

Eficiencia Técnica en la Distribución de Gas Natural en Argentina

Valeria J. Blanco*

Universidad del CEMA

Julio 2010

Resumen

La distribución de gas natural presenta características de monopolio natural por lo que es necesaria su regulación para garantizar el eficiente suministro del servicio a un precio razonable. Dado que el regulador enfrenta un problema de información asimétrica al intentar conocer la eficiencia de las licenciatarias, es que resulta importante la información que brindan los estudios de bechmarking. El presente tratado se focaliza una técnica de carácter global, DEA en tres etapas, a través de la cual se analiza la evolución de la eficiencia productiva de seis distribuidoras argentinas para el periodo 2000-09. Se trabaja con índices de productividad de Malmquist por lo que se obtiene una descomposición de los cambios de eficiencia interanuales. A partir de las mismas se obtiene una medida de la eficiencia de cada firma en la industria. Las estimaciones permiten diferenciar dos grupos de empresas, clasificadas según su medida de eficiencia, lo que podría utilizarse para el cálculo de un factor X diferente para cada empresa con el fin de promover la convergencia hacia la frontera productiva.

Abstract

The natural gas distribution activity has characteristics typical of a natural monopoly, which is why its regulation is necessary to ensure an efficient service supply at reasonable prices. Being that the regulator faces an asymmetric information problem when trying to identify the suppliers' efficiency, benchmarking studies gain great importance. The following work focuses on a global technique known as three stages DEA, through which productive efficiency evolution of six Argentine gas distributors is analyzed for the period 2000-2009. The use of Malmquist indexes allows obtaining a decomposition of the yearly changes in efficiency. From these, a measure of efficiency for each company in the industry is achieved. The estimations enable the differentiation of two different groups of firms divided by its efficiency, which could be used to calculate an X factor by individual company, with the intention of promoting convergence to the productive frontier.

Clasificación JEL / JEL Classification: D24, C23.

Palabras clave: gas natural, eficiencia, DEA tres etapas / Key words: natural gas, efficiency, three stage DEA.

* vb09@cema.edu.ar

I. Introducción

La distribución de gas natural presenta características de monopolio natural, por lo que resulta imprescindible su regulación para garantizar a los usuarios el suministro del servicio de una manera eficiente y a precio razonable. Al intentar conocer la eficiencia de las empresas distribuidoras, el regulador enfrenta un problema de información asimétrica que puede ser mitigado con ayuda de estudios de benchmarking. La información proveniente de dichos estudios, que comparan simultáneamente la performance de distintas empresas del sector, resulta de alto valor en la disminución de los costos que la asimetría de información provoca.

En Argentina el segmento de distribución de la industria del gas natural se encuentra privatizado desde 1992, existiendo nueve licenciatarias que abastecen diferentes zonas geográficas. La última revisión tarifaria fue en 1997 y desde el año 2001 tampoco se realizan ajustes por inflación en las tarifas. Si bien ha habido incrementos por aumentos en el precio del gas o por financiamiento de expansiones en la red de transmisión, la componente tarifaria de distribución se ha mantenido congelada.

Sin dudas, esto crea incentivos a reducir costos para poder minimizar la caída en los resultados dados los ingresos congelados. Por otro lado, este comportamiento oportunista del regulador, facilitado por la existencia de activos específicos de alto valor, puede generar problemas de eficiencia dinámica por la falta de confianza en el cumplimiento de las reglas de juego que genera y por el evidente desincentivo a la inversión que este riesgo regulatorio conlleva.

En el presente estudio se analiza la evolución de la eficiencia técnica conjunta de seis de las nueve distribuidoras argentinas en el periodo 2000 – 2009 y la descomposición de la misma en cambios de eficiencia técnica pura, de eficiencia de escala, cambios tecnológicos y variaciones en la productividad total de los factores. Además se cuenta con la evolución relativa de cada empresa, lo que permite identificar distintos grupos por ubicación respecto a la frontera eficiente, información que podría ser incorporada por el regulador en la fijación de un factor X (factor de eficiencia) diferente para cada empresa que incentive a las empresas a mejorar su eficiencia productiva y generar una convergencia hacia la frontera.

El trabajo está organizado en secciones, estableciendo en la primera de ellas el marco general, que resume las características económicas de la actividad que llevan a la necesidad de regulación, la relevancia de medir la eficiencia de estas empresas y sus aplicaciones regulatorias. Luego se presenta una visión general sobre las

alternativas de benchmarking junto a una explicación de la metodología utilizada en el presente estudio, DEA en tres etapas. La siguiente sección pasa a describir aspectos relevantes del segmento de distribución de gas natural en Argentina. A continuación, la sección V describe los datos y la VI presenta los resultados obtenidos. Finalmente, se plantean algunas posibles extensiones y las conclusiones del estudio.

II. Marco general

A. Características económicas del sector

La distribución de gas natural posee características económicas que merecen ser destacadas por sus importantes efectos: altas economías de densidad, economías de escala, significativos costos fijos, subaditividad de costos, demanda poco elástica, activos específicos y tecnología divisible por tramos discretos (lumpy).

Si bien todos estos aspectos se interrelacionan, puede decirse que los cuatro primeros llevan a que la provisión de mínimo costo se de cuando sólo exista una empresa, es decir constituyen a la distribución de gas natural en un monopolio natural.

Por otro lado, dado que tanto para uso industrial o residencial se trata de un consumo indirecto que se relaciona al uso de otros bienes que lo utilizan como combustible, la elasticidad de corto plazo se ve influida por la capacidad de sustitución del gas natural por otros energéticos (ej. Electricidad, gas oil, etc.) que tengan estos bienes, que resulta bastante reducida. La elasticidad de mediano o largo plazo en tanto, puede ser mayor ya que pueden sustituirse los bienes por otros que consuman otro combustible. La baja elasticidad de la demanda que enfrenta el distribuidor contribuye a que éste eleve aún más su poder de mercado.

Queda claro entonces que en ausencia de regulación, el bienestar se ve amenazado por la posible competencia destructiva entre firmas o la excesiva inversión si por algún periodo de tiempo coexisten varias (dado que sólo es eficiente una única red de distribución). Esta realidad es la que hace imprescindible la existencia de regulación a la entrada.

Adicionalmente en el caso de una única empresa, el ejercicio de poder de mercado del monopolista produciría también una pérdida de bienestar a la sociedad resultando en la necesidad de algún mecanismo que controle a la acción monopólica y garantice el suministro a los usuarios a mínimo costo a la vez que permita la viabilidad económica de la licenciataria monopólica. Existen distintos esquemas regulatorios aplicables a este tipo de coyunturas, tales como la regulación por tasa de retorno, por precios máximos y mecanismos híbridos.

El hecho de que los activos involucrados sean activos específicos¹ produce un alto riesgo de conductas oportunistas (hold-up), debido al poder de negociación asimétrico que estos generan sobre las partes. Es por ello que una vez que la inversión ha sido realizada y dada la escasez de usos alternativos de los activos de distribución de gas natural, los reguladores enfrentan la tentación de llevar a cabo cambios a los esquemas que puedan perjudicar a las licenciatarias haciendo uso del poder que la existencia de activos específicos generan. En este caso se genera típicamente la inconsistencia intertemporal para el regulador, que puede generar severos problemas de eficiencia (tanto porque las licenciatarias puedan anticipar esta conducta, o por los efectos que estas generan a posteriori en las decisiones de inversión y calidad de prestación de servicios de las mismas) y sólo puede ser acotado mediante un marco institucional adecuado y confiable.

Asimismo, dado que las inversiones de expansión de redes deben ser realizadas por tramos discretos (lumpy technology), se producen incentivos a sub-invertir ya que retribuyen escasos beneficios cuando recién se realizan, y cantidades mayores en momentos previos a que se invierta en el próximo tramo. De esta manera, el flujo de beneficio privado está disociado del flujo de beneficio social. También hay diferentes opciones de tratamiento a las inversiones, desde planificación centralizada hasta decisiones privadas o bien una combinación entre ambas.

B. Regulación del sector

Dadas las características del sector anteriormente expuestas y como resultado de la regulación a la entrada, es probable que la única firma que opere en el mercado incurra en un costo social debido a la discrepancia entre la solución monopólica y el óptimo social². De esta manera, se plantea una disyuntiva pues la solución al problema de la ineficiencia productiva (que exista una única empresa por la sub-aditividad de costos) crea el problema de la ineficiencia en la asignación de recursos y de la cuestión distributiva (por el ejercicio de poder de mercado del monopolista).

La resolución de esta disyuntiva ha sido planteada a través de diferentes formas de regulación, siendo la más extrema la provisión de los bienes y servicios por parte de una empresa del estado que no tiene incentivos para utilizar su poder de mercado. Otra manera de organizar la actividad económica es a través de la concesión de la

¹ Los activos específicos son aquellos cuyo valor dentro de una transacción difiere sustancialmente de su valor fuera de ella. Ejemplos extremos de pérdida de valor a causa de la especificidad del activo serían: una central de generación sin acceso a una red de transmisión o una red de distribución de gas natural cuyos usuarios contraten más el servicio.

² Salvo el caso del discriminador perfecto de precios.

industria a una empresa privada cuyas actividades (en particular los precios) son controladas por un ente regulador cuyo objetivo es evitar que, aprovechando su poder de mercado, el monopolista se apropie del excedente de los consumidores y genere pérdida de eficiencia mediante la fijación de precios por encima del óptimo social.

Algunas de las opciones regulatorias más utilizadas son:

- Regulación por tasa de retorno
- Regulación por price cap
- Mecanismos híbridos

El mecanismo de regulación basado en la tasa de retorno consiste en permitirle a la firma regulada obtener un nivel de ingresos que le permita cubrir sus costos operativos y obtener una tasa de retorno sobre los activos netos de depreciación empleados en la prestación de los bienes y / o servicios. Pero esta opción genera incentivos inadecuados a la eficiencia, ya que es posible demostrar que esta estrategia regulatoria incita a la firma a sobre-invertir en capital llevando a una combinación capital-trabajo ineficiente, conocido como efecto Averch-Johnson.

