

1. INTRODUCCIÓN

Los tópicos relacionados con los precios del gas natural antes y después de la privatización son variados e involucran cuestiones referidas tanto al nivel como a la estructura de los mismos. Dadas las condiciones de competencia imperfecta - y la existencia de regulaciones efectivas-, en particular en cuanto a las actividades de distribución, la referencia al nivel de los precios del gas y su evolución son sin duda un ingrediente esencial de la evaluación del desempeño del sector, mientras que las estructuras de precios resultantes interesan como indicadores del grado de discriminación de precios y/o de las presiones competitivas (relativas) que pueden observarse en algunos segmentos del mercado.

Qué niveles y estructuras de precios se observan luego de una privatización son preguntas de sumo interés tanto por razones empíricas como analíticas. Una pregunta importante se refiere a cuán homogénea es la evolución de los precios, es decir si se observan menores precios para el conjunto de usuarios, o sí, por el contrario, existen diferencias según distintos segmentos de mercado. La evidencia presentada en este trabajo confirma, con alguna precisión, que los patrones de precios luego de la privatización -al menos en una primera etapa- favorecen ampliamente a los grandes usuarios industriales en relación los usuarios residenciales y comerciales. En las palabras de Yarrow (1993) "...el patrón general es uno donde los consumidores residenciales no la pasan particularmente bien en las etapas tempranas de la privatización (cuando los precios están más sujetos a influencias políticas) pero donde sus intereses son mejor provistos en el largo plazo".

Desde un punto de vista analítico se pueden enfatizar distintas hipótesis alternativas que expliquen este comportamiento: argumentos convencionales de discriminación de precios, la influencia de presiones competitivas -explicadas por razones tecnológicas y de barreras a la entrada- en segmentos que se desregulan rápidamente, el rol de presiones sectoriales relativas, etc. Estos argumentos pueden integrarse parcialmente¹; sin embargo la adhesión a uno u otro responde no sólo a lecturas distintas de la evidencia sino a posibles posiciones en el debate sobre la performance sectorial.

Este artículo no intenta dar una respuesta acabada al tema de la economía de los precios del gas natural después de una privatización y su relación con el marco regulatorio adoptado. Más bien la motivación inicial consistió en indagar empíricamente qué niveles y estructuras de precios del gas natural "emergen" luego de una privatización. Para ello se revisó la experiencia británica examinada por Yarrow (1993) y se escogieron algunas observaciones importantes. Luego se realizaron mediciones similares para el caso argentino con el objeto de comparar aquellos aspectos del desempeño relativo que resultaron más llamativos. Por último se elaboró un esquema analítico simple que ayudara a proveer una "gramática mínima" con la cual leer o interpretar los resultados, si bien el modelo propuesto posiblemente no englobe todas las observaciones, ni viceversa.

¹ Véase Navajas (1992).

2. PRECIOS Y MÁRGENES EN EL CASO BRITÁNICO

Basándose en una muestra para los años 1980-1992, G.Yarrow (1993) ha medido, en el caso del Reino Unido, la evolución de los márgenes o precios "netos" del gas natural para las distintas categorías de usuarios. Por precios "netos" se entiende y computa la diferencia entre el precio que paga el cliente y el costo del gas natural para la empresa. Como en el caso estudiado la empresa tiene integradas las actividades de transporte y distribución, el costo del gas se refiere al de cabecera de gasoducto. Es decir, el precio neto equivale a un margen "bruto" que incluye tanto costos de transporte como de almacenamiento y distribución. Según el autor, esos precios netos son mejores indicadores que los niveles de precios absolutos, sobre los que efectuar apreciaciones acerca de la performance del sector.²

A los efectos del presente trabajo, se destacan seis observaciones del estudio citado, que califican el comportamiento de los precios del gas natural luego de la privatización.³

Observación 1: La fluctuación de precios netos del gas se reduce marcadamente después de la privatización.

Observación 2: Se observa una caída de precios reales (brutos y netos) en todos los segmentos de mercado.

Observación 3: Los márgenes (o precios netos) son, a lo sumo, 1.5 veces el costo del gas.

Observación 4: El margen relativo industrial/residencial cae fuertemente. Su valor al final del período estudiado (1992) es de alrededor del 12%.

Observación 5: Se observa una menor caída, o estabilidad, del margen relativo comercial/residencial. Su valor al final del período es de alrededor de 63%.

Observación 6: Hay una fuerte diferenciación entre los márgenes de los segmentos "firme" e "interrumpible" del sector industrial, con cierta tendencia a corregirse parcialmente. El margen o precio neto del segmento interrumpible es nulo o incluso negativo.⁴

² Yarrow indica que existen problemas con las comparaciones de precios relativos brutos, dada la dependencia de los mismos al nivel del costo del gas. En el modelo desarrollado en el Apéndice 1 de este documento, ésto se aprecia en el resultado 3(ii). Sin embargo, el resultado 4(ii) del mismo modelo indica que también el cociente de los precios netos -si provienen de un equilibrio como el descrito en ese modelo- puede depender del costo del gas.

³ Debe aclararse que estas observaciones surgen de la lectura propia del citado estudio, si bien casi todas se hallan explícitamente incluidas en uno u otra parte del mismo. Algunas de estas observaciones se basan en los gráficos provistos por el autor. Los datos cuantitativos no se reportan en dicho estudio, si bien la sección 6 del trabajo explica detalladamente las fuentes y métodos de cálculo empleados.

Yarrow sostiene que estos resultados indican en parte la presencia de presiones competitivas en segmentos de mercado (relativamente) desregulados y, en parte, cierto comportamiento monopólico de la empresa en otros segmentos. En la próxima sección se realizan mediciones similares para el caso argentino.

3. PRECIOS Y MÁRGENES EN EL CASO ARGENTINO

Un cálculo de márgenes o precios "netos" para el caso argentino entre 1980 y 1994, que pueda compararse con el caso anterior, se realiza en el Cuadro del Apéndice 2, al pie del cual se explica con algún detalle las definiciones de las series que se pudo y decidió utilizar. Los Gráficos 1 a 5 muestran la evolución de los márgenes o precios netos, y de los ratios entre los mismos

Dichos gráficos muestran que en el caso argentino se verifican sólo las observaciones 1 y 4 apuntadas para el caso británico. Por un lado, la privatización deja atrás violentas fluctuaciones de tarifas reales (si bien gran parte de este efecto obedece a la estabilización de la economía y a su asociación con una menor variabilidad de precios relativos). Por otro lado, el rasgo central que indica un fuerte cambio en favor de los clientes industriales también se traslada al caso argentino. La medición del cuadro A.1. indica que el cociente de márgenes o precios netos se ubica en el entorno del 26%, es decir baja si bien no tanto como el caso británico.

Donde el caso argentino no conforma lo observado para el Reino Unido es en lo que hace al margen del sector comercial. Este ha subido después de la privatización, en términos absolutos y relativos a los otros sectores. El cociente de márgenes comercial/residencial se ubica en 1994 en el entorno del 89%. Dado, en particular, el comportamiento del sector comercial, no se pueden trasladar al caso argentino las observaciones 2 y 5 de la sección anterior.

