escasa atención a la difusión de la

propiedad, a la estructura de los mercados en que operarían luego las empresas privatizadas, al nivel de tarifas, al diseño de los marcos regulatorios, al problema de precios relativos que se derivaba de los ajustes tarifarios.

Así, la esencia de la política privatizadora en la Argentina (al menos en la primera etapa) consistió en la venta de mercados protegidos monopólicos u oligopólicos en los que previamente se habrían llevado a cabo fuertes ajustes tarifarios -esos fueron los casos de ENTEL o de Aerolíneas Argentinas- y en la transferencia a operadores privados de recursos naturales. A cambio de ello el Estado recibió dinero en efectivo y títulos de la deuda externa fuertemente devaluados por una larga experiencia de inestabilidad macroeconómica. A fines de 1990, con la privatización de ENTEL, el Estado inició el proceso recuperando 5000 millones de dólares en títulos de la deuda a valor nominal (casi el 15% de la deuda externa total con los bancos comerciales). Por otra parte, en el cuadro 1, pueden verse los efectos de caja de las privatizaciones durante 1991 y lo que las autoridades esperaban para 1992; se comprueba allí que en 1991 las privatizaciones y concesiones suministraron al sector público 2297 millones de dólares, lo que implicó más del 80% del superávit fiscal necesario para afrontar los servicios financieros netos. Desde la perspectiva del sector externo, las privatizaciones adquirieron igual relevancia.

Por cierto es difícil discutir la racionalidad y la legitimidad de las privatizaciones como instrumento financiero cuando la economía se desenvuelve en un régimen en el que el Estado ya no puede cobrar impuesto inflacionario ni colocar deuda voluntaria y en el que las reformas fiscales están en tránsito y no se conoce exactamente su destino. En este contexto, las privatizaciones como recurso financiero agotable parecen imprescindibles, pero en todo caso lo que se quiere enfatizar en este documento son los costos en los que se incurren en el largo plazo: la reproducción de un modelo de comportamiento rent-seeking por parte de los nuevos consorcios privados, la incertidumbre sobre el futuro fiscal, los impactos sobre el sector externo.

Así, en el capítulo 2 examinaremos -auxiliados por algunos ejemplos- los efectos fiscales permanentes de las privatizaciones y el trade-off con los objetivos de eficiencia y bienestar de los consumidores;^{1/} en el capítulo 3 analizaremos los impactos sobre el ahorro y la inversión agregadas y en el 4 las repercusiones sobre el sector externo. En el capítulo 5 se presenta esta temática a la luz de un modelo de tres brechas y en el capítulo 6 las conclusiones.

^{1/} Este tema ha sido tratado también por M. Marcel (1989) para el caso chileno, por R. Werneck (1989) para el caso brasileño y por D. Schydrowsky (1991).

2. EL IMPACTO FISCAL

La primera fase de las privatizaciones argentinas consistió -en línea con la prioridad asignada por las autoridades a la obtención de financiamiento interno y externo para el Estado- en poner a las empresas en condiciones de ser transferidas a operadores privados al mayor precio posible. Sin embargo, a diferencia de lo ocurrido en otras experiencias nacionales y a diferencia también de lo que han sido las recomendaciones de los expertos y de los organismos internacionales en la materia, esta operación no significó un proceso de saneamiento de las firmas y de restablecimiento de su capacidad empresarial. ^{2/} Por el contrario, las empresas estatales empeoraron su performance en el período previo a las privatizaciones (las inversiones siguieron reduciéndose, las resistencias de los sindicatos y de la gerencia aumentaron, en algunos casos las tarifas ya no cubrieron siquiera los costos corrientes) e incluso las propias autoridades políticas terminaron usando la situación de cuasi-colapso de las firmas y el consecuente deterioro en la prestación de los servicios públicos como un argumento, bastante popular, a favor de privatizaciones masivas.

De modo que la estrategia orientada a valorizar las empresas y los activos a ser transferidos se concentró en modificaciones al régimen global de incentivos que habían enfrentado las empresas estatales. El objetivo fue que aparecieran beneficios privados allí donde hasta el momento sólo había pérdidas financieras, y que el valor presente de los nuevos beneficios pudiera ser capturado por el Estado en el proceso de venta. En tal sentido, las principales decisiones tomadas por las autoridades fueron las siguientes:

- a) se diseñaron marcos regulatorios que permitieron la sobrevivencia de monopolios legales aún en segmentos de actividad en los que esto podría haber sido discutible (telecomunicaciones internacionales, tráfico aerocomercial de cabotaje). Si bien, dado el tamaño del mercado, el mantenimiento de monopolios pudo tener en algunos casos justificación microeconómica en los menores costos medios (tamaño óptimo), lo cierto es que ello hizo posible que los nuevos operadores privados pudieran prever una "vida tranquila" por lo menos durante los primeros años de explotación del negocio;

^{2/} A. Walters (1988) ha enfatizado este punto: "Uno de los principales supuestos de la privatización es que de alguna manera hay que "poner orden" en las empresas antes de venderlas... Una característica notable de la experiencia británica ha sido el sensacional mejoramiento del desempeño en las empresas que se ponen en la lista de las privatizaciones".

- b) la preservación del carácter monopólico en la mayoría de los mercados estuvo asociada a una modificación de la política tarifaria en los servicios públicos a ser privatizados. En negociaciones bastante complejas y conflictivas con las autoridades, las empresas estatales fijaban tradicionalmente precios para cubrir los costos corrientes -que eran costos de ineficiencia- y por lo tanto requerían de financiamiento para realizar sus inversiones. En cambio, la decisión de política fue que los nuevos operadores privados percibieran precios para cubrir los costos totales (incluyendo utilidades). Así, en los meses previos al traspaso de las firmas las autoridades ajustaron las tarifas hasta un punto que convalidó las ineficiencias de las compañías e incorporó el alto costo de capital de la economía argentina (ver cuadro 1). Consecuentemente, al no establecerse mecanismos regulatorios a futuro de protección a los usuarios, cualquier aumento posterior de la eficiencia productiva o cualquier caída en el riesgo país y en el costo de capital -como efectivamente ocurrió- incrementaría los beneficios de los accionistas;
- c) a lo anterior hay que agregar -y ello también marcó una importante diferencia entre la regulación que enfrentaban las empresas del Estado y la regulación posterior a la privatización- que las autoridades dieron mayor libertad a las empresas privadas para fijar la estructura tarifaria de los servicios públicos sin intervención del regulador. Cabe señalar que tanto los ajustes en el nivel medio de las tarifas como la libertad para diseñar su estructura estuvieron facilitados por el hecho de que las primeras privatizaciones de servicios públicos en la Argentina fueron las de telecomunicaciones y de aeronavegación, que involucran en escasa medida a usuarios de bajos ingresos y tienen un impacto moderado en los costos de las empresas productoras de bienes. Debido a ello, es posible que la tolerancia social al ajuste de precios relativos haya sido mayor que en el caso de otros servicios (de hecho, la instauración de una tarifa de peaje para privatizar servicios viales despertó una resistencia mayor y obligó a una rápida renegociación de los contratos con los operadores privados);
- d) en varios casos se redujeron los impuestos internos cargados sobre las tarifas públicas y sobre los precios públicos (esto ocurrió en la transferencia de ENTEL y en la desregulación petrolera). Como puede apreciarse en el cuadro 2, estos impuestos han tenido una gran importancia en la recaudación total de gravámenes nacionales y sirvieron por largo tiempo para financiar inversiones de las propias empresas del Estado y gasto corriente en otros segmentos del sector público (por ejemplo, en el

sistema de previsión social). ^{3/} A cuenta de menores ingresos tributarios futuros, la reducción o la supresión de impuestos internos moderó el efecto de los ajustes tarifarios sobre los usuarios, canjeando los gravámenes por utilidades privadas;

- e) en todas las privatizaciones implementadas en 1989-1990 se incorporaron a los contratos de transferencia o de concesión cláusulas que garantizaban estabilidad tributaria o beneficios tributarios especiales. Este fue un punto de gran importancia para atraer potenciales interesados a un país que se había caracterizado y probablemente se seguiría caracterizando por las reiteradas reformas impositivas, pero a la vez fue modelando una situación de desigualdad entre el "antiguo" sector privado -cuyos activos permanecían devaluados por la persistencia de la incertidumbre tributaria- y el "nuevo" sector privado, protegido -por lo menos en principio- de ese factor de inestabilidad;
- f) en algunos casos se firmaron contratos de largo plazo entre el Estado y operadores privados para suministrar insumos de propiedad pública a precios por debajo del costo de oportunidad. Esto ocurrió con el abastecimiento de productos básicos de la petroquímica del gas -el etileno, por ejemplo- a empresas en las que el Estado se disponía a transferir sus paquetes accionarios en minoría;
- g) por último, se redujeron o se eliminaron deudas financieras y comerciales de las empresas a privatizarse. Esto era probablemente inevitable en cualquier escenario, dado que el deterioro patrimonial de dichas empresas tornaba inviable -no importa el carácter de la propiedad- su desenvolvimiento futuro. No obstante, asociada a las privatizaciones, dicha operación implicó que el tesoro se

^{3/} En el mencionado cuadro 2 se presentan las relaciones financieras entre las empresas públicas y el tesoro para 1988 el último año "normal" (previo a la hiperinflación). La primera columna refleja lo efectivamente ocurrido; la segunda columna lo que habría ocurrido en 1988 de haberse aplicado entonces la ley de emergencia económica que instrumentó el gobierno justicialista al iniciar su mandato; la tercera columna lo que habría ocurrido si las empresas públicas hubieran cumplido en un 100% con el crucial impuesto interno para la seguridad social. De la primera columna surge que las empresas estatales fueron aportantes netas al tesoro por 2200 millones de dólares (3,18% del PBI). Esto contrasta con las cuentas convencionales de fuentes y usos de fondos (cuadro 3), de acuerdo a las cuales dichas empresas perdieron en 1988 más de 2800 millones de dólares. Naturalmente, gran parte de este aporte neto de fondos se mantiene después de las privatizaciones, pero una partese sacrifica a favor de las utilidades privadas.

hiciera cargo formalmente de pasivos adicionales pero que como contrapartida los activos reales que el Estado se disponía a vender se valorizaran aumentando los retornos líquidos de las privatizaciones.

Los siete puntos anteriores clarifican lo siguiente: las privatizaciones argentinas no responden al patrón de política que la naciente normativa internacional en la materia recomienda y de acuerdo al cual deberían transferirse a operadores privados compañías saneadas, con suficiente capacidad empresarial -gerencial y enfrentando regulaciones (del mercado o del Estado según los casos) que maximicen la eficiencia. Por lo contrario, se vendieron empresas en crisis, capturadas en gran medida por las corporaciones internas y externas, pero asociadas a reformas regulatorias y de precios que permitieron el surgimiento de beneficios extraordinarios.

¿Cuáles son las consecuencias fiscales de privatizaciones como las descritas? El gobierno se desprende de empresas que no están generando utilidades netas (aunque en algunos casos tampoco están requiriendo fondos del tesoro) pero las valoriza mediante la puesta en marcha de la nueva regulación y los nuevos precios relativos. A cambio de los activos reales pero principalmente a cambio del derecho de explotación del mercado protegido, el sector público obtiene tres contrapartidas: 1) divisas en efectivo; 2) títulos de la deuda externa pública (con el consiguiente ahorro en servicios de dicha deuda); 3) una corriente de ingresos tributarios -básicamente la futura recaudación del impuesto a las ganancias- asociada al hecho de que bajo administración privada la empresa generará utilidades. Obsérvese que al no existir el costo de oportunidad de las utilidades de la empresa estatal, lo que el sector público sacrifica en la privatización se reduce a los impuestos internos de asignación específica cedidos para facilitar el ajuste tarifario y a algunos otros tributos aislados que pagaban las empresas estatales en sustitución del impuesto a las ganancias ^{4/}.

Es muy probable -aunque no seguro- que el resultado fiscal permanente de estas privatizaciones sea positivo. Esto se debe al hecho de que antes de la transferencia no existían los beneficios futuros que ahora se venden. El valor presente

^{4/} El efecto fiscal neto es igual al valor presente de los servicios de la deuda que se ahorran por la aplicación del mecanismo de capitalización, más el valor presente de los pagos en efectivo que recibirá el Estado a cambio de los activos reales, más el valor presente de los nuevos impuestos que gravarán a las empresas privadas y no estaban gravando a las empresas estatales, menos el valor presente de las utilidades que estaba generando la empresa estatal, menos el valor presente de los impuestos que se sacrifican para aumentar las utilidades privadas.

de dichas rentas constituye un activo generado por la política pública como parte de la estrategia de privatización y con el objeto de financiar al sector público ^{5/}. Para establecer una analogía, podría imaginarse -como historia contrafactual- que los gobiernos hubieran vendido los mercados cautivos surgidos durante la industrialización sustitutiva de importaciones. Si los gobiernos no lo hicieron, fue porque la meta que perseguían no era moderar la restricción de liquidez del Estado (bastante menos dura hasta la crisis de la deuda externa) sino estimular las inversiones privadas en mercados protegidos del sector manufacturero.

2.1. La tendencia a la subvaluación de los activos y las pérdidas patrimoniales del Estado

Sin embargo, la búsqueda de un precio más alto a través de la nueva regulación no garantiza una mejoría fiscal permanente. Puede ocurrir que las autoridades no obtengan el precio justo en el proceso de privatización; también puede ocurrir que usen el producido líquido para financiar gasto corriente y por lo tanto consuman los activos que previamente se encargaron de valorizar ^{6/}. En la experiencia argentina reciente concurren ambos elementos, de modo que es útil detenerse brevemente en ellos.

Hay tres factores que determinaron una reducción de los precios de venta en las privatizaciones argentinas. El primero se vincula a una cuestión de oportunidad, ya que las transferencias de activos públicos se han llevado a cabo enfrentando un alto costo de capital (en el cuadro 4 se

^{5/} El objetivo del financiamiento para el sector público cancela otras modalidades de reforma de la empresa pública que bien podrían ser más rentables desde la perspectiva de las cuentas fiscales permanentes (por ejemplo, la conversión de las empresas estatales a sociedades de derecho privado y la puesta en marcha de contratos de gerencia) o desde la perspectiva de la eficiencia y la distribución del ingreso (por ejemplo, la propuesta de democratización de la propiedad de P. Gerchunoff y A. Guadagni, 1987).

^{6/} Como se explica más adelante, la venta de activos puede estar financiando un proceso de reformas hacia un nuevo régimen de equilibrio fiscal estable. En ese sentido, la definición de gasto corriente es más restrictiva que la que surge habitualmente de la contabilidad pública. Por ejemplo, en este trabajo se considera que si la liquidez adicional se usa para fortalecer la Dirección General Impositiva (DGI) y con ello se aumenta en forma permanente la recaudación, ese gasto corriente no es estrictamente un gasto de consumo a fondo perdido.

refleja el riesgo país medido por el rendimiento de los títulos públicos). Sin embargo, este no es un argumento enteramente válido si se considera -como se lo hace en este trabajo- que las privatizaciones constituyen justamente un instrumento de la política macroeconómica para reducir el riesgo-país a través de la cancelación de deudas y de la obtención de financiamiento para el Estado. La idea de esperar un mejor momento para llevar adelante las privatizaciones sólo adquiriría sentido, pues, si el gobierno pudiera apelar a mecanismos alternativos para reducir deuda (más adelante compararemos las privatizaciones con capitalización de deuda con el Plan Brady) y para aliviar la restricción de crédito al sector público.

Los otros dos factores determinantes de la subvaluación de activos tienen que ver con el hecho de que las autoridades no pudieron capturar plenamente la máxima disposición a pagar por parte de los consorcios privados. Por un lado, urgidas por los requerimientos financieros (y también por la necesidad política de que las privatizaciones no fueran bloqueadas por quienes se oponían a ellas) dichas autoridades apuraron los procesos de transferencia sin garantizar licitaciones competitivas. En la mayoría de los casos -telecomunicaciones, aeronavegación, servicios viales, servicios ferroviarios, petróleo, industria petroquímica- hubo muy pocos oferentes (ENTEL), oferentes únicos o coordinación entre los oferentes, lo que llevó a subestimaciones de los precios de los activos.

Por otro lado, la mencionada colusión de oferentes fue facilitada por un exceso de oferta de activos reales del sector público en relación al reducido mercado de capitales disponible para las operaciones de privatización (unos 40.000 millones de dólares en títulos de la deuda externa a valor nominal en manos de bancos comerciales). La ausencia de una política gradualista de privatizaciones -explicable una vez más por los requerimientos de la política de corto plazo- contribuyó a congestionar esos mercados de capitales y a desvalorizar consecuentemente los activos reales en términos de deuda externa.

Pero además de la subvaluación de los activos ofrecidos, puede haber una pérdida fiscal-patrimonial originada en la aplicación de los fondos provenientes de las privatizaciones. El problema surge cuando, independientemente de las intenciones iniciales, el gobierno recibe activos líquidos a cambio de activos reales y asigna esos activos líquidos a financiar gasto corriente. Puede ocurrir, incluso, que el gobierno pretenda, ex ante, usar los fondos adicionales para amortizar deuda externa e interna y mejorar así la solvencia del Estado. Pero para que esa pretensión se convierta en una política real, el superávit primario del sector público tiene que ser suficiente para pagar los servicios de la deuda, ya que de otro modo el stock de deuda no se reducirá (por lo menos no se reducirá en la medida deseada) y, ex post, las privatizaciones podrían implicar -el caso del petróleo- la

transformación de activos valiosos en gasto corriente, con la consiguiente pérdida patrimonial.

Una ilustración del rol que cumplen las privatizaciones en efectivo se presenta en el cuadro 5. Allí aparece la aspiración oficial -reflejada en una carta intención al FMI- de incrementar el superávit fiscal primario de -85 millones de dólares en el primer trimestre de 1991 a 1251 millones en el segundo trimestre de 1992, con un acumulado anual de 4200 millones al término del primer trimestre de 1992 y una "colaboración" de más de 1200 millones de ingresos por privatizaciones. El superávit así constituido serviría -de acuerdo a las intenciones expuestas- para pagar unos 2800 millones de servicios de la deuda (externa e interna) y para realizar amortizaciones netas por otros 1600 millones, de modo que ex ante las privatizaciones se habrían asignado a pagos de capital y no a gasto corriente.

¿Pero qué ocurriría si los ingresos y los gastos públicos no se comportaran como figuran en las metas?. Volviendo al cuadro 1 puede verificarse que el superávit primario total de 1991 no fue de 2780 millones (como figura en el cuadro 5) sino de 1178 millones. La diferencia es casi exactamente de 1600 millones que es el monto que a priori se iba a destinar a amortizaciones. Ex post, pues, debido a la brecha entre aspiraciones fiscales y realidad fiscal, las privatizaciones sólo financiaron gasto corriente y no amortizaron capital.

Por cierto, esto sería distinto si el Estado dispusiera de capacidad para colocar deuda y usara los fondos líquidos para inversión pública o aún para financiar inversión privada: en la primera alternativa las cuentas fiscales permanentes mejorarían si la rentabilidad de las nuevas inversiones fuera mayor que la rentabilidad de los activos que ahora el Estado vende. Incluso, los gobiernos podrían preferir una política no orientada a maximizar sus retornos financieros sino a maximizar el retorno social, invirtiendo en infraestructura social o aún financiando inversiones privadas de alta productividad. Esta segunda alternativa incrementaría en el largo plazo el patrimonio colectivo y por lo tanto incrementaría también el valor presente de los flujos de impuestos futuros, pero a corto plazo le quitaría a las privatizaciones su rol en el financiamiento transitorio del sector público.

2.2. Estimaciones parciales del impacto fiscal

Tres ejemplos pueden ilustrar sobre las consecuencias fiscales de las privatizaciones argentinas. El primer caso es el de ENTEL, el monopolio estatal de las telecomunicaciones. A los efectos de su transferencia al sector privado, la compañía fue dividida en dos para estimular la competencia por comparación, pero las comunicaciones internacionales -que constituyen un mercado desafiante- permanecieron en manos de

un monopolio conformado por los dos operadores privados. Adicionalmente, la nueva regulación se completó con una reducción de impuestos internos y con un fuerte ajuste tarifario que llevó la tarifa urbana a unos cuatros centavos de dólar el pulso -el valor más alto en América Latina-.

El pago por los activos y por el derecho de explotación del mercado fue en una parte menor en efectivo pero predominantemente en títulos de la deuda externa argentina, desvalorizados por los incumplimientos y la moratoria (ver cuadro 6). Esto significó que a través de la privatización el Estado recuperara deuda barata por 5000 millones de dólares a valor nominal; a la vez, significó que los bancos poseedores de dichos títulos tuvieran una participación importante en la composición del capital de los dos consorcios que se hicieron cargo del negocio telefónico en la Argentina, con el consiguiente mesage de la función-objetivo de dichos consorcios hacia la maximización de utilidades líquidas remitibles al exterior en sustitución de los servicios de la deuda (luego volveremos sobre este punto).

Bajo la vieja regulación, aplicando el enfoque de valor presente neto privado es probable que el precio de la empresa estatal de telecomunicaciones fuera muy bajo, ya que no se registraban utilidades netas y el único beneficio para el fisco se reducía a impuestos internos cargados sobre la tarifa con afectación específica al sistema de previsión social. En cambio, bajo la nueva regulación, la empresa adquirió valor privado: en la hipótesis más pesimista -esto es, sin computar ningún incremento de eficiencia productiva y suponiendo un crecimiento muy lento de la demanda-, el valor presente de los beneficios futuros de las dos empresas telefónicas ascendería a unos 2900 millones; en una hipótesis más optimista podría superar los 5000 millones de dólares. A ello hay que agregar que el fisco tuvo una ganancia adicional de unos 1100 millones de dólares como efecto neto del nuevo esquema de tributación más el ahorro en los servicios de la deuda pública que se dejan de pagar (ver estudio de caso).

Sin embargo, la compulsa licitatoria no capturó plenamente los beneficios fiscales potenciales de esta privatización, ya que el Estado cobró -valuando los títulos de la deuda al valor de mercado- unos 1800 millones de dólares, lo que significó una pérdida patrimonial de 1100 millones en la hipótesis de mínima respecto a los beneficios futuros y de 2200 millones en la hipótesis de máxima. Así, pues, luego de la transferencia de ENTEL las cuentas del sector público mejoraron porque el Estado logró asociarse a la transferencia de ingresos desde los usuarios hacia las nuevas empresas privadas de teléfonos, pero uno de los puntos que se quiere subrayar aquí es que se trató de una sociedad desigual, en la que el Estado terminó cediendo una fracción del valor del

mercado protegido a cambio del financiamiento de corto plazo y de los títulos de deuda.^{7/}

Un segundo ejemplo en el que el Estado se asoció a la transferencia de recursos desde los usuarios hacia los operadores privados fue aquel en que se licitó la rehabilitación y el mantenimiento de servicios viales en las rutas de mayor tráfico (más de 2000 vehículos diarios) aplicando el sistema BOT -"build, operate and transfer"- y financiando las inversiones mediante una tarifa de peaje. Al aplicar el concepto de user charge en casi 10.000 kilómetros de caminos (un 40% de la red nacional pavimentada) el gobierno liberó fondos provenientes del impuesto a los combustibles con asignación específica a obras viales. Las inversiones privadas sustituyeron así a inversiones públicas por un valor de 150 millones de dólares anuales, lo que significó un beneficio permanente para las cuentas públicas.

Sin embargo, también en este caso la sociedad entre el Estado y los consorcios privados terminó siendo desigual. El objetivo inicial del gobierno había sido maximizar la transferencia de ingresos desde los usuarios fijando una tarifa de peaje muy alta (1,5 dólares por cada 100 kilómetros) para facilitar y hacer más rápida la operación y para maximizar su propio canon por la concesión. Pero al licitarse todos los corredores simultáneamente se abrió paso a la colusión y al reparto de los corredores entre los oferentes, con presentaciones que inflaron los costos, subestimaron el nivel de demanda y consecuentemente recortaron lo que serían los efectivos beneficios futuros. El canon fue entonces más bajo de lo que hubiera surgido de una licitación en competencia (alcanzó a unos 70 millones de dólares anuales), pero además, como el alto nivel de la tarifa de peaje aplicada en rutas ya construidas motivó una protesta social generalizada, las autoridades terminaron renunciando a dicho canon y aún otorgando subsidios a las empresas privadas por 80 millones de dólares anuales para calmar a los usuarios y para salvar al mismo tiempo la privatización.

El tercer ejemplo es el de la venta de reservas petroleras comprobadas -y hasta ese momento explotadas por la empresa petrolera estatal- a cambio de divisas en efectivo (sin canje por deuda). A diferencia de los dos casos anteriores, en éste hay una pérdida fiscal que se explica en los distintos pasos dados por las autoridades para avanzar en la privatización. Analicemos brevemente estos pasos.

En primer lugar, como consecuencia de las políticas desregulatorias -cuyo objetivo fue alinear los precios doméstico del petróleo crudo y sus derivados con los precios internacionales- y de las modificaciones en el régimen global de incentivos para el sector, la empresa estatal estuvo en

^{7/} Ver M. R. Schiappaccasse y P. Gerchunoff (1991) para un examen en detalle de los efectos de la venta de ENTEL.

condiciones de vender el petróleo crudo por lo menos a la paridad de exportación y de obtener -en colusión con sus competidores privados- un margen de refinación sustancialmente más alto que el histórico (dicho margen aumentó de 5,1 dólares el barril en junio de 1990 a 12 dólares un año más tarde). Como contrapartida, para moderar el impacto del ajuste de precios sobre los usuarios, la recaudación de los impuestos sobre los combustibles se redujo de unos 3000 millones de dólares anuales según el antiguo régimen a 2300 millones según el nuevo régimen, con un sacrificio tributario de 700 millones. Esta transferencia de impuestos a las empresas petroleras permitió que YPF -a pesar de su ineficiencia productiva- estuviera percibiendo utilidades en el momento en que se pusieron en venta las reservas e implicó un primer quebranto fiscal equivalente a la cuota de impuestos a los combustibles cedida a favor de las empresas privadas competidoras de YPF.

En segundo lugar, las ventas de reservas petroleras por aproximadamente mil millones de dólares en el primer año significaron la obtención de liquidez adicional por parte del sector público. Aún en el supuesto extremo de que en los procesos licitatorios el Estado hubiera capturado el valor pleno de la renta de los recursos naturales puestos en oferta (lo que se pone en duda en el estudio de caso), queda el problema del destino que las autoridades dieron a esos fondos. Bajo las circunstancias propias de un programa de estabilización basado en la convertibilidad de la moneda doméstica, dichas autoridades terminaron usando los activos financieros para mantener el nivel de reservas mientras se pagaban servicios de la deuda externa. En consecuencia, el Estado sufrió en este caso una pérdida fiscal igual a las utilidades netas de YPF que se dejarían de cobrar en el futuro.

Hemos examinado, pues, tres casos de privatizaciones con resultados fiscales diversos que tornan muy difícil una generalización. En el primer caso (ENTEL) hay una ganancia fiscal permanente obtenida básicamente por el intercambio de un mercado protegido por deuda externa barata; este modelo no se puede proyectar a otros servicios públicos porque el monto de deuda externa disponible para operaciones de este tipo es limitado (y por lo tanto los activos se desvalorizan en términos de deuda) y porque el ajuste de precios es más costoso para el resto de la sociedad cuando se trata de servicios públicos más extendidos como gas, electricidad o agua. En el segundo caso (servicios viales) había también en principio beneficios para las cuentas públicas porque al establecer un user charge que financia una parte de las inversiones viales el Estado "libera" un impuesto que tenía afectación específica. Sin embargo, como respuesta a la protesta social por el peaje, el gobierno redujo las tarifas sacrificando el canon y aún otorgando un subsidio para que las privatizaciones viales no entraran en crisis, de modo que el beneficio fiscal se diluyó. En el tercer caso (petróleo), hay una pérdida fiscal -aunque también un mayor financiamiento

transitorio- como consecuencia de haber reconvertido activos
valiosos en gasto corriente.

3. IMPACTO SOBRE EL AHORRO Y LAS INVERSIONES

Así como las consecuencias de las privatizaciones argentinas sobre las cuentas fiscales permanentes son indeterminadas y deben ser estudiadas caso por caso, algo similar ocurre con el ahorro y la inversión agregadas. Hemos visto más arriba que, -en este aspecto-, las privatizaciones han sido justificadas a priori del siguiente modo: el Estado tiene una restricción de crédito muy severa, mientras que los consorcios privados tienen en cambio superávits financieros o acceso a los mercados de capitales externos; se presume -con bastante realismo- que los socios locales en dichos consorcios poseen activos financieros en el exterior que pueden ser reconvertidos a activos reales en el interior, a la vez que los socios internacionales pueden aportar créditos de largo plazo. Las privatizaciones, pues, desplazarían oportunidades de inversión desde un Estado en quiebra para el que esas oportunidades son puramente virtuales, hacia operadores privados que disponen de financiamiento externo. En el mismo proceso, el Estado se haría de fondos líquidos- provenientes de la venta de los activos- que podría invertir en aquellos sectores que no tienen rentabilidad privada pero sí rentabilidad social (salud, educación, seguridad pública, vivienda popular, etc.). De tal manera, aumentarían el ahorro y la inversión y podrían redefinirse estructuralmente los roles del sector público.

Sin embargo, en la justificación anterior hay dos supuestos que no necesariamente se verifican en las privatizaciones argentinas. Un primer supuesto es que tanto los fondos requeridos para la compra de activos como aquellos que se destinan a inversiones en los sectores privatizados constituyen un ingreso de capital externo; un segundo supuesto es que el Estado invierte el producido de la venta. En la sección anterior hemos visto que en las privatizaciones argentinas el Estado no invierte sus fondos adicionales sino que los asigna a recomprar deuda o a financiar gasto corriente. De tal modo, asociados a la transferencia de activos pueden experimentarse diversos efectos benéficos pero sólo habrá un aumento en la formación de capital por parte del Estado si la operación conlleva algún incremento del ahorro público.

En esta sección conviene preguntarse por el otro supuesto: ¿cómo se financian las inversiones destinadas a rehabilitar y expandir el capital en los sectores privatizados? La respuesta es que en la mayoría de los casos los planes de inversión son financiados predominantemente con las utilidades retenidas emergentes de las nuevas regulaciones y de los consecuentes ajustes de precios (recuérdese que en el caso argentino hay un sesgo bastante acentuado hacia las privatizaciones de servicios públicos con tarifas reguladas).

De manera que así como el financiamiento de los nuevos consorcios a través del mercado doméstico de capitales provocaría un desplazamiento de los viejos proyectos de inversión (R. Werneck, 1989), el autofinanciamiento puede asociarse a un efecto similar de crowding-out, ya que los cambios de precios relativos vinculados a las privatizaciones reducen la rentabilidad de los sectores preestablecidos, en particular de la industria nacida durante la industrialización sustitutiva de importaciones y de la industria exportadora.®/

El único escenario en el que el financiamiento de las inversiones mediante utilidades retenidas asegura un incremento en la formación de capital del conjunto del sector privado es -obviamente- aquel en que la nueva distribución del ingreso disminuye el gasto de inversión de los perdedores menos que lo que incrementa el gasto de inversión de los ganadores. Para el caso argentino, en el cuadro 7 puede verse una estimación de máxima (ya que es la establecida formalmente en los pliegos y en los contratos) de las inversiones adicionales que realizarían los nuevos consorcios privados respecto a las que hubieran llevado a cabo las empresas públicas sin aportes del tesoro. La cifra asciende a unos 700 millones de dólares, aproximadamente un 0,8% del PBI, pero a esa cifra habría que restarse la menor inversión de los perdedores, por cierto que muy difícil de cuantificar. La conclusión, de todos modos, es que no aparecen -cuando las inversiones se financian fundamentalmente con utilidades retenidas- argumentos muy sólidos para sostener que las privatizaciones reaniman por sí mismas las inversiones en una magnitud sustancial para una economía en la que la formación bruta de capital ha descendido muy fuertemente.

®/ Cabe preguntarse cuál es la razón por la que si las inversiones se financian con utilidades retenidas se necesitan las privatizaciones para mejorar los servicios públicos. Las respuestas son dos: en primer lugar, es probable que las dificultades de gestión y el consecuente desprestigio social de la propiedad pública hubieran impedido los ajustes tarifarios requeridos para llegar al nivel de autofinanciamiento; en segundo lugar, las autoridades buscaban liquidez, para lo cual necesitaban traer al presente los beneficios futuros a través de las privatizaciones. De todos modos, las consecuencias en términos de eficiencia y distribución del ingreso de la aplicación de tarifas de autofinanciamiento serían independientes de la naturaleza de la propiedad (A. Porto, 1990; A. Canavese y G. Rozenwrcell 1990).

4. IMPACTO SOBRE EL SECTOR EXTERNO

Por último, analizaremos brevemente las consecuencias de las privatizaciones sobre la restricción externa. Este punto parece de esencial importancia en el caso argentino, ya que la venta de activos contra títulos de deuda ha extendido la convicción de que el proceso de privatizaciones pondría punto final al problema de balance de pagos abierto a principios de la década del 80. Sin embargo, para que dicha convicción sea realista es necesario dilucidar si el ahorro en servicios de la deuda como consecuencia de la capitalización es mayor, menor o igual que las utilidades netas remitibles al exterior por los consorcios adjudicatarios en los años futuros. Por cierto, las utilidades netas remitibles no son sólo las correspondientes a la proporción del capital que se integra con títulos sino que son el total de las utilidades netas después de inversiones y pagos de impuestos.

En el cuadro 8 se presenta una estimación del efecto externo de las privatizaciones tomando como ejemplo el caso "clásico" de ENTEL. El valor presente del flujo futuro de utilidades netas remitibles equivale a casi el 60% de los servicios de la deuda. Para poner en contexto esta información recordemos que desde que se desencadenó la crisis de la deuda nunca se pagó a los bancos comerciales más que el 50% de las obligaciones y que al momento de llevarse a cabo las principales privatizaciones sólo se pagaba alrededor del 15% por ciento. Agreguemos, por fin, que si la Argentina hubiera podido ingresar al Plan Brady antes de iniciar una política de ~~swap~~ de deuda por activos (esto es, si no se hubiera "privatizado" parcialmente la cuestión de la deuda en momentos en que se vislumbraba un acuerdo político) el pago de servicios de la deuda externa pública ascendería al 45% del total original.

Así, pues, las privatizaciones no tienen -como en materia fiscal y de inversiones- un efecto ambiguo. Al principio hay un ingreso de capitales por la parte de la transferencia que se realiza en efectivo y una "suspensión" de los pagos al exterior por todo el tiempo durante el cual los nuevos consorcios privados financian los planes de inversión con utilidades retenidas. Pero más adelante, si no ha habido otros cambios en la economía que mejoren el clima de confianza, las utilidades netas comienzan a remitirse y a la vez probablemente se resientan las exportaciones netas del país como consecuencia de las modificaciones en los precios relativos. En consecuencia, el financiamiento transitorio se agota y la posición externa se deteriora, demandando un ajuste en el tipo de cambio real.

Cabe agregar que bajo ciertas circunstancias el cuadro descripto se agrava. Por un lado, si las privatizaciones se

llevan a cabo contra divisas en efectivo y estas divisas no se invierten en actividades que aumenten la rentabilidad en el sector de bienes comerciables, desaparece el ahorro por servicios de la deuda externa pública pero se mantienen los efectos perjudiciales futuros (caso petróleo). Por otro lado, si se privatizan o se concesionan servicios públicos sin un marco regulatorio que defienda a los usuarios, las mejoras en la eficiencia productiva incrementan las utilidades remitibles y, paradójicamente, acentúan la restricción externa en lugar de moderarla.

4.1. ¿Por qué capitalización de deuda y no Plan Brady?

En la Argentina ha sido frecuente el argumento según el cual para acceder a un programa de reestructuración de deuda externa -del tipo del Plan Brady- era necesario primero reducir lo más posible el stock de deuda por la vía de las privatizaciones con capitalización de modo que el servicio de la deuda reestructurada se hiciera compatible con la capacidad del país de generar divisas o con la capacidad del Estado de generar superávits (según cual fuera la restricción dominante). Sin embargo, este argumento contrasta con las experiencias de México y de Chile. En el caso mexicano, se dio prioridad a la reestructuración de deuda y recién cuando este objetivo fue alcanzado se puso en marcha un programa de intercambio de deuda por capital limitado a 1000 millones de dólares anuales por un período de tres años y medio y con un descuento mínimo del 35%; en el caso chileno, una vez que su mercado de capitales alcanzó un cierto volumen y se regularizó el acceso a los mercados voluntarios de crédito comenzó a utilizarse -gradualmente- la conversión de deuda en las privatizaciones.

Este contraste entre la experiencia argentina por un lado y las experiencias de México y Chile por otro plantea el interrogante acerca de cuál es el orden correcto (primero la conversión de deuda y luego la reestructuración o viceversa). En teoría, parece haber pocas dudas respecto a que el camino seguido por México y Chile, aunque de ningún modo pueda afirmarse que soluciona el problema de la deuda externa, es el más beneficioso: en primer lugar, porque a través de una negociación con ingredientes políticos importantes se consigue una quita de la deuda sobre el monto inicial de la misma y no sobre el monto remanente luego de reducirla vía privatizaciones; en segundo lugar, porque de este modo, al lanzar un programa de privatizaciones se enfrenta un mercado de capitales expandido, con mayor acceso al crédito y una menor tasa de riesgo (los activos transferidos valen más).

Sin embargo, en ocasiones la realidad impone restricciones que bloquean la implementación de este orden ideal. México y Chile diseñaron programas de privatizaciones en los que -con menores dificultades fiscales, de acceso al

crédito y de negociación de la deuda- se le podía otorgar una mayor jerarquía al objetivo de incrementar la eficiencia de las empresas que se transferían. En la Argentina, en cambio, los fuertes desequilibrios fiscales y el bajo nivel de reservas a la salida de dos hiperinflaciones impidieron el acceso a un esquema de reducción de deuda en el marco del Plan Brady, de modo que las privatizaciones se convirtieron, prioritariamente, en un sustituto imperfecto de dicho esquema. En el cuadro 9 se ilustra que para ingresar en el Plan Brady antes de las privatizaciones de 1989-1990 la Argentina hubiera necesitado desembolsar reservas por 4500 millones de dólares para comprar el bono cupón cero del tesoro norteamericano y pagar 128 millones de dólares mensuales por intereses de la deuda nueva (por entonces, las reservas totales no alcanzaban a 2500 millones y los pagos por servicios de la deuda con los bancos comerciales eran de 80 millones de dólares mensuales). Pero además, el superávit fiscal necesario no sólo debía cubrir los pagos a los bancos comerciales, sino también los intereses sobre toda la deuda oficial (solamente la deuda de largo plazo era a fines de 1989 de 9900 millones de dólares) sobre el uso del crédito del FMI (3100 millones), sobre la parte pública de la deuda de corto plazo, sobre la deuda en BONEX y sobre la deuda interna. Así, aún a costa de la eficiencia y de los efectos financieros de largo plazo, las autoridades dieron prioridad al canje de deuda por activos y al financiamiento transitorio para el sector público como objetivos centrales de las privatizaciones. 9/

9/ En el cuadro 10, tomado de E. Bacha (1991) pueden verse los efectos del Plan Brady en México, Venezuela, Costa Rica y Uruguay.

5. LAS PRIVATIZACIONES EN UN MODELO DE TRES BRECHAS

Estamos ahora en condiciones de examinar las consecuencias de las privatizaciones sobre las cuentas fiscales, sobre el ahorro interno y sobre el ahorro externo en términos de un modelo analítico de tres brechas como los que han desarrollado E. Bacha (1989) y O. Chisari y J.M. Fanelli (1989).

La pregunta a contestar es: ¿hay razones para sostener que la transferencia de activos tal como se ha venido llevando a cabo en la Argentina elimina -o ayuda a eliminar- las restricciones al crecimiento?

1- El modelo

A) La brecha Interna (o "restricción del ahorro interno")

De la ecuación fundamental de cuentas nacionales tenemos que,

$$Y = C_p + I + G + X - M \quad (1)$$

$$Y_d = Y + TR - T \quad (2)$$

$$Y_d = C_p + S \quad (3)$$

$$C_p + S = Y_d = Y + TR - T \quad (4)$$

Sustituyendo (1) en (4)

$$C + S = C_p + I + G + X - M + TR - T \quad (5)$$

Reordenando

$$I = S + (T - G - TR) + (M - X) \quad (6)$$

$$I = (Y_d - C_p) - (T - G - TR) + (M - X) \quad (7)$$

El nivel de inversión global está determinado por el exceso de ingresos disponible sobre el consumo privado, más el exceso de ingresos sobre gastos del sector público, más el saldo de la balanza comercial. Sin embargo, la expresión (7) constituye una simplificación, por cuanto en la determinación del ahorro privado, público y externo interviene otros componentes. A saber,

* Ahorro privado (S_P)

$$S_P = Y + TR - T + r^d B^d - r^e B^e_P - C_P \quad (8)$$

* Ahorro público (S_f)

$$S_f = T + E - G - TR - r^d B^d - r^e B^e_f \quad (9)$$

* Ahorro externo (S_x)

$$S_x = M - X + r^e B^e + U^e = B^e + N - R \quad (10)$$

$$\text{donde } r^e B^e + U^e = J$$

$$\Delta B^e + N = F$$

$$F - \Delta R = S_x$$

Siendo: J: pagos a factores extranjeros

F: saldo de la cuenta capital

Por lo tanto:

$$M - X = S_x - J \quad (11)$$

siendo $S_x - J$: transferencia netas al exterior

De este modo sustituyendo (8), (9) y (11) en (7), obtenemos:

$$I = [Y + TR - T + r^d B^d - r^e B^e_P - C_P] + [T + G - TR - r^d B^d - r^e B^e_f] + [S_x - J] \quad (12)$$

BRECHA DE AHORRO

donde pueden observarse los determinantes del ahorro a un nivel de mayor desagregación.

B) La brecha Externa (o "restricción de divisas")

Partimos de la ecuación (11)

$$M - X = S_x - J$$

$$\text{definimos: } M = M_k + M_o \quad (13)$$

$$E_x = X - M_o \quad (14)$$

Donde: M: importaciones totales
M_k: importac. de los intermedios y de capital
M_o: importac. de otros bienes
E_x: exportaciones netas
X: exportaciones totales

y asumimos

$$M_k = m.I \quad (15)$$

es decir, las importaciones de bienes de capital están determinadas por un coeficiente (m) sobre la inversión global.

Entonces, sustituyendo (13), (14) y (15) en (11) obtenemos:

$$M_k + M_o - X = S_x - J \quad (16)$$

$$m.I - E_x = S_x - J \quad (17)$$

y reordenando

$$I_g = \frac{1}{m} [E_x + (S_x - J)] \quad (18)$$

BRECHA EXTERNA

donde m es un indicador del grado de apertura de la economía.

Comparando (12) y (18) puede observarse que como $m < 1$, las transferencias netas al exterior tienen un mayor efecto en el crecimiento si el país está más sujeto a la restricción externa que a la interna.

$$\frac{d I_e}{d S_x} = 1 \quad \frac{d I_g}{d S_x} = \frac{1}{m} > 1$$

En términos gráficos significa que, como $m < 1$, la pendiente de la recta que refleja la brecha externa es mayor que la pendiente de la recta que refleja la brecha de ahorro.

Desde el ángulo externo, entonces, el nivel de inversión está determinado por m , por las exportaciones netas y por el excedente de ahorro externo sobre los pagos a factores extranjeros.

C) La brecha fiscal

Para analizar los problemas fiscales como limitantes del crecimiento, comencemos por desdoblar la inversión

$$I = I_g + I_p \quad (19)$$

y a partir de (12) obtenemos

$$I_g = [Y + TR - T + r^d B^d - r^e B^{e_p} - C_p - I_p] + [T + E - G - TR - r^d B^d - r^e B^{e_f}] + [S_x - J] \quad (20)$$

dado que: $Y + TR - T - r^d B^d - r^e B^{e_p} - C_p = S_p$

entonces:

$$I_g = [S_p - I_p] + [T + E - G - TR - r^d B^d - r^e B^{e_f}] + [S_x - J] \quad (21)$$

Asumimos: $I_p = \bar{I}_p + k^* I_g \quad (22)$

Siendo: $k^* > 0$

Es decir, la inversión privada tiene un componente autónomo (I_p) y un componente que depende de la inversión pública a través del coeficiente k^* , que reflejaría una hipótesis de "crowding - in".

Asimismo, se supone que no existe mercado de bonos del gobierno de largo plazo (B^d son colocaciones de corto plazo). Esto implica que los déficits del gobierno se financian con emisión, de modo que el exceso de ahorro (S_p) sobre I_p es "capturado" por el gobierno mediante el señoreaje.

Por lo tanto, sustituyendo (22) en (19)

$$I = I_g + \bar{I}_p + k^* I_g \quad (23)$$

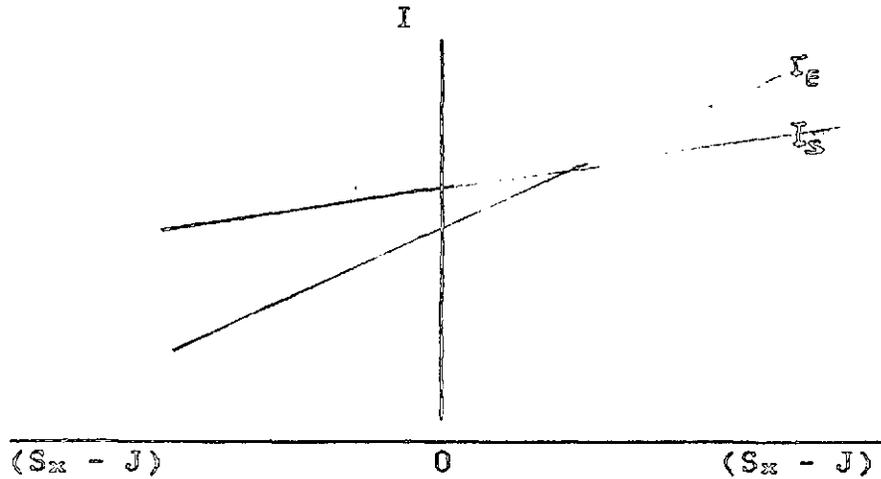
$$I = \bar{I}_p + (1 + k^*) I_g \quad (24)$$

y sustituyendo (21) en (24) obtenemos.

$$I_p = \bar{I}_p + (1 + k^*) [(S_p - I_p) + (T + E - G - TR - r^d B^d - r^e B^{e_f}) + (S_x - J)] \quad (25)$$

BRECHA FISCAL

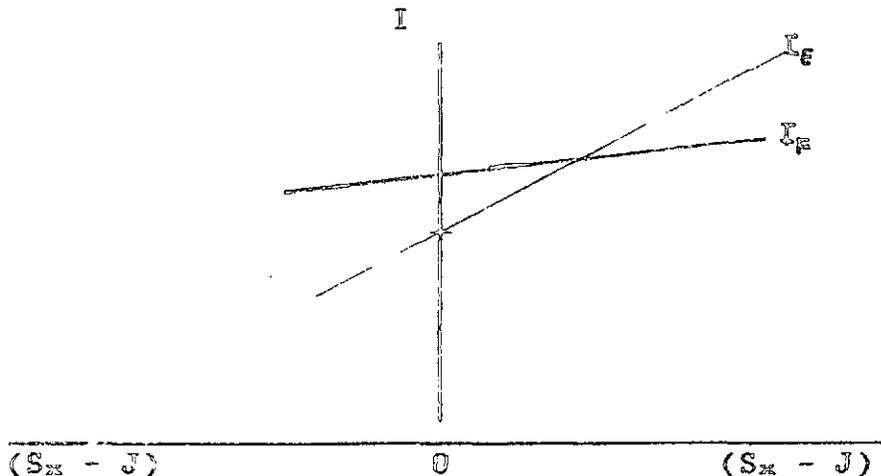
En términos gráficos las brechas representan:



Puede observarse que cuanto mayores son las transferencias de capital desde el extranjero, mayores son los niveles de inversión alcanzables. Sin embargo, para altos valores de $(S_x - J)$ los niveles de inversión quedan restringidos por la brecha de ahorro interno, en tanto la brecha externa pasa a ser inoperante. La inversa ocurre para bajos niveles de $(S_x - J)$.

Los cambios de $(S_x - J)$ originan movimientos a lo largo de las curvas. Un aumento en las exportaciones netas (E_x) provoca un desplazamiento hacia arriba de la curva I_x , dado que reduce esta restricción, en tanto una disminución en el componente importado de la inversión provoca un aumento en la pendiente de la curva I_x . La restricción de ahorro interno, en cambio, sólo se desplaza hacia arriba si aumenta el ahorro privado S_p ó el ahorro público S_g .

Por otra parte, puede visualizarse la interacción entre la brecha fiscal y la externa.



Las posiciones de las curvas I_e e I_r reflejan que la participación de las importaciones de bienes de capital e intermedios M_k en la inversión es menor que la participación del sector público en la inversión total. Esto es,

$$\frac{1}{m} > 1 + k^*$$

La restricción fiscal, representada por la curva I_r , muestra los niveles de inversión alcanzables para distintos valores de $(S_x - J)$. Asimismo, los cambios en el ahorro público S_x , en el excedente de ahorro privado sobre inversión privada $(S_p - I_p)$, en el coeficiente de inversión K^* , y en la inversión autónoma I_p , provocan desplazamientos de la curva I_r que llevan a aumentos o disminuciones en los niveles de inversión posibles.

2- Las repercusiones fiscales de las privatizaciones

Las conclusiones obtenidas al analizar el impacto fiscal de las privatizaciones serán aplicadas al modelo, a los efectos de observar cómo repercuten sobre los niveles de inversión alcanzables dadas las restricciones que operan en la economía.

A) Conversión de deuda

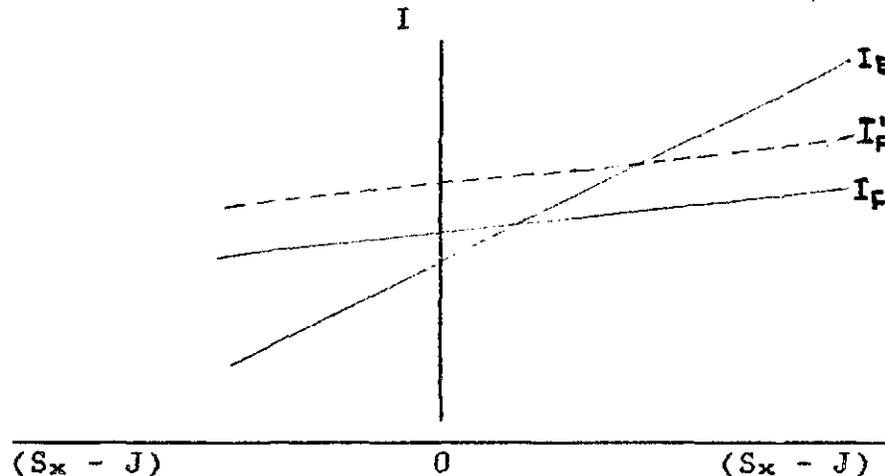
Una privatización llevada a cabo enteramente a través de swap de deuda por activos será beneficiosa para las cuentas fiscales permanentes si la masa de intereses que deja de pagarse por cancelación de deuda es mayor que la rentabilidad de las empresas en manos del sector público. A la inversa, si los intereses ahorrados son menores que las utilidades públicas la privatización será perjudicial, y el efecto es neutro si intereses y utilidades públicas son iguales.

$r \Delta B > \sigma_f P$ Privatización beneficiosa a través de SWAP.

$r \Delta B < \sigma_f P$ Privatización perjudicial a través de SWAP.

$r \Delta B = \sigma_f P$ Privatización neutra a través de SWAP.

En el caso ENTEL, que es la privatización argentina que más se aproxima a un swap de deuda por activos reales, el canje de deuda barata por un mercado protegido permite un aumento en el ahorro público que se refleja en un desplazamiento de la curva I_f hacia arriba (I'_f). Naturalmente, este incremento en el ahorro público provoca, si todo lo demás queda igual, desplazamientos en la restricción de ahorro interno en la misma dirección que en I_f .

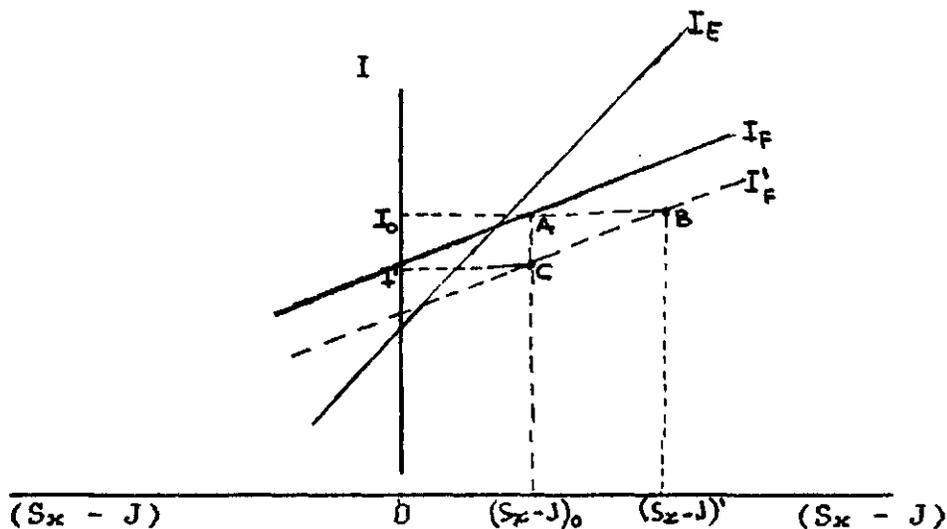


B) Pago en efectivo

Cuando una privatización es llevada a cabo enteramente contra pagos en efectivo (por ejemplo, reservas petroleras), el resultado fiscal de largo plazo dependerá de la asignación de los fondos adicionales (+N) y del nivel de utilidades que generaban las empresas en manos del sector público. Al respecto, se pueden distinguir cuatro casos.

Un primer caso es aquel en que las autoridades ceden a las presiones y los fondos en efectivo son destinados a aumentar el gasto corriente (mayores salarios, mayores haberes jubilatorios o incluso mayores servicios de la deuda) o a disminuir impuestos. Si los activos vendidos estaban arrojando utilidades para el Estado, el ahorro del sector público disminuye pari passu dichas utilidades y con ello se produce un desplazamiento de la curva I_f hasta I'_f . Sin embargo, el ingreso de fondos (aumento de S_x) provoca un movimiento hacia la derecha a lo largo de la curva hasta $(S_x - J)'$, con lo cual el nivel de inversión puede no variar en el año de la venta (se mantiene en I_0) o hasta puede incrementarse transitoriamente. No obstante, en los años siguientes, cuando ya no se cuenta con los fondos adicionales y se vuelve a $(S_x -$

J) o, el mantenimiento de un nivel de gastos mayor o de un nivel de ingresos públicos menor se logra a expensas de una menor inversión (I').



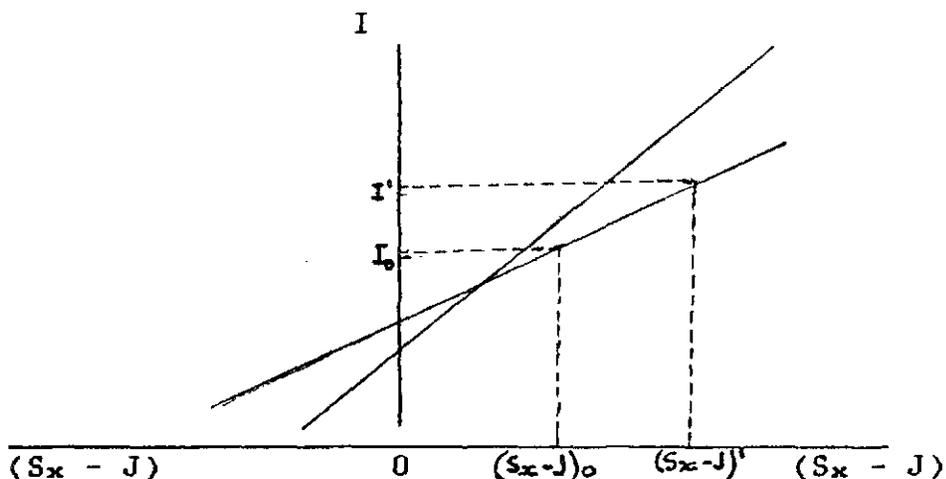
Un segundo caso es aquel en que los fondos en efectivo son usados para financiar el desequilibrio fiscal vigente -sin aumentos de gasto ni disminución de impuestos- en sustitución de mayor deuda pública y de emisión monetaria. Este escenario es probablemente uno de los que más se asemejan a lo que ocurre en economías inestables como la Argentina: si el Estado ya no puede apelar al impuesto inflacionario y si además es un deudor que se ha vuelto poco confiable por no haber podido honrar sus deudas pasadas, es posible que la tasa de interés que las autoridades tengan que pagar para colocar nueva deuda sea mayor que la tasa de rentabilidad de los activos privatizados; de tal manera I_r se desplazaría hacia arriba como consecuencia de la privatización, ya que el Estado ahorraría servicios de la deuda pública por mayor valor que las utilidades públicas sacrificadas.

Naturalmente, los activos reales como sustitutos de deuda pública constituyen un recurso agotable. Si los gobiernos -aún cuando no incrementen gasto corriente o disminuyan impuestos- se sienten tentados a desplazar hacia el futuro los ajustes fiscales o las medidas adicionales que se requieren para recuperar la capacidad del Estado de colocar deuda, "al final del cambio" la situación puede tornarse peor, con una tasa de interés real más alta, sin fuentes heterodoxas de financiamiento y con la restricción I_r desplazada hacia abajo respecto a su posición original.

El tercer caso es aquel en el que el gobierno utiliza los fondos líquidos para recomprar anticipadamente deuda pública interna o externa -como fue el objetivo de las autoridades argentinas durante 1991- para amortizar capital con los organismos multilaterales de crédito. El resultado fiscal de

esta operación puede razonarse de manera equivalente a la que se usó para analizar la conversión de deuda.

El cuarto y último caso es el que reflejaría una "vida tranquila" por parte del Estado, sin urgencias financieras y más bien preocupado por una cuestión que a la luz de la crisis aparece abstracta: los roles del Estado y la frontera entre lo público y lo privado. En este escenario, el gobierno se retira de algunas actividades pero utiliza los fondos líquidos para realizar nuevas inversiones públicas. El ingreso de estos fondos no cambia el resultado de la ecuación de ahorro del sector público. En consecuencia, el aumento en S se visualiza en el gráfico como un movimiento a lo largo de la curva hacia la derecha, posibilitando un mayor nivel de inversión (I').



En los años subsiguientes, cuando el fisco ya no recibe estos fondos, volvemos a $(S_x - J)$ o al nivel de inversión pre-privatización. No obstante, cuando el Estado cambia la composición de su cartera de inversiones, los cambios resultantes en la rentabilidad afectarán sus cuentas de ahorro.

Esto significa que la curva IF se desplazará hacia arriba si la rentabilidad privada de la nueva inversión pública supera a la rentabilidad de la empresa privatizada. Sin embargo, si el Estado vive en efecto una vida tranquila no necesariamente asignará prioridad a la maximización de sus retornos financieros y de su propio patrimonio, sino que prestará atención a los retornos sociales de su nueva inversión. En este escenario, IF también se desplazaría hacia arriba si el sector público se asocia vía impuestos a la mayor productividad global.

C) Pérdidas patrimoniales

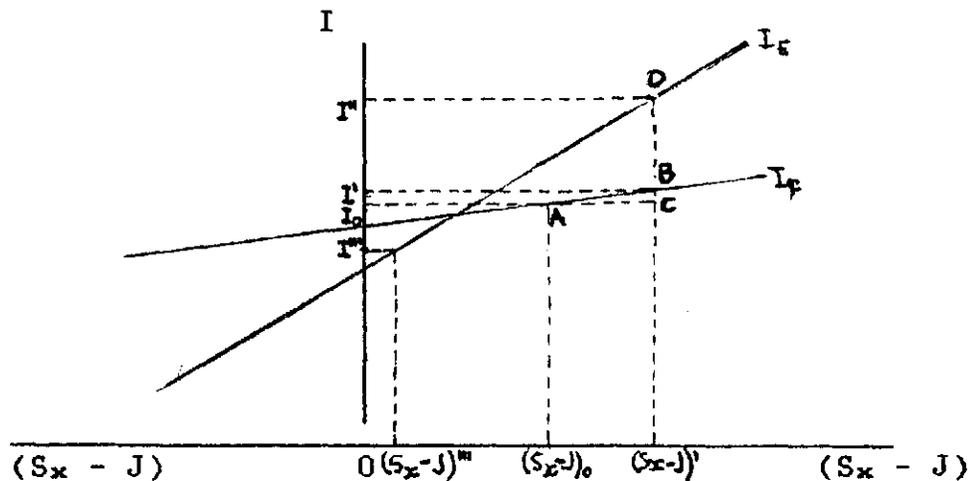
Conviene señalar que las repercusiones fiscales de las privatizaciones deben ser corregidas por el efecto patrimonial

de intercambios "injustos". Las licitaciones no competitivas o las negociaciones bilaterales en las que el Estado tiene una posición manifiestamente débil, moderan o neutralizan las consecuencias benéficas de las privatizaciones (el desplazamiento hacia arriba de IF está atenuado) o amplifican las consecuencias perjudiciales (el desplazamiento hacia abajo de IF es más intenso).

3 - El impacto de las privatizaciones sobre el sector externo

En este aspecto hay tres factores a tener en cuenta: 1) los fondos recibidos en efectivo a cambio de los activos reales privatizados; 2) el ahorro de servicios de la deuda pública externa como consecuencia de las operaciones de SWAP; 3) las utilidades potencialmente remitibles al exterior por los nuevos consorcios privados. Partimos para el análisis del punto A en el gráfico. En dicho punto opera la restricción fiscal que limita la inversión a I_0 , hay un superávit de balance de pagos y por lo tanto acumulación de reservas.

A) Los fondos en efectivo



El ingreso de fondos (N) significa -si dichos fondos se destinan a inversión- un aumento en S_x que se refleja en un movimiento a lo largo de las curvas hacia la derecha hasta un punto como el B, permitiendo alcanzar el nivel de inversión I' . Si en cambio los fondos se destinaran a gasto corriente se mantiene la inversión en I_0 ; el punto alcanzado sería C, reflejando un desplazamiento de I_f hacia abajo como consecuencia del aumento de G.

Como en el punto B opera la restricción fiscal, si el gobierno aplicara un ajuste, la curva I_f se desplazaría hacia arriba hasta alcanzar el máximo nivel de inversión (I'') que permite la restricción de divisas (punto D). Pero en todo caso

ésta es una política que no está necesariamente asociada a las privatizaciones.

B) Conversión de títulos y remisión de utilidades

Una vez gastado el efectivo se vuelve al punto A. En los años subsiguientes el resultado dependerá de lo que suceda con J, es decir de la diferencia entre la masa de intereses de la deuda que deja de enviarse al exterior y la masa de utilidades que comienza a remitirse.

$$\Delta J = r \cdot B \cdot \sigma_p \cdot P$$

Si $\Delta J < 0$ se verifica un movimiento hacia la derecha a lo largo de la curva I_r que arroja un nivel de inversión superior a I_0 . Si en cambio, $\Delta J > 0$ se registra un movimiento a lo largo de I_r hacia la izquierda hasta $(S_x - J)''''$ que arroja el nivel de inversión $I'''' < I_0$ (punto Z)

El resultado depende de:

(i) la masa de intereses que se hubiera pagado de no haberse puesto en marcha una política de privatizaciones con conversión de deuda (podría ser el servicio resultante de la restructuración de deuda en el marco del Plan Brady, el promedio histórico pagado, la proporción de los intereses pagados en momentos de iniciarse el programa de privatizaciones).

(ii) la tasa de rentabilidad de la empresa en manos privadas. Cuanto mayor sea σ_p , mayor valor arrojará J, y mayor será el movimiento hacia la izquierda a lo largo del eje de abscisas. En el largo plazo, cuando se privatizan servicios públicos y el marco regulatorio opera sobre las tarifas bajo el esquema IPC - x, los aumentos de eficiencia productiva pueden, paradójicamente, agravar la restricción externa, puesto que el aumento de σ_p aumenta las transferencias al exterior. Aquí el coeficiente x juega un importante rol, puesto que permite moderar este efecto.

Al tomar conjuntamente los efectos señalados en (i) y (ii) se observa que la privatización permite incrementar el nivel de inversión posible sólo en el corto plazo; pero en el largo plazo, la relación entre intereses a pagar y utilidades a remitir tiende a debilitar la capacidad de inversión respecto al nivel inicial. En síntesis, se trata de un "financiamiento transitorio" para las inversiones a un costo que se refleja en los períodos subsiguientes, aún cuando $(S_x - J)$ siga siendo positivo. Naturalmente, puede ocurrir que durante el período de gracia en el que se obtiene financiamiento transitorio cambien las expectativas y se produzca un ingreso permanente de capitales. Pero esto será

mérito de un programa económico integral y no meramente de las privatizaciones.

4 - El impacto sobre el ahorro interno

Se ha dicho ya que antes de las privatizaciones las tarifas de las empresas públicas sólo financiaban gastos corrientes, en tanto los gastos de capital se solventaban con impuestos de asignación específica, créditos externos y aportes del Tesoro. En cambio, simultáneamente con la transferencia de activos, se permitió a las nuevas empresas privadas ajustar las tarifas hasta aproximarlas al equilibrio financiero.

Esto significa que las privatizaciones involucran un cambio en los precios relativos a favor de los nuevos consorcios y en contra de los usuarios de los servicios públicos transferidos. Así, los nuevos consorcios financian las inversiones con utilidades retenidas o créditos (dependiendo de la relación entre la tasa interna de retorno del proyecto y el costo de financiamiento) y los sectores preestablecidos pierden ingresos en la misma proporción. Si la propensión marginal a ahorrar de los nuevos consorcios es mayor que la del resto de la economía, el cambio ocurrido en la distribución del ingreso determina un aumento del ahorro (la curva I_s se desplaza hacia arriba). Si no es así, predomina el efecto Crowding-out (I_s permanece en la misma posición o aún podría ocurrir que se desplace hacia abajo).

En este escenario, la rentabilidad que obtendrán los adquirentes de los activos se origina en:

- * los incrementos tarifarios, y
- * la reducción de costos

Vale decir que la rentabilidad emerge de la transferencia de ingresos y de las ganancias de eficiencia. Cuanto mayor sea la masa de beneficios que se obtenga y mayor la propensión marginal a ahorrar de este sector respecto al resto de la economía, mayor será la capacidad de inversión y por ende la curva I_s se desplazará hacia arriba.

Un escenario alternativo, menos probable, es aquel en el cual la privatización se realiza sin ajustes tarifarios. En este caso, la venta se vuelve más dificultosa y el precio de la empresa se reduce. La rentabilidad que obtendrán los adquirentes de los activos se origina en:

- * el menor precio de transferencia
- * la reducción de los costos

Aquí no hay transferencia de ingresos desde los consumidores, sino desde el Estado hacia el consorcio privado. Probablemente la rentabilidad sea menor que en el escenario

anterior, y por ende menor el nivel de inversiones que se realice, lo que se reflejará en la calidad de las prestaciones. Las inversiones que se realicen provocarán un leve desplazamiento de la curva Is hacia arriba y no habrá efecto Crowding-out porque la propensión a ahorrar del Estado es cero.