El mecanismo de regulación por precio máximo (price – cap) consiste en fijar un tope en los precios que una firma regulada puede cobrar por su producto, sin imponer límites a los beneficios que ésta puede obtener cobrando dichos precios. De esta manera, la firma regulada es inducida a minimizar los costos de producción tal como si fuera una empresa tomadora de precios. En general se prevé un periodo tarifario de 4 o 5 años y ajustes periódicos que reflejen el aumento en los costos de la empresa, una de las fórmulas más difundidas de actualización es $IPC - X$, es decir, el incremento de precios está ligado al índice de precios al consumidor menos un factor de eficiencia X .

El factor X está basado en las expectativas de mejoras tecnológicas. Y puede ser descompuesto en dos subfactores:

B: un factor que refleje el crecimiento de la productividad total de los factores en la industria

C: factor que refleje la performance relativa de cada empresa en términos de eficiencia

De esta manera, se compensa a la empresa por aumentos en los costos no controlables, al permitirle ajustar los precios de acuerdo a la evolución del nivel de precios y a su vez se la induce a reducir los costos controlables al

descontarle un factor X en el factor de ajuste. Asimismo, si resulta que algunas empresas son más ineficientes que otras, el regulador les aplicaría un factor X mayor, es decir que al requerimiento de aumento en la productividad de industria (B) se suma un requerimiento adicional para reducir la brecha de eficiencia entre empresas (C).

Es justamente para la determinación de los componentes del factor X que las técnicas de benchmarking resultan de suma utilidad.

Por otro lado, es importante tener en cuenta que el bienestar de los consumidores no sólo se maximiza cuando se paga un precio eficiente sino que existen también consideraciones respecto a la calidad del servicio que deben ser tenidas en cuenta, evidentemente price cap con ajuste IPC-X no incorpora incentivos en este sentido por lo que es necesario regular la calidad por separado.

Otro aspecto típicamente sujeto a regulación es el de las inversiones de expansión, para el que también hay diferentes opciones: planificación centralizada estatal, decisiones privadas o combinaciones de ambas. Una opción es que por medio de la planificación centralizada se le determine un nivel mínimo de inversiones a las empresas reguladas, por encima del cual la decisión de expansión sí sea de carácter privado.

C. Nociones de eficiencia

Bajo estos esquemas regulatorios los reguladores tienen la responsabilidad de estimar el nivel de eficiencia de las empresas del sector al momento de aprobar las tarifas a usuarios regulados, y particularmente al momento de determinar el factor X..

Antes de continuar, resulta conveniente aclarar los conceptos de eficiencia involucrados. Siguiendo a Farrell (1957) la eficiencia de una firma se puede desagregar en dos componentes:

- eficiencia técnica: refleja la habilidad de una firma para obtener el máximo nivel de producto, dado un nivel de insumos.
- eficiencia asignativa: refleja la habilidad de una firma para usar los insumos en proporciones óptimas, dado un nivel de precios y un nivel de tecnología en la producción.

Luego, la eficiencia económica es la conjunción de la eficiencia técnica y la eficiencia asignativa.

Para analizar la eficiencia productiva basta con realizar un análisis de frontera basado en una función de producción, mientras que si el objetivo es estudiar la eficiencia económica es necesario analizar una frontera

basada en una función de costos, a partir de la cual se puede estudiar la eficiencia productiva y asignativa del sector.

III. Metodologías de benchmarking

Como se explicó anteriormente, los reguladores necesitan conocer el grado de eficiencia de las empresas enfrentando un problema de información asimétrica. Existen distintas técnicas de benchmarking que pueden ser utilizadas para reducir este problema: medidas de productividad parcial, eficiencia media (MCO), frontera no paramétrica (Data Envelopment Analysis o DEA), frontera determinística y frontera estocástica (Stochastic Frontier Analysis o SFA). Cada una de ellas presenta diferentes ventajas y desventajas y en el presente trabajo se utiliza una técnica que combina aspectos positivos de varias de ellas, DEA en tres etapas. Aunque no es una metodología exenta de problemas puede ser considerada una opción superadora.

Como *medidas de productividad parcial* se utilizan cocientes de variables económicas tales como ventas por empleado o costos por unidad. A partir de su análisis se pueden obtener indicios acerca de la necesidad de acciones para mejorar el desempeño de una compañía, sin embargo hay que ser muy cauteloso con la interpretación de estos índices ya que pueden existir distorsiones en la información que ellos resumen provenientes de:

- Diferencias en las contabilizaciones de las variables utilizadas para calcular los indicadores. Todos los métodos están expuestos a problemas ante la falta consistencia en la información.
- Diferentes condiciones de entorno (precios relativos, clima, impuestos, etc.). El impacto de estas diferentes condiciones puede ser reducido mediante el uso de modelos econométricos que controlen esas diferencias.

Por otro lado, al tratarse de indicadores parciales se dificulta la evaluación de la eficiencia y la comparación entre empresas, ya que por ejemplo, una empresa puede tener un alto ratio de ventas por empleado junto a un bajo ratio de ventas por unidad de capital y otra compañía presentar la situación opuesta, siendo imposible la comparación.

El *modelo de eficiencia media* supone que todas las firmas consideradas en el estudio son económicamente eficientes. La estimación de la función de costos o de producción de eficiencia promedio puede realizarse por el método de mínimos cuadrados ordinarios si se cuenta con datos de corte transversal o vía un modelo de efectos

fijos o aleatorios si se trata de datos de panel. En este caso las diferencias entre producción o costos reales y producción o costos calculados a partir de la función de eficiencia promedio son interpretadas como errores aleatorios o posibles variables omitidas.

Este método permite separar los efectos de las variables exógenas (cantidad de clientes, temperatura) de los de variables endógenas (cantidad de insumos) y los resultados pueden someterse a pruebas de inferencia estadísticas. Sin embargo, el supuesto de que todas las empresas son eficientes (implícito en este modelo de eficiencia media) puede resultar altamente restrictivo.

Por otro lado existe un conjunto de métodos que en lugar de considerar la eficiencia promedio de una muestra trabajan con fronteras de eficiencia, es decir, determinan la eficiencia relativa al máximo volumen de producción asequible con cierta combinación de insumos (o bien relativa al mínimo costo de producción estimado cuando utiliza un enfoque dual). Entre ellos se encuentran los métodos DEA, frontera determinística, SFA y DEA en tres etapas.

*DEA*³ es un método no paramétrico, que mediante programación lineal construye una envolvente de las combinaciones más eficientes de insumos y productos, estimando así funciones de costo o producción. Esta técnica admite distintas variantes de estimación, tales como medidas orientadas a insumos o a productos, así como la existencia de rendimientos constantes o variables a escala.

Los modelos orientados al producto maximizan la cantidad producida dada una cantidad de insumos fija, mientras que los orientados a insumos se basan en la minimización de la cantidad insumida para una cantidad de producto fijada.

Entre las ventajas de este método se destacan no requerir la realización de ningún supuesto sobre la especificación de la función de producción, y la posibilidad de trabajar con muestras de tamaño reducido.

Sin embargo, también posee importantes desventajas como una alta sensibilidad a la elección de las variables insumos y productos, y el hecho de que no considera factores ambientales ni errores aleatorios que permitan evaluar la significatividad estadística de las estimaciones.

Otro método es el de *frontera determinística*. Ésta puede ser construida a partir de las técnicas de eficiencia media explicadas anteriormente. Si se trata de una función de costos (producción) aquella empresa que presente

³ Para un análisis más detallado sobre fronteras ver Coelli et al (1998).

la menor (mayor) ordenada al origen será considerada la más eficiente (100% eficiente) y la eficiencia del resto de las empresas será relativa a dicha empresa. En este caso, todo componente no observado es considerado ineficiencia/eficiencia.

Una manera de solucionar el problema de que todo componente observado sea considerado ineficiencia/eficiencia es utilizar *SFA*. La metodología de frontera estocástica se basa en la estimación de una función de costos o producción cuyo término de error está compuesto por dos componentes, uno que representa la ineficiencia de cada empresa y otro que captura los errores aleatorios en la medida de la frontera.

Una función de producción, en el caso de una industria compuesta por n firmas, puede representarse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} p_{it} &= \beta X_{it} + v_{it} - u_{it} \quad i = 1, \dots, n \\ v_{it} &\sim N(0, \sigma_v^2) \\ u_{it} &\geq 0 \end{aligned} \quad (1)$$

donde:

- p_{it} es el logaritmo natural de la producción de la firma i en el periodo t
- X_{it} son los insumos y otras variables vinculadas a la producción de las firma, expresadas en logaritmos naturales.
- v_{it} es el error aleatorio. Se supone que esta variable sigue una distribución normal con media cero y varianza σ_v^2 constante.
- u_{it} es un término de error que refleja la ineficiencia del por parte de la firma. u_{it} es positivo, porque indica la brecha respecto a la frontera estocástica, o bien nulo en el caso de que la firma sea eficiente.

El término βX_{it} es la componente determinística y $\beta X_{it} + v_{it}$ constituye la *frontera estocástica*, la cual no es observable en razón de que los errores v_{it} no son observables. La estimación de la función planteada permite obtener los errores aleatorios (v_{it}) y de ineficiencia (u_{it}) para cada una de las n firmas y de esa manera calcular tanto el ranking de eficiencia como la eficiencia media del sector. El método de estimación más utilizado es el de máxima verosimilitud.

Es posible plantear que la ineficiencia varía en el tiempo siguiendo un modelo como el siguiente:

$$u_{it} = \left\{ \exp[-\eta(t-T)] \right\} u_i \quad (2)$$

Donde el signo del parámetro η es el que determina si la eficiencia crece o decrece en el tiempo.