En el caso argentino la privatización se vio precedida de un fuerte ajuste de precios en el segmento residencial, que dejó el margen o precio neto real de este segmento en el entorno de su valor medio de los "extremos" observados en el período. Por su parte, el margen o precio neto industrial descendió abruptamente del elevado valor de fines de los ochenta (Gráfico 2). En cambio, en el sector comercial se elevó el margen o precio neto al año siguiente de la privatización (Gráfico 3). El resultado es una divergencia en el movimiento de los márgenes industrial/residencial y comercial/residencial (Gráficos 4 y 5).

⁴ *La corrección se realiza aparentemente por la vía de una disminución en el margen del segmento "firme".*

GRAFICO N° 1

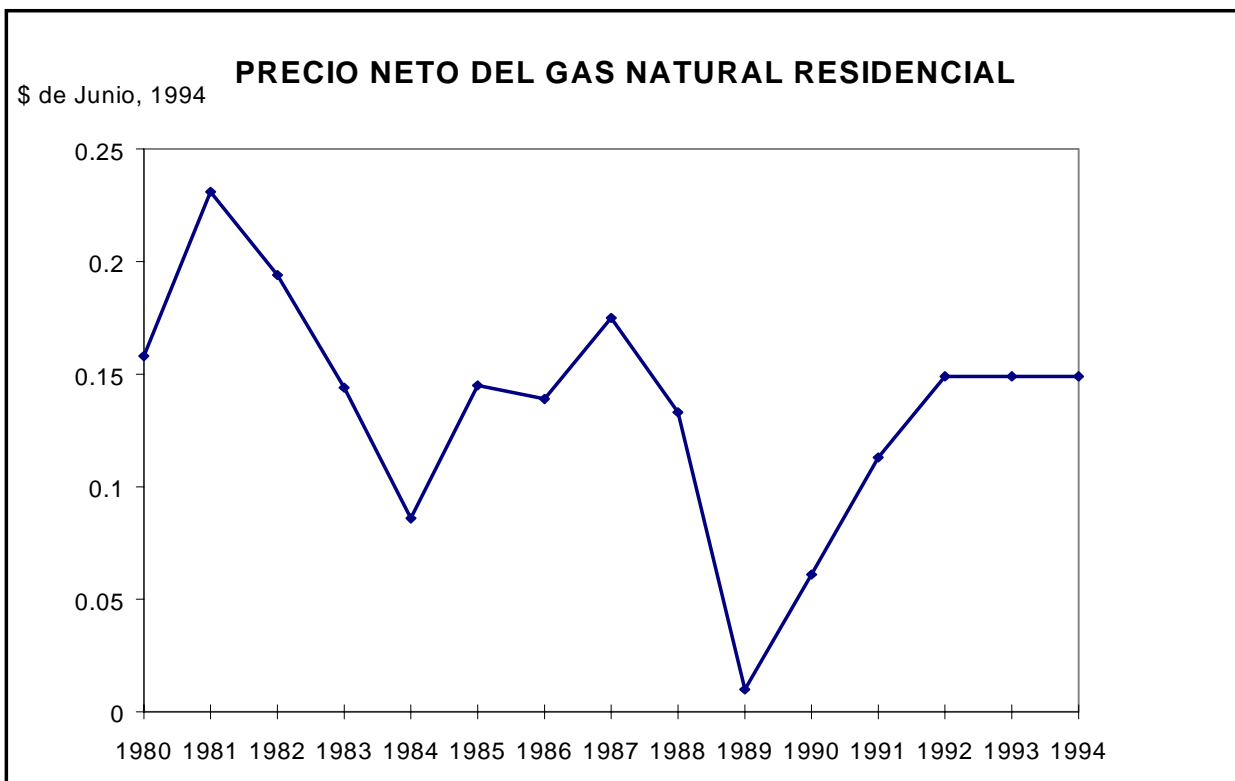


GRAFICO N° 2

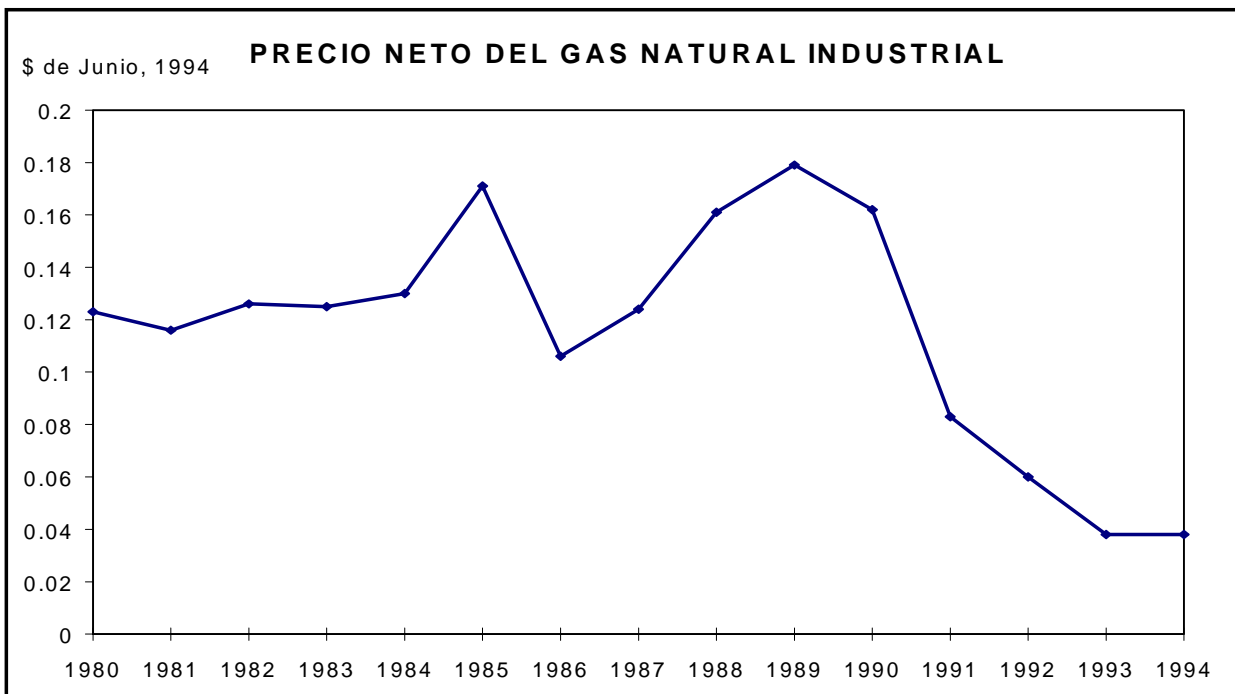


GRAFICO N° 3

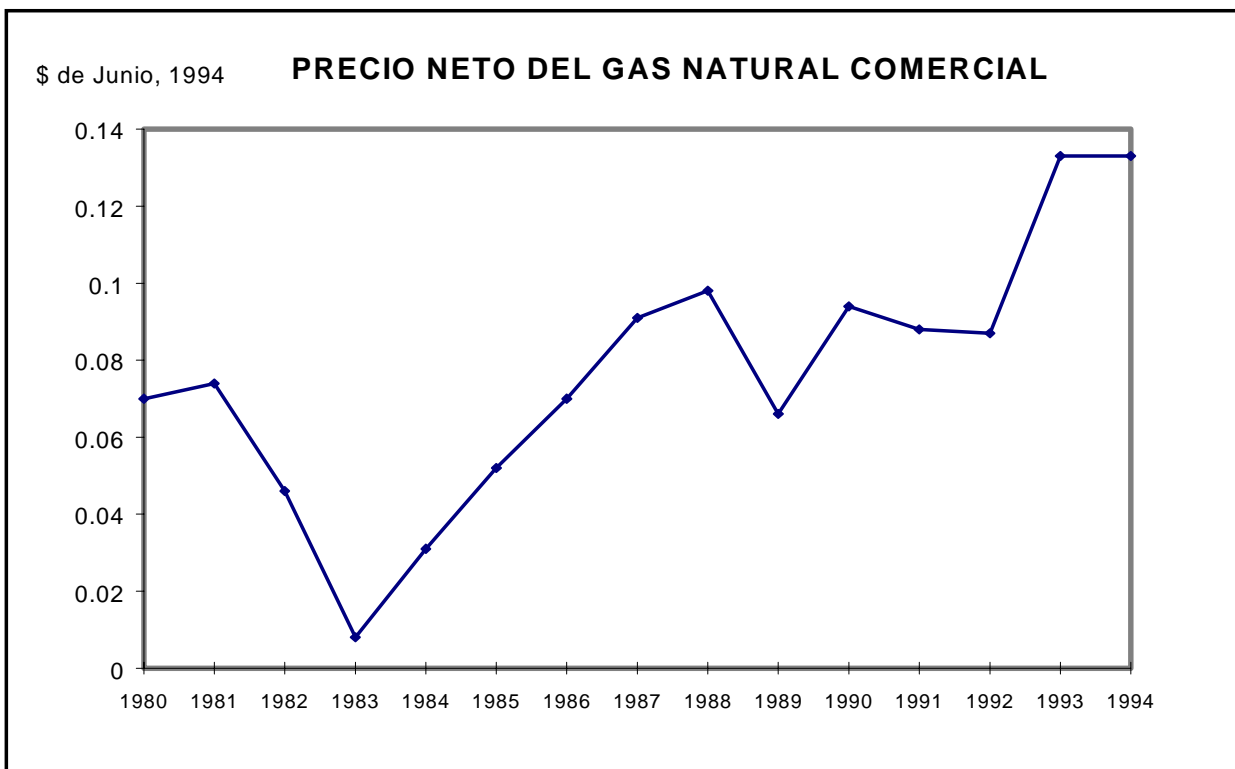


GRAFICO N° 4

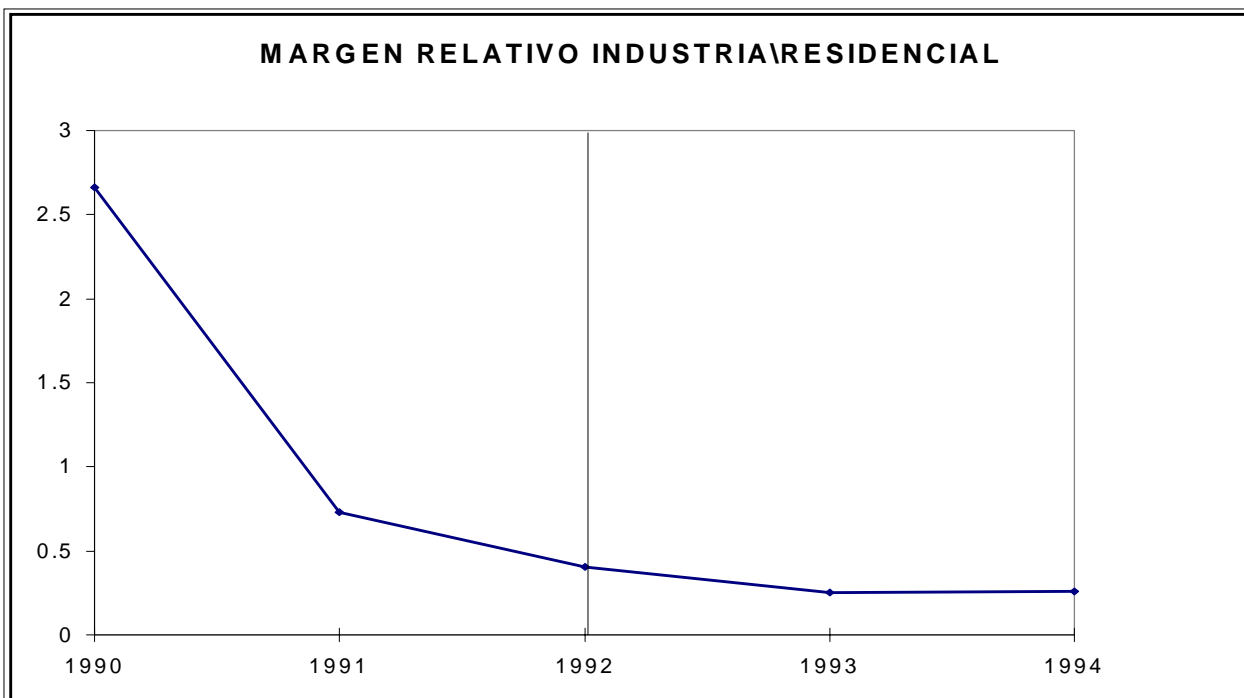
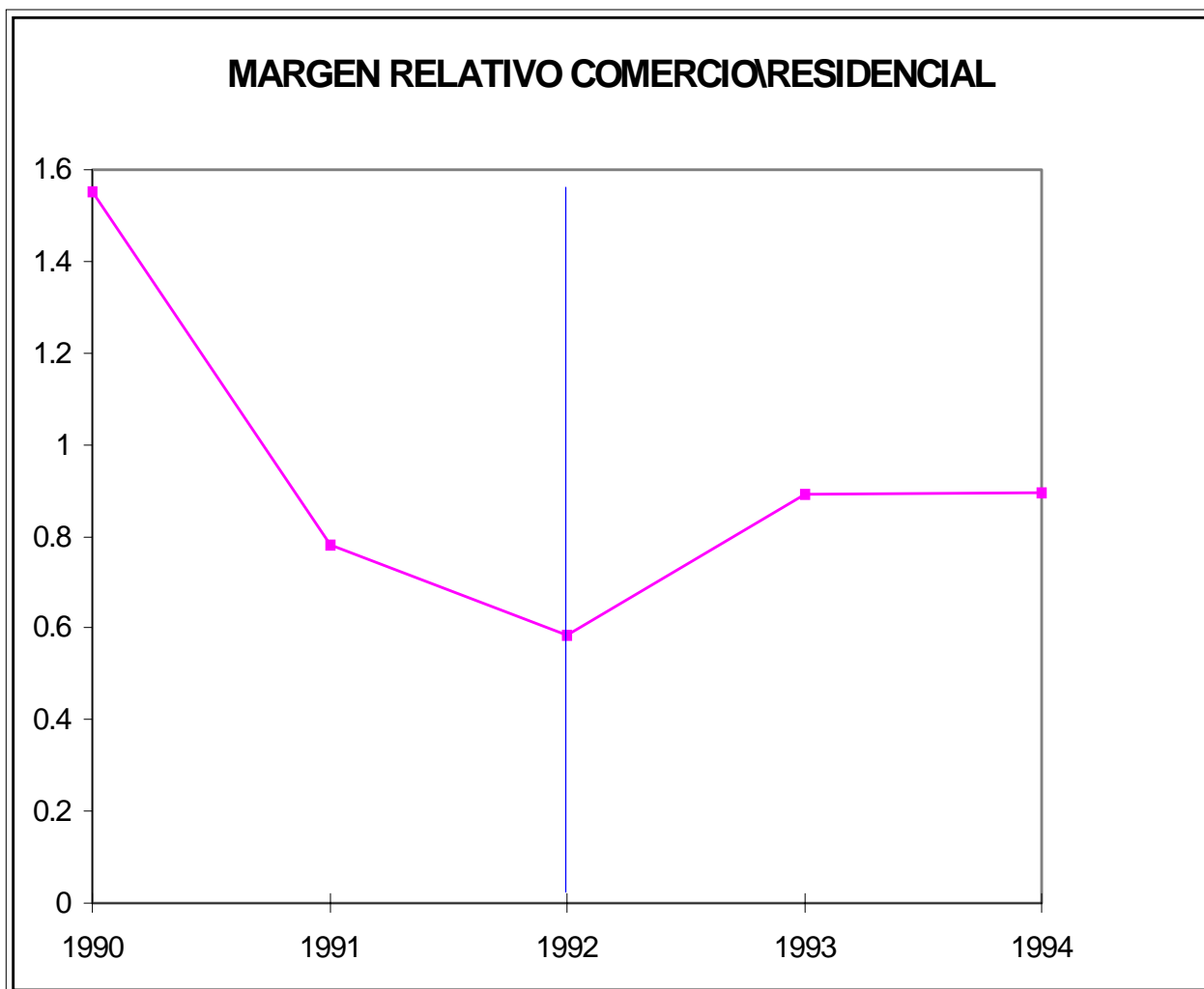