ESPECIFICACION DE VARIABLES

Y	: Ingreso
Y _d	: Ingreso disponible
I	: Inversión
I _g	: Inversión pública
I _p	: Inversión privada
G	: Gasto público
TR	: Transferencias
T	: Impuestos
X	: Exportaciones
M	: Importaciones
S	: Ahorro
r ^d	: Tasa de interés interna
B ^d	: Stock de deuda interna
r ^e	: Tasa de interés externa
B ^{e,p}	: Stock de deuda externa privada
B ^{e,r}	: Stock de deuda externa pública
B ^e	: Stock de deuda externa total
N	: Ingreso de capitales
U ^e	: Utilidades remitidas al exterior
R	: Variación de Reservas
J	: Pagos a factores extranjeros
F	: Saldo de la cuenta capital
σ _p	: Tasa de rentabilidad de la empresa privatizada
P	: Patrimonio Neto de la empresa privatizada.

6. CONCLUSION

La impresión que surge al examinar las privatizaciones argentinas es que sus resultados son ambiguos en el largo plazo: 1) el resultado fiscal permanente es positivo en algunos casos pero negativo en otros; 2) las inversiones aumentan en los sectores que se privatizan pero se reducen (es difícil evaluar en qué medida) en el resto de la economía como consecuencia de las modificaciones en los precios relativos; 3) las restricciones externas sin duda aumentan luego de un período inicial; 4) frecuentemente se generan cuasi-rentas en las áreas privatizadas. Ante este panorama, la cuestión que hemos querido dilucidar en este trabajo es la del fundamento racional de privatizaciones como las descriptas.

Siguiendo la metodología de Jones, Tandon y Vogelsang (1990), el objetivo del gobierno debería ser maximizar una función de bienestar social como consecuencia de la privatización. El valor de dicha función es igual a la diferencia entre el valor social de la empresa privatizada y el valor social de la empresa en manos del Estado, más la diferencia entre el valor social de los nuevos fondos ingresados al sector público y el costo marginal de desviar estos fondos de otras actividades. En P. Gerchunoff (1991) tratamos en detalle este punto, pero aquí convendrá hacer alguna precisión vinculada a la relación entre problemas de corto y de largo plazo.

La precisión es ésta: supongamos una privatización asociada a un nuevo marco regulatorio y a un ajuste de precios, y que como consecuencia de ella los usuarios pierden, los accionistas ganan y el Estado queda neutro. De tal modo, si hay o no un incremento en el valor social de la empresa dependerá de las ponderaciones. Sin embargo, dada la gran inestabilidad macroeconómica y el desfinanciamiento del sector público que enmarcan el proceso de transferencia de activos, la obtención de liquidez y la cancelación de deuda a cambio de la cesión de un mercado protegido (y quizás también a cambio de financiamiento en períodos más lejanos) pueden contribuir a la consolidación de un programa antiinflacionario y a la caída perdurable de la tasa de interés real. En tal caso, la utilidad marginal de los dólares adicionales -incluido el ahorro en servicios de la deuda- es muy alta y podría justificar que se resigne eficiencia asignativa y se generen cuasi-rentas.

Pero esta justificación no puede hacerse sino ex-post. Como toda operación de financiamiento las privatizaciones argentinas son, en esencia, un puente hacia un nuevo régimen, pero -sobre todo como han sido instrumentadas- no constituyen por sí mismas el nuevo régimen. Hay algún escenario futuro en el que la política económica aprovecha el financiamiento transitorio para "estabilizar" la estabilidad, implementar e incluso para fortalecer gradualmente la capacidad regulatoria del Estado e ir erosionando las cuasi-rentas originales; hay otro escenario en el que "el puente no llega al otro lado" y

entonces las privatizaciones se desvalorizan socialmente. Que prime uno u otro escenario es algo que no podemos saber ahora. Cuando lo sepamos, ya será materia de un artículo de historia económica escrito dentro de cinco años.

BIBLIOGRAFIA

- BACHA, Edmar
"A Three-Gap Model of Foreign Transfer and the GDP Growth Rate in Developing Countries". Río de Janeiro, PUC (mimeo), 1989.
- BACHA, E.
"The Brady Plan and Beyond: New Debt Management Options for Latin America" TDP 257, PUC/RJ, 1991.
- BUITER, Willem
"A guide to public sector debt and deficits"; en BUITER, W; Principles of Budgeting and Financial Policy. Cambridge (Mass), The MIT Press, 1990.
- CANAVESE, A. y ROZENWRCCELL, G.
Privatizaciones y Distribución del Ingreso: El caso de Argentina. (mimeo), ITDT.
- CHISARI, Omar y FANELLI, José
"Three-Gap Models, Optimal Growth and the Economic-Dynamics of Highly Indebted Countries", Doc CEDES/47, Buenos Aires, CEDES, 1990.
- GERCHUNOFF, Pablo y GUADAGNI Alieto
"Elementos para un programa de reformulación económica del Estado" DTE 152 (ITDT). Buenos Aires, Tesis, 1987.
- GERCHUNOFF, Pablo
"Los objetivos explícitos y no explícitos de las privatizaciones argentinas", Instituto Torcuato Di Tella, (mimeo), 1991.
- HEMMING, R. y MANSOOR, A.
"Privatization and Public Enterprise", OP 56. Washington DC, FMI, 1988.
- JONES, L. TANDON P. VOGELSANG, I.
Selling Public Enterprises. A cost-benefit methodology, Cambridge, London, 1990.
- MARCEL, Mario
"Privatización y finanzas públicas: el caso de Chile 1985-88", Estudios CIEPLAN 26. Santiago de Chile, CIEPLAN, 1989.
- PORTO, Alberto
"El financiamiento del sector público: racionalidad económica versus restricción financiera". Buenos Aires, ITDT (mimeo), 1990.

SCHIAPPACCASSE M.R. y GERCHUNOFF P.

"Las consecuencias de la privatización de ENTEL",
Instituto Torcuato Di Tella, (mimeo), 1991.

SCHYDLOWSKY, Daniel

"Privatization en macroeconomía context"; Instituto
Torcuato Di Tella, mimeo, julio de 1991.

WALTERS, A.

"La privatización en el Reino Unido", en
Privatización. Experiencias Mundiales, El Cronista
Comercial, Buenos Aires, 1988.

WERNECK, Rogerio

"Aspectos macroeconómicos da Privatização no
Brasil", TPD 223. Río de Janeiro, PUC, 1989.

CUADRO No.1
NECESIDADES DE FINANCIAMIENTO DEL SPNF Y EL PAPEL DE LAS PRIVATIZACIONES
MILLONES DE DOLARES

	TRIMESTRES					STAND BY					
	I	II	III	IV	1991	I	II	III 1991-1991	III	IV	1992
INGRESOS CTES. TESORO	1632	2210	2462	2887	9191	2769	2812	10930	2901	2961	11443
EGRESOS CTES. TESORO	2126	2050	2461	2446	9083	2631	2550	10088	2700	2550	10431
SUPERAVIT OPER. TESORO	-494	160	1	441	108	138	262	842	201	411.11	1011.5
SUPERAVIT CTAS. ESPECIAL.	162	126	163	120	571	171	120	574	120	120	530.8
SUPERAVIT ORGANISMOS DESC	11	66	-45	20	53	7	20	2	20	20	66.5
SUPERAVIT EMPRESAS PUBLICAS	106	37	159	0	302	35	0	195	0	0	35.3
INGRESOS CTES. \$\$\$			2609	2118		2070	1790	8587	2010	1750	7620
EGRESOS CTES. \$\$\$			2399	1990		1995	1900	8284	2160	1990	8045
SUPERAVIT OPER. \$\$\$	-65	-130	210	128	143	75	-110	303	-150	-240	-425
SUPERAVIT PRIMARIO SPNF	-280	259	489	709	1176	425	292	1915	191	311	1219
PRIVAR. Y CONCESIONES	121	610	450	1116	2297	959	475	3000	329	459	2222
SUPERAVIT OPER. SPNF	-159	869	939	1825	3473	1384	767	4915	520	770	3441
SERV. FINANCIERO TOTAL	1521	1014	1384	1356	5273	1282	935	4956	944	1505	4670
SERV. DEUDA EXTERNA	1325	830	996	949	4098	1082	809	3835	820	1381	4096
Organismos	646	438	656	514	2252	500	500	2169	500	500	2000
Bonex	499	212	160	255	1126	402	129	946	140	701	1376
Bancos Acreed.	180	180	180	180	720	180	180	720	180	180	720
SERV. DEUDA INTERNA	196	184	388	407	1175	200	126	1121	124	124	574
Boco	196	184	196	212	788	10	11	428	12	12	44
Bic	0	0	142	119	261	117	115	493	111	111	456
Bocrex	0	0	50	76	126	74	0	200	0	0	74
OTRO FINANCIAMIENTO	0	190	870	400	1460	255	735	2260	366	370	1725
Interés s/Reservas Intnales	0	40	45	50	135	55	60	210	66	70	250
Desembolsos Org. Multilat.	0	150	525	200	875	200	675	1600	200	200	1275
Euronoles	0	0	300	150	450	0	0	450	100	100	200
Colocación Deuda Interna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IEPE	0	0	0	0	0	0	330	330	330	330	990
SUPERAVIT DE CAJA SPNF	-1680	45	425	869	-340	357	897	2549	266	-34	1486
(mensual)	-560	15	142	290	-28	119	299	212	89	-11	124
(SUP PRIM + IEPE)/SUP OP	176%	30%	52%	39%	34%	31%	81%	46%	100%	83%	64%

Aclaraciones:

1. Privatizaciones incluye: I trim., emp. de Defensa y el resto de la ter. licit. de areas petrol. secund II trim., las 4 areas centrales de petrol., mas 50m por pago anticipado de aranceles e imptos. internos por la importación de 7000 automoviles. En el III trim. computamos 138m por la 2da. licit. de areas secundarias mas 300m por la venta del 10% de las acciones remanentes de ENTEL (prestamo underwriting). En el IV trim. hemos computado 50m por privatizaciones menores en la orbita del M. de Defensa, mas 240m por concesiones adicionales en las 4 areas centrales licitadas en el III trim. mas 30m por la 3er. licitacion de areas secundarias mas 848m por las acciones residuales de ENTEL (TELEFONICA).

CUADRO No2

EVOLUCION DE PRECIOS Y TARIFAS DE SERVICIOS PUBLICOS

DURANTE EL PROCESO DE PRIVATIZACION

(1986 = 100)

		NIVEL GENERAL	ENTEL	AA (cabotaje)	Servicios Viales
1986		100.0	100.0	100.0	-
1987		97.7	85.2	105.8	-
1988		98.9	82.3	86.5	-
1989		81.4	52.0	82.5	-
1990		94.1	82.0	94.7	-
Enero	1990	76.3	34.2	83.2	
Febrero	1990	69.8	34.0	80.6	
Marzo	1990	75.5	43.4	85.1	
Abril	1990	88.9	45.2	89.4	
Mayo	1990	91.0	63.4	84.5	
Junio	1990	88.7	79.7	83.7	
Julio	1990	94.1	86.0	122.5	
Agosto	1990	91.2	77.6	121.6	1.5 US \$
Septiembre	1990	113.4	84.4	120.3	por cada
Octubre	1990	113.0	102.5	185.7	100 km.
Noviembre	1990	114.1	151.4	181.0	
Diciembre	1990	114.3	182.0	182.0	

FUENTE: Sigep

CUADRO N°3

Relaciones financieras entre las empresas públicas y el tesoro (1)
(estimaciones para 1988)

	-en porcentaje del PBI- efectivo emerg.seg.soc.			-millones de u\$s- efectivo emerg.seg.soc.		
	(2)	EC.(3)	CORR.(4)	(2)	SC.(3)	CORR.(4)
TRIBUTARIAS	3.94	3.94	4.09	2756	2756	2857
Imp. Combust.	2.06	2.06	2.06	1439	1439	1439
Fondos	1.46	1.46	1.46	1021	1021	1021
Fondos	1.46	0.73	0.73	1021	511	511
Tesoro	0.00	0.73	0.73	0	511	511
Compens.	0.56	0.56	0.56	391	391	391
Subs.Regal.	0.49	0.49	0.49	344	344	344
Int.Ext.YPF	0.19	0.19	0.19	134	134	134
Exc.Tesoro	-0.65	-0.65	-0.65	-452	-452	-452
I.Int.Seg.Soc.	1.52	1.52	1.66	1060	1060	1162
Combustibl.	1.17	1.17	1.22	819	819	854
Gas	0.21	0.21	0.21	150	150	150
Teléfonos	0.13	0.13	0.22	92	92	157
Otros c/as.esp.	0.37	0.37	0.37	257	257	257
En.Eléctrica	0.18	0.18	0.18	126	126	126
P.Crudo	0.15	0.15	0.15	105	105	105
Gas	0.04	0.04	0.04	25	25	25
Otros Impuestos	0.00	0.00	0.00	0	0	0
NO TRIBUTARIAS	-0.76	-0.60	-0.60	-533	-417	-417
Transf.del Tesoro	-0.85	-0.85	-0.85	-594	-594	-594
Avaies inter.	-0.13	-0.13	-0.13	-88	-88	-88
Avaies amort.	-0.45	-0.45	-0.45	-312	-312	-312
Otros gastos	-0.28	-0.28	-0.28	-194	-194	-194
Transf.al Tesoro	0.09	0.25	0.25	62	177	177
Transf.5% ingr	0.00	0.17	0.17	0	115	115
Pago int.exter	0.09	0.09	0.09	62	62	62
TOTAL	3.18	3.35	3.49	2224	2339	2440

NOTA: (1) Sumas aportadas por las empresas con signo positivo y recibidas con signo negativo. En el caso del imp. a los combustibles se incorpora lo correspondiente a empresas privadas. (2) Los datos de imp.int.para seg.soc.corresponden al primer semestre anualizado. (3) Se incorporan las transferencias al Tesoro del 50% de los Fondos y el 5% de los ingresos de las empresas públicas -según datos de 1990-. (4) Se incorporaran a los imp.int. seg.soc. los importes devengados y no pagados en el segundo semestre de 1988.

CUADRO 4

Ejecución estado de fuentes y usos de fondos de las empresas estatales
Períodos: Enero-Diciembre 1988
(millones de dólares)

C O N C E P T O S	Y.P.F.G.del EY.C.F. A y E.E SEGBA HIDRONOR F.A.					A.A.	A.G.P. ELMA		ENTEL ENCOTELO.S.N.		TOTALES			
	(\$)								(\$)					
1. INGRESOS CORRIENTES	3240.9	987.0	47.0	848.8	1006.0	125.4	309.8	647.8	69.2	224.2	851.0	192.4	169.6	8719.1
1.1. Ingresos por Ventas	2919.1	929.4	44.2	470.4	761.3	72.0	275.0	621.3	54.1	220.0	720.7	188.4	157.5	7433.5
1.2. Otros Ingresos Corrientes	321.8	57.5	2.9	378.3	244.6	53.4	34.8	26.5	15.1	4.2	130.3	4.0	12.1	1285.6
2. EROGACIONES CORRIENTES	2653.9	747.1	66.9	703.2	1414.9	62.2	664.9	592.0	33.	197.1	606.1	193.1	109.2	8043.5
2.1. Gastos en Personal	463.2	98.8	28.5	148.0	264.8	22.7	449.9	99.2	26.7	48.5	326.4	153.5	66.6	2196.9
2.2. Bienes y Serv. No Personales	2013.5	624.8	36.8	357.6	509.7	24.7	209.2	490.6	6.3	147.0	86.2	37.9	41.5	4585.5
2.3. Imp., Tasas y Contribuciones	154.4	15.5	0.7	20.4	46.0	6.2	3.4	2.3	0.0	0.6	99.5	1.3	0.8	351.0
2.4. Otros (excluidos intereses)	22.8	8.0	0.9	177.2	594.3	8.6	2.5	0.1	0.0	1.0	94.0	0.4	0.3	910.1
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	442.4	205.9	-21.1	-35.2	-13.2	24.7	-384.0	31.6	21.1	24.5	308.1	-3.0	49.4	651.1
3. AHORRO BRUTO	587.0	239.9	-19.8	145.6	-409.0	63.2	-355.1	55.8	36.2	27.0	244.9	-0.7	60.4	675.5
4. INTERESES	395.7	129.2	10.6	279.2	84.0	56.2	84.6	69.0	0.2	5.6	55.4	0.3	0.7	1170.7
5. AHORRO NETO	191.3	110.7	-30.4	-133.5	-493.0	7.0	-439.7	-13.2	36.0	21.5	189.5	-0.9	59.7	-495.1
6. INGRESOS DE CAPITAL	0.9	1.7	0.1	0.1	2.4	0.3	0.4	4.8	0.0	2.2	98.4	0.0	23.1	134.5
6.1. Venta de Bienes de Uso	0.9	0.5	0.1	0.1	0.2	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1
6.2. Otros Ingresos de Capital	0.0	1.2	0.0	0.0	2.2	0.3	0.0	4.8	0.0	2.2	98.4	0.0	23.1	132.4
7. EROGACIONES DE CAPITAL	648.4	258.4	16.9	82.3	152.0	152.5	153.1	5.4	1.7	14.3	972.7	8.2	32.5	2498.5
7.1. Inversión Real Fija	648.4	257.9	16.9	81.4	113.5	152.4	145.9	5.4	1.7	14.3	966.8	8.2	21.0	1433.8
7.2. Compra de Bienes Existentes	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	2.3
7.3. Otros Gastos de Capital	0.0	0.5	0.0	0.0	38.5	0.1	7.2	0.0	0.0	0.0	4.5	0.0	11.6	62.4
8. NECESIDAD DE FINANCIAMIENTO	456.2	146.0	47.3	215.7	642.6	145.2	592.4	13.8	-34.3	-9.4	684.8	9.1	-50.3	2859.1
9. FINANCIAMIENTO	456.2	146.0	47.3	215.7	642.6	145.2	592.4	13.8	34.3	9.4	684.8	9.1	-50.3	2859.1
9.1. Financiamiento Público	505.3	16.3	55.3	289.3	88.3	141.1	388.1	68.1	0.0	5.3	0.0	0.0	6.5	1563.7
9.1.1. Tesoro Nacional	46.4	12.5	48.9	167.1	36.7	9.2	232.4	68.1	0.0	5.3	0.0	0.0	6.5	633.2
9.1.2. Fondos Específicos	0.0	0.0	6.4	124.6	51.7	112.1	155.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	450.6
9.1.3. Otros	458.8	3.8	0.0	-2.5	0.0	19.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	479.9
9.2. Saldo Capital Circulante	-178.1	-29.0	-20.7	-62.7	567.9	-49.2	-38.9	-44.1	-33.0	-11.2	670.8	5.5	-50.1	768.5
9.3. Adelantos a Proveedores	0.0	0.0	0.0	-12.1	0.0	0.0	45.7	-9.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.5
9.4. Endeudamiento Neto	129.0	158.7	-28.7	1.2	-13.6	53.3	183.2	-1.1	-1.3	0.0	14.0	3.6	-6.8	491.6
9.5. Otros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.2	0.0	0.0	-3.4	0.0	0.0	0.0	10.8

(*) En O.Ing.Corr.estan deducidos los importes correspondientes a Compensación Gravámenes que se imputaron en Otros del Financ. Púb.

(**) Los Ingresos de Megatel y Finatel están incluidos en Otros Ingresos de Capital.

CUADRO N°5

Tasa interna de retorno
de títulos públicos en el
período de privatizaciones

FECHA	TIR
1989 Enero	21,33
▪ Febrero	19,8
▪ Marzo	29,9
▪ Abril	34,5
▪ Mayo	37,4
▪ Junio	29,5
▪ Julio	29,5
▪ Agosto	22,6
▪ Septiembre	17,4
▪ Octubre	18,3
▪ Noviembre	22,1
▪ Diciembre	27,4
1990 Enero	43,7
▪ Febrero	51,6
▪ Marzo	32,1
▪ Abril	26,5
▪ Mayo	26,6
▪ Junio	26,5
▪ Julio	20,4
▪ Agosto	24,8
▪ Septiembre	25,4
▪ Octubre	29,4
▪ Noviembre	26,1
▪ Diciembre	28,4

Nota: Se ha tomado el rendimiento del
Bono Externo 87 a fin de cada mes.

CUADRO N°6

Proyecciones del Sector Público base caja
(En millones de dólares)

Superávit primario

	1991					1992		Acumulado	Acumulado
	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	ANUAL	I Trim.	II Trim.	II.T.91 I T.92	II Sem. 91 I Sem. 92
Adm.Central	-233.2	461.6	265.5	775.1	1269.1	582.8	638.9	2085.0	2262.3
Ctas.Espec.(1)	162.3	125.5	344.2	360.8	992.9	385.3	413.2	1216.0	1503.6
Org.Descent.(2)	11.1	66.2	-19.8	38.7	96.0	10.2	36.6	95.2	65.6

Adm.Nacional	-59.8	653.3	589.9	1174.6	2358.1	978.3	1088.7	3396.2	3831.6

Emp.Públicas	105.7	36.6	229.1	225.5	596.9	361.7	166.3	852.8	982.6
Sist.Seg.Social	111.2	-103.4	19.1	21.0	-174.4	14.4	-4.1	-48.8	50.5
=====									
Sector Púb.Nac.	65.2	586.5	838.1	1421.1	2780.5	1354.4	1251.0	4200.2	4864.6
=====									
Rec.de Capital	298.9	333.4	334.0	345.0	1311.2	200.0	0.0	1212.4	879.0
=====									

(1) Incluye FO.NA.VI., FO.NA.I., F.D.R., etc.

Cuadro 7

DEUDA EXTERNA

Precios en el mercado secundario para países altamente endeudados
Promedio mensual por cada uts 100 de VM

Periodo	Argentina	Brasil	México	Venezuela	Chile	Colombia
1986	65.56	75.42	59.08	75.88	68.00	83.33
1987	49.67	55.21	54.08	64.79	62.96	79.08
1988	25.75	47.06	48.94	50.69	59.81	64.21
1989	15.91	30.17	39.83	36.97	60.75	59.62
1990	13.45	24.90	50.40	44.99	68.60	65.14
Ene 89	18.50	33.25	36.50	35.50	60.00	52.00
Feb	17.50	27.00	33.15	27.00	56.00	50.50
Mar	16.50	35.00	42.50	35.75	59.50	54.00
Abr	17.25	37.75	42.75	39.00	59.50	54.00
May	13.50	31.25	41.00	37.25	59.50	56.00
Jun	13.75	31.00	40.00	37.00	63.00	57.30
Jul	17.63	34.13	43.44	40.50	63.00	59.00
Ago	15.63	32.17	43.94	38.71	63.00	62.50
Sep	16.99	30.38	42.83	40.68	63.93	68.62
Oct	17.14	25.76	39.00	40.35	62.04	69.00
Nov	13.55	21.94	35.96	36.45	59.24	67.50
Dic	13.03	22.44	36.88	35.42	60.32	65.00
Ene 90	12.27	26.76	38.48	35.91	63.86	65.00
Feb	11.11	30.84	40.09	36.26	64.08	65.00
Mar	11.72	26.92	39.80	39.11	66.03	64.45
Abr	13.05	26.31	50.00	43.36	66.32	64.11
May	15.08	26.63	55.36	46.11	64.22	65.00
Jun	14.13	24.27	56.03	47.04	65.99	65.00
Jul	13.29	22.68	55.31	46.81	67.95	65.00
Ago	13.50	19.51	52.75	46.38	70.61	65.00
Sep	12.91	22.13	53.39	49.21	71.11	65.00
Oct	13.08	23.44	53.69	49.74	75.21	65.00
Nov	14.22	25.18	54.11	49.48	73.79	65.15
Dic	17.00	24.11	55.83	50.43	74.07	68.00
Ene 91	17.78	24.49	55.66	50.73	75.16	68.86
Feb	16.70	24.90	58.76	55.99	78.06	69.78
Mar	15.24	27.73	60.76	57.72	82.92	69.79
Abr	18.44	27.90	64.12	59.96	87.50	71.00
May	21.01	28.82	63.52	59.74	90.45	71.00
Jun	20.95	33.23	63.87	60.26	90.64	71.00
1 de Jul	22.75	34.63	65.31	62.00	90.50	71.00

CUADRO 8

Inversiones adicionales brutas como
consecuencia de las privatizaciones
(millones de dólares)
anuales

Telecomunicaciones	300
Servicios Viales	150
Aeronavegación	50
Petróleo	150
Servicios Ferroviarios	60
TOTAL	710

NOTA:

En Telecomunicaciones se ha supuesto que la empresa estatal "alternativa" se comporta aproximadamente como en 1988 y por lo tanto hubiera estado en condiciones de invertir unos 300 millones de dólares anuales sin aportes del tesoro; en servicios viales se ha partido de la base de que toda la inversión es adicional, ya que la modalidad anterior de financiamiento era enteramente por impuestos; en aeronavegación se parte de la base de que la inversión adicional es aquella que la empresa privada no financia con la venta de aviones; en petróleo sólo se considera que es inversión adicional el equivalente a la exposición financiera en el cash-flow, ya que el resto, con precios del petróleo y de sus derivados dados, podría haberla hecho la empresa estatal; en servicios ferroviarios se hace el mismo supuesto que en servicios viales.

Cuadro 9

Efecto externo de la privatización de ENTEL

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Servicios de la deuda externa pública ahorrados	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
2. Flujo de beneficios distribuibles	250	150	230	430	330	400	600	700	900	900
2/1	.45	.27	.42	.78	.60	.73	1.09	1.27	1.63	1.63

FUENTE: M. R. Schiappaccasse y P. Gerchunoff (1991)

NOTA: Para calcular los servicios de la deuda se parte del supuesto de que el 30% de acciones remanentes de la empresa que están en manos del Estado se venden a cambio de Títulos de deuda. Los flujos de beneficios distribuibles constituyen una estimación para una empresa tan eficiente como la empresa de telecomunicaciones chilena en un escenario de bajo crecimiento de pulsos.

CUADRO 10

DEUDA INVOLUCRADA CON BANCOS COMERCIALES	32,900	
DEUDA NUEVA	28,294	
.PAR BOND (0.6)	19,740	
.DISCOUNT BOND (0.4)	8,554	
REDUCCION DEL STOCK DE DEUDA	142	
INTERESES ANUALES A PAGAR CON BANCOS COMERCIALES	1,286 (AÑO 1)	2,006 (AÑO 7)
INTERESES MENSUALES	107 (AÑO 1)	167 (AÑO 7)
NUEVO ENDEUDAMIENTO NETO PARA ENTRAR AL PLAN	4,500	
.ACREEDORES OFICIALES	3,500	
.USO DE RESERVAS	1,000	
INTERESES ANUALES POR ENDEUDAMIENTO NUEVO	225 (AÑO 1)	396 (AÑO 7)
INTERESES MENSUALES	19 (AÑO 1)	33 (AÑO 7)
TOTAL INTERESES ANUALES ATRIBUIBLES AL PLAN	1,511 (AÑO 1)	2,402 (AÑO 7)
TOTAL INTERESES MENSUALES ATRIBUIBLES AL PLAN	126 (AÑO 1)	200 (AÑO 7)

CUADRO No.11

Los efectos del Plan Brady en
cuatro países latinoamericanos
(en millones de dólares)

Pais	Valor de la deuda afectada	Intereses anuales	Reducción en el valor de la deuda	Reducción en los intereses anuales
México	48,700	4,764	-600	915 19.0%
Costa Rica	1,580	157	817	102 65.0%
Venezuela	20,700	2,020	-390	390 19.0%
Uruguay	1,699	165	168	37 23.0%

FUENTE: E. Bacha (1991)

CUADRO No 12

STOCK DE RESERVAS DISPONIBLES
En millones de dólares

	1987	1988	1989	1990	1991
Ene	1748	624	2202	745	3160
Feb	1485	529	1273	440	2623
Mar	1985	605	665	620	2456
Abr	1400	634	369	1053	2439
May	1266	598	547	1499	3003
Jun	809	967	112	1964	2997
Jul	861	1972	1038	1893	
Ago	755	1873	1506	1804	
Sep	377	2152	1801	2298	
Oct	733	2095	1784	2371	
Nov	991	2167	1318	2770	
Dic	805	2464	784	3242	

1.- Introducción

El tema de la reforma de la empresa pública en la Argentina -y de su forma más extrema, la privatización- es susceptible de ser encarado desde el punto de vista económico partiendo de los conceptos que nos brindan dos ramas de la economía que han experimentado importantes desarrollos recientes: la teoría de los derechos de propiedad y la teoría de la regulación. Ambas ramas -que pueden ser consideradas como pertenecientes al campo más amplio de la organización industrial- nos proporcionan ciertas herramientas que sirven para analizar algunos de los procesos económicos que están teniendo lugar en la Argentina en cuanto al funcionamiento y a la enajenación de las empresas del estado, tanto desde un punto de vista positivo como normativo. Dada la complejidad de los factores que influyen en las reformas encaradas en los últimos años sobre varias de las principales empresas públicas argentinas, nuestro análisis incluirá también necesariamente elementos macroeconómicos que enmarcarán el proceso, así como referencias relacionadas con aspectos estrictamente políticos de la cuestión.

A los efectos de ordenar la exposición de los distintos temas a encarar, dividiremos primero a las actividades que desarrollan las empresas públicas (y, en general, a las que puede desarrollar cualquier empresa) en tres grandes grupos: provisión de bienes manufacturados, servicios públicos y explotación de recursos naturales. La primera de dichas actividades consiste esencialmente en la producción y comercialización de bienes de carácter tangible y relativamente duradero (y, por ende, almacenables), que son provistos a través de un mercado y que en general pueden ser comerciados internacionalmente. Con la expresión "servicios públicos", en cambio, designaremos aquellos bienes de carácter intangible (o tangibles pero no duraderos) que no son almacenables (al menos a costos razonables) y que se proveen a través de redes utilizadas exclusivamente a tal efecto. Dentro de este grupo -ligado estrechamente al concepto de infraestructura productiva- se incluyen los servicios eléctricos, las comunicaciones, la provisión de gas y agua potable, y los transportes, aunque en este último caso existan situaciones (vgr, el transporte aéreo) en las que la red aparece como un concepto relativamente difuso. La explotación de los recursos naturales, finalmente, hace referencia a las actividades de extracción y transformación de bienes de tipo tangible de carácter no renovable, que se hallan sujetos a un progresivo agotamiento, y cuya provisión tiene por lo tanto efectos importantes de tipo intertemporal. Si bien esta división de actividades deja algunos bienes en "zonas grises" (vgr, el gas natural -que es un recurso natural cuando se lo produce y un servicio público cuando se lo distribuye-, los productos petroquímicos -que son manufacturas pero surgen de transformar recursos naturales-), la misma nos servirá para encarar en forma separada ciertos problemas económicos diferentes que cada una de nuestras categorías enfrenta, y que las condicionan en cuanto a sus aspectos regulatorios y a la propiedad de las empresas que realizan las distintas actividades.

Dada la mencionada clasificación, la estructura de este trabajo constará de cinco apartados: los primeros tres estarán dedicados a problemas de los servicios públicos argentinos (regulación tradicional y propiedad pública, crisis del modelo tradicional, y nuevas propuestas), en tanto que los dos últimos encararán básicamente temas relativos a la explotación de los recursos naturales y a las industrias manufactureras.

2.- La regulación tradicional y la propiedad estatal de los servicios públicos

Al igual que la mayoría de los países del mundo, la Argentina adoptó, a partir del período de posguerra, la propiedad estatal como forma de proveer la casi totalidad de sus servicios públicos esenciales. Siguiendo la línea político-económica en boga en esos momentos (décadas de 1940 y 1950), las compañías de servicios públicos de propiedad privada que existían en el país fueron nacionalizadas, e integradas en muchos casos en corporaciones mayores dedicadas a la explotación de tales servicios públicos. Algunas actividades (vgr, electricidad, telecomunicaciones) fueron asimismo altamente priorizadas en cuanto a su desarrollo respecto a lo que habían sido en su anterior etapa privada; otras (vgr, ferrocarriles) fueron más bien relegadas tanto en lo que atañe a su nivel de inversión como de mantenimiento; pero en todos los casos la propiedad pública de este tipo de actividades fue aceptada en la Argentina casi sin discusión hasta bien entrada la década de 1980.

Las razones económicas teóricas que justifican la propiedad estatal de los servicios públicos han sido analizadas por una multitud de trabajos durante los últimos cuarenta años, ligándose en general -al menos desde el artículo pionero de Bator (1958)- al concepto de "fracaso del mercado", o sea a la incapacidad que tienen los mecanismos descentralizados de proveer ciertos bienes de manera asignativamente eficiente. Siguiendo, por ejemplo, a Helm y Yarrow (1988), resulta posible mencionar tres fuentes principales de fracasos del mercado: el monopolio natural -que se da en los casos en los cuales, por razones de subaditividad de costos, el número óptimo de proveedores de un bien es uno-, las externalidades -por las cuales existen beneficios y costos relacionados con la provisión de un bien que no pueden ser captados por los mecanismos de mercado- y el carácter de "bienes preferentes" que ciertas actividades poseen y que puede hacer deseable su provisión a precios distintos -y en cantidades distintas- de los que surgen de la aplicación libre de las reglas del mercado. En general, los servicios públicos suelen caer dentro del grupo de actividades en las que el mercado fracasa por las tres causas mencionadas. Así, su provisión a través de una red hace que -al menos en ciertos segmentos- sean candidatos casi inevitables al monopolio natural, en tanto que su papel dentro de la infraestructura industrial de la sociedad los vuelve propensos a dar origen a numerosas externalidades. En cuanto a su naturaleza de bienes preferentes, por último, la misma resulta en este caso un tanto más atenuada como factor de fracaso del mercado, aunque este tipo de falla puede aquí ligarse con la presencia de las denominadas "economías de densidad". Esta característica -originada también en la provisión a través de

redes- consiste en el hecho de que el costo medio de los servicios públicos tiende a reducirse al aumentar la cantidad consumida por unidad de espacio, lo cual lleva a que un mismo servicio sea provisto descentralizadamente a precios muy diferentes en las distintas zonas geográficas. Si en la sociedad existe un propósito de mantener cierta "equidad interpersonal" en la provisión de los servicios públicos (vgr, igual precio por igual servicio), esta característica hace que la misma no pueda lograrse a través de una organización descentralizada de las decisiones de producción y comercialización.

A pesar de la existencia de justificaciones microeconómicas basadas en fracasos del mercado como las que hemos mencionado en el párrafo anterior, da la sensación de que en la Argentina -y probablemente en la mayoría de los restantes países del mundo- las causas que más influyeron en el alto grado de participación estatal en la prestación de servicios públicos ha estado ligada con causales de tipo más macroeconómico. Siguiendo a Gerchunoff y Guadagni (1987), diremos así que probablemente fue "el privilegio de las metas de acumulación del capital y de obtención del pleno empleo por encima de cualquier consideración de eficiencia asignativa o productiva lo que determinó, al menos en la Argentina, el notable incremento de la intervención pública, la regulación pública y la producción estatal a partir de los años 40". La idea subyacente detrás del esquema era que los principales servicios públicos tenían un efecto de incentivación ("crowding-in") sobre el resto de la actividad económica, pero que por sus enormes necesidades de inversión y largo período de recupero de la misma eran poco atractivos para el sector privado. Era el estado, pues, el que debía encargarse de su provisión, ya que era el único agente actuante en la economía con suficiente capacidad financiera y horizonte temporal como para encarar este tipo de actividades. Durante varias décadas este sistema funcionó en forma medianamente buena, ya que -dejando de lado las ineficiencias productivas que se generaron en muchas áreas específicas- el estado montó un sistema regulatorio y contó con los suficientes recursos financieros como para hacer que el esquema fuera compatible con un nivel de actividad elevado. Como veremos en el apartado siguiente, tales cualidades comenzaron sin embargo a erosionarse en la década de 1970, y dicha erosión llevó a las empresas proveedoras de servicios públicos a una situación de crisis que hizo eclosión en la década de 1980.

Básicamente, el sistema de provisión de servicios públicos en la Argentina se asentó sobre tres ideas fundamentales: una fuerte protección de los monopolios estatales proveedores del servicio, una regulación estricta y muy extendida pero difusa en cuanto a sus objetivos teóricos, y una planificación centralizada de las inversiones en infraestructura. La primera de las características mencionadas se materializó esencialmente a través del establecimiento de normas que fijaban reservas de mercado explícitas a favor de las empresas públicas (vgr, el monopolio postal de ENCOTEL, el carácter de "aerolínea de bandera" de Aerolíneas Argentinas) o prohibiciones lisas y llanas de participación de empresas privadas en determinados sectores (vgr, en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica). Estas reglas pueden justificarse teóricamente por razones de eficiencia si suponemos que los mercados en que se aplican resultan ser monopolios naturales no sostenibles, en los

cuales lo que se busca evitar es la aparición de competidores indeseables que "descremen" el mercado y lo lleven a una estructura industrial subóptima. En la realidad, ésta no parece haber sido la principal causa de la protección de las empresas públicas, sino que la misma parece haber estado más ligada a argumentos distributivos relacionados con la posibilidad de emplear "subsidios cruzados" entre unos segmentos del mercado y otros (vgr, altas tarifas eléctricas industriales que subsidiaban consumos residenciales, precios relativamente más elevados para las comunicaciones de larga distancia que para las urbanas).

En cuanto al tema de la regulación de la actividad de las empresas estatales proveedoras de servicios públicos en la Argentina, puede decirse que la misma sufrió importantes cambios a lo largo de los años, pero que siempre se caracterizó por incluir tanto esquemas de fijación de precios como limitaciones físicas a la actividad de las empresas públicas. La fijación de precios tuvo en general como respaldo teórico a las ideas marginalistas, aunque en la práctica se realizó normalmente sin tener conocimiento de cuáles eran en la realidad los costos marginales de las empresas. Como sucedáneo de estas reglas de tarificación, se empleó en muchos casos (vgr, energía eléctrica, transporte subterráneo) el criterio de fijar los precios en base a los costos medios variables de producción (a fin de que lo recaudado por tarifas alcanzara para hacer frente a los costos operativos erogables), estableciéndose sistemas de financiación de la inversión a través de fondos impositivos. El tradicional sistema norteamericano de regulación de precios por tasa de retorno fue también utilizado en algunos casos (vgr, aparece en el contrato de concesión de los servicios eléctricos de la ciudad de Buenos Aires y sus alrededores a la empresa nacional SEGBA), pero el hecho de que las empresas públicas nunca hayan sido en la Argentina instruidas a comportarse como maximizadoras de beneficios hizo que el mismo no resultara operativo en la práctica. En las décadas de 1970 y 1980, además, cobró importancia el empleo de la política de precios de las empresas estatales como pieza de las estrategias anti-inflacionarias, lo cual hizo que muchas veces las tarifas fueran fijadas con el objetivo de hacer que su incremento impactara lo menos posible sobre el índice de precios al consumidor, independientemente de que las mismas se hallaran por debajo del costo marginal de provisión o no permitieran tasas de retorno como las deseadas. Las regulaciones de tipo físico, por su parte, tendieron en general a establecerse con objetivos de estímulo a la actividad privada nacional (vgr, las medidas de "compre nacional" por las que se les daba preferencia a los proveedores y contratistas argentinos sobre los extranjeros) o de control indirecto de los costos de las empresas estatales (vgr, las políticas de restricción a la incorporación de personal o de retiros voluntarios del personal en actividad).

La tercera de las características básicas de la provisión de los servicios públicos en la Argentina ha sido la de que la planificación de las inversiones se ha desarrollado en un contexto de una altísima centralización. La justificación de esta estrategia varía según el sector que analicemos, pero en la mayoría de los casos se halla ligada a la idea de que -siendo los servicios públicos fuente de externalidades positivas sobre la actividad productiva del país- resultaba necesaria su

planificación sobre bases más globales que las que podían estar al alcance de las autoridades de las empresas públicas individuales. En ciertos casos particulares, además, jugaron también consideraciones respecto de la necesidad de aprovechar en forma conjunta la existencia de tecnologías múltiples (vgr, la generación de energía por medios hidroeléctricos, nucleares y térmicos convencionales) o de fomentar el desarrollo de ciertas regiones a través de la implementación de determinados proyectos. La financiación de las inversiones a través de fondos impositivos, finalmente, fue también un punto importante a favor de la centralización en las decisiones de inversión, el cual impactó también sobre el muy distinto nivel de acumulación que presentaron los sectores que contaban con fondos tributarios de afectación específica (vgr, energía eléctrica) respecto de aquéllos que no los poseían (vgr, ferrocarriles, teléfonos).

3.- La crisis de la regulación tradicional y de la propiedad pública

Así como el período 1940-1980 se había caracterizado a nivel mundial por una intervención creciente del estado en la producción, el período iniciado en 1980 implicó un cambio brusco en esa tendencia, dando origen -también en todo el mundo- a una época de crisis de la regulación y de la propiedad públicas. La Argentina -que había acompañado la tendencia general de aumento de la intervención gubernamental en la economía en la etapa anterior- no resultó tampoco ajena al nuevo proceso; antes bien, parece haber sido uno de los países en los cuales el mismo impactó con más fuerza y en forma más cruda. Las razones de este cambio de consideración del papel del estado en la actividad económica durante la década de 1980 son complejas y variadas. Al igual que las que vimos en el apartado anterior para justificar la intervención estatal, estas otras pueden también clasificarse en causas de tipo más microeconómico (a las que denominaremos "fracasos de la intervención pública") y causas de carácter más macroeconómico (relacionadas principalmente con la crisis global de las finanzas del sector público).

Las causas de los fracasos de la intervención pública no resultan tan fáciles de definir ni de clasificar como lo fueron las de los fracasos del mercado vistas en el apartado anterior. Sin pretender ser exhaustivos, sin embargo, intentaremos hacer una lista de las que nos parecen más importantes:

a) Objetivos: Usualmente, los objetivos del estado al administrar o regular una empresa resultan más difusos que los de una empresa privada, ya que al objetivo microeconómico tradicional de maximización de la eficiencia asignativa (que ya de por sí resulta sumamente difícil de medir) suelen agregársele otros (vgr, distribución del ingreso, estabilización económica, corrección de externalidades en otros mercados) cuya importancia relativa se define en general de manera confusa. Todo esto hace se vuelva muy difícil hallar una vara que sirva para medir el desempeño de las empresas públicas, y otorga asimismo espacio como para que la empresa sea "capturada" en sus decisiones por ciertos grupos particulares que sí tienen objetivos propios claros respecto del comportamiento de la firma (vgr, grupos de consumidores, proveedores, sindicatos de trabajadores, etc).

b) Incentivos: Por razones similares a las mencionadas en el punto anterior, las empresas públicas suelen tener menores incentivos que las compañías privadas para lograr la maximización de la eficiencia productiva. Esto es así porque la empresa pública -al no actuar como maximizadora de beneficios- no tiene tampoco incentivos autónomos para reducir su nivel de costos, sino que más bien suele tener una tendencia a gastar todo su ingreso en la remuneración de sus insumos y factores. Este comportamiento -que diferencia a la empresa pública de la empresa privada en aspectos fundamentalmente distributivos- tiene también una importancia significativa en el uso de los recursos, ya que le deja a la compañía estatal un margen de discrecionalidad y de irracionalidad mayor.

c) Información y control: La complejidad de los procesos de toma de decisiones estatales suele acarrear también problemas informativos de importancia. Estos son en general mayores cuanto más extendida es la estructura a través de la cual la información debe transitar, y cuanto más poblada de "agentes intermedios" está dicha estructura. Todo esto suele generar (enmarcado en el conflicto más global de la relación "principal/agente") un problema de asimetría informativa entre el propio estado y los administradores de la empresa pública, en la cual estos últimos tienen superioridad respecto del primero. Dicho problema no se resuelve fácilmente apelando a los mecanismos tradicionales de control, que a las desventajas usuales en cuanto a la reducción de la capacidad de gestión de la empresa y a la burocratización excesiva que conducen suman en este caso el problema de no tener estándares claros contra los cuales comparar los desempeños reales de la firma, aspecto éste originado principalmente en la ausencia de objetivos claros citada en el punto (a) anterior.

Aparte de la consideración de los fracasos de la intervención pública como argumento a tener en cuenta al evaluar la conveniencia de la regulación y la propiedad estatales, un segundo elemento de carácter microeconómico que apareció en la década de 1980 y que también puso un manto de duda sobre las bondades de la intervención del estado en la economía fue el surgimiento de la teoría de los mercados desafiables. Según esta teoría, debida principalmente a Baumol, Panzar y Willig (1982), no resulta tan importante clasificar a los mercados según el número de agentes que en ellos actúen sino según la posibilidad que tengan las firmas de entrar y salir de los mismos (desafiabilidad) y según la capacidad que posean las industrias de mantener una estructura estable de precios y cantidades (sostenibilidad). La aplicación de esta teoría al tema de la intervención pública hace que en ciertos casos aparezcan circunstancias en las cuales los potenciales fracasos del mercado puedan ser resueltos en forma automática por los propios mercados, si es que los mismos satisfacen las condiciones de sostenibilidad y desafiabilidad. Un monopolio natural, por ejemplo, puede así llegar a funcionar en forma asignativamente eficiente sin necesidad de ninguna intromisión estatal, si se da que existen otras empresas aparte del monopolista que estén dispuestas a entrar en el mercado y esta presión no provoca cambios en la estructura de dicho mercado que atenten contra sus condiciones de eficiencia asignativa. Cuando, por el contrario, la desafiabilidad o la sostenibilidad no se cumplen, la intervención pública aparece en cambio justificada, sea para

evitar que el productor privado fije precios por encima del nivel de eficiencia (caso de mercados no desafiables), sea para evitar continuos costos de reestructuración de la industria (caso de estructuras industriales insostenibles).

Además de los argumentos de tipo microeconómico que hemos mencionado en los párrafos anteriores como posibles causas de la crisis de la regulación tradicional y de la propiedad pública, resulta posible mencionar también algunas otras causales de carácter macroeconómico que influyen claramente en la misma. Y así como en el apartado anterior dijimos que en la Argentina la intervención pública en la producción se había desarrollado movida básicamente por objetivos macroeconómicos, veremos aquí que la crisis de tal intervención hizo también eclosión empujada por fenómenos ligados al campo de la macroeconomía. Dentro de ellos, pueden señalarse los siguientes:

a) Crisis fiscal: Durante varias décadas, el estado argentino había utilizado una serie de importantes fuentes de financiamiento que se fueron progresivamente deteriorando en su capacidad de recaudar fondos y no fueron satisfactoriamente reemplazadas. Dichas fuentes eran principalmente el sistema de seguridad social (que de ser superavitario hasta la década de 1970 pasó a ser fuertemente deficitario en la de 1980), los impuestos sobre el comercio exterior (cuya importancia relativa disminuyó al ir cayendo la relevancia de las exportaciones tradicionales argentinas), los impuestos directos sobre las ganancias y el patrimonio (que se erosionaron fuertemente conforme aumentaba el nivel de la inflación) y el llamado "impuesto inflacionario" (que con el tiempo fue cayendo al ir reduciéndose en forma sostenida la demanda de dinero de la sociedad). El deterioro de estas fuentes de financiamiento a lo largo del tiempo fue altamente significativo en el caso argentino (de representar el 15% del PBI a comienzos de la década de 1950 pasaron a ser el 1% del PBI a mediados de la década de 1980), y originó una crisis fiscal que se fue haciendo progresivamente más fuerte. Dicha crisis fiscal repercutió enormemente en el campo de las empresas públicas, ya que el modelo de producción estatal que se había establecido en la Argentina requería como uno de sus pilares la existencia de una cierta capacidad financiera por parte del estado (tanto para mantener estructuras tarifarias con objetivos redistributivos y de estabilización como para solventar el nivel de inversión de las empresas del estado). Si bien, a partir de que la crisis fiscal se volvió evidente, las empresas públicas argentinas fueron instruidas a modificar su comportamiento y empezaron a convivir con una restricción financiera real, este hecho impactó muy negativamente en sus indicadores de funcionamiento y de inversión y dejaron al descubierto problemas económico-financieros de tipo estructural que resultaron prácticamente insolubles.

b) Escasez de capitales: Otra de las transformaciones macroeconómicas importantes que fue experimentando la Argentina —y que estuvo también muy influida por la creciente tasa de inflación vigente— fue la disminución del nivel de ahorro en moneda doméstica y la consecuente retracción que provocó en la oferta de fondos prestables. Esta escasez de capitales así surgida hizo que el modelo de acumulación basado en la intervención estatal sufriera también un golpe importante, ya que el estado comenzó a competir con el sector privado por la

obtención de dichos fondos prestables. De un esquema en el que la inversión en las empresas públicas actuaba como un incentivo ("crowding-in") de la inversión privada, se pasó entonces a una situación en la cual lo que aparecía era un efecto de desplazamiento ("crowding-out") de la inversión privada por la pública. Este hecho no sólo desnaturalizó la idea misma que estaba implícita en la política de inversiones del estado, sino que también le agudizó sus problemas de financiamiento y le creó conflictos entre su estrategia de desarrollo y su política monetaria, llevando a la tasa de interés a un proceso de oscilaciones continuas.

c) Escasez de divisas: A pesar de que la Argentina fue siempre un país con problemas cíclicos de balance de pagos, la década de 1980 introdujo en ese aspecto un fenómeno nuevo, como lo es el del problema de la deuda externa. Dicho tema -que por las características de la deuda argentina se entrelaza con el de la crisis fiscal- tuvo en muchas empresas estatales un impacto muy negativo, ya que les originó endeudamientos que sus propias finanzas no pudieron afrontar. Pero la deuda externa tuvo también un efecto más estructural, ya que en cierto modo obligó a la economía a ir transformándose de un modelo sumamente cerrado a otro más abierto, con todas las implicancias que ello tiene sobre el papel del estado. Como la intervención pública se había montado básicamente sobre un esquema de economía cerrada, este pasaje progresivo en el cual la Argentina comenzó a insertarse en la década de 1980 hizo que todo el esquema normativo del sector de empresas estatales comenzara a volverse inadecuado, contribuyendo aún más al proceso de crisis.

4.- Las nuevas propuestas y sus interrogantes

4.1. La privatización

Así como la propuesta de política más habitual para resolver los problemas de eficiencia asignativa y acumulación en el área de los servicios públicos durante las décadas de 1940 a 1960 había sido la de la nacionalización de las empresas dedicadas a la provisión de dichos servicios, la época de crisis de la regulación tradicional y de la propiedad pública trajo como concepción reformadora más común a la idea de la privatización. La racionalidad económica de las privatizaciones parte en general de la consideración de los argumentos citados en la sección anterior del trabajo, es decir, de los fracasos de la intervención pública y de los problemas macroeconómicos de tipo coyuntural que suelen sufrir periódicamente las distintas economías. Pero a pesar de que el mundo lleva ya casi una década de procesos crecientes de auge privatizador, las evaluaciones económicas más o menos rigurosas de dichos procesos comenzaron a desarrollarse en forma mucho más reciente.

Una perspectiva que parece estar ganando adeptos en los ámbitos académicos que discuten el tema es la de considerar a las privatizaciones de empresas estatales como "proyectos de desinversión pública", y aplicar a su evaluación técnicas inspiradas en el análisis costo-beneficio, creadas originalmente para la evaluación de proyectos de inversión. Siguiendo a Jones, Tandon y Vogelsang (1990), por ejemplo, diremos que el beneficio

(o costo) social de una privatización resulta susceptible de ser expresado a través de una "fórmula fundamental de la desinversión", en la cual se tienen en cuenta tanto los valores sociales como privados de la empresa a privatizar. Dicha fórmula tiene la siguiente expresión:

$$dW = (V_{sp} - V_{sg}) + (\beta_g - \beta_p) \cdot Z ;$$

donde "dW" expresa el cambio en el nivel de bienestar de la sociedad (medido en términos de excedente de los consumidores), "V_{sp}" es el valor social de la empresa a privatizar cuando la misma funcione bajo operación privada, "V_{sg}" es el valor social de dicha empresa bajo operación estatal, "β_g" es el precio sombra de los recursos fiscales (expresado como valor social en términos de consumo de una unidad monetaria recaudada por el estado), "β_p" es el precio sombra de los beneficios privados, y "Z" es el precio por el cual se efectúa la privatización de la empresa.

Siguiendo la lógica de la fórmula presentada, una privatización resulta socialmente conveniente si -después de efectuada la misma- el nivel de bienestar de la sociedad aumenta, situación que se cumple en los casos para los cuales "dW" adopta un valor positivo. Dicho valor positivo puede lograrse por dos causas: o bien porque el valor social de la empresa se incrementa cuando la misma pasa de manos públicas a manos privadas (i.e., porque "V_{sp} > V_{sg}"), o bien porque la transferencia de la empresa en cuestión genera como contrapartida un pago "Z" que tiene un valor social mayor si es recibido por el estado que por el sector privado (i.e., si "β_g > β_p"). Pese a su enorme simplicidad, pues, esta fórmula fundamental de la desinversión resulta apta para captar las dos grandes causas que pueden mover a un estado para encarar un proceso de privatización: la causal microeconómica (ligada directamente con el problema de la eficiencia relativa de las distintas formas de propiedad, pero que también es susceptible de captar -una vez valorados- fenómenos de equidad y distribución del ingreso) y la causal macroeconómica (influida directamente por los problemas de la situación fiscal y por las propensiones a invertir y a ahorrar presentes en la economía). Nótese también que en ella ambos fenómenos aparecen expresados en forma completamente separable, y que si en un determinado caso se llegara a la conclusión de que sólo una de las mencionadas causales es la que importa, la otra podría desecharse totalmente. En efecto, si a una determinada economía sólo le interesaran los efectos microeconómicos de una privatización (o si dicha economía valorara en forma idéntica los recursos en manos del estado respecto de los que se hallan en manos de las empresas privadas), el precio por el cual se realiza la privatización en cuestión pasa a carecer de importancia, interesando solamente saber si el cambio de propiedad es capaz de acarrear por sí mismo un aumento de la eficiencia asignativa (o del bienestar) global. Si, en cambio, lo único valorado por la sociedad es la flexibilización de la restricción fiscal a la que la misma se halla sujeta, el precio de venta de la empresa pública pasa a ser prácticamente lo único que importa en la evaluación, ya que -al ser "β_g > β_p"- cualquier aumento en el valor de "Z" implica un mejoramiento del bienestar social global.

En la mayoría de los casos reales, sin embargo, da la sensación de que la contraposición de las motivaciones micro y

macroeconómicas de la privatización conduce a problemas de evaluación que implican un cierto conflicto de objetivos. Esto puede deberse a que -en virtud de ciertas cuestiones relacionadas con la regulación y más específicamente con la tarificación de los servicios que vende la empresa a privatizar- un intento de elevar el precio de venta "Z" de la empresa puede llevar a una disminución en el valor social de la misma bajo operación privada ("Vsp"). Claros ejemplos de esto parecen ser en la Argentina las privatizaciones de la empresa telefónica ENTEL y de la compañía Aerolíneas Argentinas, en las cuales -a lo largo del proceso de transferencia- el estado relajó ciertas regulaciones tarifarias y permitió a los nuevos propietarios de las firmas un mayor ejercicio de su poder monopólico en el mercado (reduciendo así el bienestar social esperado por la operación de las empresas), a cambio de conseguir un precio más alto (y un pago más rápido) por los fondos de comercio enajenados. En este tipo de operaciones, pues, el conflicto de objetivos micro-macro tendió a resolverse a favor de la priorización de la motivación macroeconómica, aunque en los distintos niveles de gobierno (ejecutivo vs legislativo, economía vs obras públicas) se libraron batallas defendiendo implícitamente uno u otro de tales objetivos.

Otro conflicto de objetivos habitual en la evaluación de las privatizaciones es el que Jones, Tandon y Vogelsang designan como "compromiso fundamental" ("fundamental trade-off") entre eficiencia asignativa y eficiencia productiva. Este compromiso se halla limitado exclusivamente a la parte microeconómica de la fórmula de la desinversión, y analiza quizás el problema más importante (o más general) de cuantos aparecen al evaluar si el valor social de una empresa es mayor en manos privadas o en manos públicas. La idea implícita en todo este "trade-off" es que desde un punto de vista estático toda privatización presenta un conjunto de costos y beneficios en términos de eficiencia, suponiéndose en general que el pasaje del sector público al sector privado trae aparejada una disminución del nivel de costos de la firma (por los mayores incentivos a la eficiencia productiva que esta última forma de propiedad presenta) pero conlleva también una pérdida neta de excedentes de los consumidores de bienes producidos por la empresa (por la tendencia que se presume tienen los propietarios privados de tratar de explotar monopólicamente los mercados). Siguiendo a Coloma (1991), ilustraremos dicho fenómeno a través del gráfico 1 adjunto, en el cual aparecen representadas las curvas de demanda "pd" y de ingresos marginales "Img" de un cierto mercado monopólico, junto con dos curvas de costos marginales que podrían corresponder a una empresa operada en forma privada ("Cm_{gp}") y a la misma empresa operada en forma pública ("Cm_{gg}"). Los supuestos básicos implícitos en la figura son que la curva de costos marginales de la empresa privada se encuentra por debajo de la de la empresa pública, pero que su objetivo de maximización de beneficios la lleva a acercarse más al punto de explotación monopólica (M) y a fijar por ende un precio "pp" más elevado. Sea por reglas normativas de funcionamiento o por presiones políticas a la baja de precios, la empresa pública tiende en cambio a ubicarse en un punto como C, en el cual -si bien el nivel tarifario "pg" es más bajo- todo lo recaudado por la firma se destina a la remuneración de los insumos y factores productivos. La comparación de eficiencia en términos de excedentes del

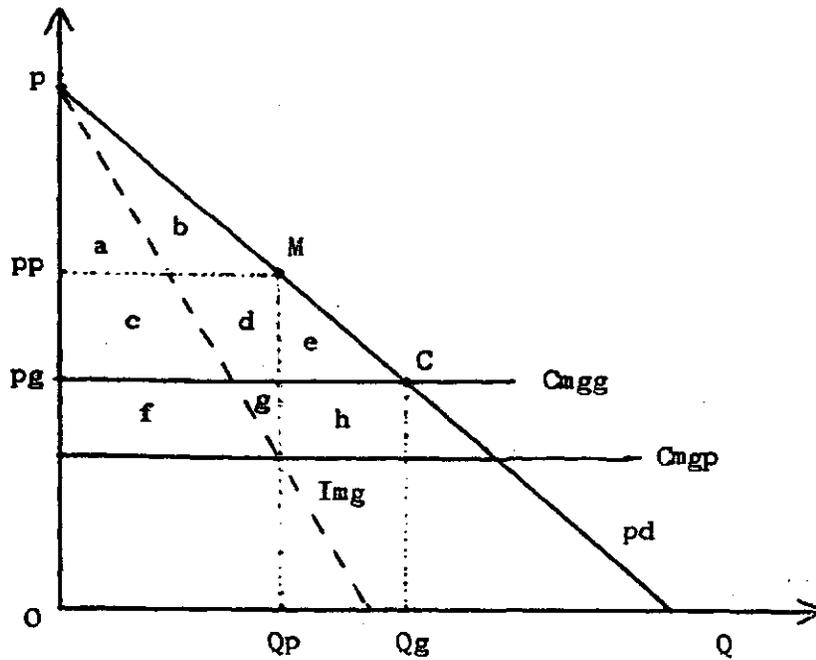


Gráfico 1

productor y del consumidor nos lleva a ver en el gráfico que en principio una solución de provisión privada respecto de una pública implica una ganancia del área "f+g" (por aumento de la eficiencia productiva) y una pérdida del área "e" (por disminución de la eficiencia asignativa), al tiempo que trae también aparejado un traspaso del área "c+d" de los consumidores a los productores (redistribución del ingreso). La baja de costos registrada, sin embargo, puede no ser en todos los casos una ganancia neta de bienestar, ya que -si afecta tanto las cantidades como los precios de los insumos y factores de producción contratados- es susceptible de implicar también una redistribución de excedentes a favor del productor y en contra de los proveedores de dichos insumos y factores (vgr, trabajadores, contratistas, etc).

4.2. Otras alternativas de reforma

Aparte de la idea general y más o menos clásica de la privatización como forma de salir de la crisis de la intervención estatal dentro del campo de los servicios públicos, la década de 1980 trajo consigo la aparición -y el reflotamiento- de una serie de otras propuestas de reforma institucional de empresas del sector, ligadas en mayor o menor medida con la participación de agentes privados dentro de la actividad productiva. Siguiendo a Teplitz-Sembitzky (1990), clasificaremos a las mismas en tres grandes grupos: medidas orientadas al lado de la oferta, medidas orientadas al lado de la demanda y medidas orientadas al mejoramiento del desempeño del servicio público en sí. Dentro de las primeras, pueden citarse las concesiones competitivas, las licitaciones "llave en mano" y la llamada "competencia a nivel mayorista". Dentro de las medidas orientadas al lado de la demanda, por su parte, aparece la mal llamada "venta

competitiva", en tanto que son medidas orientadas al mejoramiento de la "performance" las incluidas dentro de la denominada "regulación por incentivos", que comprende los mecanismos de remuneración por desempeño, la regulación por precios que no aseguran rentabilidad, y la llamada "regulación conjunta", concepto asociado con la competencia por comparación.

El tema de las concesiones competitivas ("franchise competition") consiste esencialmente en la realización de licitaciones abiertas para conceder el derecho a prestar un servicio público en determinadas áreas geográficas, a través de contratos por plazos predeterminados. Este procedimiento tiene la ventaja de que posibilita la aparición de una cierta competencia aun en un mercado en el que impera el monopolio natural, ya que permite que el concedente -en este caso, el estado- se apropie de parte de las rentas monopólicas del mercado, al hacer competir a los potenciales explotadores del mismo por obtener la concesión en cuestión. Estas rentas podrán pasar al propio estado a través de un cierto canon, y/o beneficiar a los consumidores a través de menores tarifas. En la práctica, sin embargo, este tipo de propuestas suele encontrar una serie de escollos importantes, los cuales pueden resumirse en la siguiente lista:

- los criterios de conveniencia para elegir al concesionario suelen tener múltiples aspectos difícilmente apreciables y comparables entre sí (vgr, canon a pagar, nivel tarifario propuesto, calidad del servicio, nivel y calidad de las inversiones propuestas, capacidad técnico-económica del potencial concesionario);

- en muchos casos, sólo existe un número muy reducido de potenciales concesionarios, lo cual le resta competitividad a la licitación;

- los contratos a celebrar entre el concedente y el concesionario suelen presentar una altísima complejidad, resultando muchas veces muy difícil tener una noción "ex-ante" de los problemas que pueden resultar de su ejecución (y generando por ende conflictos potenciales muy variados);

- en parte como consecuencia de lo anterior, el sistema de control del desempeño a establecer suele ser muchas veces altamente problemático.

Todo lo expuesto hace que este tipo de solución sólo sea viable si se da que el servicio a conceder es fácilmente definible y controlable, existe un número suficientemente grande de potenciales concesionarios, la concesión no requiere de grandes inversiones, y la renegociación de la misma no requiere grandes costos de transacción (y no vuelve por lo tanto virtualmente imposible el recambio de concesionario). Prácticamente ninguna de estas características se presentan en los casos de la distribución de la energía eléctrica y de la red de agua potable y cloacas. Es, sin embargo, en estas dos áreas en las cuales más ha avanzado la consideración de sistemas de este tipo en la Argentina, ya que el mismo piensa utilizarse en la realización de las reformas estructurales de las empresas de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) y de Obras Sanitarias de la Nación (OSN).

Las licitaciones "llave en mano" ("BOT arrangements") representan por su parte una clase de acuerdos en los cuales el estado -o la empresa que usualmente provee el servicio público principal- le encarga a un único contratista privado la

construcción, operación y posterior transferencia ("build, operate and transfer") en un determinado proyecto de inversión. Generalmente, este tipo de solución, que en la Argentina está siendo ensayada para el caso de los servicios viales (y, quizás, sea también en un futuro cercano utilizada para la construcción y operación de centrales eléctricas), surge cuando el estado se ve imposibilitado de encarar ciertas inversiones por la existencia de fuertes restricciones financieras en su actividad empresaria, y existen en cambio inversores privados potencialmente interesados en desarrollar ciertas porciones de dicha actividad. Su conveniencia, sin embargo, está sujeta a una serie de circunstancias que suelen no darse en muchos casos, y a la no existencia de obstáculos como los siguientes:

- muchas veces, la propia restricción financiera estatal hace que los potenciales inversores privados perciban este tipo de operaciones como sujetas a un nivel alto de riesgo, ya que no sólo implican el riesgo financiero de proveer fondos al estado sino también el riesgo económico de embarcarse en una cierta actividad productiva;

- lo dicho en el punto anterior hace que en estos casos el contratista suela requerir una tasa de rentabilidad asegurada, que usualmente es más alta que la tasa de interés a la cual el estado podría llegar a obtener préstamos para encarar él mismo la actividad;

- el hecho de que los sucesos que deben preverse en este tipo de contratos son de naturaleza muy compleja, hace que los mismos se vean sujetos también a los inconvenientes ya señalados para el caso de las concesiones competitivas.

Siguiendo a Augenblick y Custer (1990) y teniendo en cuenta todo lo expuesto, resulta posible afirmar que este tipo de solución debe encararse si el estado tiene fuertes razones para preferir que sus necesidades de infraestructura no sean financiadas enteramente con recursos públicos, y teniendo presente que los "BOT arrangements" traen asimismo aparejado un proceso de negociación y puesta en marcha sumamente largo y complejo. Puede decirse por ello que las licitaciones "llave en mano" sólo resultan convenientes si se da que el proyecto de inversión a licitar es fácilmente definible y controlable en su operación, existe más de un potencial contratista con capacidad técnica y financiera para encarar la inversión requerida, existe un cierto marco jurídico lo suficientemente estable como para poder adjudicar el proyecto sin tener que asegurarle al contratista una tasa de rentabilidad excesivamente elevada, y el proyecto en cuestión tiene la virtud de permitirle al estado la diversificación de ciertos riesgos que de otro modo debería asumir por sí mismo a un costo mayor. Algunas de estas características parecen estar presentes en el caso de la construcción de rutas y redes viales a través del sistema de peaje (que, como ya hemos dicho, es uno de los campos en los que el sistema va a ensayarse en la Argentina), no así en el caso de la construcción y operación de centrales eléctricas, que es el otro rubro en el cual se insiste que podrían tener importancia las licitaciones "llave en mano".

En cuanto al tema de la competencia a nivel mayorista, en cambio, la misma representa un intento de introducir prácticas competitivas en áreas sometidas tradicionalmente a sistemas de decisión centralizada. La idea de este tipo de medidas consiste

esencialmente en permitir -a través del aprovechamiento conjunto y relativamente libre de redes comunes- que empresas colocadas en los extremos del sistema puedan pactar entre sí transacciones libres. Este tipo de competencia podría tener lugar fundamentalmente en los servicios de provisión de energía eléctrica y de gas, en los cuales se establecerían relaciones directas entre los generadores (o productores) y los distribuidores (o grandes usuarios), actuando las empresas transmisoras (o transportistas) como simples "acarreadores" ("common carriers"), tarea por la que recibirían una cierta remuneración en concepto de peaje. Las principales ventajas que "a priori" puede tener un sistema como éste radican en la eliminación del poder monopólico que las empresas de distribución de energía eléctrica y gas tienen en su relación con los grandes consumidores, así como el que las empresas transmisoras y transportistas tienen en su relación con las empresas de distribución. Asimismo, el establecer cierta competencia en la producción podría llegar a fomentar el uso de tecnologías más eficientes -y a estimular el uso más eficiente de las ya existentes-, reduciendo así los costos de todo el sistema. Este tipo de soluciones, sin embargo, presenta también numerosos inconvenientes, a saber:

- obliga a eliminar -o por lo menos a reducir sustancialmente- la programación global de la producción en el corto plazo, lo cual hace que el sistema pueda estar operando sin aprovechar totalmente su mejor equipamiento (y desperdiciando por ende recursos);

- obliga a romper la integración vertical que en muchos casos existe entre las etapas del proceso productivo (si éstas son efectuadas por una misma empresa), desaprovechando posibles economías de alcance del sistema y haciendo aparecer nuevos costos de transacción antes inexistentes;

- plantea una incógnita respecto de cómo va a resolverse el problema de la planificación del sistema en el largo plazo, ya que puede generar desincentivos a la inversión en diversas áreas específicas de la actividad.