Entre las principales ventajas de SFA se destacan la de ser un método global (no parcial) de medición, incorporar el efecto de variables de entorno, no atribuir el error en su totalidad a ineficiencia sino incorporar un factor aleatorio en el mismo y permitir la realización de pruebas de hipótesis. En contraste, sus resultados dependen de la especificación funcional asumida y tiene un alto requerimiento de tamaño muestral.

2.2.5 DEA en tres etapas: una opción superadora

El método DEA en tres etapas conjuga las ventajas de los métodos DEA y SFA. En su primer etapa estima por DEA medidas de eficiencia relativa para cada empresa, en la segunda etapa trata de determinar la influencia de las variables de entorno (variables ambientales) en la brecha de recursos empleados respecto a la cantidad eficiente, así como de distinguir el error aleatorio de la ineficiencia. Finalmente, toma la información de la segunda etapa para obtener mediciones de eficiencia libres de la influencia de variables ambientales y del estado de la naturaleza (ruido aleatorio).

A continuación se desarrolla la metodología de cada etapa siguiendo a Fried et al (2002).

Etapa I: DEA inicial

$$\begin{aligned} & \min_{\theta, \lambda} \theta \\ & \text{sa:} \\ & \theta x^0 \geq X \lambda \quad (3) \\ & Y \lambda \geq y^0 \\ & \lambda \geq 0 \\ & e^T \lambda = 1 \end{aligned}$$

Donde, $x \geq 0$ un vector $N \times 1$ de insumos de un productor, $y \geq 0$ es un vector $M \times 1$ de productos. X es una matriz de vectores de insumos e Y es una matriz de productos. λ es un vector de intensidades y e un vector de unos.

Las soluciones óptimas de (1) proveen una medida inicial de la eficiencia de cada empresa.

Etapa II: Tratamiento de las variables de entorno – método SFA

Las brechas, entre la cantidad de insumos utilizados y la cantidad eficiente, obtenidas en la primer etapa del método incluyen: el efecto de variables de entorno, ineficiencia administrativa (managerial inefficiency) y

ruido estadístico. Esta segunda etapa trata a estos componentes por separado a través de la utilización del método de SFA ya que éste incorpora tanto un término de error asimétrico, relacionado a la eficiencia administrativa, como un término de error simétrico, relacionado al ruido estadístico.

En esta etapa se realiza la estimación por máxima verosimilitud de:

$$\begin{aligned} s_{ni} &= f^n(z_i; \beta^n) + v_{ni} + u_{ni} \\ n &= 1, \dots, N \\ i &= 1, \dots, I \end{aligned} \quad (4)$$

Siendo la brecha, $s_{ni} = x_{ni} - X_n \lambda$, la diferencia entre la cantidad efectivamente utilizada de insumos y la utilización óptima según la DEA de la primer etapa. $f^n(z_i; \beta^n)$ es la frontera determinística formada por las variables de entorno incluidas en el vector z y los parámetros β^n . $v_{ni} \sim N(0, \sigma_{vn}^2)$ es el error aleatorio y $u_{ni} \sim N^+(\mu^n, \sigma_{un}^2)$ el error asimétrico.

Etapa III: DEA ajustada por variables ambientales

Utilizando la información de la segunda etapa pueden corregirse los datos de las empresas según la siguiente ecuación, donde los asteriscos indican que se trata del estimador de un parámetro:

$$\begin{aligned} x_{ni}^A &= x_{ni} + \left[\max_i (z_i \beta^{n*}) - z_i \beta^{n*} \right] + \left[\max_i (v_{ni}^*) - v_{ni}^* \right] \\ n &= 1, \dots, N \\ i &= 1, \dots, I \end{aligned} \quad (5)$$

De esta manera todos los productores son llevados a un entorno operativo común: el peor escenario de ambiental (primer término del segundo miembro) y el estado de la naturaleza más desfavorable (segundo término del segundo miembro).

Estas nuevas variables son consideradas para la estimación de la DEA en la tercera etapa, arrojando medidas de eficiencia (administrativa) netas de los efectos del ambiente operacional y el ruido estadístico.

Es decir, el método considera que la ineficiencia relativa de cada firma puede provenir de tres fuentes:

- Condiciones bajo las cuales opera; variables de entorno que afectan su eficiencia y no son controlables por la empresa. La ineficiencia relacionada a estas causas no controlables no debería provocar penalidades a las licenciatarias.

- Estado de la naturaleza que le toque afrontar; vinculado al error aleatorio y que también se encuentra fuera de su control, por el cual tampoco debería ser penalizado.
- Ineficiencia administrativa (management); fuente de ineficiencia sobre la cual la empresa sí tiene control. A través de la fijación del factor X se intenta generar incentivos para reducir este tipo de ineficiencia.

Mediante DEA en tres etapas estos componentes son diferenciados, permitiendo arribar a medidas de eficiencia global vinculadas a la capacidad administrativa de cada empresa. Las estimaciones por medio de SFA también tienen esta ventaja pero DEA en tres etapas además no requiere de la imposición de una forma funcional específica tipo Cobb-Douglas o Translog. Esta característica otorga mayor flexibilidad al análisis de eficiencia y reduce las posibilidades de manipulación de los resultados, ya que por lo general los mismos son sensibles a la forma funcional adoptada. En adición, al tratarse de una técnica de programación lineal tiene menores requerimientos muestrales que SFA⁴.

Una segunda fuente de flexibilidad del método es el hecho de que incorpora la influencia de las variables ambientales sin que sea necesario conocer a priori el sentido del impacto ya que surge de la estimación de parámetros de regresión, los cuales pueden ser sujetos a pruebas de hipótesis en oposición a métodos DEA que incluyen variables ambientales como insumos con un signo asignado a priori y que no pueden ser sometidos a pruebas de significancia estadística.

Finalmente, el método permite tener en cuenta un efecto diferente sobre cada insumo de las variables de entorno, la ineficiencia y el ruido estadístico, porque las estimaciones de la segunda etapa pueden realizarse por separado para cada insumo.

IV. La Distribución de Gas Natural en Argentina

A. Aspectos regulatorios

En 1992, con la sanción de la Ley 24076, la industria del gas natural que hasta entonces era de propiedad estatal con YPF (monopólica en la exploración y extracción de hidrocarburos) y Gas del Estado (monopólica en la transmisión y distribución) pasó a manos privadas siguiendo la tendencia mundial iniciada con la privatización del sector eléctrico en Chile ('80) y seguida por Inglaterra y Gales ('90).). Al mismo tiempo, la

⁴Una muestra grande permite obtener estimadores más eficientes.

industria dejó de estar conformada por una única empresa verticalmente integrada y se segmentó en diferentes empresas que operan en sus cuatros segmentos típicos: exploración y extracción de gas, transporte, y distribución y comercialización de gas natural.

En particular, la actividad de distribución, al igual que la transmisión de gas natural ha sido regulada por tratarse de un monopolio natural por la sub-aditividad de costos que el hecho de ser una industria de redes provoca.

En la mencionada Ley, el distribuidor es definido como aquel “*prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada*”. Estos agentes poseen concesiones geográficas por un plazo de treinta y cinco años (pudiendo extenderse diez años más). Mediante licitaciones públicas internacionales se concesionaron áreas exclusivas de distribución a nueve empresas: en 1992 Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana, Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, Litoral Gas, Gasnea, Gas Natural Ban, Metrogas y más tarde, en 1998 Gasnor.

Mapa 1

La Ley del Gas Natural también creó el Ente Nacional Regulador del Gas – ENARGAS⁵ - cuyos principales objetivos son proteger derechos de consumidores, promover la competitividad del sector, incentivar el uso racional y la eficiencia, como así también, alentar las inversiones para asegurar el suministro a largo plazo. Asimismo, se incluye el asegurar que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables siguiendo lo que establece la ley y que el precio del suministro sea equivalente al que rigen en países de similares condiciones. El gráfico 1 muestra la tarifa de gas natural para usuarios residenciales de Argentina, comparada con una muestra de 23 países. Se observa que la tarifa en Argentina (0.107 USD/m³) es la más baja, junto con la de Bolivia (0.15 USD/m³), siendo la tarifa promedio para el resto de los países 0.902 USD/m³, es decir 7.7 veces la tarifa argentina.

Gráfico 1

⁵ El ENARGAS fue intervenido en 2007 en medio del escándalo del caso Skanska.

Según la normativa, la tarifa de gas a usuario final está conformada por el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución. Se prevé que el costo de gas⁶ y de transporte sea trasladado al usuario final, de manera que la licenciataria sólo perciba ingresos por su actividad de distribuidora, constituyendo las variaciones en los mismos dos de los ajustes tarifarios periódicos preestablecidos en el anexo B del Decreto 2255/92. El tercero de estos ajustes periódicos es el correspondientes a variaciones en el Índice de Precios al Productor de E.E.U.U. (PPI), que se prevé en forma semestral. Asimismo, se determina un ajuste quinquenal de tarifas que incorpora un Factor de Eficiencia, un Factor de Inversión y de variación de PPI por medio de la siguiente fórmula:

$$T_1 = T_0 \left[\frac{W_1}{W_0} - \frac{X}{100} + \frac{K}{100} \right] \quad (6)$$

Siendo: T1 las tarifas ajustadas, T0 las tarifas vigentes anteriores al ajuste, W1 el PPI correspondiente al segundo mes anterior al del inicio de cada semestre calendario, W0 el PPI correspondiente al segundo mes anterior del último período ajustado, X el Factor de Eficiencia y K = Factor de Inversiones.

La última revisión tarifaria se realizó en el año 1997. En 2002, en medio de la crisis económica que atravesaba el país, se dictó la Ley de Emergencia Pública en la que se plantea la pesificación y congelación de diversos precios y tarifas, incluidas las de gas natural.

El crecimiento en las tarifas residenciales entre 1992 y 2007 fue de 23,1%, habiendo aumentado un 69.8% la componente impositiva, un 54,3% el precio del gas en boca de pozo (no regulado) y un 1,6% las tarifas de transporte y distribución.