GRAFICO N° 5



En cuanto a la Observación 3, que se refiere a la magnitud de los márgenes o precios netos, se ha confeccionado el Cuadro 1, que incluye información de los Estados Unidos, en donde el sector no ha transitado de la empresa pública a la privada como en Gran Bretaña y Argentina. Ello ayuda a precisar con mayor detalle la situación relativa del caso argentino, ya que el estudio de referencia del caso británico no permite una comparación de niveles tarifarios. Así se compara en parte la información de Argentina para 1994, con la estadounidense para 1993, agregándose la información británica para 1987 que es el año posterior a la privatización de British Gas.⁵

CUADRO 1

⁵ Los datos de márgenes o precios netos de los gráficos de Yarrow (1987) se expresan en valores de 1987, por lo que la referencia a ese año resulta más segura. Las conclusiones principales que se derivan del Cuadro 1 no se alteran si se hubiera elegido otro año (con los calculos propios consiguientes del cambio de base).

COMPARACION DE PRECIOS Y MARGENES DEL GAS NATURAL			
	ARGENTINA (1994)	R.UNIDO (1987)	EEUU (1993)
<u>Precios¹</u>			
Residencial.	227	nd	.217
Comercial.	177	nd.	186
Industrial	.082	nd.	111
<u>Precios Netos (m)²</u>			
Residencial	. 149 .192 ⁴	nd.	.148
Comercial	. 133	nd.	.116
Industrial	. 039	nd.	.042
<u>Márgenes Porcentuales (t)³</u>			
Residencial	342% 421% ⁴	144%	. 215%
Comercial	291%	100%	169%
Industrial	89%	78%	61%
<u>Márgenes Relativos (m_j/m_k)⁵</u>			
Indust/Resid	.20 .26 ⁴	.12	.28
Comerc/Resid.	.69 .89 ⁴	.63	.78
<u>Costo del Gas⁶</u>			
	.043	nd	.069

Notas: 1) Para la Argentina se miden pesos de junio de 1994, incluyendo IVA; para EEUU se trata de un precio promedio nacional en dólares ; 2) Son los precios netos (del costo en cabecera de gasoducto) según la interpretación dada en el texto, las unidades son las recién comentadas; 3) Son márgenes porcentuales (p-c)/c, es decir en relación al costo en cabecera de gasoducto; 4) Valores calculados sin y con IVA, respectivamente; 5) Para el caso argentino, se toma el margen residencial con y sin IVA, respectivamente. Para el caso británico se deduce de las Figuras 2, 4 y 6 de Yarrow(1993) correspondiente al año siguiente a la privatización de British Gas. El margen industrial corresponde a un promedio entre el servicio interrumpible (que tiene un margen negativo) y el firme (con un margen del 29%); 6) Para la Argentina se toma el valor correspondiente a la cuenca neuquina, para EEUU el "Lower 48 Wellhead" reportado en CERA y AA(1994).

Fuente: Elaboración propia sobre datos de FIEL/ECOENERGIA, Yarrow(1993) y CERA y AA(1994). Los valores para Argentina se toman del Cuadro del Apéndice 2.

La evidencia del Cuadro 1 indica que la Argentina registra márgenes o precios netos porcentuales del gas natural sustancialmente más elevados que los observados en el Reino Unido y los Estados Unidos. En relación a la observación 3 del caso británico, en la Argentina se observan márgenes que son hasta cuatro veces el costo del gas.

Las diferencias se aprecian en los segmentos residencial y comercial, mientras que en la industria existe cierta convergencia. Cuando se comparan los precios brutos de la Argentina y Estados Unidos, se observa que los mismos son similares. Por lo tanto, la explicación de los distintos márgenes obedece a distintos valores del costo del gas natural para la "firma" distribuidora. El ajuste teniendo en cuenta los costos de transporte no modifica las conclusiones⁶; tampoco la presencia de mayores impuestos (IVA al 18%) es responsable de los resultados.

4. COMENTARIOS FINALES Y EXTENSIONES

Una enseñanza visible del Cuadro 1, es que las comparaciones de precios brutos del gas natural al nivel del consumidor no dan cuenta precisa del desempeño del sector. Tampoco los márgenes o precios netos, tanto absolutos como relativos parecen ser indicadores "suficientes". La referencia al nivel del costo del gas se hace visible cuando se miden márgenes porcentuales. El caso argentino describe precios brutos similares al de Estados Unidos, márgenes o precios netos distintos sólo para el segmento residencial, y márgenes relativos que parecen converger a los valores observados en otros países. La diferencia se percibe cuando se mide el costo del gas y se observan los márgenes porcentuales.