Todo lo expuesto hace que la conveniencia de instalar la competencia a nivel mayorista sea algo sujeto a numerosos condicionantes, y que sólo sea claramente favorable en los casos en los cuales las ventajas que el sistema trae aparejado en cuanto a disminuir el poder monopólico y reducir el nivel de costos de las firmas más que compense los efectos indeseados que conlleva en cuanto a la aparición de nuevos costos de transacción y a la interferencia en los esquemas integrados de planeamiento y programación. Dicha compensación no parece ser del todo evidente en los casos de los sectores eléctrico y de gas en la Argentina. Sin embargo, los proyectos de nuevos marcos regulatorios para dichos sectores que actualmente se encuentran en discusión en el congreso argentino apoyan decididamente una solución de competencia a nivel mayorista, con la consecuente desintegración vertical de las empresas estatales que ello trae aparejado.

Otra idea relacionada con la reforma regulatoria -esta vez orientada más bien al lado de la demanda- es el mal llamado sistema de venta competitiva ("competitive shopping"), que no consiste en esencia en otra cosa que en ofrecer al consumidor una variedad de posibilidades de adquirir el servicio al que se aplique. Esta idea está implícita desde hace muchos años en los

cuadros tarifarios de distintos servicios públicos en la mayoría de los países del mundo, y se halla íntimamente relacionada con el concepto de discriminación de precios a los usuarios. La única novedad que este tipo de sistemas aporta es que en general lo que se postula son cuadros tarifarios en los que el consumidor pueda elegir entre distintos tipos de tarifas (con y sin cargo fijo, con y sin discriminación horaria, etc), con lo cual se logran soluciones que se supone son Pareto-superiores respecto de las que rigen en los sistemas de tarificación sin opciones.

En lo que respecta a los mecanismos de regulación por incentivos, finalmente, puede decirse que los mismos comprenden una serie de medidas relacionadas con la fijación de precios destinadas a que tanto los consumidores como los prestadores del servicio se comporten de manera más eficiente. Uno de ellos -destinado a incentivar a los usuarios- es la remuneración por desempeño ("incentive payment mechanism"), que consiste esencialmente en agregar a los cuadros tarifarios descuentos y recargos que premien (o penalicen) ciertas conductas relacionadas con el uso más eficiente (o menos eficiente) de los recursos. En el servicio eléctrico -que es donde estos mecanismos tienen más larga historia- son así usuales la inclusión de conceptos tarifarios tales como los factores de carga, el nivel de tensión utilizado, la relación entre la energía activa y reactiva, etc. A incentivar a los prestadores del servicio, en cambio, parecen estar destinadas las nuevas propuestas regulatorias que han aparecido en la última década en lo que atañe a los sistemas de tarificación. Dentro de ellas aparecen dos fundamentales: la imposición de límites tarifarios desligados de un nivel de rentabilidad asegurado ("price cap regulation") y la regulación conjunta de empresas diferentes ("yardstick regulation"). Ambos mecanismos serán estudiados con cierto detenimiento en el apartado que sigue.

4.3. Los cambios en la regulación

Juntamente con las nuevas propuestas relacionadas con la privatización y otras reformas institucionales aplicables al área de los servicios públicos que aparecieron durante la década de 1980, empezó también a tomar cuerpo el debate respecto de las modificaciones que era necesario introducir en los esquemas de la regulación de dichos servicios públicos, surgiendo una serie de alternativas ligadas básicamente con los conceptos de desregulación y re-regulación de actividades y empresas. Resulta así frecuente escuchar que el problema del "trade-off" entre eficiencia asignativa y eficiencia productiva (al que ya nos referimos en la sección 4.1.) no se resuelve solamente con la privatización o nacionalización de las empresas, pero que sí es posible hallar una solución Pareto-superior a través de una combinación adecuada de propiedad privada, regulación (para los mercados y segmentos de mercados que operen como monopolios naturales) y desregulación (para los que puedan operar de manera competitiva). Desafortunadamente, las particularidades de las economías como la argentina hacen que la relación regulación-desregulación-eficiencia resulte en algunos casos tan ambigua como lo era la relación propiedad privada-propiedad estatal-eficiencia, por lo cual varios serán los problemas que aparecerán

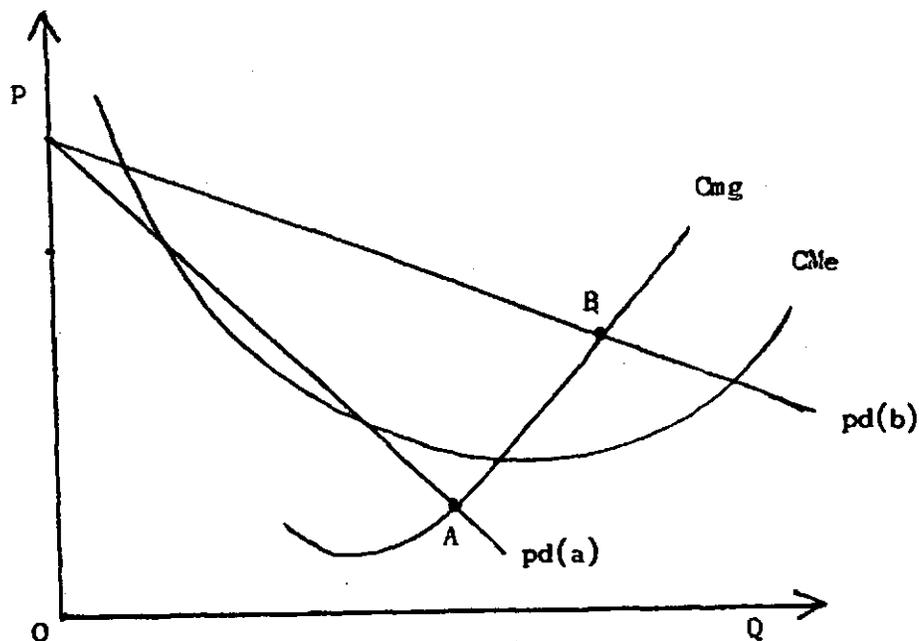


Gráfico 2

al tratar de establecer modificaciones en los mecanismos regulatorios existentes.

En primer lugar, en los servicios públicos en los que es teóricamente posible trabajar en ámbitos competitivos (vgr, el tráfico aerocomercial), la pregunta que surge es si para el tamaño del mercado existente en la Argentina resulta conveniente la desregulación. En el gráfico 2 adjunto se ilustran dos situaciones distintas según cuáles sean las posiciones de las curvas de demanda y de costos medios y marginales. En el punto A las condiciones de producción (economías de escala, economías de alcance) son tales que se vuelve necesario preservar el monopolio y establecer un marco regulatorio adaptado a esa realidad. Pero si las curvas de demanda y de costos marginales son las que se cortan en el punto B, entonces la regulación no se justifica y es más fácil avanzar en una política de privatizaciones y desregulación. Para el caso argentino es probable que el punto A sea más representativo que el punto B, y que por lo tanto las políticas desregulatorias sean inestables.

Otro problema de importancia que aparece al analizar el tema de la regulación y la desregulación es que, para muchas empresas de servicios públicos multiproducto, existen combinaciones de segmentos competitivos con otros que son monopolios naturales (esta combinación es propia de los servicios eléctricos, del gas y de las telecomunicaciones). En tales casos, suelen aparecer dos preguntas muy complejas de responder:

a) ¿se desregula el sector potencialmente competitivo (vgr, la provisión de electricidad a grandes usuarios), estimulando entonces una estructura de precios "à la Ramsey" y un "desgajamiento" empresarial, o se mantiene una empresa monopólica integrada y regulada para hacer subsidios cruzados con criterio distributivo?

b) ¿cuál es, de una manera u otra, el mejor método regulatorio para monopolios naturales bajo las condiciones específicas de una

economía como la argentina?

Como la primera de tales cuestiones no puede discutirse dejando de lado el perfil distributivo deseado por la sociedad o impuesto por el gobierno, en los párrafos que siguen nos concentraremos en la dilucidación de la segunda pregunta.

La regulación "clásica" vigente en la mayoría de los países occidentales desde la segunda guerra mundial ha consistido esencialmente en la fijación de una tasa de retorno máxima sobre el capital o la fijación de una tasa de beneficio "razonable" sobre los costos. Si bien en la Argentina ese tipo de regulación no ha tenido la misma importancia que en otras economías -debido a que la mayoría de los servicios públicos fueron explotados por empresas estatales cuyos objetivos no incluían la maximización de beneficios-, varios son los casos que pueden citarse de empresas que han estado sujetas a ese tipo de regulación (vgr, SEGBA, Cía Italo-Argentina de Electricidad, Cía Argentina de Teléfonos, etc). En los últimos años, sin embargo, ha cobrado vigor una perspectiva crítica de estos métodos -a los que, con razón, se les atribuye costos en términos de eficiencia- y ha crecido simultáneamente la popularidad académica de una alternativa: la regulación por precios. No obstante, tanto las regulaciones por costos como las regulaciones por precios tienen virtudes y defectos, y muchas veces es una solución de transacción la que mejor logra sopesar dichas cualidades.

La regulación por tasa de retorno sobre el capital hace que las firmas, si siguen una conducta maximizadora de beneficios, seleccionen como consecuencia de la regulación una técnica más intensiva en capital que aquella que minimiza costos. Esta conclusión -que fue enunciada por primera vez por Averch y Johnson (1962)- se basa en la idea de que al imponerse a la empresa un límite en cuanto a beneficios que esté medido como un porcentaje del capital que la firma utiliza, ésta tratará -a fin de liberalizar la restricción a la que se halla sujeta- de aumentar relativamente la cantidad de capital utilizado para poder elevar así su nivel absoluto de ganancias. Puede demostrarse sin embargo -y así lo hace Bös (1986)- que en el caso de una firma maximizadora del bienestar en términos de eficiencia asignativa sujeta a una función de producción con rendimientos crecientes a escala, la imposición de una tasa de retorno fija tiende más bien a la subcapitalización, ya que en este caso el retorno fijado pasa a operar como un "piso" en vez de un "techo". Esto es así porque en las empresas como la descrita el objetivo de eficiencia asignativa entra en conflicto con el objetivo financiero, por lo cual la tendencia de una firma que trate de incrementar el excedente total de los agentes económicos será la de reducir su beneficio en vez de aumentarlo. Esto la llevará a tratar de flexibilizar su restricción de tasa de retorno (que en este caso se convierte en una tasa de retorno mínima) reduciendo la base sobre la que la misma se aplica, que es la cantidad total de capital utilizado.

Una forma alternativa de regulación sobre la base de costos es permitir a la empresa cobrar un precio mayor que el costo medio, o sea permitir que la firma fije un cierto precio "p" igual al producto del costo medio "CMe" por un cierto valor "A" (donde $A > 1$). Esta situación se representa en el gráfico 3, donde se supone que el costo medio variable es constante y que "A-1" remunera los costos hundidos. En ausencia de regulación, la

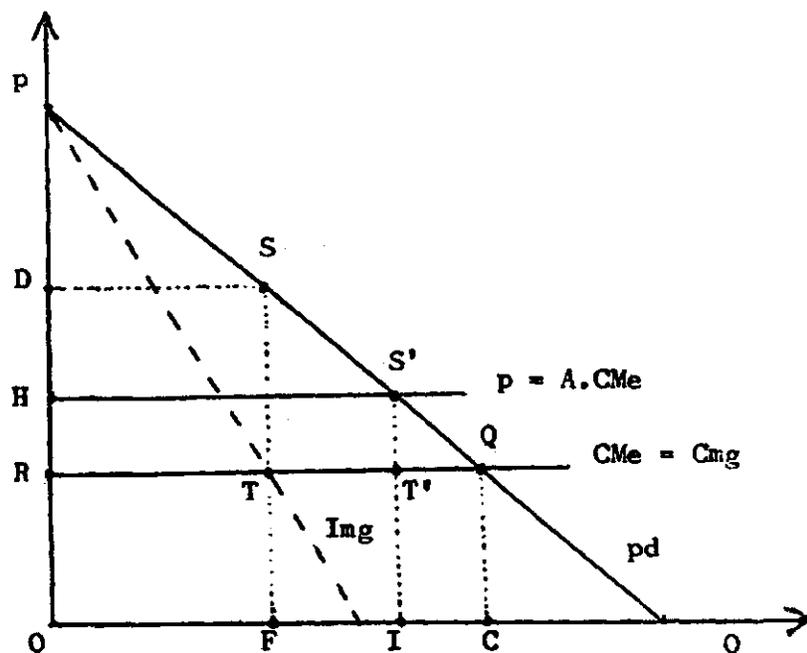


Gráfico 3

empresa vende la cantidad DF al precio OD, mientras que OC y OR son respectivamente la cantidad y el precio eficientes, con lo que "STQ" es la pérdida de bienestar debida a la operación libre del monopolio. Ahora bien, si el regulador fija un precio máximo igual a "A.CMe" para que la firma obtenga un beneficio "razonable" sobre los costos, la cantidad de equilibrio será OI y la pérdida de bienestar respecto de la posición de eficiencia será igual a "S'I'Q" (menor que "STQ"), lo que significa que alguna regulación será siempre conveniente. Bajo ciertas condiciones, sin embargo, este método regulatorio incentiva el derroche de costos como forma de incrementar el beneficio privado. Supóngase, por ejemplo, que "X" es la cantidad de derroche por unidad de producto. En ese caso, se da que:

$$p = A.(CMe + X) \quad ;$$

y el beneficio empresario "B" es igual a:

$$B = (A - 1).(CMe + X).Q \quad .$$

Si el costo medio es constante y se supone una función de demanda exponencial del tipo:

$$Q = a.[p^{(-b)}] \quad ;$$

resulta posible hallar la relación entre el incremento del beneficio y el incremento del derroche a través de la derivada de "B" respecto de "X". Reemplazando y operando, se llega a que dicha derivada es igual a:

$$dB/dX = a.(A - 1)/(p^b) \quad ;$$

cuyo valor es siempre positivo bajo los supuestos enunciados. La

conclusión a la que se llega es, pues, que el nivel de beneficios aumenta conforme lo hace el nivel de derroche, y que esta relación se acentúa cuanto menor sea el valor del parámetro "b" (es decir, cuanto menor sea la elasticidad de la demanda del bien en consideración).

Los problemas de eficiencia originados en las regulaciones por tasa de retorno y por tasa de beneficio sobre costos hicieron que desde principios de la década de 1980 comenzaran a tomar auge los mecanismos regulatorios basados en "techos de precios" ("price cap regulation"). Dichos mecanismos consisten en el establecimiento de límites tarifarios desligados de una rentabilidad asegurada, los cuales le fijan a las empresas un cierto nivel real de precios no asociado directamente con sus costos reales. En general, este tipo de esquemas parten de definir un cierto cuadro tarifario -o un nivel tarifario promedio- en un determinado momento del tiempo, y le autorizan a la empresa prestadora del servicio una serie de ajustes a dicho cuadro de acuerdo con la evolución de un cierto índice de precios. Dicha indexación suele a su vez no ser plena (i.e., suele contener un cierto componente "x" que garantiza una reducción progresiva de la tarifa en términos reales), a los efectos de participar a los usuarios del servicio de las ganancias de productividad que puedan ir obteniéndose en el tiempo.

Parece claro que el método del techo de precios tiene la ventaja de la simplicidad y del ahorro de información necesaria para el regulador. Pero lo más importante es que parece superar los problemas de la regulación en base a costos. En primer lugar, la empresa regulada ya no tiene incentivos para el derroche o el uso ineficiente de los recursos porque la restricción de precios está dada y cualquier ineficiencia afectará negativamente la rentabilidad de la firma. En segundo lugar, al ser una tomadora de precios, la firma regulada tendrá los mismos incentivos que una empresa no regulada para introducir innovaciones que reduzcan costos. En tercer lugar, la firma regulada tendrá incentivos para expandir sus servicios sólo si está económicamente justificado hacerlo (esto es, si el precio cubre los costos), y de tal manera los objetivos de la gerencia "baumoliana" pierden significación en la comunidad empresaria.

Sin embargo, en economías muy inestables como ha sido usualmente la economía argentina, la regulación por precios tiene también importantes costos que contrapesan en parte sus beneficios. Además de los problemas que se discuten universalmente (deterioro de la calidad en los servicios, peligro de subinversión, etc), la regulación por precios es muy sensible a la variación absoluta en el nivel de precios y a la variabilidad de los precios relativos. Se da así el caso de empresas reguladas que pueden presentar grandes niveles de ganancia o pérdida por simples cambios en los precios relativos de sus insumos, los cuales pueden inducirlos a reducir sus niveles de calidad en el servicio como una manera de aumentar sus beneficios o su ineficiencia sin modificar su nivel tarifario. Si a todo esto agregamos los problemas relacionados con la toma de decisiones en contextos con incertidumbre -como lo hace Schmalensee (1989)- podemos llegar a la conclusión paradójica de que los sistemas de techo de precios resultan inferiores a las regulaciones por tasa de beneficios cuando los precios de los insumos que utiliza la empresa tienen una variabilidad alta, ya

que el nivel "de partida" que debe establecerse a las tarifas para que la firma resulte rentable tiende a ser más elevado, y la brecha entre el precio y el costo marginal termina siendo "ex post" mayor que la que se establece cuando se regula en base a una tasa de retorno o de beneficios prefijada.

El conflicto de objetivos entre incentivación y protección contra la incertidumbre requiere por lo tanto hallar algún tipo de esquema regulatorio de transacción que estimule la eficiencia productiva sin sacrificar excesivamente la eficiencia asignativa de los servicios públicos. Siguiendo la propuesta contenida en Gerchunoff y Porto (1991), dicho esquema podría basarse en las ideas que a continuación se enuncian:

a) Se define un precio inicial de la firma regulada, que es un promedio ponderado de los precios cobrados por los distintos bienes (o a los distintos usuarios) sujetos a regulación.

b) Dicho precio queda determinado por dos clases de costos: aquéllos sobre los que la empresa no tiene control (vgr, costos de compra de energía eléctrica o de gas, en el caso de empresas distribuidoras de tales bienes) y el resto de los costos (vgr, costos salariales). El índice de precios "IP" por el cual se ajustan las tarifas de la firma surge entonces de hacer:

$$IP = a.Ce + (1 - a).Cc ;$$

donde "Ce" es un índice del precio de los insumos que representan costos exógenos para la firma, "Cc" es un índice que se usa para ajustar los costos controlables, y "a" es la participación de los costos exógenos en el costo total.

c) Se traslada a precios la totalidad de los incrementos de los costos exógenos, mediante un sistema de "reconocimiento total" ("pass-through cost") de dichos incrementos.

d) Para el resto de los costos, se toma como aproximación un índice de precios relevantes (basado en indicadores externos a la firma, como por ejemplo el índice de precios al consumidor, el tipo de cambio, etc), al que se le aplica un factor de ajuste "y" menor que la unidad, de modo de lograr una tarifa decreciente en el tiempo.

La transacción implícita en un mecanismo como éste radica en el hecho de que por un lado el sistema de ajuste tarifario se halla desligado del concepto de "rentabilidad asegurada" (con lo cual los incentivos a la eficiencia productiva permanecen intactos), pero por otro se busca minimizar los efectos perversos de la incertidumbre sobre la eficiencia asignativa, al tenerse en cuenta especialmente aquellos costos que varían en forma exógena a la empresa sin que ésta cuente con mecanismos de control. En ese sentido, también puede ser considerado como un esquema de transacción el mecanismo regulatorio establecido en la Argentina para las compañías telefónicas privadas que se hicieron cargo del servicio a fines de 1990, el cual incorpora una especie de "cláusula gatillo" ligada con la evolución del dólar estadounidense. En virtud de dicha cláusula, cada vez que el tipo de cambio crece un 25% por encima o por debajo del índice de precios al consumidor durante un lapso de tiempo inferior a tres meses, la fórmula de ajuste tarifario (que normalmente sigue sólo la evolución del IPC) se transforma en una polinómica que combina índice de precios (60%) con tipo de cambio (40%). El objetivo de este esquema es -al igual que el del propuesto en el párrafo

anterior- reducir el impacto que tiene en la indexación la variación de los precios relativos de la economía, en tanto que la proporción 60%/40% elegida parece originarse en una cierta relación con la estructura de costos de la actividad telefónica (suponiendo que el 60% de los mismos son controlables y sus incrementos no deberían superar los del IPC, y que el resto son exógenos y siguen más al tipo de cambio).

Un último tema relacionado con los cambios en la regulación acaecidos a lo largo de la década de 1980 es el del desarrollo de propuestas ligadas con el concepto de "regulación conjunta" ("yardstick regulation"). Este concepto representa una idea según la cual diferentes empresas monopólicas de un mismo sector son reguladas a través de idénticos niveles de precios. El esquema permite por lo tanto que las tarifas se fijen teniendo en cuenta el desempeño promedio conjunto de las empresas y no el de una empresa en particular, y estimula por ende a cada firma a mejorar su desempeño respecto de dicho promedio. Esta suerte de competencia por comparación que se establece entre los distintos prestadores del servicio público así regulado no se halla sin embargo libre de problemas, ya que exige que la actividad a regular permita la existencia de múltiples empresas que desarrollen su actividad en mercados más o menos comparables entre sí. Esta característica tiene lugar en ciertos servicios (como puede ser, por ejemplo, el transporte urbano de pasajeros en ciudades medianas y grandes, para el cual la regulación conjunta ha probado ser en la Argentina un mecanismo exitoso) pero normalmente falta en otros (vgr, electricidad, gas, telecomunicaciones) en los cuales las diferencias en cuanto a economías de escala y de densidad entre unos mercados y otros suele volver inviable la no implementación de cuadros tarifarios propios para cada empresa. Sólo si la división en zonas del servicio puede realizarse de modo tal de que las áreas de la concesión sean parejas en cuanto a escala, alcance y densidad (como se trató de hacer en la Argentina al dividirse la concesión del servicio telefónico en dos zonas a ser explotadas por empresas diferentes), este tipo de regulación conjunta puede llegar a ser efectiva en actividades naturalmente monopólicas.

5.- El problema de los recursos naturales

Dentro del proceso de desregulación y reforma de la empresa pública en la Argentina, las actividades relacionadas con la explotación de los recursos naturales presentan una serie de cuestiones que les otorgan ciertas características particulares. Dichas características se originan fundamentalmente en el hecho de que los bienes producidos por estas actividades surgen del empleo de recursos de carácter agotable, cuya utilización en un determinado momento del tiempo implica necesariamente su no uso en un momento futuro. Esta particularidad hace que, en la definición de las reglas del juego a seguir en este tipo de actividades, deba tenerse en cuenta no sólo los efectos económicos presentes de las acciones que se tomen sino también los surgidos de la utilización intertemporal del recurso.

Siguiendo la terminología utilizada por Reos (1989), diremos que el costo de provisión de un recurso natural agotable tiene dos componentes básicos: el costo de extracción del recurso (que

puede equipararse al costo de operación o de explotación de la actividad) y el costo de uso del recurso (que es el costo de oportunidad de utilizar el recurso en el presente en detrimento de su posible uso futuro). Este último costo se define en general como el valor actual de los beneficios sociales futuros que se sacrifican por utilizar un recurso no renovable, y depende esencialmente de las proyecciones que existan en cuanto a la demanda futura del recurso y de la tasa de descuento empleada en el cálculo. Así definidos los costos, las reglas marginalistas de optimización exigen que -para maximizar el bienestar en términos de eficiencia- el precio de los recursos naturales se iguale con el costo marginal de provisión de los mismos, el cual es en este caso igual a la suma del costo marginal de extracción y del costo marginal de uso del recurso. Si los precios son fijados de esta manera, entonces, los recursos naturales generan una "renta marginal" que es exactamente igual a su costo marginal de uso, ya que la misma surge como diferencia entre el precio fijado y el costo marginal de extracción.

En un mundo sin externalidades ni incertidumbre, la regla de fijación de precios de primera preferencia enunciada en el párrafo anterior puede lograrse por dos vías alternativas: a través de una decisión centralizada del estado o a través de las decisiones tomadas descentralizadamente por productores maximizadores de beneficios que tengan la propiedad de los recursos naturales y que actúen en competencia perfecta. La diferencia entre uno y otro sistema, sin embargo, está en la forma en que se distribuye el ingreso originado en la actividad extractiva, la cual aparece en este caso estrechamente ligada con el tema de la apropiación de la renta del recurso natural. En efecto, mientras en la alternativa de provisión centralizada esta renta es captada enteramente por el estado (el cual puede destinarla a usos diversos), en la opción descentralizada la renta queda en principio en manos del productor, y la sociedad como un todo solamente puede captarla a través del establecimiento de impuestos sobre el recurso natural extraído o de regulaciones que transfieran parte de esa renta a los consumidores.

En el esquema imperante durante los últimos cincuenta años en la Argentina, la apropiación de la renta de los recursos naturales por parte de la sociedad se produjo de una manera triple: por un lado, la explotación de dichos recursos fue encarada mayoritariamente por empresas públicas; por otro, existieron fuertes impuestos al consumo de combustibles con destino a la financiación de diversas actividades del gobierno; y en tercer lugar, finalmente, el precio al cual se vendían los productos surgidos de la explotación de los recursos naturales se hallaba por debajo de sus valores internacionales (con lo cual parte de la renta se transfería indirectamente al consumidor). Este sistema, sin embargo, tendía por su naturaleza intrínseca a sacrificar aspectos de eficiencia asignativa, ya que fijaba precios que se hallaban por debajo del costo marginal de provisión de los recursos naturales, establecía impuestos que hacían que el precio de venta del bien al consumidor fuera sustancialmente mayor que el precio que retenía el productor, y generaba incentivos muy débiles para la obtención de eficiencia productiva. Todo esto se completaba además con la existencia de ciertas restricciones físicas a la producción y al consumo (vgr,

cuotas asignadas a los distintos refinadores de petróleo, prohibición de consumir gas en ciertas actividades durante los meses de invierno, etc). En realidad, la eficiencia no representaba dentro de este modelo una meta prioritaria, ya que los objetivos básicos que primaban en las decisiones que se tomaban estaban más bien relacionados con el autoabastecimiento de los recursos naturales y la necesidad de optimizar el uso intertemporal de los mismos.

El proceso de privatización y desregulación encarado a partir de 1990 implicó un cambio drástico en la concepción que guiaba toda la política de explotación de los recursos naturales en la Argentina, ya que sus objetivos explícitos fueron crear mercados más competitivos, abrir las transacciones al comercio internacional, cambiar la forma en la que se capturaba la renta y mejorar el nivel de eficiencia productiva de la actividad. En esa línea, el sector petrolero fue el que más rápido avanzó en la reforma, produciéndose cambios más lentos en el área de la explotación del gas natural (que, como ya hemos dicho, combina características de recurso natural con otras de servicio público). Las medidas tomadas implicaron la privatización de buena parte de las reservas petroleras existentes (que antes eran de propiedad estatal en un 98%), la desregulación de los precios mayoristas y minoristas de los derivados del petróleo y la reducción de las alícuotas del impuesto a los combustibles, previéndose para el futuro una privatización de parte de las destilerías y la incorporación de capital y de "management" privado a la empresa estatal de hidrocarburos (YPF). Todas estas modificaciones tuvieron como resultado un alineamiento de los precios internos con los internacionales y una disminución de la renta petrolera que quedaba en manos del estado y de los consumidores. En parte, esta disminución (surgida de la reducción de los impuestos y del aumento de los precios) fue canjeada por una mayor liquidez presente obtenida por el gobierno a través de la venta de los activos que se privatizaban, pero el impacto principal de toda la reforma sobre la distribución del ingreso se manifestó sin duda en un aumento del excedente de los productores.

Otro importante cambio ocurrido con la reforma del sector petrolero (que también puede llegar a darse en el sector gasífero) se manifestó en el hecho de que la estructura del mercado está pasando de ser predominantemente monopólica pero manejada por una empresa estatal no maximizadora de beneficios a ser predominantemente oligopólica y manejada por empresas privadas (o por empresas maximizadoras de beneficios). Esta circunstancia hace que la dinámica de precios de la actividad forzosamente se altere, ya que -de un modelo de toma de decisiones de carácter centralizado- se está transitando hacia un esquema descentralizado en el que los agentes económicos tienen distinto peso y diferente capacidad de influir en el mercado, a lo cual se le suma el hecho de que la apertura de las importaciones y las exportaciones pasa a ser considerablemente más alta. En un modelo estilizado, si la economía está abierta a los flujos de comercio internacional y los costos de transporte son irrelevantes, la estructura de los mercados domésticos de los distintos segmentos de la actividad petrolera debería ser irrelevante en la determinación de los precios, debido a que la posibilidad de importar y exportar el petróleo y sus derivados

harían que los precios internos tendieran a igualarse con los internacionales. En el caso argentino, sin embargo, la capacidad de la apertura de la economía para "disciplinar" los mercados se ve relativizada, tanto por el hecho de que los costos de transporte actúan como una barrera relevante a la entrada como por la carencia de adecuada infraestructura de almacenamiento y de bocas de expendio.

6.- Las industrias manufactureras

Desde el punto de vista del análisis microeconómico, el caso de la privatización y desregulación de las industrias manufactureras es en principio el más sencillo, ya que se trata de actividades que producen bienes más o menos "típicos" que no suelen presentar externalidades ni problemas de valuación demasiado particulares. En efecto, salvo por cuestiones de economía de escala, las industrias manufactureras no suelen poseer características intrínsecas que las conviertan en monopolios naturales (como sí las tienen los servicios públicos que se proveen a través de redes), ni presentan tampoco problemas de agotamiento que vuelvan necesario tener en cuenta especialmente el tema de la asignación intertemporal (como es el caso de los recursos naturales). Además, el carácter tangible y almacenable de los bienes manufacturados hace que normalmente los mismos sean susceptibles de ser comerciados internacionalmente, con lo cual en la mayoría de los casos resulta posible tender hacia situaciones en las cuales los precios de los productos queden fijados exógenamente.

En la República Argentina, existen una serie de sectores manufactureros que han sido tradicionalmente explotados por empresas públicas (o en los cuales las empresas públicas han tenido históricamente una participación importante). Dichos sectores están conformados en general por actividades fuertemente capital-intensivas que producen insumos para otras industrias, y que además han sido considerados normalmente como "sectores estratégicos" desde un punto de vista económico o político. Esta última característica ha hecho además que -dentro de la organización estatal argentina- la administración de las mismas haya sido confiada mayoritariamente al Ministerio de Defensa, y que su explotación se haya regido con normas fuertemente proteccionistas. A pesar de que el espectro de este tipo de actividades manufactureras encaradas por el estado argentino es amplio, buena parte de las mismas son susceptibles de encuadrarse dentro de dos sectores: la siderurgia y la petroquímica. En ambos, la actividad estatal se concentró principalmente en las primeras etapas del proceso productivo (i.e., la producción de insumos básicos e intermedios), dejando en general a la actividad privada que encarara la elaboración de los bienes finales. Toda la regulación de estos sectores, sin embargo, se halló tradicionalmente constituida por medidas fuertemente proteccionistas, que incluyeron la fijación de precios subsidiados para los insumos, el establecimiento de altas tasas de protección efectiva, y la existencia de desgravaciones impositivas.

El proceso de privatización y desregulación de la industria manufacturera eligió, de entre los dos sectores citados, a la

actividad petroquímica como la primera en la cual se encararían reformas, previendo pasar en una segunda etapa a una reestructuración de la actividad siderúrgica. Al igual que en casi todos los casos de privatizaciones -pero quizás con mayor intensidad por tratarse de empresas productoras de bienes comerciables internacionalmente pero fuertemente protegidas de la competencia externa- el estado enfrentó en la venta de los paquetes accionarios de la industria petroquímica el dilema de decidir si efectuaba o no una reforma regulatoria simultánea. Una estrategia posible consistía en eliminar el costo fiscal de la promoción sectorial, incentivar la competitividad en el mercado interno y abrir efectivamente la economía (igualando los precios internos con los internacionales) para luego transferir las participaciones empresarias correspondientes. Alternativamente, se podían preservar las regulaciones y los incentivos vigentes, de modo de aumentar el valor de venta de los activos y obtener así financiamiento de corto plazo para el sector público. La primera estrategia privilegiaría la eficiencia global; la segunda, la obtención de fondos (aun a costa de la perduración de los sacrificios fiscales permanentes y del poder de monopolio de las empresas). Ante esta disyuntiva, el camino elegido fue intermedio, ya que por un lado los subsidios incluidos en los precios fueron eliminados pero por otro buena parte de las desgravaciones impositivas fueron mantenidas. En cuanto a la protección efectiva de la actividad, la situación también se presenta confusa, ya que -si bien la apertura económica efectuada fue muy significativa- el sector mantuvo de hecho el mismo modelo de fijación de precios internos de monopolio y oligopolio.

En teoría, la situación de las actividades productoras de bienes manufacturados comerciables internacionalmente podrían encuadrarse -en el contexto de una economía pequeña y abierta- en tres categorías diferentes: "buena", "mala" y "neutral". En la primera de ellas, la firma compraría su insumo básico a la paridad exportadora (más baja) y vendería su producto a la paridad importadora (más alta), lo cual estaría mostrando una situación de oferta excedente en el mercado doméstico del insumo y demanda excedente en el mercado doméstico del producto. En la situación mala, en cambio, compraría a la paridad importadora y vendería a la exportadora, por haber escasez de oferta del insumo y de demanda del producto en el mercado interno. En la situación neutral, por último, ambas paridades (de compra del insumo y de venta del producto) serían la misma (importadora o exportadora). Cualquiera fuera el caso analizado, sin embargo, la estructura del mercado doméstico se volvería irrelevante, ya que la apertura de la economía haría que los mercados fueran por definición desafiables y que los precios de compra y de venta quedarán fijos a los niveles internacionales de importación o exportación. Esta situación ideal, no obstante, presenta variaciones en el caso argentino tanto para la actividad petroquímica como para la siderurgia y para varios otros sectores industriales. Las razones de las mismas son variadas, pero entre ellas pueden citarse la existencia de numerosos contratos de largo plazo entre empresas de los distintos sectores, el hecho de que los costos de transporte, almacenaje y seguros no son irrelevantes (sobre todo para el acceso de bienes importados), y el valor "seguridad en la provisión", que otorga un importante premio por una presencia

continua que garantice la oferta a los clientes. Todos estos factores permiten a las firmas fijar precios monopólicos o colusivos en el mercado interno, sin que por ello aparezca como un peligro cierto la amenaza de la importación.

7.- Resumen y conclusiones

De todo lo visto y analizado en el presente trabajo, resulta posible extraer las siguientes conclusiones e ideas principales:

a) Las empresas públicas argentinas se han dedicado básicamente a la provisión de tres tipos de bienes de naturaleza diferente: servicios públicos distribuidos a través de redes, recursos naturales de carácter agotable y bienes manufacturados por industrias de tipo capital-intensivo.

b) El avance de la propiedad estatal sobre los sectores dedicados a la producción de tales bienes se produjo aproximadamente a partir de la década de 1940 y en ese sentido coincidió con el auge mundial que la intervención pública tuvo en esos años, justificada generalmente por la necesidad de contrarrestar los efectos de los fracasos del mercado y de la insuficiente acumulación de capital en sectores importantes de la economía.

c) En la Argentina, el sistema de provisión de servicios públicos se caracterizó básicamente por presentar una fuerte protección de los monopolios estatales proveedores del servicio, una importante regulación de los mismos (tanto de precios como de carácter físico) y un sistema de planificación centralizado de las inversiones.

d) A partir de principios de la década de 1980, este sistema de provisión pública de bienes y servicios entró en una grave crisis (que también coincidió con una tendencia mundial en ese sentido), y comenzaron así a hacerse evidentes ciertos "fracasos de la intervención pública" que el modelo llevaba dentro de sí (en especial en lo referido a objetivos empresarios, mecanismos de incentivos a la eficiencia y sistemas de información y control).

e) En la Argentina, esta crisis coincidió con una larga época de turbulencias macroeconómicas más o menos constantes, que se caracterizó por la presencia de una crisis fiscal cada vez más intensa y de procesos recurrentes de escasez de capitales y escasez de divisas, todo lo cual conspiró contra la continuidad de un sistema en el cual la capacidad financiera del estado resultaba una pieza clave.

f) Las respuestas ensayadas para resolver la crisis de la propiedad pública en la Argentina tuvieron diferentes etapas, pero en general confluyeron hacia finales de la década de 1980 en el surgimiento de procesos de privatización. Evaluadas como "proyectos de desinversión pública", las privatizaciones tienen un aspecto microeconómico (surgido del hecho de que al cambiar la propiedad de las empresas cambian también la distribución del ingreso y los incentivos hacia la eficiencia productiva y asignativa) y otro macroeconómico (originado en que el intercambio de activos productivos menos líquidos -empresa pública- por otros más líquidos -divisas y otros medios de pago- puede tener efectos sociales distintos según la valoración que se le asigne a los recursos fiscales y a los beneficios privados).

g) Otras alternativas factibles de reforma para el sistema de producción pública (algunas de las cuales han sido o pueden

llegar a ser ensayadas en la Argentina) son las concesiones competitivas, las licitaciones "llave en mano", la competencia a nivel mayorista, la "venta competitiva" y la instauración de mecanismos de incentivos a la eficiencia.

h) La realización de cualquiera de estas reformas (impliquen o no privatización de empresas públicas) debe ir acompañada con modificaciones en la regulación. En este punto, es común señalar que los esquemas de regulación tradicional por tasa de retorno o margen de beneficio sobre costos suelen generar ineficiencias en el uso de los factores productivos y en el nivel de derroche, pero no es menos cierto que los nuevos esquemas regulatorios basados en "techos de precios" pueden también provocar comportamientos indeseables (vgr, subinversión, deterioros en la calidad, mayores tasas de rendimiento requeridas) como respuesta a la mayor incertidumbre que los mismos conllevan.

i) Ante tales problemas, lo más adecuado parecería ser diseñar esquemas regulatorios "de transacción", que regulen los precios basándose en indicadores de costos pero impidiendo que tales indicadores puedan ser manipulados por las empresas reguladas, o bien apelar -donde sea posible- a sistemas de regulación conjunta que permitan la aparición de la competencia por comparación.

j) El tema de la reforma en la propiedad y la regulación de las actividades relacionadas con la explotación de los recursos naturales, por su parte, puede caracterizarse básicamente como un problema de reparto de rentas, en el cual la Argentina está pasando de un sistema en el que la distribución beneficiaba fundamentalmente a los consumidores y al gobierno central (aunque a costa de sacrificar eficiencia productiva y asignativa) a otro en el cual los principales rentistas serán productores -privados o estatales- que deberán forzosamente ser regulados si es que se quiere utilizar sus excedentes con objetivos de política pública.

k) En cuanto a las industrias manufactureras capital-intensivas que han formado parte del sistema argentino de provisión pública, por último, las mismas son en general productoras de bienes comerciables internacionalmente y su reforma regulatoria parece dirigirse por caminos que combinan la privatización con la desregulación y la apertura externa, aunque la existencia de ciertos costos de transacción puede hacer que las imperfecciones del mercado interno sigan teniendo relevancia en la fijación de sus precios domésticos.

Referencias bibliográficas

- AUGENBLICK, M. y CUSTER, B. S. "The Build, Operate, and Transfer Approach to Infrastructure Projects in Developing Countries"; WPS 498 (BIRF). Washington DC, Banco Mundial, 1990.
- AVERCH, H. y JOHNSON, L. "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint"; American Economic Review, vol 52, 1962.
- BATOR, Francis. "The Anatomy of Market Failure"; Quarterly Journal of Economics, vol 72, 1958.
- BAUMOL, W; PANZAR, J. y WILLIG, R. Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. Nueva York, Harcourt, 1982.
- BÖS, Dieter. Public Enterprise Economics. Amsterdam, North Holland, 1986.
- COLOMA, Germán. "Empresa pública y empresa privada: un análisis teórico de eficiencia comparada". Buenos Aires, ITDT (mimeo),

- 1991.
- GERCHUNOFF, P. y GUADAGNI, A. "Elementos para un programa de reformulación económica del Estado"; DTE 152 (ITDT). Buenos Aires, Tesis, 1987.
- GERCHUNOFF, P. y PORTO, A. "Una propuesta de regulación para una empresa eléctrica"; Anales de la XXVI Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política, 1991.
- HELM, D. y YARROW, G. "The Regulation of Utilities"; Oxford Review of Economic Policy, vol 4, 1988.
- JONES, L; TANDON, P. y VOGELSANG, I. Selling Public Enterprises. Cambridge (Mass), MIT Press, 1990.
- REOS, Orlando. "Explotación y agotamiento de recursos naturales no renovables"; Revista de Análisis Económico, vol 4, 1989.
- SCHMALENSEE, Richard. "Good Regulatory Regimes"; Rand Journal of Economics, vol 20, 1989.
- TEPLITZ-SEMBITZKY, W. Regulation, Deregulation or Reregulation: What is Needed in the LDC's Power Sector?. Washington DC, World Bank, 1990.

EL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO - INFORME GENERAL

1.- Caracterización del sector eléctrico

1.1. Teoría económica de la actividad eléctrica

Dentro de la rama global de la economía de los servicios públicos, la actividad eléctrica ha sido probablemente la especialidad respecto de la cual más se ha escrito e investigado, y también ha sido posiblemente el campo en el cual más esfuerzos se han hecho por tratar de llevar a la práctica las concepciones de la teoría económica. Básicamente, la economía de la rama eléctrica ha versado sobre los siguientes temas principales:

- a) fijación de precios en el corto plazo;
- b) programación de la producción en el corto plazo;
- c) planificación de inversiones en el largo plazo;
- d) estructura industrial del sector;
- e) grado de centralización de las decisiones;
- f) propiedad y regulación de las empresas eléctricas.

Respecto del tema de la fijación de precios para el suministro de la energía eléctrica en el corto plazo, el núcleo central de la economía normativa aplicable giró siempre alrededor de la idea de la "tarificación al costo marginal" ("marginal cost pricing"), según la cual el precio óptimo al que debía proveerse la energía eléctrica era aquél que coincidiera con el costo de producir la última unidad generada por el mismo, condición ésta que asegura -en un contexto de primera preferencia- la maximización del bienestar en términos de eficiencia asignativa. De esta idea básica surge una serie de derivaciones especiales, que aparecen en los casos en los cuales rigen ciertas restricciones de naturaleza productiva, temporal o financiera, o bien existe algún tipo de apartamiento exógeno de las condiciones de bienestar de la economía. De dichas derivaciones surgen distintas reglas de tarificación de segunda preferencia, entre las cuales sobresalen la fijación de precios ante demandas fluctuantes ("peak load pricing"), la fijación de precios ante restricciones de financiamiento ("Ramsey pricing"), la fijación de precios con consideraciones distributivas ("Feldstein pricing"), etc.

Relacionado íntimamente con la tarificación de corto plazo, la teoría económica normativa ha desarrollado también numerosas aportaciones al tema de la programación de la producción de energía eléctrica en el corto plazo. Los modelos aquí utilizados suelen emplear las herramientas de la programación matemática, y tratan básicamente del tema de la optimización del uso de tecnologías múltiples (hidroelectricidad, generación atómica, generación térmica convencional, etc) para la producción de un mismo bien. La solución del problema consiste esencialmente en la fijación de un cierto "orden de mérito" de las unidades generadoras según el cual las mismas se van incorporando a la

producción, que sirve asimismo para determinar -a través del costo unitario variable de la última máquina despachada- el costo marginal de corto plazo del sistema eléctrico en su conjunto.

La existencia de tecnologías múltiples de producción, asimismo, es una de las bases de la teoría normativa de la planificación de las inversiones eléctricas en el largo plazo, a través de la cual se busca aprovechar las ventajas de poseer conjuntamente unidades generadoras de alto costo de capital y bajo costo variable de operación (vgr, centrales hidroeléctricas) y usinas de más bajo costo de capital pero mayor costo variable unitario (vgr, centrales térmicas convencionales). Dentro de estas pautas económicas de la inversión entran también consideraciones relacionadas con la teoría del desarrollo (en virtud de la necesidad de estimar la demanda eléctrica futura y su relación con el crecimiento del PBI), la economía espacial (a través de estudios relacionados con la localización de las centrales y la planificación óptima de las líneas de transmisión y distribución de la energía) y el análisis costo-beneficio (debido a la necesidad de fijar ciertos "precios de cuenta" de los recursos a utilizar y de los bienes a proveer que evalúen adecuadamente los efectos externos de las actividades a encarar y los impactos distributivos que las mismas acarreen).

El hecho de que la explotación del servicio de electricidad pueda dividirse en tres etapas claramente diferenciables (generación, transmisión y distribución) ha hecho que dentro de la economía de la actividad eléctrica haya tomado también relevancia el tema de la estructura industrial del sector. En esencia, este aspecto se relaciona con la determinación del número y el tamaño óptimos de las empresas y con la conveniencia de integrar unas etapas de la actividad con otras. Las pautas a evaluar aquí son la existencia de estructuras de mercado naturalmente diferentes en cada uno de los segmentos del sector (que podrían permitir la existencia de cierta competencia en la generación pero exigirían un monopolio global en la transmisión y admitirían quizás monopolios locales en la distribución) y la posibilidad de aprovechar ciertas economías de alcance ("economies of scope"), teniendo en cuenta los correspondientes costos de transacción y de control involucrados en las distintas hipótesis posibles de integración horizontal y vertical.

Ligado con el tema de la estructura industrial aparece el problema del grado de centralización de las decisiones a tomarse en el sector eléctrico, problema que se vuelve crucial en los casos de estructuras industriales parcialmente desintegradas. En efecto, si dentro del sistema eléctrico hay varias etapas del proceso productivo y dentro de cada etapa coexisten varias firmas dedicadas a la prestación del servicio en dicha etapa, los problemas de fijación de precios y programación de la producción en el corto plazo y de planificación de las inversiones en el

largo plazo exigen como prerrequisito para su solución la definición de responsables de tomar dichas decisiones. Al respecto, existen por lo menos tres opciones distintas:

- asignar a un único organismo centralizado la toma de todas las decisiones, dejando también que el mismo le encargue su implementación a las distintas empresas del sistema;
- permitir que el organismo centralizado fije los precios a los cuales tienen lugar las transacciones, pero dejando el resto de las decisiones en manos de las distintas unidades empresariales descentralizadas;
- permitir que todas las decisiones se tomen descentralizadamente y limitar la actividad del organismo centralizado (si es que éste existe) a la tarea de policía de servicio y difusión de información.

Además de estas alternativas extremas, podrían imaginarse un número virtualmente indeterminado de regímenes que combinaran distintas características de las mismas, así como también sistemas mixtos en los cuales algunas decisiones (vgr, planificación de largo plazo) se tomaran centralizadamente y otras (vgr, programación de corto plazo) fueran decididas en forma descentralizada.

La mayor o menor centralización en la toma de decisiones lleva aparejada también la definición simultánea del tema de la propiedad de las empresas eléctricas, problema para el cual existen dos opciones extremas (empresa pública socialista y empresa privada capitalista) y un rosario de alternativas intermedias (cooperativas de consumidores, cooperativas de trabajadores, empresas mixtas, empresas cogestionadas y autogestionadas, "empresas sociales", etc). El compromiso ("trade-off") básico que se plantea en la elección de una u otra forma de propiedad es fundamentalmente el de la eficiencia asignativa "versus" la eficiencia productiva, según el cual la empresa privada tiene mayores incentivos para la minimización de los costos pero la empresa pública tiene una mayor capacidad de generar excedentes para los consumidores de bienes y los proveedores de recursos. Según sea la estructura de los mercados de bienes y recursos en los que se mueva la empresa -tanto en lo que hace a su "perfección" como en lo que atañe a su "desafiabilidad"-, una u otra alternativa (o alguna intermedia) será la mejor desde el punto de vista microeconómico. Desde el punto de vista macroeconómico habrá que considerar también los efectos de cada forma de propiedad sobre el crecimiento y la estabilización del ingreso y los precios, así como sobre la situación financiera de corto y largo plazo de las cuentas fiscales. Desde ambos puntos de vista, finalmente, tendrá que considerarse también el tema de la regulación de las empresas eléctricas bajo análisis, tanto en lo que atañe a su relación con otras empresas rivales (para evitar prácticas comercialmente desleales) como a su vínculo con los consumidores (para controlar la utilización de su poder de mercado) y con el sistema eléctrico en sí (para asegurar niveles adecuados de inversión y prestación del servicio).

1.2. Características del sistema eléctrico argentino

El mercado eléctrico argentino se caracteriza por estar básicamente integrado a través de un sistema interconectado nacional (SIN), por el cual se transporta aproximadamente el 95% de la energía eléctrica generada en el país. Dicho sistema interconectado (cuyas principales cifras aparecen en el cuadro 1 adjunto) cuenta con una potencia efectiva de generación de unos 13.000 megavatios (MW), distribuidos entre centrales hidroeléctricas (44%), centrales atómicas (8%) y centrales térmicas convencionales (48%). La demanda de energía eléctrica del sistema ronda aproximadamente los 40.000 gigavatios-hora (GWH) anuales, distribuidos entre consumo residencial (29%), consumo comercial (10%), consumo industrial (49%) y otros consumos (12%). El número de usuarios al que abastece el sistema es de aproximadamente 8,5 millones, de los cuales el 86% está constituido por consumidores residenciales, el 10% por comerciales, el 2,5% por industriales y el 1,5% por otros usuarios.

Contrariamente a lo que ocurre con otros servicios públicos argentinos que se han provisto tradicionalmente por medio de una empresa nacional única (vgr, teléfonos, gas natural), la energía eléctrica tiene en la Argentina una larga historia de provisión por medio de una multiplicidad de empresas. Hasta mediados de la década de 1940, existieron en el país una gran cantidad de empresas privadas de electricidad, que se repartían concesiones en diversas zonas, las cuales eran en general otorgadas por autoridades provinciales y municipales. A partir de esa fecha, sin embargo, comenzó un importante proceso de estatización del sector, que concluyó con la formación de las principales empresas eléctricas nacionales (Agua y Energía, SEGBA, CNEA e Hidronor, en ese orden) y provinciales (DEBA -hoy ESEBA-, EPEC, etc). En muchas regiones existen también desde hace años cooperativas eléctricas, dedicadas a prestar el servicio en áreas geográficamente limitadas.

En cuanto al tamaño y el grado de integración horizontal y vertical de las empresas del sector, la situación existente es de una gran variedad. Medida por el valor de sus activos, la empresa más grande es Agua y Energía Eléctrica SE, que en los últimos años se ha especializado básicamente en la generación y la transmisión, aunque conserva un mercado de distribución a usuarios finales en la provincia de Tucumán. La mayor empresa en cuanto a número de clientes es en cambio SECBA SA, que tiene a su cargo la distribución de la energía en la Capital Federal y una importante zona aledaña a la misma, y cuenta también con un parque de generación térmica de cierta importancia. Las otras dos empresas nacionales (Hidronor y CNEA) son en cambio empresas exclusivamente generadoras, dedicadas a la construcción y operación de centrales de carácter especializado (hidroeléctricas y atómicas, respectivamente).

CUADRO 1.- PRINCIPALES CIFRAS SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 1991

Concepto	AyE	SEGBA	Hidronor	CNEA	S Grande	ESERA	EPEC	Otras Prov	Total
Potencia efectiva instalada (MW)	3809	2689	2770	1026	1260	767	759	0	13080
Centrales hidroeléctricas	1733		2770		1260				5763
Centrales térmicas	2076	2689				767	759		6291
Centrales atómicas				1026					1026
Energía generada (GWH)	10655	10492	5922	7772	4334	3946	2268		45389
Energía operada (GWH)	6155	19117	982	564		6466	3256	8753	45293
Energía facturada (GWH)	5540	17093	884	508		5819	2930	7878	40652
Usuarios residenciales	1606	4957				1688	850	2285	11385
Usuarios comerciales	554	1709				582	293	788	3926
Usuarios industriales	2714	8376				2852	1436	3860	19237
Otros usuarios	665	2051	884	508		698	352	945	6103

Fuente: IAE y elaboración propia

En cuanto a las empresas provinciales, la situación es también diferente entre las distintas entidades. Dos de ellas, ESEBA SA (Pcia de Buenos Aires) y EPEC (Córdoba) se encuentran verticalmente integradas en cuanto a las tres etapas de generación, transmisión y distribución, en tanto que la mayoría de las restantes provincias cuentan con empresas dedicadas exclusivamente a la distribución de la energía eléctrica. Las cooperativas, finalmente, son casi con exclusividad distribuidoras que le compran la energía a las empresas provinciales o nacionales, aunque en algunos casos aún conservan pequeños equipos de generación térmica. En este panorama de prestadoras múltiples del servicio -que se hallan en su mayoría interconectadas a través del SIN-, las distintas empresas se compran y venden entre sí energía y potencia por medio de un sistema de transacciones económicas que es dirigido centralizadamente por un despacho nacional de cargas (DNC), el cual depende de la Secretaría de Energía de la Nación.

El esquema vigente en el sector eléctrico argentino durante por lo menos los últimos veinte años se apoyó esencialmente en la toma de decisiones centralizadas de provisión y producción. El problema global del sector consistió así en la compatibilización de un sistema de empresas múltiples con una planificación y programación en área única, tema éste que se solucionó básicamente a través de dos procedimientos: la elaboración de planes nacionales de obras eléctricas -a través de los cuales se le asignaba a las distintas empresas las obras que debían encarar- y la toma de las decisiones diarias de producción a través de un despacho único de las centrales por parte del DNC. Financieramente, el "cierre" del esquema se producía

integrando el mecanismo tarifario con la existencia de una serie de impuestos afectados específicamente a la realización de obras -establecidos fundamentalmente sobre el consumo de la energía eléctrica-, fijándose en general las tarifas con el criterio de que sirvieran para cubrir exclusivamente los costos de funcionamiento (y no los de capital).

La magnitud económica del sistema eléctrico argentino debe por lo tanto visualizarse teniendo en cuenta tanto los montos facturados por las empresas en concepto de producido tarifario como la recaudación de los impuestos destinados a la financiación de las inversiones del sector eléctrico, tributos éstos que -si bien forman en general parte del precio de la energía pagado por los consumidores- se distribuyen entre las distintas empresas de acuerdo a criterios diferentes. Tomando como base los precios vigentes a mayo de 1991 (según los cuales puede estimarse que la tarifa media sin impuestos de la energía eléctrica vendida a usuarios finales en todo el territorio del país se ubica alrededor de U\$S 0,10 por kilovatio-hora), la facturación total del sistema eléctrico podía valuarse en unos 4000 millones de dólares estadounidenses. Siendo que los gravámenes energéticos nacionales del sistema sumaban un 11,2%, esta cifra se elevaba en unos U\$S 448 millones más, a los cuales debían adicionársele otros U\$S 240 millones surgidos de la recaudación de impuestos provinciales destinados también al sector eléctrico. Con la promulgación de la ley 24.065 en enero de 1992 este esquema sufrió una alteración importante, ya que los dos impuestos nacionales más grandes (ambos del 5%) fueron suprimidos, quedando la carga impositiva nacional reducida tan sólo al 1,2%. Los impuestos provinciales al consumo de la energía eléctrica, asimismo, parecen hallarse también en un proceso de progresiva eliminación, siendo en tal sentido elocuentes las reducciones que hizo la provincia de Buenos Aires en el mes de marzo de 1992.

En lo que atañe al tema de la propiedad de las empresas eléctricas, finalmente, puede decirse que si bien la historia del sector eléctrico argentino muestra la existencia de una multiplicidad de sistemas de propiedad de las empresas prestadoras del servicio, desde la década de 1960 a la fecha el mismo se ha visto signado por la presencia casi exclusiva de empresas públicas fuertemente reguladas, sean éstas de carácter nacional o provincial. Este hecho facilitó la instalación de un esquema centralizado de toma de decisiones -tanto en la planificación global como en la programación diaria del despacho de las máquinas- así como también la constitución del sistema interconectado, pero generó sin duda ineficiencias intrínsecas de organización de la producción que en alguna medida fueron incentivadas por la existencia de fondos específicos de inversión no relacionados con el rendimiento de la misma. Dentro de ese contexto surge hacia fines de 1990 un intento del gobierno de modificar

radicalmente la estructura de todo el sistema eléctrico, buscando establecer un nuevo marco regulatorio del mismo en el cual tengan lugar tanto la privatización de empresas como la desregulación de los mercados.

2.- Fijación de precios y regulación

La fijación de los precios de la energía eléctrica en la Argentina ha seguido tradicionalmente pautas bastante disímiles, presentando variaciones importantes a lo largo del tiempo y del espacio. Las causas de dichas variaciones son básicamente dos: por un lado, los precios de la energía eléctrica han sido utilizados -como el resto de las tarifas públicas- para cumplir objetivos múltiples de eficiencia, financiamiento, distribución del ingreso y estabilización, objetivos éstos que han tenido en las distintas épocas ponderaciones diversas en el ranking de jerarquías de los gobiernos, y que han llevado por lo tanto a criterios diferentes de fijación de precios (tanto en su nivel global como en su estructura tarifaria). La principal causa de la dispersión geográfica de los mecanismos de tarificación, en cambio, ha sido el hecho de que la regulación de los precios de la energía eléctrica es en la Argentina una facultad sujeta a múltiples jurisdicciones administrativas, según sea el carácter de las empresas prestadoras. Se da así que para las empresas eléctricas nacionales y para el mercado eléctrico mayorista las tarifas son fijadas por el gobierno federal a través de su Secretaría de Energía, pero que los precios de las empresas eléctricas provinciales son regulados exclusivamente por las autoridades de las provincias respectivas y que -en general- las cooperativas eléctricas lo son por los gobiernos municipales. Todo esto, sumado al hecho de que las diferentes empresas tienen mercados eléctricos muy disímiles y modos de financiamiento diferentes, hace que la dispersión tarifaria en la Argentina haya sido -y continúe siendo- notable.

Pese a lo dicho, es interesante destacar que el sector eléctrico ha sido en la Argentina -al igual que en el resto del mundo- una de las áreas en la cual los criterios de fijación de precios basados en la racionalidad subyacente en la economía del bienestar ha tenido tradicionalmente mayor arraigo, especialmente en lo que atañe a la necesidad de fijar precios relacionados con conceptos de eficiencia. Dentro de esta línea, la fijación de precios al costo marginal ha sido generalmente sostenida como deseable, y en ella es que se han basado la mayoría de las propuestas de creación de estructuras tarifarias óptimas existentes para las distintas empresas del sector. Por ello es que en el apartado que sigue intentaremos aproximar un cálculo del costo marginal de largo plazo de la energía eléctrica en la Argentina, el cual será tomado posteriormente como parámetro del "deber ser" de las tarifas eléctricas. Contra este estándar, entonces, compararemos luego las tarifas vigentes

en las distintas categorías y empresas (apartado 2.2.) y en los distintos momentos del tiempo (apartado 2.3.).

2.1. Cálculo del costo marginal de largo plazo de la energía eléctrica

El concepto de costo marginal de largo plazo aplicado a la energía eléctrica involucra una serie de cuestiones que resulta necesario precisar como paso previo a cualquier intento de efectuar algún cálculo sobre su posible valor. La primera de dichas cuestiones se refiere a qué clase de costos deben incluirse dentro del denominado "costo marginal de largo plazo" (vgr, costos operativos, costos de capital, etc). La segunda consiste en precisar qué tipo de tecnología se supone que va a influir sobre la determinación de dicho costo marginal (i.e, si va a ser un costo surgido de una generación hidroeléctrica, térmica, etc). La tercera -ligada con las dos anteriores- se refiere al tema de los precios de los insumos y factores utilizados en la actividad eléctrica, dentro de los cuales tienen especial importancia el costo de los combustibles utilizados y el costo del capital (tasa de descuento intertemporal) empleado. Una última cuestión, finalmente, es la relacionada con el grado de utilización de la capacidad instalada en el sistema eléctrico, cuyos distintos valores son susceptibles de ocasionar niveles de costo diferentes (a través de una distinta asignación de los costos de capital).

Respecto del tema de cuáles costos deben incluirse y cuáles no en la determinación del costo marginal a largo plazo, la respuesta más lógica surgida del propio concepto económico de "largo plazo" consiste en decir que, en principio, todos los costos -sean de operación o de capital- deben tenerse en cuenta en la determinación de dicho costo marginal. Esto es así porque, en el largo plazo, todos los insumos y factores productivos utilizados en la realización de una cierta actividad se vuelven variables, por lo cual cualquier incremento infinitesimal en la actividad en cuestión (cuyo costo será lo que la teoría económica define como "costo marginal") exigirá cantidades adicionales de todos los insumos y factores productivos necesarios. En ese sentido, este concepto se contrapone con el de "costo marginal de corto plazo", para el cual sólo se tienen en cuenta los costos que efectivamente se modifican al variar el nivel de actividad pero dada una cierta capacidad instalada, costos éstos que -en el límite- sólo involucran en el sistema eléctrico los costos de combustibles, lubricantes y otros insumos variables (y para ciertos niveles de actividad, también un sobreprecio por "riesgo de falla" del sistema).

En cuanto al tema de cuál es la tecnología relevante a tener en cuenta para la determinación del costo marginal de largo plazo, puede decirse que la misma debe ser aquélla que permita obtener un costo de oportunidad menor en términos de

utilización de los recursos necesarios para atender una ampliación en la actividad. En este estudio, consideraremos que dicha tecnología consiste en la instalación de centrales térmicas de ciclo combinado funcionando en base interconectadas al sistema eléctrico nacional, cuyo funcionamiento tiene lugar en parte con gas natural y en parte con gas oil y cuya generación es puesta al servicio de los usuarios a través de un sistema de transporte, transmisión y distribución. La razón por la cual se supone que las ampliaciones del servicio eléctrico van a realizarse a través de un sistema interconectado es que dicho sistema ya existe en la Argentina, y es el que atiende el 95% de la demanda de energía eléctrica del país. Las causas por las cuales se supone que dichas ampliaciones van a realizarse a través de usinas térmicas son básicamente dos: por un lado, estas centrales son el equipamiento que requiere un uso menor de capital y un menor tiempo de construcción (factores éstos que se consideran como relativamente escasos en la economía argentina); por otro, las previsiones actualmente existentes en el área de política energética prevén que -una vez inauguradas las centrales hidroeléctricas y atómicas que se hallan actualmente en proceso de construcción o de licitación avanzado- las necesidades adicionales de energía y potencia van a satisfacerse fundamentalmente con máquinas térmicas de ciclo combinado. La explicación de por qué se supone que una parte de la generación incremental se realizará con gas natural y otra parte con gas oil es que -mientras no se modifique sustancialmente la infraestructura gasífera argentina- el gas natural (recurso naturalmente más abundante y más barato en el país) resultará escaso en ciertas épocas del año, en las cuales deberá forzosamente generarse con combustible líquido. La elección del gas oil como combustible sustituto en vez del fuel oil, finalmente, responde a requerimientos tecnológicos de las centrales eléctricas de ciclo combinado.

Respecto de las cuestiones relacionadas con los precios de los insumos y factores y con el grado de utilización de la capacidad instalada, por último, las mismas serán consideradas en principio como variables susceptibles de adoptar diferentes valores. Así, la proporción de gas oil "versus" la de gas natural utilizada en la generación, los precios de ambos combustibles, la tasa de descuento utilizada para estimar el costo del capital de las inversiones y el factor de utilización de la potencia instalada en las distintas etapas de la operación del servicio (generación, transmisión, distribución), adoptarán distintos niveles que llevarán a valores diferentes del costo marginal de provisión de la energía eléctrica en cada una de dichas etapas.

En el cuadro 2 adjunto se incluyen una serie de datos básicos necesarios para realizar nuestra estimación del costo marginal de largo plazo. La actividad eléctrica aparece así dividida en cinco etapas operativas (generación, transporte, transmisión, distribución primaria y

CUADRO 2.- DATOS BASICOS PARA EL CALCULO DEL CMG DE LA ENERGIA ELECTRICA

Concepto	Nivel de Tensión (1)	Costo Funcion (2)	Valor Inversión (3)	Factor Pérdida (4)
Generación		26.4	640.0	1.000
Transporte	500/220	0.9	165.0	1.015
Transmisión (SEGBA)	132/66	3.8	535.3	1.036
Transmisión (Resto)	132/66	5.0	535.3	1.036
Distr primaria (SEGBA)	33/13.2	4.4	282.2	1.102
Distr primaria (Resto)	33/13.2	6.4	282.2	1.102
Distr secundaria (SEGBA)	0.38/0.22	6.6	876.5	1.198
Distr secundaria (Resto)	0.38/0.22	18.9	876.5	1.198
Administr y Comercializ		0.1/10.0		

(1) en kilovoltios

(2) en milésimos de U\$S por KWH (no incluye costos de combustibles)

(3) en U\$S por KW

(4) Energía generada/Energía efectiva por etapa

Fuente: ITDT, Powergen, Synex y Fundación Mediterránea

distribución secundaria), cada una de ellas definida básicamente por el nivel de tensión al cual la energía eléctrica circula por ellas. A estas cinco etapas se agrega una actividad complementaria (administración y comercialización) cuya presencia es implícitamente necesaria en todas las etapas operativas mencionadas. Para cada una de las etapas en cuestión se ha partido de un cierto nivel de costo unitario de funcionamiento (que comprende mano de obra y otros costos operativos erogables), definido en términos de unidades monetarias (milésimos de dólar estadounidense, o "mills") por kilovatio-hora de energía eléctrica efectivamente operada en cada etapa del proceso. Para las etapas posteriores al nivel de transporte -que se supone es uno solo en todo el país y tiene por lo tanto un nivel de costos único para todas las empresas prestadoras del servicio eléctrico a usuarios finales- se han adoptado dos valores de costo unitario de funcionamiento: uno de ellos correspondiente a la empresa nacional SEGBA SA (que fue tomado básicamente de cifras de un estudio de la Fundación Mediterránea) y otro correspondiente al resto de las empresas argentinas (surgido de sendos estudios realizados por el ITDT para ESEBA SA y por la consultora Synex SA para EPEC). La divergencia en dichas cifras se origina en el hecho de que el mercado eléctrico de SEGBA es muy diferente por su tamaño y grado de concentración al de cualquiera de las otras empresas eléctricas argentinas, lo que origina que su costo unitario de funcionamiento sea más bajo en todas las etapas consideradas. El supuesto implícito en todas estas cifras -tanto las de SEGBA como las del resto de las empresas- es que las mismas representan costos imputables

CUADRO 3.- CALCULO DEL COSTO MARGINAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (en mills por KWH) (*)

Concepto	Costo Operación	Costo Adm y Com	Costo Mgn Corto Plazo	Costo Capital	Costo Mgn Largo Plazo
Generación (1)	26.4		26.4	10.3	36.8
Transporte (1)	27.7		27.7	13.2	40.9
Transmisión (SEGBA) (1)	32.1	0.1	32.2	22.1	54.3
Transmisión (Resto) (2)	33.3	0.1	33.4	23.1	56.5
Distr primaria (SEGBA) (2)	38.5	0.5	39.0	28.6	67.6
Distr primaria (Resto) (3)	41.8	0.5	42.3	31.5	73.8
Distr secundaria (SEGBA) (3)	48.5	10.0	58.5	52.3	110.8
Distr secundaria (Resto) (4)	64.4	10.0	74.4	76.7	151.0

(*) Se supone una duración de las instalaciones de 30 años y una tasa de interés del 10% anual

(1) Se supone un factor de utilización del sistema del 75%

(2) Se supone un factor de utilización del sistema del 67%

(3) Se supone un factor de utilización del sistema del 50%

(4) Se supone un factor de utilización del sistema del 25%

directamente a la energía operada en cada etapa (y que son por lo tanto independientes de la potencia instalada), y que se comportan como "costos incrementales" ante cambios en dicha energía operada. Para el caso de la etapa de generación, se ha supuesto que el combustible utilizado consiste en gas natural en un 75% y gas oil en un 25%, que el factor de equivalencia calórica entre gas natural y gas oil es de 1,17 m³ por kg, y que los precios de ambos combustibles son respectivamente U\$S 75 por Mm³ de gas natural y U\$S 200 por tn de gas oil. Para la actividad de administración y comercialización, por su parte, se ha supuesto que el costo de funcionamiento unitario varía según el nivel de energía operado, oscilando entre 0,1 y 10 mills/KWH. Otro dato que ha sido recogido en el cuadro 2 es una estimación del valor de la inversión incremental que es necesario realizar en cada una de las etapas del sistema, el cual aparece medido en dólares estadounidenses por kilovatio instalado (se han supuesto las mismas cifras para todas las empresas, tomándose los datos de los mencionados estudios del ITDT y de Synex SA y de un trabajo de la empresa británica Powergen). Finalmente, aparece también una última columna con un cálculo de los "factores de pérdida" del sistema, expresados éstos como un cociente entre la energía que es necesario generar por cada unidad que termina operándose en las diferentes etapas.