En los gráficos 2 y 3 se observa la evolución de la tarifa real media de Gas Natural Ban y Metrogas en el periodo 2002-06, mostrando una marcada tendencia descendente con una tarifa residencial con valores reales de hasta 0.4 \$/m³ en 2002 mientras que en 2006 no supera los 0.225 \$/m³.

Gráfico 2

Gráfico 3

Esta situación de ingresos congelados y costos variables ha ajustado la situación financiera de las compañías distribuidoras de gas natural. Esto puede haber resultado en un incentivo a obtener ganancias de eficiencia que

⁶ Los ajustes por precio de gas son estacionales.

permitan mitigar los efectos de las tarifas congeladas dado que se trata de una industria con altas barreras a la salida (elevados costos fijos). Sin embargo, esta situación puede minar la eficiencia dinámica de la industria en la medida en que no se generen incentivos adecuados para que la inversión se realice acompañando al crecimiento previsto de la demanda.

Lo descripto en los párrafos anteriores es un claro ejemplo de lo planteado en el Marco General respecto al riesgo regulatorio al que se exponen las empresas dado por la posibilidad de aparición de alteraciones en las reglas de juego por parte del regulador, hecho que se facilita por las fuertes inversiones en activos específicos realizadas por las licenciatarias, produciendo efectos sobre la eficiencia y el bienestar.

En el cuadro 1 se muestra la evolución del retorno sobre el capital (ROE) de las licenciatarias, se observa un deterioro en la posición financiera de las mismas.

Cuadro 1

En junio de 2010 Metrogas informó a la Comisión Nacional de Valores la decisión de ir a convocatoria de acreedores, por su incapacidad para afrontar los pagos de su deuda. La empresa esgrimió que había llegado a esta situación a causa de la falta de actualización tarifaria mientras que sus costos de operación se incrementaron en promedio en más del 210% desde el año 2001 (año en que se dejó de incorporar la inflación en las tarifas)⁷.

Por su parte el gobierno intervino Metrogas y expresó que no concuerda con que la causa del problema financiero de Metrogas sean las tarifas congeladas, sino que en su opinión el origen de esa deuda no guarda relación con las inversiones realizadas y es atribuible a “los motivos que llevaron a otras empresas y al país a la crisis de 2001”⁸.

B. El sector en cifras

En 2008, la industria de gas natural en Argentina contaba con 7.2 millones de clientes, que al momento de la privatización eran 4.5 millones. El máximo volumen inyectado fue de 125.8 MM m³/día, un 4% mayor que en 2001 y un 77% mayor que en 1993.

⁷ En la nota enviada a la Comisión Nacional de Valores dice además “*Todos los aumentos a las distintas categorías de clientes que la Sociedad ha debido incluir en sus facturas no le han significado ingreso alguno ya que ha actuado en carácter de agente de percepción recaudando fondos que han sido destinados a financiar ampliaciones de capacidad de los sistemas de gasoductos troncales, a retribuir aumentos en el precio del gas natural a los productores y a solventar importaciones de gas para hacer frente a la demanda interna*”. Disponible en http://www.ambito.com/diario/aw_documentos/archivosdoc/2005/id_doc_5497.doc

⁸ http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=1275961

La red de distribución pasó de 79000 Km en 1992 a 135000 Km en 2008, mientras que la capacidad de transporte era de 67 MM m³/día en 1992 superando los 120 MM m³/día en 2008.

V. Datos

A. Aspectos generales

Se cuenta con datos de panel para seis de las nueve compañías distribuidoras de gas natural en Argentina: Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana, Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, Gas Natural Ban y Metrogas para el periodo 2000-2009.

Para adaptar la metodología de DEA a datos de panel, en la primera y tercera etapa se utilizan índices de cambio en la productividad de Malmquist⁹ y en la segunda etapa se estima la frontera SFA también teniendo en cuenta que se trata de datos de panel. Las estimaciones se llevaron a cabo en los programas DEAP y STATA.

El análisis está basado en el estudio de una frontera de producción, dado que las estimaciones de eficiencia (técnica, asignativa, de escala) provenientes de funciones de costos resultan sesgadas toda vez que haya una desviación sistemática de la eficiencia asignativa, la que puede darse por sesgos regulatorios (ej. regulación por tasa de retorno), planificaciones óptimas en el largo plazo pero subóptimas en el corto plazo, existencia de sindicatos fuertes, mercados incompletos de capitales, entre otros. Es decir, los cambios en eficiencia asignativa pueden ser el resultado de distorsiones en los mercados de factores que no están bajo el control de las empresas y por las cuales no deberían ser castigadas. Adicionalmente estas distorsiones asignativas rompen la relación dual-primal necesaria para obtener buenas estimaciones de eficiencia. . Por estas razones los métodos primales (función de producción) son preferidos¹⁰.

La frontera de producción se estima por medio de DEA orientada a los insumos, teniendo en cuenta que la empresa toma la cantidad de producto como una variable exógena, ya que debe satisfacer la demanda regulada tomando decisiones sobre los insumos a utilizar.

B. Descripción de variables

⁹ En el Anexo I el lector puede encontrar una breve explicación del índice de productividad de Malmquist.

¹⁰ Mundlak 1996 indica que los estimadores duales son, en general, más ineficientes que los primales. Esta posición es compartida por Coelli et al (2003).

Para la estimación de la frontera productiva se toman los metros cúbicos entregados como producto. Si bien la calidad del servicio es un atributo del producto que debería ser incorporado, dada la indisponibilidad de información homogénea sobre éste se lo deja de lado en la estimación de la frontera de eficiencia. De todos modos, medidas parciales de calidad podrían ser consideradas de manera complementaria con los resultados de ésta.

Se considera a la cantidad de empleados y a los kilómetros de redes operadas como variables representativas de los insumos trabajo y capital respectivamente¹¹.

Para la segunda etapa se incorporan variables que tratan de captar los diferentes entornos en que operan las empresas y que pueden influir en la eficiencia de las empresas. Estas son:

- Densidad del mercado: medida como la cantidad de clientes por kilómetro de redes. Dado que estas industrias presentan economías de densidad se espera que mientras mayor sea la variable clientes sobre km de red la brecha entre la cantidad de insumos utilizados y la cantidad de insumos eficientes tienda a ser menor.
- Estructura de mercado: se toma el cociente entre metros cúbicos entregados a usuarios residenciales y total de metros cúbicos entregados como indicador de la estructura del mercado en que opera la firma. En general se espera que una alta participación de ventas a residenciales en las ventas totales afecte de manera positiva a la eficiencia de las licenciatarias de gas natural ya que los clientes de menor tamaño requieren menores servicios de atención que los grandes clientes (negociaciones individuales, mayor comunicación, etc.). Además, las redes de baja presión implican menor esfuerzo de mantenimiento.
- Clima: se incorpora la temperatura mínima del área de concesión, teniendo en cuenta que la demanda de gas depende fuertemente de la misma dado su alto uso para calefacción. Esto influye tanto en el nivel consumo como en el dimensionamiento de la red para poder abastecer la demanda máxima. Dado que se analiza la eficiencia de distribuidoras pertenecientes a un mismo país y sujetas a regulación nacional no se incorporan variables que traten de captar estas diferencias, en el caso de realizar un estudio internacional sería conveniente incorporar variables Dummy que lo hagan.

¹¹ El gas natural no es incorporado como insumo ya que su costo es trasladado a tarifas, no pertenece a los insumos de la actividad de distribución en sí misma.

El método permite captar el efecto diferencial de estas variables de entorno sobre la brecha de cada insumo (uso efectivo versus eficiente) por separado.

En el cuadro 2 y 3 se presentan estadísticas descriptivas de las variables y sus respectivas fuentes de datos.

Cuadro 2

Cuadro 3

VI. Resultados

En los cuadros 4 a 7 se muestran las estimaciones de cada etapa del método DEA- tres etapas.

La primera etapa brinda una aproximación a la eficiencia relativa de las licenciatarias consideradas sin tener en cuenta el posible efecto del entorno en que cada una opera. En la mayoría de los años la frontera productiva estuvo determinada por las combinaciones de factores de Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Camuzzi Gas del Sur. En el primer año analizado (2000), la eficiencia promedio era de un 83% mientras que el último (2009) la eficiencia promedio se estima en 93,8%, un 12% superior.

En la segunda etapa, al analizar la influencia del entorno en la eficiencia de uso del capital se observa que todos los estimadores tienen los signos esperados y tanto la variable relativa a la estructura de mercado – participación de clientes residenciales en el consumo de gas natural – como la constante resultan significativas al 5 %¹².

El estimador del parámetro gama (cociente entre la varianza del estimador de ineficiencia y la suma de dicha varianza y la varianza del error aleatorio) es 0.91 indicando que existe un componente de ineficiencia administrativa significativo más allá de la influencia del entorno y del estado de la naturaleza que le haya tocado a cada empresa (captado por el error aleatorio). Es decir, que existe un margen de ganancia de eficiencia, ya que las empresas mejorando su administración pueden acercarse a la frontera productiva. Si éste hubiera sido cercano a cero se diría que la ineficiencia captada en la primera etapa sólo está determinada por factores no controlables por las empresas y por los cuales no deberían ser castigadas: el entorno en que les toca operar y el estado de la naturaleza.

¹² Se utilizó la técnica de bootstrap para mejorar la confianza en las estimaciones de los errores estándar de los estimadores de SFA.

Al analizar la eficiencia en el uso del factor trabajo sucede algo similar. Nuevamente la ineficiencia administrativa es significativa: factor gama 0.87 con un intervalo de confianza 0,34-0.98 y por lo tanto significativamente distinto de cero. Las variables de entorno tienen efectos en el sentido esperado y resultan significativas al 95% de confianza la constante y la variable de estructura de mercado.

Finalmente, en la tercera etapa se obtienen medidas de eficiencia administrativa, libres del efecto del entorno y de la “suerte”, es decir la eficiencia sobre la cual la empresa sí tiene control. A continuación se muestran los resultados más destacados.