El modelo desarrollado en el apéndice ayuda a precisar los factores que provocan cambios "de equilibrio" en los precios y márgenes del gas natural. Dada la simpleza del modelo ellos se reducen al costo del gas, los precios "de reserva" del regulador y la industria, y la restricción de beneficios de la firma.

La evidencia examinada es compatible con un diagnóstico en donde la presión negociadora de la industria, legitimada por su capacidad de sustitución del gas natural, se ha hecho sentir bastante en la Argentina. En cambio, la respectiva posición del ente regulador, en defensa de los consumidores cautivos de la red de distribución, aparece más debilitada en relación con lo observado en los otros países. Esto es cierto no sólo para los consumidores residenciales sino también los comerciales, en donde se enrola un sector de las pequeñas empresas.

Sin embargo, antes de calificar el rol regulatorio en los segmentos más cautivos, debe tenerse en cuenta- siguiendo el modelo del apéndice- que existen otros factores intervinientes en la determinación de los márgenes: en particular, el efecto de un menor costo del gas natural. Según el resultado 2(ii) del modelo del apéndice, los márgenes (absolutos) de "equilibrio" de todos los segmentos de demanda pueden resultar más elevados si el costo del gas es más bajo, sólo en el caso en que la restricción de beneficios de la firma se satisfaga con "holgura". También, trivialmente, los

⁶ *El costo de transporte para el caso argentino es aproximadamente un 50% del costo del gas en cabecera de gasoducto, es decir .018 pesos por m3.*

márgenes son más elevados en el caso en que la restricción de beneficios de la firma sea efectiva y más "dura", es decir se necesite una mayor tasa de retorno de la actividad. Por último, debe tenerse presente que esta comparación no aísla las posibles diferencias en los costos de distribución. En resumen ¿Es la diferencia en el costo del gas (más una hipotética diferencia en el costo de distribución) suficiente para explicar el mayor margen residencial y comercial, sin atribuir parte del mismo a una regulación más débil o a una mayor restricción de beneficios de la firma?

La respuesta a este interrogante parece ser negativa, dada la magnitud de las diferencias observadas. Por un lado, las divergencias con el caso británico en cuanto al comportamiento del margen comercial indican la presencia de cierta permisividad en el ajuste tarifario. En segundo lugar, las diferencias con el caso estadounidense son evidencia "prima facie" de que el precio de "reserva" que se está dispuesto a aceptar en el segmento residencial, -salvando las diferencias institucionales- es más alto en el caso argentino. De otro modo, una reducción del costo del gas, si bien va acompañada de un aumento en el margen o precio neto, también debería dar lugar a una caída en el precio bruto.

La estática comparativa ilustrada en los resultados del modelo del apéndice, puede resultar útil en un análisis referido a los posibles cambios en los niveles y estructura de los precios y márgenes del gas natural, frente a cambios de variables aquí consideradas paramétricas. En especial, se pueden obtener ciertas predicciones sobre los efectos de cambios en el costo del gas y en las variables - exógenas y de política- detrás de los precios de "reserva". Por otra parte, la endogeneización del costo del gas, a la vez de ser más relevante para el escenario que se avecina, requiere un examen más detallado de la estructura vertical de la industria y de como se negocia su valor cuando hay pocos oferentes y demandantes. Estas evaluaciones parecen ser una razonable extensión del trabajo.

Referencias

CERA & A.A.(1994), Natural Gas Trends. North America. 1994 Edition., Cambridge Energy Research Associates & Arthur Andersen & Co., Cambridge, Mass.

ENARGAS (1995), "Datos Operativos de las Licenciatarías de Gas", Boletín Mensual, Vol.II No.5, Enero.

Kreps D.(1990), Game Theory and Economic Modelling, Oxford: Clarendon Press.

Navajas F. (1992),"Grupos de Presión y Estructuras Tarifarias", Estudios, Año XV, No.63, Julio-Diciembre.

Navajas F. y A.Porto (1990), "La Tarifa en Dos Partes Cuasi-Optima: Eficiencia, Equidad y Financiamiento", El Trimestre Económico, No.228, Octubre.

Yarrow G. (1993), "Regulation and Pricing Performance in the Gas Industry", Studies in Regulation, No.2, Regulatory Policy Institute, Oxford.

APENDICE 1

Precios y Márgenes del Gas Natural en un Modelo Simple

Comentarios previos

Tanto la demanda de gas natural como la de energía eléctrica, poseen elementos comunes referidos a la estructura de los usuarios. Por un lado se hallan numerosos consumidores, residenciales y comerciales, que son "habitantes" naturales de la red de distribución y en cierta medida "rehenes" de un posible monopolio natural. Por otro lado, se encuentra un número mucho más reducido de grandes consumidores industriales que tienen capacidad tecnológica y/o contractual para autogenerar la energía (en el caso de la electricidad), utilizar combustibles alternativos (en el caso del gas natural) y "evitar" a los distribuidores comprando directamente a los productores (en ambos casos). Los grandes consumidores son no sólo un número reducido, lo que les facilita la negociación, sino que también poseen amenazas creíbles que limitan la capacidad del distribuidor de imponerles márgenes elevados.⁷

En el caso del gas natural, la capacidad del segmento de grandes clientes⁸ de "sustituir" el consumo es más fuerte que en el caso de la energía eléctrica. De hecho, el precio del combustible alternativo (fuel-oil) impone un "techo" al precio que esos grandes consumidores están dispuestos a pagar por el gas natural.⁹ Para que esta posibilidad sea efectivamente creíble, esos consumidores deben mostrar que están en condiciones de interrumpir voluntariamente el consumo de gas sustituyéndolo por fuel-oil. Si bien no todos los grandes consumidores industriales pertenecen a la categoría "interrumpible"¹⁰, es ésta la que determina el precio de sustitución del gas natural.

En una situación diametralmente opuesta a la de los grandes consumidores se encuentran los clientes residenciales y, en menor medida, los comerciales. En este caso la demanda es altamente inelástica o "firme", y el consiguiente poder de monopolio se puede llegar a expresar con cierto vigor. Lo que "limita" la capacidad de la firma distribuidora de ejercer ese poder es la existencia

⁷ Según datos del ENARGAS (1995), los consumidores residenciales de gas natural eran, en Octubre de 1994 y a nivel nacional, 4.677.542, los comerciales 183.520, los industriales 21.858 y las usinas eléctricas 49; el resto son entes oficiales, estaciones de GNC y subdistribuidoras. Las proporciones del consumo consumo total, en miles de m³, correspondiente a cada segmento eran, respectivamente, 27,9%, 4,6%, 36,2% y 23,4%, dando una idea de tamaño relativo de los "clientes". Esta estructura de clientes no es homogénea a través de las distintas áreas de distribución.

⁸ A lo largo de este artículo se denominó como "industriales" a los grandes consumidores, para facilitar la comparación internacional. Es decir se incluyó en el mismo grupo a las usinas eléctricas.

⁹ Teniendo en cuenta equivalencias calóricas. Además, existen otras condiciones (eg. limpieza) que definen el producto y que pueden modificar esta comparación.

