

**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA POLÍTICA REGULATORIA SOBRE LA
EFICIENCIA RELATIVA Y LA RENTABILIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS
NATURAL EN ARGENTINA**

Doctorado en Ciencias Económicas con Mención en Economía

Tesis Doctoral



**FACULTAD
DE CIENCIAS
ECONÓMICAS**



**Universidad
Nacional
de Córdoba**

Autor: Lic. Carlos Fernando Ceballos Ferroglio

Director: Dr. Ángel Enrique Neder

18 de Marzo de 2021



ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA POLÍTICA REGULATORIA SOBRE LA EFICIENCIA RELATIVA Y LA RENTABILIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA por Carlos Fernando Ceballos Ferroglio se distribuye bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

*A mis padres por su constante apoyo desde la niñez,
a mi madre política por su cariño,
a mi hijo Agustín, por ser el Tribunal más exigente,
a mi esposa Karina, por ser el estímulo y respaldo en todos
mis proyectos, hechos suyos,
a mi hijo Felipe por las largas horas de su invaluable
compañía.*

ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA POLÍTICA REGULATORIA SOBRE LA EFICIENCIA RELATIVA Y LA RENTABILIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

1	INTRODUCCIÓN	5
2	OBJETIVO	8
3	ANTECEDENTES	11
3.1	EVOLUCIÓN DEL CONTEXTO REGULATORIO.....	11
3.2	ANTECEDENTES DE FRONTERA DE EFICIENCIA.....	19
3.2.1	<i>Literatura especializada reciente.....</i>	19
3.2.2	<i>Aplicación de Fronteras por Agencias Regulatorias</i>	24
3.3	ANTECEDENTES DE ESTUDIOS DE IMPACTO REGULATORIO.....	27
4	ANÁLISIS DE EFICIENCIA.....	30
4.1	MEDICIÓN DE LA EFICIENCIA	30
4.1.1	<i>Medidas Radiales de Eficiencia</i>	31
4.1.2	<i>Medidas de Farrell.....</i>	32
4.2	CLASIFICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE FRONTERA	36
4.2.1	<i>Fronteras No paramétricas.....</i>	36
4.2.2	<i>Fronteras Paramétricas</i>	37
5	ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO SOBRE LA RENTABILIDAD	40
5.1	SOSTENIBILIDAD SECTORIAL	41
5.2	CREACIÓN DE VALOR.....	41
5.3	VIABILIDAD SECTORIAL	41
6	DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DE LAS DISTRIBUIDORAS DE GAS DE ARGENTINA.....	42
6.1	FRONTERAS DE EFICIENCIA	43
6.1.1	<i>Marco Teórico.....</i>	43
6.1.2	<i>Conformación de la Base de Datos.....</i>	53
6.1.3	<i>Determinación de la eficiencia relativa Resultados.....</i>	72
6.1.4	<i>Consideraciones Finales Respecto a la Eficiencia.....</i>	92
6.2	ESTUDIO DE IMPACTO REGULATORIO SOBRE LA RENTABILIDAD.....	93
6.2.1	<i>Marco Teórico.....</i>	93
6.2.2	<i>Conformación de la Base de Datos.....</i>	96
6.2.3	<i>Definición de los indicadores sectoriales.....</i>	98
6.2.4	<i>Análisis de Diferencia de Medias.....</i>	121
7	CONCLUSIONES	123
8	BIBLIOGRAFÍA	127

Índice de Tablas

Tabla 1: Revisión de la literatura académica reciente en gas natural	21
Tabla 2: Ajuste de Opex por diferencias salariales	58
Tabla 3: Tasa de depreciación anual promedio - Argentina.....	60
Tabla 4: Tasa de depreciación anual por país.....	60
Tabla 5 – Ajuste por diferentes esquemas regulatorios.....	67
Tabla 6: Costo del capital propio	69
Tabla 7 – Rating Moody’s	70
Tabla 8: Costo del capital de terceros	71
Tabla 9 – WACC Resultados	72
Tabla 10 – Estadísticas descriptivas.....	73
Tabla 11: Modelo COLS Escenario 1 - Opex	74
Tabla 12: Análisis de Regresión Escenario 1	75
Tabla 13: Puntuaciones de Eficiencia Modelo COLS	75
Tabla 14: Análisis de regresión – Transformación con base en la densidad	76
Tabla 15: Modelo SFA Escenario 1 - Opex	77
Tabla 16: Puntuaciones de Eficiencia Modelo SFA.....	78
Tabla 17: Puntuaciones de Eficiencia Modelo DEA.....	79
Tabla 18: Frecuencia con la que una empresa es PEER en Opex	79
Tabla 19: Coeficiente de Spearman	81
Tabla 20: Estabilidad de las puntuaciones de eficiencia	82
Tabla 21: Opex/CSV	85
Tabla 22: Frontera COLS – OPEX vs Escala	86
Tabla 23: Modelo COLS Escenario 2 Totex.....	87
Tabla 24: Eficiencia COLS Totex.....	88
Tabla 25: Modelo Totex vs CSV	88
Tabla 26: Coeficiente de correlación de Spearman Totex.....	89
Tabla 27: Indicadores Clave de las Empresas Argentinas.....	91
Tabla 28: Resumen indicadores de Sostenibilidad Sectorial y Creación de Valor Económico (EVA).....	108
Tabla 29: Resumen indicadores de Sostenibilidad Sectorial y Creación de Valor Económico (EVA) – continuación.	109
Tabla 30: Resumen indicadores clave viabilidad sectorial.....	119
Tabla 31: Resumen indicadores clave costos por unidad de escala	120
Tabla 32: Resumen indicadores de sostenibilidad y viabilidad sectorial	121
Tabla 33: Medias de las submuestras.....	122
Tabla 34: Test de diferencias de medias resultados – varianzas desconocidas iguales.....	122
Tabla 35: Test de diferencias de medias resultados – varianzas desconocidas distintas	123



Índice de Figuras

Figura 1 – Eficiencia Multi-insumos.....	32
Figura 2 – Medidas de Eficiencia.....	34
Figura 3 – Representación gráfica del método COLS.....	39
Figura 4 – Tasa Libre de Riesgo	65
Figura 5 – Spread de Riesgo de Crédito.....	71
Figura 6: Valores unitarios empresas argentinas.....	90
Figura 7: Margen Operacional	99
Figura 8: Rentabilidad sobre Activos No Corrientes	100
Figura 9: Retorno sobre Patrimonio Neto	101
Figura 10: Cobertura Deuda con Ingresos.....	102
Figura 11: Nivel de Endeudamiento.....	103
Figura 12: Rentabilidad vs Costo de Oportunidad del Capital.....	106
Figura 13: EVA – Déficit Acumulado	107
Figura 14: Tasa de crecimiento del número de consumidores	111
Figura 15: Consumo gas por cliente.....	112
Figura 16: Viabilidad Sectorial	113
Figura 17: Opex por cliente.....	115
Figura 18: Capex por Cliente	117
Figura 19: Opex y Capex por CSV	118

ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA POLÍTICA REGULATORIA SOBRE LA EFICIENCIA RELATIVA Y LA RENTABILIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

1 INTRODUCCIÓN

En la década de los noventa el sector de servicios públicos de Argentina fue objeto de una ola de privatizaciones y transformaciones estructurales. Uno de los objetivos principales perseguidos por esta política era precisamente el incremento de la eficiencia en la prestación de los servicios públicos, a través del traspaso de la gestión a manos privadas, y de la implementación de esquemas regulatorios por incentivo como medida para aproximar las soluciones monopólicas, características de las industrias de red, a las que se darían en condiciones de competencia.

La industria del Gas Natural en Argentina no fue ajena a este proceso y, desde su privatización en el año 1992, experimentó una serie de modificaciones estructurales, regulatorias y económicas que condicionaron el desempeño y la eficiencia relativa de las empresas productoras, transportadoras, distribuidoras, y comercializadoras. Dichas modificaciones regulatorias tuvieron diferentes efectos sobre la industria como un todo, y sobre cada una de las firmas en particular, tomando en consideración las características intrínsecas de la gestión de cada una de ellas.

En lo que respecta a la evolución del cuerpo normativo que regula la industria, inicialmente las actividades de transporte y distribución de gas natural estaban a cargo de la empresa estatal Gas del Estado, la cual operaba en condiciones de monopolio natural integrado, y con tarifas públicas, definidas con criterios políticos, no representativas de los costos de prestación del servicio. En el año 1992 se produjo la privatización de Gas del Estado, se generaron ocho monopolios regionales encargados de la distribución de gas natural y dos monopolios naturales encargados del transporte, se adoptó un esquema regulatorio del tipo Precio Techo o *Price-cap*, en el que las tarifas fueron determinadas a través de revisiones quinquenales y fijadas en dólares, convertibles a pesos en el momento de su aplicación. Este

esquema regulatorio incluía ajustes tarifarios periódicos (semestrales) en función de la evolución de índices de precios externos, aplicables a los componentes que remuneraban las actividades de transporte y distribución de gas natural; en forma adicional, se estableció un esquema de traspaso (*pass-through*) del *costo de* gas hacia las tarifas finales, para reflejar los ajustes estacionales correspondientes a las épocas de invierno y verano.

En lo referente al esquema de ajustes tarifarios semestrales para la remuneración de la actividad de distribución de gas natural, el mismo tomaba en consideración la evolución del índice de precios mayoristas de los Estados Unidos (PPI¹), pero a la vez incorporaba dos ajustes, uno por eficiencia y otro por inversiones no previstas en el plan quinquenal de inversiones. El ajuste por eficiencia consistía en descontar del ajuste tarifario un porcentaje asignado a las ganancias de eficiencia (Factor X) que tenía el objetivo de trasladar a los usuarios parte de los beneficios que se esperaban obtener con los programas de eficiencia; por otro lado el factor de inversiones (Factor K) tenía por objeto remunerar las inversiones no previstas en el plan original e incentivar las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones.

En enero del año 2000 el ajuste por PPI no se aplicó, debido a un acuerdo entre las licenciatarias y el gobierno por medio del cual las empresas prestadoras del servicio aceptaron suspender por única vez el ajuste semestral en virtud de la recesión económica y el proceso deflacionario por el que pasaba la Argentina. Adicionalmente, mediante Decreto 669/2000 se “difiere” el ajuste por PPI por el período comprendido entre julio 2000 y junio de 2002. Por otra parte, la aplicación del esquema de ajuste por PPI fue revisada judicialmente, a pedido del Defensor del Pueblo de la Nación. La demanda del Defensor del Pueblo buscó que se decidiera si resultaba aplicable la Ley de Convertibilidad (Ley 23.928/1991) para la elaboración del régimen tarifario del servicio de gas natural por redes. Finalmente, surgieron cuestionamientos a la aplicabilidad de cláusulas indexatorias por índices internacionales dado

¹ PPI = Producer Price Index o Índice de Precios del Productor – “Bienes Industriales” (1967 = 100) publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

que la Ley de Convertibilidad prohibía, en sus artículos 7 y 10, los ajustes indexatorios en moneda local.

El sector de producción de gas, por su parte, se abrió a la competencia liberando los precios y permitiendo el ingreso de otras firmas en el segmento de aguas arriba (denominado *up-stream*).

La primer Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural (denominada RQT I) tuvo lugar en el año 1998, y en ella se definieron una serie de parámetros tarifarios como los factores de eficiencia productiva (o Factor X), de expansión de inversiones (Factor K) y el costo de capital a ser aplicados en el siguiente período tarifario de 5 años. En el año 2000, como se mencionó, derivado de las condiciones económicas imperantes en el país, se difirió la aplicación de la cláusula de indexación por índices externos, esta situación motivó reclamos ante los organismos internacionales de arbitraje.

Sin embargo, el hito sobresaliente que marcó un cambio significativo en las condiciones de prestación de los servicios de distribución y transporte de gas natural tuvo lugar en el año 2002, mediante la promulgación de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 que, entre otras disposiciones, estableció la pesificación de las tarifas de los contratos celebrados por la Administración Pública y eliminó *“las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio”*.

Con posterioridad a la devaluación (año 2002) hubo intentos de aplicar ajustes tarifarios con base en índices domésticos como el ajuste por Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER), sin embargo estos intentos no prosperaron debido a la imposibilidad legal de aplicar esquemas indexatorios (Ley 25.561), como así también debido a una falta de aceptación general originada por el contexto de crisis económica, y social.

La Ley de Emergencia Pública fue renovándose ininterrumpidamente en forma anual hasta el año 2016, de esta forma por un lapso de catorce años las tarifas de transporte y distribución de gas natural se mantuvieron congeladas. En el año 2016 mediante la Resolución MINEM N° 31/16 se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral (RTI) previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las empresas licenciatarias en el marco

de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, este procedimiento debía concluirse en un plazo no mayor a un año desde la fecha de la presente medida. Esta revisión tenía por objetivo la recomposición de las condiciones contractuales de las licenciatarias de distribución y transporte de gas natural, para lo cual un elemento crucial fue la redeterminación de las tarifas. Entre otros requisitos la RTI debía definir los cuadros tarifarios para un período de cinco años, introducir un mecanismo “no automático” de monitoreo de costos y adecuación tarifaria, y exigir a las empresas licenciatarias la presentación de un plan de inversiones para ser incorporado en la determinación tarifaria.

Si bien el análisis del proceso de implementación y los resultados de la Revisión Tarifaria Integral de los años 2016 y 2017 se encuentra fuera del alcance de la presente investigación, cabe mencionar que dicho proceso se llevó a cabo en el período previsto, y consistió en la recomposición del nivel tarifario, tomando en consideración la adecuación de los principales componentes regulatorios de la tarifa. A los fines de reducir el impacto sobre los consumidores se implementó un esquema de escalonamiento para el traslado a tarifas del ajuste resultante de la RTI.

Por último, en el año 2019 se instauró nuevamente un esquema de congelamiento tarifario de los servicios públicos de electricidad y gas natural, mediante la promulgación de la Ley N° 27.541/2019 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública.

En síntesis, la distribución de gas natural en Argentina experimentó una serie de modificaciones técnicas, económicas y regulatorias desde su privatización en el año 1992, las cuales inicialmente consistieron en la aplicación de esquemas de incentivo a los fines de incrementar la eficiencia del sector. Sin embargo, dentro del proceso regulatorio se destaca el hito fundamental de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública en el año 2002, que resultó en un congelamiento tarifario durante todo el período comprendido entre los años 2002 y 2016, por lo tanto el servicio de distribución de gas natural experimentó un proceso de deterioro continuo en el valor de la tarifa (en términos reales) y, consecuentemente, en los ingresos reales de las distribuidoras.