En el cuadro 3, por su parte, aparecen calculados los distintos componentes del costo marginal de la energía eléctrica para cada una de sus etapas operativas. En la primera columna se ha incluido así el costo de operación acumulado por etapa, tomado de los datos del cuadro 2 modificados por los respectivos factores de pérdida. A dichos costos se le ha agregado el costo unitario de

administración y comercialización correspondiente a cada etapa, llegándose así al costo marginal teórico de corto plazo (que es la suma de ambos). La siguiente columna incluye los costos de capital por unidad de energía, para los cuales se han efectuado una serie de cálculos que parten de las cifras de inversión del cuadro 2, suponiendo una cierta duración de las instalaciones (30 años), una cierta tasa de descuento de la inversión (10% anual) y determinados factores de utilización del sistema para las distintas etapas operativas (y para las distintas empresas). En base a la duración y a la tasa de descuento se llega así a un cierto costo de capital por unidad de potencia, que luego se traduce a términos de energía empleando los correspondientes factores de utilización. De la suma del costo marginal de corto plazo y del costo unitario de capital, se llega entonces al costo marginal de largo plazo, que aparece expuesto en la última columna del cuadro. Para cada una de las etapas, dicho costo ha sido expuesto en términos acumulados, y representa por ende el costo marginal de la energía tomada en la etapa en cuestión. Como tanto los costos de operación como los de capital se suponen distintos según se trate del caso de SEGBA o del resto de las empresas eléctricas, se han calculado dos valores distintos para el costo marginal de largo plazo correspondiente a cada escalón del proceso operativo eléctrico. Dichos valores oscilan entre los 36,8 mills/KWH para la etapa de generación y los 110,8 mills/KWH (SEGBA) y 151,0 mills/KWH (Resto) para la de distribución secundaria.

Los costos marginales así hallados para cada escalón del proceso operativo eléctrico se hallan sujetos a una serie de supuestos acerca de las variables tenidas en cuenta para su determinación, tal como se desprende de la explicación de su cálculo realizada en los párrafos anteriores. La alteración de uno o más de dichos supuestos, obviamente, conduce a modificaciones en el nivel de los costos marginales determinados, modificaciones éstas que resultarán mayores o menores según la incidencia de cada variable en el resultado total al que se ha arribado. Dicha incidencia puede medirse, para cada una de las variables principales utilizadas, a través del cálculo del denominado "grado de sensibilidad" del costo marginal ante cambios en los parámetros, mecanismo éste que es que se utiliza en las cifras del cuadro 4. Dicho grado de sensibilidad representa en esencia un concepto equivalente al de "elasticidad" del costo marginal respecto de las distintas variables, ya que muestra cuál sería la variación porcentual en dicho costo ante una variación porcentual unitaria en el nivel de cada una de las variables ("ceteris paribus"). Dicha elasticidad ha sido calculada aquí para cuatro variables distintas, que son el precio promedio de los combustibles utilizados, la tasa de descuento del capital, el factor de utilización de las distintas etapas del proceso operativo y el factor de utilización total promedio del sistema eléctrico. Cada uno de los costos marginales correspondientes a los distintos

CUADRO 4.- GRADO DE SENSIBILIDAD DEL CMG ANTE CAMBIOS EN LOS PARAMETROS (%)

Concepto/Parámetro	Pr Combust	Tasa Desc	FUtil(E)	FUtil(T)
Generación	0.64	0.23	-0.28	-0.28
Transporte	0.58	0.27	-0.06	-0.32
Transmisión (SEGBA)	0.45	0.34	-0.16	-0.40
Transmisión (Resto)	0.43	0.34	-0.17	-0.41
Distr primaria (SEGBA)	0.38	0.35	-0.08	-0.42
Distr primaria (Resto)	0.35	0.36	-0.09	-0.42
Distr secundaria (SEGBA)	0.25	0.39	-0.19	-0.47
Distr secundaria (Resto)	0.19	0.42	-0.28	-0.50

(%) en tanto por ciento de variación ante un 1% de incremento en la variable

escalones del proceso ha sido así recalculado para un nivel de cada una de estas variables superior en un 1% a su nivel original, y las variaciones así obtenidas han sido entonces comparadas con los niveles originales. Los valores hallados representan por lo tanto valores puntuales de los grados de sensibilidad definidos, que no necesariamente tienen porqué mantenerse para cualquier nivel de las distintas variables enunciadas.

De la observación de las cifras calculadas puede desprenderse la conclusión de que las variaciones en los parámetros principales que determinan el costo marginal de largo plazo de la energía eléctrica tienen efectos muy diferentes entre sí, efectos éstos que impactan también en forma distinta según en qué etapa del proceso productivo nos posicionemos. Puede observarse así que el efecto relativo de una variación en el precio del combustible va disminuyendo su intensidad conforme vamos avanzando en las distintas etapas de transformación de la energía eléctrica, alcanzando un nivel máximo en la etapa de generación (su grado de sensibilidad es de 0,64) y un nivel mínimo en la de distribución secundaria (su grado de sensibilidad es de 0,25 para SEGBA y de 0,19 para el resto de las empresas). Dado este grado de sensibilidad resulta posible estimar el incremento tarifario que resultaría, por ejemplo, de una igualación del precio del gas natural con el de su equivalente calórico en fuel oil, lo cual implicaría un incremento del 22% en el costo marginal de la energía eléctrica a nivel de generación y entre un 6,3% y un 4,6% a nivel de distribución secundaria.

El efecto de una variación en la tasa de descuento de la inversión, en cambio, afecta proporcionalmente más al costo marginal de la energía en las etapas finales del proceso (vgr, el grado de sensibilidad de la distribución secundaria está entre 0,42 y 0,39 y el de la generación es 0,23), puesto que en ellas la importancia de los costos totales de capital "versus" los costos totales de funcionamiento es mayor que en las etapas iniciales del proceso operativo

eléctrico. Idéntica causa tiene el hecho de que el grado de sensibilidad se comporte del mismo modo en valor absoluto cuando modificamos el factor de utilización total promedio del sistema eléctrico, ya que los aumentos en la eficiencia de la utilización de dicho sistema hacen que los costos de capital medidos por unidad de energía operada se reduzcan. Nótese que respecto de esta variable (al igual que respecto del factor de utilización de cada etapa), el grado de sensibilidad adopta un valor negativo, debido a que las mejoras en los factores de utilización traen aparejadas disminuciones en los costos unitarios.

2.2. Comparación tarifaria

Luego de haber visto en el apartado anterior el tema de la determinación de los costos marginales de largo plazo de provisión de la energía eléctrica (los cuales nos servirán como una aproximación al "deber ser" de las tarifas eléctricas), en el presente acápite efectuaremos un relevamiento y una comparación de cuál es el nivel real que los precios de la energía eléctrica tienen en la Argentina y en algunos otros países. Por razones de disponibilidad y homogeneización de información, la comparación se realizará utilizando en principio cifras calculadas por el Comité de Integración Eléctrica Regional (CIER), referidas a un conjunto de empresas que operan en los países del Mercosur (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay) y en la República de Chile. Dichas cifras serán luego confrontadas -en la medida de lo posible- con las surgidas de nuestras estimaciones respecto del costo marginal de largo plazo de la energía eléctrica.

En el cuadro 5 pueden así observarse una serie de valores correspondientes a las tarifas medias por KWH referidas a once empresas distintas: SEGBA (Ciudad de Buenos Aires, Argentina), ESEBA (Pcia de Buenos Aires, Argentina), EPEC (Córdoba, Argentina), EPE (Santa Fe, Argentina), EMSE (Mendoza, Argentina), Light (Río de Janeiro, Brasil), CPFL (San Pablo, Brasil), CEMIG (Minas Gerais, Brasil), ANDE (Paraguay), UTE (Uruguay) y Chilmetro (Santiago, Chile). Las tarifas en cuestión han sido calculadas en todos los casos para cinco consumidores típicos de energía eléctrica definidos de manera homogénea, los cuales resultan una muestra relativamente representativa de las distintas modalidades de consumo y utilización de la electricidad. Tales consumidores son los siguientes:

Residencial(d): Toma la energía de la red de distribución secundaria, consume 200 KWH/mes y su factor de utilización es del 9% (potencia = 3 KW).

Residencial(g): Toma la energía de la red de distribución secundaria, consume 1600 KWH/mes y su factor de utilización es del 22% (potencia = 10 KW).

Industrial(c): Toma la energía de la red de distribución secundaria, consume 5 MWH/mes y su factor de utilización es

CUADRO 5.- COMPARACION ENTRE TARIFAS MEDIAS DE EMPRESAS (*)

Empresa(Pais)/Cliente típico	Resid(d)	Resid(g)	Indust(c)	Indust(h)	Indust(i)
SEGBA (Argentina) (2)	80	96	101	69	43
ESEBA (Argentina) (2)	176	235	238	92	58
EPEC (Argentina) (2)	149	187	182	100	75
EPE StaFe (Argentina) (2)	160	216	183	113	87
EMza SE (Argentina) (1)	77	81	124	82	71
Light (Brasil) (1)	58	92	63	37	29
CPFL (Brasil) (1)	58	92	63	37	29
CEMIG (Brasil) (1)	58	92	63	37	29
ANDE (Paraguay) (1)	47	50	41	30	18
UTE (Uruguay) (1)	73	94	75	54	35
Chilmetro (Chile) (1)	87	85	96	61	45

(*) en milésimos de U\$S por KWH sin impuestos

(1) Precios al mes de enero de 1992

(2) Precios al mes de abril de 1992

Fuente: CIER, ESEBA SA y EPEC

del 23% (potencia = 30 KW).

Industrial(h): Toma la energía de la red de distribución primaria, consume 500 MWH/mes y su factor de utilización es del 40% (potencia = 1736 KW).

Industrial(i): Toma la energía de la red de transmisión, consume 5000 MWH/mes y su factor de utilización es del 70% (potencia = 10000 KW).

De las cifras contenidas en el cuadro 5 puede observarse que, en general, los niveles tarifarios vigentes en la Argentina en el período enero92/abril92 (fechas para las cuales están calculadas las tarifas) se encuentran por encima de los de los restantes países de la cuenca del Plata. Dentro de la propia Argentina, además, existe una diferencia considerable entre el nivel tarifario de SEGBA (más bajo) y el de las empresas provinciales consideradas, que en la mayoría de las categorías es mayor para los casos de ESEBA, EPEC y EPE StaFe que para el de EMza SE. Las diferencias tarifarias entre los distintos países y entre las distintas empresas que operan en la Argentina, sin embargo, distan mucho de ser homogéneas en las diferentes categorías de clientes considerados. Si comparamos, por ejemplo, SEGBA y ESEBA, vemos que -aparte de tener aquella precios sustancialmente más bajos que ésta- la relación tarifa residencial/tarifa industrial utilizada por SEGBA es mucho menor que la empleada por ESEBA. Todas las empresas de la región a excepción de Chilmetro cobran además precios más altos a sus clientes residenciales grandes (g) que a sus clientes de consumo pequeño (d), discriminación ésta que en general se justifica por razones de distribución del ingreso

CUADRO 6.- COMPARACION TARIFARIA CON IMPUESTOS (en mills/KWH)

Concepto	Resid(d)		Indust(h)		Indust(i)	
	s/IVA	c/IVA	s/IVA	c/IVA	s/IVA	c/IVA
ALICUOTAS IMPOSITIVAS						
SEGBA (Cdad Buenos Aires)	1.2%	19.2%	1.2%	26.2%	1.2%	26.2%
SEGBA (Gran Buenos Aires)	10.7%	28.7%	26.7%	51.7%	26.7%	51.7%
ESEBA (Pcia Buenos Aires)	16.7%	34.7%	7.2%	32.2%	7.2%	32.2%
EPEC (Córdoba)	11.2%	29.2%	11.2%	36.2%	11.2%	36.2%
EPE StaFe (Santa Fe)	1.2%	19.2%	1.2%	26.2%	1.2%	26.2%
EMza SE (Mendoza)	6.2%	24.2%	6.2%	31.2%	6.2%	31.2%
Light (Rio de Janeiro)	0.0%	21.0%	0.0%	21.0%	0.0%	21.0%
CPFL (San Pablo)	12.0%	33.0%	0.0%	21.0%	0.0%	21.0%
CEMIG (Minas Gerais)	0.0%	21.0%	0.0%	21.0%	0.0%	21.0%
ANDE (Asunción)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
UTE (Montevideo)	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Chilmetro (Santiago de Chile)	0.0%	18.0%	0.0%	18.0%	0.0%	18.0%
TARIFAS CON IMPUESTOS						
SEGBA (Cdad Buenos Aires)	81	95	79	87	44	54
SEGBA (Gran Buenos Aires)	89	103	87	105	54	65
ESEBA (Pcia Buenos Aires)	205	237	99	122	62	77
EPEC (Córdoba)	165	192	112	137	84	103
EPE StaFe (Santa Fe)	162	190	114	142	88	110
EMza SE (Mendoza)	81	95	88	108	75	93
Light (Rio de Janeiro)	58	70	37	45	29	35
CPFL (San Pablo)	65	77	37	45	29	35
CEMIG (Minas Gerais)	58	70	37	45	29	35
ANDE (Asunción)	47	47	30	30	18	18
UTE (Montevideo)	80	80	59	59	39	39
Chilmetro (Santiago de Chile)	87	103	61	72	45	53

Fuente: CIER, FIEL y elaboración propia

y no por causas ligadas a los costos o a la eficiencia asignativa (en rigor, desde el punto de vista del costo de provisión, los clientes residenciales grandes deberían tener tarifas unitarias más bajas que los consumos pequeños, ya que su factor de utilización de la potencia es generalmente mayor). En cuanto a los consumidores industriales, en cambio, la tarifa media en todos los casos disminuye al incrementarse el tamaño del cliente, disminución ésta que es mayor en algunas empresas (vgr, ESEBA, EPEC, ANDE) que en otras (vgr, EMSE, CEMIG, EPE).

La comparación realizada en el cuadro 5 (que ha sido realizada neta de impuestos) puede ampliarse teniendo en cuenta además los componentes impositivos que incluyen los distintos precios de la energía eléctrica a usuarios finales. Tal cosa es lo que aparece en el cuadro 6, en el cual se han elegido tres clientes típicos ("Residencial(d)", "Industrial(h)" e "Industrial(i)") y se han expuesto por un

lado las correspondientes alícuotas impositivas que gravan las tarifas de cada empresa y por otro las respectivas tarifas con impuestos. En ambos casos se expone por separado la parte correspondiente a los impuestos específicos -sean de orden nacional o local- y la correspondiente al impuesto general al consumo (impuesto al valor agregado), apareciendo por lo tanto alícuotas y tarifas con y sin IVA. Esto permite apreciar las distintas estructuras tributarias que se cargan sobre la electricidad en los países del cono sur, que van desde la ausencia total de impuestos (Paraguay), la ausencia de IVA y la existencia de gravámenes específicos (Uruguay), la ausencia de tributos específicos con presencia del IVA (Chile, algunas zonas del Brasil), y la presencia tanto del IVA como de impuestos específicos (Argentina). Dentro de este último caso, puede observarse además que existe una gran dispersión entre jurisdicciones y entre categorías de clientes, que va desde la existencia de alícuotas muy bajas para los gravámenes específicos (1,2%; en las zonas en las cuales sólo se aplican los impuestos nacionales sobre la energía eléctrica) hasta la presencia de tasas impositivas totales considerablemente más elevadas (de hasta 26,7%; dentro de las cuales se suman también tributos provinciales y municipales).

Los datos del cuadro 5 pueden también ligarse -a través del empleo de ciertos supuestos- con las cifras de costos marginales de largo plazo calculadas para la Argentina en la sección anterior. Dicha ligazón es lo que se intenta efectuar en el cuadro 7, en el cual aparece una estimación del valor del costo marginal -para SEGBA y para el resto de las empresas- que tendría la energía consumida por cada uno de los cinco clientes típicos definidos para el cuadro 5. Dicha estimación parte de las cifras calculadas en el cuadro 3, reemplazándose parcialmente -para la determinación del costo unitario de utilización del capital- los factores de utilización originalmente empleados por los correspondientes a cada uno de los clientes típicos definidos. Se han agregado adicionalmente cifras del costo marginal de largo plazo de la actividad eléctrica en el Brasil, elaborados en base a un informe de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL) que cita como fuente información de Electrobras. Estos datos -que tienen valores diferentes para las tres empresas brasileñas consideradas por nosotros- nos muestran valores que son superiores o inferiores a los de las empresas argentinas según sea el cliente y la empresa brasileña que consideremos, pudiendo afirmarse en general que el nivel de costos marginales de CPFL es inferior al de SEGBA, el de Light es superior al de SEGBA pero inferior al del resto de las empresas argentinas, y el de CEMIG es superior al de las empresas argentinas (salvo para los clientes industriales grandes, cuyo nivel de costo marginal se supuso igual para las tres empresas brasileñas consideradas).

Del análisis de la relación tarifa / costo marginal vigente para las distintos casos, resulta posible visualizar

CUADRO 7.- ESTIMACION DE LOS COSTOS MARGINALES Y SU RELACION CON LAS TARIFAS

Empresa(Pais)/Cliente típico	Resid(d)	Resid(g)	Indust(c)	Indust(h)	Indust(i)
COSTOS MARGINALES LARGO PLAZO					
Argentina (SEGBA)	159.2	124.3	123.3	71.0	54.9
Argentina (Resto)	188.7	153.9	152.9	75.5	56.1
Brasil (Light)	176.2	143.7	142.7	86.6	54.2
Brasil (CPFL)	123.5	100.7	100.1	69.6	54.2
Brasil (CEMIG)	229.7	187.3	186.0	97.3	54.2
TARIFA/COSTO MARGINAL					
SEGBA (Argentina)	50.26%	77.22%	81.94%	97.12%	78.36%
ESEBA (Argentina)	93.04%	152.52%	155.45%	121.82%	103.97%
EPEC (Argentina)	78.68%	121.19%	119.07%	132.87%	134.47%
EPE StaFe (Argentina)	84.61%	140.14%	119.79%	149.26%	154.80%
EMsa SE (Argentina)	40.64%	52.63%	81.13%	109.18%	125.91%
Light (Brasil)	32.92%	64.03%	44.15%	42.71%	53.51%
CPFL (Brasil)	46.95%	91.33%	62.97%	53.16%	53.51%
CEMIG (Brasil)	25.25%	49.13%	33.87%	38.03%	53.51%

Fuente: CIER, FIEL y elaboración propia

una serie de fenómenos disímiles. En primer lugar, se observa que en todas las empresas argentinas el grado de cobertura de costos es mayor para las tarifas de consumidores residenciales grandes -Resid(g)- que para las de consumidores pequeños -Resid(d)-. La tarifa industrial, por su parte, presenta en algunas empresas (SEGBA y ESEBA) grados de cobertura de costos menores para los clientes más grandes -Indust(i)- que para los pequeños y medianos, situación que se revierte en otros casos (EPEC, EPE y EMSE). De la comparación interempresaria, asimismo, se desprende que las empresas provinciales (ESEBA, EPEC y EPE) tienen en general tarifas que se hallan por encima de los costos marginales de largo plazo calculados por nosotros, siendo la categoría de usuarios residenciales pequeños la única que se halla algo por debajo de la cobertura total. Las tarifas de SEGBA -y algunas de las de EMSE- parecen en cambio hallarse por debajo de las medidas normativas establecidas por nosotros, aunque algunos consumos típicos -Industrial(h), por ejemplo- prácticamente están cubriendo la totalidad de los costos marginales de provisión de largo plazo.

En lo que atañe a las empresas eléctricas brasileñas, puede afirmarse que las mismas presentan estructuras tarifarias bastante similares entre sí, pero que sus grados de cobertura de costo marginales son muy disímiles y en todos los casos menores a los vigentes en la Argentina (salvo para algunas categorías de SEGBA y de EMSE). Por ser la empresa con costos marginales más bajos, CPFL es en el caso brasileño la que presenta grados de cobertura de costos mayores, siendo CEMIG (con los costos marginales más altos)

CUADRO B.- COMPARACION TARIFARIA INTERNACIONAL (\$)

Pais / Cliente típico	(1)	(2)	(3)
Alemania Federal	120	90	71
Australia	62	46	37
Canadá	60	43	25
España	104	90	71
Estados Unidos	55	48	36
Francia	62	51	45
Israel	79	65	50
Italia	84	55	33
Japón	126	100	61
México	64	49	38
Reino Unido	76	67	54
Suecia	52	46	39
Suiza	85	75	47

(\$) Tarifas medias del año 1989 en milésimos de U\$S por KWH

(1) Industrial, 1 MW, FU 30% (219 MWH por mes)

(2) Industrial, 1 MW, FU 60% (438 MWH por mes)

(3) Industrial, 25 MW, FU 90% (16425 MWH por mes)

Fuente: CIER/Electrobras

la que cubre en menor proporción dichos costos. En ningún caso, sin embargo, dichos grados de cobertura superan el 91%, llegando en ciertos casos (clientes residenciales pequeños de CEMIG) a cubrir tan sólo un 25% del costo marginal de largo plazo incurrido. Esta diferencia importante con la Argentina podría originarse en la distinta política de subsidios que rige en la economía brasileña como un todo, pero tiene también su explicación en el hecho de que Brasil tiene una infraestructura de generación fuertemente sesgada hacia la hidroelectricidad, fuente ésta que -si bien puede tener altos costos de capital de largo plazo- tiene costos marginales de corto plazo muy bajos que permiten reducir las tarifas a los consumidores finales sin incurrir en problemas financieros inminentes (aunque a costa de transferir importantes "cuasirrentas" y de poner en duda la posibilidad de reponer el capital invertido).

La comparación realizada entre las tarifas de las empresas eléctricas argentinas con las de otras naciones sudamericanas puede extenderse parcialmente a otros países del mundo. Tal cosa es la que se intenta con las cifras del cuadro B (basados en datos del CIER que tienen como fuente a la empresa brasileña Electrobras), en el cual se muestran los precios medios para tres tipos diferentes de clientes industriales correspondientes al año 1989. Los clientes típicos elegidos no coinciden exactamente con los que hemos utilizado para nuestra comparación dentro de América del Sur, pero pueden catalogarse básicamente como dos clases de usuarios industriales medianos (algo más pequeños que

nuestro "Industrial(h)") y como un usuario industrial grande (mayor que nuestro "Industrial(g)"). Las tarifas elegidas son las correspondientes a los tres países norteamericanos (Canadá, Estados Unidos y México), a siete países europeos (Alemania Federal, España, Francia, Italia, Reino Unido, Suecia y Suiza) y a tres países del resto del mundo (Australia, Israel y Japón). Las cifras obtenidas muestran que, en todos los casos, los precios se comportan en forma decreciente respecto del tamaño del usuario y del factor de utilización de la potencia que el mismo exhibe, pero denotan también una gran dispersión entre las distintas economías, lo cual vuelve imposible referirse a un verdadero "precio internacional" de la energía eléctrica. Puede observarse así que las tarifas a grandes consumidores oscilan entre 25 milésimos (Canadá) y 71 milésimos (Alemania Federal) por KWH, en tanto que en los precios a industriales medianos (columna 2) los valores mínimo y máximo son de 43 mills (Canadá) y de 100 mills (Japón). De la observación de tales cifras puede verse que en general las tarifas argentinas (en especial las de las empresas provinciales) están alineadas con las internacionalmente más altas, en tanto que las brasileñas se hallan más cerca de los precios más bajos (i.e, de las canadienses).

2.3. Evolución tarifaria

La comparación tarifaria realizada en el acápite anterior consistió esencialmente en un estudio "de corte transversal", en el cual se tomaron valores correspondientes a un único momento del tiempo (enero a abril de 1992) y se los comparó entre sí y con otros valores intemporalmente definidos (costos marginales de largo plazo). En la presente sección extenderemos la comparación agregándole al problema una dimensión intertemporal, para lo cual utilizaremos cifras históricas correspondientes al período 1987-1992.

Partiendo de información que tiene como origen a la Secretaría de Energía de la Nación y limitando nuestro análisis al caso de una única empresa eléctrica argentina (SEGBA SA), en el cuadro 9 puede apreciarse cuál fue la evolución histórica de las tarifas a usuarios finales y su relación con el precio vigente en el mercado eléctrico mayorista. Utilizando cuatro de las cinco categorías vistas en la sección anterior, puede así apreciarse cómo han ido modificándose las tarifas medias (medidas en milésimos de dólar estadounidense por kilovatio-hora) correspondientes a los clientes típicos identificados como "Residencial(d)", "Industrial(c)", "Industrial(h)" e "Industrial(i)", entre diciembre de 1987 y marzo de 1992. Se ha agregado también una columna de evolución del precio medio vigente en el mercado eléctrico mayorista argentino para las transacciones económicas entre empresas eléctricas ("Pr MEM") y otra en la cual se expone una tarifa media global a usuarios finales de SEGBA SA ("Pr Medio").

CUADRO 9.- EVOLUCION DE LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES 1987-1992 (*)

Periodo/Cliente	Pr MEM	Resid(d)	Indust(c)	Indust(h)	Indust(i)	Pr Medio
Diciembre 1987	15	33.3	35.3	20.4	14.6	32.9
Marzo 1988	15	38.4	39.4	22.7	16.3	37.2
Junio 1988	16	42.7	47.0	28.2	20.6	40.7
Setiembre 1988	21	54.5	62.6	38.7	28.8	57.2
Diciembre 1988	20	57.1	65.4	40.4	30.0	59.7
Marzo 1989	13	28.4	32.1	19.9	14.8	29.7
Junio 1989	8	8.6	13.6	8.4	6.3	11.1
Setiembre 1989	23	29.3	72.6	53.6	37.7	54.4
Diciembre 1989	18	20.6	59.1	43.7	30.7	44.3
Marzo 1990	25	39.6	96.2	71.1	50.0	72.3
Junio 1990	30	58.7	94.3	69.7	49.0	81.1
Setiembre 1990	38	82.5	107.7	79.6	54.8	95.3
Diciembre 1990	44	93.6	122.2	90.3	62.2	108.2
Marzo 1991	35	78.0	66.4	47.0	30.1	77.3
Junio 1991	35	75.5	77.5	61.3	39.7	77.4
Setiembre 1991	42	63.9	100.0	50.7	29.3	67.2
Diciembre 1991	44	75.5	76.5	61.3	39.7	77.4
Marzo 1992	48	79.9	101.2	69.1	43.4	85.1

(*) Tarifas medias de SEGBA SA sin impuestos en milésimas de U\$S por KWH
Fuente: Secretaría de Energía

De las cifras del cuadro 9 pueden hallarse una serie de índices de estructura y tendencia tarifarias para el período, cosa que aparece expuesta en el cuadro 10. En él puede verse cómo el precio del mercado eléctrico mayorista -que a diciembre de 1987 era de 15 mills/KWH- creció más de tres veces a lo largo del cuatrienio 1988-92, oscilando durante el período entre un 53% y un 320% respecto de su nivel de partida. En cuanto al precio medio a usuarios finales de SEGBA SA, el cuadro nos muestra que el mismo -que a diciembre de 1987 era de 33,3 mills/KWH- se halla hoy en un 259% de dicho nivel, habiendo llegado a descender al 34% de su valor de origen (junio 1989) y a aumentar hasta el 329% de esa cifra (diciembre 1990). La relación tarifa media de SEGBA vs precio medio del MEM nos muestra disparidades importantes a lo largo del tiempo, ya que -de un nivel de 2,193 veces el precio mayorista en diciembre de 1987- la tarifa promedio a usuarios finales ha llegado a estar a sólo 1,388 veces el precio del MEM (junio 1989), ha trepado hasta 2,892 veces dicho precio (marzo 1990) y ha terminado ubicándose en un nivel de 1,773 veces la tarifa mayorista (marzo 1992).

La evolución de los precios relativos dentro de la propia estructura tarifaria de SEGBA SA puede a su vez medirse a través de los índices que aparecen en las últimas dos columnas del cuadro 10, en los cuales se compara la tarifa residencial con la de un industrial mediano

CUADRO 10.- ANALISIS DE ESTRUCTURA Y TENDENCIA TARIFARIAS 1987-1992

Periodo/Concepto	Ind MEM	Ind PHe	PHe/MEM	R(d)/I(h)	I(c)/I(i)
Diciembre 1987	100.0	100.0	2.193	1.632	2.418
Marzo 1988	100.7	113.1	2.464	1.692	2.417
Junio 1988	106.7	123.7	2.544	1.514	2.282
Setiembre 1988	140.0	173.9	2.724	1.408	2.174
Diciembre 1988	133.3	181.5	2.985	1.413	2.180
Marzo 1989	86.7	90.3	2.285	1.427	2.169
Junio 1989	53.3	33.7	1.388	1.024	2.159
Setiembre 1989	153.3	165.3	2.365	0.547	1.926
Diciembre 1989	120.0	134.7	2.461	0.471	1.925
Marzo 1990	166.7	219.8	2.892	0.557	1.924
Junio 1990	200.0	246.5	2.703	0.842	1.924
Setiembre 1990	253.3	289.7	2.508	1.036	1.965
Diciembre 1990	293.3	328.9	2.459	1.037	1.965
Marzo 1991	233.3	235.0	2.209	1.660	2.206
Junio 1991	233.3	235.3	2.211	1.232	1.952
Setiembre 1991	280.0	204.3	1.600	1.260	3.413
Diciembre 1991	293.3	235.3	1.759	1.232	1.927
Marzo 1992	320.0	258.7	1.773	1.156	2.332

"R(d)/I(h)" y la de un industrial pequeño con la de uno grande "I(c)/I(g)". La primera de tales medidas nos muestra que durante la época de más violenta caída del nivel de precios medios de la energía eléctrica (diciembre de 1988 a junio de 1989) la tarifa residencial tendió a caer más que la industrial, y que este sesgo relativo pro-residencial se agudizó aún más en los meses subsiguientes en los cuales los precios de la electricidad sufrieron una recomposición drástica (llegándose a una relación de 0,5 entre tarifa residencial y tarifa industrial). Entre marzo de 1990 y marzo de 1991, en cambio, la política de precios tendió a ir favoreciendo relativamente más a los usuarios industriales, estabilizándose la relación entre tarifas residenciales e industriales en un nivel de alrededor de 1,2 a partir de junio de 1991. Un movimiento equivalente -aunque mucho más atenuado- fue el que siguió la relación entre las tarifas industriales en baja y en alta tensión, la cual partió de un nivel de 2,418 en diciembre de 1987, tuvo su valle más pronunciado en marzo de 1990 al llegar a un valor de 1,924 y -luego de llegar a un pico de 3,413 en setiembre de 1991- terminó ubicándose en un nivel de 2,332 en marzo de 1992.

3.- El nuevo modelo de marco regulatorio eléctrico

3.1. La ley 24.065

El sector eléctrico se halla actualmente en la Argentina en un proceso de cambio estructural y funcional importante,

que comenzó en 1991 y cuyas líneas principales se hallan en el texto de la ley nacional 24.065, promulgada en enero de 1992. Esta ley, algunas de cuyas normas habían sido ya preanunciadas por el Decreto Nacional 634 del mes de abril de 1991, tiene como objeto principal el fijar un marco regulatorio para la actividad eléctrica, que abarca las etapas de generación, transporte, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Analizados desde un punto de vista económico, los principales aspectos sobre los que versa la ley en cuestión se relacionan con la determinación de la estructura industrial, del grado de centralización o descentralización del modelo y de la estructura de la propiedad de las empresas participantes en el sector eléctrico (esto es, con tres de los temas centrales que hemos examinado en la sección 1).

En lo que atañe al tema de la determinación de la estructura industrial de la actividad eléctrica, puede afirmarse que las nuevas normas regulatorias parecen intentar un giro por el cual las empresas pasen a especializarse en forma completa en una de las etapas del proceso de transformación de la energía eléctrica. La idea que guía este cambio es la de que en el área de generación existe un mercado potencialmente competitivo, mientras que la transmisión y la distribución son por naturaleza monopólicas, aunque en esta última existe la posibilidad de establecerse una cierta "competencia por comparación". De acuerdo con este criterio, pues, resulta posible concebir un sistema en el cual los generadores compiten entre sí por vender su producto a los distribuidores y grandes usuarios, utilizando para ello la red de transmisión de propiedad de las empresas transportistas.

La deseabilidad del criterio expuesto, sin embargo, depende básicamente del juego de dos elementos congruentes: las economías de escala y de alcance susceptibles de aparecer en la actividad eléctrica, y la magnitud de los costos de transacción y de control que traen aparejadas la distintas hipótesis de integración y desintegración horizontal y vertical. En efecto, si bien es posible concebir a la generación como una actividad competitiva frente a una transmisión y a una distribución naturalmente monopólicas, podría darse el caso de que el complejo integrado generación-transmisión-distribución tuviera economías de alcance respecto de la provisión separada de las tres etapas que justificaran el establecimiento de una generación artificialmente no competitiva. Esta circunstancia posible no aparece reflejada en el espíritu de la nueva normativa eléctrica argentina, inspirada más bien por la idea de que una menor integración representa una mayor garantía de competitividad y desafiabilidad en los mercados. Al llevarse a cabo el proceso de privatización asociado a la reforma regulatoria, sin embargo, este problema ha comenzado a ser tenido en cuenta, tal como veremos más adelante.

La idea general de organización del sector contenida en

la ley 24.065 visualiza la actividad eléctrica como protagonizada por cuatro clases de actores principales: los generadores de electricidad, los transportistas, los distribuidores y los consumidores de energía eléctrica (dentro de los cuales aparecen como una categoría separada los "grandes usuarios"). En dicho esquema, los generadores son empresas que poseen centrales eléctricas, y que colocan su producción total o parcialmente en las líneas de transporte y transmisión del sistema interconectado nacional. Dichas líneas son a su vez propiedad de distintos transportistas, los cuales son empresas encargadas de la transmisión y transformación de la energía eléctrica desde el punto de ingreso al sistema hasta el punto de recepción del mismo por parte de las empresas distribuidoras. Estas últimas, a su vez, toman la energía eléctrica en este último punto y abastecen con ella a los consumidores de una determinada área geográfica, utilizado para ello una red de distribución. Los grandes consumidores de electricidad, sin embargo, pueden dentro de este esquema evitar la intermediación del distribuidor, empleando un método de acceso directo a la red de transporte.

En el nuevo contexto propuesto, las transacciones interempresarias tienen lugar principalmente entre generadores y distribuidores, y entre generadores y grandes consumidores. Los transportistas son en cambio una suerte de "espectadores" del proceso, ya que no pueden comprar ni vender energía eléctrica, limitándose su servicio al simple transporte de la electricidad (servicio por el cual tienen derecho a percibir una cierta tarifa por "peaje"). Los consumidores (a excepción de los "grandes usuarios") son a su vez clientes exclusivos de un distribuidor, al cual le adquieren la energía eléctrica que consumen según el área geográfica en la que se ubiquen. Así concebida, la actividad eléctrica presenta diferentes estructuras de mercado según el segmento que se considere, ya que de ser potencialmente competitiva en el segmento de generación pasa a ser naturalmente monopólica en el transporte y en la distribución (aunque con la posibilidad de que exista una multiplicidad de monopolios locales y regionales). Haciéndose eco de esta idea, el proyecto de ley prevé que las relaciones comerciales entre los generadores y los distribuidores de electricidad (y entre aquéllos y los grandes usuarios) tenderán a regirse a través de un mecanismo desregulado, en tanto que las tarifas de peaje de los transportistas y las de venta de energía de los distribuidores a los consumidores serán objeto de una mayor regulación. A efectos de limitar las posibilidades de colusión entre los diversos actores del mercado eléctrico, la ley 24.065 es también bastante estricta en lo que atañe a la posibilidad de que los mismos formen parte de un solo grupo económico, prohibiendo la existencia de empresas transportistas que sean sociedades controladas o controlantes de cualquier empresa ubicada en alguna de las otras categorías del mercado eléctrico.

Una incógnita importante dentro del funcionamiento del nuevo esquema regulatorio está dada por la definición de qué líneas forman la "red de transporte" del sistema eléctrico nacional. En efecto, si tal sistema se encuentra integrado solamente por las grandes redes de 500 kv y 220 kv, el mismo se halla actualmente en manos de solamente dos empresas nacionales (Agua y Energía Eléctrica SE e Hidronor SA), y su organización y traspaso a las compañías que vayan a ser específicamente "transportistas" no presenta más problemas operativos ni jurídicos que cualquier otra privatización o transformación empresarial. Si, en cambio, se incluyen dentro del sistema de transporte a las subestaciones y líneas de transmisión de 132 kv, prácticamente todas las empresas eléctricas que se dedican como actividad principal a la distribución pasan a entrar al mismo tiempo en la categoría de "transportistas", lo cual es jurídicamente incompatible de acuerdo a los términos de la ley 24.065. La resolución de esta incompatibilidad resultaría sin duda problemática en el contexto en el que se desenvuelve la actividad eléctrica en la Argentina, dado que buena parte de esas líneas son propiedad de empresas provinciales ajenas a la jurisdicción nacional. El adoptar el criterio "restrictivo" de definición del sistema de transporte, sin embargo, tampoco estaría exento de problemas, ya que implicaría de hecho "anular" la posibilidad de que el grueso de los grandes consumidores industriales de energía eléctrica pudiera participar efectivamente del mercado eléctrico mayorista. Esto es así porque los usuarios en cuestión demandan en general la energía eléctrica a una tensión de 132 kv, nivel éste en el cual se encontrarían ya "cautivos" del distribuidor encargado de proveerles la electricidad. Aunque este problema pudiera resolverse a través de alguna norma que fijara que los distribuidores actuaran en este caso como una especie de "transportistas excepcionales" (y cobraran por lo tanto un peaje por sus servicios), la solución no se hallaría tampoco exenta de problemas jurídicos si es que la correspondiente línea de transmisión a través de la cual el gran consumidor se conecta al sistema es de jurisdicción de algún gobierno provincial.

En lo que se refiere a los aspectos tarifarios contenidos en la ley de marco regulatorio, la misma prevé que las tarifas a consumidores finales sean determinadas por el Ente Nacional Regulador de la Energía Eléctrica (organismo creado por la propia ley) ateniéndose a principios ligados con la cobertura de costos, el estímulo a la eficiencia, la inexistencia de "subsidios cruzados" entre consumidores, la obtención de una tasa de beneficio razonable y la prestación del servicio al usuario al mínimo costo compatible con la seguridad del sistema eléctrico. En cuanto a las tarifas del mercado mayorista, las mismas surgirán a través de dos procedimientos simultáneos: la celebración de contratos libremente pactados entre generadores y distribuidores (o entre generadores y grandes usuarios) y la fijación de un "precio sombra" definido por

el DNC y basado en el costo marginal de corto plazo de la energía eléctrica (que para los vendedores se determina con una periodicidad horaria -precio "spot"- y para los compradores con una periodicidad trimestral -precio "estabilizado"-). Este último precio del mercado mayorista tiene, dentro del esquema de la ley, una relación directa con las tarifas a usuarios finales, ya que la propia norma prevé que -dentro de la tarifa final cobrada a los consumidores- exista un sistema de "reconocimiento automático" (pass-through cost) del costo de adquisición de la energía en que incurren los distribuidores (definido a través del precio estabilizado).

Hemos dicho en los apartados anteriores que -tanto en el tema de la fijación de precios y de la programación de la producción en el corto plazo como en la planificación de las inversiones a largo plazo- el sistema eléctrico argentino se caracterizaba por presentar una fuerte centralización en la toma de decisiones. La nueva normativa eléctrica propuesta intenta modificar este esquema, para llevarlo a un modelo en el cual tengan un mayor peso las decisiones descentralizadas. Al respecto, las posibilidades pasan por establecer un criterio de fijación de precios más relacionado con la lógica económica del sistema, por permitir la toma de decisiones de producción independientes, y/o por instaurar un procedimiento de libre transacción de la energía eléctrica. La primera de las opciones en cuestión ha sido ya adoptada a partir de agosto de 1991 con la sanción de la resolución 38/91 de la Secretaría de Energía, a través de la implantación de un esquema de tarificación al costo marginal del sistema eléctrico nacional, por el cual todos los generadores reciben el mismo precio por la energía generada y los costos de capital se financian no a través de impuestos sino a través de la renta obtenida por la generación con centrales intramarginales. Un paso más allá estaría un sistema en el que la retribución siguiera siendo según el costo marginal de la energía pero en el cual las decisiones de producción se tomaran descentralizadamente, y en el cual el organismo encargado del despacho actuara como un "rematador walrasiano" cuyo papel fuera determinar los precios a los cuales se clareara el mercado. Una tercera alternativa, finalmente, sería un esquema en el que el Despacho Nacional de Cargas no hiciera más que vigilar el correcto funcionamiento del sistema y brindara información a los agentes económicos actuantes, pero en el cual las transacciones se pactaran libremente entre compradores y vendedores del mercado mayorista de electricidad.

La misión encomendada al organismo encargado del despacho por la nueva normativa propuesta combina elementos de los tres sistemas, ya que en algunos aspectos el DNC pasa a operar como optimizador condicionado, en otras como rematador walrasiano, y en otras como un simple banco de datos para las distintas empresas intervinientes en las transacciones. En efecto, si bien en general el DNC sigue con el nuevo esquema decidiendo centralizadamente la mezcla

de generación óptima (la cual pasa a ser remunerada al costo marginal del sistema en vez de serlo al costo variable medio de cada generador, como lo era bajo el régimen anterior), existen ciertos conceptos -vgr, reserva de potencia del sistema- que se suministra a través de un procedimiento de licitación por parte de las empresas generadoras en el cual el despacho tiene la facultad de fijar hasta qué precio acepta las ofertas, en tanto que se prevé también que exista un cierto lote de transacciones entre empresas generadoras y distribuidoras (o entre generadores y grandes usuarios) pactadas libremente a través de contratos de mediano y largo plazo. En cuanto al tema de las inversiones a realizarse en el sector, finalmente, el esquema no ha sido formulado aún claramente, aunque da la sensación de que una cierta porción de las obras (generación hidroeléctrica y atómica, transmisión) van a planificarse centralizadamente, en tanto que otra (generación térmica, distribución) van a dejarse más o menos libradas a las leyes descentralizadas del mercado.

Un tema respecto del cual existe una cierta incertidumbre en el nuevo modelo de marco regulatorio eléctrico es el relacionado con la forma en que se insertan dentro del mismo las empresas sujetas a jurisdicción provincial. En efecto, dado que en la Argentina buena parte del servicio eléctrico a consumidores finales se presta a través de empresas sujetas a normativas provinciales, las pautas contenidas en la ley 24.065 no son en principio aplicables a las relaciones que se establecen entre dichas empresas y sus usuarios, salvo que las provincias respectivas adhieran expresamente al régimen de la citada ley. Esto hace que resulte posible que las tarifas a usuarios finales terminen presentando grandes diferencias entre las distintas jurisdicciones del país, diferencias éstas que no sólo se darían en los niveles absolutos y en las estructuras de precios, sino que también podrían extenderse a los criterios de tarificación utilizados. Donde sí todas las empresas quedarán sujetas a la normativa nacional es en su actuación en el sistema interconectado del mercado eléctrico mayorista, en el cual la energía se comerciará teniendo en cuenta las pautas tarifarias ya esbozadas en los párrafos anteriores.

3.2. El proceso de privatización

Con la crisis del sector público que se fue profundizando a lo largo de la década de 1980 y la aparición de un auge privatizador de carácter nacional y mundial en los últimos años, el sistema eléctrico argentino -que, como ya hemos dicho, se había convertido a partir de la década de 1960 en un sector casi totalmente monopolizado por el estado- comenzó a ser insistentemente señalado como una de las áreas factibles de inserción de nuevos capitales privados en la economía. Al respecto, en el esquema previsto

en las actuales normas regulatorias aparece claro que el nuevo contexto se halla pensado para operadores privados que participan activamente en las distintas etapas del proceso de transformación de la energía eléctrica.

La primera área en la cual la privatización ha comenzado ya a tener lugar es la generación térmica, para la cual se está realizando la venta separada de una gran cantidad de centrales eléctricas, a través de un proceso de desintegración horizontal de las principales empresas nacionales propietarias de dichas centrales. A través de este sistema se licitará también la construcción de las nuevas centrales térmicas que vayan a instalarse en el país, previéndose inclusive la aparición de un régimen en el cual no existan barreras a la entrada en este renglón (es decir, en el que cualquier empresa pueda incorporarse al sistema interconectado nacional como generadora térmica).

En general, puede decirse que el caso líder en el proceso de transformación y privatización del sector eléctrico argentino está siendo la empresa nacional SEGBA SA que, como ya hemos dicho en la sección 1, tiene a su cargo la distribución de la energía eléctrica en el área de la ciudad de Buenos Aires y sus alrededores y cuenta además con una parte no despreciable del parque de generación térmica. Al año 1990, SEGBA SA abastecía una demanda de unos 3300 MW de potencia y entregaba a la red unos 17.000 GWH de energía eléctrica anuales, de los cuales un 54% eran generados por sus propias centrales. De esta energía entregada, aproximadamente 13.000 GWH eran facturados a los usuarios, lo cual implica un nivel de pérdida del 24% (originado tanto en razones técnicas -11%- como en hurto de electricidad -13%-). La energía facturada era consumida por usuarios residenciales (40%), industriales (28%), comerciales (14%) y otros (18%). La dotación de personal de la empresa rondaba a esa fecha los 21.000 agentes, y el número de clientes era de aproximadamente 4 millones, de los cuales un 88% eran consumidores residenciales.

A los efectos de encarar su privatización, SEGBA SA ha sido dividida en dos segmentos distintos (que corresponden a las actividades de generación y de distribución), los cuales han ingresado en procesos de transferencia diferentes. Para la parte de generación, la privatización ha tenido lugar a través de la licitación separada de las tres centrales térmicas más grandes (Puerto Nuevo, Nuevo Puerto y Costanera), dejándose al margen del proceso a los equipos significativamente más pequeños de las centrales Dock Sud y Dique. La potencia nominal instalada de las centrales privatizadas es de 1260 MW (Costanera), 420 MW (Nuevo Puerto) y 589 MW (Puerto Nuevo), formada en todos los casos por grupos de generación a vapor (aunque de muy diferente antigüedad y estado de conservación).

Realizadas a lo largo del primer semestre de 1992, las licitaciones de las centrales en cuestión tuvieron como ganadores en los tres casos a grupos liderados por empresas eléctricas chilenas, ligadas financieramente con fondos de

pensión de ese mismo origen geográfico. En el caso de las centrales de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, la licitación se efectuó en forma conjunta en marzo de 1992, y hubo cinco grupos que presentaron ofertas por las centrales. La adjudicación recayó finalmente en el integrado por Chilgener SA y la Compañía Chilena de Distribución 5ta Región, que ofreció U\$S 92.157.000 por ambas centrales. En el caso de la central Costanera, en cambio, sólo hubo un grupo oferente -formado por Endesa SA, Aluar, Energis SAS, Distribuidora Chilectra e Inversora Patagónica- y la adjudicación se realizó en mayo de 1992 por la suma de U\$S 90.120.000.

Pese a que la privatización de la generación térmica de SEGBA SA puede ser considerada como el primer paso importante en la puesta en marcha del nuevo esquema regulatorio del sector eléctrico argentino, esa venta significó -de hecho- un apartamiento de las normas establecidas en la ley 24.065 (o, por lo menos, del "espíritu" de las mismas). Esto es así porque las centrales privatizadas no operarán en un contexto propiamente "competitivo", sino que tendrán un contrato de suministro con la empresa de distribución (que hoy es SEGBA SA, y en un futuro serán las compañías que tomen la concesión del área que ésta sirve actualmente) de ocho años de duración, por el cual se le ha fijado a los operadores de las centrales una cierta demanda garantizada a un precio de 40 mills/KWH. Comparado con las proyecciones que existen respecto de la evolución de los precios del mercado eléctrico mayorista argentino -ver apartado 4.2. de este documento-, este precio asegurado se hallará por debajo del precio "spot" del sistema interconectado durante el primer año de vigencia del contrato, pero será superior a dicho valor durante los siete años restantes.

Una característica interesante de los contratos de transferencia de las centrales térmicas de SEGBA SA al sector privado es la preocupación que los mismos revelan por brindar seguridades jurídicas a los adquirentes respecto de posibles controversias legales y reglamentarias futuras. Se ha establecido así, por ejemplo, una limitación a la participación de las empresas en el paquete accionario de las nuevas compañías generadoras (ninguna puede ser dueña de más del 10% del parque), adoptándose para la venta el mecanismo -ya tradicional en las privatizaciones argentinas- de transferir el 60% de las acciones al consorcio encargado de la operación del servicio y reservar un 10% para el personal (a través del "programa de propiedad participada") y un 30% para su posterior colocación en el mercado bursátil. En cuanto a la fijación de los precios, no sólo se le asegura al operador de la central una tarifa cierta para sus transacciones sino que se establece además que los pagos correspondientes van a realizarse en dólares estadounidenses y que cualquier variación en los costos no controlables de generación (vgr, en el precio de los combustibles) puede ser automáticamente trasladada a la tarifa a abonar por "SEGBA Distribución". Respecto de esto último, los contratos

incluyen también el compromiso de un tercer actor importante (la empresa petrolera nacional YPF), que se compromete a suministrar el gas natural en cantidades dadas y a un precio fijo (36,12 U\$S/Mm3 en cabecera de gasoducto).

La interpretación económica de todas estas "cláusulas de salvaguardia" que aparecen en el proceso de privatización de las centrales de SEGBA SA puede ser encarada a través de un razonamiento "à la Williamson", que relacione la existencia de mayores seguridades jurídicas para el oferente con la posibilidad de exigirle al mismo que fije una tarifa más baja por el bien o servicio que suministra. La idea subyacente en esta lógica es que la ausencia de un contrato que le asegurara una cierta demanda por la energía generada habría tenido como consecuencia la no presentación de ofertas a la licitación (o la exigencia por parte de los cotizantes de que la tarifa de venta se ubicara por encima de los 40 mills/KWH fijados). En un contexto como el que prevaleciente en este tipo de operaciones -en las cuales lo que se licita es un activo ya existente y no la construcción de uno nuevo- la ausencia de garantías respecto de cantidades y precios tiene sin embargo una "válvula" alternativa de ajuste, que es el precio que los oferentes cotizan por el paquete accionario privatizado. En efecto, a igualdad de todos los demás factores, una central eléctrica que sale a la venta con un contrato de suministro asegurado a un cierto precio que se halla algo por encima del que se espera que rija en el mercado mayorista será seguramente transferida por un monto mayor que el que se obtendría si la misma central fuera ofrecida sin ningún compromiso de compra de su producto y librada enteramente a las reglas del sistema puro de "common carrier". Tal diferencia se sustenta en que en el primero de tales casos la incertidumbre que enfrenta el adquirente es mucho menor, y también son menores los costos de transacción que su negocio trae aparejado, ya que las cláusulas contractuales que obtiene le permiten operar en un contexto de "integración vertical tácita".

El otro renglón en el que la privatización se halla en una etapa avanzada es el de la distribución, para el cual el escenario más probable parece ser el de una serie de empresas distintas, cada una de las cuales con una determinada área de concesión a su cargo. En este rubro, las compañías privadas capitalistas seguramente coexistirán con las tradicionales cooperativas eléctricas, con las empresas provinciales de electricidad, y con un surtido menú de compañías mixtas, empresas sociales y otras formas de propiedad diversas. Para la más grande de todas estas concesiones (la del área de distribución servida actualmente SEGBA SA) el programa de privatizaciones lanzado dividió la empresa en dos partes (Edenor y Edesur), que serán explotadas por dos compañías privadas diferentes, y por las cuales -al mes de julio de 1992- han precalificado cinco consorcios interesados. Fuera de esta división quedó sin embargo una subregión de la actual estructura geográfica de la empresa (la sucursal La Plata, que abarca dicha ciudad y

sus alrededores), la cual podría pasar a jurisdicción de la empresa eléctrica de la provincia de Buenos Aires (ESEBA SA) o bien a manos de una compañía local de electricidad. Respecto del destino de las áreas hoy explotadas por entidades provinciales, finalmente, la situación se halla poco menos que indeterminada, aunque da la sensación de que la mayoría de las provincias están ingresando en caminos que implican algún tipo de participación -total o parcial- del sector privado en la explotación del servicio eléctrico.

En cuanto a los segmentos de generación hidroeléctrica y atómica y al de transporte de la energía eléctrica, el futuro aparece aún como bastante incierto dentro del esquema general esbozado, pero todo parece indicar que -aunque muchos activos terminen privatizándose- el estado nacional seguirá teniendo un peso importante sobre los mismos. Lo que sí aparece como casi seguro es que -dentro del contexto de desintegración vertical propuesto- la empresa nacional de Agua y Energía Eléctrica deberá desaparecer como tal, y dar lugar a dos empresas (o dos grupos de empresas) distintas, dedicadas respectivamente a la generación hidroeléctrica y al transporte de la energía. En cuanto al destino de la CNEA y de Hidronor, el mismo podrá estar ligado a la continuación de sus actividades con un estatus como el actual, o bien a la fusión de sus estructuras con las de la nueva empresa de generación surgida del desmembramiento de Agua y Energía Eléctrica SE.

3.3. Decisiones y normas pendientes

El dictado de la ley 24.065 antes analizada constituye apenas un primer paso hacia la definición de un ordenamiento jurídico integral para las actividades eléctricas, ya que son todavía muchas e importantes las normas adicionales que deberán ser sancionadas para darle forma. En primer lugar, falta aún el decreto del Poder Ejecutivo Nacional por el cual se establezca su necesaria reglamentación, el cual deberá incluir un gran número de precisiones pendientes. Por otra parte, las provincias que decidan adherir al régimen de la citada ley deberán sancionar -como ya se señaló- las leyes provinciales que establezcan el alcance de su adhesión. Dicha adhesión podrá ser:

- a) plena, lo que las obligará no sólo a respetar sus principios tarifarios sino también a establecer el libre acceso a sus redes de transmisión y distribución para todo aquél que lo requiera como consecuencia de la concertación de contratos a término (los que se suscriban entre distribuidores locales o grandes usuarios y generadores);
 - b) limitada a la adopción de sus principios tarifarios, lo que les otorgará el derecho de recibir los recursos del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, destinados a compensar regionalmente tarifas a usuarios finales.
- Cada provincia, además, deberá dictar una serie de normas reglamentarias ad hoc a fin de definir el nuevo ordenamiento

eléctrico en su jurisdicción, y adoptar ciertas decisiones en materia de posibles privatizaciones eléctricas y acerca de las necesarias regulaciones que en tal caso deban establecerse. A su vez, deben tomarse también las consecuentes decisiones a nivel municipal, ya que usualmente los servicios locales de distribución eléctrica están normados por contratos de concesión otorgados por las autoridades locales (caso de la prestación de servicios por parte de las cooperativas eléctricas), los que deberán ser adecuados a las nuevas normativas provinciales y nacionales.

Resulta obvio señalar que el diseño e implantación del nuevo sistema eléctrico implica grandes dificultades y plazos extensos. Este proceso puede suponer, además, conflictos jurisdiccionales y también controversias entre los diversos actores (y entre ellos y las autoridades de nivel nacional, provincial y municipal), con el consiguiente protagonismo -hasta hoy inusual en las actividades de prestación de servicios públicos- del Poder Judicial para las diferencias que surjan por aplicación de las nuevas normas. El modo en que sea completada la tarea normativa y las gestiones implicadas -privatizaciones, reestructuraciones en las administraciones de las empresas que continúen en el sector público y en los organismos regulatorios de las distintas jurisdicciones- y la respuesta de los actores involucrados, definirán el grado en que serán alcanzados los objetivos explicitados por las autoridades. Tales metas no son otras que atraer inversiones privadas al sector, mejorar la gestión empresarial, disminuir las tarifas, y aumentar simultáneamente los niveles de calidad y seguridad del servicio eléctrico.

4.- Perspectivas del sector eléctrico argentino

4.1 Algunas cifras preliminares

El nuevo esquema regulatorio del sector eléctrico argentino y las privatizaciones asociadas al mismo se hallan todavía en una etapa preliminar de implantación. La resolución 38/91 de la Secretaría de Energía, sin embargo, ha lanzado ya los lineamientos para que el sistema funcione de acuerdo con algunos parámetros del modelo elegido, especialmente en lo que hace al tema de la tarificación al costo marginal. A partir de su puesta en vigencia (agosto de 1991) todas las empresas del sistema interconectado comenzaron a venderle al DNC toda su generación, recibiendo como remuneración el costo marginal horario de generación del sistema (i.e., el costo unitario variable de producción de la máquina menos económica de cuantas estén generando en ese momento). Asimismo, todas las empresas pasaron a comprarle al DNC toda la energía que sus usuarios les demandan, pagando un precio único estabilizado trimestralmente que comenzó siendo de unos 42 mills/KWH, pasó a ser de 44,4 mills/KWH entre noviembre de 1991 y enero

CUADRO 11.- PRINCIPALES CIFRAS SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (diciembre 1991)

Concepto	HyE	SEGBA	Hidronor	CNEA	S Grande	ESERA	EPEC	Otras Prov	Total
Demanda de energía (GWH)	569	1646	98	49	0	529	295	786	3962
Generación de energía (GWH)	1016	753	605	554	491	403	179	0	4091
Precio medio compra SIN (mills/KWH)	44.38	44.38	44.38	44.38		44.38	44.38	44.38	44.38
Precio medio venta SIN (mills/KWH)	40.96	44.84	44.07	36.23	32.69	40.76	35.22		40.35
Compra bruta al SIN (millones U\$S)	25.25	73.05	3.91	2.17	0.00	23.48	13.09	34.88	175.83
Venta bruta al SIN (millones U\$S)	41.62	33.76	26.66	29.07	16.05	16.43	6.30	0.00	160.90
Saldo neto transacciones	16.36	(39.28)	22.76	17.90	16.05	(7.05)	(6.79)	(34.99)	(14.94)

Fuente: IAE y elaboración propia

de 1992 y se ubicó en unos 48 mills/KWH entre febrero y abril de 1992.

Este nuevo sistema se aparta del anterior en dos aspectos importantes. Por un lado, las empresas generadoras dejaron de recibir una remuneración ligada a sus propios costos y pasaron a enfrentar un precio de venta totalmente exógeno e igual para todos los generadores (aunque variable según el momento del día y la época del año). Por otro lado, las empresas distribuidoras (compradoras de energía) también pasaron a enfrentar el mismo precio de compra, desapareciendo el subsidio implícito que existía anteriormente entre SEGBA (que compraba a un precio superior al promedio del sistema) y Agua y Energía (que compraba a un precio inferior, trasladando luego la bonificación recibida a las empresas provinciales no generadoras). Adicionalmente, la implantación del nuevo criterio de remuneración de la energía en el mercado mayorista implicó un aumento de alrededor del 13% en el precio medio del sistema, que hasta julio de 1991 rondaba los 37 mills/KWH.

En el cuadro 11 aparece un muestreo de las transacciones económicas del DNC para el mes de diciembre de 1991, en el que aparecen los intercambios de energía entre las distintas empresas del sistema argentino de interconexión, los precios a los cuales se realizaron tales intercambios y el saldo neto de las operaciones realizadas. Dicho saldo neto suele tener un signo que se mantiene a lo largo del tiempo, y que sirve para clasificar a las empresas en netamente vendedoras (Hidronor, CNEA, Salto Grande), netamente compradoras (la mayoría de las empresas provinciales) y empresas que poseen generación pero también distribuyen, cuyo saldo puede ser generalmente positivo (Agua y Energía) o negativo (SEGBA, ESEBA, EPEC). Una suba en el nivel de los precios mayoristas como la que se ha venido registrando en el sistema desde mediados del año 1991 implica por lo tanto un beneficio para las empresas que son vendedoras netas al DNC y un perjuicio para las que son compradoras netas. Comparado con el anterior sistema en el cual a cada empresa se le reconocían

CUADRO 12.- IMPUESTOS CONTENIDOS EN LA FACTURACION A USUARIOS FINALES

Concepto	AyE	SEGBA	Hidronor	CNEA	S Grande	ESEBA	EPEC	Otras Prov	Total
SITUACION A DICIEMBRE 1991									
Impuesto valor agregado	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
Fondos energéticos nacionales	11.20%	11.20%	11.20%	11.20%	11.20%	11.20%	11.20%	11.20%	11.20%
Fondos energéticos provinciales	0.00%	10.67%	0.00%	0.00%	0.00%	16.00%	0.00%	0.00%	6.91%
Impuestos municipales	5.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	10.00%	0.00%	1.27%
Total	41.20%	46.87%	36.20%	36.20%	36.20%	52.20%	46.20%	36.20%	44.38%
SITUACION A ABRIL 1992									
Impuesto valor agregado	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
Fondos energéticos nacionales	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%
Fondos energéticos provinciales	0.00%	10.67%	0.00%	0.00%	0.00%	4.75%	0.00%	0.00%	4.61%
Impuestos municipales	5.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	10.00%	0.00%	1.27%
Total	31.20%	36.87%	26.20%	26.20%	26.20%	30.95%	36.20%	26.20%	32.08%

Fuente: IAE y elaboración propia

sus propios costos de operación, se da además que fueron las generadoras hidroeléctricas y atómicas las más beneficiadas, en tanto que el mayor perjuicio lo experimentaron las empresas que no poseen generación, y en segundo lugar las que cuentan sólo con generación térmica. Analizado geográfica y jurisdiccionalmente, las empresas que se beneficiaron (Agua y Energía, CNEA, Hidronor) son en todos los casos nacionales, en tanto que las que se perjudicaron (ESEBA, EPEC y las otras compañías) son en su mayoría provinciales. SEGBA, si bien se perjudicó por su carácter de generadora térmica y de compradora neta, compensó en parte su pérdida por el hecho de que dejó de actuar como subsidiadora de otras empresas. Esta transferencia de recursos del sistema hacia las empresas nacionales generadoras, sin embargo, no repercutió directamente en un aumento del superávit operativo de dichas compañías, ya que la propia resolución 38 establece que la "renta por generación" de las empresas nacionales (i.e, la diferencia entre el precio mayorista y el costo unitario de funcionamiento) pasa a engrosar un fondo destinado al financiamiento de las obras públicas del sector eléctrico.

Una modificación sustancial que se produjo en el sector eléctrico argentino entre 1991 y 1992 fue la progresiva reducción que fueron experimentando las alícuotas de los impuestos al consumo de la energía que llevaban dentro de sí las tarifas a usuarios finales. Si analizamos la situación de 1990, por ejemplo, vemos que en ese año aún regían los tres grandes impuestos nacionales sobre el consumo de electricidad (fondo nacional de la energía eléctrica, fondo de grandes obras eléctricas nacionales y fondo nacional "El Chocón-Cerros Colorados"), cada uno de los cuales tenía una alícuota del 5% que, sumada a dos pequeños tributos del 0,6%

cada uno, determinaba una carga impositiva nacional total del 17,2%. Uno de dichos fondos (el de grandes obras eléctricas nacionales) se hallaba ya eliminado en 1991, y los otros dos fueron suprimidos con la aparición de la ley 24.065. En cuanto a los fondos eléctricos de carácter provincial, la situación siguió carriles parecidos a los cánones nacionales, al menos en lo que se refiere a la provincia argentina donde dichos recursos eran más importantes (la provincia de Buenos Aires). Con fecha marzo de 1992, esta provincia suprimió la aplicación de sus dos tributos energéticos a los usuarios industriales ubicados fuera del Gran Buenos Aires (cuya alícuota conjunta totalizaba un 25,5% de la tarifa), manteniéndolos solamente para los consumidores residenciales (en los que la alícuota es del 9,5%) y para los usuarios de la empresa nacional SEGBA SA. A nivel de la recaudación en el sector servido por la empresa provincial ESEBA SA, esta reducción implicó una baja de la alícuota promedio del 16% al 4,75%.

Estas reducciones en las alícuotas impositivas (cuyas cifras pueden apreciarse en el cuadro 12) no implicaron sin embargo en la mayoría de los casos una baja de los precios finales a los consumidores. En efecto, la mayoría de las empresas (vgr, SEGBA SA cuando se redujeron los impuestos nacionales y ESEBA SA cuando se hizo lo propio con fondos provinciales) aprovecharon la circunstancia para elevar sus tarifas, incorporando en ellas la mayoría -o la totalidad- de la reducción impositiva. Este hecho permitió sin embargo a las empresas absorber los aumentos en el precio mayorista de la energía eléctrica sin afectar sustancialmente los precios a consumidores finales, e ingresar progresivamente en el nuevo contexto financiero en el que el sector eléctrico ha entrado, dentro del cual cada empresa distribuidora debe hacer frente a sus costos con el producido de las tarifas que le cobra a sus propios usuarios, sin esperar del sistema ninguna clase de subsidio explícito a la inversión ni de "subsidio cruzado" interregional. Comparado con el esquema anterior, el nuevo escenario presenta ventajas y desventajas, pero representa prácticamente el único sistema compatible con un proceso de privatización generalizado.

4.2. Proyección tarifaria

A los efectos de obtener una idea respecto de la posible evolución de los precios futuros de la energía eléctrica en la Argentina, en el presente apartado intentaremos -en base a ciertas estimaciones existentes que tienen como fuente organismos oficiales- estimar un sendero de evolución para dichos precios, a través de una proyección que tendrá un horizonte temporal de unos ocho años (período 1992-2000).

El punto de partida para realizar nuestra proyección será el pronóstico que existe respecto del precio del mercado eléctrico mayorista para el período 1992-1994,

CUADRO 13.- CMG PROYECTADO DE GENERACION DE CORTO PLAZO (¢)

Periodo/Concepto	Cmg(E)	SPRF	R(PPAD)	Cmg(T)
Agosto91/Octubre91	37.69	2.80	1.52	42.01
Noviembre91/Abril92	38.42	3.93	2.03	44.38
Mayo92/Octubre92	45.06	1.18	2.74	48.98
Noviembre92/Abril93	39.49	0.13	2.98	42.60
Mayo93/Octubre93	44.11	1.36	2.13	47.60
Noviembre93/Abril94	31.88	0.00	3.10	34.98
Mayo94/Octubre94	34.42	0.00	3.10	37.52

(¢) Promedios semestrales en milésimos de U\$S por KWH
Fuente: DNC (Mayo 1992)

elaborado por el Despacho Nacional de Cargas. Este precio se halla determinado al nivel de la etapa de transporte, y se proyecta con una desagregación semanal. Las estimaciones así obtenidas, que se promedian para periodos trimestrales, son las que aparecen en el cuadro 13, el cual abarca el lapso de tiempo que va desde agosto de 1991 hasta julio de 1994. Los precios mayoristas en él expuestos son los valores por los cuales se supone que las empresas argentinas distribuidoras de electricidad adquirirán la energía en cada uno de los momentos del tiempo referidos, precios éstos que son iguales a los costos marginales de corto plazo del sistema interconectado nacional. Los precios de los periodos agosto91/octubre91 y noviembre91/abril92 son los que efectivamente rigieron en el sistema, y el del periodo mayo92/octubre92 es el que se encuentra en vigencia desde el 1/5/92.