¹⁰ Para tener una idea de magnitudes relativas, el consumo del segmento interrumpible de grandes usuarios (conformada por las categorías ID e IT de la clasificación actual) era, en 1994, más de dos veces y media superior al consumo del segmento firme de grandes usuarios (FD y FT).

de una regulación que fija de algún modo un "techo" a los precios en estos segmentos. Así, mientras el precio máximo que se está "dispuesto" a pagar en el segmento industrial se determina en gran medida por razones estructurales¹¹, en el caso del segmento residencial surge de la influencia de la actividad regulatoria.

Siguiendo estas consideraciones, el modelo propuesto en esta sección simplifica el mercado del gas natural a la existencia de dos segmentos: uno con demanda infinitamente elástica al valor de sustitución del gas natural -representando a los consumidores industriales- y otro de demanda infinitamente inelástica a un nivel de consumo fijo -representando a los consumidores residenciales y comerciales-.

En cuanto a la determinación "institucional" de los precios del gas natural, debe aclararse que el propósito de este trabajo es explorar los determinantes de los precios antes y después de una privatización, razón por la cual se considera "abierta" una negociación entre las partes intervinientes en el mercado. A pesar de que esta negociación puede no haber existido de modo "formal", no cabe duda de que en la práctica el conjunto de precios emergentes de una privatización es el resultado de un proceso de negociación, implícito o explícito. Lo mismo vale para cualquier revisión mayor (plurianual) de precios. En cambio, la evolución de corto plazo de los precios dentro de un determinado régimen regulatorio, depende de fórmulas de ajuste (tipo $RPI + Y - X$, o equivalentes) que automatizan el ajuste tarifario. No es a este proceso de determinación sino al primero al que se refiere este trabajo.

A ello se agrega una caracterización simplificadora del marco institucional de determinación de los precios del gas natural. Se postula que los precios de "equilibrio" del gas natural en cada uno de estos segmentos surgen de dos procesos de negociación bilateral: por un lado, entre el regulador y la firma distribuidora para determinar el precio residencial; por otro lado, entre los consumidores industriales y la firma distribuidora para determinar el precio industrial. Ambos precios de equilibrio pueden relacionarse entre sí en función de una restricción adicional, que puede expresarse en términos de un nivel de beneficios mínimo o aceptable para la firma distribuidora¹². Es decir no existe independencia entre los precios de equilibrio en uno u otro segmento si bien sí son independientes las fuerzas (estructurales en un caso, regulatorias en el otro) que influyen cada precio.

Como en toda negociación bilateral, cada una de las partes exhibe un valor de "reserva" que se constituye en el valor mínimo que esta dispuesto a recibir: en el caso de los consumidores industriales este es el valor de sustitución del gas natural, en el caso de los consumidores residenciales se trata del precio máximo que el regulador está dispuesto a aceptar, en el caso de la

¹¹ *Es incorrecto atribuir a factores puramente tecnológicos la determinación del "techo" al precio del gas en el segmento industrial. De hecho, éste es un valor económico que se determina a partir de condiciones de funcionamiento del mercado del sustituto.*

¹² *Alternativamente, su relación puede venir dada por un índice general de precios de la firma. La especificación adoptada parece corresponderse mejor con el caso estudiado.*

firma distribuidora se trata del costo del gas natural, el que se toma como un valor único para ambos segmentos.¹³

Sin pretender modelar el juego de demandas previas al acuerdo de negociación, se postula simplemente lo que se conoce como una solución simétrica: el precio de equilibrio del gas en cada segmento es el promedio simple entre los precios de reserva de cada una de las partes, - siempre y cuando se satisfaga, con holgura, la restricción de beneficios de la firma distribuidora. Es decir el precio residencial es la semisuma simple del precio de reserva del regulador y el costo del gas al distribuidor, mientras que el precio industrial es el mismo promedio tomando el precio de sustitución del gas natural. Esta forma de aproximar el precio de equilibrio resulta más atractiva cuanto más incertidumbre se tiene sobre lo que realmente constituye la negociación entre las partes.¹⁴

A partir de esta solución simétrica surge un conjunto de resultados sobre precios, precio relativo (industrial/residencial), márgenes y margen relativo del gas natural. Estos resultados indican la dependencia de esas variables a los "parámetros" del modelo (en particular los precios de reserva y el costo del gas natural). Su utilidad para la lectura de la evidencia empírica reside en que ayudan a precisar posibles determinantes de los precios y márgenes observados en la práctica.

El modelo

Los consumidores se separan en residenciales e industriales. La demanda residencial (denotada por el subíndice r) de gas natural del consumidor h (h=1,...,H) es perfectamente inelástica; su agregación también lo es y se normaliza a la unidad por simplicidad:

$$x_r^h = z_r^h \quad (1)$$

$$X_r = \sum x_r^h = 1 \quad (2)$$

¹³ *El costo tomado como precio de reserva de la distribuidora sería el precio "citigate" del gas;(en la medición de márgenes que se hace más adelante se toma el precio en cabecera de gasoducto para facilitar comparaciones). Ello no incluye los costos variables y fijos de distribución. Es decir, si la empresa aceptara ese precio de reserva en ambos segmentos del mercado no sería económicamente viable. En el modelo, ello se resuelve agregando la restricción de beneficio de la firma. De este modo se puede referir la negociación a valores concretos y medibles de precios de reserva, y además -y esto es lo importante a los efectos empíricos- se permite que los precios de "equilibrio" en cada segmento de mercado -en realidad referidos al industrial- puedan acercarse al costo del gas natural. En el caso británico, Yarrow (1993) reporta años en que el precio industrial interrumpible del gas natural se sitúa por debajo de los costos del gas en cabecera de gasoducto.*

¹⁴ *Está claro que se evita modelar el juego de negociación. La literatura moderna sobre regulación económica ha venido enfatizando correctamente que el problema regulatorio no es un problema de la teoría de las decisiones sino más bien de la teoría de los juegos. Sin embargo, observando la experiencia reciente en la argentina, se recuerda lo que Kreps (1990) denomina el "problema número uno" que enfrenta la teoría de los juegos: la ausencia de reglas de juego claramente predefinidas. Definir el juego regulatorio en el contexto de los años recientes es en algunos sectores -notablemente telecomunicaciones- un problema nada trivial.*

La demanda industrial (denotada por el subíndice i) del consumidor k ($k=1,\dots,K$) es perfectamente elástica al precio de sustitución ps_i . Si el precio industrial del gas es igual o inferior a ese valor de sustitución el consumidor k demanda z_i^k , siempre y cuando haya disponibilidad de gas; cuando no la hay se lo raciona con la cantidad z_s^k ¹⁵. Si el precio industrial del gas supera el valor de sustitución la demanda se hace nula. La demanda industrial total surge por simple agregación, y también se normaliza a la unidad por simplicidad¹⁶:

$$x_i^k = \begin{cases} \text{Mín}\{z_i^k, z_s^k\} & \text{sí } p_i \leq ps_i \\ 0 & \text{sí } p_i > ps_i \end{cases} \quad (3)$$

$$X_i = \sum z_i^k = \begin{cases} \text{Mín}\{1, Z_s\} & \text{sí } p_i \leq ps_i \\ 0 & \text{sí } p_i > ps_i \end{cases} \quad (4)$$

La demanda total de gas natural se obtiene agregando las demandas residencial e industrial:

$$X = X_r + X_i = 1 + \text{Mín}\{1, Z_s\} \quad (5)$$

Por el lado de la firma distribuidora se postula una función lineal de costos, donde c es el costo unitario del gas que paga el distribuidor¹⁷ y F los costos de distribución (que se suponen fijos):

$$C = c.X + F \quad (6)$$

Los ingresos de la firma distribuidora resultan de multiplicar las cantidades demandadas o consumidas (abstrayendo las pérdidas en el proceso de distribución) por los precios unitarios de cada segmento: p_i es el precio (medio y marginal) industrial y p_r es el precio medio residencial¹⁸.