2 OBJETIVO

En el contexto antes descripto, el objetivo principal del presente análisis es identificar el

impacto que la política regulatoria generó sobre la rentabilidad y eficiencia de las empresas distribuidoras de gas argentinas.

El análisis de eficiencia se aborda mediante la realización de un estudio de *benchmarking* internacional a los fines de evaluar la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de gas en Argentina. Se pretende determinar si el congelamiento tarifario derivado de la Ley de Emergencia Pública generó los incentivos suficientes para que las empresas argentinas se ubiquen próximas a la frontera de eficiencia, es decir, que resultan más eficientes respecto de otras empresas comparables de la región de Latinoamérica.

En forma adicional surge la interrogante respecto a cuán sostenible es la posición de eficiencia relativa de las distribuidoras argentinas, y en qué factores se origina. En principio, existen diferentes maneras de responder a dicha interrogante, por un lado, se puede considerar que, si la eficiencia de las empresas distribuidoras de gas de Argentina es genuina y sostenible, las empresas deberían mostrar una relativa “buena salud” en los aspectos financieros y en la rentabilidad, es decir, es de esperar que los márgenes de rentabilidad se mantengan a lo largo del tiempo, o incluso se incrementen. En este caso el instrumento regulatorio (Ley de Emergencia Pública) estaría operando en forma adecuada, generando los incentivos para que las empresas de Argentina reduzcan los costos operativos, eliminen las ineficiencias y lleven a cabo una política de inversiones eficientes para generar valor económico.

Por otro lado, si la eficiencia mostrada por las empresas es impuesta por el contexto regulatorio, o no es sostenible en el tiempo, es decir que se trata de reducción (o incluso eliminación) de partidas de costos imprescindibles para la prestación del servicio, es de esperar que se verifique el sacrificio de alguna otra dimensión del servicio, como puede ser la calidad del servicio, la expansión de la cobertura o el nivel de inversiones en mantenimiento y reposición de los activos físicos.

Para lograr el objetivo antes definido, se pretende responder a las siguientes interrogantes o líneas investigativas:

- Pregunta #1: ¿Cuál es el grado de *eficiencia* relativa de las empresas distribuidoras de gas de Argentina?

- Pregunta #2: Los resultados de eficiencia obtenidos ¿son estables con diferentes especificaciones del modelo de frontera?
- Pregunta #3: ¿Cómo afectó la política regulatoria a la *rentabilidad* de las empresas argentinas?, ¿Los resultados de eficiencia y de rentabilidad son consistentes?

El estudio aborda la temática antes descrita desde dos grandes enfoques metodológicos:

1. **Determinación de la *eficiencia relativa*:** para su cuantificación se recurre a la construcción de Fronteras de Eficiencia mediante la aplicación de técnicas paramétricas y no paramétricas. La eficiencia relativa de las empresas argentinas se obtiene a través de un análisis de *benchmarking* internacional, en el que se desarrollan diferentes especificaciones del modelo a los fines de examinar en mayor detalle la influencia de los siguientes aspectos sobre la eficiencia:
 - Especificación del modelo: se desarrolla el análisis con diferentes variables insumos como son costos operativos (Opex), costos de capital (Capex) y costos totales (Totex).
 - Se adoptan diferentes métodos paramétricos y no paramétricos de medición de la eficiencia: los métodos paramétricos difieren entre sí en la especificación del término de error, así por ejemplo el modelo de Mínimos Cuadrados Ordinarios Corregidos (COLS) considera que todo el error de la regresión es ineficiencia, en tanto que el Análisis de Frontera Estocástica (SFA) considera que existe un componente aleatorio del error que no es ineficiencia. Por otro lado, los métodos no paramétricos no presentan una especificación funcional del problema.
 - Se analizan diferentes caracterizaciones de la frontera, es decir diferentes supuestos respecto de los rendimientos de escala y de la metodología de construcción de la eficiencia.
 - Se evalúa la consistencia de los resultados obtenidos a través de una serie de criterios de (Bauer et al. 1998).
2. **Análisis de la evolución de la *rentabilidad*:** el segundo enfoque, complementario al análisis de eficiencia, consiste en el desarrollo de un Análisis de Impacto Regulatorio (RIA, según sus siglas en inglés) a los fines de determinar el impacto que la política

regulatoria generó en la rentabilidad de las empresas argentinas. El estudio RIA, en la presente investigación, se diseñó para evaluar el efecto que las modificaciones en el marco normativo pudo haber generado en una serie de indicadores financieros, contables y comerciales de las empresas distribuidoras de Argentina. Se pretende determinar si dichas variables experimentaron un cambio significativo, desde el punto de vista estadístico, a partir de la promulgación de la Ley de Emergencia Económica del año 2002. Dentro de los indicadores a analizar se incluye el indicador EVA (*Economic Value Added*) que es una medida de la creación y/o destrucción de valor de las empresas.

Cabe destacar que el análisis del segmento de distribución de gas natural en Argentina debe ser realizado en forma integral, considerando ambos enfoques, ya que la consideración de uno sólo de ellos puede dejar de lado ciertas dimensiones de la prestación del servicio, las cuales pueden influir en la eficiencia y rentabilidad de las empresas distribuidoras.

3 ANTECEDENTES

3.1 Evolución del Contexto Regulatorio

Los principales hitos regulatorios correspondientes a la industria de gas natural en Argentina, con particular énfasis en los segmentos de distribución y transporte; pueden resumirse como sigue:

Monopolio estatal: inicialmente el transporte y la distribución de gas natural estaban a cargo de la empresa estatal Gas del Estado la cual operaba en condiciones de monopolio natural integrado, y con tarifas públicas, definidas con criterios políticos, los cuales no necesariamente reflejaban los costos de prestación del servicio. La exploración y producción estaba también a cargo de una empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF).

Privatización: en 1992 se produce la privatización de Gas del Estado y se generan ocho monopolios regionales encargados de la distribución de gas natural y dos monopolios regionales para el transporte de gas natural; se produce un profundo cambio regulatorio que consistió en la adopción de esquemas regulatorios por “incentivo”, por medio de los cuales las tarifas pasaron a ser determinadas en procesos denominados Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT), los valores tarifarios se calculaban en dólares, convertibles a pesos en el momento de

su aplicación. El esquema regulatorio establecía ajustes tarifarios dentro del ciclo tarifario, es decir en el período entre dos revisiones tarifarias, estos ajustes eran los siguientes: a) ajustes tarifarios por índices de precios externos, estos ajustes se aplicaban sobre las componentes de las tarifas que remuneraban las actividades de transporte y distribución de gas; b) esquema de traspaso (*pass-through*) del precio del gas (*commodity*) a los fines de trasladar a tarifas los ajustes estacionales (invierno y verano) en el precio de dicho suministro.

En el año 1999 se constituyó el noveno monopolio regional para distribución que corresponde a la zona noreste de Argentina, que fue concesionado a la empresa GasNea.

El sector de producción de gas se abrió a la competencia a inicios de la década de 1990, liberando los precios y permitiendo el ingreso de otras firmas productoras que comenzaron a operar junto con YPF.

Primera Revisión Tarifaria Quinquenal: en 1998 se efectuó la primera revisión quinquenal de tarifas de transporte y distribución de gas natural, en la que los principales resultados estuvieron referidos a la definición de los siguientes tres parámetros tarifarios:

- a) factores de eficiencia productiva para transporte y distribución,
- b) factor de expansión de las inversiones y,
- c) tasa de costo de capital.

El factor de eficiencia productiva, también llamado factor X, es un coeficiente que se aplica a la fórmula tarifaria disminuyendo la tarifa real, el objetivo de este ajuste es trasladar hacia los consumidores parte de las ganancias de eficiencia y de escala conseguidas por las empresas transportadoras y distribuidoras. Si bien la práctica usual en la regulación internacional es determinar el factor X a partir de la productividad total de los factores (PTF) promedio para la industria analizada, calculada con las metodologías de los índices de Tornqvist o Malmquist, en el caso de la RQT I del gas natural en Argentina se optó por que el factor X fuera definido a partir de la valorización de los ahorros potenciales resultantes de ciertos proyectos específicos de mejora en la gestión operativa.

El factor de expansión de inversiones, también llamado factor K, tenía por finalidad la realización de un *Roll-In* que permitiera internalizar en la tarifa los egresos correspondientes a inversiones no previstas en los planes de inversión propuestos por las empresas y aprobados

por el ENARGAS.

Finalmente se calculó el valor de la tasa de costo de capital que permitiera, a las empresas reguladas de transporte y distribución, la obtención de una rentabilidad razonable equivalente a la de otra actividad de riesgo comparable.

Suspensión de Ajustes por índices externos: en el año 2000 se postergó la aplicación de la cláusula de indexación por índices externos. Esta situación motivó reclamos de las licenciatarias ante los organismos internacionales de arbitraje por las diferencias en las inversiones, particularmente en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a las Inversiones (CIADI).

Pesificación de los contratos y eliminación de esquemas indexatorios por precios externos: el hito fundamental de la industria de gas natural, y de los servicios públicos de Argentina en general, desde la privatización y reestructuración de la actividad, está relacionado con la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, (Ley 25.561/2002) sancionada en enero de 2002, que produce un cambio radical en las condiciones de prestación de los servicios de distribución y transporte de gas natural.

Las principales disposiciones de dicha ley referidas a los contratos de los servicios públicos se encuentran en los artículos N° 8 y 9 que se presentan a continuación.

“ARTICULO 8° — Dispónese que a partir de la sanción de la presente ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1).

ARTICULO 9° — Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de

los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.”

En resumen, mediante esta Ley, se “pesificaron” los ingresos de las empresas de servicios públicos, se eliminaron las cláusulas indexatorias en dólares y se dispuso de una instancia para la renegociación de los contratos, además se fijaron los criterios rectores que debían orientar dicha renegociación de los contratos.

Los principales efectos de la Ley de Emergencia Pública sobre las empresas de servicios públicos estuvieron dados por:

- Descalce entre ingresos pesificados y obligaciones dolarizadas, situación que generó un potencial riesgo de *default* para las licenciatarias, ante amenazas de procesos devaluatorios.
- Congelamiento de tarifa nominal por eliminación de los ajustes por índices externos, lo que significó un deterioro continuo en la tarifa real y consecuentemente en los ingresos reales de las distribuidoras, dicho deterioro persistió durante un lapso de 14 años comprendido entre los años 2002 y 2016, que fue el período durante el cual la emergencia pública se renovó ininterrumpidamente de manera anual.
- Por otra parte, mediante el Decreto N° 214/2002, se pesificaron, a una razón de un peso con cuarenta centavos (\$1,40) por cada dólar, todas las obligaciones expresadas en dólares estadounidenses, u otras monedas extranjeras, existentes a la fecha de sanción de la ley 25.561 y que no se encontrasen ya convertidas a pesos.
- Adicionalmente se dispuso la indexación de las deudas pesificadas mediante la aplicación de un Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER), que básicamente refleja la variación diaria de la evolución mensual del índice de precios al consumidor publicado por el INDEC. Cabe destacar que el ajuste por CER no fue aplicado sobre las tarifas de los contratos de servicios públicos debido a la imposibilidad legal de aplicar esquemas indexatorios (Ley 25.561), como así también debido a una falta de aceptación general originada por el contexto de crisis económica, y social, sin embargo, hubo algunos intentos de establecer esquemas semestrales de ajustes “no automáticos” de tarifas como el denominado Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC).

Segmentación (Unbundling) de usuarios: en el año 2004 se dictaron los Decretos N° 180 y N° 181 que establecen la fragmentación de los servicios y de las tarifas de los Grandes Usuarios, del servicio de gas natural comprimido (GNC) y de la categoría denominada Servicio General que superaba un cierto límite de consumo. Dichos decretos también establecieron un sendero de precio de gas regulado para el resto de los usuarios. A partir del año 2004 las categorías de usuarios antes citadas (segmentadas o *unbundled*) quedaron obligadas a comprar el gas directamente en el mercado mayorista, en consecuencia, las empresas distribuidoras pasaron a prestar sólo el servicio de distribución, y eventualmente el servicio de comercialización, a estos usuarios. Por otra parte, se estableció un sendero de precios del gas, que consistió en un incremento gradual del costo del gas para los usuarios de las categorías reguladas de tarifa completa, particularmente para los de servicio general pequeños y ciertos escalones de la categoría residencial. Cabe destacar que el ajuste en el precio de gas, producto del sendero de precios, no afectó en forma significativa a los ingresos de distribución de las licenciatarias por tratarse de un componente *pass-through*, sin embargo el esquema de traslado del costo de gas a tarifas a través del mecanismo denominado de Contabilidad Diaria no resultó inocuo para las distribuidoras debido a que el congelamiento tarifario implicó en los hechos también el congelamiento de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA). En este contexto se dieron situaciones en las que se perpetuaron los saldos de DDA por un período de 14 años, cuando el mecanismo inicialmente establecido había sido diseñado para que tales diferencias se compensaran, al menos parcialmente, en los períodos estacionales de invierno y verano.

Renegociación de Contratos, Actas de Acuerdo Transitorio

Entre los años 2005 y 2010 se firmaron una serie de Actas Acuerdo Transitorio entre las distintas distribuidoras y la Unidad de Renegociación Contractual (UNIREN) con la finalidad de establecer los lineamientos para el desarrollo de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) que tenía por objetivo recomponer los contratos de licencia de las empresas de servicios públicos, a la vez que se determinaba un esquema tarifario de transición.

Los principales aspectos contenidos en las Actas Acuerdo Transitorio se describen a continuación:

- El Acuerdo tenía por objeto adecuar ciertos contenidos del Contrato de Licencia y establecer condiciones transitorias y permanentes para el equilibrio contractual.
- Se proponía un Régimen Tarifario de Transición que constaba de un incremento del 25% en el cargo de distribución promedio, considerando todas las categorías tarifarias por un período de un año.
- Se determinaba un aumento adicional de 2% en la tarifa de distribución para ampliación del sistema de distribución de las licenciatarias.
- Se establecía un Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC), que consistía en la determinación de la evolución de los costos de las distribuidoras en función de índices generales de precios; en los casos que se verificara una variación de +/- 5% se iniciaría un proceso de revisión de costos para determinar el verdadero ajuste a trasladar a tarifas. En los hechos dicho mecanismo nunca operó, debido a la complejidad regulatoria con que fue diseñado el proceso de revisión de costos.
- En forma adicional se preveía la opción de solicitar una revisión extraordinaria de tarifas cuando la variación del MMC fuera mayor a 10%.
- Se establecía la obligación de presentar desistimientos a los reclamos ante tribunales internacionales como el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI).
- El proceso de Revisión Tarifaria Integral tenía por objeto determinar las tarifas que se aplicarían por un horizonte temporal de 5 años.
- Por último, se establecía una serie de pautas y lineamientos para orientar en el proceso de RTI, entre los que se destacan las siguientes consideraciones:
 - los costos operativos a reconocer en la tarifa surgirían de un estudio encargado por el ENARGAS para la determinación de costos eficientes por regiones;
 - la base de activos regulatoria estaría conformada por los bienes necesarios para prestar el servicio, valuados según normas contables;
 - la tasa de rentabilidad debía permitir un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que tuvieran relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio.