Gráfico 4

En el gráfico 4 se muestra la evolución de la eficiencia técnica promedio de la industria¹³ desde el año 2000 al 2009, siendo del 88% en el primero y del 94% en el último, lo que implica una ganancia de eficiencia del 8%.

Se observa un crecimiento aunque no de modo sostenido: 2001, 2003 y 2008 son los años de mayor crecimiento de la eficiencia técnica con aumento de 3.8%, 1.7% y 2.7% respectivamente. También se captan periodos con disminución en la eficiencia técnica, en todos los casos menores al 1% en valor absoluto. En 2001 el cambio en la eficiencia promedio seguramente se relaciona a la ganancia de eficiencia de Camuzzi Gas Pampeana (29%) cuya descomposición del índice de TFP de Malmquist indica que corresponde a un cambio de eficiencia técnica puro (es decir, un cambio de eficiencia técnica no vinculado a una ganancia por economías de escala). El crecimiento del año 2003 puede vincularse al incremento de eficiencia técnica de Gas Natural Ban (10%) y cuya descomposición del índice de productividad de Malmquist indica que ésta se relaciona a un cambio conjunto de eficiencia escala y de eficiencia pura que elevan la productividad total de los factores (PTF). Finalmente en 2008, se observa que ambas empresas (8% C.G. Pampeana y 5% G.N. Ban) se acercaron a la frontera productiva por crecimiento en la PTF y por mejora de eficiencia pura.

Si se comparan las estimaciones de eficiencia en la primera etapa con las de la tercera etapa se observa que mejoran las estimaciones de eficiencia de Distribuidora Gas del Centro y Gas Natural Ban, mientras que disminuye la de Camuzzi Gas Pampeana, aún así el ordenamiento relativo de las empresas se mantiene: entre las más eficientes se encuentran Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Camuzzi Gas del Sur, seguidas por

¹³ Cabe aclarar que cuando se habla de industria en la sección de resultados y conclusiones se refiere al conjunto de las seis empresas analizadas.

Distribuidora de Gas del Centro y luego, con menor eficiencia, Camuzzi Gas Pampeana y Gas Natural Ban. Entre la primer y tercer etapa la eficiencia promedio varía entre el 1% y el 4% según el año que se considere.

Gráfico 5

En el gráfico 5 se aprecia la descomposición del índice de productividad de Malmquist para la industria por periodo, en él se observa que ninguno de sus componentes creció más de un 15% en ningún periodo. La PTF creció entre 2003 y 2008 y su descomposición en cambio en eficiencia técnica y cambio tecnológico indica que:

- El cambio en eficiencia pura (bajo RVE) para el conjunto de la industria ha tenido un comportamiento bastante estable, en todos los años se situó en valores cercanos a 1, creciendo en 2001 y 2008.
- El cambio de eficiencia de escala tuvo un crecimiento en el año 2003 (que se puede relacionar al de Gas Natural BAN) creciendo un 11%. El resto de los años se mantuvo relativamente constante.
- El cambio de eficiencia bajo RCE, el producto de los anteriores, tiene un crecimiento en el 2003 guiado por el cambio en eficiencia de escala promedio para las seis empresas analizadas.
- Con respecto al cambio tecnológico se destaca la caída de 2001 y el crecimiento de 2006.

Gráfico 6

Si se observa la evolución de la eficiencia técnica por distribuidora (gráfico 6) pueden formarse dos grupos, según se encuentren por encima o por debajo de la eficiencia promedio de la industria respectivamente:

- Grupo 1: Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Camuzzi Gas del Sur
- Grupo 2: Camuzzi Gas Pampeana y Gas Natural Ban

Las licenciatarias del primer grupo se encuentran en todo el periodo cercanas a la frontera productiva mientras que las del segundo grupo de 2009 poseen una eficiencia mayor al 80% pero menor al promedio de la muestra de 94%. Tanto C. G. Pampeana como G. N. Ban tenían una eficiencia cercana al 65% en el año 2000, la primera tuvo un comportamiento oscilatorio hasta llegar al 83% mientras que G.N. Ban mantuvo una tendencia creciente en todo el periodo (llegando a 85% en 2009).

En este caso en que la eficiencia administrativa, libre de los efectos del entorno y del estado de la naturaleza que cada una ha enfrentado en el pasado, es heterogénea entre licenciatarias resultaría de interés la aplicación

de un Factor X diferencial entre empresas o grupos de empresas para incentivar a las empresas menos eficientes a acercarse a la frontera productiva. Así, las empresas tendrían un factor X formado por una componente común que refleje el crecimiento de la productividad total de los factores en la industria y otra que refleje un requerimiento adicional para reducir la brecha de eficiencia entre empresas. Este último sub-factor tendría que basarse en la performance relativa de las empresas y ser mayor para aquellas más alejadas de la frontera, representando la ganancia de eficiencia adicional necesaria para converger.

Gráfico 7

El índice de productividad de Malmquist promedio por distribuidora muestra que no hubo grandes variaciones en la PTF determinada por una tasa de crecimiento en la eficiencia técnica (tanto medida bajo RCE como bajo RVE) que no superó ningún año el 4% y por el reducido cambio tecnológico menor al 1% en todos los casos. La eficiencia de escala se ha mantenido bastante estable, algo esperable teniendo en cuenta que las distribuidoras analizadas fueron concesionadas en 1992 y la mayor parte de sus clientes y redes eran preexistentes, hubiera sido interesante poder incluir a Gasnea en el análisis, ya que la misma comenzó a operar en 1998 abasteciendo a nuevos clientes para lo que desarrolló su red de distribución y seguramente ha estado expuesta a ganancias de economías de escala y densidad.

La licenciataria que mayor cambio promedio experimentó fue Gas Natural Ban que en promedio incrementó la PTF en un 4%: la eficiencia pura un 3% y la eficiencia de escala en un 1%. Por otro lado, Camuzzi Gas Pampeana tuvo un incremento de su eficiencia pura del 2.6% y Distribuidora Gas del Centro elevó su eficiencia de escala un 1.2% (que se reflejó en su eficiencia RCE). Ambas elevaron su PTF en 1% y 2% respectivamente. Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Camuzzi Gas del Sur se han mantenido bastante estables y son las que conformaron la frontera productiva, por lo que se estaría observando una convergencia en la eficiencia de las empresas.

VII. Conclusiones

La metodología utilizada, DEA en tres etapas, permite introducir el efecto de la aleatoriedad y del entorno (estructura de mercado, densidad de clientes, temperatura) que afectan la operatoria de cada firma en las estimaciones de eficiencia por DEA.

Las estimaciones de eficiencia en la primera etapa difieren de las de la tercera etapa: mejoran las estimaciones de eficiencia de Distribuidora Gas del Centro y Gas Natural Ban, mientras que disminuye la de Camuzzi Gas Pampeana. Aún así el ordenamiento relativo de las empresas se mantiene: entre las más eficientes se encuentran Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Camuzzi Gas del Sur, seguidas por Distribuidora de Gas del Centro y luego, con eficiencia menor al 86%, Camuzzi Gas Pampeana y Gas Natural Ban. Entre la primer y tercer etapa la eficiencia promedio varía entre el 1% y el 4% según el año que se considere.

A partir del estudio realizado, se concluye que existe un potencial de mejora de eficiencia en el segmento de distribución de gas natural ya que se encontró evidencia sobre la existencia de ineficiencia administrativa. Es decir, una vez removidos los factores aleatorios y del entorno en que operan las empresas, se sigue observando un uso ineficiente de los recursos productivos.

Los resultados empíricos sugieren que el conjunto de empresas de gas natural analizadas ha tenido una ganancia de eficiencia de 8% en el periodo 2000-09, pasando de una eficiencia media de 88% a 94%. A través del análisis de índice de productividad de Malmquist se observa que ésta se vincula a una mejora de eficiencia técnica más que a un cambio tecnológico.

Centrando la atención en la evolución de cada licenciataria se observa que pueden formarse dos grupos, Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Camuzzi Gas del Sur que se han ubicado más cerca de la frontera productiva y Camuzzi Gas Pampeana y Gas Natural Ban que están por debajo de la eficiencia promedio.

Esta información es de interés regulatorio ya que podrían fijarse factores X diferentes para cada empresa con el fin de incentivar a las licenciatarias a acercarse a la frontera y trasladar al usuario, vía tarifa, esa mejora potencial.

Tanto Distribuidora de Gas del Centro, Camuzzi Gas Pampeana y Gas Natural Ban han registrado ganancias de eficiencia, el cambio en la PTF fue de 2%, 1% y 4% respectivamente. Gas Natural Ban promedio tuvo un incremento en la eficiencia pura del 3% y de la eficiencia de escala del 1%. Al mismo tiempo, Camuzzi Gas Pampeana elevó su eficiencia pura en 2.6% y Distribuidora Gas del Centro incrementó su eficiencia de escala un 1.2%.

Por otro lado, la eficiencia de Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Camuzzi Gas del Sur se ha mantenido relativamente estable y son las que conformaron la frontera productiva, esto indicaría que se está en presencia de un proceso de convergencia en la eficiencia productiva de las empresas.

Anexo I

Cuado se trabaja con datos de panel se puede usar DEA e índices de PTF de Malmquist PTF para medir cambios en la productividad y para desponer dicho cambio en cambio de eficiencia técnica y cambio tecnológico.

Fare et al (1994) especifica un índice de cambio de productividad de Malmquist orientado al producto¹⁴ como la media geométrica de dos índices; uno utiliza la tecnología del periodo t y el otro la del t+1.

$$m_0(y_{t+1}, x_{t+1}, y_t, y_t) = \left[\frac{d_0^t(x_{t+1}, y_{t+1})}{d_0^t(x_t, y_t)} \times \frac{d_0^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{d_0^{t+1}(x_t, y_t)} \right]^{1/2} \quad (A1)$$

Donde: x es un vector de insumos, y de productos y d es una función de distancia. T y t+1 son los periodos considerados.