Los beneficios de la firma se definen como la diferencia entre ingresos y costos totales:

$$\pi(p_r, p_i, X_s) = (p_r - c).X_r + (p_i - c).X_i - F \quad (7)$$

¹⁵ El corte de gas en los sectores interrumpibles como el industrial ha ocurrido históricamente en la temporada invernal, cuando la demanda excede la capacidad de provisión. Ello introduce en un contexto de demandas oscilantes -en particular para el segmento residencial-. Por razones de simplicidad este modelo no considera el tema de precios con demandas oscilantes, suponiendo demandas anuales fijas; si bien el tema es perfectamente integrable al modelo. La única razón para que exista racionamiento en el sector industrial deviene de que haya insuficiente capacidad de transporte. Dado el contexto estático del modelo se supone que las inversiones en capacidad han sido realizadas y que los cortes no son necesarios. En consecuencia, la especificación de la demanda industrial como en (3) y (4) es eminentemente descriptiva: se reconoce que, a priori, el consumo industrial de gas puede caer por razones voluntarias (sustitución) o involuntarias (racionamiento).

¹⁶ La doble normalización a la unidad del modelo implica cierta pérdida de generalidad en la especificación, pero se cree que no altera los resultados.

¹⁷ En la medición de la sección 3 estos costos se toman como los de cabecera de gasoducto, para facilitar la comparación con la medición disponible para el Reino Unido y los Estados Unidos.

¹⁸ En el caso residencial se define p_r como el precio medio del segmento residencial. Es decir, el precio resulta de una tarifa en dos partes $p_r = p_r' + f^h/x_r^h$, donde p_r' es el precio marginal, f^h el cargo fijo que paga el consumidor. Véase Navajas y Porto (1990) para un análisis de tarificación en "dos partes".

$$= (p_r - c) + (p_i - c) \cdot \text{Mín}\{1, Z_s\} - F \quad \text{sí } p_i \leq p_{s_i}$$

$$= (p_r - c) - F \quad \text{sí } p_i > p_{s_i}$$

Suponiendo que la capacidad de transporte y distribución de gas natural no es restrictiva, se tiene que la demanda industrial es unitaria. Dada la "normalización" a la unidad de las dos demandas, la expresión (8) permite observar que la firma se financia proporcionalmente a los márgenes precio-costo; cualquier cambio (absoluto o relativo) en los mismos se traduce directamente en un cambio proporcional en los beneficios.

Equilibrio simétrico entre el regulador, la firma y la industria

El modelo postula un equilibrio simétrico resultante de una negociación bilateral entre el regulador y la firma, y la industria y la firma. El regulador intenta obtener un precio residencial inferior al precio de reserva p_{s_r} , la industria negocia un precio inferior a p_{s_i} y la firma busca precios en ambos segmentos que sean (individualmente) superiores al costo del gas, y que (en conjunto) al menos satisfagan un determinado nivel de beneficios. Desde el punto de vista empírico parece razonable suponer que el precio de reserva residencial es superior al industrial, esto es $p_{s_r} > p_{s_i}$.

El equilibrio simétrico surge de la maximización conjunta de los excedentes de cada parte respecto de su precio de reserva sujeto a la restricción de beneficios de la firma (que puede ser no operativa). El problema se enuncia de la siguiente forma:

$$\text{Máx } W = -\{(p_r - c) \cdot (p_r - p_{s_r}) + (p_i - c) \cdot (p_i - p_{s_i})\} \quad (8)$$

p_r, p_i

sujeto a $(p_r - c) + (p_i - c) - F \geq p_0$

De las condiciones de primer orden de este problema, y suponiendo soluciones interiores a los intervalos (c, p_{s_r}) y (c, p_{s_i}) ¹⁹, se obtienen los precios de equilibrio del gas residencial e industrial, donde λ es el multiplicador de lagrange asociado a la restricción de beneficios de la firma:

$$p_r^* = (p_{s_r} + c + \lambda)/2 \quad (9)$$

$$p_i^* = (p_{s_i} + c + \lambda)/2 \quad (10)$$

¹⁹ En general se supone que el valor de los precios de "reserva" y del costo del gas son tales que las soluciones p_s^* , ($s=r,i$) se sitúan entre ambos. Ello ocurre trivialmente cuando se satisface con holgura la restricción de beneficios de la firma. En este caso los precios de equilibrio son el promedio simple del precio de reserva respectivo y del costo del gas. Los problemas de existencia de solución y de soluciones de esquina (por ejemplo la configuración $p_r^* = p_{s_r}$, $p_i^* = c$), si bien son de gran interés, se dejan para un análisis ulterior por razones de espacio.

Los márgenes precio-costo (también denominados precios "netos") del gas natural resultan:

$$m_r^* = (ps_r + \lambda - c)/2 \quad (11)$$

$$m_i^* = (ps_i + \lambda - c)/2 \quad (12)$$

Los márgenes porcentuales (precio-costo)/costo del gas natural resultan:

$$t_r^* = [(ps_r + \lambda)/c - 1]/2 \quad (13)$$

$$t_i^* = [(ps_i + \lambda)/c - 1]/2 \quad (14)$$

Por último, el ratio entre márgenes (absolutos y porcentuales), llamado margen relativo industrial/residencial del gas natural es:

$$m_i^*/m_r^* = t_i^*/t_r^* = (ps_i + \lambda - c)/(ps_r + \lambda - c) \quad (15)$$

Resultados

De las soluciones anteriores se pueden obtener un conjunto de resultados sobre determinantes de precios, precio relativo, márgenes y margen relativo. Dado que las expresiones (9) a (15) no son de forma cerrada, ya que dependen del valor de λ que es endógeno, la estática comparativa que da lugar a los siguientes resultados se realiza sobre el sistema de 3 ecuaciones y 3 incógnitas (p_r, p_i, λ) representado en las condiciones de primer orden del problema (8).²⁰ Estos resultados incluyen como caso especial la situación en que la restricción de beneficios de la firma no es operativa. Algunos resultados son casi triviales, otros no tanto:

Resultado 1 (Precios):

(i) Los precios de equilibrio varían positivamente con los precios de reserva "propios" y con el costo del gas natural,

$$dp_s^*/dp_{s_s} = 1/4 \quad dp_s^*/dc = 1 \quad (s=r,i) \quad (16)$$

y no positivamente con el precio de reserva del otro segmento de mercado (price-shifting).^{21 22}

$$dp_r^*/dp_{s_i} = dp_i^*/dp_{s_r} = 0 \quad \text{sí } \lambda = 0 \quad (17)$$