El proceso de renegociación contractual no se llevó a cabo en los tiempos previstos inicialmente, por tal motivo el congelamiento de tarifas en los hechos se mantuvo hasta el año 2016.

Revisión Tarifaria Integral: mediante Resolución 31/2016, el Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENARGAS a llevar a cabo el proceso de RTI, el cual debía finalizarse en un plazo no mayor a un año. Mediante el artículo 3° de la Resolución N° 129/2016 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 13/7/2016 se instruye al ENARGAS a adoptar las medidas necesarias a los efectos de concluir antes del 31 de diciembre de 2016 el proceso de Revisión Tarifaria Integral.

Si bien el análisis del proceso de implementación y los resultados de la Revisión Tarifaria Integral de los años 2016 y 2017 se encuentra fuera del alcance de la presente investigación, cabe mencionar que dicho proceso se llevó a cabo en el período previsto, y consistió en la determinación de los siguientes elementos regulatorios: costo de capital, valor de la base tarifaria, evaluación del plan de inversiones, análisis de los costos de operación y mantenimiento y, determinación de los parámetros de productividad esperada, así como también en la determinación de un nuevo esquema de ajuste tarifario periódico.

La tarifa con vigencia a partir del año 2017 fue el resultado de la evaluación de un flujo de fondos, a cinco años², conformado por los elementos antes descriptos. En dicho flujo de fondos el tratamiento dado a cada componente o bloque regulatorio es el siguiente:

- Base Tarifaria: el ENARGAS contrató la realización de un estudio por parte de una consultora especializada que determinó el valor de la Base Tarifaria para cada empresa, el método aplicado fue el del Costo de Reposición Depreciado.
- Tasa de Costo de Capital: también se contrató a una consultora especializada que determinó el valor de la tasa de costo de capital a partir de una metodología de costo

² El horizonte del flujo de fondos se definió de manera tal de hacerlo compatible con la duración del ciclo tarifario.

promedio ponderado de capital (WACC – por sus siglas en inglés), el valor resultante para las empresas licenciatarias de distribución es 9.33% real después de impuestos.

- Plan de inversiones: se definieron tres categorías de inversiones, “Obligatorias, No Obligatorias, y Complementarias”, a los fines de garantizar que los ahorros por diferencias de precios en las inversiones Obligatorias sean trasladados a las otras dos categorías.
- Demanda: la proyección de la demanda también fue subcontratada con una consultora especializada que aplicó una metodología de serie de tiempo para su proyección.
- Ajuste semestral de tarifas: se definió un mecanismo no automático de ajuste semestral de tarifas con base en la evolución del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM).

A los fines de reducir el impacto sobre los consumidores se implementó un esquema de escalonamiento para el traslado a tarifas del ajuste resultante de la RTI.

Por último, en el año 2019 se instauró nuevamente un esquema de congelamiento tarifario de los servicios públicos de electricidad y gas natural, mediante la promulgación de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública.

En síntesis, la primer mitad del período analizado se caracterizó por la implementación de una serie de reformas estructurales, en conjunción con medidas de política regulatorias de incentivos tendientes a transformar la industria de gas natural convirtiéndola de un monopolio estatal a segmentos competitivos, ya sea con competencia “dentro” del mercado (producción y comercialización), o competencia “por” el mercado (transporte y distribución). En la segunda mitad del período analizado, el hito relevante que marcó un cambio significativo en las condiciones de prestación de los servicios públicos es la sanción de la Ley de Emergencia Pública, cuyas principales disposiciones, referidas a la pesificación de los contratos y congelamiento tarifario, actuaron como un instrumento de política implícito, denominado en la presente investigación “Ley del látigo”, que incentivó a las empresas de los segmentos regulados a mejorar sus condiciones de eficiencia, en algunos casos a costa de otras dimensiones de la prestación de los servicios, como ser grado de cobertura del servicio, nivel de inversiones, otorgamiento de nuevas factibilidades de conexión, entre otras.

Luego de 14 años de congelamiento tarifario, en el año 2016, tuvo lugar la Revisión Tarifaria Integral, sin embargo, el esquema de congelamiento tarifario fue nuevamente instaurado a partir de 2019.

En este contexto, otras políticas seguidas por las empresas licenciatarias, para mitigar los efectos de la caída de la rentabilidad fueron: a) renegociaciones de las pasivos de las sociedades, b) reclamos ante tribunales arbitrales internacionales (CIADI) y, c) venta de paquetes accionarios a otros grupos empresarios.

3.2 Antecedentes de Frontera de Eficiencia

La exploración de los antecedentes en la aplicación de metodologías de fronteras de eficiencia es abordada desde dos enfoques complementarios. Por un lado, se resumen los artículos académicos referidos a dicha temática. Por otro, se examinan los casos de agencias regulatorias que aplican la metodología de frontera con fines de política tarifaria.

3.2.1 Literatura especializada reciente

La literatura especializada sobre productividad y sobre eficiencia está orientada hacia uno de dos grandes enfoques.

El enfoque tradicional consiste en la determinación de los *insumos* necesarios para la prestación de los servicios, es decir, dicho enfoque se basa en el proceso de optimización (minimización) de los costos e inversiones necesarios para la prestación del servicio, teniendo como restricción el cumplimiento de cierto nivel de productos. Esta óptica tradicional es consecuencia de la regulación por incentivos conocida como *input based incentive regulation* (IBIR).

El consenso general determina que los insumos son las variables (generalmente monetarias) sobre las cuales la empresa puede ejercer cierto grado de gestión; en tanto que los productos son las variables generalmente físicas (número de consumidores, extensión de la red, y volumen de gas/electricidad/agua distribuido) sobre las cuales las empresas tienen menor capacidad de gestión ya que existen ciertos compromisos contractuales, como por ejemplo de proveer el servicio a todos los usuarios que lo soliciten y que se encuentren localizados en la zona de cobertura del servicio.

El reciente desarrollo conceptual relacionado con los temas referidos a la calidad de los

servicios, innovación, seguridad y sustentabilidad, trasladó el objeto de estudio desde los insumos hacia los productos, dando origen a los esquemas del tipo *output based incentive regulation* (OBIR). El proceso de transición desde el enfoque tradicional (IBIR) hacia los nuevos instrumentos regulatorios (OBIR), tuvo su puntapié inicial y su aplicación práctica en el modelo regulatorio, de gas y electricidad, implementado por el regulador británico Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), denominado RIIO por Revenue, Incentives, Innovation, and Outputs.

En forma adicional, el análisis de la eficiencia incluye una tercera categoría de variables, la cual es definida como “variables ambientales”. Este grupo se compone de variables climáticas, de acceso a la infraestructura, dimensiones económicas, demográficas, etc. que son incluidas para tomar en consideración el efecto que diferencias estructurales (no gestionables) en la prestación del servicio tienen sobre los insumos.

La tabla siguiente resume las principales consideraciones de la literatura académica reciente, en los aspectos relacionados con los productos, los insumos y las variables ambientales, además de las metodologías de estimación y la configuración y tamaño de las muestras consideradas.

A los fines de homogeneizar la clasificación de las variables, se adoptó el criterio de denominar a las mismas en relación con su función en la metodología de estimación de la eficiencia, y no con base a su clasificación económica según su función en el proceso productivo; por lo tanto, en los casos que el estudio relevado estima una frontera de costos, los costos son clasificados, en la tabla siguiente, como resultado de la metodología, aun cuando en el proceso productivo los costos son un insumo, de igual manera lo que las empresas producen son un insumo de la metodología de eficiencia en costos.

Tabla 1: Revisión de la literatura académica reciente en gas natural

Autor/es	País / Región	DMU*	Años de Análisis	Resultados de la Técnica de Estimación (Variable Explicada)	VARIABLES utilizadas para explicar los resultados	VARIABLES Ambientales o de Contexto	Metodología
Rodriguez Pardina – Rossi (1999)	Argentina	8 Distribuidoras de gas natural	1993-1996	<ul style="list-style-type: none"> Costo Total 	<ul style="list-style-type: none"> Extensión red de distribución Número de clientes Demanda Punta 	<ul style="list-style-type: none"> Precio de la mano de obra Área de Concesión Estructura de Mercado 	Fronteras estocásticas y determinísticas de costos.
Rossi (2000)	Argentina	8 Distribuidoras de gas natural	1993-1997	<ul style="list-style-type: none"> Número de consumidores 	<ul style="list-style-type: none"> Kilómetros de red (proxy de capital). Número de empleados (proxy del trabajo) 	<ul style="list-style-type: none"> Área de Concesión Estructura de mercado (venta residencial/venta total) Demanda máxima 	Frontera estocástica de producción con datos panel
Hollas, Macleod y Stansell (2002)	Estados Unidos	33 Distribuidoras de gas natural	1975-1994	<ul style="list-style-type: none"> Consumo de gas Residencial Consumo Comercial Consumo Industrial 	<ul style="list-style-type: none"> Trabajo Capital Compras de gas (en volumen) 		Data Envelopment Analysis (DEA)
Farzi, Filippini y Kuenzle (2007)	Suiza	26 Distribuidoras de gas natural	1996-2000	<ul style="list-style-type: none"> Costos totales 	<ul style="list-style-type: none"> Precio del Trabajo Precio del Capital Precio del commodity gas natural Gas entregado (valor energético) 	<ul style="list-style-type: none"> Factor de Carga Número de acometidas Densidad de consumidores Tamaño del área de concesión 	Fronteras Estocásticas de Costos
Erbetta y Rappuoli (2008)	Italia	46 Distribuidoras de gas natural	1994-1999	<ul style="list-style-type: none"> Costos Totales (opex + capex) 	<ul style="list-style-type: none"> Número de Clientes Volumen de gas distribuido 	<ul style="list-style-type: none"> Densidad de consumidores Volumen distribuido por consumidor 	DEA
Liu (2011)	Taiwan	21 Empresas de gas natural	1995-1999	<ul style="list-style-type: none"> Volumen de gas distribuido 	<ul style="list-style-type: none"> Facturación en unidades monetarias. Valor del activo físico. Costo de materiales 		Frontera estocástica de producción No Neutral.
Ertürk, M., y Türüt-Asik. S. (2011)	Turquía	38 Distribuidoras de gas natural	2008	<ul style="list-style-type: none"> Opex Totex Longitud de red de PE Longitud de red de Acero 	<ul style="list-style-type: none"> Consumo total de gas Consumo Residencial Consumo Industrial Número de consumidores 	<ul style="list-style-type: none"> Temperatura promedio Ratio Edificios/Departamento 	Data Envelopment Analysis (DEA)

Autor/es	País / Región	DMU*	Años de Análisis	Resultados de la Técnica de Estimación (Variable Explicada)	Variables utilizadas para explicar los resultados	Variables Ambientales o de Contexto	Metodología
				<ul style="list-style-type: none"> Número de empleados 	<ul style="list-style-type: none"> Máxima demanda 		
Zorić, Hrovatin, Scarsi (2011)	Eslovenia, Holanda y Gran Bretaña	42 Distribuidoras de gas natural. Eslovenia: 14 empresas Holanda: 21 empresas Gran Bretaña: 7 empresas	2003	<ul style="list-style-type: none"> Costos Operativos (Opex-Ajustado por PPP) 	<ul style="list-style-type: none"> Número de clientes Volumen de gas distribuido Extensión de la red Demanda Máxima 	<ul style="list-style-type: none"> Extensión de la red 	DEA con Rendimiento Variable de Escala
Amirteimoori., Despotis., y Kordrostami (2012)	Iran	14 Distribuidoras de gas natural	2008	<ul style="list-style-type: none"> Presupuesto Número de empleados Costos Variables 	<ul style="list-style-type: none"> Número de consumidores Extensión de la red Volumen de gas distribuido Volumen de gas consumido 		DEA con Análisis de Componentes Principales
Marquez V. et. al. (2012)	Portugal	11 Distribuidoras de gas natural	2008-2009	<ul style="list-style-type: none"> Opex 	<ul style="list-style-type: none"> Número de consumidores Longitud de la red Volumen de gas distribuido 		DEA con VRS y CRS
Tovar, Ramos-Real y Almeida (2015)	Brasil	15 Distribuidoras de gas natural	2001-2009	<ul style="list-style-type: none"> Costos operativos Costo de capital Costo de compra de gas 	<ul style="list-style-type: none"> Extensión de la red Volumen de gas vendido 	<ul style="list-style-type: none"> Densidad de consumidores Ingreso per cápita (no significativa) Dummy esquema regulatorio (significativa) 	Función estocástica de distancia multiproducto
Kataoka. M. (2016)	Indonesia	26 Provincias	1990 a 2010	<ul style="list-style-type: none"> Producto Geográfico Bruto 	<ul style="list-style-type: none"> Trabajo Capital físico Capital humano 		DEA con VRS y CRS



Autor/es	País / Región	DMU*	Años de Análisis	Resultados de la Técnica de Estimación (Variable Explicada)	Variables utilizadas para explicar los resultados	Variables Ambientales o de Contexto	Metodología
Lo Storto (2018)	Estados Unidos	80 Transportadoras de gas natural	2012	<ul style="list-style-type: none">Costos Operativos (Opex)	<ul style="list-style-type: none">Extensión de la red de transmisiónNúmero de estaciones de compresiónVolumen de gas transportadoIngresos Operativos		DEA

*DMU: Decision Making Unit

Fuente: Elaboración propia

De los casos citados en la tabla anterior se pueden obtener las siguientes consideraciones:

- Existe un cierto consenso, en los casos de fronteras paramétricas, en estimar fronteras de eficiencia de costos en las que los productos del proceso productivo son variables “no gerenciabiles” directamente por las empresas o DMU, es decir número de clientes, extensión de la red y volumen facturado o distribuido de gas natural.
- Los estudios recientes colocan la atención en los costos, en este sentido hay diferentes opciones:
 - a) Costos Totales (Totex) que incluyen los costos operativos (Opex) y los costos de capital (Capex);
 - b) Opex, en este caso debe considerarse que los análisis aislados de costos operativos pueden no resultar suficientes a la hora de captar ciertas dimensiones de la eficiencia como por ejemplo la sustitución o *trade-off* entre Opex y Capex.
- En lo referente a la metodología o técnica de estimación aplicada, se puede ver que la selección de la misma depende, en buena medida, del número de observaciones disponibles. Así, en los casos de pocas observaciones, los estudios se inclinan por la aplicación de análisis no paramétricos, en tanto que, cuando el número de observaciones es más significativo, resultan de aplicación los análisis paramétricos.