Representa la productividad del punto de producción (x_{t+1}, y_{t+1}) relativo al punto de producción (x_t, y_t) . Un valor mayor a uno indica que ha habido un cambio positivo en la PTF entre el periodo t y t+1.

En la sección en que se presentan los resultados, en la tercera etapa se muestran estimaciones de los conceptos que se describen a continuación (en paréntesis se muestran las siglas con las cuales son identificados en dicha sección).

Índices para cada firma para cada año. Todos relativos al periodo anterior:

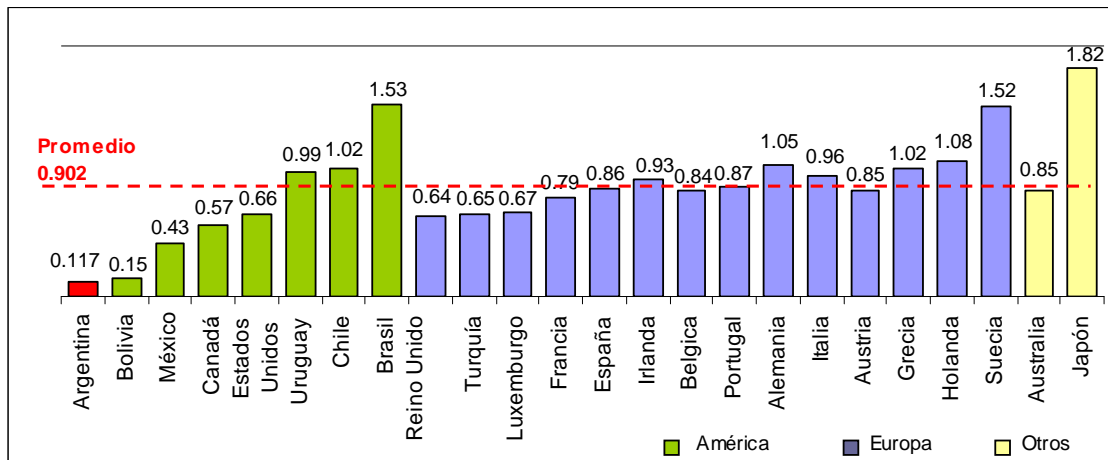
- Cambio en eficiencia técnica, relativa a RCE (effch)
- Cambio tecnológico (techch)
- Cambio en eficiencia técnica pura, relativa a RVE (pech)
- Cambio en eficiencia de escala (sech)
- Cambio en la PTF (tfpch)

Es interesante tener en cuenta cuales son las relaciones que existen entre estos índices. El cambio en la PTF está compuesta por el cambio de eficiencia técnica (pech x sech) y cambio tecnológico (techch), es decir, $tfpch = pech \times sech \times techch$. A su vez dado que la eficiencia de escala es la diferencia entre la eficiencia medida bajo rendimientos constantes y variables a escala se verifica que $effch = pech \times sech$.

¹⁴ También puede construirse un índice de TFP de Malmquist orientado a insumos de manera similar al presentado en A1.

Gráfico 1: Tarifa residencial de gas natural: comparación internacional – Junio 2009(1)

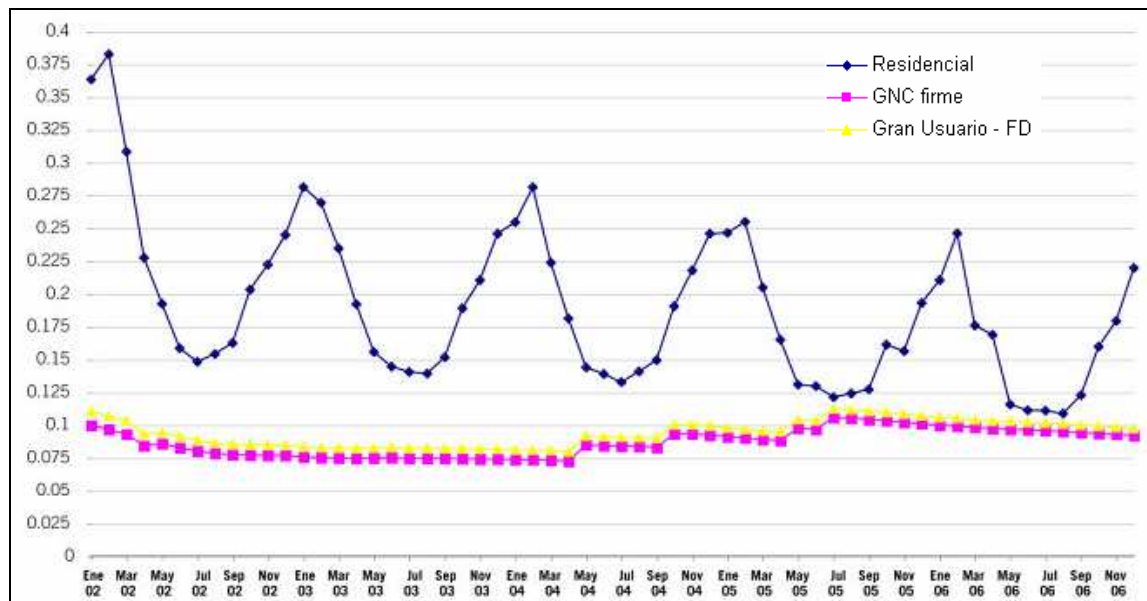
(dólares por m³)



Notas: (1) Consumo anual: consumo estándar de este segmento en cada país. (2) Argentina: Tarifas con impuestos a los ingresos brutos e impuestos nacionales a las ventas (IVA). Incluye Cargo 2067 para importación de gas natural y excluye otros impuestos provinciales y/o municipales. Tipo de cambio: \$3,79 / US\$.

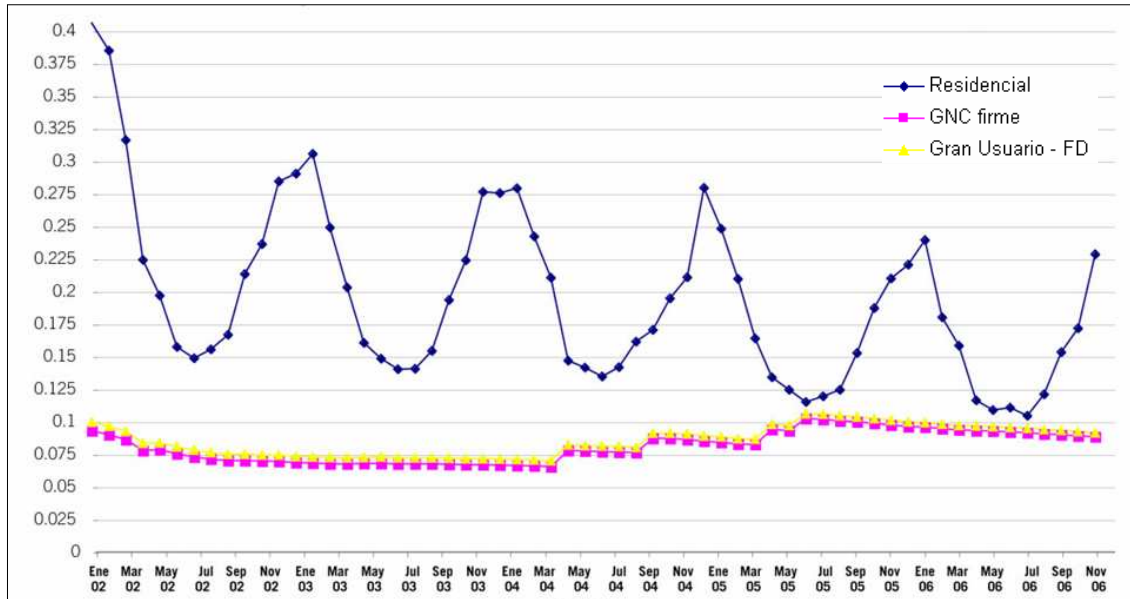
Fuente: Comparación Internacional de Tarifas de Gas Natural para Clientes Residenciales e Industriales a junio 2009, Asociación Distribuidores de Gas de la República Argentina (<http://www.adigas.com.ar>)

Gráfico 2: Tarifa media real de gas natural: Gas Natural Ban (pesos por m³)



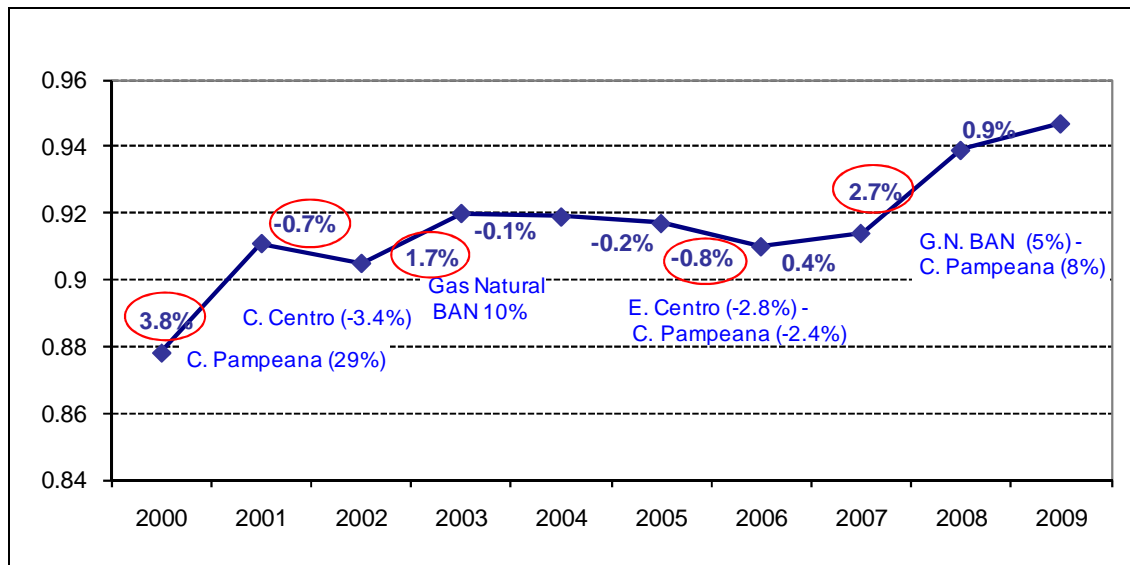
Fuente: Informes ENARGAS 2006 - Capítulo IV.