²⁰ *La demostración de los resultados no se incluye por razones de espacio.*

²¹ *Existe "traslado cruzado" de precios sólo si es operativa la restricción de beneficios de la firma.*

²² *Un corolario simple, si vale el caso en que λ es positivo, es que una caída del precio del fuel-oil debe elevar el precio de equilibrio del segmento residencial.*

$$= - 1/4 \quad \text{sí } \lambda > 0$$

(ii) **La elasticidad de traslado (pass through) del costo del gas natural es menor que la unidad.**

$$d \ln p_s^* / d \ln c = 1 \cdot (c/p_s^*) = (1 + t_s^*)^{-1} \quad (s=r,i) \quad (18)$$

Dado que $p_{s_r} > p_{s_i}$ implica $t_r^* > t_i^*$, resulta que un aumento del costo del gas se traslada porcentualmente menos a los consumidores residenciales.

Resultado 2 (Márgenes):

(i) **Los márgenes o precios "netos" varían positivamente con el precio de reserva "propio" y negativamente con el precio de reserva del otro segmento.**

$$d m_s^* / d p_{s_s} = 1/4 \quad s=(r,i) \quad (19)$$

$$d m_r^* / d p_{s_i} = d m_i^* / d p_{s_r} = 0 \quad \text{sí } \lambda = 0 \quad (20)$$

$$= - 1/4 \quad \text{sí } \lambda > 0$$

(ii) **los márgenes varían no positivamente con el costo del gas natural.**

$$\begin{aligned} d m_i^* / d c &= - 1/2 \quad \text{sí } \lambda = 0 \\ &= 0 \quad \text{sí } \lambda > 0 \end{aligned} \quad (21)$$

(iii) **la elasticidad-costo de los márgenes es cero o inferior a la unidad.**
(s=r,i)

$$\begin{aligned} - d \ln m_s^* / d \ln c &= - [1 - (p_{s_s}/c)]^{-1} = (2t_s^*)^{-1} \quad \text{sí } \lambda = 0 \\ &= 0 \quad \text{sí } \lambda > 0 \end{aligned} \quad (22)$$

Dado que $p_{s_r} > p_{s_i}$, resulta que un aumento del costo del gas, si reduce los márgenes, reduce porcentualmente más el margen del segmento residencial.

Resultado 3 (Precio Relativo):

(i) **el precio relativo del gas a la industria, con respecto al segmento residencial, varía positivamente (negativamente) con el precio de reserva de la industria (del regulador).**

$$d(p_i^* / p_r^*) / d p_{s_i} = (1/2) \cdot [p_{s_r} + p_{s_i} + 2(\lambda + c)] \cdot (p_{s_r} + c + \lambda)^{-1} \quad (23)$$

$$d(p_i^* / p_r^*) / d p_{s_r} = - d(p_i^* / p_r^*) / d p_{s_i} \quad (24)$$

(ii) **el precio relativo del gas a la industria, con respecto al segmento residencial, varía positivamente con el costo del gas natural.** (dado $ps_r > ps_i$)

$$d(p_i^*/p_r^*)/dc = (ps_r - ps_i)/(ps_r + c + \lambda) \quad (25)$$

Resultado 4 (Margen Relativo):

(i) **el margen (o precio "neto") relativo de la industria, con respecto al segmento residencial, varía positivamente (negativamente) con el precio de reserva de la industria (del regulador).**

$$d(m_i^*/m_r^*)/dps_i = (1/4) \cdot (m_r^* + m_i^*)/m_r^* \quad (26)$$

$$d(m_i^*/m_r^*)/dps_r = - d(m_i^*/m_r^*)/dp_i \quad (27)$$

(ii) **el margen (o precio "neto") relativo de la industria, con respecto al segmento residencial, varía no positivamente con el costo del gas natural.** (dado $ps_r > ps_i$)

$$\begin{aligned} d(m_i^*/m_r^*)/dc &= (ps_i - ps_r)/(ps_r - c)^2 & \text{sí } \lambda = 0 & \quad (28) \\ &= 0 & \text{sí } \lambda > 0 & \end{aligned}$$

APENDICE 2

PRECIOS Y COSTO DEL GAS NATURAL									
AÑO	PGR	PGI	PGC	CG	MD	MI	MC	MIMD	MCMD
1980	.208	.174	.121	.051	.158	.123	.070	.780	.445
1981	.288	.174	.132	.057	.231	.116	.074	.504	.322
1982	.248	.180	.010	.054	.194	.126	.046	.649	.237
1983	.234	.215	.098	.090	.144	.125	.008	.871	.058
1984	.173	.216	.118	.086	.086	.130	.031	1.51	.363
1985	.238	.263	.145	.092	.145	.171	.052	1.18	.361
1986	.222	.191	.154	.084	.139	.106	.070	.768	.505
1987	.234	.183	.151	.059	.175	.124	.091	.709	.522
1988	.185	.213	.151	.052	.133	.161	.098	1.21	.739
1989	.100	.269	.156	.090	.010	.179	.066	17.79	6.56
1990	.119	.221	.153	.058	.061	.162	.094	2.66	1.55
1991	.163	.132	.138	.049	.113	.083	.088	.733	.781
1992	.194	.105	.132	.045	.149	.060	.087	.402	.584
1993	.192	.081	.176	.043	.149	.038	.133	.251	.891
1994	.192	.082	.177	.044	.149	.004	.133	.261	.894

Definiciones:

PGR : Precio medio real del gas natural residencial (excluyendo IVA). Zona BAN, en \$ de Junio de 1994 por m3, deflactor IPC. Corresponde a un consumo típico de 1300 m3 por año.

PGI : Precio real del gas natural industrial. Zona BAN, en \$ de Junio de 1994 por m3, deflactor IPC (para facilitar la comparación con el residencial). Corresponde a grandes usuarios de la categoría ID, de la estructura tarifaria actual.

PGC : Precio real del gas natural terciario. Zona Metropolitana, en \$ de junio de 1994 por m3, deflactor IPC. Corresponde a la categoría "Gral P" de la estructura tarifaria actual.

CG : Estimación de un costo del gas para calcular precios netos. Hasta 1992 es el precio de transferencia de YPF a Gas del Estado, en pesos de 1994 por m³. Desde 1992 se supone un valor representativo del precio en cabecera de la cuenca neuquina.

MD = PGR - CG : precio neto del gas natural residencial.

MI = PGI - CG : precio neto del gas natural industrial.

MC = PGC - CG : precio neto del gas natural terciario.

MIMD = MI / MD : precio relativo neto del gas natural industrial/residencial.

MCMD = MC / MD : precio relativo neto del gas natural terciario/residencial.

Fuente: Elaboración propia . Los precios PGR, PGI y PGC se tomaron de una medición reciente de FIEL/ECOENERGIA. El costo CG es una estimación sobre datos históricos de la ex-empresa Gas del Estado, actualizando los valores.