3.2.2 Aplicación de Fronteras por Agencias Regulatorias

En lo relacionado con la aplicación de metodologías de fronteras de eficiencia y/o análisis de *benchmarking* por parte de organismos reguladores tanto de gas como de energía eléctrica se tienen los siguientes casos:

Gran Bretaña: la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) incorporó metodologías de Frontera de Eficiencia en los procesos de revisión tarifaria (*Distribution Price Control Review*) correspondientes a los años 1999 y 2004.

El regulador británico consideró que existe un número considerable de técnicas estadísticas para evaluar los costos eficientes de las empresas distribuidoras, entre dichas técnicas OFGEM menciona: análisis simple de ratios, análisis de regresión, análisis envolvente de datos (DEA), fronteras estocásticas, entre otras. Sin embargo, debido al reducido tamaño de la muestra (14 empresas distribuidoras de energía eléctrica) optó por determinar los costos

razonables con base en el análisis de regresión.

Una particularidad del enfoque aplicado por OFGEM fue que para la definición de las variables inductoras de costos (*costs drivers*) definió el concepto de “Variable de Escala Compuesta” CSV, que incorporó los principios del trabajo seminal de (Neuberg, L. G. 1977). En dicho trabajo sobre la escala de negocios se determina que, a la hora de realizar un análisis comparativo de los costos de las empresas, es preciso tomar en cuenta el impacto que la escala del negocio genera en esos costos. De este modo, el estudio considera que, para las industrias de redes, hay generalmente tres grandes variables que impactan significativamente en los costos operacionales: número de clientes, volumen facturado de *commodity* (ya sea energía eléctrica, gas, agua, entre otros) y extensión de la red. De esta forma OFGEM planteó una regresión entre los costos operativos y la variable de escala compuesta, en dicha regresión la ordenada al origen se consideró que corresponde a los costos fijos, en tanto que los costos variables evolucionan con base en la variación de la variable de escala compuesta.

Alemania: En el año 2005 fue introducido en Alemania un nuevo esquema regulatorio para los sectores de distribución de electricidad y gas. Ese nuevo esquema dispuso que la regulación sea basada en los costos de un operador eficiente que resulta estructuralmente comparable, y a la vez que, se otorguen incentivos basados en objetivos eficientes que sean factibles y posibles de ser superados. La introducción de fronteras de eficiencia para determinar los costos eficientes de distribución fue un proceso que llevó varios años en este país. Inicialmente se determinaron modelos no paramétricos (*Data Envelopment Analysis - DEA*) y paramétricos (*Stochastic Frontier Analysis - SFA*) para un conjunto de aproximadamente 800 empresas, hasta que finalmente la nueva regulación se hizo efectiva para un conjunto de 200 distribuidores. Para los distribuidores pequeños, con menos de 30.000 unidades consumidoras, se adopta un procedimiento más sencillo.

La estimación de eficiencia de los costos operacionales que son incluidos en la determinación del ingreso máximo es realizada a través del máximo entre cuatro modelos con diferentes especificaciones y con una puntuación de eficiencia mínima de 60%.

Noruega: En el año 2007 NVE (Norwegian Water Resources and Energy Directorate), el regulador noruego de energía y agua, decidió pasar de un esquema regulatorio del tipo ingreso máximo a un esquema de *yardstick competition*. El ingreso máximo permitido es determinado

por la siguiente fórmula:

$$R^k(t) = 0.4 C^k(t) + 0.6 C_{DEA}^k(t - 2) + IA^k(t) \quad [1]$$

en que

$R^k(t)$ es el ingreso máximo permitido en el año t ,

$C^k(t)$ son los costos reales en el año t ,

$C_{DEA}^k(t - 2)$ son los costos totales eficientes resultantes del análisis de DEA con datos del año $t - 2$,

$IA^k(t)$ son las inversiones en el año t .

De la fórmula anterior se puede observar que la ponderación de los costos eficientes en el total del componente de costos operacionales dentro del ingreso máximo permitido es de 60%, en tanto que el 40% restante corresponde a los costos reales de las empresas analizadas.

Brasil: A nivel regional la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) de Brasil tiene una historia de más de 10 años en la implementación esquemas regulatorios con definición de costos operativos con base en análisis de eficiencia y fronteras. En abril de 2015 ANEEL publicó la Nota Técnica N° 066/2015, donde detalla la metodología para la determinación y reconocimiento tarifario de los costos operacionales asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica. La propuesta central para el tratamiento de los costos operacionales por parte de la ANEEL consiste en la realización de un análisis de eficiencia mediante técnicas de fronteras no paramétricas (DEA). En forma adicional, una vez determinada la eficiencia de cada una de las empresas, ANEEL procedió a generar intervalos de confianza de dichos valores de eficiencia con base el método de *Bootstrap*.

Chile: el esquema regulatorio de los servicios de distribución de gas natural en Chile contiene un mecanismo de verificación anual de rentabilidad, que consiste en comparar los ingresos resultantes de las tarifas aprobadas, con la tasa de rentabilidad definida por ley más o menos un cierto desvío (en la actualidad, tres puntos porcentuales). Si la rentabilidad obtenida con la aplicación de la tarifa aprobada a los flujos de costos, inversiones y demanda reales es mayor (menor) a dicho intervalo, se corrigen las tarifas aprobadas. En los últimos años, para la determinación de los ingresos potenciales de las distribuidoras de gas la Comisión Nacional

de Energía (CNE) contrató la realización de estudios de eficiencia para determinar los costos eficientes a trasladar a las tarifas de dichas empresas.

La Ley 20.999/2017 establece que la determinación de costos de explotación y de inversión se hace con base en los valores registrados por las empresas, los cuales son corregidos de acuerdo a criterios de eficiencia y estándares similares aplicables a otras empresas de servicio público.

Dado que la industria de distribución de gas natural por redes en Chile solo cuenta con cinco empresas concesionarias, el estudio de eficiencia encargado por la CNE, en general, se realiza sobre una muestra con empresas de otros países de la región como ser Argentina, Brasil y Colombia, y también con otras empresas de Gran Bretaña, Estados Unidos, México y Australia.

3.3 Antecedentes de Estudios de Impacto Regulatorio

Los análisis de impacto regulatorio (AIR) comenzaron a difundirse a partir del informe de la (OCDE 1997) “*Regulatory Impact Analysis: Best Practice in OECD Nations*”. Los AIR se definen como un conjunto de métodos destinados a evaluar de forma sistemática los impactos negativos y positivos de las regulaciones existentes y propuestas. En el año 2001, la Unión Europea acordó el uso de AIR, tanto como un paso necesario para asegurar la transparencia del proceso regulatorio como también para medir los impactos directos e indirectos de la regulación en cuestión.

Existen dos enfoques para la realización de Análisis de Impacto Regulatorio:

- a) enfoque *ex ante* que consiste en evaluar los costos y los potenciales beneficios de la implementación de una determinada medida regulatoria o conjunto de ellas;
- b) enfoque *ex post* que consiste en la realización de estudios contra fácticos, para determinar cuál habría sido el resultado sin la medida regulatoria.

Harrington y Morgenstern (2004) proponen el desarrollo de tres tipos de pruebas para aplicar a las medidas regulatorias dentro de un enfoque del tipo *ex post*. Con base en los resultados de dicho trabajo, el manual de OCDE (2004) recomienda la realización de los siguientes tests a la hora de desarrollar un estudio de impacto regulatorio:

- *Compliance Test*. Es un análisis de forma, que evalúa el cumplimiento del debido proceso normativo.
- *Performance Test*. Analiza la eficiencia de las herramientas regulatorias a través de la comparación entre los resultados esperados y los resultados obtenidos.
- *Function Test*. Analiza el efecto del instrumental regulatorio en lo que respecta a la calidad del proceso de decisión regulatoria.

En la región de América del Sur son pocas las experiencias de aplicación de estudios del tipo AIR para acompañar las gestiones políticas, tanto de los gobiernos como de las agencias reguladoras. Uno de los países pioneros en la aplicación de estudios AIR es Colombia, que desde el año 2004 adopta la aplicación de este tipo de estudios realizados en forma “*ex post*”, con el propósito de evaluar los resultados de la labor regulatoria y determinar si los objetivos planteados fueron en efecto alcanzados.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) de Brasil, desarrolla estudios de impacto regulatorio como instrumentos adjuntos a las principales resoluciones o normas técnicas emitidas por dicha autoridad. En este sentido la ANEEL entiende que “*La realización de AIR es obligatoria antes de la expedición de Resoluciones Normativas, y deseable para cualquier otro acto de la Agencia que impacten en los derechos y deberes de los agentes y a los que estas medidas pueda traer beneficios*”.

Más allá de estos dos grandes ejemplos en la región de América Latina no hay otros casos de aplicación de Análisis de Impacto Regulatorio. Sin embargo, si se considera que el objetivo principal del desarrollo de un AIR, en el presente contexto, es analizar la evolución de la rentabilidad de las empresas distribuidoras de gas e inferir los efectos de los instrumentos regulatorios aplicados en forma explícita o implícita, resulta claro que es necesario contar como antecedentes los casos de Chile (para gas natural), y Perú (para la industria eléctrica), que aplican mecanismos de verificación de ingresos diseñado de las siguientes maneras:

Chile: El artículo N° 30 del Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N° 323 establece la metodología tarifaria para los servicios de distribución de gas natural. Esta metodología faculta a las empresas a fijar el esquema tarifario libremente, bajo una serie de requisitos:

- Que se definan zonas de distribución donde las tarifas sean iguales para todos los usuarios de una misma categoría de dicha zona.

- Que no exista discriminación.
- Que con dichas tarifas la rentabilidad económica obtenida por las empresas distribuidora en un área de concesión no resulte superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital definida en el DFL.

Anualmente se establece un esquema de “Verificación de la Rentabilidad” que consiste en comprobar si el valor actual del flujo neto para los suministros de gas efectuados mediante las instalaciones de distribución, en el año calendario inmediato anterior, resulta superior a cero (0) considerando la tasa de costo de capital definida por el DFL (6%) y el umbral de tolerancia (5%). La Ley 20.999/2017 modificó el esquema anterior y el umbral de tolerancia, así, desde la entrada en vigencia de la presente Ley la rentabilidad se calcula como el promedio anual del trienio inmediato anterior, en tanto que el umbral de tolerancia se redujo de 5% a 3%.

Para la aplicación del mecanismo de verificación de la rentabilidad se determina el flujo neto definido como la diferencia entre los ingresos anuales de explotación y la suma de los costos anuales de explotación, de inversión y los impuestos a las utilidades.

Los costos de explotación se definen como la suma de los costos de operación, mantención y generales, el valor del gas requerido para todos los suministros efectuados mediante las instalaciones de distribución, y todos aquellos costos asociados a los bienes de la zona de concesión que no sean costos de inversión e impuestos a las utilidades.

Los costos de inversión a considerar en el cálculo se determinan en base a transformar el valor nuevo de reemplazo de los bienes de la zona de concesión en costos anuales de inversión de igual monto, considerando para ello su vida útil, valor residual igual a cero y una tasa de actualización igual a la tasa de costo anual de capital vigente más cinco puntos porcentuales (tres en la actualidad), siendo esta tasa determinada por el Ministerio de Energía.

Perú: para el caso del sector de gas natural el Decreto Supremo 040-2008, que aprueba el texto único ordenado del reglamento de distribución de gas natural por red de ductos, considera que *“La revisión tarifaria es de naturaleza prospectiva por lo que no se reconocerá en ese proceso, ni luego de él, diferencias entre la tasa de rentabilidad que fue utilizada para el cálculo inicial de las Tarifas y la que hubiera resultado efectivamente durante los años previos a la revisión”*.

Sin embargo, en la industria eléctrica sí existe un mecanismo de verificación de la rentabilidad. El artículo N° 71 de la Ley General de la Industria Eléctrica determina los lineamientos de este esquema al establecer que, si la Tasa Interna de Retorno definida para los conjuntos de concesionarios, conforme la metodología del artículo N° 70, es decir con los ingresos que hubieren obtenido de la aplicación de las tarifas propuestas sobre las ventas del período anterior, los costos de operación del período y la anualidad de la inversión, no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la presente Ley, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, serán definitivos.

En resumen, la aplicación de Análisis de Impacto Regulatorio en los países de la región es bastante limitada, no obstante, el análisis de la rentabilidad de las empresas distribuidoras es una actividad que, en varios países de la región, las autoridades regulatorias lo llevan a cabo, incluso al punto de estar considerado en forma explícita en los marcos regulatorios del sector.

4 ANÁLISIS DE EFICIENCIA

4.1 Medición de la eficiencia

El objetivo final detrás de los análisis de eficiencia es evaluar el desempeño o performance de una serie de unidades de decisión³, como ser empresas, industrias, organismos públicos y privados, entre otros, en su proceso de transformación de insumos en productos. En este contexto, es importante señalar que toda medida de desempeño es “relativa” en el sentido que se analiza el desempeño de una determinada unidad de decisión con respecto a otra u otras (análisis de corte transversal) o bien con respecto a la misma unidad pero en diferentes períodos (análisis de serie de tiempo).

³ En la teoría de fronteras de eficiencia las unidades sujetas a evaluación de desempeño son denominadas “unidades de decisión” (*DMU – Decision Making Unit*) y son las mínimas unidades con autonomía para gestionar los recursos y tomar decisiones.