Los costos marginales de corto plazo calculados por el DNC surgen de la suma de tres componentes básicos: el costo marginal de la energía suministrada (que se calcula en base al costo unitario variable de generación de la máquina menos eficiente que se halle generando en cada momento del tiempo), el sobreprecio por riesgo de falla (que surge de asignar un cierto valor a la energía demandada y no provista por falla del sistema y multiplicarlo por la probabilidad estimada de que ocurra dicha falla) y la remuneración por potencia adicional (que surge de reconocerle una cierta remuneración a las centrales de reserva que se hallan disponibles en los momentos en los que el riesgo de falla se vuelve nulo).

De los datos que se poseen respecto de la posible evolución en el tiempo de estos tres conceptos, puede

visualizarse que el costo marginal de corto plazo proyectado (que parte de un valor de 42 mills/KWH en el trimestre agosto-octubre de 1991) alcanza su valor máximo durante el semestre mayo-octubre de 1992 (donde llega prácticamente a los 50 mills/KWH), para comenzar a descender a partir de allí y colocarse en los 37 mills/KWH en el año 1994. Para comparar estas cifras con las de costo marginal de largo plazo calculadas por nosotros, debe tenerse en cuenta que las mismas representan valores medidos a nivel de la etapa de transporte de la energía (i.e., 500 a 220 kv de tensión), y que por lo tanto debería relacionárselas con el valor de 40,9 mills/KWH que aparece en el correspondiente renglón del cuadro 3. Puede por ende decirse que la evolución prevista en el sistema para los costos marginales de corto plazo ubicará a los mismos en niveles que para el período mayo-octubre de 1992 se encuentran un 20% por encima del costo marginal de largo plazo calculado por nosotros, pero que dicho sobreprecio se reducirá durante 1993 a un 10%, para pasar en 1994 a una situación en la cual el precio mayorista de la energía eléctrica se encontrará aproximadamente en un 90% (i.e., un 10% por debajo) del valor teórico de largo plazo estimado en este trabajo.

Para poder proyectar los precios del mercado eléctrico mayorista con un horizonte temporal algo más dilatado, hemos partido de las estimaciones en cuanto al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y del ingreso de nuevas unidades generadoras con las que actualmente trabaja la Secretaría de Energía de la Nación. Dichas estimaciones (contenidas en un trabajo sobre "Descripción del sector energético" fechado en marzo de 1992) suponen un crecimiento de la demanda de alrededor del 6% anual para el período 1992-2000, y prevén que durante dicho período ingresarán al sistema tres nuevas centrales de generación hidroeléctrica (Piedra del Aguila, Yacyretá y Pichi-Picún-Leufú) y una de tipo atómico (Atucha II). Con estos aportes, la Secretaría de Energía estima que el riesgo de falla del sistema eléctrico argentino se volverá prácticamente nulo entre los años 1995 y 1998, y que empezará a crecer nuevamente a partir de 1999 (momento en el cual será necesaria la incorporación de nuevas centrales, que se supone serán usinas térmicas de ciclo combinado).

En base a los supuestos mencionados, el cuadro 14 muestra una proyección tarifaria teórica para el período 1992-2000, que hasta 1994 se apoya estrictamente en las cifras del DNC y de ahí en más tiene en cuenta los datos del informe de la Secretaría de Energía. La primera columna del cuadro muestra así el precio previsto para el mercado eléctrico mayorista, cuyo "piso" estimado para el período ha sido fijado en unos 35 milésimos de U\$S por KWH (año 1996), que es aproximadamente el costo marginal de corto plazo de la energía eléctrica en la Argentina en situaciones en las que el sobreprecio por riesgo de falla toma un valor nulo. El último valor estimado para la serie (año 2000) consiste por su parte en un precio igual al costo marginal de largo

CUADRO 14.- PROYECCION TARIFARIA 1992-2000 (¢)

Periodo/Concepto	Pr MEM	Pr Res(d)	Pr Res(g)	Pr Ind(c)	Pr Ind(h)	Pr Ind(i)
Mayo92/Octubre92	48.98	167.28	132.43	131.38	79.16	62.98
Noviembre92/Abril93	42.60	160.90	126.05	125.00	72.78	56.60
Mayo93/Octubre93	47.60	155.90	131.05	130.00	77.78	61.60
Noviembre93/Abril94	34.98	153.28	118.43	117.38	65.16	48.98
Mayo94/Diciembre94	37.52	155.82	120.97	119.92	67.70	51.52
Año 1995	36.25	154.55	119.70	118.65	66.43	50.25
Año 1996	34.98	153.28	118.43	117.38	65.16	48.98
Año 1997	35.62	153.91	119.06	118.02	65.80	49.62
Año 1998	36.25	154.55	119.70	118.65	66.43	50.25
Año 1999	38.56	156.85	122.01	120.96	68.74	52.56
Año 2000	40.87	159.16	124.32	123.27	71.05	54.87

(¢) en milésimos de U\$S por KWH

Fuente: DNC, Secretaría de Energía y elaboración propia

plazo hallado por nosotros (40,87 mills/KWH), puesto que se supone que en ese momento la capacidad instalada del sistema eléctrico llega a un balance óptimo con la demanda del mismo, en el cual se da que el costo marginal de corto plazo -y por ende el precio mayorista- se iguala con el costo marginal de largo plazo.

Las restantes columnas del cuadro 14 muestran a su vez una estimación de la evolución que deberían seguir las tarifas medias de las empresas que se encarguen del área servida hasta el momento por SEGBA SA, si las mismas se fijaran de acuerdo con criterios marginalistas que contuvieran cláusulas de reconocimiento automático de las variaciones de los precios del MEM. Dichas tarifas medias surgen de transformar -para cada cliente típico- los valores del costo marginal de largo plazo que aparecen en el cuadro 7, adicionando en ellos el impacto de los cambios previstos en el precio mayorista. Así, si consideramos por ejemplo el cliente "Industrial(i)", podemos observar que su tarifa teórica arranca en el trimestre mayo/julio de 1992 a un nivel de 62,98 mills/KWH (el más alto de la serie), llega a un mínimo de 48,98 mills/KWH en 1996 y finaliza con un valor de 54,87 mills/KWH en el año 2000, igualándose así con el nivel estabilizado de largo plazo. Comparados con los precios medios a consumidores industriales grandes de las empresas eléctricas argentinas a abril de 1992, estos valores representan respectivamente el 146%, el 114% y el 127% de la tarifa de SEGBA; el 109%, el 84% y el 95% de la de ESEBA; y el 84%, el 65% y el 73% de la de EPEC.

4.3. Efectos de una posible interconexión con Brasil

La formación del área preferencial de comercio entre la Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay conocida bajo la denominación de Mercosur resulta susceptible de crear condiciones para que el sistema eléctrico argentino -que se halla fuertemente integrado entre sí pero que prácticamente no efectúa ninguna clase de intercambio con los países limítrofes- realice algún tipo de interconexión con sus pares del resto de las naciones de la cuenca del Plata. Dentro de las posibilidades existentes, la que resulta más cierta es la de construir una estación de conversión e intercambio en la zona del aprovechamiento hidroeléctrico de Garabí, que permitiría interconectar los sistemas eléctricos de la Argentina y el Brasil.

La evaluación del impacto de una interconexión entre los sistemas eléctricos argentino y brasileño sobre el costo de la energía en ambos países es un tema que exige la realización de proyecciones sobre las condiciones de oferta y demanda de los dos sistemas, sobre las características de la interconexión a realizar y sobre la forma en la cual se efectuarán las transacciones económicas entre los respectivos despachos de cargas. Al respecto, seguiremos aquí los supuestos contenidos en el trabajo de FIEL sobre precios y tarifas energéticas en los países del Mercosur (1991), en el cual se efectúa un estudio de mediano y largo plazo respecto de la conveniencia de instalar la mencionada interconexión en Garabí.

En el cuadro 15 aparecen los datos básicos respecto de la proyectada interconexión argentino-brasileña. La estación en cuestión tendría así una potencia instalada de 1500 MW que sería utilizada aproximadamente en un 80%, a través de un intercambio por el cual la Argentina generaría adicionalmente unos 2423 GWH y recibiría unos 7779 GWH, en tanto que el Brasil debería incrementar su generación en unos 8495 GWH y recibir adicionalmente unos 2240 GWH. En base a estimaciones de los costos marginales de generación y transporte de la Argentina y Brasil durante los momentos en los que se realiza el intercambio (en los cuales, por definición, el costo marginal del país generador resulta inferior al del país receptor), en el cuadro 15 se informan también los costos de operación incrementales de la Argentina y Brasil (surgidos de multiplicar la energía generada adicionalmente por el costo marginal del país generador en el momento del intercambio) y los beneficios por ahorro de generación de ambos países (surgidos de multiplicar la energía recibida por el costo marginal del país receptor en el momento del intercambio).

Si suponemos que la realización del intercambio de energía mencionado no altera el costo marginal del país generador, puede suponerse que el intercambio en cuestión se realiza a un precio igual al costo marginal de dicho país.

CUADRO 15.- DATOS INTERCONEXION ARGENTINO-BRASILEÑA (1997)

Concepto	Unidad	Valor medio
Potencia estación convertora	MW	1500
Energía recibida en la Argentina	GWH	7779
Energía recibida en el Brasil	GWH	2240
Energía generada en la Argentina	GWH	2423
Energía generada en el Brasil	GWH	8495
Costo generación incremental (Arg)	Mill U\$S	54.90
Costo generación incremental (Br)	Mill U\$S	41.08
Beneficio ahorro generación (Arg)	Mill U\$S	133.86
Beneficio ahorro generación (Br)	Mill U\$S	96.82
Energía total intercambiada	GWH	10469
Factor utilización estación convertora	%	79.67%

Fuente: FIEL

Este hecho implica que el país generador compensa exactamente sus costos incrementales de generación, y que el ahorro del país receptor es igual al producto de la energía recibida por la diferencia entre su costo marginal en el momento del intercambio y el precio al cual dicho intercambio se realiza (i.e, el costo marginal del país generador). Dadas estas premisas, en el cuadro 16 se ha calculado el posible impacto que una interconexión entre la Argentina y Brasil podría tener sobre el costo marginal de la energía del sistema eléctrico argentino a lo largo de toda la vida útil de la estación convertora de Garabí. Dicha vida útil se estimó en 30 años, a contar desde el año 1997 (en el que se supone que se produce su inauguración). Suponiendo que a lo largo de todos esos años la energía recibida por la Argentina en el punto de interconexión se mantiene constante en el nivel de 7779 GWH y que la demanda total del sistema interconectado nacional crece a razón de un 6,4% anual, el peso de la energía recibida respecto del total operado por el SIN comienza siendo de un 12,41% en el año 1997 y termina representando solamente un 1,93% en el año 2027. El tamaño del ahorro que le queda a la Argentina como consecuencia de las transacciones realizadas, por su parte, comienza siendo de U\$S 96.240.000 (1997) y llega a ser de U\$S 112.280.000 en el año 2000. Este incremento responde al hecho de que el costo marginal promedio del sistema eléctrico argentino crece entre esos dos años de 35,03 mills/KWH -que es el "piso" del costo marginal de corto plazo cuando el riesgo de falla es mínimo- a 40,87 mills/KWH -que es el costo marginal de largo plazo-, lo cual hace suponer que el tamaño del ahorro experimentado por la Argentina por reemplazar parte de su generación por otra más

CUADRO 16.- IMPACTO DE LA INTERCONEXION SOBRE EL CMG ARGENTINO

Concepto	Dem SIN (1)	%Interc	Ahorro (2)	Ah Un Int (3)	Ah Un SIN (4)
Año 1997	62,673	12,41%	96,24	12,37	1,54
Año 2000	75,493	10,30%	110,43	14,20	1,46
Año 2005	102,947	7,56%	110,43	14,20	1,07
Año 2010	140,385	5,54%	110,43	14,20	0,79
Año 2015	191,438	4,06%	110,43	14,20	0,59
Año 2020	261,058	2,98%	110,43	14,20	0,42
Año 2025	355,996	2,19%	110,43	14,20	0,31
Año 2027	403,021	1,93%	110,43	14,20	0,27

(1) en gigavatio-hora

(2) en millones de dólares estadounidenses

(3) en mills por kilovatio-hora recibido por el SIN

(4) en mills por kilovatio-hora operado por el SIN

barata debería incrementarse en un porcentaje más o menos equivalente. En base a tal supuesto -y al que surge de asumir que entre el año 2000 y el 2027 el costo marginal del SIN se mantendrá en promedio constante a un nivel igual a su costo marginal de largo plazo- el ahorro unitario por kilovatio-hora recibido por el SIN comienza siendo de 12,37 milésimos de U\$S en 1997 y se estabiliza a partir del año 2000 en unos 14,43 milésimos. El ahorro unitario por kilovatio-hora operado, en cambio, va disminuyendo conforme aumenta el nivel de demanda y operación del sistema, partiendo de un nivel de 1,54 mills/KWH (1997) y llegando a uno de 0,28 mills/KWH (2027).

Bajo los mecanismos vigentes de fijación de precios en el mercado eléctrico mayorista argentino, las cifras de ahorro unitario por kilovatio-hora operado podrían llegar a manifestarse a través de una reducción equivalente en el precio mayorista. Esta reducción empezaría siendo más o menos significativa (pues representaría un 4,4% del costo marginal promedio anual del MEM en 1997) pero con el correr de los años se volvería prácticamente insignificante (y hacia el final de la vida útil de la estación su impacto reductor sobre el costo marginal del sistema no llegaría al 0,7% del precio mayorista). Este hecho no implica sin embargo que la integración eléctrica con el Brasil a través de una estación en Garabí no resulte un proyecto de inversión conveniente para ambas naciones sudamericanas, ya que según el citado trabajo de FIEL la posibilidad del intercambio de energía entre la Argentina y Brasil implica la aparición de beneficios conjuntos que -considerados en términos absolutos- hacen que el proyecto como tal tenga una tasa interna de retorno de aproximadamente 22% anual. El comenzar a realizar proyectos de integración eléctrica como el enunciado, además, puede representar un paso importante

en la concreción de una unificación de los sistemas eléctricos sudamericanos, el cual permitiría -en el caso de concretarse totalmente- una reducción global de los costos marginales de la energía a través de una atenuación del impacto que sobre los mismos tiene el riesgo de falla de las distintas redes eléctricas.

4.4. Conclusiones e hipótesis alternativas

El nuevo marco regulatorio eléctrico, el modo en que se han realizado las primeras privatizaciones en el área de generación y las proyecciones existentes respecto de oferta, demanda y precios, permiten definir un escenario tentativo para el sector eléctrico durante los próximos años. Dicho escenario tiene básicamente las siguientes notas principales:

a) La gradual puesta en marcha de grandes emprendimientos hidroeléctricos (Piedra del Aguila, Yacyretá) supondrá el desplazamiento y pase a reserva de centrales térmicas. Hacia 1997 se alcanzaría el nivel máximo de reserva de energía, el que -asumiendo un crecimiento de la demanda del orden del 6% anual y la no incorporación durante el período de equipamiento adicional al ya programado- comienza a disminuir rápidamente, y pasa a una situación de déficit a partir de los primeros años del siglo XXI.

b) Dado el largo período de maduración de las inversiones adicionales necesarias para enfrentar la situación señalada, las iniciativas requeridas deberían comenzar a concretarse hacia 1994. Un proyecto de central de ciclo combinado -las reglas del juego no facilitarían la instalación de nuevas centrales hidroeléctricas- requiere un plazo total, desde la idea-proyecto hasta la puesta en marcha, de 8 a 10 años. Una central de turbogás requiere un plazo mucho menor, pero es también mucho menos eficiente. Las nuevas inversiones en generación utilizarían, entonces, gas natural como combustible principal.

c) La señalada entrada en producción de las grandes centrales hidroeléctricas aseguraría una caída de los costos marginales de corto plazo del sistema desde el tope actual (cercano a los 50 mills/KWH) hasta un nivel mínimo de 35 mills/KWH durante el período 1995-98. Durante el bienio 1999-2000, en cambio, los costos volverían a elevarse, tendiendo a superar rápidamente el nivel de 40 mills/KWH.

d) Dado el nuevo marco regulatorio y esta importante disminución de los costos marginales de corto plazo del sistema, las autoridades regulatorias podrán moverse entre las siguientes opciones:

- fijar los precios mayoristas al nivel de los costos marginales de corto plazo de cada período, alternativa que podría denominarse como "la utopía del marco regulatorio", ya que supondría la opción más favorable a los usuarios;
- permitir que la caída de los precios mayoristas llegue

sólo hasta el nivel de los costos marginales de largo plazo (aproximadamente 40 mills/KWH);

- mantener los precios a un nivel más elevado -superior al de los costos marginales de largo plazo- para transferir totalmente a los generadores privados y al estado nacional la "renta eléctrica" generada por la diferencia entre precios y costos marginales.

La segunda y tercera opciones precedentes podrían concretarse a través de mecanismos tales como los contratos de largo plazo del tipo de los adoptados para la privatización de las centrales generadoras de SEGBA SA, por un lado, y del aporte de los generadores estatales al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (constituido por la diferencia entre los precios efectivos a distribuidores y grandes usuarios y los costos reconocidos a los generadores estatales), por el otro. Las autoridades regulatorias podrían además fijar los parámetros que forman parte de la estructura del precio de la potencia (que, a su vez, se suma al precio de la energía para conformar el precio total del MEM) al nivel necesario para mantener elevados los precios mayoristas.

e) El modo en que se está produciendo la privatización de centrales de generación -mediante contratos que aseguran a los compradores precios estables por ocho años y fijados a un nivel superior al costo marginal de corto plazo esperado del sistema- y los requerimientos de inversión de mediano plazo planteados en el punto (b) parecen indicar que la opción de las autoridades mencionada en el apartado anterior se orientaría a no transferir -al menos totalmente- la renta eléctrica a los usuarios y, por lo tanto, a no facilitar una reducción significativa en las tarifas eléctricas en los próximos años. Resulta entonces claro que las opciones extremas para la fijación de tarifas al nivel mayorista en el período 1993/2000 podrían oscilar entre 35 mills/KWH (el mínimo posible para el lapso 1995/98) y 50 mills/KWH (el máximo para niveles razonables de remuneración de la potencia).

f) Según el precio que rija en el mercado mayorista, la renta eléctrica se distribuirá de distintas maneras. Tomando como horizonte temporal el período 1993/2000 y suponiendo tres precios promedios diferentes para la energía eléctrica comerciada en el MEM (35, 40 y 50 mills/KWH) y dos niveles distintos de costos marginales de largo plazo para las tecnologías hidroeléctrica y térmica (35 y 40 mills/KWH, respectivamente), resulta posible imaginar tres tipos distintos de reparto de los excedentes entre generadores térmicos, generadores hidroeléctricos y usuarios. Dichas distribuciones alternativas generan rentas que -descontadas a una tasa del 10% anual- tienen los siguientes valores actuales:

- Renta hidroeléctrica: U\$S 1800 millones (Pr MEM = 50); U\$S 600 millones (Pr MEM = 40); U\$S 0 (Pr MEM = 35).
- Renta termoeléctrica: U\$S 2200 millones (Pr MEM = 50); U\$S 0 (Pr MEM = 40); U\$S -1100 millones (Pr MEM = 35).

De estas estimaciones puede concluirse que el tamaño de la renta en juego durante los años que restan del presente siglo oscila en aproximadamente U\$S 4000 millones, que pueden alternativamente quedar por completo en manos de los generadores (U\$S 2200 millones para los térmicos y U\$S 1800 millones para los hidroeléctricos); beneficiar parcialmente a los generadores hidroeléctricos (U\$S 600 millones) y a los consumidores (U\$S 3400 millones); o perjudicar a los generadores térmicos (U\$S -1100 millones) y beneficiar totalmente a los consumidores (U\$S 5500 millones). Dentro de estos repartos, sin embargo, podrían aparecer una serie de agentes ligados por contratos de precio fijo, los cuales provocarían adicionalmente la aparición de ciertas "cuasirentas" que se repartirían de manera diferente.

Buenos Aires, julio de 1992.-

PROYECTO CEPAL - SECTOR GASIFERO

1.- Caracterización del sector gasífero

1.1. Teoría económica del gas natural

La teoría económica aplicable al gas natural tiene una serie de características particulares que la diferencian en parte del resto de la economía de los servicios públicos. Estas características surgen principalmente del hecho de que el gas natural es al mismo tiempo un servicio público y un recurso no renovable, y hacen que sus procesos de fijación de precios y cantidades estén por lo tanto sujetos a criterios mixtos. Al igual que cualquier otro tema microeconómico, el funcionamiento del mercado del gas natural puede ser analizado desde una perspectiva normativa o desde un punto de vista positivo. En el presente apartado intentaremos dar un breve resumen de cómo ambos enfoques se aplican al caso de la economía del sector gasífero.

Las reglas normativas de fijación de precios para el gas natural no difieren en principio demasiado de las que la literatura usualmente formula para la mayoría de los bienes en general. Concentrándonos únicamente en cuestiones de eficiencia asignativa y dejando de lado consideraciones de equidad y distribución del ingreso, dichas reglas pueden expresarse básicamente a través de la conocida igualdad entre precio y costo marginal. En el caso particular del gas natural, sin embargo, la mencionada igualdad marginalista presenta por lo menos tres características particulares que resulta interesante mencionar: existencia de un cierto "costo de agotamiento" del recurso natural utilizado, existencia de un "precio de sustitución" del recurso por otros de similares características en cuanto a su utilización, y existencia de fluctuaciones estacionales en la demanda del bien.

El tema de la existencia de un cierto costo de agotamiento dentro del costo marginal de producción de los recursos naturales (y del gas natural en particular) representa un tópico de cierta complejidad que ha sido abundantemente tratado en la literatura. La idea general subyacente es que los recursos naturales son una clase particular de bienes cuyo consumo en un cierto momento del tiempo implica necesariamente su no consumo en un momento posterior, y que por lo tanto el costo de oportunidad de consumir el bien debe tener necesariamente en consideración no sólo el valor de los recursos insumidos en el presente en su producción sino también el valor actual del consumo que deja de tener lugar en el futuro. Este valor debería teóricamente determinarse teniendo en cuenta las funciones de demanda y de costos proyectadas desde el presente hasta el momento pronosticado para el agotamiento del recurso natural, así como también la tasa de preferencia intertemporal por el consumo existente en la sociedad en cuestión. Este

procedimiento permite determinar tanto el valor del costo de agotamiento en el momento presente como su trayectoria futura esperada, a la vez que define el plan óptimo de producción y agotamiento del recurso natural en cuestión a lo largo del tiempo. La existencia de un bien sustitutivo del recurso natural cuyo costo de agotamiento quiere determinarse permite sin embargo simplificar grandemente el procedimiento de cálculo, a través del empleo de un precio de sustitución esperado del recurso en el momento previsto para su agotamiento. En efecto, si tal cosa resulta factible, el costo de agotamiento de un recurso natural puede considerarse equivalente al valor actual de su precio de sustitución en el momento esperado del agotamiento, descontado a una tasa de interés representativa de la preferencia intertemporal de la sociedad.

La posibilidad de definir un precio de sustitución resulta en el caso del gas natural una característica ligada a su propia naturaleza como combustible, característica ésta que no sólo tiene importancia por sus implicancias del lado de la oferta (i.e. como determinante de su costo de agotamiento) sino que representa también un elemento muy importante a tener en cuenta al analizar el lado de la demanda. En efecto, dado que la principal utilización del gas natural consiste esencialmente en la producción de energía (y, más concretamente, de una de sus variedades, el calor), este bien puede ser -en el largo plazo- sustituido prácticamente en todos sus usos por otros combustibles susceptibles de generar un poder calórico equivalente al del gas natural que se deja de consumir. Este hecho tiene una implicancia económica muy importante para el caso del bien que estamos analizando, ya que por un lado permite fijarle un cierto precio límite de demanda en el largo plazo (que es su precio de sustitución por otros combustibles, en general líquidos derivados del petróleo) y por otro posibilita que un producto que por sus características es no comerciable y sujeto a condiciones de provisión naturalmente monopólicas (al menos en varias de las etapas de su proceso operativo) adquiera ciertas similitudes con los bienes comerciables internacionalmente en un contexto más o menos competitivo, por el hecho de que puede ser reemplazado en el consumo por uno de dichos bienes.

El tercer elemento característico del mercado del gas natural que hemos mencionado es la existencia de una demanda fluctuante a lo largo del tiempo, demanda ésta cuyas fluctuaciones tienen en este caso un carácter netamente estacional. Este hecho -sumado al de que el gas natural es un producto difícilmente almacenable- hace que estemos en presencia de un mercado en el cual resulta eficiente la utilización de procedimientos de discriminación tarifaria según criterios temporales (*peak-load pricing*). Es por ello que las estructuras tarifarias óptimas para el gas natural son susceptibles de basarse en más de un criterio de fijación de precios, y en seguir distintas reglas según cuáles sean el nivel de capacidad instalada, la forma y el nivel de las

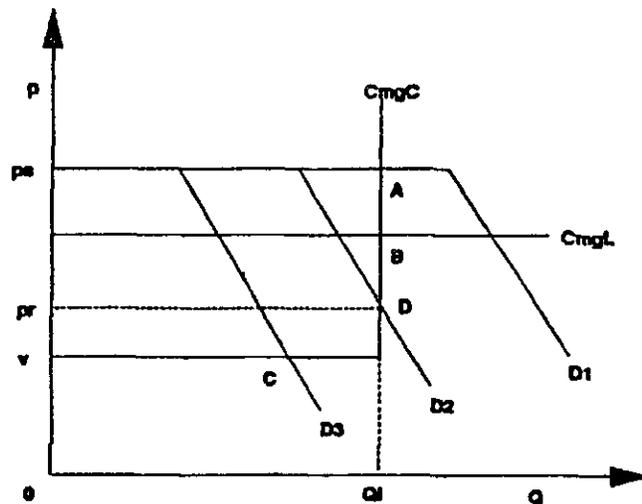


Gráfico 1

demandas y la relación entre los costos marginales de corto y de largo plazo de la actividad. Todo ello nos lleva inevitablemente a introducirnos en una polémica que tiene que ver con cuál es la forma normativamente "correcta" de fijar los precios del gas natural, cuyas dos posturas extremas se asocian con el empleo de dos criterios usualmente conocidos bajo las denominaciones de *mark-up* y *net-back*. Según la primera de tales posturas, el precio del gas natural a los consumidores debe surgir del lado de la oferta, a través de una acumulación de los costos marginales que se van generando en cada una de las distintas etapas del proceso operativo (i.e., costos de agotamiento, de producción y captación, de transporte y de distribución del bien). La postura *net-back*, en cambio, sostiene la idea de que el precio debe surgir más del lado de la demanda, y que por lo tanto debe partirse del costo de sustitución del gas natural a nivel del consumidor (por ser éste el precio límite que el mismo está dispuesto a pagar) y llegarse a la remuneración del productor a través de una resta de los costos marginales de distribución y transporte.

En base a lo expuesto verbalmente en los párrafos anteriores, el criterio normativo de fijación de precios para el gas natural puede visualizarse en el gráfico 1 adjunto. En él, hemos dibujado una función de costos marginales de corto plazo "CmgC" definida para una cierta capacidad instalada "Qi", una función de costos marginales de largo plazo "CmgL" totalmente horizontal para un cierto nivel de costos unitarios, y tres funciones de demanda ("D1", "D2" y "D3") con sendos quiebres en el nivel del precio de sustitución "ps".

Ubicados en un horizonte de corto plazo, el criterio de tarificación óptima consiste en fijar aquel precio que iguale la cantidad demandada por los consumidores con la que surge de la función de costos marginales de corto plazo del bien.

En nuestro gráfico, la aplicación de tal criterio conduciría alternativamente a fijar un precio igual al costo variable unitario (si la función de demanda relevante fuera "D3"), al precio de sustitución (si fuera "D1"), o a un precio de racionamiento "pr" que hiciera que la cantidad demandada por los consumidores se igualara exactamente con el nivel de la capacidad instalada (si la función de demanda fuera "D2"). Si la demanda -como es el caso en el gas natural- fluctuara estacionalmente de modo de adoptar diversos niveles en las distintas épocas del año, estas reglas servirían asimismo para poder fijar los precios óptimos en el período de pico (invierno) y en el período de valle (verano), los cuales serían susceptibles por lo tanto de adoptar diferentes valores y criterios de determinación según cuáles fueran las formas y los niveles de las funciones de demanda y de costos marginales de corto plazo.

Si extendemos al largo plazo el razonamiento subyacente en nuestro esquema de *peak-load pricing*, la regla óptima de fijación de precios nos lleva a determinar una capacidad instalada óptima tal que haga que -en promedio- los precios del gas natural se igualen con el costo marginal de largo plazo. Tal cosa puede lograrse haciendo que tanto el precio en el período de pico como el precio en el período de valle se igualen con el costo marginal de corto plazo ("v") más un cierto cargo que contribuya a solventar los costos de capital, o bien haciendo que solamente una de las contribuciones -la del período de pico- tome un valor positivo, y que todos los costos de capital sean solventados por una sola de las funciones de demanda (en tanto que la otra haga frente sólo a los costos variables de corto plazo). En este último caso, la demanda de pico se iguala por definición con la capacidad instalada, en tanto que la de valle adopta un valor necesariamente menor.

Esta manera de encarar el problema nos permite en cierto modo conciliar los criterios alternativos de tarificación según las lógicas *mark-up* y *net-back*, ya que ambos son aquí susceptibles de ser utilizados según cuál sea el contexto de demanda y de costos en el que se desenvuelva el mercado. En efecto, un mercado en el que el precio de sustitución sea superior al costo marginal de largo plazo en un monto menor a la diferencia entre éste y el costo marginal de corto plazo, tendrá seguramente como solución óptima la creación de una capacidad instalada que haga que el precio de pico quede fijado a un nivel igual al precio de sustitución (criterio *net-back*) y el de valle a un nivel situado en algún punto intermedio entre los costos marginales de corto y de largo plazo (criterio *mark-up*). Esta situación es la que se produciría si las demandas de pico y valle fueran como las que hemos representado en nuestro gráfico a través de las curvas "D1" y "D2", con lo cual las soluciones óptimas quedarían fijadas en los puntos A y D del diagrama. Si, en cambio, la distancia entre "ps" y "CmgL" fuera mayor a la existente entre "CmgL" y "CmgC", el precio de valle debería igualarse con este último valor (vgr, punto C) y el de pico

debería situarse en algún punto intermedio entre el precio de sustitución y el costo marginal de largo plazo.

El tema de la fijación de los precios del gas natural tiene, además del aspecto estrictamente normativo analizado en los párrafos anteriores, una serie de implicancias de tipo positivo, relacionadas con el tema del reparto de los excedentes entre los distintos agentes económicos que actúan en el mercado. Visto desde esa perspectiva, el mayor o menor acercamiento de los precios al costo marginal o al precio de sustitución no depende ya de condiciones de eficiencia en la provisión del servicio sino que más bien se halla relacionado con la puja distributiva que se establece entre los productores de gas natural, los transportistas y distribuidores del mismo y los consumidores finales del producto. En esta puja puede también participar el estado, a través de su capacidad de fijar impuestos sobre las distintas etapas de transformación del producto, y de apropiarse de este modo de una parte de los excedentes generados en el mercado.

La medición de los pesos relativos de cada agente en la puja distributiva puede realizarse suponiendo que el objetivo de cada uno de los agentes es hacer máxima la diferencia entre el precio al cual valoran el gas natural (o el precio al cual se lo venden a otro agente) y el costo económico que tiene para ellos obtener dicho bien (o el precio al cual lo adquieren). De este modo, definiremos al excedente del consumidor de gas natural como la diferencia entre el precio de sustitución del bien (ps) y el precio de venta del mismo en el mercado (pc). El excedente del transportista/distribuidor, por su parte, será equivalente a la diferencia entre dicho precio de venta y el precio de transferencia pagado al productor (pt); en tanto que el excedente del productor surgirá de la resta entre este último valor y el costo marginal de producción del gas natural (cm). Desde el punto de vista analítico, nuestro problema positivo de fijación de precios del gas natural puede ser expresado a través de un modelo de programación lineal, en el cual la función objetivo sea una suma del excedente de los consumidores ($ps - pc$) ponderado por su peso relativo en la puja distributiva (a_0), del excedente de los transportistas y distribuidores ($pc - pt$) ponderado por su peso relativo (a_1) y del excedente de los productores ($pt - cm$) ponderado por su peso relativo (a_2). Las variables de control de dicho problema son el precio de venta al consumidor y el precio de transferencia al productor, dado que se supone que tanto los pesos relativos como el precio de sustitución y el costo marginal son parámetros dados. Así definidos los datos, el área de soluciones factibles del problema puede ser representada a través de la superficie sombreada del gráfico adjunto, cuyos límites son respectivamente la recta horizontal de la restricción de demanda ($pc = ps$), la recta vertical de la restricción de oferta ($pt = cm$) y la recta de 45° de la restricción financiera ($pc = pt$). Los vértices del área factible en cuestión representan tres soluciones

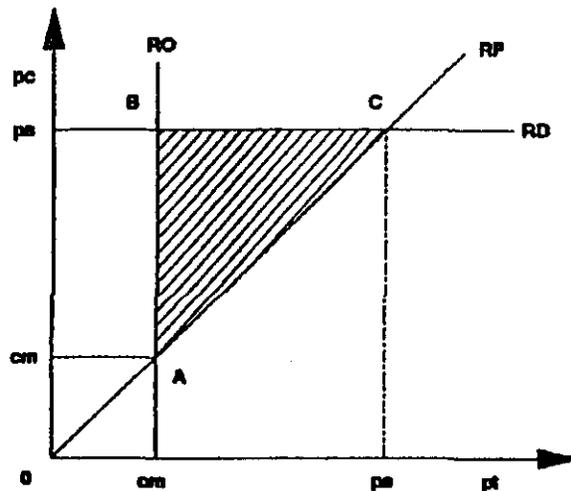


Gráfico 2

extremas de nuestro problema de reparto de excedentes: en el punto A, el precio de venta se iguala con el de transferencia y ambos resultan iguales al costo marginal de producción; en el B, el precio de venta se iguala con el de sustitución y el de transferencia con el costo marginal; en el C, uno y otro precios (venta y transferencia) resultan iguales entre sí e iguales al precio de sustitución.

Los puntos A, B y C definidos resultan claramente las soluciones de nuestro problema de maximización cuando alguno de los agentes económicos tiene un peso relativo absoluto dentro de la función objetivo y los otros dos tienen un peso nulo. Si, por ejemplo, sólo interesara maximizar el excedente del consumidor de gas natural (i.e., $a_0 = 1$; $a_1 = 0$, $a_2 = 0$), el problema hallaría su óptimo en el punto A, donde dicho excedente es máximo y los excedentes del productor y del transportista/distribuidor son nulos. Si, en cambio, fuera el excedente del transportista/distribuidor el único que interesara (i.e., $a_0 = 0$, $a_1 = 1$, $a_2 = 0$), B sería sin duda el punto elegido, ya que en él la diferencia entre "pv" y "pt" resulta máxima y los excedentes de los otros agentes económicos se vuelven nulos. Por último, un mercado en el que todo el poder estuviera en manos de los productores del bien (i.e., $a_0 = 0$, $a_1 = 0$, $a_2 = 1$) conduciría a una solución como la del punto C, en el cual lo que se hace máximo es el excedente del productor y son nulos el del consumidor y el del transportista/distribuidor.

En un contexto en el cual los valores de "a0", "a1" y "a2" fueran todos positivos, puede suponerse que existen ciertas condiciones de igualdad adicionales, por las cuales la relación entre los excedentes de dos agentes económicos cualesquiera debe ser igual a la relación entre los pesos

relativos de los mismos en el mercado. Con el agregado de estas nuevas condiciones, la fijación de los precios y el reparto de los excedentes entre los consumidores, los productores y los transportistas/distribuidores terminan quedando determinados por las siguientes reglas:

a) Tanto el precio de transferencia como el de venta del gas natural son un promedio ponderado del costo marginal y del precio de sustitución.

b) El precio de transferencia tenderá a acercarse más al costo marginal cuanto mayor sea el peso relativo de los consumidores y los transportistas/distribuidores, y más al precio de sustitución cuanto mayor sea el de los productores.

c) El precio de venta tenderá a acercarse más al costo marginal cuanto mayor sea el peso relativo de los consumidores, y más al precio de sustitución cuanto mayor sea el de los transportistas/distribuidores y los productores.

d) Las soluciones extremas del problema (representadas por los vértices del área factible del gráfico adjunto) resultan casos particulares que se dan cuando alguno de los parámetros que miden el peso relativo de los agentes toma un valor unitario y los otros dos toman un valor nulo.

e) El peso relativo de cada agente económico es igual al cociente entre el excedente que el mismo se lleva y la suma total de los excedentes repartidos en el mercado.

1.2. Características del sector gasífero argentino

La explotación del gas natural representa una actividad relativamente importante dentro de la economía argentina. Este hecho se basa fundamentalmente en la circunstancia de que la Argentina es naturalmente un país gasífero y en que a lo largo de las últimas dos décadas ha habido un importante y sostenido esfuerzo de inversión en el sector, tanto en lo que atañe a la capacidad para transportar y distribuir el gas natural como en lo que respecta a la utilización del mismo. En líneas generales puede decirse que la explotación del gas natural argentino ha funcionado desde sus inicios con un esquema fundamentalmente integrado, en el cual existía un único productor principal del bien y una única empresa gasífera que tenía a su cargo las etapas de transporte y distribución del mismo.

La causa por la cual se afirma el carácter naturalmente gasífero de la Argentina está relacionada con la disponibilidad del combustible y con el tamaño de las reservas. En general, puede afirmarse que esta disponibilidad se basa en el hecho de que la mayoría de los yacimientos petrolíferos cuentan con importantes existencias de gas natural asociadas a los mismos, existencias éstas que en su mayoría han sido descubiertas de manera prácticamente "accidental" durante los procesos de exploración petrolera. Por este hecho, el productor de gas tradicionalmente monopólico en la Argentina ha sido la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), que era también la

CUADRO 1.- PRODUCCION DE GAS NATURAL 1991 (en Mc3)

Operador / Cuenca	Noroeste	Neuquina	Austral (*)	Total
YPF	468,663	11,759,919	1,954,322	14,183,404
Pérez Companc / Astra		1,024,386	1,627,820	2,652,206
Total SA			2,832,315	2,832,315
Bridas		1,543,913	521,663	2,065,576
Pluspetrol	1,148,608			1,148,608
Otros privados	620,590	11,975	189,020	820,585
Total privados	1,769,198	2,580,274	5,169,818	9,519,290
Total sin importación	2,237,861	14,340,193	7,124,640	25,702,694
YFFB (Bolivia)	2,190,000			2,190,000
Total con importación	4,427,861	14,340,193	7,124,640	25,892,694

(*) Incluye Golfo San Jorge

Fuente: Gas del Estado SE

que monopolizaba la producción de petróleo. Dicha producción se ha llevado a cabo básicamente en cuatro áreas distintas: la cuenca noroeste (ubicada principalmente en la provincia de Salta), la cuenca neuquina, la cuenca austral (en las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego) y el Golfo San Jorge (que también puede ser considerado como parte de la cuenca austral). En general, puede decirse que el gas natural argentino posee un poder calórico natural alto en comparación con los estándares mundiales (9300 kilocalorías por m³ en promedio) y que su composición en yacimiento está casi totalmente formada por gas metano (80% a 95%).

A partir del año 1990 -con el inicio del proceso de privatización y desregulación del sector petrolero- la producción del gas natural comenzó también a diversificarse en cuanto a la propiedad de las reservas gasíferas. Si analizamos, por ejemplo, la producción correspondiente al año 1991 (cuadro 1) podemos ver que en la misma los productores privados tienen ya una participación cercana al 40% del gas producido, producción ésta que se halla fuertemente concentrada en cuatro grupos principales (Pluspetrol, Bridas, Total SA y Pérez Companc/Astra). Dicha participación privada es inclusive mayoritaria en dos de las tres grandes cuencas (noroeste y austral), pero es sumamente escasa en la cuenca neuquina, que es la que concentra el 60% de la producción del gas natural argentino. Aparte del gas producido en el propio territorio nacional, la oferta gasífera de la Argentina incluye un aporte bastante significativo (9% del total) de gas natural importado de Bolivia, aporte éste cuyo origen se remonta a contratos firmados en épocas en las que aún no habían sido comprobadas todas las reservas gasíferas que hoy día se conocen. Estas reservas -cuyo detalle aparece en el cuadro 2- ascienden a aproximadamente 537.056 millones de

CUADRO 2.- RESERVAS COMPROBADAS Y TOTALES DE GAS NATURAL

Concepto	Reservas comprobadas		Reservas totales	
	(Mm ³)	(%)	(Mm ³)	(%)
Cuenca Noroeste	146,213	27.22%	147,275	21.24%
Cuenca Neuquina	275,536	51.30%	372,931	53.78%
Cuenca Austral	100,476	18.71%	146,998	21.20%
Cuenca Golfo San Jorge	14,831	2.76%	26,170	3.77%
Total	537,056		693,374	

Fuente: Gas del Estado SE

metros cúbicos y equivalen a unos 28 años de producción actual. De las estimaciones existentes, surge asimismo que dichas reservas podrían llegar a totalizar unos 693.374 Mm³, lo cual equivaldría a un horizonte de agotamiento estático (i.e, sin considerar incrementos en el consumo) de unos 36 años. Al igual que la producción, las reservas en cuestión se concentran principalmente en la cuenca neuquina (que contiene más del 50% de las mismas), completando las otras dos cuencas el resto del panorama con una participación más o menos igualitaria.

Tanto el transporte como la distribución del gas natural en la Argentina han estado tradicionalmente monopolizados por la empresa nacional Gas del Estado SE, la cual fue fundada en el año 1946. La actividad tradicional de esta compañía ha consistido en la adquisición del gas natural en la boca de los pozos, en su transporte a través de una red de gasoductos que parte de las distintas cuencas y llega a los principales centros consumidores y en su distribución a través de redes locales. Hasta hace relativamente poco tiempo, la empresa monopolizó también la comercialización y producción de gas licuado y de subproductos tales como el etano (destinado a la industria petroquímica). Hoy en día, hay en estos últimos rubros una cierta competencia de la firma con otros proveedores, existiendo también porciones minúsculas del mercado de distribución del gas (en algunas localidades pequeñas) que son atendidas por subdistribuidores distintos de la empresa gasífera estatal (cooperativas, empresas energéticas provinciales, etc). Al año 1991, Gas del Estado SE contaba con una planta de personal de unos 10.000 agentes, divididos en cuatro gerencias y en once regiones administrativas.

El sistema de transporte del gas natural argentino se halla compuesto por cinco gasoductos troncales (norte, centro oeste, sur y los dos que parten de la zona de Neuquén -Neuba I y Neuba II-). Todos ellos tienen su punto de finalización

CUADRO 3.- DATOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE (1991)

Gasoductos/Características	Largo (km)	Capac act (Mm3/día)	Capac max (Mm3/día)	Diám max (pulgadas)
Norte	2,700	13,699	13,699	24
Centro Oeste	1,570	11,010	18,539	30
Sur	3,450	17,492	17,492	30
Neuquén-Bs Aires (Neuba I)	2,500	12,992	12,992	30
Neuquén-Bs Aires (Neuba II)	1,359	15,511	26,012	36
Total	11,578	70,705	88,735	

Fuente: Techint SA

en la ciudad de Buenos Aires, pero hay tres (los gasoductos sur, centro oeste y el Neuba I) que poseen también ramales regionales que conectan la red básica con otras ciudades argentinas. Como puede observarse en el cuadro 3, la red de transporte está constituida por caños de entre 24 y 36 pulgadas de diámetro, y el largo total de la misma es de algo más de 11.500 km. La capacidad actual de los gasoductos es de cerca de 71 millones de metros cúbicos por día (ampliable en un 25% cuando se finalicen la estaciones compresoras adicionales previstas para los gasoductos centro oeste y Neuba II), pudiendo afirmarse que su grado de utilización es de prácticamente el 100% durante los meses de invierno.

En lo que atañe a la red de distribución del gas natural, finalmente, puede observarse (cuadro 4), que la misma tiene una extensión de algo más de 51.000 kilómetros, concentrados en un 45% en la región de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires. Dicha zona contiene además el 61% de los más de 4 millones de usuarios que tiene el sistema, y en ella se comercia casi el 40% de los 19.000 millones de metros cúbicos que Gas del Estado SE vende anualmente (cifras de 1991). Dividido por usos, este gas se destina en un 26% al consumo doméstico, en un 33% a la industria, en un 27% a la generación de energía eléctrica y en un 2% a la producción de gas natural comprimido (que sirve de combustible para automotores), siendo el 12% restante consumido por usuarios comerciales, entidades oficiales y otros. En cuanto al número de clientes por categoría, los consumidores domésticos acaparan casi el 96% del total, en tanto que los industriales y centrales eléctricas sumados no llegan al 1%. Esto determina que la demanda de gas natural se halle fuertemente polarizada en dos segmentos bien diferenciados: uno compuesto por una gran cantidad de clientes domésticos con consumos particulares muy reducidos, y otro compuesto por pocos

CUADRO 4.- DATOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION (1991)

Regiones/Características	Ciudades servidas	Largo red (km)	Número de usuarios	Dem anual (MMm3)
Cap Federal y Gran Bs Aires	68	22,857	2,511,543	7,563
Litoral	30	3,781	247,810	2,623
Salta	22	1,725	91,441	1,226
Sur	29	1,926	103,344	1,541
Córdoba	36	4,492	190,802	1,392
Cuyo	31	3,673	173,195	978
Neuquén y Río Negro	48	2,362	121,668	603
Bs Aires Sur y La Pampa	63	3,535	217,044	594
Tucumán	20	1,755	90,567	730
La Plata	22	2,739	156,988	721
Mar del Plata	13	2,459	191,359	1,020
Total	382	51,214	4,084,857	18,991

Fuente: Techint SA

grandes usuarios (centrales eléctricas, petroquímicas, siderúrgicas) cuyo consumo individual es altamente significativo.

2.- Eliación de precios y regulación

La fijación de los precios del gas natural en la Argentina ha seguido tradicionalmente pautas bastante disímiles, presentando variaciones importantes a lo largo del tiempo. Las causas de dichas variaciones son básicamente dos: por un lado, los precios del gas han sido utilizados -como el resto de las tarifas públicas- para cumplir objetivos múltiples de eficiencia, financiamiento, distribución del ingreso y estabilización, objetivos éstos que han tenido en las distintas épocas ponderaciones diversas en el ranking de jerarquías de los gobiernos, y que han llevado por lo tanto a criterios diferentes de tarificación (tanto en su nivel global como en su estructura).

Pese a lo dicho, es interesante destacar que el sector gasífero ha sido en la Argentina una de las áreas en la cual los criterios de fijación de precios basados en la economía del bienestar han tenido un mayor arraigo, especialmente en lo que atañe a la necesidad de fijar precios relacionados con conceptos de eficiencia. Dejando de lado la actividad eléctrica (en la cual la tarificación marginalista tiene una historia muy larga), el sector gasífero ha sido probablemente la rama de los servicios públicos en la cual más abundantes han sido las propuestas de estructuras tarifarias basadas en costos marginales de largo plazo, el cual es probablemente el criterio más difundido de fijación de precios óptimos. Por ello es que en el apartado que sigue (2.1.) intentaremos

aproximar un cálculo del costo marginal de largo plazo del gas natural en la Argentina, el cual será tomado posteriormente como parámetro del "deber ser" de las tarifas de gas. Contra este estándar, entonces, compararemos luego los precios vigentes (2.2.) y la evolución que los mismos han experimentado en los últimos años (2.3.)

2.1. Cálculo del costo marginal de largo plazo

El concepto de costo marginal de largo plazo aplicado al gas natural involucra básicamente tres cuestiones que resulta necesario precisar como paso previo a cualquier intento de efectuar algún cálculo sobre su posible valor: qué clase de costos deben incluirse, cómo medir el precio de sustitución del gas, y qué parámetros de planeamiento definir (momento de incorporación de las reservas a la producción, horizonte de agotamiento, etc). Respecto de la primera de tales cuestiones, la respuesta más lógica surgida del propio concepto económico de "largo plazo" consiste en decir que, en principio, todos los rubros de costos deben tenerse en cuenta en la determinación de dicho costo marginal. En el caso particular del gas natural, estos rubros de costos incluyen (además de los tradicionales "costos de operación" y "costos de capital" de cualquier actividad) dos costos de oportunidad necesarios para asegurar la correcta valuación del sacrificio económico en el que incurre la sociedad al producir unidades incrementales del producto en cuestión, que son el costo de exploración y el costo de agotamiento.

En cuanto al precio de sustitución, consideraremos que el mismo surge fundamentalmente de tener en cuenta los precios de diversos combustibles líquidos respecto de los cuales resulta posible establecer una equivalencia calórica con el gas natural. Así, según el mismo sea empleado para usos domésticos o industriales, los combustibles líquidos utilizados para calcular la equivalencia serán diferentes (fuel oil, gas licuado, querosén, gas oil, nafta) pero todos ellos corresponderán a derivados surgidos de la destilación del petróleo. Suponiendo ponderadores fijos de cada tipo de consumo del gas y relaciones técnicas y de precios dadas entre el petróleo y cada derivado del mismo, el precio de sustitución del gas natural por combustibles líquidos puede por lo tanto considerarse como directamente dependiente del precio del barril de petróleo crudo. En cuanto a los momentos de incorporación de las reservas y al horizonte de agotamiento del recurso, finalmente, diremos que los mismos tienen una importancia contrapuesta sobre el costo de provisión del gas natural, ya que el primero de tales parámetros es determinante del costo de exploración del bien y el segundo de su costo de agotamiento. Puede decirse en general que cuanto mayor sea el peso de uno de tales componentes menor será el peso del otro y que la definición óptima de los respectivos parámetros temporales dependerá crucialmente del costo del capital existente, ya que cuanto

CUADRO 5.- DATOS BASICOS DEL CMS DEL GAS NATURAL EN LA ARGENTINA

Concepto	Costo de Operación (1)	Valor de la Inversión (2)	Precio de Sustitución (3)
Producción y Captación	7.63	39.6	
Transporte	2.60	212.0	
Distribución (Alta Presión)	0.17	13.5	99.65
Distribución (Medio Presión)	1.04	43.9	99.65
Distribución (Baja Presión)	14.42	215.4	199.06
Administración	7.90		

(1) en U\$S por Mm³

(2) en U\$S por Mm³-año

(3) en U\$S por Mm³ para un precio del petróleo crudo de 2) U\$S/b1

Fuente: Fundación Mediterránea y KaliteknoS SA

mayor sea la tasa de descuento intertemporal de la economía menor será el valor de los recursos agotables y mayor el costo de exploración de nuevas reservas.

En el cuadro 5 se incluyen una serie de datos básicos necesarios para realizar nuestra estimación de los costos marginales de provisión del gas natural en la Argentina. Para ello, la actividad gasífera ha sido dividida en cinco etapas operativas (producción y captación, transporte, y distribución en alta, media y baja presiones). A estas etapas se les agrega una actividad complementaria (administración) cuya presencia es implícitamente necesaria en todos los escalones operativos mencionados. En la primera columna del cuadro aparecen los costos de operación estimados para cada una de las etapas y actividades, medidos en dólares estadounidenses por millar de metros cúbicos de gas natural. La segunda columna, por su parte, expone el valor aproximado de la inversión incremental necesaria en cada etapa por cada Mm³-año a proveer, en tanto que en la tercera columna aparecen los precios de sustitución (en U\$S/Mm³) correspondientes al gas natural distribuido en sus distintas presiones alternativas. Los datos de las dos primeras columnas han sido elaborados tomando como base las cifras de un estudio realizado por la Fundación Mediterránea (1990, 1991), en tanto que los de la tercera se originan principalmente en un trabajo de la consultora KaliteknoS SA (1991). En los números correspondientes a la etapa de producción y captación se han excluido en forma casi completa los costos correspondientes a la exploración de futuras reservas de gas natural, así como también los costos de agotamiento (cuyo cálculo se realizará posteriormente). Los precios de sustitución, por su parte, han sido estimados teniendo en cuenta un precio del petróleo crudo de U\$S 20 por barril. Se supuso además que para la distribución en alta y media presiones el combustible sustituto es básicamente el

CUADRO 5.- CALCULO DEL COSTO MARGINAL DEL GAS NATURAL (en U\$S por Mm3)

Concepto	Costo Operación	Costo Administr	Costo Mgn Corto Plazo	Costo Capital	Costo Mgn Largo Plazo
Agotamiento	20.35		20.35		20.35
Producción y Captación	27.98		27.98	4.65	32.64
Transporte	30.58		30.58	29.56	60.14
Distribución (Alta Presión)	30.75	7.90	38.65	30.99	69.64
Distribución (Media Presión)	31.77	7.90	39.69	35.64	75.33
Distribución (Baja Presión)	46.21	7.90	54.11	58.49	112.60

Nota: Se supone un horizonte de agotamiento del recurso de 20 años, una duración de la inversión en producción, captación y transporte de 20 años y en distribución de 30 años, una tasa de descuento del 10% anual, y una proporción de consumo en baja presión del 37,5% del total.

fuel oil (consumo industrial), en tanto que para la distribución en baja presión la sustitución se realiza fundamentalmente con gas licuado, querosén y nafta (consumo doméstico). Cabe aclarar que todos los valores aquí considerados -tanto en lo que atañe a los costos como en lo que respecta a los precios- están definidos pensando en el consumo de gas natural del área metropolitana de la ciudad de Buenos Aires, y en el hecho de que la producción de dicho gas tiene lugar en tres cuencas gasíferas distintas (norte, neuquina y austral), cuyos costos de producción, captación y transporte son diferentes y deben por lo tanto promediarse.

Partiendo de los datos del cuadro 5, el costo marginal de provisión del gas natural se calcula en el cuadro 6, en el cual aparecen acumulados para cada etapa los costos de operación y de administración, el costo marginal de corto plazo, el costo de capital por Mm3 operado, y el costo marginal de largo plazo. Aparte de las cinco etapas ya detalladas, este cuadro incluye un renglón referido al costo de agotamiento del recurso, el cual ha sido calculado suponiendo un horizonte de agotamiento de 20 años, un precio de sustitución igual al promedio ponderado de los precios de sustitución industrial (62,5%) y doméstico (37,5%), y una tasa de descuento del 10% anual. Dicha tasa de descuento fue asimismo utilizada para calcular el costo de capital, concepto para el cual se supuso una duración de 20 años para las inversiones en producción, captación y transporte, y una de 30 años para las inversiones en distribución. A los costos operativos de distribución (en sus tres modalidades de presión) se les adicionó el cargo unitario de administración, que se supuso constante por Mm3 consumido. De dicha suma surgieron las cifras de costos marginales de corto plazo, en las que se tuvieron en cuenta la totalidad de los costos erogables (operación y administración) y el costo de agotamiento del gas natural consumido. Los costos marginales

CUADRO 7.- GRADO DE SENSIBILIDAD DEL CMG ANTE CAMBIOS EN LOS PARAMETROS

Concepto/Parámetro	Pr crudo	T Desc	Incorp Res	Horiz Agot
Producción y Captación	0.62	-1.02	0.06	-1.18
Transporte	0.34	-0.27	0.03	-0.64
Distribución (Alta Presión)	0.29	-0.22	0.03	-0.55
Distribución (Media Presión)	0.27	-0.15	0.03	-0.51
Distribución (Baja Presión)	0.18	0.07	0.02	-0.34

de largo plazo, finalmente, son el resultado de la suma de los costos marginales de corto plazo y los costos de capital.

Los costos marginales de largo plazo hallados para cada escalón del proceso operativo del gas natural se hallan sujetos a una serie de supuestos acerca de las variables tenidas en cuenta para su determinación, tal como se desprende de la explicación de su cálculo realizada en los párrafos anteriores. La alteración de uno o más de dichos supuestos, obviamente, conduce a modificaciones en el nivel de los costos marginales determinados, modificaciones éstas que resultarán mayores o menores según sea la incidencia de cada variable en el resultado final al que se ha arribado. Dicha incidencia puede medirse, para cada una de las variables principales utilizadas, a través del cálculo del denominado "grado de sensibilidad" del costo marginal ante cambios en los parámetros, mecanismo éste que es el que se utiliza en las cifras del cuadro 7. Dicho grado de sensibilidad representa en esencia un concepto equivalente al de "elasticidad" del costo marginal respecto de las distintas variables, ya que muestra cuál sería la variación porcentual en dicho costo ante una variación porcentual unitaria en el nivel de cada una de las variables (*ceteris paribus*). Dicha elasticidad ha sido calculada aquí para cuatro variables distintas, que son el precio del petróleo crudo, la tasa de descuento del capital, el momento de incorporación de las reservas descubiertas a la producción y el horizonte de agotamiento de las reservas. Cada uno de los costos marginales correspondientes a los distintos escalones del proceso ha sido así recalculado para un nivel de estas variables superior en un 1% a su nivel original, y las variaciones así obtenidas han sido entonces comparadas con los niveles originales. Los valores hallados representan por lo tanto valores puntuales de los grados de sensibilidad definidos, que no necesariamente tienen porqué mantenerse para cualquier nivel de las distintas variables enunciadas. De su observación, sin embargo, puede desprenderse la conclusión de que las variaciones en los parámetros principales que determinan el costo marginal de largo plazo del gas natural tienen efectos muy diferentes entre sí, efectos éstos que impactan también en forma distinta según en

qué etapa del proceso productivo nos posicionemos. Puede observarse así que el efecto relativo de una variación en el precio del petróleo va disminuyendo su intensidad conforme vamos avanzando en las distintas etapas, alcanzando un nivel máximo en la etapa de producción y captación (donde su grado de sensibilidad es de 0,62) y un nivel mínimo en la de distribución en baja presión (donde es de 0,18). Una variación en la tasa de descuento, en cambio, tiene un efecto en principio ambiguo sobre los costos marginales de largo plazo, ya que si bien el mismo hace subir los costos de capital también impacta reduciendo el valor actual del combustible sustituido en el futuro. En las primeras etapas del proceso operativo -y muy claramente en la de producción y captación- el peso del efecto reductor es mucho más fuerte que el del incrementador (y por ello el grado de sensibilidad adopta un valor de -1,02); en las etapas posteriores el aumento en el costo del capital va compensando este fenómeno en forma mucho más fuerte, volviéndose positivo el efecto sobre el costo marginal total en la etapa de distribución en baja presión (cuyo grado de sensibilidad es 0,07). En cuanto al impacto de un cambio en el momento de incorporación de las reservas descubiertas al proceso productivo, nuestro cálculo nos muestra grados de sensibilidad muy bajos en este rubro (que no obstante aumentan al ir "bajando" los escalones del proceso operativo), lo cual parece obedecer a la escasa importancia que tienen los costos de exploración dentro de la estructura de costos marginales de la actividad gasífera utilizada por nosotros. Muy importante es, en cambio, el grado de sensibilidad del costo marginal ante variaciones en el horizonte de agotamiento del gas natural, el cual tiene siempre un efecto negativo sobre aquél (i.e. ante aumentos en el horizonte de agotamiento se producen disminuciones en el costo). Esta elasticidad negativa llega a valores de hasta 1,18 para el caso del costo marginal en la etapa de producción y captación y tiene un mínimo de 0,34 para la de distribución en baja presión.

2.1.1. Datos por cuenca

Los costos marginales y los precios de sustitución que hemos considerado en el apartado anterior para efectuar nuestros cálculos representaban en todos los casos datos promedio para las distintas fuentes de aprovisionamiento del gas natural que existen en el país, y estaban definidos suponiendo en general que su consumo tenía lugar en la zona de Capital Federal y Gran Buenos Aires. En el presente acápite profundizaremos un poco el análisis y analizaremos la variación del costo marginal de producción y captación y del precio de sustitución que se produce cuando en vez de considerar datos promedio para todo el país se toma información separada para cada cuenca.

Por ser prácticamente las únicas zonas de relevancia dedicadas a la producción y captación del gas natural en la

CUADRO 8.- CALCULO DE LOS DATOS POR CUENCA

Concepto / Cuenca	Austral	Neuquina	Noroeste	Procedio
Costo Exploración (1)	2.149	0.893	1.118	1.185
Costo Agotamiento (2)	20.35	20.35	20.35	20.35
Costo Operación (P y C) (3)	10.15	6.16	8.65	7.65
Costo Operación (Transp) (3)	2.60	2.60	2.60	2.60
Valor Inversión (P y C) (4)	24.0	14.5	20.4	19.0
Valor Inversión (Transp) (4)	336.8	134.1	222.3	212.0
Costo Capital (Explor) (5)	4.61	1.91	2.40	2.54
Costo Capital (P y C) (6)	2.92	1.70	2.40	2.11
Costo Capital (Transp) (6)	39.56	15.75	26.11	24.90
Costo Cap Acum (P y C)	7.43	3.62	4.79	4.65
Costo Cap Acum (Transp)	46.99	19.37	30.90	29.56
Costo Total Acua (P y C) (3)	37.93	30.13	33.80	32.64
Costo Total Acua (Transp) (3)	80.09	49.49	62.51	60.14
Pr Sustitución (P y C) (3)	47.98	71.79	61.43	62.64
Pr Sustitución (Transp) (3)	90.14	90.14	90.14	90.14
Excedente a PrSustitución (3)	10.05	41.66	27.64	30.00
Margen s/Costo P y C (%)	26.51%	138.27%	81.78%	91.93%

(1) En U\$S por Mm3 descubierto

(2) En U\$S por Mm3 consumido; TDesc = 10%; PPetr = 20 U\$S/bbl; HAGot = 20 años

(3) En U\$S por Mm3 operado

(4) En U\$S por Mm3-año

(5) En U\$S/Mm3; TDesc = 10%; Incorp Reservas = 8 años

(6) En U\$S/Mm3; TDesc = 10%; Duración Inv = 20 años

Argentina, nuestro análisis se limitará al estudio de tres cuencas diferentes: la cuenca austral, la cuenca neuquina y la cuenca noroeste. Tales cuencas se reparten prácticamente la totalidad de la producción argentina de gas natural, y están atendidas en proporciones diversas por empresas privadas y por la empresa estatal nacional YPF. Debido a su mayor o menor disponibilidad de gas natural, a su localización y a su diferente nivel de eficiencia en la producción y captación del recurso, las tres cuencas presentan valores diferentes en cuanto a su costo marginal de exploración, producción, captación y transporte. Dichos valores -basados en las cifras de los estudios de Kalitekno y de la Fundación Mediterránea- son los que aparecen en el cuadro 8, en el cual se parte de ciertos costos de explotación, agotamiento, operación e inversión y se llega a ciertos costos marginales acumulados (a nivel de producción y captación y a nivel de transporte). Partiendo de una lógica net-back, inversamente, se toma el precio de sustitución a nivel de transporte y se le resta el costo marginal de esta

última etapa correspondiente a cada una de las regiones que producen gas, con lo cual se llega a un precio de sustitución por cuenca definido a nivel de la etapa de producción y captación. Este precio de sustitución se compara luego con el costo marginal correspondiente, y se determina cuál sería el excedente (renta) que los productores recibirían si vendieran su producto a dicho precio de sustitución.

De la observación de los valores obtenidos, puede verse que -medidos a nivel de la etapa de producción y captación- los costos marginales de las distintas cuencas no difieren en demasía unos de otros, pero que si tenemos en cuenta los diferenciales en el costo de transporte a la ciudad de Buenos Aires, las diferencias son sí notables. Esto hace que, partiendo de un valor homogéneo en puerta de ciudad, el precio de sustitución en cabecera de gasoducto sea muy diferente para cada una de las cuencas y que por lo tanto una fijación de precios al productor que siga un criterio de determinación de tipo *net-back* implicará la aparición de valores muy distintos para los diferentes productores, los cuales se beneficiarán con una "renta por localización" que fluctuará entre el 10% (cuenca austral) y el 138% (cuenca neuquina) de los costos marginales. Esta renta podría tener un reparto diferente si los precios al productor se guiaran más por la lógica *mark-up*, en cuyo caso su efecto se diluiría beneficiando a los consumidores del bien, que pagarían un precio basado en el costo promedio del gas natural en puerta de ciudad.

2.2. Estructuras tarifarias comparadas y costo marginal

Los distintos conceptos calculados en los cuadros anteriores bajo los rótulos de "costo marginal de largo plazo", "costo marginal de operación" (o de corto plazo) y "precio de sustitución" para las distintas etapas del proceso operativo gasífero resultan susceptibles de ser utilizados para el diseño de estructuras tarifarias aplicables a la fijación de precios para el gas natural. Como ya hemos expresado en los apartados anteriores, la utilización de unos u otros conceptos se enmarca dentro de diferentes lógicas o criterios de tarificación, que sucintamente hemos denominado mecanismos de tipo *mark-up* y mecanismos de tipo *net-back*. Hemos observado también que los primeros utilizan como punto de partida conceptos propios del costo de explotación de la actividad gasífera, en tanto que los segundos parten de los precios de sustitución del gas por combustibles líquidos derivados del petróleo, y hemos visto asimismo que para el caso argentino el criterio *mark-up* lleva siempre a valores inferiores a los que surgen del criterio *net-back*.