Gráfico 3: Tarifa media real de gas natural: Metrogas (pesos por m³)



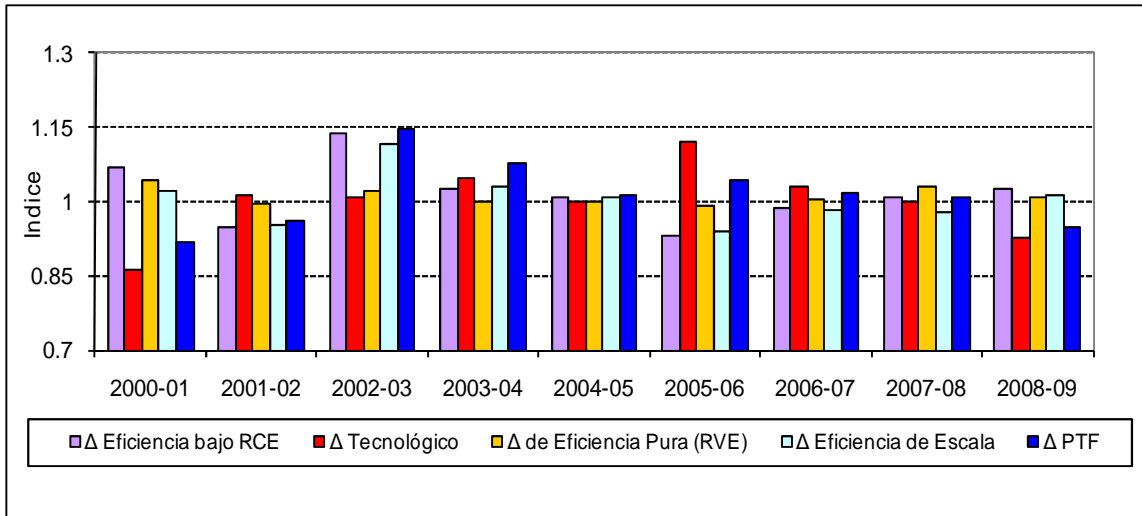
Fuente: Informes ENARGAS 2006 - Capitulo IV.

Gráfico 4: Evolución de la eficiencia técnica promedio



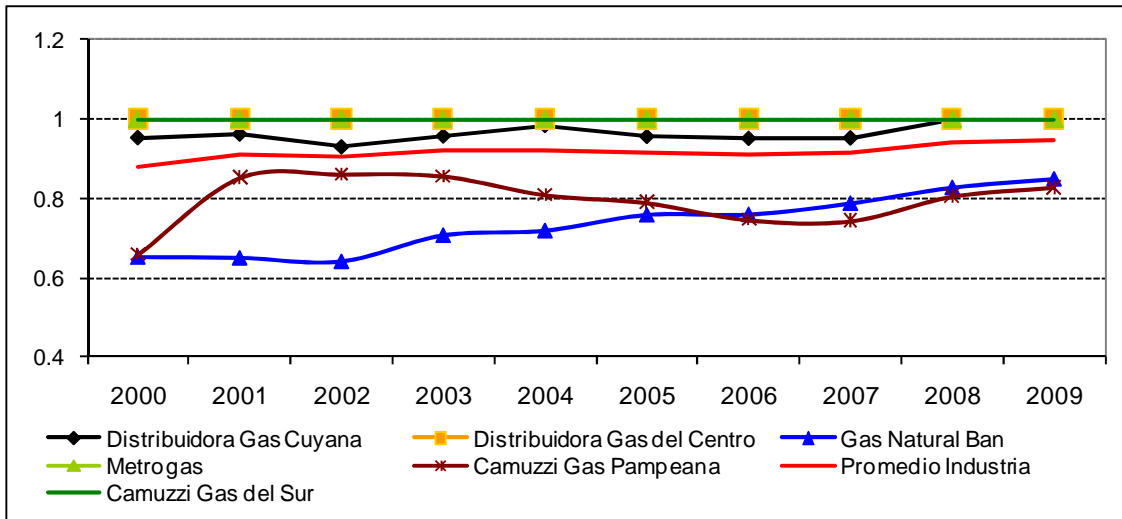
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 5: Índice de productividad de Malmquist por periodo



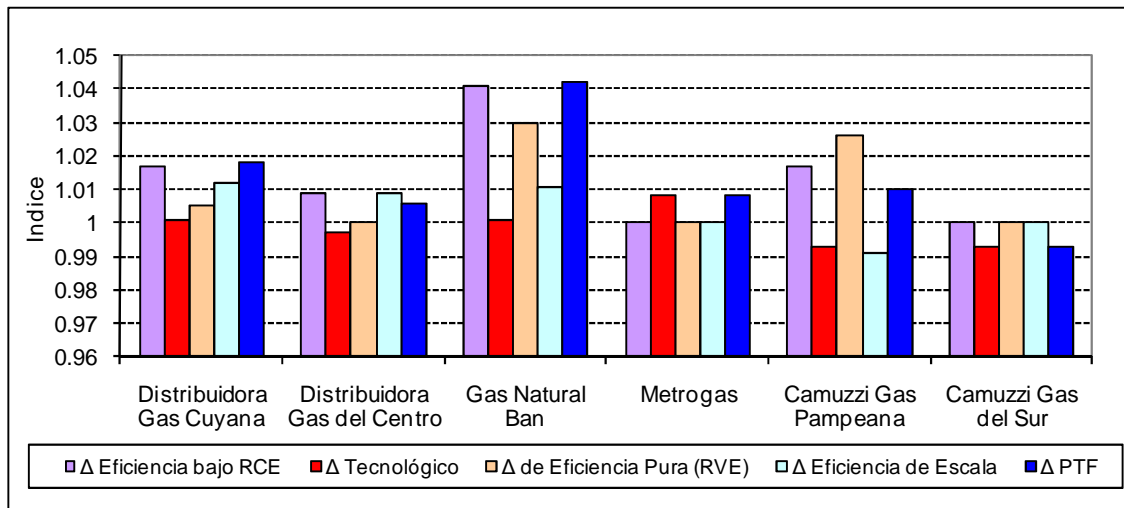
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 6: Evolución de la eficiencia técnica por distribuidora de gas natural



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 7: Índice de productividad de Malmquist por empresa



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 1: ROE distribuidoras de gas natural

	Metrogas	Gas Natural Ban	Litoral Gas	Gasnor	Distribuidor a Gas del Centro	Distribuidora Gas Cuyana	Camuzzi Gas Pampeana	Camuzzi Gas del Sur	Gasnea
1993	15.21	15.55	16.02	18.59	15.34	11.07	13.85	17.65	
1994	8.73	14.24	12.41	13.03	9.81	10.54	13.66	16.68	
1995	6.27	11.75	11.42	8.71	8.78	9.82	11.76	8.60	
1996	6.23	8.83	10.54	8.46	9.11	8.91	6.11	10.12	
1997	7.50	8.93	10.20	9.67	8.97	9.09	5.84	9.61	
1998	3.95	10.89	15.71	13.53	10.05	8.58	5.60	8.25	
1999	7.03	11.26	14.45	12.16	11.13	8.64	7.20	10.30	
2000	8.00	13.06	17.61	12.40	12.40	40.19	6.52	12.22	
2001	4.66	7.66	7.47	2.88	10.04	7.71	3.02	-2.70	
2002	*	-759.43	6.37	-0.50	-45.70	3.47	-71.17	-147.83	
2003	-1.31	10.28	5.01	1.99	6.24	2.83	1.57	6.15	
2004	-18.81	1.56	5.65	1.70	4.38	2.93	0.58	-0.20	
2005	4.18	0.81	7.84	1.86	6.41	3.69	8.33	8.12	
2006	30.05	12.80	7.81	4.21	7.04	3.21	2.01	-4.13	-48.75
2007	1.58	14.21	11.42	3.03	7.44	4.82	0.60	-4.88	-19.08
2008	-1.38	2.38	10.96	1.29	6.29	3.63	2.94	-12.06	16.48

Nota: Rentabilidad sobre el Patrimonio (ROE según siglas en inglés) calculada como el cociente entre la Utilidad Neta y el Patrimonio Neto de la distribuidoras según publicaciones de Enargas. * En 2002 Metrogas tuvo tanto patrimonio neto negativo como utilidad neta negativa.