4.1.1 Medidas Radiales de Eficiencia

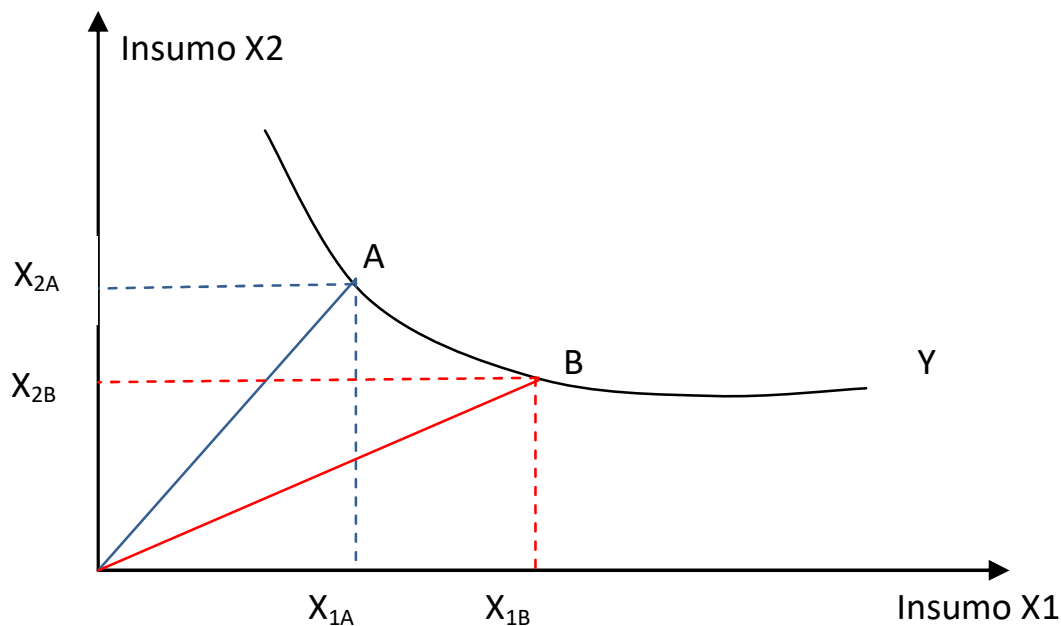
El paso inicial para evaluar el desempeño relativo de una unidad de decisión consiste en recurrir a la utilización de medidas *radiales*⁴ que, para el caso de la eficiencia con base a costos, representan el costo medio o unitario de obtener cada unidad de producto, en tanto que para la productividad indican la cantidad de producto generado por cada unidad de insumo utilizado.

Las medidas radiales son de aplicación en los casos hipotéticos y en extremo simplificados de unidades con un único producto y un único insumo. Sin embargo, la realidad resulta significativamente más compleja y por lo tanto las medidas radiales no suelen ser aplicables en los casos de firmas con múltiples productos y múltiples insumos; esta problemática de estimación de eficiencia en contexto de empresas con múltiples insumos o productos es la razón principal por la que, en general, se estiman funciones econométricas de costos en lugar de fronteras de producción.

Por otra parte, pretender emplear dichas simplificaciones metodológicas y estimar la eficiencia a través de ratios unidimensionales, puede llevar a soluciones indeterminadas. Para apreciar en mayor detalle la indeterminación a la que se arriba al querer comparar dos empresas considerando índices radiales de productividad se tiene el siguiente caso.

⁴ Medidas radiales en el sentido de que gráficamente son representadas por el radio o recta que parte desde el origen del sistema de ejes cartesianos hasta el punto correspondiente a la observación analizada.

Figura 1 – Eficiencia Multi-insumos



Fuente: Elaboración propia

Sea un proceso productivo con dos insumos (X_1 y X_2) y un único producto (Y), el gráfico muestra una de las isocuantas⁵ del conjunto tecnológico aplicado y las posiciones relativas de dos unidades productivas (A y B).

Suponiendo que la isocuanta sobre la que están localizadas ambas empresas corresponde a un nivel de producción unitario ($Y = 1$); desde el punto de vista del insumo X_1 resulta más eficiente la empresa A ya que utiliza x_{1A} unidades para producir una unidad de Y , en tanto que B utiliza $x_{1B} > x_{1A}$ unidades para lograr el mismo nivel de producción. Por otra parte, si se considera el insumo X_2 se da la situación inversa, y resulta más eficiente la unidad B.

4.1.2 Medidas de Farrell

Resulta imposible emprender el análisis de la eficiencia de las firmas sin referirse a las

⁵ Se supone que existe cierto grado de sustitución entre los insumos, es decir que una unidad de producto Y puede ser obtenida con distintas combinaciones de insumos X_1 y X_2

medidas de Farrell (1957), quien en un trabajo seminal del año 1957 desarrolló un método de cálculo empírico de tales índices de eficiencia como así también logró separar los componentes *técnicos* y *asignativos* de la misma.

Siguiendo a Álvarez (2001); la medición de la eficiencia está asociada a la comparación del desempeño real de las firmas respecto del desempeño óptimo. Sin embargo, debido a la falta de conocimiento de la tecnología subyacente al proceso productivo, generalmente se debe recurrir a una comparación entre el desempeño de una empresa y el desempeño de otra empresa de similares características.

Uno de los principales aportes del trabajo de Farrell es que definió un estándar estadístico (“*La Frontera*”) contra qué comparar una empresa para saber si es eficiente o no. Además, la metodología ideada permite el cálculo de índices de eficiencia tomando en consideración todos los insumos y productos utilizados por las empresas, eliminando de esta forma las inconsistencias inherentes a las medidas radiales antes citadas.

Cabe recordar que las medidas de eficiencia deben ser entendidas como eficiencia relativa, es decir, se mide la eficiencia de una empresa comparando sus resultados con el obtenido por las empresas observadas que generan los mejores resultados de la industria, es decir, las empresas que constituyen (o están ubicadas sobre) la frontera.

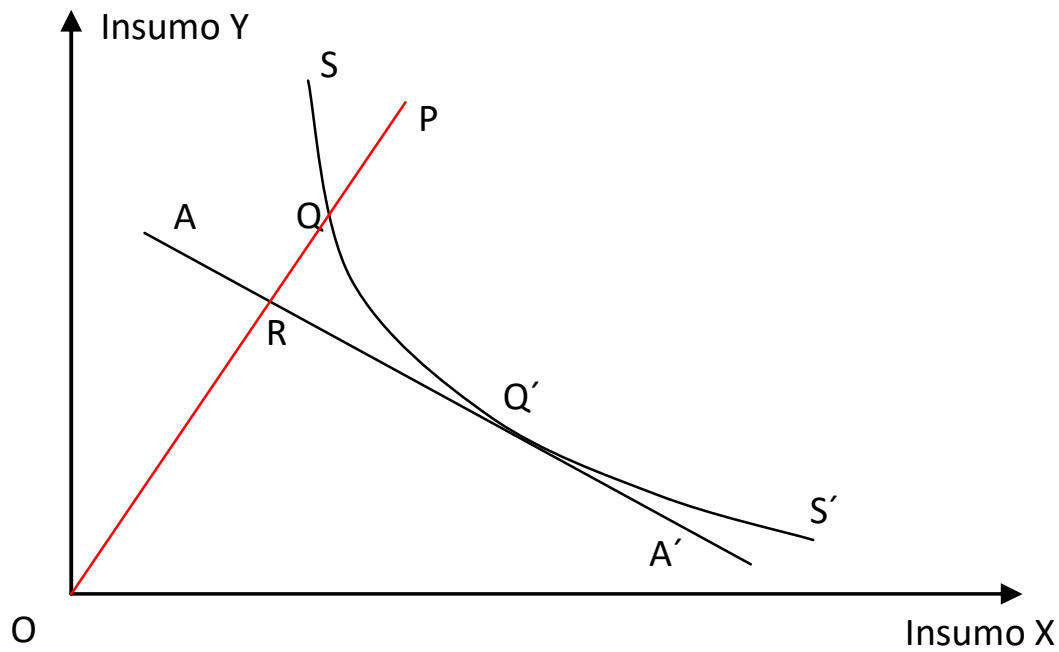
Los supuestos sobre los que Farrell sustenta su análisis son los siguientes:

- Rendimientos constantes a escala⁶; esto permite que la tecnología de producción pueda ser representada mediante una Isocuanta Unitaria.
- La producción se da en el conjunto económicamente factible, es decir que la isocuanta es convexa al origen y con pendiente negativa, esto refleja la productividad marginal decreciente de cada factor productivo.
- La función de producción eficiente es conocida.

⁶ Este supuesto luego es relajado por el mismo Farrell en estudios posteriores.

Farrell identifica tres tipos de eficiencias: eficiencia técnica, eficiencia asignativa y eficiencia global.

Figura 2 – Medidas de Eficiencia



Fuente: Farrell (1957)

4.1.2.1 Eficiencia Técnica

En la Figura 2, el punto P representa la combinación de los insumos X e Y utilizada por la firma para obtener una unidad del producto, en tanto que la isocuanta SS' corresponde a las combinaciones eficientes de insumos para obtener una unidad del producto. De tal comparación surge que la empresa P es ineficiente ya que emplea más de ambos insumos para obtener una unidad de producto, que cualquier firma que se encuentre sobre la isocuanta.

La firma Q por el contrario es eficiente, ya que aun cuando se ubica en el mismo radio que P, su utilización de insumos la coloca sobre la isocuanta. Es decir, Q produce la misma cantidad que P, pero emplea sólo una fracción $\frac{OQ}{OP}$ de insumos. Por lo tanto, esa proporción es una medida de la “eficiencia técnica” de la empresa P.

Este ratio de eficiencia asume valores en el rango 0 a 1. Cuánto más cercano a 1 es el cociente, más eficiente es la unidad analizada ya que es muy próxima a la isocuanta.

Económicamente, este concepto de eficiencia proporciona una medida de la capacidad de cada empresa para obtener el máximo producto posible con la menor utilización de insumos.

4.1.2.2 Eficiencia Asignativa

También es conocida como *eficiencia precio*, en términos económicos este tipo de eficiencia se refiere a la capacidad de las empresas para usar los distintos factores en proporciones óptimas en función de los precios relativos de los mismos.

En la figura, la isocosto dada por el segmento AA' tiene una pendiente que es determinada por la relación de precios de los insumos productivos, ratio que es conocido como tasa marginal de sustitución del insumo Y por el insumo X.

La unidad Q' es eficiente desde el punto de vista asignativo en contraposición con Q que es ineficiente. Sin embargo, desde el punto de vista técnico, ambas unidades son eficientes por estar ubicadas en la isocuenta.

El costo de producción para la unidad Q' eficiente es sólo una fracción del costo de producción para la unidad ineficiente Q, esta fracción está dada por $\frac{OR}{OQ}$, por lo tanto, esa proporción es la medida de la eficiencia asignativa de la unidad Q.

4.1.2.3 Eficiencia Global

Por último, para una unidad determinada la eficiencia global se calcula por medio del cociente de la distancia entre el origen y la proyección del punto en cuestión sobre la isocosto, respecto de la distancia entre el origen y el punto observado. Para el caso de la unidad P, la eficiencia global viene dada por el ratio $\frac{OR}{OP}$.

Si la firma P fuera eficiente en ambas dimensiones técnica como asignativa, su costo de producción sería el costo eficiente, es decir que presentaría una puntuación de eficiencia dada por una fracción $\frac{OR}{OP}$ igual 1.

Por último se puede apreciar que la eficiencia global así definida no es otra cosa más que el producto de la eficiencia técnica y la eficiencia asignativa.

$$\frac{OR}{OP} = \frac{OR}{OQ} \times \frac{OQ}{OP} \quad [2]$$

4.2 Clasificación de las técnicas de frontera

Los desarrollos económicos y econométricos evolucionaron en forma significativa desde la postulación de las medidas de Farrell. En la actualidad existen distintas clasificaciones de las técnicas de frontera las cuales difieren en cuanto a la metodología aplicada, a los datos requeridos, al tipo de medida de eficiencia que generan, y a los supuestos respecto a la estructura de la tecnología de producción y al comportamiento económico de las unidades de decisión.

Sin embargo, es ampliamente aceptada la clasificación de las técnicas de fronteras con base en su metodología de estimación, de este modo se considera que existen dos grandes enfoques metodológicos para la determinación de fronteras de eficiencia:

- fronteras no paramétricas y
- fronteras paramétricas.

Dentro de cada uno de los dos enfoques mencionados las técnicas de frontera pueden variar dependiendo de una serie de factores como ser los supuestos respecto a los rendimientos de escala, la consideración o no de efectos aleatorios, la orientación de la especificación de la tecnología, etc.

4.2.1 Fronteras No paramétricas

Las fronteras “No Paramétricas” no estiman econométricamente los parámetros de una función de producción o costos, por el contrario, con base en las propiedades de la tecnología definen el conjunto de procesos productivos factibles cuya frontera envuelve a los datos observados.

La metodología conocida como Análisis Envoltente de Datos (DEA - *Data Envelopment Analysis*), usa técnicas de programación matemática para calcular cuáles son las empresas más eficientes de una muestra de datos.

4.2.1.1 Ventajas de las Fronteras No Paramétricas

La principal ventaja de las fronteras no paramétricas es que no requieren la realización de supuestos respecto a la forma funcional concreta de la frontera. Es decir los problemas derivados de la mala especificación funcional de la frontera no forman parte de la

metodología no paramétrica.

Este punto es particularmente importante, dado que, siguiendo a Álvarez (2001), “*Algunos estudios han encontrado que los índices de eficiencia son sensibles a la especificación de la forma funcional*”.

En forma adicional, al tratarse de enfoques no econométricos, la estimación de fronteras puede llevarse a cabo aún con una muestra reducida de observaciones. Es decir, no se requiere de una base de datos de tamaño significativo para cumplir con los grados de libertad requeridos para las estimaciones econométricas.

4.2.1.2 Desventajas de las Fronteras No Paramétricas

Como una de las principales desventajas del método está el hecho de que toda diferencia con la empresa, o combinación lineal de ellas, que representan el mejor desempeño, es considerado ineficiencia aun cuando parte de esa diferencia puede deberse a factores aleatorios, o diferencias estructurales.

Al no contar con una especificación paramétrica se presenta otra falencia importante, y es que no se puede saber si las variables consideradas en el análisis son efectivamente significativas, desde el punto de vista estadístico y si el efecto de dichas variables sobre la eficiencia tiene el comportamiento esperado de acuerdo a la teoría económica.

4.2.2 Fronteras Paramétricas

Mediante este enfoque se especifica una forma funcional concreta para la frontera estimando sus parámetros mediante programación matemática o técnicas econométricas.

Programación matemática

Uno de los primeros desarrollos en la estimación de fronteras paramétricas mediante programación matemática se debe a Aigner & Chu (1968) quienes utilizando programación matemática estimaron una frontera paramétrica, ajustando una función de producción del tipo Cobb-Douglas e imponiendo la restricción de que los residuos sean no negativos.

Estimación econométrica

Estos métodos se valen de técnicas econométricas para estimar los parámetros de una función que relaciona una variable dependiente con una serie de variables explicativas vinculadas con

la actividad analizada y con una serie de variables “ambientales” que toman en cuenta diferencias estructurales externas al control de las unidades de decisión.

Las especificaciones más utilizadas para la estimación econométrica de fronteras son funciones de costos y funciones de distancia.