Las cifras que aparecen en el cuadro 9 representan por su parte una aproximación a una estructura tarifaria óptima de largo plazo para el gas natural definida por etapa. El cuadro incluye seis columnas, en las cuales aparecen los costos marginales de corto plazo (CmgC), los de largo plazo

CUADRO 9.- ESTRUCTURAS TARIFARIAS POR ETAPA (en U\$S por Mc3)

Concepto	CmgC	CmgL	ps	pa	pp	pv
Producción y Captación	27.98	32.64	62.64	35.89	37.29	27.98
Transporte	30.58	60.14	90.14	75.48	89.69	30.58
Distribución (Alta Presión)	58.65	69.64	99.65	87.93	99.65	39.64
Distribución (Media Presión)	39.69	75.33	99.65	93.36	99.65	51.02
Distribución (Baja Presión)	54.11	112.60	199.06	177.97	171.08	54.11

(CmgL), los precios de sustitución (ps), los precios de la actual estructura tarifaria (pa), y los precios óptimos de largo plazo para los periodos de pico (pp) y de valle (pv) que surgirían de la aplicación del criterio normativo de tarificación ante demandas fluctuantes. Los valores de los costos marginales de corto y largo plazo reproducidos surgen directamente del cuadro 6, en tanto que los precios de sustitución para las etapas de distribución en alta, media y baja presiones son los que hemos expuesto en el cuadro 5. Para las etapas de transporte y de producción y captación, en cambio, la columna de precios de sustitución recoge un cálculo efectuado de acuerdo con la lógica *net-back* de fijación de los precios, que surge de restar al precio de sustitución de la distribución en alta presión los costos incrementales de dicha etapa (para llegar así al precio "en puerta de ciudad"), deduciendo luego los correspondientes a la etapa de transporte (para definir el precio "en cabecera de gasoducto"). En cuanto a los precios actuales, los mismos han sido definidos como precios medios con impuestos (pero sin IVA) correspondientes a distintas categorías del cuadro tarifario de Gas del Estado SE vigente a marzo de 1992 para usuarios de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires. El del escalón de producción y captación es así el precio de transferencia a productores en cabecera de gasoducto, en tanto que el de la etapa de transporte corresponde a la tarifa media a subdistribuidores (categoría ésta que no tiene aún gran relevancia pero que sí puede llegar a tenerla en un contexto de desintegración vertical de la provisión del gas natural). El precio actual para la distribución en alta presión es en cambio un promedio de los precios vigentes para las centrales eléctricas y los grandes consumidores industriales, mientras que el de la distribución en media presión se refiere fundamentalmente a usuarios industriales medianos y pequeños. El precio correspondiente a los consumidores que toman el bien en la etapa de distribución en baja presión, finalmente, se halla representado por la tarifa

CUADRO 10.- COMPARACION TARIFARIA INTERREGIONAL ARGENTINA (en U\$S/M=3) (1)

Usuario/Ciudad	Bs Aires	Córdoba	Mendoza	Neuquén
Domésticos comunes	177.86	177.86	165.44	47.66
Domésticos jubilados	61.58	61.58	58.67	24.27
Entidades oficiales	79.92	79.92	79.92	47.66
Centrales eléctricas	72.61	63.64	61.57	40.26
Industriales (media presión)	106.56	93.83	90.53	60.09
Industriales (alta presión)	85.43	74.59	72.22	47.36

(1) Tarifas medias sin impuestos a marzo de 1992

Fuente: Gas del Estado SE

media de un usuario doméstico mediano no subsidiado (dado que también existe un precio diferencial -más bajo- para los usuarios jubilados).

Los precios óptimos de largo plazo para los períodos de pico (invierno) y de valle (verano) calculados en el cuadro 9 siguen en esencia los criterios de tarificación que hemos visto en la parte teórica de nuestro trabajo. En el caso de las etapas de producción y captación, transporte, y distribución en baja presión la propuesta consiste en fijar precios iguales a los costos marginales de corto plazo en el período de valle y precios de racionamiento que fluctúen entre el costo marginal de largo plazo y el precio de sustitución para el período de pico. En el caso de las etapas de distribución en alta y media presión, en cambio, la solución eficiente termina siendo la fijación de precios de pico iguales al precio de sustitución y de precios de valle que racionen la demanda en algún nivel intermedio entre los costos marginales de corto y de largo plazo. Comparados con los precios actuales, estas estructuras implican cobrar tarifas levemente superiores a las vigentes en el período invernal (salvo para la categoría de usuarios domésticos, en la cual según nuestros cálculos el precio debería bajar un 4%) y precios sustancialmente más bajos en el período de valle, que oscilarían entre un 12% (precios de transferencia a productores) y un 69% (precios a usuarios domésticos) menos que las tarifas vigentes a marzo de 1992.

Otro aspecto relevante en la evaluación de las tarifas actuales del gas natural está dado por la comparación entre el nivel real que los precios del gas tienen en la Argentina respecto del vigente en algunos otros países sudamericanos, tema que encararemos en los párrafos que siguen. En el cuadro 10 pueden así observarse las tarifas medias vigentes en cuatro ciudades distintas de la Argentina (Buenos Aires,

CUADRO 11.- COMPARACION TARIFARIA INTERNACIONAL (en US\$/M³) (1)

Concepto / País (Ciudad)	Argentina (Buenos Aires)			Brasil (San Pablo)		
	s/Imp	c/Imp	s/IVA c/IVA	s/Imp	c/Imp	s/IVA c/IVA
Uso doméstico	129.73	157.77	181.30	444.68	444.68	542.42
Uso comercial	120.86	148.67	178.71	444.68	444.68	542.42
Uso industrial	85.43	87.99	106.93	116.88	116.88	142.45
Centrales eléctricas	72.61	74.78	90.65	116.88	116.88	142.45
Uso petroquímico	35.43	87.99	106.93	48.25	43.26	58.83
Uso siderúrgico	85.43	87.99	106.93	116.88	116.88	142.45
Fertilizantes	35.43	87.99	106.93	17.82	17.82	21.83
Precio sustitución (fuel oil)	96.28	121.34	139.86	89.31	97.43	118.42
Precio sustitución (querosén)	167.18	186.50	217.59	134.50	144.50	174.74

(1) Tarifas medias a marzo de 1992

Fuente: Mercosur

Córdoba, Mendoza y Neuquén) para seis consumidores promedio clasificados según la utilización del gas natural y según ciertas características particulares (usuarios domésticos, jubilados, entidades oficiales, centrales eléctricas, e industrias conectadas al sistema en media y en alta presiones). Las cifras tienen como fuente los cuadros tarifarios de la empresa Gas del Estado SE, de los cuales se desprende que -con el actual esquema de tarificación- los únicos usuarios que reciben un subsidio explícito por parte de la firma son los consumidores domésticos que entran dentro de la categoría de jubilados. Desde un punto de vista regional, sin embargo, da la sensación de que existe un cierto subsidio cruzado entre la zona de mayor consumo (Buenos Aires) y la de mayor producción (Neuquén), ya que (aunque la cercanía a la fuente productiva hace que el costo marginal de provisión sea en esa zona menor) algunas de las tarifas a usuarios finales del área neuquina -en especial las de los consumidores en baja presión- parecen hallarse por debajo de nuestros costos marginales de largo plazo (aunque los mismos sean neteados del componente de transporte).

En el cuadro 11, por su parte, la comparación se efectúa entre las tarifas del gas natural que rigen en la Argentina (Buenos Aires) y en el Brasil (San Pablo), para siete usos diferentes del gas natural: doméstico, comercial, industrial, centrales eléctricas, petroquímico, siderúrgico y fertilizantes. Las cifras (originadas en información del Mercosur) corresponden al mes de marzo de 1992, y están definidas de tres maneras diferentes: sin impuestos, con impuestos pero sin incluir el IVA, y con impuestos incluyendo el IVA. Se ha agregado además datos sobre dos precios de sustitución posibles: el que surge de reemplazar el gas natural con fuel oil (precio industrial) y el que surge de hacerlo con querosén (que es uno de los combustibles que

puede reemplazar al gas en sus usos domésticos). De la comparación entre las estructuras tarifarias argentina y brasileña surge que en promedio el gas natural resulta más barato en la Argentina que en el Brasil, hallándose en general su precio por debajo del precio de sustitución en la Argentina y por encima en el Brasil. El esquema de tarifas brasileño, sin embargo, subsidia muy fuertemente dos usos particulares del gas (petroquímica y producción de fertilizantes), categorías en las cuales la Argentina no realiza discriminación tarifaria alguna y cuyos precios son considerablemente más bajos en el Brasil.

2.3. Evolución tarifaria

La comparación tarifaria realizada en la sección anterior consistió esencialmente en un estudio de "corte transversal", en el cual se tomaron valores correspondientes a un único momento del tiempo (julio 1991/marzo 1992) y se los comparó entre sí y con otros valores intertemporalmente definidos (costos marginales de largo plazo). En la presente sección extenderemos la comparación agregándole al problema una dimensión intertemporal, para lo cual utilizaremos cifras históricas correspondientes al período 1985-1992.

Partiendo de información que tiene como origen a la Subsecretaría de Combustibles de la Nación y limitando nuestro análisis a los precios cobrados por Gas del Estado SE a consumidores del Área de la ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, en el cuadro 12 puede apreciarse cuál fue la evolución histórica de las tarifas a usuarios finales y su relación con el precio vigente ("precio de transferencia") para las transacciones realizadas entre los productores de gas natural -básicamente YPF- y la empresa integrada de transporte y distribución. Utilizando una clasificación por tipo y por nivel de consumo, puede así apreciarse cómo han ido modificándose -entre junio de 1985 y marzo de 1992- las tarifas (medidas en dólares estadounidenses por Mm³) correspondientes a cinco clientes típicos: "Doméstico(c)" (baja presión, 100 m³/bimestre), "Doméstico(g)" (baja presión, 1000 m³/bimestre), "Industrial(c)" (media presión, 200 m³/día), "Industrial(g)" (alta presión, 100.000 m³/día) y "Central Eléctrica" (alta presión, 200.000 m³/día).

De las cifras del cuadro 12 pueden hallarse una serie de índices de estructura y tendencia tarifarias para el período, cosa que aparece expuesta en el cuadro 13. En él puede verse cómo el precio de transferencia a productores -que a junio de 1985 era de 29 U\$S/Mm³- creció un 24,1% entre esa fecha y marzo de 1992, crecimiento éste que llega al 71,4% si tomamos como momento base al mes de agosto de 1988. En la segunda columna del cuadro, por su parte, se ha construido un índice promedio del precio del gas natural a usuarios finales, que pondera un 19% el consumo de los clientes "Domésticos(c)", un 19% el de los "Domésticos(g)", un 12% el de los "Industriales(c)", un 22% el de los "Industriales(g)", y un

CUADRO 12.- EVOLUCION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL 1985-1992 (%)

Periodo/Concepto	Pr Transf	Domest(c)	Domest(g)	Indust(c)	Indust(g)	Ctrl Elect
Junio 1985	29	84	92	75	75	61
Agosto 1988	21	45	77	72	65	61
Diciembre 1988	22	70	86	74	67	63
Diciembre 1989	22	11	50	57	51	40
Marzo 1990	25	32	57	63	56	42
Junio 1990	28	39	70	78	69	53
Setiembre 1990	36	52	91	100	89	69
Diciembre 1990	40	80	124	124	108	74
Marzo 1991	35	84	123	127	109	76
Junio 1991	36	90	132	114	88	75
Setiembre 1991	36	93	133	115	88	75
Diciembre 1991	36	93	133	115	88	75
Marzo 1992	36	134	153	115	88	75

(%) Tarifas medias sin impuestos en la ciudad de Buenos Aires (U\$S/M³)

Fuente: Subsecretaría de Combustibles

28% el de las "Centrales Eléctricas". De la evolución de dicho índice puede verse que entre 1985 y 1992 el crecimiento de la tarifa media en dólares a consumidores finales fue mayor que el del precio de transferencia (43%), cifra ésta que trepa al 72% si partimos de agosto de 1988 y al 166% si tomamos como fecha base a diciembre de 1989. La relación entre dicho precio medio y el precio de transferencia nos muestra por ende importantes oscilaciones en el período considerado (que aparecen reflejadas en la columna 3), ya que -de un nivel de 2,621 veces el precio de transferencia en junio de 1985- la tarifa promedio a usuarios finales ha llegado a estar a sólo 1,857 veces el precio a productores (diciembre 1989), ha trepado hasta 3,223 veces dicho precio (diciembre 1988) y ha terminado en un nivel de 3,019 veces la tarifa mayorista (marzo 1992).

La evolución de los precios relativos dentro de la propia estructura tarifaria de Gas del Estado puede a su vez medirse a través de los índices que aparecen en las últimas tres columnas del cuadro 13, en los cuales se compara la tarifa del usuario más pequeño -Doméstico(c)- con la del más grande -Central Eléctrica-, la de dos clientes domésticos de distinto tamaño -D(c)/D(g)-, y la de dos clientes industriales de diferente escala -I(c)/I(g)-. La primera de tales medidas nos muestra que durante el período 1989-1990 (que coincidió con una caída tarifaria en U\$S) la tarifa doméstica tendió a caer más que la eléctrica, llegando a un nivel mínimo en diciembre de 1989 (momento en el cual el precio a domésticos pequeños era un 27,5% del precio a usinas). Esta tendencia se revirtió hacia finales de 1990, y a marzo de 1992 un consumidor pequeño pagaba por el gas natural un precio que era un 78,7% más alto que el abonado

CUADRO 13.- ANALISIS DE ESTRUCTURA Y TENDENCIA TARIFARIAS 1985-1992

Periodo/Concepto	Ind PrTr	Ind PrMe	PrMe/PrTr	D(c)/CE	D(c)/D(g)	I(c)/I(g)
Junio 1985	100.0	100.0	2.621	1.377	0.913	1.000
Agosto 1988	72.4	83.1	3.010	0.738	0.584	1.108
Diciembre 1988	75.9	93.3	3.223	1.111	0.814	1.104
Diciembre 1989	75.9	53.7	1.857	0.275	0.220	1.118
Marzo 1990	86.2	63.9	1.942	0.762	0.561	1.125
Junio 1990	96.6	79.0	2.146	0.736	0.557	1.130
Setiembre 1990	124.1	102.7	2.169	0.754	0.571	1.124
Diciembre 1990	137.9	128.9	2.451	1.074	0.641	1.148
Marzo 1991	124.1	129.1	2.726	1.200	0.683	1.165
Junio 1991	124.1	126.6	2.673	1.200	0.682	1.295
Setiembre 1991	124.1	127.7	2.697	1.240	0.699	1.307
Diciembre 1991	124.1	127.7	2.697	1.240	0.699	1.307
Marzo 1992	124.1	143.0	3.019	1.787	0.876	1.307

por una central generadora de electricidad. Un movimiento equivalente -aunque mucho menos pronunciado- se dio dentro de la propia categoría de consumos domésticos, en la cual la relación entre la tarifa media de un consumidor pequeño y la de uno grande llegó a ser del 22% (diciembre 1989), ubicándose a marzo de 1992 en un 87,6%. En cuanto a la relación entre las tarifas de los usuarios industriales pequeños respecto de las de los usuarios industriales grandes, la tendencia parece haber sido más o menos constante en cuanto a ir diferenciando el precio en favor de la última de las categorías mencionadas. Así, puede verse que de una relación de 1 a 1 (junio 1985), la estructura tarifaria se fue moviendo hacia valores de 1,15 a 1 (diciembre 1990), llegando a partir de setiembre de 1991 a un coeficiente de 1,3 entre los precios de ambos consumidores típicos.

La evolución de la estructura tarifaria a lo largo del tiempo determinó también modificaciones en la estructura interpersonal e interregional de los subsidios implícitos contenidos en las tarifas del gas natural. En el cuadro 14 se han calculado las variaciones que ha experimentado dicha estructura, a través de un análisis de las variaciones tarifarias de dos consumidores típicos (el "Doméstico(c)" y el "Industrial(g)") en cuatro localizaciones diferentes (Buenos Aires, Córdoba, Salta y Neuquén). Tomando tres puntos del tiempo representativos (junio de 1985, agosto de 1985 y marzo de 1992) y efectuando una serie de supuestos respecto de cuáles son los costos marginales de largo plazo para cada localización, se llega así a determinar una medida del margen de contribución unitaria de cada cliente en cada lugar en cada momento del tiempo, que puede representar un beneficio o un subsidio para el proveedor de gas natural. De la observación de las cifras halladas puede concluirse que la estructura de subsidios cruzados implícitos en las tarifas de

CUADRO 14.- EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DE SUBSIDIOS 1985-1992

Concepto	Doméstico(c)			Industrial(g)		
	Junio85	Agosto88	Marzo92	Junio85	Agosto88	Marzo92
PRECIOS MEDIOS (U\$S/Mc3)						
Buenos Aires	94	45	134	75	65	88
Córdoba	90	43	134	65	57	76
Salta	71	38	129	57	41	62
Neuquén	45	24	48	41	36	47
COSTO MEN L^o (U\$S/Mc3)						
Buenos Aires	113	113	113	70	70	70
Córdoba	108	108	108	66	66	66
Salta	52	52	52	25	25	25
Neuquén	48	48	48	22	22	22
MARGEN UNITARIO (U\$S/Mc3)						
Buenos Aires	-29	-68	21	5	-5	18
Córdoba	-28	-65	26	-1	-9	10
Salta	19	-14	78	32	16	37
Neuquén	-3	-24	-1	20	14	26
BENEFICIO TOTAL (mill U\$S) (*)						
Buenos Aires	(216.29)	(511.25)	161.86	40.53	(35.10)	138.65
Córdoba	(39.15)	(90.43)	36.68	(0.77)	(12.87)	13.34
Salta	23.54	(16.94)	95.05	39.60	19.70	45.50
Neuquén	(1.93)	(14.53)	(0.36)	11.82	9.54	15.53

(*) para una demanda anual homogénea equivalente a la del año 1991

Fuente: Elaboración propia en base a Subsecretaría de Combustibles

Gas del Estado SE sufrió en los últimos años alteraciones notables. Así, de ser fuertemente subsidiados, los consumidores domésticos han pasado a ser aportantes netos de fondos, ya que su tarifa se ha elevado sustancialmente por encima del costo marginal de largo plazo. Los consumidores industriales, en cambio, han experimentado un perjuicio bastante menos notable, aunque si se compara su situación con la de agosto de 1988 puede observarse que el mismo alcanza un nivel considerablemente alto. Haciendo un análisis por ubicación geográfica, el cambio más grande se ve en el hecho de que en 1985 -y en menor medida en 1988- las zonas netamente consumidoras (Buenos Aires, Córdoba) se hallaban subsidiadas por las netamente productoras (Salta, Neuquén), situación que ha variado sustancialmente en 1992, periodo en el cual -por lo menos en términos totales- el beneficio bruto generado por el área de Capital Federal y Córdoba es bastante más elevado que el producido por Salta y Neuquén.

3.- El nuevo modelo de marco regulatorio gasífero

El proyecto de ley de marco regulatorio para el gas natural presentado por el poder ejecutivo al congreso argentino y que actualmente se encuentra en discusión en dicha instancia legislativa representa sin duda un intento de efectuar una modificación profunda en la organización del sector gasífero argentino, tanto en los aspectos relacionados con la propiedad de sus activos como en los que se refieren a su regulación y sus políticas tarifarias y de inversión.

Básicamente, el proyecto consta de dos partes principales: una referida al marco regulatorio en sí de la actividad gasífera, y otra que trata el tema de la privatización de la empresa Gas del Estado SE y del proceso de transición a producirse como consecuencia del paso de una estructura industrial totalmente integrada y de propiedad estatal a otra fuertemente desintegrada y mayoritariamente (o totalmente) en manos privadas. La primera de tales partes se conforma a su vez de varias secciones dedicadas al objeto de la ley, la política general para el sector gasífero, la exportación e importación de gas natural, el transporte y la distribución del mismo, las tarifas a cobrarse por la prestación del servicio, la actividad del Ente Nacional Regulador del Gas, y los aspectos relativos al procedimiento administrativo y a las contravenciones y sanciones a las normas legales sobre el tema. La otra parte del proyecto de ley, a su vez, contiene un capítulo dedicado al tema del proceso de privatización de Gas del Estado SE, otro referido a la transición entre el actual modelo de organización industrial y el propuesto por el propio proyecto de ley, y una serie de disposiciones transitorias y complementarias, entre las cuales aparece la creación de un fondo nacional del gas natural.

Tanto en lo que hace a los objetivos y a la estructura de la normativa legal como en lo que atañe a su propia redacción, el proyecto de ley presentado para el sector gasífero guarda evidentes similitudes con la recientemente aprobada ley 24.065, que define el marco regulatorio para el sector eléctrico. El contexto en el que ambos sectores se han venido desarrollando hasta ahora, sin embargo, hace que las repercusiones de uno y otro marcos regulatorios sean muy diferentes, ya que (si bien su actividad se ha desarrollado en la Argentina en un contexto parcialmente integrado) dentro del sector eléctrico existe una larga tradición de coexistencia de varias empresas y de realización de transacciones económicas entre ellas, mientras que en el gas el monopolio de Gas del Estado sobre la provisión del servicio ha sido en todo el país poco menos que absoluto.

La idea general de organización del sector contenida en el proyecto de ley visualiza la actividad gasífera como protagonizada por cuatro clases de actores principales: los productores de gas natural, los transportistas, los distribuidores y los consumidores del mismo (dentro de los cuales aparecen como una categoría separada los "grandes

consumidores"). En dicho esquema, los productores son empresas que poseen concesiones de explotación de hidrocarburos, y que inyectan el gas natural que producen en un sistema interconectado de gasoductos. Dichos gasoductos son a su vez propiedad de distintos transportistas, los cuales son empresas encargadas de conducir el gas natural desde el punto de ingreso al sistema hasta el punto de recepción del mismo por parte de las empresas distribuidoras. Estas últimas, a su vez, toman el gas natural en este último punto y abastecen con él a los consumidores de una determinada área geográfica, utilizado para ello una red de distribución. Los grandes consumidores de gas, sin embargo, pueden dentro de este esquema evitar la intermediación del distribuidor, empleando un método de acceso directo a la red de transporte.

En el nuevo contexto propuesto, las transacciones interempresarias tienen lugar principalmente entre productores y distribuidores, y entre productores y grandes consumidores. Los transportistas son en cambio una suerte de "espectadores" del proceso, ya que -salvo por excepción- no pueden comprar ni vender gas natural, limitándose su servicio al simple transporte del elemento gaseoso (servicio por el cual tienen derecho a percibir una cierta tarifa por "peaje"). Los consumidores (a excepción de los "grandes consumidores") son a su vez clientes exclusivos de un distribuidor, al cual le adquieren el gas natural que consumen según el área geográfica en la que se ubiquen. Así concebida, la actividad gasífera presenta diferentes estructuras de mercado según el segmento que se considere, ya que de ser potencialmente competitiva en el segmento de producción pasa a ser naturalmente monopólica en el transporte y en la distribución (aunque con la posibilidad de que exista una multiplicidad de monopolios locales y regionales). Haciéndose eco de esta idea, el proyecto de ley prevé que las relaciones comerciales entre los productores y los distribuidores de gas (y entre aquéllos y los grandes consumidores) tenderán a regirse a través de un mecanismo desregulado, en tanto que las tarifas de peaje de los transportistas y las de venta de gas de los distribuidores a los consumidores serán objeto de una mayor regulación. A efectos de limitar las posibilidades de colusión entre los diversos actores del mercado del gas, el proyecto de ley es también bastante estricto en lo que atañe a la posibilidad de que los mismos formen parte de un solo grupo económico, prohibiendo la existencia de empresas productoras, transportistas, distribuidoras o grandes consumidoras que sean sociedades controlantes de empresas ubicadas en cualquiera de las otras categorías del mercado gasífero.

En lo que se refiere a los aspectos tarifarios previstos en el proyecto de ley, el mismo prevé que las tarifas a consumidores finales sean el resultado de la suma de tres componentes: el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución. El primero de dichos precios, si bien durante

un primer período de transición será determinado centralizadamente por la autoridad regulatoria, representará básicamente un componente surgido de la libre negociación de las partes (en este caso, de los productores con los distribuidores y los grandes consumidores). Las otras dos tarifas, en cambio, estarán sujetas a regulación por parte del Ente Nacional Regulador del Gas (organismo creado a éste y otros efectos), y serán fijadas ateniéndose a principios ligados con la cobertura de costos, el estímulo a la eficiencia, la obtención de una tasa de beneficio razonable y la prestación del servicio al consumidor al mínimo costo compatible con la seguridad del establecimiento. No queda sin embargo demasiado claro cómo es que funcionará el sistema de "reconocimiento automático" (*pass-through cost*) del costo de adquisición del gas en que incurren los distribuidores dentro del precio final del gas a consumidores, ya que -si tal costo surge básicamente de una negociación desregulada entre productores y distribuidores individuales- su valor puede sufrir cambios sobre los que el propio distribuidor tenga injerencia. En ese aspecto, la ley de marco regulatorio eléctrico es mucho más clara, ya que el costo automáticamente reconocido en la tarifa final del distribuidor de energía eléctrica es un precio (igual al costo marginal promedio trimestral del sistema interconectado nacional) objetivamente determinado por un organismo ajeno a las propias empresas.

La segunda parte del proyecto de ley presentado (que comprende los capítulos II, III y IV del mismo) trata básicamente el tema de la transición entre la estructura industrial vigente hasta el presente para el sector gasífero y la nueva organización propuesta. Así, se prevé que la actual empresa nacional monopólica (Gas del Estado SE) se transformará y se escindirá en una serie de compañías que adoptarán la forma de sociedades anónimas, las cuales a su vez se privatizarán utilizando diversos criterios. Podrá así aparecer una única o varias empresas transportistas (la ley no lo prescribe claramente) y una serie de empresas distribuidoras, cada una de estas últimas con la concesión exclusiva de una cierta área geográfica (que coincidirá con una provincia o una región determinada). De lo obtenido por la privatización de las empresas surgidas de la desintegración de Gas del Estado, una cierta porción (10%) se destinará a los estados provinciales, a través de un índice mixto que tendrá en cuenta los porcentajes habituales de coparticipación y el nivel de temperatura media invernal promedio de cada jurisdicción provincial. El proceso privatizador coincidirá también con un proceso desregulador del sector (que durará entre uno y dos años), durante el cual el estado fijará los precios del gas natural en boca de pozo y al final del cual el mismo quedará desregulado (i.e. fijado por el libre juego entre la oferta -productores- y la demanda -distribuidores y grandes consumidores-).

Básicamente, el proyecto oficial presentado ha merecido dos tipos de críticas provenientes de diferentes sectores. Desde una perspectiva "interna" del sector energético se ha

puesto en duda la conveniencia económica de pasar de una estructura industrial totalmente integrada (como la actual) a una estructura totalmente desintegrada (como la propuesta), argumentándose en ese sentido que -si bien la desintegración puede tener ciertos beneficios de eficiencia relacionados con la mayor competitividad y desafiabilidad que pasa a tener el mercado y con la supresión de ciertos "subsidios cruzados" existentes en las estructuras tarifarias centralizadas- una ruptura de la estructura integrada en la industria del gas implica también un importante aumento de los costos de transacción implícitos en la actividad y puede acarrear también un desaprovechamiento importante de ciertas "economías de alcance" (*economies of scope*) que surgen de encarar conjuntamente las actividades de compresión, transporte, distribución y almacenamiento del gas natural, y que se perderían al pasar a una organización del sector en el cual tales actividades fueran encaradas por empresas diferentes.

La otra crítica básica que ha merecido el proyecto se relaciona en cambio con el nivel tarifario que la nueva organización del sector gasífero traería aparejada si funcionara el marco regulatorio propuesto, la cual seguramente implicaría un mayor precio en boca de pozo (si es que el gas natural comienza a comercializarse a un valor más cercano a su valor de sustitución por combustible líquido) y una mayor tarifa de transporte y distribución (si es que los precios por estos servicios empiezan a incluir un componente más alto de costo del capital, surgido de una mayor tasa requerida de retorno sobre la inversión). La solución propuesta para este problema es la de agregar a la ley de marco regulatorio algunos artículos en los que se establezca que los precios del gas a la industria tengan como tope los valores que rigen en otros países cuya dotación de recursos gasíferos sea similar a la Argentina (vgr, Canadá, Estados Unidos).

4.- Efectos del nuevo modelo regulatorio

4.1. La privatización del servicio de gas natural

Una de las pautas básicas incluidas dentro del nuevo modelo de marco regulatorio previsto para el gas natural en la Argentina consiste en la decisión de privatizar totalmente la empresa Gas del Estado S.E. Este proceso (que a junio de 1992 se halla todavía en una etapa preliminar) trae aparejado no sólo un cambio de propiedad de la compañía gasífera argentina sino que también implica -como fue señalado en la sección anterior- una importante modificación en la estructura industrial de la actividad gasífera. En efecto, de una organización totalmente integrada vertical y horizontalmente en cuanto a sus etapas de transporte y distribución, se pasará a un esquema en el cual aparecerán varias empresas en cada una de dichas etapas.

Si bien aún no está definitivamente claro en cuántos segmentos será dividido el sistema de transporte del gas natural en la Argentina, las características de las acciones en curso parecen indicar que la licitación se hará a nivel de dos grandes porciones: el sistema sur (que comprende los gasoductos Sur, Neuba I y Neuba II) y el sistema norte (que abarca los gasoductos Norte y Centro Oeste). En ambos casos, las licitaciones se definirán por el precio que coticen los oferentes interesados en adquirir los activos en cuestión, en tanto que los restantes parámetros que hacen a la actividad involucrada (tarifas, plan de inversiones, etc) serán datos del pliego licitatorio. Al igual que la mayoría de las licitaciones que han tenido lugar en los procesos de privatización argentinos, habrá una primera etapa (sobre 1) de evaluación de los antecedentes de los postulantes, y una segunda etapa (sobre 2) de análisis de las ofertas, a la cual sólo accederán aquellos oferentes que hayan pasado la primera etapa. Dado que el sistema se regirá por las pautas del "acceso abierto", los adjudicatarios de las redes de transporte no podrán comerciar gas natural sino que se limitarán a cobrar un peaje por el uso de los gasoductos y las plantas compresoras a su cargo. Su tarea consistirá esencialmente en mantener y reponer la inversión, asegurando que la misma se halle en condiciones de cumplir con el servicio en forma satisfactoria. El nivel de las tarifas por peaje para los concesionarios del sistema de transporte se estima que oscilará entre 0,6 y 0,9 U\$S por millón de BTU por cada 1000 km transportados (22 a 33 U\$S/MMBTU por 1000 km), lo cual determinaría un valor de los activos transferidos que podría moverse en un rango que va entre los U\$S 240 millones y los U\$S 370 millones para el sistema norte, y entre los U\$S 500 millones y los U\$S 770 millones para el sistema sur. Las transferencias se harán probablemente siguiendo un esquema semejante al utilizado en las privatizaciones de ENTEL y Aerolíneas Argentinas, por el cual la parte mayoritaria del paquete accionario (70%) será entregada al oferente que gane la licitación, una parte minoritaria (20%) será ofrecida a través del mercado de capitales, y el resto (10%) será entregado al personal a través de un programa de propiedad participada.

En lo que atañe a la red de distribución del gas natural, las presunciones existentes indican que la misma será dividida en un número relativamente grande de sistemas (que en muchos casos coincidirán con divisiones políticas provinciales y en otros con las actuales divisiones administrativas de Gas del Estado SE). Para la zona de Capital Federal y Gran Buenos Aires, sin embargo, se prevé una subdivisión adicional en dos áreas distintas, una de las cuales abarcaría 26 partidos ubicados al norte de la ciudad de Buenos Aires (zona norte) y la otra incluiría toda la Capital Federal y 9 partidos localizados al sur de la misma (zona sur). El sistema licitatorio a utilizarse para esta privatización tendrá en esencia las mismas características que el previsto para la de la red de gasoductos (competencia

por precio, tarifas reguladas, "doble sobre", venta de los paquetes minoritarios de acciones a través del mercado de capitales y de la propiedad participada). Al revés que para el caso del transporte, la distribución será realizada por empresas que adquirirán el gas natural y luego lo venderán a los consumidores, y que por lo tanto deberán pactar contratos en forma directa con los productores y hacerse cargo de las tarifas de peaje de los transportistas. En ciertos casos, sin embargo, también deberán actuar como *common carriers*, si es que dentro de su jurisdicción existen grandes consumidores industriales o centrales eléctricas que tengan una escala que les permita acceder en forma directa al mercado mayorista. Al igual que los concesionarios de la red de transporte, los distribuidores tendrán la obligación de atender el mantenimiento de la red a su cargo, debiendo asimismo efectuar las ampliaciones correspondientes en el caso de que la demanda así lo requiera. De las estimaciones existentes (basadas en los niveles tarifarios actuales y en posibles ajustes para ciertas categorías) pueda inferirse que el valor presente de los activos de distribución a privatizar en este esquema oscilaría entre U\$S 600 millones y U\$S 1000 millones, lo cual totalizaría -agregando la red de transporte- una cifra que va de U\$S 1300 millones a U\$S 2100 millones por todo el activo que actualmente pertenece a la empresa gasífera nacional.

El cronograma propuesto para la privatización de Gas del Estado SE prevé que todos los pasos de la misma tendrán lugar a lo largo del corriente año de 1992. Así, hacia el mes de agosto deberían estar ya publicados los correspondientes pliegos licitatorios, y las ofertas presentadas en el mes de setiembre. Entre octubre y noviembre tendrían lugar las evaluaciones y la pre-adjudicación, previéndose la entrega a los concesionarios adquirentes de los distintos servicios para el mes de diciembre. La venta de las acciones remanentes en la bolsa de comercio y la instrumentación del programa de propiedad participada requerirían en cambio un tiempo más, que no debería prolongarse más allá del año 1993. Para todas estas etapas del proceso licitatorio, el gobierno argentino ha contratado una serie de consultores internacionales especialistas en distintos aspectos. Tales consultores (que se hallan coordinados por la firma Deloitte & Touche) son principalmente Stone & Webster en el área técnica, Rothschild, Goldman & Sachs en el área financiera, y Andrews & Kurth y el estudio Marval-Q'Farrell-Mairal en los rubros de asesoría jurídico-legal.

4.2. La distribución de la renta gasífera

La existencia de una diferencia entre su precio de sustitución y su costo de provisión hacen que el gas natural sea en la Argentina un bien susceptible de generar una cierta renta en el mercado en que se lo explota. La distribución de dicha renta queda básicamente determinada por los precios que

se le fijan a los productores y consumidores del recurso, precios que se miden tanto en la cabecera del gasoducto como en el punto de efectiva entrega al consumidor. A consecuencia de tales precios, los distintos agentes económicos (productores, transportistas y distribuidores, consumidores, estado) son susceptibles de apropiarse de una parte de tal renta. Para cada uno de ellos, el monto de esa renta se determinará de un modo distinto: para los productores, surgirá de la diferencia entre el costo de producir el gas natural y el precio de transferencia al transportista; para los transportistas y distribuidores, de la resta entre el precio al que adquieren el gas natural y el precio al cuál lo venden; para los consumidores (especialmente para los usuarios industriales), de la diferencia entre el precio que pagan y el precio de sustitución del producto. El estado, por su parte, puede apropiarse de parte de la renta a través de impuestos, pudiendo también -en el caso de ser propietario de empresas productoras, transportistas o distribuidoras- hacerlo por medio de las tarifas de dichas empresas. En este último caso, además, el estado puede llegar a tener "rentas negativas", si es que a través de los precios que les fija a sus propias compañías realiza transferencias indirectas de recursos (i.e., subsidios) a los otros agentes económicos.

En el proyecto de ley de marco regulatorio del gas natural actualmente en discusión en el Congreso de la Nación Argentina se fija que el precio que pagarán los consumidores de gas natural surgirá de la suma del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte más la tarifa de transporte más la tarifa de distribución (Art 38). El precio del gas en el punto de ingreso será así trasladado íntegramente a los consumidores a través de un "reconocimiento automático" (*pass-through cost*) de los costos de adquisición del recurso por parte de los transportistas y distribuidores (Art 39c), y su fijación será en un primer período de transición determinada por la autoridad reguladora y en una segunda etapa surgirá de la libre negociación entre las partes (productores y distribuidores-consumidores) (Art 84). Nótese entonces que -salvo por su actuación en una primera etapa de transición- el estado parece no intervenir en la fijación de los precios y la consiguiente distribución de la renta del gas natural, decisión ésta que implica una cierta visión de política económica en la que se privilegia el funcionamiento del mercado y la no intervención gubernamental. Cabe subrayar, sin embargo, que en estas condiciones el reparto de los excedentes generados quedarán fuertemente influidos por la estructura industrial del sector, en el cuál los productores son básicamente oligopolistas y los consumidores son una cantidad sustancialmente grande (y, salvo algunas excepciones sectoriales, con poco poder de mercado). Actualmente, por ejemplo, la producción de gas natural se encuentra concentrada en un 59,84% en manos de una única empresa de carácter estatal (YPF) y existen adicionalmente cinco productores privados que concentran otro 36,70% del mercado.

CUADRO 15.- CALCULO DE LA RENTA DE LOS PRODUCTORES (1992)

Cuenca / Empresa	Producción (MMm3/año)	Costo PyC (U\$S/Mm3)	Precio (U\$S/Mm3)	Mgn Benef (%)	Renta (MMU\$S/año)	Renta (%)
Cuenca Austral - YPF	1,954.32	17.58	35.89	51.03%	35.89	6.45%
- Privados	5,169.82	17.58	35.89	51.03%	94.65	17.05%
- Total	7,124.64	17.58	35.89	51.03%	130.48	23.50%
Cuenca Noroeste - YPF	468.65	13.44	35.89	62.54%	10.52	1.89%
- Privados	1,769.20	13.44	35.89	62.54%	39.71	7.15%
- Total	2,237.86	13.44	35.89	62.54%	50.23	9.05%
Cuenca Neuquina - YPF	11,759.92	9.75	35.89	72.76%	397.08	55.31%
- Privados	2,580.27	9.78	35.89	72.76%	67.38	12.14%
- Total	14,340.19	9.78	35.89	72.76%	374.46	67.45%
Total YPF	14,183.40	10.97	35.89	69.43%	353.40	63.66%
Total Privados	9,519.29	14.69	35.89	59.06%	201.77	36.34%
Total General	23,702.69	12.47	35.89	65.26%	555.18	100.00%

En lo que sigue del presente apartado nos abocaremos al cálculo del monto de la renta gasífera que se genera en la Argentina y a la forma en la que dicha renta se reparte entre los distintos actores del mercado. Nuestro análisis se realizará tomando como fecha base al mes de marzo de 1992, y utilizando los datos que hemos expuesto y calculado en los apartados anteriores (referidos fundamentalmente a esa fecha). El cálculo será efectuado en forma separada para los productores, los consumidores y el estado, y luego será integrado en un único cuadro y comparado con la situación existente en dos momentos anteriores del tiempo (junio de 1985 y agosto de 1988). Para el mes de marzo de 1992 se supondrá que la empresa de transporte y distribución de gas (Gas del Estado SE) no recibe ninguna participación en la renta del mercado, pero que tampoco actúa subsidiando a ninguno de los otros actores. Para los dos momentos anteriores, en cambio, se comprobará que -especialmente a través de sus tarifas a usuarios finales- la empresa estatal gasífera sí efectuó transferencias a los otros agentes económicos.

En el cuadro 15 pueden apreciarse las cifras relacionadas con el cálculo de la renta de los productores a marzo de 1992. Dichos productores han sido divididos según dos criterios diferentes: la propiedad de las empresas y la ubicación geográfica de los yacimientos gasíferos. Aparecen así expuestos en forma separada los datos correspondientes a la empresa pública nacional YPF y los referidos a las compañías privadas que poseen pozos de petróleo y de gas; y en ambos casos las cifras se muestran divididas entre las tres cuencas principales existentes en el país: austral (que incluye también el área del Golfo San Jorge), noroeste y neuquina. Los números que aparecen en el cuadro tienen como base cifras que ya han sido expuestas o calculadas por

CUADRO 16.- CALCULO DE LA RENTA DE LOS CONSUMIDORES (1992)

Regiones	Consumo (MMm3/año)	Renta (MMU\$S/año)	Renta (%)	Renta (U\$S/MMm3)
Cap Federal y Gran Bs Aires	7,563	202.30	26.48%	26.75
Litoral	2,623	93.17	12.19%	35.52
Salta	1,226	108.87	14.25%	88.80
Sur	1,541	75.23	9.85%	49.82
Córdoba	1,392	52.02	6.81%	37.37
Cuyo	978	59.98	7.72%	60.31
Neuquén y Río Negro	603	27.44	3.59%	45.51
Bs Aires Sur y La Pampa	594	22.70	2.97%	38.21
Tucumán	730	29.98	3.92%	41.07
La Plata y Mar del Plata	1,741	93.40	12.22%	53.65
Total	18,991	764.10	100.00%	40.23

nosotros en apartados anteriores. Los datos de producción surgen así del cuadro 1 (sección 1.2.), los de precio de transferencia a los productores del cuadro 9 (sección 2.2.) y los de costo marginal de producción y captación del cuadro 8 (sección 2.1.1.). Respecto de este último concepto, se han tomado los datos referidos al costo neto de producción y captación en sí, sin adicionarle la parte correspondiente al costo de agotamiento, la cual resulta por lo tanto incluida dentro de la renta gasífera. De la consideración conjunta de estos costos y de los precios de transferencia surge entonces un "margen bruto" del productor (definido sobre el precio) y un volumen anual de renta por productor y por cuenca (surgido de multiplicar la correspondiente producción por la respectiva contribución marginal "precio menos costo"). Se llega así a un volumen total anual de renta de los productores que equivale a poco más de 550 millones de dólares estadounidenses, y que se reparte entre YPF (63,66%) y los productores privados (36,34%) de acuerdo a las participaciones que dichas empresas tienen en la producción de las cuencas neuquina (67,45%), austral (23,50%) y noroeste (9,05%) y a los márgenes de beneficio relativo que tiene el gas natural en dichas áreas geográficas.

Para el cálculo de la renta a los consumidores (cuadro 16) las fuentes básicas de datos fueron los cuadros 4 (consumo de gas natural por área) y 10 (tarifas por usuario y por zona), así como la consideración de los respectivos precios de sustitución por tipo de cliente. Para el caso de los consumidores domésticos, sin embargo, se supuso que su precio de sustitución era esencialmente idéntico a su tarifa con impuestos, y se les asignó por lo tanto una renta nula. El resto de las categorías (industriales, centrales eléctricas) derivan en cambio su renta de la diferencia existente entre los precios del gas natural y los de las unidades calóricas equivalentes de fuel oil, determinándose

el tamaño relativo de las rentas regionales según los precios del gas en las distintas áreas geográficas y la participación del consumo no doméstico en la demanda total de las mismas. Surge así de nuestros cuadros que del total de la renta anual que se llevan los consumidores con la estructura de consumo y precios de marzo de 1992 (estimada en unos U\$S 764 millones), la zona de Capital Federal y Gran Buenos Aires se queda con el 26,48%, las zonas productoras de gas (Salta, Sur, Neuquén y Río Negro) se llevan el 27,69% y el resto de las provincias argentinas se reparte el 45,83% restante. Analizada en términos unitarios (dólares por millar de metros cúbicos), la repartija zonal de esta renta de los consumidores determina que el área más favorecida es Salta (28,80 U\$S/Mm³) y la menos favorecida es la ciudad de Buenos Aires y alrededores (26,75 U\$S/Mm³).

El tercer actor que se apropia de una parte de la renta es en este esquema el sector público, a través de un mecanismo doble que tiene implicancias distributivas diferentes. Así, mientras por un lado el estado nacional cobra impuestos que gravan las ventas de gas natural en sus distintas etapas, por otro los estados provinciales reciben regalías por la extracción del recurso del suelo respecto del cual ejercen jurisdicción. Dentro de los tributos nacionales, tienen importancia dos: el impuesto a la transferencia de gas natural de la ley 23.966 y el impuesto al valor agregado. De los montos recaudados a consecuencia de este último, sólo han sido considerados aquí los correspondientes a los usuarios domésticos, para los cuales el IVA forma parte del precio final. En el caso de los usuarios no domésticos (industriales y centrales eléctricas, principalmente) este impuesto es considerado íntegramente como un crédito deducible de los montos que esos mismos usuarios pagan por las ventas de los productos que ellos elaboran, por lo cual representan más bien una renta originada en los mercados de tales productos y no en el mercado del gas natural (que actúa como insumo). Hechas estas aclaraciones, puede observarse en el cuadro 17 que el monto aproximado de la renta estatal anual oscila (a precios de marzo de 1992) en poco más de U\$S 300 millones, de los cuales el 26,86% corresponde a regalías provinciales y el 73,14% restante a impuestos nacionales.

En el mismo cuadro 17 se exhiben también conjuntamente los valores de las rentas de todos los agentes económicos considerados. Se ve así que la renta total generada asciende a algo más del 1600 millones de dólares estadounidenses, de los cuales los productores se apropian del 34,21%, los consumidores del 47,08% y el estado del 18,71% restante. Dividida entre los distintos volúmenes de gas natural operados en las distintas etapas de transformación del producto, esta renta gasífera total tiene un valor unitario de 79,64 U\$S/Mm³ (que incluye dentro de sí el costo de agotamiento, estimado por nosotros en unos 20,35 U\$S/Mm³). Actualizada a una tasa de interés del 10% anual y suponiendo un horizonte de agotamiento de 20 años, el valor presente de

CUADRO 17.- CALCULO DE LA RENTA TOTAL (1992)

Concepto	Total anual		Valor unit (U\$S/Mc3)	VAN(10%) (MMU\$S)
	(MMU\$S/año)	(%)		
Renta productores	555.18	34.21%	23.42	4,726.54
YPF	353.40	21.78%	24.92	3,008.73
Privados	201.77	12.43%	21.20	1,717.81
Renta consuadores	764.10	47.08%	40.23	6,505.21
Cap Federal y Gran Bs As	202.30	12.47%	26.75	1,722.31
Provincias productoras	211.54	13.04%	62.77	1,200.99
Resto del país	350.26	21.58%	43.47	2,991.92
Renta estatal	303.56	18.71%	15.38	2,584.37
Regalías provinciales	81.55	5.02%	4.29	694.26
Impuestos nacionales	222.01	13.68%	11.69	1,890.11
Total renta	1,622.84	100.00%	79.64	13,816.12

la misma asciende a cerca de 14.000 millones de dólares estadounidenses.

Los datos referidos a la renta gasífera y a su reparto entre los distintos agentes económicos que aparecen en los tres cuadros anteriores (que parten de tomar como base tarifaria a la estructura de precios vigente a marzo de 1992) son susceptibles de ser comparados con los que se darían si los precios vigentes fueran los que rigieron en momentos anteriores del tiempo. En el cuadro 18 dicha comparación es realizada respecto de cifras calculadas para los meses de junio de 1985 y agosto de 1988, homogeneizadas con las actuales a través del empleo de una moneda medianamente constante (el dólar estadounidense) y de la utilización de un nivel similar de producción y consumo. Una primera observación de los números nos indica así que, la renta total que genera el mercado del gas natural argentino se ha incrementado a lo largo del tiempo, pasando de un valor de poco menos de U\$S 900 millones en 1985 a uno de más de U\$S 960 millones en 1988 y a los U\$S 1623 millones de 1992. La causa de este aumento es fundamentalmente exógena, y se basa en el incremento que se ha ido produciendo en el precio de sustitución del gas natural por combustibles líquidos, lo cual ha ampliado significativamente la brecha existente entre dicho precio y el costo de provisión del producto. Más importante aún que dicho incremento en el volumen total son sin embargo los cambios que se han producido en la distribución de la renta, que muestran cómo el estado pasó de una renta negativa -surgida fundamentalmente de los subsidios que daba a través de las tarifas de la compañía gasífera nacional Gas del Estado SE- a una positiva, y cómo los consumidores pasaron de una renta superior al 100% de la generada en el mercado -consecuencia también del subsidio estatal- a una que no llega al 50% de la misma. En cuanto a la renta con la que se quedan los productores, la comparación

CUADRO 18.- COMPARACION INTERTEMPOAL DE LA RENTA GASIFERA

Concepto / Período	Jun 1985		Ago 1989		Mar 1992	
	(MMU\$S/año)	(%)	(MMU\$S/año)	(%)	(MMU\$S/año)	(%)
Renta productores	317.66	35.74%	163.53	16.96%	555.18	34.21%
YPF	317.66	35.74%	163.53	16.96%	353.40	21.78%
Privados	0.00	0.00%	0.00	0.00%	201.77	12.43%
Renta consumidores	1,223.40	137.63%	1,233.05	127.92%	764.10	47.08%
Renta estatal	(652.14)	-73.36%	(432.65)	-44.88%	303.56	13.71%
Regalías provinciales	35.49	3.99%	33.21	3.45%	81.55	5.02%
Impuestos nacionales	79.21	8.91%	196.72	20.41%	222.01	13.68%
Gas del Estado SE	(766.85)	-86.27%	(662.59)	-68.74%	0.00	0.00%
Total renta	966.92	100.00%	963.93	100.00%	1,622.84	100.00%

"punta a punta" nos muestra que la participación relativa de la misma se ha alterado escasamente entre 1985 y 1992, pero que su volumen total ha crecido en un 74,78%, y que su propiedad -que hasta 1989 era de propiedad exclusiva de YPF- se ha modificado sustancialmente con la aparición de nuevas compañías petroleras privadas que también participan en la producción y captación del gas natural argentino.

Las diferencias mencionadas en cuanto al volumen y distribución de la renta gasífera entre los distintos actores del mercado pueden ser analizadas a través de la consideración de los objetivos implícitos del gobierno en la fijación de los precios en los distintos momentos del tiempo. Puede así suponerse que uno de dichos objetivos es el incremento del excedente de los consumidores finales del producto (lo cual se logra a través de menores tarifas al sector doméstico), objetivo éste que en ciertos casos suele ir asociado y en otros disociado con el objetivo de realizar "política de promoción industrial" (a través de menores tarifas a los usuarios industriales y a las centrales eléctricas). Respecto de la renta estatal, ésta tiene como objetivo el destinar parte del excedente generado en el mercado del gas natural a algún otro uso, o bien el de incrementar el superávit fiscal o reducir el déficit.

El otorgarle alguna porción de la renta a los productores de gas está asociado a su vez con el objetivo de incrementar el incentivo para la exploración y así aumentar las reservas y los volúmenes de gas producidos, y -en el caso de los productores que son empresas estatales- también con el propósito de contribuir al mejoramiento de la situación fiscal. Puede por lo tanto decirse que, en resumen, la función objetivo (W) que el gobierno maximiza cuando decide una determinada estructura de precios para el gas natural y para sus combustibles sustitutos viene dada por:

$W = W(RF, PI, EC, EX) \quad ;$

donde "RF" es el resultado fiscal, "PI" la política industrial, "EC" ese excedente de los consumidores finales de gas y "EX" el nivel de exploración e incorporación de nuevas reservas.

Por lo descrito anteriormente, puede inferirse que en el año 1985 el resultado fiscal tuvo un peso relativamente escaso en las preferencias gubernamentales visualizadas a través de los precios del gas natural, peso éste que se incrementó en 1988 y tomó una importancia superlativa en 1992. La importancia del excedente de los consumidores, en cambio, descendió abruptamente en las preferencias del fijador de precios entre 1988 y 1992, lo mismo que la del objetivo de política industrial. Respecto de esta última, sin embargo, puede afirmarse que en términos comparativos la situación no ha empeorado (ya que la diferencia entre el precio de sustitución y el precio de venta del gas a usuarios industriales se incrementó en vez de disminuir), aunque el incremento paralelo de todos los precios relevantes (gas natural y combustibles líquidos sustitutos) tuvo obviamente un efecto contraproducente para el sector industrial que utiliza estos productos energéticos como insumos directos o indirectos.

Buenos Aires (ITDT), julio de 1992.-

CASO 1: EMPRESA NACIONAL DE TELECOMUNICACIONES (ENTEL)

1.- Teoría económica de la actividad telefónica

La economía del sector telefónico constituye una rama que ha tenido un desarrollo tradicionalmente escaso dentro de la literatura sobre servicios públicos anterior a la década de 1970. Desde entonces, sin embargo, la situación ha cambiado y los teléfonos se han constituido en una especie de "vedette" de la economía de la organización industrial. La causa de esta modificación parece deberse fundamentalmente a los grandes cambios que en todo el mundo sufrió la industria telefónica en las últimas dos décadas, y que desataron debates político-económicos sobre la conveniencia o no de modificar las bases jurídico-contractuales sobre las que el negocio de los teléfonos se asentaba. Dichos debates terminaron en una serie de cambios estructurales de importancia en todo el mundo, entre los cuales se destacan el desmembramiento de la compañía estadounidense "American Telephone and Telegraph" (que explotaba cerca del 80% del mercado telefónico norteamericano) y la privatización de varios importantes monopolios telefónicos públicos en todo el mundo (entre los que sobresale la empresa británica "British Telecom"). Tres son los aspectos básicos sobre los que giró la discusión económica acerca de la actividad telefónica: el tema de la estructura industrial del sector, el de la propiedad de las empresas telefónicas y el de los cambios en la regulación del funcionamiento de la actividad.

El problema principal en lo que concierne a la estructura industrial del sector telefónico se halla ligado a un tema respecto del cual tradicionalmente no había existido discusión, pero sobre el que factores tecnológicos y administrativos han echado en los últimos años un manto de duda, y tal es el tema de la existencia o no de monopolio natural en la actividad telefónica. Es que si bien la telefonía es un servicio que se presta generalmente a través de una red y que se halla sujeto a importantes economías globales de escala y de densidad (con el agregado de que cuanto más amplia es la red, cada abonado recibe el beneficio de poder comunicarse con un número mayor de otros usuarios), la aparición de nuevas posibilidades técnicas de comunicación y de nuevos "productos telefónicos" paralelos (vgr, comunicaciones vía satélite, telefonía móvil, redes informáticas, telefacsímiles, etc.) ha hecho que comencaran a surgir importantes segmentos de la industria en los que la competencia aparece como económicamente posible. Todo esto ha empezado a crear una serie de segmentos potencialmente competitivos dentro del sector, lo cual ha planteado el problema de definir hasta dónde es socialmente conveniente mantener toda la actividad en manos de un único prestador y en qué medida resulta deseable permitir el ingreso de otros proveedores en ciertas porciones del negocio.

En esencia, el problema económico de la actividad telefónica puede resumirse en la necesidad de redefinir la estructura del sector, aspecto en el cual parecen contraponerse por un lado las ventajas de la integración horizontal y vertical (con su aprovechamiento de las economías

de alcance y su ahorro de costos de transacción) y por otro las ventajas de la competitividad (con sus mayores estímulos sobre la eficiencia productiva y el progreso técnico y su ahorro de costos de regulación y control). Siguiendo la terminología de la nueva organización industrial, el tema puede desdoblarse en dos:

- a) determinación de la estructura industrial óptima;
- b) determinación del grado de sostenibilidad de dicha estructura industrial.

Para el primero de dichos puntos, la prueba económica principal consiste en saber hasta qué punto la función de costos conjuntos de la actividad telefónica posee subaditividad y cuáles son las áreas (si es que existen) en las cuales la diversificación lleva a un nivel de costos globales menores que la integración. Para el segundo de tales aspectos, a su vez, el interrogante a despejar radica en determinar la capacidad que tiene el mercado de alcanzar por sí solo la configuración eficiente del sector y en conocer cuáles son en cambio los puntos en los que resulta necesaria la intervención regulatoria.

La insostenibilidad de una estructura industrial determinada puede llevar en la práctica a la aparición de dos problemas económicos contrapuestos, que son la "predación" (predation) y la "descremación" (creamskimming) de los mercados. El primero de tales problemas surge cuando una firma realiza políticas de fijación de precios orientadas a eliminar la competencia en un cierto mercado o segmento de mercado, aprovechándose para ello de la posición dominante que ostenta en ese o en otro sector de la economía. Las prácticas predatorias -que consisten generalmente en el uso de la discriminación de precios como barrera a la entrada a un cierto mercado- tienen por lo tanto dos aspectos microeconómicos negativos, que son el apartamiento de las condiciones de eficiencia en la tarificación y la aparición de una estructura industrial subóptima en la actividad en la que tienen lugar.

La contracara de los mercados naturalmente competitivos que han sido "predados" por un único oferente está representada por el caso de los mercados naturalmente monopólicos susceptibles de ser "descremados" por competidores económicamente indeseables. Esta última situación resulta factible en el caso de actividades que tienen segmentos que individualmente considerados admiten el surgimiento de más de una firma pero que por sus economías de alcance resulta socialmente mejor que sean provistos por una única empresa que los explote conjuntamente con otros servicios relacionados. La entrada de empresas que rompan dicha explotación conjunta (y se lleven la "crema" del negocio, dejando al anterior monopolista con la parte menos rentable del mismo) tiene aquí el efecto negativo de aumentar el nivel de costos global de la industria en su conjunto y probablemente también el de forzar una estructura tarifaria en la cual los segmentos monopólicos terminen subsidiando al segmento artificialmente competitivo.

Otro aspecto importante del que se ha ocupado recientemente la literatura económica relacionada con la actividad telefónica es el de la propiedad de las empresas de telecomunicaciones. Al igual que el resto de los servicios públicos, la actividad telefónica ha sido un área en la que

tradicionalmente ha existido una fuerte participación de la propiedad pública en la gran mayoría de los países del mundo, participación ésta que se justificaba tanto por consideraciones económicas (economías de escala, externalidades, etc.) como por razones de tipo político y estratégico. Al igual que muchas otras actividades estatales, la industria telefónica experimentó en la década de 1980 un gran avance privatizador, que tuvo sus resultados más destacados en el caso de la compañía británica British Telecom pero que luego se extendió por muchos otros países del mundo.

Analizada desde el punto de vista estático, la privatización de una empresa telefónica -al igual que la de cualquier otra corporación estatal- puede evaluarse económicamente a través de la consideración de los costos y beneficios de eficiencia que la misma es susceptible de presentar, suponiéndose en general que el pasaje del sector público al sector privado trae aparejada una disminución del nivel de costos de la firma (por los mayores incentivos a la eficiencia productiva que esta última forma de propiedad presenta) pero conlleva también una pérdida neta de excedentes de los consumidores de bienes producidos por la empresa (por la tendencia que se presume tienen los propietarios privados de tratar de explotar monopólicamente los mercados). La importantísima dinámica que ha adquirido el sector telefónico en los últimos años, sin embargo, hace que en el caso de esta actividad no pueda dejar de señalarse un factor adicional que parece jugar también a favor de la propiedad privada, como lo es el mayor estímulo que la misma parece tener en el fomento de la incorporación de progreso técnico a la industria, estímulo éste que se basa también en la mayor importancia que tiene la maximización de los beneficios dentro de la función objetivo de las empresas privadas.

El planteo de uno u otro régimen de propiedad para las empresas telefónicas (o de algún otro sistema mixto o alternativo) tiene importancia además en lo que atañe a la necesidad de la regulación de las mismas, aspecto sobre el cual tiene también incidencia el tema ya visto de la estructura industrial óptima de la actividad. Surge entonces la necesidad de establecer regulaciones distintas si se considera que la actividad telefónica debe desarrollarse totalmente dentro de un contexto monopólico o si se entiende que deben existir segmentos abiertos a la competencia, puesto que según sea el caso deben establecerse normas que no solamente protejan a los consumidores de la explotación de las empresas sino también reglas que protejan a las empresas de comportamientos indeseados seguidos por otras firmas. Es por ello que en el caso del monopolio natural resulta necesario establecer -además de una cierta regulación tarifaria orientada básicamente a proteger al usuario del sistema- una estructura de barreras a la entrada destinada a impedir que el mercado resulte descremado por competidores que puedan alterar su estructura industrial óptima, en tanto que en el caso de los segmentos que se considere deben abrirse a la competencia se vuelve imperioso garantizar ciertas condiciones que no permitan el ejercicio de prácticas predatorias por parte de las empresas que ostentan una posición dominante.

La novedad regulatoria más importante que trajo aparejada el proceso privatizador británico a la economía de los

servicios públicos estuvo sin embargo relacionada con la regulación de las tarifas a usuarios finales del sistema telefónico, y tal fue la aparición de la denominada "regulación por nivel decreciente de precios" (price cap regulation). Dicha regulación consiste esencialmente en establecer un nivel tarifario base respecto del cual la empresa prestadora del servicio se halla obligada a realizar reducciones conforme va transcurriendo el tiempo, a través de las cuales se busca beneficiar parcialmente a los usuarios con los incrementos esperados de productividad y progreso técnico que puedan lograrse. Si dicha regulación tiene lugar en un contexto inflacionario (como lo es el de la casi totalidad de los países del mundo), la misma se transforma en un sistema de indexación parcial de precios, según el cual se admiten incrementos iguales a la evolución de un determinado índice menos un cierto componente de reducción tarifaria real. Este mecanismo indexatorio se conoce en Gran Bretaña con el nombre de "RPI-X", donde "RPI" (retail price index) representa el índice de precios al consumidor utilizado como corrector y "X" es el porcentaje de reducción real establecido. La principal ventaja que tienen este tipo de sistemas de regulación por nivel decreciente de precios respecto de las regulaciones tradicionales basadas en los costos reales de las empresas está en el hecho de que la misma no exige que el regulador necesite conocer una gran cantidad de datos internos de la empresa regulada, al tiempo que puede también servir como incentivo a que la empresa se preocupe por mejorar su productividad y reducir sus costos, dado que sabe que su nivel de precios no se verá alterado por dichas economías y que -antes bien- estará obligada a reducir en términos reales su tarifa aunque sus costos no hayan bajado. El inconveniente máximo que tienen estos mecanismos indexatorios, sin embargo, aparece cuando se producen cambios violentos en los precios relativos que enfrenta la firma regulada, cambios éstos que -de no existir en las cláusulas de ajuste algún tipo de componente que refleje la evolución de los precios de los insumos utilizados- pueden traer aparejados serios problemas de supervivencia empresarial.

2.- Características de la empresa

La Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTEL) fue hasta noviembre de 1990 la prestadora monopólica de servicios telefónicos y afines que cubría el 92% del mercado argentino de telecomunicaciones. Sus orígenes se remontan al año 1946, época en la cual el Estado argentino se hizo cargo de la parte mayoritaria de las telecomunicaciones del país, a través de la constitución de la denominada "Empresa Mixta Telefónica Argentina", la cual cambió luego su nombre por el de "Dirección Nacional de Teléfonos del Estado" (1948) para adoptar finalmente el de "Empresa Nacional de Telecomunicaciones" (1956). En rigor, sin embargo, ENTEL fue la continuadora jurídica de la "Unión Telefónica del Río de la Plata", compañía que había surgido en 1886 como resultado de la fusión de la "Société du Pantelephone de Loch" y de las compañías "Gower Bell" y "Continental Bell", instaladas en Buenos Aires desde principios de la década de 1880. En 1929

esta compañía, que prestaba servicios en la Capital Federal y en cinco provincias argentinas, fue adquirida por la empresa norteamericana "International Telephone and Telegraph Corporation" (ITT).

A lo largo de su historia como empresa pública nacional, ENTEL no solamente se encargó de prestar el servicio telefónico en la mayor parte del territorio argentino, sino que fue además el principal instrumento del gobierno nacional para sus políticas de comunicaciones. Tuvo por ende a su cargo la casi totalidad de las redes interurbanas de telecomunicaciones, así como el virtual monopolio de las comunicaciones al exterior. Solamente quedaron fuera de su ámbito las áreas servidas por la "Compañía Argentina de Teléfonos" (CAT) -que es la empresa privada que tiene a su cargo la concesión del servicio en seis provincias y cuyo mercado representa el 7% de los usuarios totales- y algunas localidades marginales en las que existen cooperativas telefónicas y que no representan más del 1% del total de los abonados.

Desde el punto de vista técnico, el sistema telefónico a cargo de ENTEL puede dividirse en dos grandes porciones: las redes urbanas que interconectan a los usuarios de una misma zona y la red interurbana o troncal, que enlaza las distintas redes urbanas entre sí. Esta última representa un sistema que integra tanto las comunicaciones telefónicas como una serie de otros servicios relacionados principalmente con la transmisión de datos y de imágenes de televisión. Tanto las líneas que forman las redes urbanas como las redes en sí se hallan interconectadas entre ellas a través de centrales de conmutación, que presentan diferentes jerarquías según el nivel de enlace al que sirvan. Dichas jerarquías pueden corresponder a la red troncal (centrales cuaternarias, terciarias y secundarias) o a las redes urbanas (centrales primarias). El número total de líneas en servicio se estima en unos tres millones (a setiembre de 1990), las cuales corresponden en un 80% a usuarios residenciales y en un 20% a otros usuarios (comerciales, profesionales y gubernamentales), generando a su vez un volumen de tráfico que se distribuye entre llamadas urbanas (40%) y llamadas interurbanas (60%). En cuanto a la distribución geográfica de las líneas, la misma se encuentra fuertemente concentrada en la zona de la ciudad de Buenos Aires y alrededores, si bien a lo largo de los años esta concentración ha ido disminuyendo levemente, en beneficio de otras zonas del sur y del norte de la Argentina (ver Cuadro 1).

Los principales indicadores físicos de prestación del servicio por parte de ENTEL muestran un crecimiento importante a lo largo del último quinquenio. De su observación se desprende que el número de abonados creció de 2,46 a 2,84 millones (15%) entre 1985 y 1988, lapso durante el cual las comunicaciones urbanas anuales se incrementaron en un 38,8% (ver Cuadro 2). Siendo que el nivel de *mano de obra* empleado por ENTEL sufrió escasas variaciones durante el período, estos incrementos operativos se tradujeron en mejoras de productividad importantes, medibles tanto a través de la relación entre comunicaciones urbanas y número de abonados como por el cociente entre aquéllas y el número de agentes de la empresa.

Dentro de todo este panorama, sin embargo, el sistema telefónico argentino se caracterizó por presentar agudos problemas de crecimiento, basados sobre todo en una muy variada superposición de tecnologías que conviven unas con las otras, aspecto éste que en una actividad en la que el progreso técnico es un factor tan importante y dinámico resulta un rasgo que evidentemente conspira contra su eficiencia. En efecto, mientras la red troncal -en especial en sus niveles terciario y cuaternario- está equipada con centrales digitales modernas y dispone de líneas de enlace vacantes, más de un 30% de las líneas urbanas son de una tecnología obsoleta (centrales paso a paso) cuya conservación -al igual que la de buena parte de la planta exterior urbana- es muy dificultosa y su elevada antigüedad (40 años en promedio) hace que presente un gran número de averías. Además, si bien la red troncal posee una cierta capacidad ociosa a nivel de las centrales de mayor jerarquía, se observan sin embargo "cuellos de botella" en algunos sectores, en especial en aquellas líneas que se comparten con las señales de transporte de la televisión.

La causa de estos problemas del "subsistema productivo" de ENTEL no es de ninguna manera única, pero es evidente que en los mismos han conspirado la falta de una planificación global continuada y de un esquema estable de financiamiento de la inversión en equipamiento. Uno y otro factores convergieron así para que dicha inversión tuviera lugar a través de "golpes" más bien esporádicos, y que a períodos de fuerte expansión y renovación de la red siguieran otros en los que su reposición y mantenimiento se volvían casi nulos. Todo esto se halla también ligado con el tema de las políticas comerciales que siguió ENTEL durante su historia, políticas éstas ligadas tanto al tema de las tarifas como al de la satisfacción de la demanda.

En líneas generales, puede decirse que durante la mayor parte de la historia de ENTEL como empresa pública, su política comercial -que en general dependió más de condicionamientos externos que de la propia empresa- favoreció el mantenimiento de un nivel tarifario bajo a costa de niveles también bajos de satisfacción de la demanda. Al respecto existen una serie de indicadores (como el de líneas solicitadas sobre líneas en funcionamiento, cuyo valor osciló alrededor del 45% durante el período en el que el costo de conexión fue nulo, y alrededor del 25% desde 1985, año en el que se estableció un sistema de pago anticipado de las futuras líneas a instalar -plan Megatel-) que son coincidentes, y que están también relacionados con una política de fijación de tarifas que tendió en general a cubrir solamente los costos erogables de operación y no los costos de capital y de expansión de la red. Este último hecho, sumado a la inexistencia de fondos impositivos de afectación específica a las inversiones telefónicas -como los que existen, por ejemplo, en el sector eléctrico argentino- hizo que la situación del sistema telefónico como un todo tendiera a deteriorarse con el tiempo, y sólo experimentara mejoramientos en momentos puntuales, que en general coincidían con hechos externos al sector (vgr, el campeonato mundial de fútbol de 1978).