Fuente: Informes Anuales Enargas

Cuadro 2: Variables, estadísticas descriptivas

Variable	Descripción	Unidad	Observaciones	Promedio	Desvío Estándar	Mínimo	Máximo
Gas*	Gas entregado	millones m3	60	4499	2271	1541	8912
Km*	Redes operadas	Km	60	16101	4820	8464	25005
Clie_Km*	Cientes por Km de red	cociente	60	58	33	33	133
Res_Total**	Ventas de gas a residenciales sobre total de ventas	cociente	60	0.23	0.09	0.09	0.39
Emp**	Empleados	unidad	60	595	255	282	1052
Tem_Min***	Temperatura mínima	°C	60	-7.7	7.1	-25.7	1.4

Nota: No se incluye a Gasnea, Gasnor ni Litoral Gas porque no publican Memorias y Balances Contables lo que hace imposible contar con una serie pública de la cantidad de empleados de cada una de ellas. Ninguna de ellas accedió a proveer la información. Fuente: *Memorias y Balances – Enargas **Memorias y Balances ***Servicio Meteorológico Nacional

Cuadro 3: Matriz de correlaciones parciales

	Clie_Km	Res_Total	Tem_Min
Clie_Km	1	-0.2662	0.6606
Res_Total	-0.2662	1	-0.2549
Tem_Min	0.6606	-0.2549	1

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 4: Estimación de eficiencia – DEA en 3 etapas, etapa 1

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Distribuidora Gas del Centro	0.801	0.821	0.802	0.847	0.818	0.8	0.783	0.783	0.935	1
Distribuidora Gas Cuyana	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Gas Natural Ban	0.539	0.606	0.585	0.657	0.668	0.698	0.658	0.68	0.731	0.773
Metrogas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Camuzzi Gas Pampeana	0.695	0.941	0.958	0.941	0.89	0.856	0.806	0.776	0.836	0.857
Camuzzi Gas del Sur	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Promedio	0.839	0.895	0.891	0.907	0.896	0.892	0.874	0.873	0.917	0.938

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 5: Estimación de eficiencia – DEA en 3 etapas, etapa 2

Variable	Brecha Km	Brecha Empleados
	Estimador	Estimador
Clien_Km	-4.05	-0.56
Res_Total	-13647.71*	-503.13*
Tem_Mín	-10.05	0.44
Constante	9515.23*	322.29*
Mu**	3486.77	64.15
Gamma	0.91*	0.88*
Sigma_u2	8720618	9841
Sigma_v2	837637	1361

Nota: Estimaciones bootstrap de los desvíos estándar de los estimadores. * Significativo al 5%. ** $u \sim N+(\mu, \sigma^2)$

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 6: Estimación de eficiencia – DEA en 3 etapas, etapa 3

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Distribuidora Gas del Centro	0.953	0.962	0.929	0.957	0.984	0.956	0.951	0.952	1	1
Distribuidora Gas Cuyana	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gas Natural Ban	0.652	0.65	0.641	0.707	0.719	0.759	0.76	0.788	0.828	0.85
Metrogas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Camuzzi Gas Pampeana	0.66	0.853	0.862	0.857	0.81	0.79	0.747	0.744	0.806	0.829
Camuzzi Gas del Sur	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Promedio	0.878	0.911	0.905	0.92	0.919	0.917	0.91	0.914	0.939	0.947

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 7: Estimación de eficiencia – DEA en 3 etapas, etapa 3 – Índice de productividad de Malmquist

Empresa	effch	techch	pech	sech	tfpch
	Año 2				
1	1.04	0.854	1.009	1.031	0.888
2	1.098	0.854	1	1.098	0.938
3	1.159	0.854	0.996	1.164	0.99
4	1	0.9	1	1	0.9
5	1.121	0.854	1.291	0.868	0.957

6	1	0.855	1	1	0.855
Promedio	1.068	0.861	1.044	1.023	0.92
Año 3					
1	0.873	1.076	0.967	0.903	0.939
2	0.891	1.031	1	0.891	0.919
3	0.975	1.076	0.987	0.988	1.049
4	1	0.912	1	1	0.912
5	0.956	1	1.011	0.946	0.956
6	1	0.998	1	1	0.998
Promedio	0.948	1.014	0.994	0.954	0.961
Año 4					
1	1.371	0.98	1.03	1.331	1.343
2	1.169	0.983	1	1.169	1.149
3	1.214	0.98	1.103	1.101	1.189
4	1	1.159	1	1	1.159
5	1.116	0.98	0.995	1.122	1.094
6	1	0.978	1	1	0.978
Promedio	1.138	1.008	1.021	1.115	1.147
Año 5					
1	1.009	1.016	1.029	0.981	1.026
2	1.106	1.023	1	1.106	1.131
3	1.012	1.016	1.016	0.996	1.028
4	1	1.202	1	1	1.202
5	1.041	1.024	0.945	1.101	1.066
6	1	1.018	1	1	1.018
Promedio	1.027	1.048	0.998	1.029	1.077
Año 6					
1	0.997	1.001	0.971	1.027	0.997
2	1.026	1.001	1	1.026	1.027
3	1.06	1.001	1.056	1.004	1.061
4	1	0.991	1	1	0.991
5	0.979	1.009	0.975	1.004	0.988
6	1	1.006	1	1	1.006
Promedio	1.01	1.001	1	1.01	1.011
Año 7					
1	0.904	1.141	0.995	0.908	1.031
2	0.899	1.141	1	0.899	1.026
3	0.874	1.141	1.002	0.872	0.997
4	1	1.025	1	1	1.025
5	0.905	1.147	0.946	0.957	1.038
6	1	1.145	1	1	1.145
Promedio	0.929	1.122	0.99	0.938	1.043
Año 8					
1	0.998	1.046	1.001	0.997	1.044
2	0.944	1.046	1	0.944	0.988
3	0.998	1.046	1.037	0.963	1.044
4	1	0.966	1	1	0.966
5	0.978	1.044	0.996	0.982	1.021
6	1	1.044	1	1	1.044
Promedio	0.986	1.032	1.005	0.981	1.017

Año 9					
1	1.029	1.005	1.05	0.98	1.034
2	0.963	1.005	1	0.963	0.968
3	1.036	1.005	1.05	0.986	1.042
4	1	0.983	1	1	0.983
5	1.029	0.999	1.083	0.95	1.028
6	1	1.002	1	1	1.002
Promedio	1.009	1	1.03	0.98	1.009
Año 10					
1	1.003	0.918	1	1.003	0.92
2	1.019	0.918	1	1.019	0.936
3	1.077	0.918	1.026	1.05	0.989
4	1	0.976	1	1	0.976
5	1.047	0.911	1.029	1.018	0.953
6	1	0.914	1	1	0.914
Promedio	1.024	0.925	1.009	1.015	0.948

Nota: Empresa 1: Distribuidora Gas Cuyana – Empresa 2: Distribuidora Gas del Centro – Empresa 3: Gas Natural Ban – Empresa 4: Metrogas – Empresa 5: Camuzzi Gas Pampeana – Empresa 6: Camuzzi Gas del Sur. Effch: cambio en eficiencia técnica, techch: cambio tecnológico, pech: cambio en eficiencia técnica pura y sech: cambio en eficiencia de escala.
Fuente: Elaboración propia

Cuadro 8: Estimación de eficiencia – DEA en 3 etapas, etapa 3 – Índice de productividad de Malmquist – Resumen por período

Período	effch	techch	pech	sech	tfpch
2000-01	1.068	0.861	1.044	1.023	0.92
2001-02	0.948	1.014	0.994	0.954	0.961
2002-03	1.138	1.008	1.021	1.115	1.147
2003-04	1.027	1.048	0.998	1.029	1.077
2004-05	1.01	1.001	1	1.01	1.011
2005-06	0.929	1.122	0.99	0.938	1.043
2006-07	0.986	1.032	1.005	0.981	1.017
2007-08	1.009	1	1.03	0.98	1.009
2008-09	1.024	0.925	1.009	1.015	0.948
Promedio	1.014	0.999	1.01	1.004	1.013

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 9: Estimación de eficiencia – DEA en 3 etapas, etapa 3 – Índice de productividad de Malmquist – Resumen por licenciataria

Empresa	effch	techch	pech	sech	tfpch
1	1.017	1.001	1.005	1.012	1.018
2	1.009	0.997	1	1.009	1.006
3	1.041	1.001	1.03	1.011	1.042
4	1	1.008	1	1	1.008
5	1.017	0.993	1.026	0.991	1.01
6	1	0.993	1	1	0.993
Promedio	1.014	0.999	1.01	1.004	1.013

Nota: Empresa 1: Distribuidora Gas Cuyana – Empresa 2: Distribuidora Gas del Centro – Empresa 3: Gas Natural Ban – Empresa 4: Metrogas – Empresa 5: Camuzzi Gas Pampeana – Empresa 6: Camuzzi Gas del Sur. Fuente: Elaboración propia.

Mapa 1



Fuente: ENARGAS.

Bibliografía

- Canay, Ivan (2002), Eficiencia y Productividad en Distribuidores Eléctricas: Repaso de la Metodología y Aplicación, Texto de Discusión No 35 ISBN No 987-519-099-3.
- Coelli, Tim; D. S. Prasada Rao and George Battese (1998), *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Kluwer Academic Publishers, Massachusetts.
- Coelli; Rao; O'Donnell & Battese (2005), *Introduction to Efficiency & Productivity Analysis*.2ed, Springer.
- Coelli, Tim; Shannon Walding (2005), Performance Measurement in the Australian Water Supply Industry Working Papers Series No. 01/2005, School of Economics University of Queensland.
- Coelli, Tim (1996), A Guide to DEAP Version 2.1.: A Data Envelopment Analysis (computer) Program.Centro de Análisis de Eficiencia y Productividad, Documento de Trabajo N° 96/08, University of New England, Departamento de Econometría, Armidale, Australia.
- Coelli, T.; Estache, A.; Perelman, S.; Trujillo, L. (2003), *Una Introducción a las Medidas de Eficiencia*, Banco Mundial y Alfaomega Colombiana S.A.
- Mundlak Y.(1996) Production Function Estimation: Reviving the Primal, *Econometrica* 64 (2: 431-38).
- Fried, H.O.; Lovell C.A.K.; Schmidt S.S.; Yaisawarng S. (2002), Accounting for Environmental Effects and Statistical Noise in Data Envelopment Analysis, *Journal of Productivity Analysis* 17, 157-174 Kluwer Academic Publishers.
- Diewert, Erwin; Lawrence Denis (2004), Regulating Electricity Networks: The ABC of Setting X in New Zealand, Asia Pacific Productivity Conference Brisbane
- Fare, R., S. Grosskopf and C.A.K. Lovell (1994), *Production Frontiers*, Cambridge University Press
- Farrell, M.J. (1957), The Measurement of Productive Efficiency, *Journal of the Royal Statistical Society A* CXXX (Part 3): 253-90.
- Wooldridge, Jeffrey M. (2002), *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*, MIT Press.
- Wooldridge, Jeffrey M. (2006), *Introducción a la Econometría: Un enfoque moderno*, Thomson Learning Publishers. 2da Edición.