En el caso de las fronteras de costos, las variables dependientes en general corresponden a costos de operación, costos de inversión o costos totales, aunque también se puede considerar otro tipo de variables como la calidad del servicio; las variables dependientes en el análisis de frontera son aquellas sobre las cuales las DMU tienen alguna capacidad de gestión. Las variables explicativas por lo general están relacionadas con los productos propios de la actividad, para las industrias de redes estos productos son la extensión de la red, el número de consumidores y el *commodity* que se transporta o distribuye a través la red. En forma adicional algunos estudios incluyen variables ambientales, estas variables no son controlables por las DMU pero contribuyen a explicar la diferencia de costos entre las DMU que no están originadas en consideraciones de eficiencia, por ejemplo los costos de operación y mantenimiento de dos distribuidoras de energía eléctrica pueden diferir debido a que en el área de operación de una de ellas existe vegetación elevada que requiere el desarrollo de actividades de poda, que en la otra distribuidora no son requeridas; así, si sólo se comparan los costos totales de operación y mantenimiento se estaría cometiendo un error al clasificar a la distribuidora como ineficiente siendo que la causa de su mayor costo es una condición estructural externa a la gestión de la empresa.

Algunos ejemplos de variables ambientales utilizadas en los estudios académicos en la industria de gas son: condiciones topográficas, temperatura promedio, nivel de ingresos, etc.

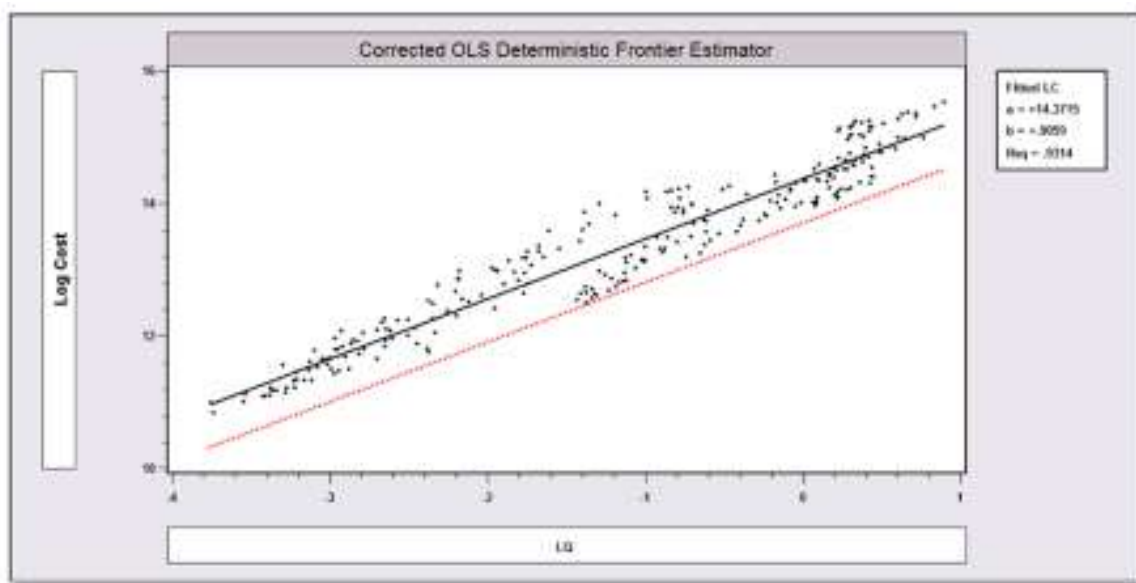
Las funciones de distancia son una caracterización de la tecnología de producción que considera la máxima expansión proporcional del vector de productos dado un vector de insumos, o bien la mínima reducción proporcional del vector de insumos dado un vector de productos.

Dentro de los métodos paramétricos más conocidos se encuentran los Mínimos Cuadrados Ordinarios Corregidos (COLS – *Corrected Ordinary Least Squares*) y el Análisis de Fronteras Estocásticas (SFA – *Stochastic Frontier Analysis*).

La técnica COLS consiste en la aplicación de un análisis de regresión por Mínimos Cuadrados

Ordinarios (OLS) donde la ordenada al origen es corregida en función de la unidad, o de las unidades, más eficientes con relación a la media, como se muestra en la Figura 3.

Figura 3 – Representación gráfica del método COLS



Fuente: Software Limdep 10. Econometric Modeling

En la metodología COLS las fronteras resultantes son determinísticas, en estos casos todas las empresas tienen la misma frontera de eficiencia contra la cual comparar, y todo el desvío entre cada firma y la frontera, error de la regresión, es considerado como ineficiencia; el supuesto detrás de los métodos determinísticos es que los eventos externos afectan en la misma forma a todas las empresas. Un punto importante a destacar es que la frontera COLS es paralela a la recta de regresión (por construcción), esta especificación no necesariamente representa fielmente a todas las firmas o (DMU).

Por otra parte, las fronteras estocásticas son determinadas a partir de Máxima Verosimilitud, estos métodos consideran que las diferencias en los resultados del proceso productivo, respecto de la frontera, no son completamente ineficiencia, sino que parte de dichas diferencias se deben a factores exógenos no gestionables por las empresas. Para captar este efecto la metodología de SFA segmenta el error en dos componentes; uno ruido aleatorio (simétrico) y otro componente asimétrico (ineficiencia), esta estrategia permite separar el nivel de eficiencia de otros factores como pueden ser eventos aleatorios, factores climáticos, diferencias económicas, o estructurales que distancian a las empresas unas de otras.

4.2.2.1 *Ventajas de las Fronteras Paramétricas*

La principal ventaja de las fronteras paramétricas es que, debido a que se estiman los coeficientes de una forma funcional, es posible determinar el grado de significación de cada una de las variables explicativas, a la vez que se puede analizar si las variables explicativas presentan un comportamiento consistente con la teoría económica.

Otra ventaja es que al contar con los coeficientes de la regresión se facilita la estimación de una serie de parámetros económicos como ser los coeficientes de elasticidad escala, de elasticidad de sustitución, productividades marginales, etc.

4.2.2.2 *Desventajas de las Fronteras Paramétricas*

Como desventaja se destaca que, a los fines de una correcta estimación econométrica de las fronteras de eficiencia, se requiere un número significativo de observaciones para que los estimadores sean consistentes.

Aun cuando mediante la metodología COLS se estima una especificación funcional, de la misma resulta que, en general, una unidad, o un grupo muy reducido de DMU, es considerado eficiente, y toda diferencia de las otras unidades con dicha frontera es considerada ineficiencia.

Una de las principales características de la metodología de SFA es que, su resultado se encuentra limitado entre el valor de eficiencia obtenido por medio de un método COLS y cien por ciento de eficiencia, es decir, si el error de estimación es considerado totalmente ineficiencia el resultado obtenido es el de la metodología COLS, en otro extremo el error de estimación puede considerarse originado por factores aleatorios y en consecuencia las empresas pueden ser consideradas eficientes.

5 ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO SOBRE LA RENTABILIDAD

De acuerdo con los antecedentes presentados en la sección 3.3, un elemento clave de los AIR es el análisis de la dinámica del sector, la sostenibilidad financiera y la viabilidad de las empresas, dado que, si los resultados en términos de sostenibilidad, viabilidad y dinámica son los esperados la herramienta regulatoria implementada es conceptualizada como eficiente y adecuada.

Para evaluar el efecto del cambio en el marco normativo de los servicios públicos en Argentina, particularmente el efecto que la Ley de Emergencia Pública del año 2002 pudo haber generado en la rentabilidad y eficiencia de las distribuidoras de gas natural argentinas, se desarrolla un análisis cuantitativo de la evolución de indicadores claves del sector.

Las dimensiones sobre las que se evalúa el impacto del cambio en el contexto regulatorio son las siguientes:

5.1 Sostenibilidad sectorial.

Mediante esta dimensión se analiza cómo repercutieron las medidas regulatorias en la suficiencia financiera y en una serie de indicadores de riesgo de las empresas. Para el desarrollo de este análisis se calculan los siguientes indicadores contables y financieros para las empresas del sector.

- Margen Operacional (MO). Se calcula como el cociente entre EBIT (utilidad antes de intereses, e impuestos) e Ingresos operacionales.
- Retorno sobre Activos No Corrientes (ROANC), calculado como el cociente entre EBIT y los activos no corrientes, esta medida es comparable con la tasa de costo de capital ya que indica la rentabilidad sobre el capital físico invertido.
- Retorno sobre Patrimonio (ROE), calculado como el cociente entre EBIT y el patrimonio.
- Cobertura de Deuda con Ingresos (CDI), calculado como el cociente entre ingresos operacionales y el pasivo total.
- Nivel de Endeudamiento (NE), calculado como el cociente entre pasivo total y activo total.

5.2 Creación de Valor.

En forma adicional, a través del análisis de Valor Económico Agregado (EVA – *Economic Value Added*), se procura identificar si durante el período de análisis tuvo lugar un proceso de creación o destrucción de valor económico de las empresas argentinas.

5.3 Viabilidad sectorial.

A los fines de evaluar si las medidas de política repercutieron significativamente en ciertos aspectos claves asociados a otras dimensiones del servicio como el nivel de cobertura, la

confiabilidad y seguridad de suministro, entre otras, se analiza la evolución del número de usuarios, el volumen de gas distribuido, niveles de inversión y costos unitarios de prestación del servicio.

El objetivo del análisis de la evolución de los indicadores antes citados es determinar si se han producido cambios significativos o quiebres estructurales a lo largo del período analizado, a los fines de inferir si tales quiebres pudieron originarse en el esquema regulatorio impuesto por la Ley de Emergencia Pública.

6 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DE LAS DISTRIBUIDORAS DE GAS DE ARGENTINA

El objetivo del análisis desarrollado mediante la presente investigación es identificar el impacto que la política regulatoria generó sobre la eficiencia y rentabilidad de las empresas distribuidoras de gas argentinas.

Para lograr dicho objetivo se propone la aplicación de dos enfoques metodológicos; por un lado se determina la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de gas en Argentina, mediante la estimación de fronteras de eficiencia con diferentes especificaciones; por otra parte se desarrolla un estudio de impacto regulatorio, a través del análisis de la evolución de indicadores financieros y económicos representativos de la rentabilidad de las firmas del sector, con el fin de establecer si se produjo un quiebre en las condiciones de prestación del servicio derivado de las políticas de incentivo forzado (“Ley del látigo”), impuestas por el congelamiento tarifario determinado por la Ley de Emergencia Pública (Ley 25.561/2002).

Al respecto cabe destacar que el período de análisis considerado para la estimación de las fronteras de eficiencia es 2010-2016, la principal razón que limitó el análisis a este período fue la falta de información de las empresas distribuidoras de otros países. En lo que respecta al estudio de la evolución de rentabilidad mediante la metodología de análisis de impacto regulatorio, el mismo se extiende desde 1998 hasta 2016, pero se circunscribe sólo a las empresas argentinas por la misma causa. Por ello esta investigación se desarrolla en dos etapas, en la primera etapa se analiza la eficiencia relativa de las empresas argentinas mediante fronteras de eficiencia, y se determina el posicionamiento relativo de cada distribuidora; en la segunda etapa se analiza, mediante indicadores financieros y de viabilidad sectorial, como las empresas argentinas evolucionaron hasta llegar a la situación de eficiencia reflejada en el

análisis de la primer etapa, para el análisis de la segunda etapa es un elemento clave la determinación del impacto de las políticas de Argentina, específicamente el congelamiento tarifario.

6.1 Fronteras de Eficiencia

Para la determinación de la eficiencia relativa de las distribuidoras argentinas se realizó un estudio de *benchmarking* internacional a través de técnicas de frontera paramétricas y no paramétricas.

6.1.1 Marco Teórico

En el apartado 4.2 se presenta la clasificación de las metodologías de fronteras identificando las ventajas y desventajas de cada uno de los enfoques metodológicos, en las secciones siguientes se desarrolla brevemente el marco teórico de las principales metodologías para la estimación de fronteras de eficiencia que son aplicadas al caso de la distribución de gas natural en Argentina.

6.1.1.1 Fronteras No Paramétricas (DEA)

Las bases del análisis envolvente de datos DEA fueron establecidas en el trabajo seminal de Charnes, Cooper y Rhodes (1978), de allí que este método se conozca como DEA-CCR.

Existen, en términos generales, tres grandes variantes para especificar matemáticamente un modelo DEA-CCR, a saber:

- Forma Fraccional
- Forma Multiplicativa
- En forma Envolvente (Método Dual).

Por otra parte, cabe destacar que los modelos DEA pueden ser caracterizados con base en los siguientes aspectos:

- Tipo de medida de eficiencia que generan: modelos radiales vs. modelos no radiales.
- Orientación del modelo: orientado hacia los insumos, orientado hacia los productos, modelos no orientados.

- Tipo de rendimientos de escala: con rendimientos constantes, crecientes o decrecientes a escala.

El modelo propuesto por Charnes, Cooper and Rhodes (1978) es orientado hacia los insumos y considera rendimientos constantes a escala, otros estudios posteriores consideran especificaciones alternativas como por ejemplo rendimientos variables a escala.

A continuación se presenta la formulación matemática para el modelo DEA CCR en sus tres especificaciones.

6.1.1.1.1 DEA – CCR en Forma Fraccional

Una primera aproximación a la eficiencia de una empresa o unidad de decisión está dada por la relación existente entre productos e insumos, en este contexto, las firmas más eficientes serán aquellas que obtienen el mayor nivel de producto por cada unidad de insumo empleado, o recíprocamente las empresas que utilizan menor cantidad de insumos por cada unidad de producto generado.

En el caso de firmas de productos e insumos múltiples existe una complicación adicional, ya que las comparaciones basadas en ratios parciales pueden llevar a indeterminaciones, por ello, para poder utilizar este tipo de medidas de eficiencia, es necesario asignar ponderadores a los productos y a los insumos, a los fines de conformar un índice o puntaje único de eficiencia.

La especificación del modelo DEA-CCR Fraccional es la siguiente:

Max u, v

$$h_0 = \frac{\sum_{r=1}^s u_r \times y_{r0}}{\sum_{i=1}^m v_i \times x_{i0}} \quad [3]$$

Sujeto a:

$$\frac{\sum_{r=1}^s u_r \times y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i \times x_{ij}} \leq 1 \quad [4]$$

$$u_r, v_i \geq \varepsilon \quad [5]$$

en que:

- Se considera la existencia de n unidades de decisión (DMU), empresas o agentes económicos.
- x_{ij} representa las cantidades del insumo i , que son utilizadas por la empresa j .
- y_{rj} representa las cantidades del producto r , que son generadas por la empresa j .
- u_r, v_i son ponderadores de los distintos productos y ponderadores de los distintos insumos respectivamente, para cada una de las empresas analizadas.
- s y m representan el número total de productos e insumos respectivamente.

La medida de eficiencia propuesta por los autores para cada unidad de decisión analizada se determina como el cociente entre los productos ponderados y los insumos ponderados.