La situación de ENTEL en cuanto a sus recursos humanos muestra el caso de una empresa en la cual la planta de

personal se ha mantenido a lo largo de los últimos años en niveles más o menos constantes, oscilando entre los 45.000 y los 48.000 agentes. Este nivel puede considerarse en líneas generales como adecuado, pero a lo largo del tiempo se han producido distorsiones en cuanto a la asignación de los recursos humanos, que han llevado a que ciertas áreas de la empresa presenten situaciones de subempleo y otras de sobreempleo. El alto grado de sindicalización del personal -otra de las características de ENTEL- también ha tenido sus pro y sus contra, ya que si bien ha actuado como un mecanismo "ahorrador de costos de transacción" entre la dirección de la empresa y sus trabajadores, también ha colaborado para que la organización se volviera excesivamente centralizada y burocratizada. Esta última característica, sin embargo, se ha visto modificada a partir del período inmediatamente anterior al traspaso de ENTEL operadores privados, durante el cual fueron denunciados los convenios laborales vigentes. Dichos convenios fueron posteriormente renegociados, modificándose cláusulas relativas a jornada de trabajo, vacaciones, salarios y representación gremial. En cuanto al nivel de formación de los recursos humanos de la empresa, por su parte, el mismo ha sido considerado en general como bueno, si bien los sistemas de incorporación del personal y el elevado promedio de edad de la planta han conspirado un tanto en ese aspecto.

En cuanto al desempeño económico-financiero de ENTEL durante los últimos años previos a la privatización, puede decirse que en líneas generales la empresa ha presentado siempre un resultado operativo positivo pero un resultado final negativo, y que ha sido particularmente sensible a las variaciones en su nivel tarifario real y en el nivel del tipo de cambio (ver Cuadro 3). Al primero de dichos fenómenos ha contribuido de manera importante la ya señalada política de fijación de precios que ha experimentado ENTEL, y que ha hecho que en general el beneficio operativo obtenido haya resultado insuficiente para hacer frente a los gastos financieros y a la depreciación de los activos fijos. Esta situación, sin embargo, comenzó a modificarse en forma gradual a lo largo de la década de 1980 (con excepción del año 1989, en el que la hiperinflación operó fuertemente en contra de la rentabilidad de la empresa), y experimentó una sensible mejora en el año 1990, que puede atribuirse en parte al incremento tarifario registrado en ese período, con el objeto de preparar a la empresa para la privatización.

En cuanto a la estructura patrimonial de la empresa la misma se ha caracterizado siempre por presentar -debido en buena medida a la naturaleza del negocio telefónico- un alto nivel de inmovilización de activos. Su índice de endeudamiento (medido por la relación entre su pasivo y su activo totales) tuvo siempre valores que pueden considerarse buenos, manteniendo en general la empresa un nivel de pasivos totales inferior al 30% de su activo. Mucho más oscilante ha sido, en cambio, el comportamiento del índice de liquidez de la empresa, el cual se ha movido entre valores que van desde 0,3 a 1,3. Las causas de estos movimientos son sin duda variadas, pudiéndose señalar el fuerte impacto que han tenido los cambios en los costos financieros sobre la deuda de corto plazo y sobre los créditos por ventas a usuarios del servicio.

2.1. El período 1989-90: deterioro empresarial y ajuste de tarifas

Las características de ENTEL reseñadas brevemente en los párrafos anteriores pueden considerarse como una especie de "cuadro de situación" de la empresa correspondiente al período 1985-88. El cambio de administración producido en 1989 y la consecuente iniciación del proceso de privatización de ENTEL implicaron sin embargo una modificación drástica de muchas de las cifras expuestas, dando lugar a la aparición de ciertos fenómenos de carácter muy particular. En líneas generales, durante todo el período 1989-90 (es decir, durante el año y medio anterior a la privatización) el grueso de la actividad directiva de la compañía estuvo centrada en el objetivo de la transferencia, descuidándose en forma manifiesta los aspectos de gestión administrativa de la empresa. La causa de esta conducta no es de ninguna manera única, y si bien en buena parte parece estar ligada a metas de tipo político general del gobierno nacional respecto de ENTEL, pudo haber tenido también importancia el impacto que la inminencia del cambio tuvo sobre el personal gerencial y profesional de la propia empresa, restándole quizás incentivos en el desarrollo de sus tareas habituales.

Estas ideas generales esbozadas se traslucen en los números que marcan el desempeño de ENTEL durante el último año de gestión estatal. Tomando como base los informes de la Sindicatura General de Empresas Públicas, puede observarse por ejemplo que el número de líneas habilitadas en 1990 (40.000 líneas) fue un 70% más bajo que el registrado en el año anterior, y que la relación entre las líneas instaladas y las líneas libradas al servicio se incrementó de manera bastante sustancial, lo cual implica la presencia de un número importante de líneas instaladas pero aún no habilitadas. Otro indicador habitual de eficiencia en la gestión operativa (el número de usuarios fuera de servicio) registró también un empeoramiento en el período, situándose a lo largo del año en un nivel promedio de 200.000 abonados (más del 6% del total de líneas habilitadas).

Lo expuesto en cuanto a indicadores operativos y de calidad tiene también su reflejo en las cifras relacionadas con el empleo de los recursos por parte de ENTEL. Es así que tanto el plan de obras como el de mantenimiento sufrieron atrasos importantes, que en muchos casos fueron las causas básicas de la baja "performance" de la empresa en cuanto a habilitación y reparación de líneas.

Otra causa que puede haber influido también es la reducción de personal que se produjo en el período (y que terminó situando el número total de agentes en 42.578), reducción ésta que debió haber tenido un impacto bastante fuerte en cuanto a la calidad de los recursos humanos disponibles, y un efecto no tan beneficioso como el esperado en cuanto al nivel monetario de los gastos en personal (debido al aumento que trajo aparejado en el nivel de horas extra de la empresa). Consecuencia directa de estos fenómenos fue un aumento considerable del nivel de inventarios de materiales y bienes de uso (vgr, de equipos adquiridos y aún no instalados, o instalados y aún no habilitados) y un deterioro

bastante marcado de los sistemas de información empresarial, que debieron disgregarse para atender los requerimientos de nuevos interesados (consultoras, grupos empresarios interesados en participar en la licitación, etc) y resintieron los canales normales de comunicación, ya de por sí bastante endebles.

Otro rasgo característico del período 1989-90 estuvo dado por el aumento que en él experimentó el nivel tarifario real de ENTEL, fenómeno éste que estuvo indudablemente ligado al proceso de privatización de la empresa. Comparando, por ejemplo, el valor del pulso telefónico vigente a setiembre de 1990 con el de agosto de 1989, vemos que el mismo pasó de un nivel de 0,85 centavos de U\$S a uno de 3,32 centavos. Si bien parte de este incremento (que casi cuadruplica la tarifa medida en dólares) tiene implícita una importante apreciación del tipo de cambio real ocurrido en la Argentina en el lapso de tiempo mencionado, el aumento medido en australes resulta también muy significativo, ya que se ubica cerca del 90% en términos reales (ver Cuadro 4). Comparando estos valores tarifarios con los vigentes en el período 1985-89, vemos también que los mismos son los más altos de toda la serie histórica, ya que en ningún momento de este último ciclo el valor del pulso había excedido los 1,31 centavos de dólares.

La relación entre los aumentos tarifarios registrados y el proceso de privatización encarado por ENTEL tiene su fundamento en el hecho de que uno de los objetivos de la administración de la firma durante 1989-90 fue entregar la empresa a sus nuevos dueños con tarifas privadamente rentables, por lo cual fue el Estado el que -en su último y ya de por sí desacreditado año de gestión- debió tomar a su cargo el "trabajo sucio" de elevar sustancialmente el nivel de precios de la compañía. Este fenómeno se halla por ende ligado al fuerte conflicto entre eficiencia asignativa y financiamiento que toda privatización desata, y a partir del cual los gobiernos, acuciados por problemas de liquidez, suelen inclinarse en general por favorecer el objetivo financiero. En efecto, siendo que el precio al cual la empresa va a enajenarse (y por lo tanto el ingreso monetario que el Estado va a recibir) depende del nivel tarifario que se le fije, la presión que ejerce sobre la administración la necesidad de levantar el precio de venta de la compañía lleva en períodos como el analizado a elevar en forma simultánea su nivel de precios. Así visto, el ejemplo de ENTEL podría llegar a representar un caso extremo de "trade-off" entre eficiencia y financiamiento resuelto en favor de este último objetivo, explicable solamente en un contexto de colapso financiero del estado y de profundo descreimiento social respecto del papel de las empresas públicas.

3.- El proceso de privatización de ENTEL

3.1. Antecedentes

El proceso de privatización de la Empresa Nacional de Telecomunicaciones, si bien tuvo lugar en forma total en el período 1989-91 con el advenimiento del gobierno justicialista, reconoce algunos antecedentes en los años

inmediatamente anteriores. En cierto modo, dichos antecedentes prepararon el terreno para la realización de la transferencia efectuada posteriormente. Los mismos pueden subdividirse gruesamente en dos grupos: los que corresponden al período del gobierno militar de 1976-83, y los que sucedieron durante el gobierno radical (1983-89)¹.

Los primeros antecedentes -surgidos como respuesta a ciertos problemas de expansión que ENTEL había venido experimentando casi desde sus orígenes- se conocen bajo la denominación global de privatización periférica. Básicamente, este proceso consistió en la subcontratación de proveedores privados para la realización de ciertas actividades tradicionalmente encaradas en forma directa por la propia empresa telefónica, y abarcó la adjudicación de tareas de reparación de redes externas, la compra de centrales telefónicas por el sistema "llave en mano" (por el cual el proveedor no sólo suministra el equipo sino que se encarga también de las tareas de interconexión y control), y la contratación externa de ciertos servicios auxiliares (vgr, procesamiento de datos, mantenimiento de automotores, edición de guías telefónicas).

Este proceso de privatización periférica de ciertas tareas (si bien tuvo en un principio un alcance modesto y unos resultados regulares) tuvo importancia como antecedente dentro de la empresa, incorporándose rápidamente como una modalidad habitual para la provisión de ciertos servicios que antes eran suministrados en forma directa por ENTEL. Lejos de desaparecer, este criterio de incorporación de contratistas privados a actividades de la empresa continuó sin demasiados cambios durante el gobierno radical, destacándose como un hito importante la instauración de un sistema de concesión para la prestación de ciertos "nuevos servicios telefónicos" (vgr, telefonía móvil), los que fueron directamente encarados por empresas privadas. Esta solución de privatización parcial de servicios tuvo sin duda como objetivo resolver problemas de eficiencia productiva y de financiamiento que tenía ENTEL para encarar nuevas actividades, pero pudo también haber representado la génesis de un proceso de descremación de la actividad telefónica en la Argentina. Dicha hipótesis -que no parece descabellada si tenemos en cuenta las argumentaciones que en ese sentido hizo la American Telephone & Telegraph en los Estados Unidos y que luego haría la empresa Telefónica Española en la Argentina- se basa en el hecho de que un negocio como el de la telefonía móvil, si bien es competitivo individualmente, necesita de una integración muy fuerte con la red telefónica global (que es naturalmente monopólica), lo cual hace que resulte posible que las economías de alcance de encarar ambas actividades en forma conjunta más que compensen las ventajas de eficiencia de la desintegración.

Sin embargo, el antecedente privatizador más importante de cuantos tuvieron lugar en el período 1983-89 fue el proyecto de privatización de la gestión y venta del 40% del paquete accionario de ENTEL a la compañía "Telefónica Española SA".

¹ Como señalara Alejandra Herrera en "Privatización de los servicios de Telecomunicaciones el caso Argentina" Bs.As. Agosto de 1991.

Esta idea -materializada a través de una carta de intención firmada por el Poder Ejecutivo nacional en marzo de 1988- consistía básicamente en la formación de una empresa mixta administrada por el grupo español que mantendría el monopolio ostentado por ENTEL sobre las telecomunicaciones argentinas y estaría sujeta a una regulación estatal sobre precios y niveles de calidad. La operación se realizaría sobre la base de un pago de U\$S 750 millones por parte de la operadora española, pago que se efectuaría en efectivo (U\$S 500 millones) y mediante mecanismos de capitalización de deuda externa (U\$S 250 millones). El anuncio de esta privatización parcial generó una serie de resistencias en numerosos sectores allegados a ENTEL (sindicatos, contratistas, proveedores) y tampoco fue bien acogido en el campo político partidario, todo lo cual provocó que el acuerdo firmado no fuera finalmente ratificado por el Poder Legislativo argentino.

3.2. Desarrollo del proceso licitatorio

A pesar de que uno de los sectores que más se había opuesto a la firma del acuerdo de privatización parcial de ENTEL elaborado por el gobierno radical anterior había sido el Partido Justicialista, una de las primeras medidas encaradas por dicho partido al llegar al gobierno en 1989 fue la de llevar adelante una privatización -no ya parcial sino prácticamente total- de la empresa telefónica nacional. La misma fue realizada en un tiempo extremadamente breve teniendo en cuenta la complejidad del proceso y la magnitud de la empresa, ya que entre la sanción del decreto que decidió la venta de la compañía (setiembre 1989) y la transferencia del paquete mayoritario de la misma (octubre 1990) sólo mediaron trece meses. Si a esto le agregamos el período transcurrido luego hasta la venta del último paquete minoritario en manos del Estado (marzo 1992), el período se alarga a veintinueve meses, lapso que de cualquier manera representa un tiempo brevísimo en comparación con otras experiencias internacionales.

Cabe señalar, asimismo, que la privatización realizada implicó bastante más que la simple enajenación de un conjunto de activos fijos y de un fondo de comercio de un propietario público a uno mayoritariamente privado, ya que lo que fundamentalmente se produjo fue una transferencia de derechos de exclusividad sobre la explotación de un mercado, acompañada de cambios sustanciales en la regulación de dichos derechos. Estos cambios hicieron que las licencias de exclusividad transferidas pasaran a tener un valor (privadamente considerado) muy diferente al que habían tenido a lo largo de toda la historia de ENTEL como empresa pública, puesto que su traspaso conllevó en forma implícita la posibilidad de derogar una serie de normas internas que conspiraban contra la rentabilidad comercial de la empresa (vgr, reglamentos de contrataciones, convenios laborales, etc.) y brindó seguridades anteriormente inexistentes respecto del derecho de los propietarios de mantener sus niveles tarifarios en términos reales.

En este escenario, las principales características del pliego licitatorio elaborado para la privatización de ENTEL

(aprobado en enero de 1990 y modificado luego en varias oportunidades) pueden sintetizarse del siguiente modo:

- La firma se dividió en empresas diferentes. Dos de las cuales adquirieron la concesión para prestar el servicio en una determinada área geográfica (zonas norte y sur), intentándose probablemente con ello estimular la "competencia por comparación" entre monopolios naturales. Se crearon además dos empresas denominadas "Sociedad Prestadora del Servicio Internacional" (SPSI) y "Sociedad Prestadora de Servicios en Competencia" (SPSC), cuya propiedad se dividió por partes iguales entre las dos empresas encargadas del servicio telefónico en las zonas norte y sur.

- Se puso a la venta el 60% del paquete accionario de cada una de las nuevas firmas, previéndose que el 40% restante se ofrecería en venta pública a través del mercado de valores (25%) o se destinaría al personal (10%) y a las pequeñas cooperativas telefónicas (5%).

- Se estableció un sistema de "doble sobre" para la licitación, por el cual primero se evaluó la capacidad técnica y financiera de las ofertas y luego se permitió cotizar precio solamente a aquellos oferentes precalificados en la primera etapa.

- Se exigió que dentro de cada grupo oferente participara en carácter de "operadora del servicio" una compañía telefónica con experiencia internacional. Dicha compañía sería la que pasaría a tener a su cargo la administración del negocio de la sociedad, a través de un "contrato de gerenciamiento" firmado con los restantes miembros del grupo por el cual se haría cargo de responsabilidades tales como el desarrollo de políticas gerenciales, diseño y estructura organizativa, introducción de innovaciones tecnológicas, etc.

- Se fijó un precio base de U\$S 1672 millones por toda la empresa (U\$S 1003 millones por el 60%), a abonarse una parte al contado (U\$S 214 millones), otra financiada (U\$S 380 millones) y el resto en títulos de la deuda externa argentina, y se decidió que el gobierno asumiera la casi totalidad de los pasivos de la firma. Este precio se basó fundamentalmente en una estimación del valor actual del flujo de fondos futuro de la empresa, ya que el valor técnico de los activos a privatizar se había estimado en unos U\$S 3200 millones (U\$S 1920 millones por el 60%). Dichas valuaciones fueron realizadas por el Banco Nacional de Desarrollo de la República Argentina, con el asesoramiento de varios grupos consultores privados.

- Se creó un nuevo organismo nacional regulador de la actividad telefónica llamado Comisión Nacional de Telecomunicaciones (CNT), para cuyo funcionamiento se instituyó un fondo surgido de un aporte del 0,75% de los ingresos brutos de las empresas operadoras del servicio telefónico.

3.3. Presentación de ofertas y adjudicación

A pesar de que en la etapa de presentación de antecedentes de la licitación se habían recibido propuestas de siete grupos económicos distintos, fueron solamente tres las ofertas recibidas en la fase de cotización de precios, las cuales

correspondieron respectivamente a consorcios encabezados por las empresas telefónicas "Bell Atlantic", "Telefónica Española" y "STET/France Telecom". La causa de la deserción de las otras cuatro propuestas estuvo probablemente ligada a la dificultad para obtener títulos de la deuda externa argentina en la magnitud requerida para hacer frente a la parte del pago a realizarse a través del mecanismo de rescate de dicha deuda. En las ofertas que finalmente ganaron la licitación, tal dificultad se subsanó a través de la inclusión en el grupo de un banco internacional (Morgan en la oferta de STET/France Telecom y Citibank en la de Telefónica Española) que fuera al mismo tiempo un importante acreedor externo de la Argentina.

De acuerdo con las ofertas presentadas, el grupo encabezado por Telefónica Española ocupó el primer lugar en el ranking tanto para la zona norte como para la zona sur, optando por hacerse cargo de esta última. En este resultado pudo haber influido el hecho de que, por las negociaciones que Telefónica había venido llevando a cabo con el gobierno argentino desde 1988, el mencionado grupo dispusiera de información interna sobre ENTEL que lo ponía en ventaja en la licitación. Para la zona norte, por su parte, fue elegido el consorcio liderado por Bell Atlantic -que había resultado segundo en el orden de mérito-, pero una serie de incumplimientos posteriores hicieron que dicho grupo debiera abandonar finalmente la licitación, y fuera la oferta de STET/France Telecom la que resultase adjudicataria del servicio. La causa de la deserción de la Bell Atlantic no quedó del todo clara en su momento, pero se estima que pudo haber algunos problemas internos entre los integrantes del grupo, así como también dificultades para la obtención de los títulos de la deuda externa necesarios para concretar la operación.

Los precios finalmente obtenidos por la privatización fueron los establecidos en el pliego para la parte en efectivo (contado y financiado), recibiendo adicionalmente títulos por valor nominal U\$S 2720 millones (Telefónica) y U\$S 2308 millones (STET/Telecom), equivalentes aproximadamente a U\$S 416 millones y U\$S 353 millones (a valor de mercado). Todo esto determinó que el monto total de la venta del paquete accionario de ENTEL (que era el 60% del total de la empresa) ascendiera a unos U\$S 1211 millones, o sea un 12% más que el precio base previsto en el pliego licitatorio y un 37% menos que el valor técnico estimado.

Una vez adjudicadas ambas zonas del servicio telefónico a las empresas ganadoras de la licitación, quedaron constituidas las nuevas empresas prestadoras de las telecomunicaciones argentinas. Las mismas adoptaron los nombres de "Telefónica de Argentina SA" y "Telecom Argentina SA", integrándose inicialmente su patrimonio de la siguiente manera:

a) Telefónica de Argentina: Telefónica Española (20%), Citibank (34%), Techint -grupo privado italoargentino- (8%), personal de la empresa (10%), Estado Argentino -a vender posteriormente en el mercado de valores- (30%).

b) Telecom Argentina: STET (18%), France Telecom (18%), Banca Morgan (6%), Pérez Companc -grupo privado argentino- (18%), personal de la empresa (10%), Estado Argentino -a vender posteriormente en el mercado de valores- (30%).

Estas participaciones iniciales en el capital de las

compañías fueron sufriendo rápidamente modificaciones. Si se analiza, por ejemplo, la propiedad de las acciones ordinarias de Telefónica a noviembre de 1991, vemos que a dicha fecha la propiedad del 60% originalmente privatizado estaba ya en manos de por lo menos doce entidades diferentes, entre las cuales se hallaban cinco nuevos bancos (Río de la Plata, Central de España, Hispano Americano, Bank of Tokyo y Bank of New York). Si bien algunos de estos nuevos socios se hallaban económicamente ligados con los adquirentes originales y éstos mantenían aún participaciones importantes, esta movilidad muestra un caso de sociedad en la cual el grupo dominante está sujeto a procesos internos de negociación y de conciliación de intereses contrapuestos. Básicamente, estos intereses contrapuestos surgen del hecho de que en ambos consorcios adquirentes (Telefónica y Telecom) conviven empresas operadoras del servicio telefónico con entidades de carácter financiero, y que mientras estas últimas tienen como objetivo básico la maximización de las utilidades líquidas de la firma, aquéllas pueden tener motivaciones propias no necesariamente tan ligadas al corto plazo (vgr, maximización de los ingresos, del crecimiento de la empresa, etc). De hecho, sin embargo, quedó como una constante que en ambas empresas más del 57% de las acciones permanecieran en poder de tenedores extranjeros y otro 2,2% en manos de tenedores domésticos concentrados.

1) De hecho, sin embargo, quedó como una constante que en ambas empresas más del 57% de las acciones permanecieran en manos de tenedores extranjeros y otro 2.2% en manos de tenedores domésticos concentrados.

2) En cuanto a la venta del paquete minoritario de ENTEL que había quedado en manos del Estado Argentino en el momento de la constitución de las nuevas empresas privadas, el mismo fue vendido en diciembre de 1991 para el caso de Telefónica y en marzo de 1992 para el caso de Telecom. Dicha venta se realizó utilizando tanto el mercado de valores argentino como una serie de mercados internacionales, instrumentándose una serie de mecanismos de venta diferentes, que contemplaban ofertas "competitivas" (i.e, las que fijaban el precio de corte de las acciones) y ofertas "no competitivas" (que no lo fijaban). Todo el paquete accionario fue finalmente vendido al precio de corte de la licitación, con la particularidad de que quienes compraban acciones por un monto menor a los U\$S 5000 (cuyas ofertas eran no competitivas) recibían una bonificación del 10% sobre el valor de cotización alcanzado.

3) El resultado de las colocaciones fue un éxito tanto desde el punto de vista financiero del gobierno como desde el punto de vista de la consolidación del incipiente mercado de capitales argentino. La demanda total por acciones de Telefónica fue de 2122 millones de dólares y como producto del mecanismo licitatorio el fisco recibió 837 millones; en cuanto al caso de Telecom la demanda subió a 5664 millones de dólares y el fisco se apropió de 1227 millones. En este último caso, el precio por acción fue de 42 centavos de dólar, lo que significó una quintuplicación del valor que se había obtenido al privatizar el paquete mayoritario. Naturalmente este éxito estuvo cimentado en un cambio muy importante en el escenario macroeconómico, pero lo cierto es que ello significó un importante triunfo del programa de privatizaciones encarado por el gobierno y el surgimiento de una alternativa

metodológica para la privatización de empresas estatales.

4.- La regulación de las telecomunicaciones

4.1. Aspectos generales

El marco regulatorio de las telecomunicaciones en la Argentina representa sin duda un tema sobre el cual no existe aún un conjunto de normas totalmente orgánico y claro, y al que las autoridades prestaron escasa atención durante el proceso de privatización. A pesar de ello, tanto el pliego licitatorio como los contratos de transferencia de ENTEL contienen una serie de pautas que permiten aproximar la existencia de un cierto mecanismo de regulación. Se establece así, por ejemplo, que las licencias de explotación otorgadas a Telecom y Telefónica implican un permiso exclusivo para la provisión de los servicios básicos telefónicos, entendiéndose por tales a los enlaces fijos de telecomunicaciones que forman parte de la red pública o que están conectados a dicha red y la provisión por dicho medio del servicio de telefonía urbana, interurbana e internacional. Estas firmas se hallan asimismo facultadas para prestar una serie de otros servicios (télex, transmisión de datos, telefonía móvil, etc.) bajo un régimen de competencia con otros prestadores. En cuanto a la duración de la licencia, la misma contempla un período de exclusividad por siete años, prorrogable por tres más (período de "posexclusividad") si las sociedades cumplen con una serie de metas operativas especialmente establecidas.

La coexistencia de segmentos monopólicos y segmentos potencialmente competitivos dentro de la nueva estructura de la actividad telefónica plantea sin duda algunos problemas cuya solución no resulta aún clara. Dentro de ellos, aparece en primer lugar el tema de la posible predación de los servicios competitivos por parte de las empresas que monopolizan la red telefónica, sea a través del uso de su poder de mercado en la fijación de tarifas para la utilización de la red por sus competidores, o bien a través de la fijación de tarifas artificialmente bajas para los segmentos competitivos ("dumping prices") financiadas mediante subsidios cruzados obtenidos por la explotación de los segmentos monopólicos del mercado. La existencia de algunos servicios competitivos en los cuales hay ya un operador anterior distinto de los nuevos operadores de la red telefónica global (vgr, la telefonía móvil) hace sin embargo que el problema adopte matices diferentes, puesto que dicho operador anterior ha incurrido ya en ciertos "costos hundidos" que le permiten a su vez contar con la posibilidad de fijar él mismo precios predatorios para el servicio en cuestión. Todo esto hace que sea posible que en un futuro relativamente cercano se vuelva necesario establecer -aun para los servicios que se presten en competencia- una cierta regulación (hoy inexistente), destinada no a proteger a los consumidores o a las empresas operadoras en sí sino a lograr que la competencia deseada tenga lugar en forma efectiva.

En cuanto a la actividad del ente encargado de regular el

servicio telefónico (la Comisión Nacional de Telecomunicaciones), la misma consiste esencialmente en la supervisión del cumplimiento por parte de las empresas operadoras de las metas cuantitativas y cualitativas de prestación del servicio fijadas en el pliego licitatorio. Son también funciones de este organismo el determinar los estándares técnicos y de servicio, homologar la instalación de equipos por parte de las empresas prestadoras, y resolver los conflictos que puedan plantearse entre dichas empresas y los usuarios. No le incumbe a la CNT, en cambio, la revisión de los parámetros de las fórmulas de ajuste tarifario, las cuales son eventualmente materia de negociación directa entre las empresas prestadoras y el Poder Ejecutivo, sea en forma directa o a través de las autoridades económicas.

A pesar de que la CNT se constituyó desde el momento mismo de la transferencia de ENTEL a manos privadas, su funcionamiento parece no haber empezado del todo en la práctica, dando inclusive la sensación de que su regulación resultará en la mayoría de los aspectos bastante laxa. Las causas de este fenómeno son varias, pero la principal parece ser el hecho de que el proceso de privatización de ENTEL -en su afán de minimizar el tiempo empleado en la tarea- fue realizado sin definir previamente cuál habría de ser el marco regulatorio de la actividad telefónica una vez privatizada, lo cual hace que los mecanismos de control resulten inestables desde el principio. Otro factor que conspira contra la eficacia de la regulación -al menos en un primer momento- es el hecho de que la CNT fue creada como un ente totalmente nuevo, y no se buscó aprovechar en él la experiencia acumulada en el organismo rector de las telecomunicaciones durante el período de la ENTEL estatal (la Secretaría de Comunicaciones), cuya estructura fue disuelta y su planta de personal disgregada. Si bien esto puede tener la ventaja de que el nuevo órgano nace sin los "vicios" burocráticos de la organización anterior, es indudable que también lo hace sin conocer a fondo los secretos de la materia que le toca regular, hecho éste que acentúa la ya de por sí grande asimetría informativa que normalmente existe en las relaciones regulador/regulado.

4.2. Regulación tarifaria

En lo que atañe al tema de la fijación de las tarifas del servicio telefónico, por su parte, el pliego licitatorio y los contratos de transferencia contienen también una serie de normas a aplicar. Dichas normas establecieron en líneas generales un sistema de indexación de precios inspirado en la "price cap regulation", el cual siguió básicamente estas pautas:

a) Regulación conjunta: Las dos empresas prestadoras del servicio fueron reguladas en forma conjunta, es decir, con los mismos privilegios y las mismas limitaciones en cuanto a la posibilidad de fijar sus tarifas y de realizar ajustes a las mismas.

b) Tarifas de partida: Para el cálculo de las tarifas consideradas "de partida", se estimó que las mismas debían proporcionar a las empresas operadoras del servicio una

rentabilidad mínima del 16% anual sobre los activos sujetos a explotación. Esta idea surgió de un estudio realizado por un grupo consultor a principios de 1990, el cual estimó ciertos valores tarifarios que -dada la estructura de costos de aquel momento- debían ser los que debían tomarse.

c) Ajuste tarifario: El sistema de ajuste de tarifas siguió un procedimiento indexatorio basado en el índice de precios al consumidor (IPC), con ajustes de carácter mensual. Se establecieron tres períodos dentro de la concesión otorgada, durante los cuales la regulación tarifaria seguiría pautas diferentes. Había así un primer período de "transición" de dos años, durante el cual la indexación operaría en forma plena, sin efectuársele quitas a las cifras surgidas de la aplicación de las fórmulas de ajuste utilizadas. A partir de allí y hasta la finalización del período de exclusividad de la licencia (cinco años), la indexación admitida sufriría una disminución del 2% anual real, a través de la aplicación de un sistema tipo "RPI-X". En el período de tres años de postexclusividad en la explotación - si éste existiera-, el decrecimiento en términos reales previsto era del 4% anual.

d) Precios relativos: El control de la evolución tarifaria se efectuaría teniendo en cuenta los valores tarifarios promedio y no cada renglón del cuadro tarifario (por lo cual se admitió que los operadores modificaran sus estructuras de precios relativos), si bien la manera de controlar tales valores promedio no aparecía claramente definida.

Las pautas generales de regulación económica mencionadas en el párrafo anterior sufrieron -ya desde el momento mismo de la entrega en concesión de los servicios- ciertas modificaciones respecto de lo originalmente previsto. La primera modificación fundamental estuvo en el nivel de las tarifas de partida, cuyo nivel de rentabilidad implícito parece haber estado bastante por encima del 16% anual originalmente previsto (ciertas estimaciones la ubican entre el 30% y el 60% anual). Este hecho se debió fundamentalmente a que, a lo largo de 1990, el índice de precios al consumidor creció mucho más que los precios de los insumos de la actividad telefónica y a que las tarifas tendieron a ser ajustadas durante ese año según la evolución del IPC. Si bien ciertos condicionantes políticos (vgr, el no ajuste de las tarifas durante ciertos meses con objetivos antinflacionarios) morigeraron en parte ese fenómeno, lo cierto es que las últimas exigencias realizadas por Telefónica y Telecom para hacerse cargo del servicio en los plazos previstos terminaron por posibilitar un "arranque" de la actividad con un nivel tarifario sumamente holgado.

Una segunda modificación experimentada por el mecanismo de regulación tarifaria y que también resultó coincidente con el momento de la entrega de la concesión del servicio a Telefónica y Telecom fue la incorporación al sistema de ajuste tarifario de una especie de "cláusula gatillo" ligada con la evolución del dólar estadounidense. En virtud de dicha cláusula, cada vez que el tipo de cambio crecía un 25% por encima o por debajo del índice de precios al consumidor durante un lapso de tiempo inferior a tres meses, la fórmula de ajuste se transformaba inmediatamente en una polinómica que combinaba índice de precios (80%) con tipo de cambio (40%). El objetivo de esta modificación en el sistema de ajuste era

susceptible de tener diferentes lecturas, pero en líneas generales podría decirse que se hallaba orientado a reducir en la indexación el impacto de la variación en los precios relativos de la economía (que es uno de los principales puntos débiles de los sistemas de ajuste del tipo "RPI-X" en economías con alta inflación). En efecto, el IPC y el tipo de cambio son dos indicadores que suelen tener movimientos muy disímiles en la economía argentina en épocas de fuertes cambios en los precios relativos, y tienen la ventaja de que son índices de fácil acceso y de carácter fuertemente general y exógeno a la empresa. La proporción 60%/40% elegida pareció originarse en una cierta relación con la estructura de costos de la actividad telefónica (suponiendo que un 60% de los mismos son internos y sus precios siguen más al IPC y que el resto son externos y siguen más al tipo de cambio), pero tuvo la particularidad de que tampoco "ató" directamente las tarifas a los costos, sino que sólo buscó aminorar el impacto de los cambios de precios en la tasa de rentabilidad empresarial.

La tercera modificación regulatoria de importancia se produjo de hecho en abril de 1991 con la sanción de la ley nacional 23.828 (ley de convertibilidad de la moneda y desindexación de la economía), la cual prohibió la realización de contratos de prestaciones recíprocas con cláusulas de corrección de precios. Si bien no resulta todavía claro que jurídicamente la ley en cuestión prohíba la indexación tarifaria u obligue a una baja de precios compensatoria del incremento experimentado en más por el IPC respecto del tipo de cambio, inmediatamente después de la sanción de la misma se plantearon dudas respecto de la aplicabilidad de esta nueva norma al contrato de transferencia de ENTEL, llegándose a sostener incluso que la misma implicaba de por sí la rescisión de dicho contrato. Finalmente, el gobierno argentino llegó a un "acuerdo de caballeros" con Telefónica y Telecom que estableció una suerte de "aplicación a medias" de la ley de desindexación, por el cual las empresas telefónicas se comprometieron a mantener su nivel tarifario promedio y el gobierno les permitió una desgravación parcial de sus ventas en la aplicación del impuesto al valor agregado, bajándole la alícuota del mismo del 16% (régimen general) al 8%. Este acuerdo ha sido en líneas generales respetado hasta fines de 1991.

Finalmente, en noviembre de 1991 el gobierno acordó con las empresas Telefónica y Telecom un nuevo procedimiento de ajuste que se supone resulta compatible con la vigencia de la ley de convertibilidad de la moneda. El mismo consiste esencialmente en permitir ajustes tarifarios ligados con la inflación internacional (la cual pasa a medirse a través de la evolución del índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de Norteamérica). De la aplicación de este procedimiento surgió una leve corrección tarifaria que comenzó a regir en diciembre de 1991, permitiéndoseles adicionalmente a las empresas prestatarias del servicio telefónico modificar su estructura de precios a los efectos de aumentar la tarifa urbana y reducir la de larga distancia.

4.3. Metas operativas

Un último aspecto de interés al que haremos referencia aquí respecto de las normas contenidas en el pliego licitatorio de ENTEL está dado por la existencia de ciertas "metas obligatorias" en cuanto a inversión y calidad del servicio que dicho pliego contiene, y cuyas cifras principales se hallan sintetizadas en el Cuadro 5. Dichas metas obligatorias comprenden tanto objetivos relacionados con demoras máximas para la instalación de líneas y para los arreglos de las mismas como objetivos relativos a eficiencia de las llanadas y al número de líneas telefónicas y de teléfonos públicos a instalar.

De la observación de las mencionadas metas y de su comparación con los datos que disponemos respecto de la situación de ENTEL previa a la privatización, puede observarse que las mismas se hallan relacionadas básicamente con los niveles operativos existentes al momento de la privatización, y que han sido fijadas con un horizonte más o menos modesto en cuanto a los indicadores de calidad pero previendo un incremento relativamente fuerte en los niveles de inversión en nuevas líneas. El rápido proceso de deterioro operativo experimentado en el período 1989- 90 juega por todo eso a favor del cumplimiento de las metas por parte de Telefónica y Telecom, ya que les permite lograr mejoras relativamente rápidas a través de la simple recuperación de niveles de calidad anteriores y de la habilitación de las numerosas líneas instaladas y no libradas al servicio que su antecesora estatal les deja. Este fenómeno se nota claramente en rubros tales como los niveles de fallas internas y externas permitidas, así como en los plazos máximos de demora fijados para las reparaciones y para la instalación de nuevas líneas telefónicas.

5.- La gestión de las telecomunicaciones en manos privadas

A pesar de que para fines de 1991 las empresas Telefónica de Argentina y Telecom Argentina ya cumplieron su primer año como operadoras del servicio telefónico, el tiempo transcurrido a esa fecha resulta aún escaso como para emitir juicios concluyentes respecto de la eficiencia de la gestión de las telecomunicaciones en manos privadas en la Argentina. Esto es así en virtud de que, con la información disponible acerca de las nuevas empresas -surgida básicamente de los estados contables al cierre de su primer ejercicio-, no resulta posible todavía "decantar" los datos principales que permitan hacer una comparación justa con los indicadores del servicio que se manejaban en la anterior etapa de gestión estatal de ENTEL.

Pese a lo dicho, las primeras cifras de indicadores de cantidad y calidad parecen mostrar incrementos apreciables respecto de las que había en el último lapso de operación de ENTEL, lo cual vuelve altamente probable el cumplimiento de la hipótesis implícita en toda la lógica privatizadora argentina de que el pasaje de una administración estatal a un "management" privado traería aparejado un incremento importante en la eficiencia productiva. En el caso de ENTEL,

además, este incremento resultaba totalmente esperable -teniendo en cuenta la historia de problemas operativos que arrastraba la empresa durante su etapa pública-, más aún si se considera que durante el período 1989-90 el deterioro funcional del servicio había alcanzado niveles inusualmente altos.

Un ejemplo claro de modificación drástica en las condiciones operativas de la actividad telefónica después de su privatización -que podría implicar de por sí un cambio sustancial en el nivel de eficiencia productiva del sector- es la renegociación de los convenios colectivos de trabajo que rigen la relación entre las empresas de telecomunicaciones y sus trabajadores (y entre aquéllas y los gremios que representan a éstos). Dicha renegociación tuvo su origen en la etapa previa a la privatización, en la cual los antiguos convenios fueron denunciados por la propia empresa estatal ENTEL. Los nuevos convenios -firmados ya por las operadoras privadas- fueron a su vez homologados al poco tiempo de comenzar la gestión privada de Telefónica y Telecom. Las principales modificaciones que dichos convenios contienen se refieren a la recuperación de la autonomía de decisión por parte de la empresa en las cuestiones laborales y a la reducción de ciertas prerrogativas del personal, modificaciones éstas que fueron aceptadas a cambio de una cierta recomposición salarial inicial. Así, la participación de los gremios en la cobertura de vacantes y en el régimen de ingresos a la empresa fue eliminada, y la jornada laboral fue extendida de 35 a 40 horas semanales, eliminándose además un gran número de horas extras. En cuanto al aspecto remunerativo -si bien el nivel general de salarios fue aumentado-, fueron suprimidos numerosos adicionales y cláusulas especiales, tales como las indemnizaciones adicionales por despidos y por jubilaciones, se modificó la compensación por tarifa telefónica y la llamada "bonificación por productividad" (cuya percepción era en realidad automática), la cual se transformó en un premio semestral vinculado con el presentismo y la puntualidad.

6.- Efectos macroeconómicos de la privatización de ENTEL

Además de los efectos microeconómicos de eficiencia y de distribución del ingreso que trae aparejada -y que hemos estado mencionando en las secciones anteriores del presente estudio-, la privatización de una empresa de la escala de ENTEL conlleva también una serie de efectos macroeconómicos que analizaremos en esta sección. Básicamente, tales efectos tienen lugar sobre dos aspectos diferentes: las finanzas del Estado y el balance de pagos, repercutiendo a través de ellos en los distintos agregados de la economía.

Para medir el impacto macroeconómico de la privatización de ENTEL, emplearemos aquí un procedimiento consistente en simular los flujos de fondos futuros de la empresa (i.e, de la combinación de las dos nuevas empresas) una vez privatizada y compararlos con los que podría haberse esperado una ENTEL que continuara operando en manos del Estado, todo ello utilizando un horizonte temporal de diez años (igual a la suma de los períodos de exclusividad y posexclusividad de las actuales

prestadoras del servicio). La proyección se realizará utilizando dos elementos variables considerados esenciales para definir las cifras del modelo: la evolución de la demanda del servicio telefónico y la capacidad de los nuevos concesionarios de incrementar la eficiencia productiva de la firma por encima del nivel que ésta tuvo durante el período de operación estatal de ENTEL previo a 1989. El primero de dichos elementos se considera variable tanto para la hipótesis de operación estatal como para la de operación privada; el segundo sólo aparece como variable en el caso de la privatización, ya que para la hipótesis de operación estatal representa un dato que se halla fijo en el nivel de partida. Los estados de la naturaleza posibles para ambos elementos son los siguientes:

- a1) Los pulsos telefónicos por abonado crecen a razón de un 6% anual (alto crecimiento).
- a2) Los pulsos telefónicos por abonado no crecen, incrementándose la demanda total sólo por el ingreso de nuevos abonados (bajo crecimiento).
- b1) El nivel de costos de mantenimiento y tráfico por línea se mantiene constante (ineficiencia productiva).
- b2) El nivel de costos de mantenimiento y tráfico por línea evoluciona al mismo ritmo que el registrado en la Compañía Telefónica de Chile (CTC) durante el período 1987-90 -después de su privatización- y que el proyectado por dicha empresa para el período 1991-97 (eficiencia productiva).

En cuanto a los niveles tarifarios para las distintas alternativas de explotación, en el caso de la operación privada se supone que la tarifa de partida es la que efectivamente tuvo vigencia al privatizarse la compañía y que su valor en dólares estadounidenses se incrementa a razón de un 2% anual (a fin de compensar la inflación internacional). En el caso de la operación estatal, se parte de un nivel tarifario un 20% más bajo y se supone que el incremento anual en dólares es el mismo que rige para los operadores privados. Este último nivel tarifario ha sido estimado teniendo en cuenta las necesidades de cobertura de gastos y la financiación del plan de inversiones previsto en el pliego de licitación y no es por lo tanto equivalente a ningún nivel tarifario histórico de la ENTEL estatal. El supuesto implícito en nuestra comparación, pues, es que tanto la empresa pública como las empresas privadas estarían en condiciones de llevar a cabo a lo largo de los diez años considerados un nivel de inversión idéntico, si tuvieran el financiamiento necesario para hacerlo.

De la aplicación de los supuestos enunciados, surgen las cifras que aparecen en el cuadro 6, que resume todas las hipótesis analizadas de operación privada y estatal de ENTEL para el período 1991-2000. En cada una de ellas aparece así un cierto monto de ingresos menos otro de gastos, el cual determina un resultado de tipo contable. Adicionándole a éste las amortizaciones de bienes de uso -que son un costo económico pero no insumen fondos- y el endeudamiento neto a obtener por los operadores privados, y restándole las necesidades de inversión de la firma (conceptos éstos que son iguales en las distintas alternativas), se llega luego al flujo de fondos generado por la firma. Comparando el valor que alcanza dicho flujo de fondos para las distintas alternativas

de operación privada y estatal, aparecen claramente algunas relaciones "ceteris paribus":

- a) Cuando el crecimiento de los pulsos es alto, los fondos generados son mayores que cuando el crecimiento es bajo (debido a que la contribución marginal unitaria es positiva).
- b) Cuando hay eficiencia productiva, los fondos generados son mayores que cuando hay ineficiencia productiva (debido a que esto provoca una reducción absoluta en los costos erogables).
- c) Cuando hay operación privada, los fondos generados son mayores que cuando hay operación estatal (debido a que el nivel tarifario supuesto es mayor en el primero de dichos casos).

6.1. Efectos sobre las finanzas del Estado

Los efectos de la privatización de ENTEL sobre las finanzas del Estado pueden apreciarse a través de la comparación de los flujos diferenciales de ingresos fiscales que acarrearán las alternativas de operación privada "versus" las de operación estatal (efecto financiero) y a través de las diferencias de valuación que existen entre los activos intercambiados por el Estado y el sector privado (efecto patrimonial).

Para estimar el efecto financiero de la privatización de ENTEL se procedió a efectuar -tomando como base las distintas alternativas de operación estatal y privada- una estimación de cuál sería la recaudación de los principales impuestos a lo largo del tiempo en cada uno de los escenarios posibles de análisis (Cuadro 7) y cuál sería, a la vez, la consecuencia sobre el gasto público agregado de la capitalización de deuda (Cuadro 8). En el primer aspecto tres fueron los tributos básicos considerados: el impuesto a las ganancias, el impuesto al valor agregado (IVA) y el impuesto a los ingresos brutos. El primero de ellos presenta valores diferentes para cada una de las alternativas de operación consideradas, ya que su cálculo surge básicamente de aplicar una alícuota sobre el resultado contable de la empresa; su recaudación, por ende, sigue las mismas reglas esbozadas en el apartado anterior para los flujos de fondos generados por la firma, resultando mayor cuando el crecimiento de la demanda es alto, hay eficiencia productiva y la operación del servicio es privada. En cuanto al IVA y al impuesto a los ingresos brutos, por su parte, su recaudación resulta más alta en la alternativa de alto crecimiento que en la de bajo crecimiento, pero en ellos no tiene incidencia significativa el grado de eficiencia productiva de la compañía. Sí importa en su determinación, en cambio, el hecho de que la propiedad de la firma sea estatal o privada, ya que en el primero de dichos casos el nivel tarifario supuesto -y por ende el monto total de ventas- resulta inferior al del segundo.

Para las alternativas de operación privada del servicio se ha agregado como contribución extra al fisco la cuota de aporte a la Comisión Nacional de Telecomunicaciones (CNT). Dado que esta contribución se calcula como un porcentaje sobre las ventas, la misma varía al pasar de las hipótesis de bajo crecimiento a las de alto crecimiento. Para las alternativas de operación estatal, en cambio, se consideró el efecto de una contribución especial que ENTEL venía realizando al sistema

jubilatorio en los últimos tiempos (que se supuso fija), la cual fue específicamente suprimida al privatizarse la empresa, y se adicionaron también los flujos de fondos que habrían sido generados (o insumidos) por la empresa en los distintos años si la misma hubiera continuado bajo operación del Estado.

En el caso de la alternativa de operación estatal del servicio se incluyó además -con signo negativo- las consecuencias del pago de los intereses de la deuda externa que se ahorraron con motivo del rescate parcial de dichas deudas. Para el cálculo del monto ahorrado (que no depende del nivel de la demanda) se tomaron dos hipótesis posibles de pagos futuros de intereses: una hipótesis de pago por el 12% de los intereses devengados; otra hipótesis del 50%. La primera refleja lo que efectivamente estaba ocurriendo en la economía argentina antes de ponerse en marcha la política de privatizaciones; la segunda hipótesis, más realista, intenta dibujar un escenario de acuerdo perdurable con la banca acreedora.

En el cuadro 8 se presentan las distintas alternativas de efecto fiscal año por año. Tomando en conjunto los impactos sobre la recaudación y sobre el gasto y calculando, en el panel inferior de dicho cuadro, el efecto neto de la sustitución del operador, como se puede observar, los resultados son positivos en casi todos los casos cuando la empresa pasa a operar bajo gestión privada. Sin embargo, conviene subrayar cuales son las causas principales y cuales son las causas secundarias de dicho resultado:

a) un primer factor reside en el hecho de que las tarifas son más altas bajo operación privada, lo que determina que la recaudación de aquellos tributos que se aplican como alícuotas sobre los precios (en particular el IVA) sea a su vez mayor;

b) un segundo factor de gran importancia es el ahorro en los servicios de la deuda externa pública, que en la alternativa más realista alcanza los 250 millones de dólares anuales;

c) en cambio -en comparación con los dos factores mencionados- la mejora en la eficiencia productiva tiene un efecto extremadamente tenue. Esto parece sugerir que las modificaciones regulatorias y el manejo macroeconómico de la privatización tienen mayor "productividad fiscal" que el cambio en la naturaleza de la propiedad.

En cuanto al efecto patrimonial de la privatización, éste surge de comparar los valores distintos de la empresa bajo operación privada y bajo operación pública, agregando a ello el valor actual del efecto fiscal neto que se acaba de examinar, es decir las consecuencias de la sustitución del operador. Esto se refleja en el cuadro 9, en el cual se han utilizado alternativamente tasas de descuento del 0%, 5%, 10%, 15%, 20% y 30% anuales. En todos los casos, se han descontado solamente los flujos correspondientes al período 1991-2000, ignorándose por ende el efecto que sobre los distintos valores podrían tener los flujos que se produjeran más allá del horizonte temporal elegido para nuestro análisis.

De la observación de los valores actuales obtenidos para los flujos generados por la firma (valor actual de la empresa), resulta posible efectuar primero una comparación con los precios efectivamente pagados por quienes compraron la

compañía, a efectos de saber si la empresa resultó "bien" o "mal" vendida desde el punto de vista puramente fiscal. Puede así observarse que el precio pagado en la licitación por el 60% de la firma (U\$S 1278 millones, equivalente a U\$S 2130 millones por el 100%), tiene implícita una tasa de descuento de alrededor del 30% anual, junto con el supuesto de que la firma va a experimentar un crecimiento bajo de su demanda. El precio obtenido por el 30% vendido más de un año después a través del mercado de valores (U\$S 2015 millones, equivalentes a U\$S 6716 millones por el 100%), implica en cambio suponer una tasa de descuento inferior al 10% anual con bajo crecimiento, o bien una del 15% con alto crecimiento. Este violento cambio en la apreciación de la empresa parece obedecer a distintos factores, entre los cuales podrían señalarse los cambios de expectativas sobre el futuro de la economía argentina y del sector telefónico en particular, la menor incertidumbre del mercado respecto de la capacidad de la empresa de generar fondos, y la mayor competitividad obtenida por el mecanismo de venta utilizado. Visto desde el punto de vista del fisco, por su parte, el precio total conseguido (U\$S 3293 millones con títulos valuados al 15%, como surge del cuadro 10) puede considerarse como muy conveniente si la hipótesis de operación estatal relevante es la de un mercado con bajo crecimiento de la demanda y como razonablemente bueno (para valores de la tasa de preferencia intertemporal del dinero superiores al 8%) si la expectativa es que el crecimiento de la demanda sea alto.

El efecto fiscal sobre la recaudación y el gasto medido en términos patrimoniales difiere también para el caso de las hipótesis de alto y bajo crecimiento de la demanda, pero en todas las hipótesis relevantes se da que (cualquiera sea la tasa de descuento utilizada) la alternativa de operación privada resulta fiscalmente superior a la de operación estatal. Este hecho determina que -desde el punto de vista estrictamente fiscal- el estado se habría beneficiado con la privatización de ENTEL aun cuando el precio de venta de la empresa hubiera sido nulo, ya que el valor actual del flujo esperado de ingresos fiscales netos (tal como lo hemos definido en nuestras hipótesis) es siempre mayor para la alternativa de operación privada que para la de operación estatal, cualquiera sea el estado de la naturaleza considerado.

Las cifras halladas en nuestro análisis permiten esbozar entonces las siguientes observaciones respecto de los efectos de la privatización de ENTEL sobre las finanzas del estado:

a) Cualquiera sea la hipótesis elegida dentro del espectro de alternativas considerado, el efecto fiscal de la privatización aparece como positivo.

b) Dicha positividad se incrementa en términos relativos si se supone un bajo nivel de crecimiento de la demanda, con lo cual la privatización parece operar también como una forma de transferir riesgos operativos del sector público al sector privado.

c) La conveniencia también aumenta cuanto mayor sea la tasa de descuento utilizada para realizar la comparación intertemporal de los flujos de fondos, o lo que es lo mismo, cuanto mayor sea la valoración de los objetivos fiscales de corto y mediano plazo respecto de los de largo plazo.

d) Todas estas ventajas fiscales se apoyan fundamentalmente en el supuesto de que las alternativas de operación privada se realizan con un nivel tarifario más alto que las de operación estatal. El beneficio fiscal, por ende, surge aquí principalmente por una transferencia lograda a costa de reducir el excedente de los consumidores del servicio.

6.2. Efectos sobre el balance de pagos

El efecto de la privatización de ENTEL sobre el balance de pagos de la Argentina se debe al doble accionar que la misma tiene sobre la disminución en el pago de intereses de la deuda externa (surgida del hecho de que parte del precio original de compra se pagó con títulos de dicha deuda externa y, por lo tanto, redujo el monto total de la misma) y sobre el envío de remesas de utilidades al exterior. La positividad o negatividad del efecto neto de ambos fenómenos depende básicamente de tres factores: el monto de intereses ahorrados realmente por no girar al exterior la parte proporcional a la deuda rescatada (que depende tanto de la tasa de interés vigente como de la proporción de la deuda que efectivamente se honre), el nivel de utilidades a distribuir que obtengan las empresas privatizadas, y la proporción de dichas utilidades que terminen girándose al exterior.

Empleando varias hipótesis alternativas, el cuadro 11 nos muestra algunas cifras posibles relacionadas con los fenómenos mencionados. Vemos así que el monto de las utilidades a distribuir (calculado como el menor valor entre el resultado contable de la empresa y los fondos generados por la misma) resulta en líneas generales superior al monto de los intereses ahorrados, cualquiera sea la proporción que se suponga que se paga de ellos. Sin embargo, si se asume que las remesas al exterior sólo representan una parte de las utilidades a distribuir (por ejemplo, el 60%) y que el resto permanece en el país -sea porque se reinvierte en la propia empresa, sea porque es percibido por residentes argentinos que prefieren mantener sus activos en el mercado financiero-doméstico, la situación aparece como diferente, y pasa a depender crucialmente del supuesto acerca de la proporción de la deuda externa que vaya realmente a pagarse. En efecto, si suponemos que los pagos de intereses van a ser del 100% de lo devengado, las remesas al exterior son naturalmente inferiores al ahorro de intereses para todas las alternativas de operación privada de la empresa, al menos hasta el año 1996. Si, en cambio, en el extremo opuesto, se supone que sólo se girará un 12% de los intereses devengados por la deuda externa argentina (paridad a la que dicha deuda se cotizaba en 1990), cualquier nivel de utilidad a distribuir arroja un nivel de remesas al exterior superior al ahorro efectivo de intereses. Una hipótesis intermedia de pago (por ejemplo 50%, que podría resultar compatible con el eventual ingreso de la Argentina a un plan de reducción de la deuda "a la Brady"), nos llevaría por su parte a una situación en la cual el efecto de la privatización sobre el balance de pagos sería en un principio positivo -puesto que el ahorro de intereses superaría a las remesas enviadas- pero se tornaría negativo a partir del año 1993 para casi todas las hipótesis consideradas.

Las conclusiones sobre el efecto externo de la privatización no son, pues, tan concluyentes como las expuestas para el caso del efecto fiscal, aunque en general comparten con éstas la característica de que se vuelven más favorables cuanto mayor es la tasa de descuento (y más fuerte la valoración del corto plazo) implícita en la evaluación. Los supuestos sobre la voluntad de pagar la deuda externa y sobre la forma en la que la misma vaya a instrumentarse son además aquí un punto crucial, así como también la hipótesis a adoptar respecto del nivel de utilidades a distribuir que vaya a generarse y de la proporción que de las mismas vaya a girarse al exterior.

CUADRO 1.- ENTEL: DISTRIBUCION DE LAS LINEAS Y DE LA POBLACION (1951-88).-

Concepto	Población		Lineas telefónicas	
	1951	1988	1951	1988
Participación regional (%)	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Bs Aires y Gran Bs Aires	31.2%	34.6%	64.0%	55.5%
Resto región pampeana	35.1%	31.0%	25.8%	28.9%
Región norte	12.0%	12.0%	2.0%	3.8%
Región sur	3.3%	5.1%	0.4%	3.4%
Zona servicio CAT	18.4%	17.3%	7.8%	8.4%
Crecimiento anual 1951-88 (%)		1.6%		4.1%
Bs Aires y Gran Bs Aires		1.8%		3.7%
Resto región pampeana		1.4%		4.3%
Región norte		1.6%		6.3%
Región sur		2.5%		8.3%
Zona servicio CAT		1.5%		4.4%

Fuente: ENTEL

CUADRO 2.- ENTEL: INDICADORES FISICOS (1980-88).-

Concepto	1980	1985	1986	1987	1988
Cantidad de abonados (miles)	1,879	2,462	2,591	2,709	2,840
Comunicac urbanas (millones)	4,210	7,088	7,839	8,838	9,842
Com internac (mill minutos)	28.6	45.3	49.0	51.0	59.4
Líneas pedidas (miles)	851	904	789	740	687
Demora media p/arreglos (días)	12	10	10	10	10
Nro agentes totales	46,551	46,679	45,947	46,586	47,052
Nivel demanda insatisfecha (%)	45.30%	36.70%	30.45%	27.33%	24.20%
Comunic urbanas/Nro abonados	2,241	2,879	3,025	3,262	3,465
Comunic urbanas/Nro agentes	90,437	151,846	170,610	189,714	209,173

Fuente: ENTEL

CUADRO 3.- ENTEL: INDICADORES ECONOMICOS (1984-89) (en millones de australes de 1988).-

Concepto	1984	1985	1986	1987	1988	1989 (#)
Ingresos operativos	3,056.8	4,143.3	4,926.9	5,287.7	6,079.9	5,244.4
Costos operat erogables	2,211.5	2,558.2	3,556.3	3,679.0	3,321.0	2,072.7
Resultado operativo	845.3	1,585.1	1,370.6	1,608.7	2,758.9	3,171.7
Otros resultados	(7,024.9)	(2,140.9)	(1,818.8)	(2,130.3)	(2,462.4)	(11,626.5)
Resultado neto	(6,179.6)	(555.8)	(448.2)	(521.6)	296.5	(8,454.8)
Activo corriente	1,205.3	1,938.5	2,847.5	2,829.2	5,905.2	5,143.9
Activo no corriente	26,978.9	25,750.0	26,194.6	25,745.7	27,083.8	26,967.7
Pasivo corriente	3,864.8	3,280.5	2,226.3	5,793.8	6,055.2	8,963.9
Pasivo no corriente	2,344.7	2,593.1	5,437.3	2,440.4	5,745.1	10,516.1
Patrimonio neto	21,974.7	21,814.9	21,378.5	20,340.7	21,088.7	12,631.6
Margen ut operativa	27.65%	38.26%	27.82%	30.42%	45.38%	60.46%
Endeudamiento (Pasivo/Activo)	22.03%	21.21%	26.39%	26.82%	35.88%	60.66%
Liquidez general (AC/PC)	0.3119	0.5909	1.2790	0.4883	0.9587	0.5738

Fuente: Telecomunicaciones Argentinas (Plan estratégico 1989-1993) y Entel

(#) Estimado

CUADRO 4.- ENTEL: EVOLUCION TARIFARIA (1985-90).-

Mes y año / Valor del pulso	(1)	(2)	(3)
Agosto 1985	0.0116	162.5	1.3107
Diciembre 1987	0.0377	96.7	0.8273
Mayo 1988	0.0826	112.4	1.0603
Diciembre 1988	0.1653	86.5	1.0502
Agosto 1989	5.6918	102.2	0.8542
Diciembre 1989	9.1069	94.9	0.5788
Marzo 1990	80.3155	147.8	1.6652
Junio 1990	100.3900	128.2	1.9003
Setiembre 1990	193.8700	193.9	3.3245

(1) Pulso sin impuestos en australes corrientes.

(2) Pulso sin impuestos en australes constantes de setiembre/90

(3) Pulso sin impuestos en centavos de U\$S corrientes.