De este modo se plantea un problema de programación matemática cuyo objetivo es maximizar la puntuación de eficiencia de cada una de las unidades económicas, dada esta puntuación de eficiencia por la relación entre un producto “agregado” y un insumo “agregado”, donde la agregación se realiza con base en los ponderadores u_r, v_i .

Las variables que permiten tal optimización son los ponderadores de cada uno de los productos y de cada uno de los insumos. Así, el proceso de optimización procura encontrar los

valores de ponderadores de insumos y productos que maximicen la eficiencia de cada unidad.

Se establecen como restricciones al sistema, que las puntuaciones de eficiencia de las otras unidades económicas, con los ponderadores definidos para la unidad objeto de evaluación, no sean superiores a la unidad. Adicionalmente se estipula los ponderadores sean mayores que cierto ϵ , es decir que no se permite excluir de la consideración de la eficiencia a determinados insumos o productos.

El problema planteado arriba debe resolverse matemáticamente para cada una de las unidades económicas consideradas y así se obtiene la puntuación de eficiencia de las mismas. Como resulta intuitivo, las unidades económicas que tienen una puntuación de eficiencia de 1 son eficientes, en tanto que aquellas que tienen valores menores a la unidad son ineficientes.

Para el caso de las unidades ineficientes, existen otras unidades que con los mismos ponderadores tienen puntuaciones de eficiencia iguales a 1, estas unidades se denominan pares, y son las referencias para la mejora en la eficiencia de las unidades ineficientes.

6.1.1.1.2 DEA – CCR en Forma Multiplicativa

Siguiendo a Battese (1995), el modelo en forma fraccional presentado en la sección anterior tiene el inconveniente de que pueden generarse infinitas soluciones, es decir, si (u^*, v^*) es una solución, se puede multiplicar la misma por un escalar α y obtener una solución diferente $(\alpha u^*, \alpha v^*)$.

Una forma de evitar la situación antes descrita es imponiendo una restricción de normalización sobre los insumos y, linealizando el funcional objetivo y las restricciones de las demás DMU.

El modelo DEA en forma multiplicativo queda expresado de la siguiente manera:

Max μ, δ

$$w_0 = \sum_{r=1}^S \mu_r \times Y_{r0} \quad [6]$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^m \delta_i \times X_{i0} = 1 \quad [7]$$

$$\sum_{r=1}^S \mu_r \times Y_{rj} - \sum_{i=1}^m \delta_i \times X_{ij} \leq 0 \quad [8]$$

$$\mu_r, \delta_i \geq \varepsilon \quad [9]$$

En el modelo anterior se modificó la nomenclatura de los ponderadores de productos e insumos (u^*, v^*) por (μ^*, δ^*) para destacar que se trata de un problema de programación matemática diferente del modelo fraccional.

Las transformaciones matemáticas aplicadas son las siguientes:

$$\mu_r = t \times u_r \quad [10]$$

$$\delta_i = t \times v_i \quad [11]$$

$$t = \frac{1}{\sum_{i=1}^m v_i \times x_i} \quad [12]$$

La primer restricción del modelo en forma multiplicativa (ecuación 7) permite normalizar el insumo agregado a la unidad.

La unidad bajo análisis será considerada eficiente si presenta una puntuación de eficiencia de 1, es decir $w_0^* = 1$ y existe al menos un óptimo (μ^*, δ^*) con $\mu^* > 0$ y $\delta^* > 0$.

Si la puntuación de eficiencia de la unidad analizada es menor que 1, $w_0^* < 1$, existirá al menos una DMU que, para ese conjunto de ponderadores verificará la restricción:

$$\sum_{r=1}^S \mu_r \times Y_{rj} - \sum_{i=1}^m \delta_i \times X_{ij} = 0 \quad [13]$$

El conjunto de DMU que satisface la restricción anterior es un conjunto de DMU eficiente, que constituye el conjunto de referencia o los “pares⁷” de la unidad que está siendo evaluada.

6.1.1.1.3 DEA – CCR en Forma Envolvente (Método Dual)

El modelo en su formulación envolvente consiste en el planteamiento y resolución del problema Dual asociado al problema lineal expresado en forma Multiplicativa.

Cabe recordar que existe una variable del problema dual por cada restricción del primal y una restricción del problema dual por cada variable del primal, esa es la razón por la cual la mayoría de las aplicaciones de software emplean el modelo DEA en su forma Dual ya que requiere especificar menos restricciones que la forma multiplicativa.

El primal tiene N+1 restricciones siendo N la cantidad de DMU, a la cual se le agrega 1 para tomar en consideración la restricción de normalización del insumo. En tanto que el problema dual contiene s+m restricciones, siendo s número de productos y m la cantidad de insumos.

La especificación matemática del modelo es la siguiente:

Min θ, λ

$$Z_0 = \theta \quad [14]$$

Sujeto a:

$$\sum_j Y_{rj} \times \lambda_j \geq Y_{r0} \quad [15]$$

$$\theta X_{i0} \geq \sum_j \lambda_j \times X_{ij} \quad [16]$$

$$\lambda \geq 0 \quad [17]$$

6.1.1.1.4 DEA – Rendimientos de Escala

Siguiendo a Coelli *et. al.* (2005) los rendimientos a escala indican la relación entre las variaciones de los productos, es decir la escala de la empresa, y las variaciones de los

⁷ Los pares (*Peers*) constituyen la referencia para cada DMU analizada, y a partir de una combinación lineal de los mismos se conforma la frontera eficiente.

insumos. En el desarrollo de las actividades productivas y de prestación de servicios se presentan tres tipos de rendimientos:

- Rendimientos Constantes a Escala: cuando ante un incremento determinado en todos los insumos, el producto se incrementa en la misma proporción.
- Rendimientos Crecientes a Escala: cuando el incremento porcentual del producto es mayor que el incremento porcentual de los insumos.
- Rendimientos Decrecientes a Escala: cuando el incremento porcentual del producto es menor que el incremento porcentual de los insumos.

El supuesto de rendimientos constantes a escala (*Constant Returns to Scale - CRS*) es apropiado cuando todas las firmas se encuentran operando a una escala óptima, sin embargo, debido a una serie de factores como ser competencia imperfecta, restricciones financieras o regulatorias, etc., puede ocurrir que las firmas no se encuentren operando en escala óptima. En este caso las medidas de eficiencia tienen implícito el componente de escala, por lo tanto es importante separar la ineficiencia técnica “pura” de los efectos de escala.

El planteo del problema dual de programación lineal para CRS puede adaptarse para tener en cuenta los rendimientos variables a escala (*Variable Returns to Scale - VRS*) agregando una restricción de convexidad.

La versión adaptada del modelo dual de programación lineal es la siguiente:

Min θ, λ

$$Z_0 = \theta \quad [18]$$

Sujeto a:

$$\sum_j Y_{rj} \times \lambda_j \geq Y_{r0} \quad [19]$$

$$\theta X_{i0} \geq \sum_j \lambda_j \times X_{ij} \quad [20]$$

$$\sum_j \lambda_j = 1 \quad [21]$$

$$\lambda \geq 0 \quad [22]$$

La tercer restricción es la restricción de convexidad. Esta restricción genera un conjunto

convexo de planos congruentes que envuelven los puntos de datos de las DMU en una forma más próxima que el conjunto de rendimientos constantes a escala. La restricción de convexidad implica que, una firma ineficiente es comparada con firmas pares de escala semejante.

El resultado de esta transformación es que las puntuaciones de eficiencia bajo VRS resultan superiores a las puntuaciones de eficiencia del método CRS.

Una medida de la “eficiencia por escala” puede obtenerse calculando la Eficiencia Técnica bajo ambos supuestos CRS y VRS, y descomponiendo por diferencias el valor de la eficiencia de escala.

Los softwares econométricos permiten calcular puntuaciones de eficiencia bajo diferentes hipótesis de rendimientos de escala estableciendo que la restricción de convexidad sea menor o mayor que 1 dependiendo de si se trata de rendimientos que son “no crecientes” o “no decrecientes” a escala. Cabe destacar que para las industrias de red, como es el caso de la distribución de gas natural, la característica de monopolio natural está asociada a la existencia de rendimientos no decrecientes a escala.

6.1.1.2 Fronteras Paramétricas - COLS

El procedimiento para la estimación de la eficiencia a través del método de Mínimos Cuadrados Ordinarios Corregidos (COLS) consiste en la realización de una regresión por mínimos cuadrados ordinarios, con una posterior “corrección” desplazando la recta de regresión hasta hacerla tangente a la unidad (o unidades) de decisión más eficientes, es decir, hasta que la recta de regresión se encuentre por encima de todas las observaciones para el caso de la función de producción, o por debajo de todas las observaciones para el caso de la función de costos. Esta corrección se efectúa ajustando la ordenada al origen y re-escalando los residuos de la regresión. Las fronteras resultantes de la metodología COLS son fronteras determinísticas ya que atribuyen toda la desviación respecto de la frontera a ineficiencia técnica.

Para obtener la frontera de eficiencia por el método COLS, se considera la siguiente función determinística:

$$Y = f(x) - s \times u \quad [23]$$

en que u es una perturbación aleatoria que mide la distancia de cada unidad de análisis respecto a la recta de regresión, y s es una variable *dummy* con valores iguales a +1 para el caso de fronteras de producción y -1 para fronteras de costos.

Linealizando la función anterior se tiene la siguiente especificación:

$$\ln(Y) = \alpha + \sum \beta_i \times \ln(X_i) - su_i \quad [24]$$

El proceso de estimación por COLS requiere dos etapas:

- Etapa I: estimar los parámetros de la ecuación α y β_i por Mínimos Cuadrados Ordinarios (OLS).
- Etapa II:
 - Corregir los residuos a través de la siguiente fórmula:

$$\mathbf{u}_i = \mathbf{u}_{ols} - \min(\mathbf{s} \mathbf{u}_{ols}) \quad [25]$$

- Corregir la constante

$$\alpha^* = \alpha_{ols} - \max(\mathbf{s} \mathbf{u}_{ols}) \quad [26]$$

La frontera de eficiencia queda definida a partir de los coeficientes de la regresión por OLS (β_i) y de la constante ajustada en la etapa II (α^*).

La eficiencia técnica individual para cada DMU se calcula como sigue:

$$ET^i = \exp(-s u_i) = \frac{Y_i}{Y^*} \quad [27]$$

Como se mencionara oportunamente, una de las características centrales de las fronteras determinísticas es que atribuyen todo el desvío entre la observación y la frontera a ineficiencia. Una manera de subsanar esta característica es a través del Análisis de Fronteras Estocásticas que se presenta en el siguiente numeral.

6.1.1.3 Fronteras Estocásticas (SFA)

El análisis de frontera estocástica es un análisis clásico de regresión con una perturbación asimétrica y no normal. La formulación general del modelo desarrollado por Aigner, Lovel y Schmidt (1977) es la siguiente:

$$y_i = f(x_i; \beta) + \varepsilon_i \quad i = 1, \dots, N \quad [28]$$

$$\varepsilon_i = v_i + |u_i| \quad i = 1, \dots, N \quad [29]$$

en que

y_i es la variable dependiente, generalmente una variable gerenciable por la DMU,

x_i son los factores determinantes,

β son los parámetros a estimar

v_i y u_i son las perturbaciones e ineficiencia respectivamente.

El componente de error v_i representa la perturbación simétrica: se asume que $\{v_i\}$ tiene un comportamiento clásico, es decir es idéntica e independientemente distribuido, con media 0.

El término de error u_i , está asociado a la ineficiencia, y se asume que tiene un comportamiento independiente de v_i , siguiendo una distribución de una cola que satisface que $u_i \geq 0$.

El componente aleatorio v_i representa sucesos que no son controlables por la DMU, por ejemplo el efecto de factores climáticos sobre las variables dependientes; mientras que el término u_i es la eficiencia de la DMU medida como la distancia entre cada observación y la frontera. La interpretación de una frontera estocástica de producción es la siguiente: dada una determinada combinación de insumos existe un nivel de producto máximo posible, pero este máximo es aleatorio y no determinístico, así los estimadores recogen los efectos externos que afectan a la producción y que no son gestionables por las DMU, estos efectos externos se distribuyen en forma normal. Siguiendo el ejemplo de Aigner, Lovell y Schmidt, un agricultor cuya cosecha es devastada por la sequía o una tormenta es considerado **desafortunado** por el método de fronteras estocásticas, en tanto que será considerado **ineficiente** por el método

determinístico.

Respecto del término de perturbación aleatorio hay relativo consenso en asumir que se distribuye en forma normal, idéntica e independientemente con media 0 y varianza σ_v^2 . Por otra parte, hay diferentes especificaciones para la distribución del término u_i , siendo las más usadas las distribuciones semi-normal y la exponencial.

En el caso de las fronteras de producción estocásticas la eficiencia técnica se calcula de la siguiente manera:

$$ET_i = \frac{Y_i}{f(x_i)+v_i} \quad [30]$$

6.1.2 Conformación de la Base de Datos

En esta Tesis se estiman fronteras de eficiencias de costos, en este sentido las variables explicadas; insumos desde el punto de vista de la teoría económica, son los costos operativos y los costos totales; en tanto que las variables explicativas son extensión de la red, cantidad de usuarios y volumen de gas distribuido, que corresponden con los productos desde el punto de vista de la teoría económica. Las fuentes y criterios con que se conformó la base de datos de esta investigación son los siguientes:

La unidad de decisión (DMU) debe ser la mínima unidad que tiene autonomía para gestionar las variables involucradas en el análisis, así para el análisis de frontera de eficiencia la DMU fue definida a nivel de empresa.

La base de datos considerada consta de 112 observaciones correspondientes a un panel de 16 empresas distribuidoras de gas natural de la región de América Latina, con datos para un período de análisis de 7 años (2010-2016).

Las empresas consideradas en la base son las siguientes:

- **Argentina:** se incluyeron seis de las nueve empresas concesionarias del servicio de distribución de gas natural; estas empresas son: Gas Natural BAN, Metrogas, Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana, Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas Sur.

- **Brasil:** se consideraron dos empresas de distribuidora de gas en São Paulo, y la empresa distribuidora de gas natural de Río de Janeiro.
- **Chile:** inicialmente formaron parte de la base de datos las empresas distribuidoras de gas natural de las regiones de Santiago de Chile y Valparaíso. Sin embargo, la empresa de Santiago debió ser excluida de la muestra por presentar valores atípicos, que la convirtieron en *outlier*, en tanto que la empresa de Valparaíso sólo pudo ser considerada en el análisis de costos operacionales ya que no se dispuso de información relativa a la base de activos para conformar la variable costo de capital.
- **Colombia:** se analizan cuatro empresas distribuidoras de gas natural, dos de ellas correspondientes a la zona de Bogotá y de Cundinamarca que representan el área de mayor desarrollo económico, una empresa correspondiente a la zona del caribe colombiano y una correspondiente a la región oriental.
- **Perú:** se incluye la empresa distribuidora de gas natural de Lima.
- **México:** se consideró la empresa Gas Natural Fenosa que abastece el servicio en 13 estados incluyendo la ciudad de México.