CUADRO 5.- TELEFONICA/TELECOM: METAS OPERATIVAS FIJADAS EN EL PLIEGO LICITATORIO

Concepto	ENTEL (real)		Telefónica		Telecom		Total	
	1988	1989	1991/93	1994/96	1991/93	1994/96	1991/93	1994/96
Líneas anuales a instalar	130,800	?	111,343	96,530	110,873	92,293	222,217	188,823
Telef publ a instalar p/año		?	2003	2313	2007	2279	4010	4591
Demora media p/arreglos (días)	10.00	11.25	7.50	4.67	9.33	4.67	8.42	4.67
Llamadas no completadas (%)		51.13%	46.33%	38.00%	46.33%	38.00%	46.33%	38.00%
Fallas internas y externas (%)		60.00%	49.60%	38.50%	49.60%	38.50%	49.60%	38.50%
Demora instal teléfono (meses)		48	24	6	24	6	24	6

Fuente: Decreto 677/90 (modificación pliego licitatorio ENTEL)

CUADRO 6.- EFECTOS MACROECONOMICOS: FLUJOS DE FONDOS BAJO OPERACION PRIVADA Y ESTATAL. 1991-2000 (en millones de US\$)

Concepto	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1.- OPERADORES PRIVADOS										
Ingresos bajo crecimiento	2,548	2,823	3,236	3,432	3,563	3,748	3,964	4,166	4,372	4,582
Ingresos alto crecimiento	2,561	2,925	3,455	3,796	4,087	4,452	4,871	5,305	5,772	6,276
Gastos bajo crec/efic prod	1,956	2,165	2,403	2,592	2,726	2,818	2,893	2,992	2,981	3,049
Gastos bajo crec/inef prod	1,956	2,221	2,445	2,698	2,802	2,906	3,005	3,140	3,151	3,232
Gastos alto crec/efic prod	1,960	2,221	2,490	2,715	2,890	3,027	3,153	3,309	3,364	3,506
Gastos alto crec/inef prod	1,960	2,285	2,537	2,823	2,962	3,106	3,250	3,437	3,507	3,653
Result bajo crec/efic prod	592	658	833	840	837	930	1,071	1,174	1,391	1,533
Result bajo crec/inef prod	592	602	791	734	761	842	959	1,026	1,221	1,350
Result alto crec/efic prod	601	704	965	1,081	1,197	1,425	1,718	1,996	2,408	2,770
Result alto crec/inef prod	601	640	918	973	1,125	1,346	1,621	1,868	2,265	2,623
Amortización bienes de uso	449	559	581	580	567	561	552	545	532	520
Endeudamiento neto	213	25	339	(121)	(255)	(218)	(121)			
Inversión	(720)	(858)	(911)	(673)	(502)	(422)	(409)	(409)	(409)	(409)
Fondos bajo crec/efic prod	534	384	842	626	647	851	1,093	1,310	1,514	1,644
Fondos bajo crec/inef prod	534	328	800	520	571	763	981	1,162	1,344	1,461
Fondos alto crec/efic prod	543	430	974	867	1,007	1,346	1,740	2,132	2,531	2,881
Fondos alto crec/inef prod	543	366	927	759	935	1,267	1,643	2,004	2,388	2,734
2.- OPERADOR ESTATAL										
Ingresos bajo crecimiento	1,807	2,071	2,286	2,362	2,424	2,544	2,693	2,811	3,010	3,060
Ingresos alto crecimiento	1,807	2,141	2,447	2,636	2,823	3,084	3,393	3,675	4,069	4,302
Gastos bajo crecimiento	1,808	2,068	2,194	2,339	2,405	2,466	2,527	2,575	2,574	2,609
Gastos alto crecimiento	1,808	2,082	2,226	2,394	2,485	2,574	2,667	2,748	2,786	2,857
Resultado bajo crecimiento	(1)	3	92	23	19	78	166	236	436	451
Resultado alto crecimiento	(1)	59	221	242	338	510	726	927	1,283	1,445
Amortización bienes de uso	449	559	581	580	567	561	552	545	532	520
Inversión	(720)	(858)	(911)	(673)	(502)	(422)	(409)	(409)	(409)	(409)
Fondos bajo crecimiento	(272)	(296)	(238)	(70)	84	217	309	372	559	562
Fondos alto crecimiento	(272)	(240)	(109)	149	403	649	869	1,063	1,406	1,556

CUADRO 7.- EFECTOS MACROECONOMICOS: RECAUDACION DEL ESTADO 1991-2000 (en millones de US\$)

Concepto	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1.- OPERADORES PRIVADOS										
Imp Gananc (bajo crec/ef prod)	148	151	213	220	233	260	295	330	381	426
Imp Gananc (bajo crec/in prod)	148	165	208	210	209	233	268	293	348	392
Imp Gananc (alto crec/ef prod)	177	213	282	316	349	411	490	565	679	787
Imp Gananc (alto crec/in prod)	150	183	249	279	309	367	442	512	620	723
IVA (bajo crecimiento)	172	193	225	291	331	371	390	412	433	464
IVA (alto crecimiento)	172	213	271	370	446	527	591	665	749	848
Imp Ingr brutos (bajo crec)	76	85	97	103	107	112	119	125	131	139
Imp Ingr brutos (alto crec)	76	92	109	119	129	140	153	167	183	200
Cuota CNT (bajo crecimiento)	13	14	16	17	18	19	20	21	22	23
Cuota CNT (alto crecimiento)	13	15	18	20	21	23	26	28	30	33
Recaud. (bajo crec/ef prod)	409	443	551	631	689	762	824	888	967	1052
Recaud. (bajo crec/in prod)	409	457	546	621	665	735	797	851	934	1018
Recaud. (alto crec/ef prod)	438	533	680	825	945	1101	1260	1425	1641	1868
Recaud. (alto crec/in prod)	411	503	647	788	905	1057	1212	1372	1582	1804
2.- OPERADOR ESTATAL										
Imp Gananc (bajo crecimiento)	0	1	23	6	5	19	41	59	109	113
Imp Gananc (alto crecimiento)	0	15	55	61	85	127	181	232	321	361
IVA (bajo crecimiento)	119	130	151	205	240	276	290	299	308	316
IVA (alto crecimiento)	119	145	188	268	331	399	450	496	549	598
Imp Ingr brutos (bajo crec)	54	62	69	71	73	76	81	84	90	92
Imp Ingr brutos (alto crec)	54	64	73	79	85	93	102	110	122	129
Impuesto jubilados	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Flujo Fondos ENTEL (bajo crec)	-272	-296	-238	-70	84	217	309	372	559	562
Flujo Fondos ENTEL (alto crec)	-272	-240	-109	149	403	649	869	1063	1406	1556
Recaud. (bajo crecimiento)	81	77	185	392	582	768	901	994	1246	1263
Recaud. (alto crecimiento)	81	164	387	737	1084	1448	1782	2081	2578	2824

CUADRO 8

ALTERNATIVAS DE EFECTO FISCAL										
En Millones de Dolares	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OPERADOR PRIVADO										
INEFICIENCIA - BAJO CRECIMIENTO PULSO	409	457	546	621	655	735	797	851	934	1018
EFICIENCIA - BAJO CRECIMIENTO PULSO	409	443	551	631	689	762	824	888	967	1052
INEFICIENCIA - ALTO CRECIMIENTO PULSO	411	503	647	788	905	1057	1212	1372	1582	1804
EFICIENCIA - ALTO CRECIMIENTO PULSO	438	533	680	825	945	1101	1260	1425	1641	1868
OPERADOR ESTATAL										
RECAUDACION BAJO CRECIMIENTO	81	77	185	392	582	768	901	994	1246	1263
RECAUDACION ALTO CRECIMIENTO	81	164	387	737	1084	1448	1782	2081	2578	2824
GASTO DE TESORERIA PAGO DE INTERESES										
PAGO DEL 50% DE INTERESES DEVENGADOS	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
PAGO DEL 12% DE INTERESES DEVENGADOS	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
EFECTO FISCAL TOTAL OPERADOR ESTATAL										
BAJO CREC. PAGO 50%	-169	-173	-65	142	332	518	651	744	996	1013
BAJO CREC. PAGO 12%	21	17	125	332	522	708	841	934	1186	1203
ALTO CREC. PAGO 50%	-169	-86	137	487	834	1198	1532	1831	2328	2574
ALTO CREC. PAGO 12%	21	104	327	677	1024	1388	1722	2021	2518	2764
EFECTO NETO POR SUSTITUCION OPERADOR										
En Millones de Dolares	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EFECTO NETO CON PAGO 50% INTERESES										
BAJO CRECIMIENTO PULSO:										
INEFICIENCIA	578	630	611	479	323	217	146	107	-62	5
EFICIENCIA	578	616	616	489	357	244	173	144	-29	39
ALTO CRECIMIENTO PULSO:										
INEFICIENCIA	580	589	510	301	71	-141	-320	-459	-746	-770
EFICIENCIA	607	619	543	338	111	-97	-272	-406	-687	-706
EFECTO NETO CON PAGO 12% INTERESES										
BAJO CRECIMIENTO PULSO:										
INEFICIENCIA	388	440	421	289	133	27	-44	-83	-252	-185
EFICIENCIA	388	426	426	259	167	54	-17	-46	-219	-151
ALTO CRECIMIENTO PULSO:										
INEFICIENCIA	390	399	320	111	-119	-331	-510	-649	-936	-960
EFICIENCIA	417	429	353	148	-79	-287	-462	-596	-877	-896

CUADRO 9.- VALUACION DE LA EMPRESA Y DE LOS EFECTOS FISCALES (en millones de U\$3)

Concepto	VAN(0%)	VAN(5%)	VAN(10%)	VAN(15%)	VAN(20%)	VAN(30%)
1.- VALOR ACTUAL EMPRESA						
Op Privado (bajo crec/ef pr	9,445	6,890	5,193	4,032	3,214	2,188
Op Privado (bajo crec/in pr	8,464	6,189	4,677	3,641	2,912	1,994
Op Privado (alto crec/ef pr	14,451	10,335	7,630	5,799	4,526	2,955
Op Privado (alto crec/in pr	13,566	9,694	7,152	5,432	4,238	2,767
Op Estatal (bajo crecimient	1,227	614	242	14	(125)	(261)
Op Estatal (alto crecimient	5,474	3,550	2,329	1,535	1,008	409
2.- VALOR ACTUAL EFECTO FISCAL (RECAUDACION/GASTO)						
Op Privado (bajo crec/ef pr	7,216	5,351	4,094	3,221	2,598	1,800
Op Privado (bajo crec/in pr	7,033	5,226	4,006	3,159	2,553	1,776
Op Privado (alto crec/ef pr	10,281	7,470	5,601	4,320	3,419	2,288
Op Privado (alto crec/in pr	10,716	7,793	5,849	4,516	3,578	2,399
Op Estatal (bajo crecimient	3,989	2,620	1,744	1,171	788	347
Op Estatal (alto crecimient	10,666	7,236	5,025	3,562	2,570	1,400
3.- VALOR ACTUAL EFECTO FISCAL NETO POR SUSTITUCION DEL OPERADOR						
(con pago del 50% de los intereses)						
Bajo crec.ef.prod.	3227	2731	2349	2049	1809	1453
Bajo crec.inef.prod.	3034	2598	2256	1982	1761	1426
Alto crec.ef.prod.	-385	234	576	759	849	889
Alto crec.in. prod.	50	557	824	955	1008	799
(con pago del 12% de los intereses)						
Bajo crec.ef.prod.	1327	1264	1182	1096	1013	865
Bajo crec.inef.prod.	1134	1131	1088	1029	964	839
Alto crec.ef.prod.	-2285	-1234	-592	-195	52	301
Alto crec.in. prod.	-1850	-910	-344	1	211	412

CUADRO 10

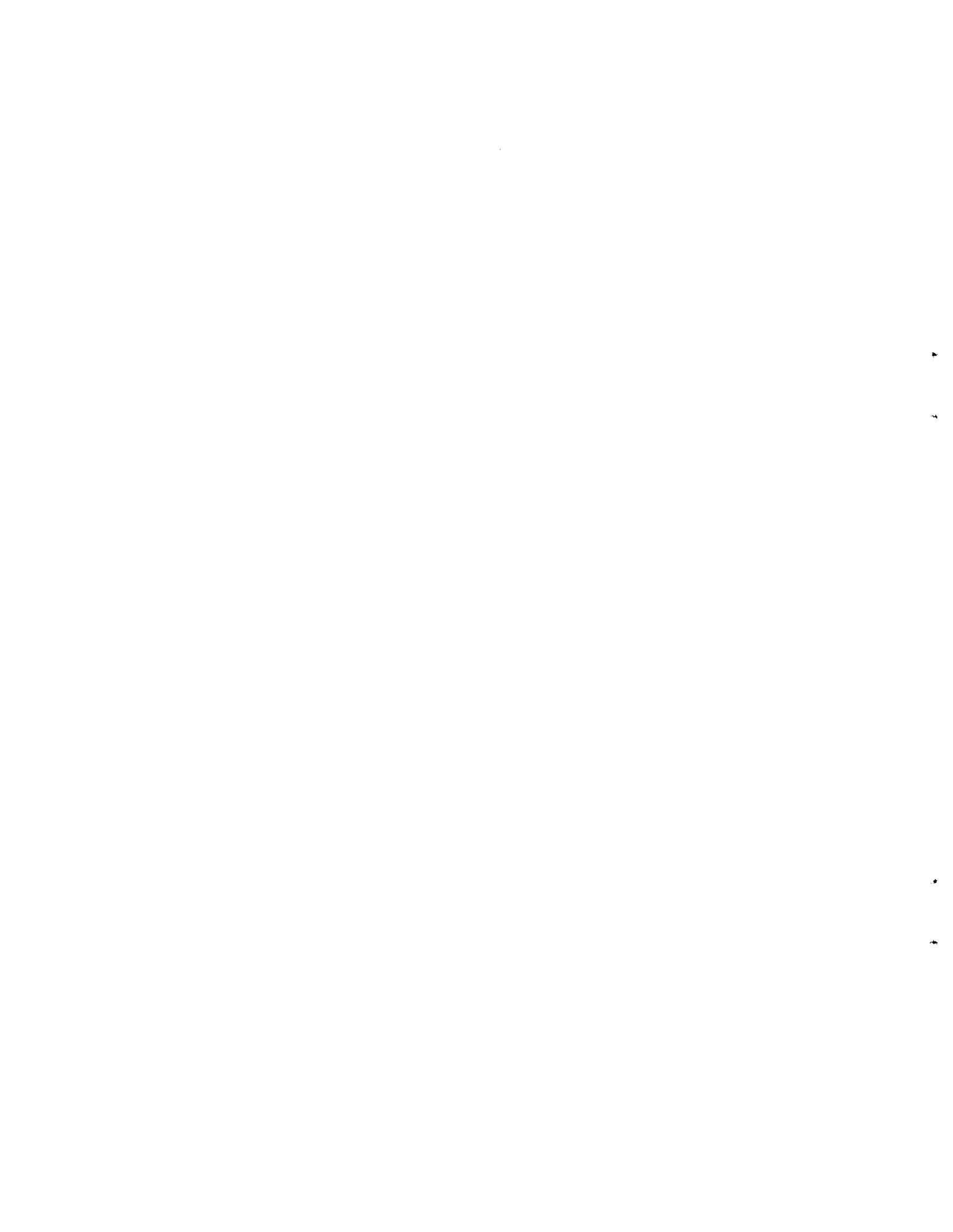
VALOR DE LAS EMPRESAS DE SERVICIO TELEFONICO	PARIDAD TITULOS	
VERSUS PRECIO PAGADO	15%	30%

TOTAL PAGADO POR LA EMPRESA	3293	3910
160 % DE LA EMPRESA	1276	1895
EFFECTIVO	214	214
DOCUMENTACION DEUDA (380 MILL. EN PAGARES)	175	175
TITULOS DEUDA EXTERNA (5000 MILLONES)	889	1506
30 % DE LA EMPRESA	2015	2015
TELEFONICA	815	815
TELECOM	1200	1200

DIFERENCIA ENTRE LO PAGADO Y EL VALOR		
ACTUAL DEL FLUJO FUTURO DE BENEFICIOS		
Bajo Crecimiento PULSO:		
INEFICIENCIA	-348	269
EFICIENCIA	-739	-122
ALTO Crecimiento PULSO:		
INEFICIENCIA	-2139	-1522
EFICIENCIA	-2498	-1881

CUADRO 11

EFECTOS SOBRE EL BALANCE DE PAGOS										
EN MILLONES DE U\$S										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PAGO DEL 50% DE INTERESES DEVENGADOS	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
PAGO DEL 12% DE INTERESES DEVENGADOS	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
REMESA DE UTILIDADES										
Bajo crecimiento pulso:										
INEFICIENCIA	506	312	752	550	542	515	911	975	1160	1283
EFICIENCIA	505	365	791	595	615	808	1038	1115	1321	1456
Alto crecimiento pulso:										
INEFICIENCIA	817	395	872	770	738	1252	1540	1775	2152	2492
EFICIENCIA	618	550	1074	996	1147	1487	1862	2148	2565	2933
Efecto neto sobre el balance de pagos										
Correspondiente a un pago del 50% intereses										
Bajo crecimiento pulso:										
INEFICIENCIA	255	61	501	299	291	264	660	724	909	1032
EFICIENCIA	255	115	540	344	364	557	787	864	1070	1265
Alto crecimiento pulso:										
INEFICIENCIA	266	144	621	519	687	1001	1289	1524	1901	2241
EFICIENCIA	367	299	823	745	896	1236	1611	1897	2314	2687
Correspondiente a un pago del 12% intereses										
Bajo crecimiento pulso:										
INEFICIENCIA	446	252	692	490	482	455	851	915	1100	1223
EFICIENCIA	446	306	731	535	555	748	978	1055	1261	1396
Alto crecimiento pulso:										
INEFICIENCIA	457	335	812	710	878	1192	1480	1715	2092	2432
EFICIENCIA	558	490	1014	936	1087	1427	1802	2088	2505	2878



CASO 2: AEROLINEAS ARGENTINAS

1.- Teoría económica de la propiedad y la regulación aérea

La economía de la propiedad y la regulación aplicable al mercado del transporte aéreo puede estudiarse partiendo de las teorías respecto de la desafiabilidad y la sostenibilidad de las estructuras de mercado, asociadas básicamente con los nombres de Baumol, Panzar y Willig (1982).

Según esta concepción, un mercado se dice "desafiable" ("contestable market") si no existen en él barreras a la entrada y a la salida de nuevas firmas, y si dichas firmas son susceptibles de enfrentar las mismas funciones de demanda y utilizar la misma tecnología productiva que las empresas que se hallan actualmente operando en el mercado en cuestión. Adicionalmente, dicho mercado resulta "perfectamente desafiable" si se da que los potenciales ingresantes al mismo evalúan su entrada tomando como parámetros precios relevantes iguales a los que utilizan los operadores actuales, y son susceptibles de desplazar a parte de dichos operadores ofreciendo un bien o servicio básicamente similar.

Por el otro lado, una estructura de mercado se define como "sostenible" ("sustainable industry structure") si la misma puede alcanzar un cierto vector de cantidades y precios para el cual el mercado se equilibra (i.e., las cantidades ofrecidas y demandadas se igualen), las firmas resulten en él financieramente viables (i.e., sus ingresos totales alcancen al menos a cubrir sus costos totales), y no existan incentivos por parte de potenciales ingresantes al mercado para entrar en él.

De estas definiciones de las estructuras desafiables y sostenibles, la teoría de la regulación infiere algunas recomendaciones de política respecto de la conveniencia de regular o no ciertos precios y cantidades en las distintas posibles configuraciones de mercado. Siguiendo a Berg y Tschirhart (1988), estas recomendaciones podrían resumirse en la siguiente lista:

- a) si una estructura de mercado es a la vez desafiable y sostenible, no existe razón para regular dicho mercado, ya que las propias fuerzas que en él actúan llevarán a las empresas a operar en la escala óptima de producción y a fijar precios iguales a sus costos marginales de corto y largo plazo;
- b) si una estructura de mercado es sostenible pero no es desafiable, puede ser necesario tener que regular para evitar que las firmas que en él operan fijen precios por encima de sus costos marginales y se aparten de ese modo de las condiciones de eficiencia deseables;
- c) si una estructura de mercado es desafiable pero no es sostenible, también puede ser necesaria la regulación, a efectos de evitar continuos costos de reestructuración del mercado que hagan que los precios oscilen permanentemente por encima y por debajo de los costos marginales de la industria;
- d) si un mercado desafiable tiene una estructura óptima insostenible pero posee también otras estructuras subóptimas sostenibles, el papel del regulador consiste en forzar la concreción de aquélla y evitar que la desregulación conduzca a la aparición de éstas.

De la observación de las principales causas que pueden contribuir a la "indesafiabilidad" de un mercado, la teoría señala básicamente dos: la presencia de ciertos factores o técnicas de producción a las cuales sólo tengan acceso (o lo tengan preferentemente) las empresas que actualmente operan en el mercado y no las potenciales ingresantes, y la existencia de ciertos "costos hundidos" propios de la actividad en cuestión -fundamentalmente costos de la estructura productiva-, que operen al mismo tiempo como una barrera de salida a las empresas actuales (que ya los erogaron y no pueden utilizarlos en una actividad distinta a la que hoy encaran) y como una barrera de entrada a los ingresantes potenciales (que deben erogarlos si quieren incorporarse al mercado). En cuanto a las posibles causas para que una cierta estructura industrial resulte "insostenible", las mismas obedecen en general a la existencia de funciones de costos subaditivas, que lleven alternativamente a posiciones en las cuales la fijación de precios al costo marginal genere beneficios negativos, o a situaciones en las que el mercado tienda a desaprovechar posibles economías de escala ("economies of scale") y economías de alcance o producción conjunta ("economies of scope") que resulten socialmente menos costosas pero inestables en cuanto a su equilibrio en un esquema de provisión descentralizada.

El caso de la aeronavegación comercial es, según la concepción general de la teoría económica reseñada brevemente en los párrafos anteriores, un caso al cual puede aplicarse con cierta facilidad la concepción de mercado desafiable, ya que las barreras a la entrada que en él existen están fijadas fundamentalmente por una autoridad regulatoria y no por condicionamientos de tipo tecnológico y productivo. En efecto, si bien el transporte aéreo es una actividad en la cual el peso de los costos fijos es significativamente alto, el hecho de que buena parte del capital utilizado en la actividad esté constituido por aviones que resultan susceptibles de ser utilizados en una gran variedad de rutas con un costo muy bajo de reasignación hace que -para cada ruta en particular- el nivel de costos hundidos sea muy reducido. Uno de los principales argumentos económicos que existen en favor del proceso de desregulación aérea es, pues, el hecho de que -siendo el mercado aéreo casi perfectamente desafiable- las empresas tenderán de por sí a operar en condiciones de eficiencia productiva y asignativa, ya que el no hacerlo implicará fomentar la aparición de otras firmas que se verán potencialmente tentadas a ingresar al mercado, desplazando de él a las actuales compañías menos eficientes. En un contexto como éste, por lo tanto, no tendría demasiada importancia que el mercado aéreo considerado tuviera naturalmente características monopólicas, oligopólicas o competitivas, ya que -cualquiera fuese su estructura- siempre las firmas que en él actuaran deberían operar eficientemente a fin de evitar la penetración de otras empresas desde fuera del mercado en cuestión. Este fue, en esencia, el argumento sobre el que se fundó la desregulación aérea en Estados Unidos desde principios de la década del 80.

Menos claro resulta sin embargo que la aeronavegación sea de por sí un ejemplo acabado de sostenibilidad en cualquier circunstancia. En efecto, dado que el servicio aéreo se presta

a través de ciertas rutas más o menos fijas (si bien no existe un "soporte físico" definido -como sí lo hay en el transporte ferroviario o vial-, la necesidad de partir y llegar a puntos precisos -aeropuertos- actúa como una limitación importante) y a que existen ciertas "indivisibilidades" en el equipamiento destinado a su prestación, la aviación comercial está sujeta a notables "economías de densidad", que hacen que dentro de ella existan grandes diferencias de costos entre unas rutas y otras. Pero como -debido a la existencia de una serie de costos conjuntos- resulta normal que la actividad presente también ciertas economías de alcance, puede darse que el óptimo de eficiencia social se obtenga a través de la explotación conjunta de rutas muy rentables y poco rentables. En este tipo de situaciones resulta posible que aparezcan casos en los que dicha explotación conjunta no resulte sostenible, debido a que algunas rutas son mucho más desafiables que las otras y la competencia potencial en ellas es mucho mayor. La solución desregulada suele llevar entonces a que la provisión conjunta se rompa, y termine desaprovechándose la potencial economía de alcance. En estos casos, además, puede suceder que la solución sostenible a la que descentralizadamente lleguen los mercados termine siendo socialmente subóptima, y la necesidad de regular surja con el objetivo de corregir dicha solución. También en este caso, los efectos de la desregulación aérea en Estados Unidos y la guerra de precios que se ha desatado constituyen un ejemplo de no sostenibilidad.

En cuanto al tema de la propiedad de las empresas dedicadas al negocio aéreo, la discusión también suele plantearse en términos del fomento de la eficiencia que cada sistema trae aparejado. La teoría aquí subyacente es la de la eficiencia asignativa "versus" la eficiencia productiva, por la cual la propiedad privada es generalmente visualizada como una estructura que tiene mayores incentivos a la minimización de costos -a través de la búsqueda de la maximización del beneficio-, en tanto que la propiedad pública aparece como un sistema que tiene la ventaja de poder corregir mejor las ineficiencias propias de la explotación de los mercados naturalmente imperfectos. Aplicado al caso de la aeronavegación y a la luz de la teoría de la desafiability, la propiedad privada tendría en este caso una ventaja relativa sobre la propiedad pública, ya que sería naturalmente más eficiente en el aspecto productivo y se vería obligada -por la amenaza potencial de competencia- a ser también eficiente desde el punto de vista asignativo. Sin embargo, el problema señalado en el párrafo anterior respecto de la posible suboptimidad de una solución descentralizada juega aquí también como un atenuante de dichas ventajas de la propiedad privada, y hace que en ciertos casos una planificación pública centralizada de la provisión del servicio sea más apta para aprovechar las zonas de subaditividad que pueda tener la función de costos conjuntos de los mercados aéreos.

En un contexto como el de la aeronavegación argentina, donde el tamaño relativamente reducido del mercado de cabotaje y las diferencias interregionales de densidad hacen que las economías de escala y de alcance lleven muy probablemente a la aparición de un monopolio (o a lo sumo de un oligopolio) natural, las ventajas y las desventajas de la desregulación y

la privatización aparecen considerablemente matizadas. Sin embargo, la compañía aérea estatal (Aerolíneas Argentinas SE) es uno de los primeros casos de privatización y cambio regulatorio llevados a cabo en la Argentina, y arrastra tras de sí una historia considerable de cuestiones microeconómicas aún por resolver. El modo en que las mismas evolucionen -sumadas a un cúmulo de otros factores de índole política y macroeconómica- será un factor determinante en el éxito o el fracaso de la experiencia encarada.

2.- Características de Aerolíneas Argentinas

2.1. Aspectos operativos

De acuerdo con los cánones internacionales de comparación, Aerolíneas Argentinas es una empresa aérea mediana. Dentro de América del Sur, sin embargo, su tamaño puede considerarse como grande, ya que es la segunda empresa del ramo en dicha porción del continente. Adicionalmente, la empresa presenta dos características operativas importantes: es la única aerolínea de bandera ("flag carrier") de la República Argentina, y posee una posición dominante dentro del mercado aéreo argentino de cabotaje.

Tomando como base las cifras de la IATA para el período 1987- 89 (cuadro 1), puede verse que los aviones de Aerolíneas Argentinas realizan aproximadamente unos 63.000 viajes anuales en los que recorren unos 60 millones de kilómetros y transportan entre 3,5 y 4 millones de pasajeros. El número de asientos-kilómetro (ASK) disponible oscila alrededor de los 12.000 millones, con un factor de utilización de aproximadamente el 63%. La flota total utilizada por la empresa ha oscilado alrededor de los 30 aviones, siendo su número de horas de vuelo de aproximadamente 100.000 al año. Dado que el número de agentes de la empresa oscilaba en el momento de la privatización en torno de los 10.000 empleados, la productividad media del trabajo podía estimarse en 1,2 millones de ASK/agente.

Teniendo en cuenta el tamaño y las características de la flota de Aerolíneas Argentinas, los indicadores de rendimiento físico de la empresa podían considerarse como razonables dentro del contexto internacional. De acuerdo a cifras de la IATA para 1986 (cuadro 2), por ejemplo, su factor de utilización de los ASK disponibles era aproximadamente igual al de Aeroméxico y Avianca y está 9,07% por debajo del de Varig, en tanto que su nivel de ASK/agente era un 3,5% inferior al de Aeroméxico, un 1,3% superior al de Avianca y un 28% superior al de Varig. Si comparamos su desempeño con el de Austral (línea aérea que comparte con AA el mercado argentino de vuelos de cabotaje pero que no tiene servicios internacionales de ultramar), los números son también favorables, ya que el factor de utilización de los ASK disponibles de Aerolíneas Argentinas estaba por encima del de Austral y su relación ASK/agente era aproximadamente la misma. Comparada con los indicadores de las grandes empresas internacionales, en cambio, la productividad de Aerolíneas Argentinas estaba muy lejos del máximo nivel mundial, ya que -por ejemplo- su nivel de ASK/agente es un 53% inferior al de Eastern Airlines y un 66% más bajo que el del Pan American. Su

factor de utilización pasajero/asiento, en cambio, era superior en unos 5 puntos al de ambas empresas estadounidenses, aunque estaba un 3% por debajo del de una aerolínea como Iberia, empresa esta última cuyo nivel de ASK/agente era sin embargo sólo un 3,6% superior al del AA (cifras de 1986).

En lo que atañe a la situación de Aerolíneas Argentinas en el mercado aéreo, resulta posible distinguir nítidamente dos segmentos de actividad muy claros: el tráfico internacional (de ultramar y regional) y el tráfico de cabotaje. En el primero de ellos, la empresa transporta anualmente unos 1,1 millones de pasajeros y tiene disponibles unos 8000 millones de ASK utilizados al 66%, repartidos entre unos 13.500 vuelos aproximadamente. Su participación dentro del total de pasajeros transportados entre la Argentina y el resto del mundo es del 38,4% (datos de 1986), cifra ésta que se eleva al 40,3% si consideramos solamente los vuelos regionales y descendiendo al 35,1% si tenemos en cuenta sólo los de ultramar. En cuanto al tráfico de cabotaje, por su parte, AA contaba legalmente con una reserva de mercado del 50% de los ASK ofrecidos, beneficio que fue suprimido en 1990. Su porcentaje de participación en el mercado, sin embargo, superó siempre dicho nivel (es de alrededor del 68%), quedando el 32% restante casi en su totalidad en manos de su competidora Austral. En este último segmento del mercado, Aerolíneas Argentinas transporta anualmente unos 2,6 millones de pasajeros y tiene disponibles unos 4000 millones de ASK utilizados al 60%, repartidos entre aproximadamente 49.500 viajes (cifras promedio 1988-89).

2.2. Aspectos tarifarios

El mecanismo de fijación de precios utilizado por Aerolíneas Argentinas, al igual que el de la mayoría de las empresas aéreas internacionales, presenta diferencias según se trate de tarifas correspondientes al segmento internacional o de tarifas aplicables al servicio de cabotaje. Siguiendo también la corriente preponderante en este aspecto a nivel mundial, tales mecanismos tarifarios han sufrido en el caso de AA cambios bastante significativos en los últimos años, originados principalmente en los procesos de desregulación aérea y aumento de la competencia que se han venido dando en el negocio aéreo.

La fijación de precios para el tráfico internacional sigue básicamente un procedimiento de doble aprobación, ya que por un lado las tarifas surgen de un acuerdo multilateral alcanzado por las distintas empresas en el marco de la Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA), y por otro resultan posteriormente aprobadas por los gobiernos de los países unidos por las distintas rutas. Una vez alcanzado el acuerdo en la IATA, la aprobación gubernamental resulta normalmente obtenida por las aerolíneas interesadas sin demasiados inconvenientes, aunque en ciertos casos suelen producirse demoras en dicha aprobación por parte de algunos gobiernos (en América Latina, por ejemplo, este fenómeno se ha producido varias veces en momentos en los cuales ciertos países -la Argentina entre ellos- tenían en marcha planes de

estabilización que contemplaban "congelamientos" tarifarios).

Hasta hace relativamente pocos años, las tarifas aéreas internacionales basadas en acuerdos de la IATA constituían parámetros más o menos rígidos que eran seguidos por la casi totalidad de las aerolíneas de bandera, resultando en ese aspecto un ejemplo bastante claro de lo que podría tipificarse como precios fijados a través de un procedimiento oligopólico colusivo. Con el aumento de la competencia aérea que se dio a lo largo de toda la década de 1980, esta situación empezó a variar y comenzaron a generalizarse prácticas tarifarias que implicaban brechas importantes entre lo oficialmente aprobado y lo realmente utilizado por las aerolíneas. Estas distorsiones -que eran ya conocidas en el negocio aéreo pero que no se hallaban tan generalizadas- consisten en general en la realización de una serie de descuentos por diversos conceptos (período del año o del día, horas voladas por el pasajero, momento de adquisición del pasaje, etc), que buscan lograr por parte de la aerolínea una mayor penetración en los mercados o una mejora en la utilización de los asientos-kilómetro disponibles. En ese sentido, Aerolíneas Argentinas se ha caracterizado -aún antes de la privatización- por hacer un uso relativamente extensivo de este tipo de descuentos, en virtud de que su mercado internacional se caracteriza por presentar fuertes variaciones estacionales que le generan intervalos de exceso de oferta relativamente prolongados. Todo este fenómeno de apartamiento de los niveles tarifarios aprobados oficialmente determinó que, en los últimos años, los precios fijados por la IATA se hayan transformado en tarifas "sugeridas" más que obligatorias. Las autoridades gubernamentales también han respondido a este hecho, con lo cual las normas de aprobación de los cuadros tarifarios de las empresas aéreas se han flexibilizado notablemente. En ese sentido, la Argentina ha establecido a través de la Resolución 94/89 de la Secretaría de Transportes que las líneas aéreas que exploten servicios internacionales pueden aplicar tarifas inferiores a las vigentes oficialmente, previa aprobación de dicha Secretaría en el caso de que la tarifa propuesta sea inferior a la utilizada por Aerolíneas Argentinas.

En cuanto al procedimiento de fijación de precios de cabotaje, las normas existentes al respecto en la Argentina han sufrido también cambios importantes en los últimos años, los cuales vuelven difícil hablar de una función o norma tarifaria específica. En líneas generales, puede decirse sin embargo que existen para las distintas rutas una serie de tarifas de referencia basadas en parámetros diversos (kilómetros recorridos, distinción entre la Patagonia y el resto del país, estructura de costos de las empresas, elasticidad de la demanda de los mercados). Desde la entrada en vigencia de la Resolución 175/87 de la Secretaría de Transporte, sin embargo, comenzó a autorizarse a las empresas apartamientos en más y en menos respecto de la tarifa oficial, siempre y cuando éstos no superaran el 20% (60% desde 1989 en adelante) de dicha tarifa. Desde la sanción de la ley de desindexación de la economía y convertibilidad de la moneda en abril de 1991, dichos apartamientos autorizados sólo rigen para la "banda negativa" (es decir, las tarifas pueden ser hasta un 60% menores -pero no mayores- que las aprobadas

oficialmente).

La evolución de las tarifas de Aerolíneas Argentinas a lo largo del tiempo muestran cambios basados tanto en fenómenos externos como internos. A nivel internacional, la empresa siguió en general las corrientes preponderantes en el tráfico mundial, y sus tarifas medidas en dólares tendieron por lo tanto a mantenerse en un nivel relativamente estable a lo largo de los últimos años de la década de 1980 y primeros de la de 1990 (ver Cuadro 3). A nivel de los vuelos de cabotaje, en cambio, el carácter cuasimonopólico de la firma hizo que los movimientos registrados obedecieran más bien a fenómenos relacionados con la política macroeconómica de los distintos periodos y a los cambios institucionales que se fueron produciendo. Dentro de estos últimos, el más importante fue sin duda el proceso de privatización de la empresa encarado a partir de fines de 1989, el cual motivó que los niveles tarifarios sufrieran un importante incremento a lo largo de todo el año 1990. Como puede verse en el cuadro 3, las tarifas medias de cabotaje eran, al momento de entregarse Aerolíneas Argentinas a la empresa Iberia, el doble en dólares del nivel alcanzado a fines de 1986. Durante 1991, en cambio, el nivel tarifario interno se mantuvo más o menos constante en términos reales, produciéndose inclusive leves bajas a partir del mes de julio (ver Cuadro 4). Este hecho se debe en parte a la entrada en vigencia de la ley de convertibilidad de la moneda, pero no resulta descabellado suponer que en parte se haya producido por razones microeconómicas (es decir, que durante 1990 las tarifas hayan quedado por encima del precio que maximiza beneficios y que este "overshooting" haya sido corregido parcialmente a lo largo de 1991).

2.3. Aspectos económico-financieros

Desde el punto de vista de su desempeño económico-financiero, puede señalarse a grandes rasgos que la empresa estatal Aerolíneas Argentinas era una firma cuyo resultado operativo era positivo pero que soportaba pérdidas en rubros no operativos que solían más que compensar aquellas cifras. Dentro de sus ingresos operativos, la inmensa mayoría (92%) estaba representada por servicios aéreos -de los cuales un 82% eran por transporte de pasajeros y un 10% por transporte de mercaderías y correspondencia-, en tanto que el 8% restante se originaba en "actividades incidentales" (servicios de turismo, "free shops", etc). Divididos territorialmente, los citados ingresos operativos provenían en un 75% de la actividad internacional y en un 25% de la de cabotaje. En lo que respecta a los costos operativos, los mismos eran aproximadamente un 50% fijos y un 50% variables, llevándose los costos de operación del servicio un 27% del total, y dividiéndose el 73% restante entre el mantenimiento (10%), la depreciación de los equipos (8%), los costos de utilización de aeropuertos (11%), los gastos de comercialización y ventas (30%) y los gastos de administración (14%). Divididos territorialmente, tales costos operativos se asignaban en un 80% al tráfico internacional y en un 20% al de cabotaje. En cuanto al margen de utilidad operativa de la firma, el mismo fue muy oscilante en el tiempo, pero en el

período 1987-89 se movió alrededor del 5% del total de ventas.

Respecto de los resultados no operativos, los mismos estaban constituidos principalmente por intereses de deudas y por diferencias de cambio y resultados por exposición a la inflación. La propia naturaleza de estos resultados hacía por ende que su nivel de significación se modificara enormemente conforme cambiaba el contexto macroeconómico en el que se movía la empresa, y que fuera especialmente sensible a la variación en el tipo de cambio real (debido al enorme peso que tenía la deuda en dólares dentro del pasivo de AA). También entraban dentro de esta categoría de resultados no operativos los subsidios y otras transferencias del Tesoro Nacional, partidas éstas que resultaron significativamente cortadas (o suprimidas) a partir de 1986. Este hecho -que tuvo un fuerte impacto en el segmento no operativo del estado de resultados de la empresa- actuó sin embargo como aliciente para elevar el superávit operativo de la firma, que pasó de ser negativo en 1986 (U\$S -52 millones) a ser positivo a partir de 1987 (U\$S +20 millones).

En cuanto a la situación patrimonial de la firma, finalmente, el rasgo más destacado -y más preocupante- de la misma era sin duda el enorme peso del pasivo, que transformó a AA en una empresa con patrimonio neto negativo a partir del ejercicio 1983. Este hecho, que fue acentuándose lentamente durante el período 1983-87, puede tener su origen en el abundante financiamiento externo utilizado por la empresa entre 1980 y 1982, financiamiento éste que se volvió inmanejable al cambiar abruptamente el nivel del tipo de cambio real y de las tasas de interés internacionales. Para tener una idea de los montos de financiamiento externo que manejaba Aerolíneas Argentinas durante su etapa estatal, puede señalarse que a fines de 1989 el total de la deuda financiera externa de la empresa ascendía a U\$S 741,35 millones (de los cuales U\$S 846,37 millones eran por deudas bancarias y U\$S 94,98 millones eran por contratos de "leasing" financiero), y que sobre ese valor la firma acumulaba intereses vencidos e impagos por U\$S 127,2 millones. En cuanto a la estructura del activo de la empresa, finalmente, puede señalarse que aproximadamente dos tercios del mismo estaba integrado por rubros no corrientes (en su mayoría bienes de uso) y el tercio restante por rubros corrientes (en su mayoría créditos por ventas), y que el índice de liquidez general de la empresa (activo corriente/pasivo corriente) osciló a lo largo del período 1981-89 entre un 30% y un 75%, por lo cual el capital de trabajo de la firma (definido como activo corriente menos pasivo corriente) resultaba también negativo.

3.- El proceso de privatización y desregulación aérea en la Argentina

3.1. Antecedentes

La empresa Aerolíneas Argentinas se formó en el año 1949 y desde esa fecha hasta 1990 operó como una empresa pública de propiedad totalmente nacional. Las principales normas que establecían su marco regulatorio se hallaban contenidas en las leyes 17.285 (1967) y 19.030 (1971), que son respectivamente el código aeronáutico y la ley de política aérea. Esta última ley es en particular la que le otorgó a la empresa el derecho de ser la única aerolínea de bandera argentina y la reserva de un mínimo del 50% del mercado interno. Es también en dicha ley que se establecen las bases de la regulación tarifaria para la aeronavegación argentina -tanto en lo que atañe al tráfico interno como internacional- la cual es ejercida por la Secretaría de Transporte.

La otra empresa aérea argentina de importancia es Austral Líneas Aéreas, que comparte con AA la explotación de la mayor parte de las rutas argentinas de cabotaje. Fundada en 1971 como una empresa privada, esta aerolínea fue nacionalizada en 1980 como una solución transitoria para evitar que cayera en un proceso de quiebra, pero permaneció en manos del estado hasta 1987, cuando fue nuevamente privatizada. Desde entonces pasó a propiedad de la sociedad Cielos del Sur SA, que es su actual operador. El proceso privatizador de Austral no puede considerarse exitoso, ya que si bien la compañía continuó funcionando en forma aceptable (la empresa se reprivatizó sin pasivos), pero el compromiso de nueva inversión establecido en el pliego de venta sólo fue cumplido de manera muy parcial por el nuevo concesionario.

La idea de privatizar Aerolíneas Argentinas surgió aproximadamente en la misma fecha en la cual culminó el proceso de privatización de Austral. En ese momento (año 1987) el gobierno inició negociaciones con la empresa aérea escandinava SAS, y firmó con la misma un "memorando de entendimiento" tendiente a concertar la transferencia del 40% del paquete accionario de AA a dicha aerolínea europea, por una suma de U\$S 204 millones. El objetivo del acuerdo consistía básicamente en la incorporación de tecnología operativa y administrativa a la empresa aérea argentina, y permitía ciertas economías de alcance que podían llegar a beneficiar a ambas empresas, permitiendo a AA rediagramar sus vuelos a Europa y a SAS insertarse en el mercado americano. El citado acuerdo, sin embargo, no logró la aprobación del Congreso Argentino, el cual, dominado por el principal partido de oposición, consideró la negociación como "poco transparente" y prefirió poner fin al mencionado convenio.

3.2. La privatización de Aerolíneas Argentinas

Con el cambio de gobierno producido en la Argentina en 1989, la privatización de Aerolíneas Argentinas volvió a tomar fuerza, pero esta vez se prefirió encarar el proceso a través de una licitación pública internacional y transferir no una porción minoritaria de la empresa sino la mayoría del capital

social. Incluida en la lista de empresas a privatizar contenida en la ley nacional 23.696 (ley de reforma del Estado), la privatización de AA fue dispuesta en diciembre de 1989 a través del decreto 1591/91, incluyéndose dentro de ella no sólo los activos directamente explotados por la aerolínea sino también sus participaciones accionarias en las empresas Operadora Mayorista de Servicios Turísticos (OPTAR) y Buenos Aires Catering SA (BAC). Dicho decreto dispuso también la transformación de AA en una sociedad anónima (hasta ese momento era una sociedad del Estado), pero mantuvo para ella el status de aerolínea de bandera y todas las concesiones, autorizaciones y licencias relativas a la actividad aeronáutica que la empresa poseía.

El pliego de bases y condiciones para la privatización de Aerolíneas Argentinas fue aprobado en marzo de 1990 pero, al igual que en el caso de ENTEL, sufrió luego algunas modificaciones a lo largo de los meses de abril, mayo y junio de dicho año. En dicho pliego se estableció que la venta de la empresa comprendería el 85% del capital accionario, incluyéndose en él todos los bienes poseídos por AA por cualquier título y los derechos de línea designada respecto del tráfico internacional, por plazos de cinco años (servicios regionales) y de diez años (servicios de ultramar). En cuanto a los pasivos de la firma, los mismos fueron asumidos casi en su totalidad por el estado nacional, con excepción de las deudas laborales y de ciertos pasivos de carácter comercial. En cuanto al proceso de privatización en sí, el pliego dispuso que el mismo se realizara a través del sistema de "doble sobre", debiendo los oferentes presentar en forma separada sus antecedentes, plan de acción y estatutos propuestos (sobre 1) y su plan de inversiones y precio ofrecido (sobre 2). La evaluación, por ende, se realizaría a través de una preclasificación previa basada en los elementos de juicio del primer sobre, eligiéndose luego al adjudicatario en base a los elementos de juicio del segundo sobre entre todas las ofertas que pasaran la primera etapa.

El precio base por toda la compañía establecido en el pliego de licitación fue de U\$S 823 millones (U\$S 529,8 millones por el 85%), estableciéndose que el mismo podía ser pagado en parte al contado y en parte a través de la entrega de títulos de la deuda externa argentina, pero que la porción abonada a través del primero de tales procedimientos no debía ser inferior a U\$S 236 millones y que por lo menos la mitad de dicha suma debía ser pagada al contado. En cuanto al procedimiento de evaluación previsto para la adjudicación de la empresa, el pliego fijó un método considerablemente más complejo que el previsto para otras privatizaciones: no sólo se debía tener en cuenta el precio cotizado sino también otros parámetros relacionados con el nivel de inversión y con la calidad del servicio. Así, cada oferente recibiría una "nota" basada en un promedio ponderado de tres parámetros, asignándosele al precio un 70% del peso relativo en la decisión, al plan de inversiones un 25% y estableciéndose un parámetro complementario compuesto de diversos ítems relacionados con indicadores del servicio (con un peso relativo del 5%). Algunos de los restantes requisitos establecidos en el pliego fueron también la exigencia de que dentro del grupo cotizante hubiera una aerolínea internacional

que aportara entre un 10% y un 30% del capital y la prohibición de que más del 50% de las acciones quedaran en manos de inversores extranjeros. Para alcanzar este último porcentaje se admitió expresamente la consideración del 15% del capital de la empresa no incluido en el proceso de venta, el cual quedaría en manos de los trabajadores de la firma a través de un programa de propiedad participada (10%) y del Estado nacional (5%). Respecto de esto último, cabe señalar que -al igual que en el caso de la privatización de la empresa telefónica ENTEL- el programa de propiedad participada de los trabajadores en el capital de la empresa no había sido aún instrumentado a mediados de 1992, por lo que la participación del personal en todo el proceso de privatización de la empresa puede considerarse como más bien escasa.

A pesar de que en un principio pareció que varios grupos económicos se hallaban interesados en participar de la licitación, finalmente sólo hubo una oferta válida a la fecha de apertura de los sobres (julio 1990), originada en el grupo integrado por la aerolínea estatal española Iberia y por una serie de compañías argentinas que conformaron el grupo empresario Aeronac SA (encabezado por Cielos del Sur SA, propietaria de Austral). Dicha oferta consistía en un pago contado de U\$S 130 millones, un pago financiado a 10 años al 8,31% de interés anual fijo de otros U\$S 130 millones, y la entrega de títulos de la deuda externa argentina de valor nominal U\$S 1810 millones (U\$S 322 millones a valor de mercado, aproximadamente). Contenía también un plan operativo y un plan de inversiones para la compañía, el cual preveía la incorporación de 15 nuevos aviones durante el período 1991-94. La estructura de la tenencia accionaria prevista en la oferta contemplaba una participación del 20% para Iberia (con opción para adquirir un 10% más) y un 85% para Aeronac SA. Al igual que en el proyecto de acuerdo con SAS, la idea implícita en esta oferta estaba basada en la coordinación de las operaciones de AA con las de una aerolínea europea, con el agregado particular de que aquí la integración se trasladaba también al mercado interno, a través de la formación de un virtual "duopolio colusivo" entre Aerolíneas Argentinas y Austral.

Si bien ya al conocerse la oferta del único grupo cotizante existieron grandes dudas dentro del gobierno argentino respecto de continuar o no adelante con el proceso licitatorio encarado, la propuesta del oferente fue finalmente aceptada. Sin embargo, conforme se fueron desarrollando los acontecimientos y venciendo los plazos previstos, empezaron a aparecer una serie de hechos que fueron desnaturalizando la oferta original, y se entró en un proceso de negociación permanente. El principal obstáculo con el que se tropezó fue la enorme "fragilidad financiera" que demostró tener el grupo Aeronac SA, cuya idea para obtener los U\$S 130 millones iniciales a pagar al contado era la de vender parte de la flota de AA y alquilarla posteriormente a su nuevo dueño ("sale-and-lease-back"). Otra intención expresada por Aeronac SA era entregar como parte de su aporte al capital social de Aerolíneas Argentinas SA el 90% de las acciones de Austral Líneas Aéreas, las cuales serían tomadas a una valuación a concertar únicamente entre los miembros del consorcio cotizante. También resultó problemático el proceso de

obtención de los títulos de la deuda externa por parte de los oferentes, ya que la intención de los mismos consistía en emitir acciones preferidas de Aerolíneas Argentinas SA y canjear dichas acciones por títulos de la deuda a los bancos extranjeros acreedores de la Argentina.

Pese a todos los problemas expuestos, el gobierno argentino decidió aprobar la transferencia de AA al grupo oferente (noviembre de 1990). Además, se le dio al consorcio adquirente un plazo de 60 días para cumplimentar los requisitos del pliego licitatorio (principalmente los referidos a sus obligaciones de pago), el cual fue luego ampliado en 30 días más. Ambos plazos vencieron y las condiciones originales no pudieron cumplirse, quedando entonces las negociaciones en un virtual punto muerto, el cual se prolongó por espacio de varios meses. En el interin, además, la estructura accionaria prevista para Aerolíneas Argentinas se fue modificando, aumentando Iberia su participación hasta el tope del 30% y apareciendo como accionista el Banco Hispanoamericano -agente financiero de la aerolínea española- con un 19% del capital. Así formado el consorcio, el mismo terminó adquiriendo también el control del paquete accionario de Austral Líneas Aéreas, limitando la participación de capitales privados argentinos en el negocio aeronáutico a una proporción minúscula y violando la cláusula originalmente prevista en el pliego de que por lo menos el 50% del capital de Aerolíneas Argentinas debía pertenecer a personas de nacionalidad argentina.

Luego de varias idas y venidas la situación a principios de 1992 parecía indicar que las negociaciones entre el gobierno argentino y el consorcio adquirente de Aerolíneas Argentinas terminarían en el acuerdo, pero que ese acuerdo estaría muy lejos de las condiciones originales del pliego. En tal sentido, pueden señalarse dos hechos: en primer lugar, el pago de 130 millones de dólares por la parte en efectivo financiada se había convertido en un pago en títulos de la deuda pública (BONEX); en segundo lugar, el consorcio, después de entregar 1000 millones de títulos de la deuda externa argentina a valor nominal, reclamó al Estado nacional por errores de inventario y de liquidación de pasajes y sostuvo consecuentemente que ya no estaba obligada a hacer pagos adicionales. El litigio, que era por alrededor de 170 millones de dólares, terminó cuando las autoridades aceptaron -quizás por temor al derrumbe de toda la operación- "cerrar el caso" con un último pago de unos 50 millones de dólares en cuotas por parte del consorcio. A todo esto se sumó el hecho de que los planes de acción y de inversiones originalmente previstos no estaban siendo tampoco cumplidos del todo por los nuevos operadores del servicio, ya que tanto las frecuencias de vuelos previstos como la incorporación de nuevos aviones no eran las aprobadas al firmarse el contrato de transferencia. En este último aspecto, sin embargo, el gobierno argentino aceptó la integración de tres nuevas aeronaves a la flota de AA que pertenecían anteriormente a Austral, con lo cual una parte de las obligaciones en ese aspecto quedaron momentáneamente salvadas (aunque esto implicara un incumplimiento de la letra del contrato).

4.- La regulación aérea en la Argentina

El caso de la privatización de Aerolíneas Argentinas trae aparejado -además de las cuestiones puramente comerciales y financieras tratadas en la sección anterior- una serie de aspectos regulatorios que, si bien en muchos casos no han sido explícitamente resueltos por las autoridades nacionales, muestran distintas líneas de comportamiento respecto de la situación en la que opera la empresa aérea en cuestión. Hemos ya dicho en la primer sección de este trabajo que la aeronavegación comercial podía ser considerada como una actividad formada por un conjunto de mercados desafiables, puesto que presentaba escasas barreras de tipo tecnológico a la entrada y la salida de nuevas firmas. La existencia de condicionamientos relacionados con el tamaño y con otras características de los mercados, sin embargo, hacen que el transporte aéreo sea susceptible de no presentar estructuras industriales sostenibles, y que esto haga necesaria la implantación de mecanismos regulatorios diversos.

El mencionado fenómeno del tamaño, por ejemplo, puede resultar por sí mismo un argumento a favor o en contra de la regulación o de la desregulación de un determinado mercado aéreo. Así, en un contexto como el graficado en el diagrama adjunto, pueden verse dos situaciones distintas cuya solución regulatoria óptima es diferente según cuáles sean la posición de la curva de demanda y su elasticidad. En el punto A las condiciones de producción son tales que se vuelve necesario preservar el monopolio y establecer un marco regulatorio adaptado a esa realidad; pero si las curvas de demanda y de costos son las que se cortan en el punto B, entonces la regulación no se justifica y resulta preferible desregular y permitir que más de una empresa ingrese al mercado en cuestión. Para la mayoría de las rutas de cabotaje argentinas es probable que el punto A sea más representativo de la realidad vigente que el punto B, y que por lo tanto las políticas de desregulación aérea resulten inestables.

En los hechos, el modelo regulatorio que ha terminado imponiéndose -al menos en un primer momento- en el mercado aerocomercial argentino parece basarse en la noción de que dicho mercado es del tipo desafiable no sostenible, y por lo tanto es aceptable la aplicación de normas para proteger a un virtual monopolio que aproveche así las potenciales economías de escala, alcance y densidad. Si bien no hay pruebas rigurosas de que en esta actividad haya límites técnico-económicos a la competencia (y menos todavía de que el monopolio constituya la solución productivamente óptima), lo cierto es que después de la privatización de Aerolíneas Argentinas el grado de competencia en el mercado aéreo argentino ha sido más bajo que antes. Pero a ello, más que la teoría de la regulación, han concurrido dos factores: a) la necesidad del gobierno de vender la compañía a un precio alto (y por ello la supervivencia de algunos de los privilegios que tenía la empresa estatal); b) el proceso de reestructuraciones y fusiones empresarias que se produjo en el mercado, el cual derivó en la aparición de una empresa dominante única (que controla a la vez a Aerolíneas Argentinas y a Austral).

La coexistencia de una misma empresa en segmentos monopólicos y competitivos de un mismo mercado ha llevado

probablemente a la aparición en el transporte aéreo argentino de un fenómeno que suele producirse en estas circunstancias cuando la regulación es débil: el surgimiento de subsidios cruzados desde los servicios de cabotaje (monopólicos) a favor de los internacionales (competitivos). Este fenómeno parece ser relativamente añejo para el caso argentino, pero su intensidad ha aumentado sin duda en los últimos años, por lo menos desde que comenzó el proceso de privatización de AA. Ante este fenómeno la alternativa regulatoria del gobierno ha sido relativamente ecléctica, aunque las normas tarifarias aparecidas en 1991 con posterioridad a la sanción de la ley de convertibilidad de la moneda parecen dirigirse hacia una línea regulatoria que busca impedir la explotación de los mercados cautivos en beneficio de los competitivos, ya que -respecto de las tarifas de cabotaje- fue suprimida la posibilidad de cobrar tarifas por encima de las aprobadas oficialmente. El hecho de que virtualmente sólo exista un grupo económico que maneja la aeronavegación de cabotaje argentina y de que los precios de partida se hallaran muy por encima de su nivel histórico ha hecho sin embargo que esta medida tuviera escasa significación como norma regulatoria, lo que ha motivado asimismo que el gobierno empezara también a utilizar -al menos como "escaramuza" en los ya dilatados procesos de negociación con el consorcio adquirente de Aerolíneas Argentinas- amenazas de desregulación del mercado interno (vgr, autorización de vuelos "charters" en las rutas regulares), que obviamente no son compatibles con la idea de que la estructura industrial óptima para el mismo es la de un monopolio regulado.

5.- La gestión de AA en manos privadas

A pesar de que para fines de 1991 Aerolíneas Argentinas cumplió ya su primer año de operación en manos privadas, el tiempo transcurrido a esa fecha resulta aún escaso como para emitir juicios concluyentes respecto de la eficiencia de la gestión de dicha empresa en su actual etapa. Esto es así en virtud de que, con la información disponible acerca de la nueva gestión de AA, no resulta posible todavía tener una perspectiva medianamente amplia como para hacer una comparación justa con los indicadores del servicio que se manejaban en la anterior etapa de administración estatal de la firma.

Si comparamos a Aerolíneas Argentinas con otras empresas públicas privatizadas o en proceso de privatización (vgr, ENTEL), la situación operativa en la cual la compañía fue entregada a manos privadas resulta considerablemente mejor para el caso de la aerolínea de bandera que para la mayoría de los otros casos. Esto es así porque -si bien AA parecía estar algo sobreexpandida y contaba sin duda con una serie de rutas poco rentables desde el punto de vista privado- la situación de funcionamiento de la firma estaba relativamente ordenada, y dentro de la cultura de la organización existía toda una tradición de respeto casi "sagrado" por las normas de calidad y seguridad en el servicio (en ese aspecto, el prestigio de AA como una de las aerolíneas más seguras del mundo resultó

siempre un motivo de orgullo que se extendía aun fuera de la empresa).

Entre las principales modificaciones operativas que se produjeron desde la privatización de AA, dos resultan especialmente importantes por su posible impacto en los niveles de eficiencia productiva de la firma: la supresión de oficinas y agencias de AA en el exterior (aprovechándose para ello ciertas economías de integración con las oficinas de Iberia), y la eliminación y reducción de las frecuencias y de las escalas de los vuelos en las rutas de cabotaje menos rentables. En este último aspecto (ver Cuadro 6), puede observarse que entre diciembre de 1990 y diciembre de 1991 el número de vuelos semanales de la empresa (excluyendo vuelos directos a Córdoba y a la costa atlántica argentina) pasó de 223 a 201 vuelos (i.e. se redujo en un 10%), resultando relativamente más castigadas las zonas norte, sur y sudoeste del país, que son las que concentran una menor densidad poblacional. Debe añadirse, por otra parte, que este proceso (así como el de la racionalización del personal y de las relaciones laborales) se hallaba a fines de 1991 recién en sus comienzos.

Las propias características de la administración que había tenido Aerolíneas Argentinas durante su etapa estatal y algunos datos aislados que se tienen sobre su funcionamiento en la etapa privada hacen también factible suponer que como consecuencia del cambio de propiedad de la firma haya aparecido un fenómeno adicional, que podría definirse como un "trade-off" entre eficiencia cuantitativa en el uso de los recursos (i.e. productividad) y calidad del servicio. En efecto, el aumento en los coeficientes de ocupación de las aeronaves y la reprogramación más exigente de los cronogramas de vuelo podría -en el caso de una aerolínea como la argentina- tener el efecto de resentir ciertos aspectos de "confort" de los pasajeros, llegando inclusive a ser causa de disminución en los indicadores de seguridad en los vuelos. Esta hipótesis, por supuesto, no resulta aún factible de ser probada con los datos que se poseen hasta el momento, y requerirá sin duda del transcurso de varios años para que el volumen de la información disponible permita hacer una comparación equilibrada (y no influida por circunstancias propias del azar) entre los indicadores operativos de la empresa antes y después de su privatización.

6.- Valuación y rentabilidad futura de la empresa

El tema de la determinación del valor de una empresa a privatizar suele ser un tópico considerablemente dificultoso, debido a la existencia de numerosas incógnitas en los parámetros económicos relevantes a utilizar para realizar dicha determinación. Aceptado que el valor de un cierto activo surge del descuento de la corriente futura de fondos que el mismo es susceptible de generar, dos problemas básicos se presentan siempre: el cálculo de la mencionada corriente de fondos (con toda la incertidumbre que surge al examinar un mercado internacionalmente muy competitivo como lo es el aerocomercial) y la elección de una tasa adecuada de descuento de los mismos. Para el caso de la valuación de una empresa

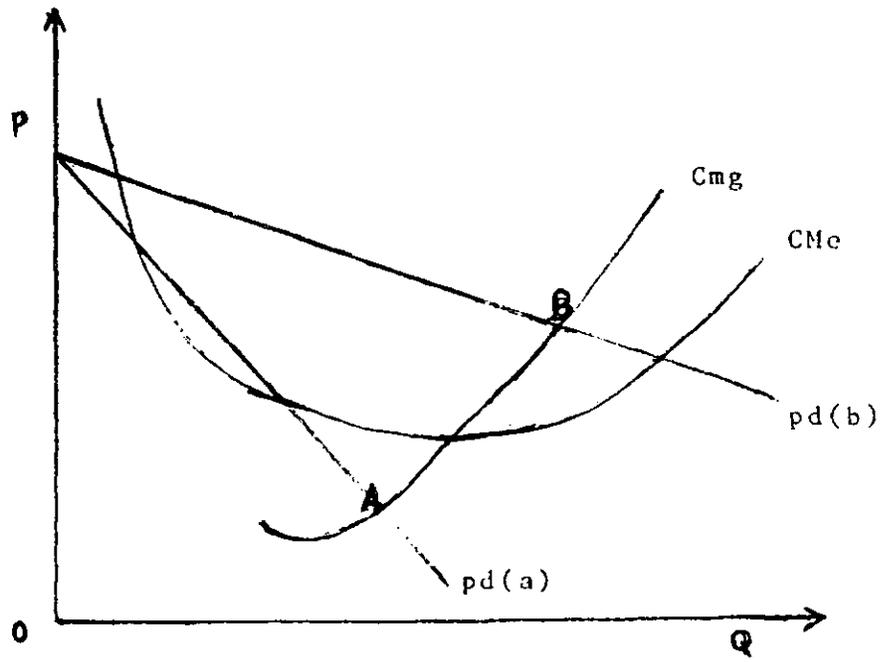
como Aerolíneas Argentinas, surge adicionalmente un tercer problema, que es el de la estructura de financiamiento que presumiblemente va a tener la firma en el futuro, ya que las diferentes alternativas posibles de combinación de financiación propia y ajena implican la consideración de mayores o menores cargos por intereses, impuestos y dividendos preferidos y la existencia de riesgos distintos de insolvencia.

A los efectos de efectuar una primera aproximación al problema de la valuación de AA, los datos que utilizaremos en el presente apartado se basarán en una cierta estimación -que a la luz de los acontecimientos posteriores en el mercado aéreo internacional puede considerarse como optimista- del flujo futuro de fondos de la empresa, la cual surge de proyectar los resultados netos de la empresa y ajustar dicha cifra teniendo en cuenta el efecto de las inversiones y de los pagos de deudas financieras y dividendos preferidos, así como también el de los resultados negativos que no representan efectivas salidas de fondos (costos fijos no erogables). En base a ello (Cuadro 7) surge una cierta cifra de "fondos netos", que representan los flujos de los que pueden disponer en cada período los accionistas ordinarios de la empresa.

En base a la estimación en cuestión, el valor actual del capital ordinario de la empresa surge de descontar el flujo de fondos netos a la tasa de interés que los accionistas consideren relevante, de acuerdo al riesgo económico y financiero que los mismos se hallen asumiendo. Si a este valor actual se le suma el valor de las acciones preferidas de la empresa (calculado a través de la actualización de la corriente de dividendos preferidos esperados) puede llegarse a una estimación del valor del patrimonio neto de la firma, el cual -sumado al valor actual de la corriente de intereses y pagos de deudas financieras, que nos determinan el valor del pasivo- conduce finalmente a una estimación del valor total de la empresa (VAN del activo). Todos estos cálculos -basados en un horizonte de planeamiento de 20 años, durante el cual se supone un cierto crecimiento de la empresa hasta 1997 y el mantenimiento de un estado estacionario de allí en más- aparecen en el cuadro 8 adjunto, y han sido realizados para cinco alternativas de tasas de descuento posibles, que van desde el 10% al 30% anual real (en rigor, dichos descuentos podrían también combinarse entre sí en una única valuación, suponiendo -por ejemplo- que los accionistas ordinarios, los preferidos y los acreedores descuentan los flujos futuros empleando tasas de interés distintas). El valor obtenido para el total del activo empresarial oscila entre los 1.380 y los 3.940 millones de U\$S (según cuáles sean las tasas utilizadas), valor éste que es en todos los casos considerablemente más alto que el resultante de la oferta ganadora de la licitación por la venta de la empresa (el cual no llegaba a los U\$S 700 millones ni aun en su propuesta original).

Si comparamos este último valor con el flujo de fondos resultante de nuestra proyección, resulta posible estimar una cierta tasa interna de retorno ex ante de la empresa, que se ubica en el 53,55% anual. Si tenemos en cuenta que de esos U\$S 700 millones por lo menos la mitad vienen de fuentes de financiamiento externas (pasivo y acciones preferidas), el

efecto "leverage" lleva la rentabilidad del capital ordinario a una cifra cercana al 69,47% anual.



CUADRO 1.- AEROLINEAS ARGENTINAS: INDICADORES FISICOS (1987-89)

Concepto	1987	1988	1989	Promedio
Kilómetros de vuelo (miles)	62,437	58,915	59,503	60,285
Cantidad de viajes	67,488	62,427	60,500	63,472
Horas de vuelo	102,165	96,240	96,374	98,260
Pasajeros transportados	3,818,163	3,704,298	3,555,232	3,692,564
ASK disponibles (millones)	12,021	12,030	12,893	12,315
Pasajeros-kg transp (millones)	7,348	7,730	8,254	7,777
Número de aviones	31	30	31	30.67
Número de asientos	5,968	6,126	6,717	6,270
Número de agentes	10,323	10,385	10,480	10,396
Factor utilización ASK	61.12%	64.26%	64.02%	63.16%
Prod trabajo (ASK/agente)	1,164,492	1,158,404	1,230,215	1,184,550

Fuente: IATA.

CUADRO 2.- AEROLINEAS ARGENTINAS: DATOS COMPARATIVOS (1986)

Concepto	ASK disp.	Fact util.	ASK/agte.
Aerolíneas Argentinas	11,420	62.26%	1,106
Aeroméxico	12,542	61.92%	1,073
Avianca	5,289	63.04%	1,022
Varig	16,879	71.33%	806
Eastern Airlines	93,277	60.19%	2,218
Pan American	67,345	53.05%	3,096
Iberia	27,344	67.05%	1,072
Austral	1,812	56.65%	1,208

Fuente: IATA.

CUADRO 3.- AEROLINEAS ARGENTINAS: EVOLUCION DE LOS PRECIOS MEDIOS POR REGION 1986-90 (en dólares por ASK)

Concepto	Dic 86	Dic 87	Dic 88	Dic 89	Jun 90	Set 90	Oct 90
Europa/Oceania	7.69	8.77	8.58	8.18	8.85	8.87	9.42
América del Norte	8.06	8.40	7.87	7.88	8.16	7.12	9.09
Sudamérica	9.96	10.33	10.24	10.34	10.30	9.70	11.23
Cabotaje	6.70	6.25	6.40	6.14	8.90	8.74	13.47
Promedio Global	7.64	7.94	7.83	7.74	8.76	8.70	10.22

Fuente: Secretaría de Transporte

CUADRO 4.- AEROLINEAS ARGENTINAS: TARIFAS DE CABOTAJE (1990-91)

Mes y año / Ruta	BsAires/Córdoba		BsAires/MdPlata	
	en Aust.	en U\$S	en Aust.	en U\$S
Enero 1990	88,200	51.43	54,900	32.01
Abril 1990	465,800	93.93	295,400	59.57
Julio 1990	531,100	99.57	336,800	63.14
Octubre 1990	785,000	140.33	498,000	89.02
Enero 1991	856,000	129.62	543,000	82.22
Abril 1991	1,287,000	131.43	817,000	83.44
Julio 1991	1,210,000	121.63	773,000	77.70
Octubre 1991	1,210,000	122.05	773,000	77.97
Diciembre 1991	1,210,000	122.07	773,000	77.99

Fuente: Secretaría de Transporte

CUADRO 5.- AEROLINEAS ARGENTINAS: INDICADORES ECONOMICOS (1981-89) -en millones de U\$S-

Concepto	1981	1983	1985	1987	1989
Ingresos operativos	470.5	389.9	546.5	660.3	685.9
Costos operativos	474.2	546.4	596.7	640.2	655.5
Resultado operativo	(3.7)	(156.5)	(50.2)	20.1	30.4
Resultado no operativo	4.1	(97.6)	43.1	(6.3)	(5.8)
Resultado neto	0.4	(254.1)	(7.1)	13.8	24.6
Activo corriente	174.4	207.2	216.0	308.4	276.3
Activo no corriente	704.6	674.5	627.8	613.1	518.8
Pasivo corriente	514.4	306.2	467.9	681.4	372.7
Pasivo no corriente	284.7	749.8	638.1	487.9	718.5
Patrimonio neto	79.9	(174.3)	(262.2)	(247.8)	(296.1)
Margen ut. operativa	-0.79%	-40.14%	-9.19%	3.04%	4.43%
Endeudamiento (Pasivo/Activo)	0.9091	1.1977	1.3107	1.2689	1.3725
Liquidez general (AC/PC)	0.3390	0.6767	0.4616	0.4526	0.7412

Fuente: SIGEP.

CUADRO 6.- AEROLINEAS ARGENTINAS: FRECUENCIAS VUELOS DE CABOTAJE (1990-91).-

Concepto	Diciembre 1990		Diciembre 1991	
	Vuelos	Escalas	Vuelos	Escalas
Zona Norte	33	11	27	6
Zona Sur	52	16	46	14
Zona Sudoeste	35	4	29	6
Zona Noroeste	42	7	40	8
Zona Litoral	61	7	59	5
Total	223	45	201	39

Fuente: Secretaría de Transporte

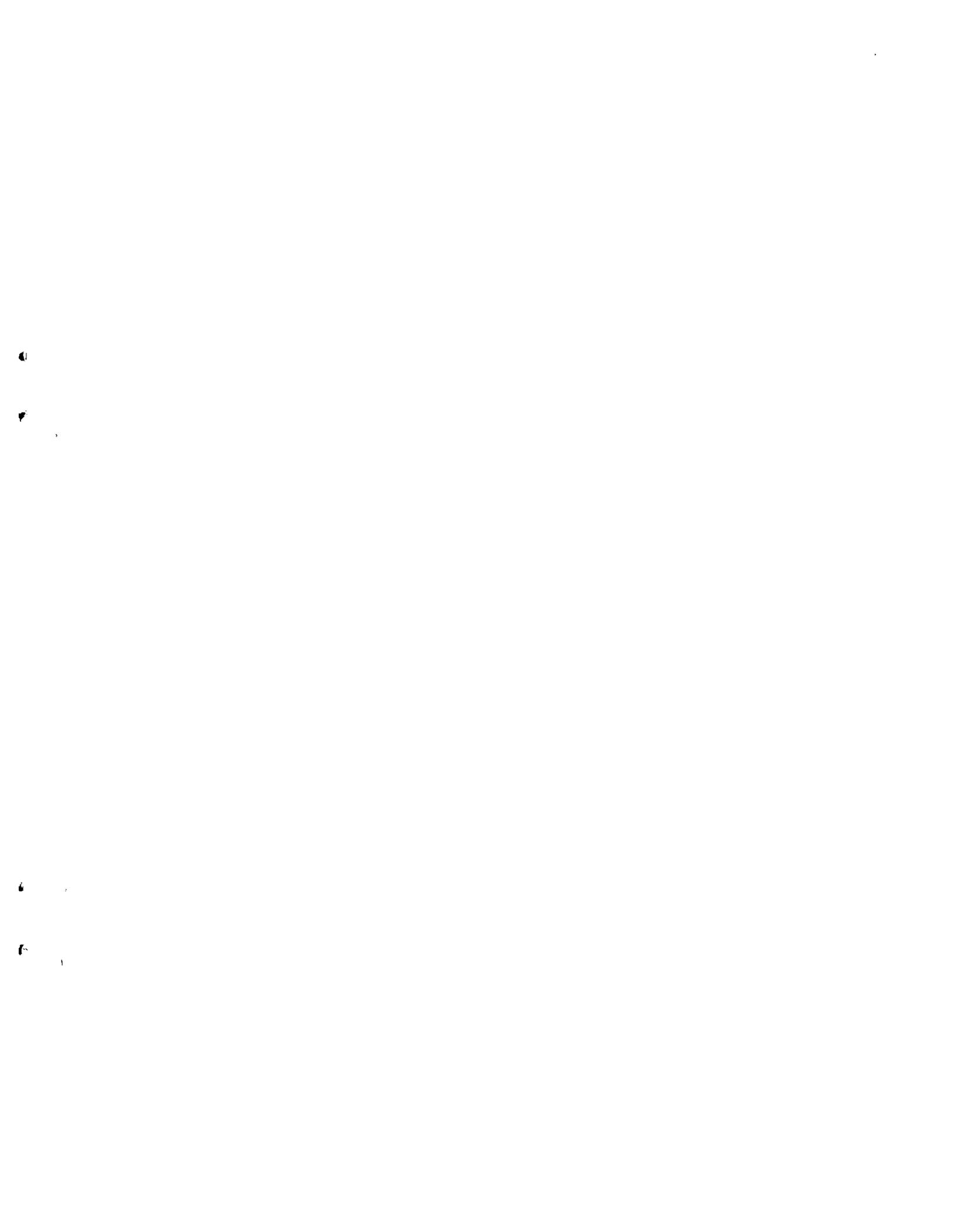
CUADRO 7.- AEROLINEAS ARGENTINAS: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO (1991-96) -en millones de U\$S-

Concepto	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997-2010
Ingresos operativos	749.42	823.83	893.88	984.32	1,063.13	1,095.31	1,095.31
Costos variables	341.71	359.02	373.11	387.72	407.69	422.98	422.98
Costos fijos erogables	292.16	311.61	326.43	367.32	414.07	441.22	441.22
Costos fijos no erogables	80.18	89.11	107.73	120.99	122.16	123.49	123.49
Gastos financieros	51.99	52.48	68.06	89.58	86.49	81.10	81.10
Impuesto a las ganancias	11.12	11.12	3.71	3.74	6.55	5.30	5.30
Resultado neto	(27.74)	0.50	14.84	14.97	26.19	21.22	21.22
Más Costos fijos erogables	292.16	311.61	326.43	367.32	414.07	441.22	441.22
Fondos operativos	264.42	312.11	341.27	382.29	440.26	462.44	462.44
Pagos deudas financieras	28.52	32.80	38.32	53.49	59.67	91.55	59.67
Pagos inversiones en equipo	9.73	35.19	28.51	19.60	17.50	20.00	20.00
Pagos dividendos preferidos	0.00	30.00	30.00	29.51	28.38	57.46	28.38
Fondos netos	226.17	214.13	244.44	279.69	334.71	293.43	354.39

Fuente: First Boston Asset Trading

CUADRO 8.- AEROLINEAS ARGENTINAS: ANALISIS FINANCIERO -en millones de u\$s-

Concepto/Tasa descuento	10%	15%	20%	25%	30%
VAN Activo	3,934.82	2,799.94	2,111.18	1,665.33	1,360.49
VAN Pasivo	1,094.87	781.92	590.77	466.31	380.77
VAN Patrimonio neto	2,839.95	2,018.03	1,520.40	1,199.02	979.72
VAN Capital preferido	235.58	168.48	126.90	99.46	80.39
VAN Capital ordinario	2,604.38	1,849.55	1,393.50	1,099.55	899.33
TIR Activo (U\$S 700 millones)	53.55%				
TIR P.Netto (U\$S 350 millones)	69.47%				



1
2
3

4
5
6