Las variables relevadas para cada una de las empresas de la muestra corresponden a las siguientes categorías:

Insumos: Los insumos son todas las variables sobre las que las DMU tienen posibilidad de gestionar, para el caso de la distribución de gas por redes las mismas corresponden a los costos. Dado que la extensión de red y el volumen de gas distribuido están determinados por la demanda y que, en general, las empresas de servicios públicos como las licenciatarias de distribución de gas natural, poseen el compromiso regulatorio de abastecer con el servicio a toda nueva demanda que se solicite en su área de concesión, es por ello que las empresas tienen mayor capacidad de gestionar los costos que los productos. En este contexto, los insumos considerados en el análisis son:

- Costos de Operación, Administración y Mantenimiento (Opex)
- Costo de Capital (Capex), calculado a partir de la suma de la depreciación del capital y la remuneración del capital invertido.
- Costo Total (Totex) calculado como la suma de Opex más Capex.

Productos: Los productos por su parte son las variables físicas asociadas a la prestación del servicio, así se definieron como productos a las siguientes tres variables, lo cual es la práctica usual en literatura aplicada:

- Extensión de la red,
- Volumen de gas distribuido y
- Número de clientes

Variables Ambientales: estas variables, en general, son incorporadas en el análisis para tomar en consideración las diferencias estructurales entre las distintas DMU, en este contexto, las variables ambientales afectan a los costos del servicio pero no necesariamente ello implica que la diferencia de costos se asocia a ineficiencias de las empresas analizadas. A modo de ejemplo, las condiciones topográficas pueden generar que una empresa distribuidora presente costos de operación mayores a los verificados por otras empresas que prestan servicios en áreas más favorables, sin embargo esa diferencia de costos no debería ser considerada como ineficiencia de la empresa que presenta condiciones topográficas adversas. La principal variable ambiental considerada en el análisis es la *diferencia salarial* entre los países donde las empresas desarrollan su actividad.

A continuación, se analiza en detalle la información de obtenida para cada una de las categorías de variables arriba descriptas, así como la metodología de procesamiento.

6.1.2.1 *Productos*

En lo que respecta a los productos se tienen las siguientes definiciones:

- **Número de clientes:** corresponde a la cantidad de clientes acumulada a fines de cada año sin discriminar por categoría tarifaria.
- **Extensión de la red:** calculada como la suma de los kilómetros de red de distribución acumulada a fines de cada año, sin discriminar por tipo de material, diámetro de la red o por presión, debido a la falta de información homogénea entre las diferentes DMU de la muestra.
- **Volumen de gas distribuido:** es el total de gas distribuido por las empresas, expresado en millones de m³ anuales, de poder calorífico equivalente.

Las fuentes de información para Argentina son los Datos Operativos de las Licenciatarias de Distribución informados por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) en su sitio web. En tanto que para los otros países la información operativa fue obtenida de los Informes Contables y Financieros de cada una de las compañías analizadas, como así también de las memorias anuales.

6.1.2.2 *Insumos*

Como insumo para el análisis de frontera de eficiencia se consideraron los costos operativos y costos de capital de la actividad.

6.1.2.2.1 *Costos Operativos*

Los costos operativos fueron obtenidos a partir de los reportes anuales y financieros de las empresas analizadas. Los costos operativos son calculados a valores corrientes, y en moneda local. Luego son convertidos a una moneda común mediante la aplicación del índice de Paridad de Poder de Compra publicado por el Fondo Monetario Internacional.

6.1.2.2.1.1 Homogeneización de los costos

Cabe destacar que la variable costos operativos presenta una marcada disparidad entre los distintos países, debido a la consideración de distintos criterios tanto contables como regulatorios. En virtud de lo anterior, para la conformación de la base de costos operativos se aplicaron los siguientes criterios de homogeneización:

- Los costos de compra y transporte de gas natural, considerados como “Costo de Ventas” son restados del total de costo de servicio, debido a que constituyen un traspaso (*pass-through*) para la actividad de distribución.
- No se incluyen las depreciaciones ni el costo de oportunidad del capital, ya que ambos elementos componen el costo de capital o Capex.
- Se excluyen los egresos e ingresos financieros y los derivados de actividades que no reflejan la operación normal del servicio, como provisiones por despidos, ingresos por diferencias cambiarias, ventas de muebles o inmuebles, entre otras.

6.1.2.2.1.2 Ajuste por diferencias salariales

Entre los países de la región existe una diferencia estructural en el costo salarial. Ello se origina en las diferencias en el costo de vida y es independiente de las diferencias cambiarias; así el costo salarial para remunerar a un empleado de una empresa de la región sureste de Brasil necesariamente debe ser mayor que el costo salarial para remunerar un empleado en el noroeste de Argentina. Esta diferencia de costos no debe asignarse a ineficiencias de las empresas de Brasil en la prestación del servicio.

Existen varias formas de considerar este tipo de diferencias en los modelos de fronteras, una de ellas es a través de la inclusión de una variable ambiental; una versión alternativa es ajustar los costos operativos de manera tal de tomar en cuenta estas diferencias salariales.

Se optó por la segunda alternativa, es decir ajustar los costos operativos por las diferencias salariales en forma previa a la realización del estudio de frontera. La razón de ello es que de esta forma se puede obtener el costo “ajustado” medio por unidad de escala o cliente, que permite comparar si los valores considerados están en un rango razonable conforme los indicadores claves de desempeño (*Key Performance Indicators - KPI*) de la industria según estudios internacionales, estos indicadores son una medida rápida de la eficiencia relativa de

las empresas que posibilita la evaluación del desempeño sin la necesidad de recurrir a los estudios de frontera, a la vez que son una forma de validar los resultados de dichos estudios.

Antes de describir el procedimiento seguido para ajustar los costos operativos por las diferencias salariales cabe destacar que dichas diferencias no están incluidas en las diferencias de Paridad de Poder de Compra (PPP).

La Unión de Bancos Suizos publica cada tres años un estudio comparativo de precios y salarios para 71 ciudades alrededor del mundo. Con base en ese estudio se desarrolló la siguiente metodología para ajustar los costos operativos por la diferencia en costos salariales.

- 1- Se calcularon los costos salariales de tres categorías de empleos relacionados con el servicio de distribución de gas para los países considerados en el análisis. Las ocupaciones seleccionadas para realizar el ajuste por diferencias salariales son Gerente de departamento, con una participación del 20%, a los fines de incorporar las diferencias de salarios en los rangos gerenciales, ingeniero (participación 60%) para ajustar por las diferencias salariales en la fuerza laboral especializada en industrias de red, y finalmente *call center*, (participación 20%) para considerar las diferencias salariales en los servicios comerciales.
- 2- A los fines de eliminar las diferencias salariales derivadas de distorsiones en la paridad de poder de compra, se procedió a ajustar los salarios medios por las diferencias en el Tipo de Cambio utilizado en el estudio de la UBS, y el Tipo de Cambio de Paridad publicado por el Fondo Monetario Internacional.

Tabla 2: Ajuste de Opex por diferencias salariales

País	Año	Ingreso Bruto Anual (en USD)			Tipo de Cambio UBS (LC/USD)	Salario Promedio USD-UBS	Tipo de Cambio PPP (LC/USD)	Ajuste por Dif Salarios	
		Department Manager	Engineer	Call Center				Salario Promedio (USD año)	Índice Ajuste
ARG	2015	18,728	16,929	10,212	8.8	15,945	6.6	21,286.73	1.00
BRA	2015	58,271	31,750	4,942	3.0	31,693	1.9	51,781.23	0.41
CHI	2015	20,375	33,944	8,058	613.5	26,053	372.4	42,921.69	0.50
COL	2015	20,494	15,556	5,078	2,500.0	14,448	1,198.6	30,136.01	0.71
MEX	2015	14,581	7,521	3,342	15.2	8,097	8.2	15,014.67	1.42
PER	2015	20,438	18,663	6,998	3.1	16,685	1.6	32,752.48	0.65

Fuente: Elaboración propia con base en UBS y FMI.

- 3- Con el costo salarial agregado, y expresado en dólares de paridad del FMI, se procedió

a calcular el coeficiente de ajuste por diferencias salariales tomando con referencia los salarios de Argentina.

La lectura de la tabla anterior es la siguiente: debido a que los costos salariales en Argentina son menores que los de Brasil (BRA), para homogeneizar los costos es necesario multiplicar los costos de Brasil por 0.41.

Finalmente cabe destacar que el ajuste debe aplicarse solo sobre la fracción de costos operativos correspondiente a costos salariales, es decir aquellos relacionados con los servicios de personal propio y de terceros. Para determinar dicho porcentaje se calculó, para el año 2016, la proporción que los costos de personal y de terceros representan en el total de Opex para las seis distribuidoras de Argentina, esa proporción va desde 48.8% a 51,3% dependiendo de la clasificación que se realice de ciertos costos de terceros. Por tal motivo se adoptó un valor de 50% como criterio general; es decir, el coeficiente de ajuste de costos por diferencias salariales se aplica a la mitad de los costos operativos.

6.1.2.2.2 *Costos de Capital*

Es una práctica internacional habitual en los estudios de finanzas corporativas que el costo de capital se calcule como la suma de la depreciación anual del capital más la remuneración del capital invertido.

6.1.2.2.2.1 Depreciación del capital

La depreciación del capital surge del producto entre la Base de Activos Bruta y la tasa anual de depreciación. Este término es una *proxy* de la inversión anual que las empresas deben realizar a los fines de mantener la infraestructura operando en las condiciones vigentes.

La base de activos bruta es obtenida de los balances patrimoniales publicados por las empresas bajo análisis. En tanto que la tasa de depreciación anual surge del promedio ponderado de las tasas anuales de depreciación de las principales categorías de activos, el ponderador es la participación de cada categoría de activos en el total de la base bruta de la empresa analizada.

Tabla 3: Tasa de depreciación anual promedio - Argentina

Categoría de Activos	Depreciación		Participación en Base Bruta					
	Vida Útil	Anual	Centro	Cuyana	Metro	Ban	Pampeana	Sur
Edificios	50	2.0%	4.1%	0.3%	1.7%	0.9%	6.1%	2.1%
Instalaciones	25	4.0%	1.0%	1.4%	0.0%	0.9%	0.4%	0.3%
Gasoductos	45	2.2%	16.0%	19.5%	0.0%	0.3%	24.0%	26.8%
Ramales de AP	45	2.2%	6.0%	11.2%	7.1%	6.0%	6.9%	10.6%
Redes	44	2.3%	32.2%	37.3%	75.9%	60.3%	40.0%	20.6%
Cámaras compresoras	30	3.3%	12.0%	0.0%	0.0%	2.8%	3.8%	2.7%
Estaciones de Regulación	25	4.0%	7.9%	6.6%	1.3%	5.4%	2.9%	4.4%
Medidores	20	5.0%	9.8%	9.9%	6.6%	14.2%	11.0%	15.5%
Instalaciones Técnicas	15	6.7%	2.2%	4.3%	0.5%	3.4%	0.0%	0.0%
Máquinas, Equipos y Herramientas	10	10.0%	0.9%	1.3%	0.4%	0.2%	0.9%	1.2%
Sistemas Informáticos y Comun.	7	14.3%	3.3%	4.2%	1.9%	0.6%	0.8%	5.4%
Rodados	5	20.0%	1.2%	1.2%	0.9%	1.6%	1.9%	0.1%
Muebles y útiles	10	10.0%	0.5%	0.3%	0.0%	0.1%	0.1%	8.9%
Porcentaje Base Bruta			3.55%	3.64%	2.82%	3.25%	3.14%	4.20%

Fuente: Elaboración propia con base en Balances Auditados de las Distribuidoras.

La tabla anterior muestra la metodología aplicada para la determinación de la tasa de depreciación anual de las empresas de Argentina, así, a partir de la vida útil de las principales categorías de activos, y de la participación de cada tipo de activo en la base bruta se obtiene la tasa de depreciación anual. Se procedió de la misma forma para el resto de los países considerados en el *benchmarking* y se arribó a los siguientes valores.

Tabla 4: Tasa de depreciación anual por país

País	Depreciación Anual
Argentina	3.43%
Brasil	3.45%
Colombia	3.67%
Chile	2.77%
Perú	3.41%
México	3.73%

Fuente: Elaboración propia con base en información contable de cada empresa.

6.1.2.2.2 Remuneración del capital

La remuneración del capital se determina como el producto entre la base de activos regulatorios neta y la tasa de costo de capital. La base de activos regulatorios neta es obtenida de la información contable de las empresas distribuidoras.

Con relación a la tasa de costo de capital cabe destacar que existe una marcada

heterogeneidad de criterios por parte de las autoridades regulatorias de los diferentes países analizados, así como también diferencias significativas en el contexto económico debido a que el cálculo de las tasas de costos de capital se realizó en diferentes momentos.

A continuación se presentan las características salientes de las tasas de costo de capital regulatorias definidas en los distintos países de la región.

- **Argentina:** la segunda Revisión Quinquenal de Tarifas (RQTII) que debería haber entrado en vigencia en el año 2003 fue suspendida, al tiempo que se promulgó la Ley de Emergencia Económica, en consecuencia la tasa vigente a la fecha de este análisis, es la del año 1996. En el año 2016 el ENARGAS solicitó la realización del estudio "Lineamientos para la Determinación del Costo del Capital de Licenciatarias de Distribución y Transporte de Gas Natural en Argentina", pero a la fecha de la presente investigación no se había publicado la nueva tasa de costo de capital. Esa nueva tasa de costo de capital, calculada en 9.33% antes de impuestos, fue determinada en el proceso de RTI y aplicada en el cálculo de las tarifas vigentes a partir de 2017.
- **Brasil:** la regulación del gas natural es estadual, por lo que las empresas de diferentes estados tienen tasas de remuneración definidas con criterios diferentes.
- **Chile:** La prestación del servicio de distribución se realiza bajo el esquema de Libertad Tarifaria sujeta a un chequeo de rentabilidad. Las tasas límites para el chequeo son 6% y 9%. Por lo tanto no hay una tasa de costo de capital que se aplique a la determinación de las tarifas, sino por el contrario, existe un intervalo de rentabilidad permitido.
- **Colombia:** Mediante Resolución CREG N° 096/2015 se aprueba la nueva tasa de descuento para la actividad de distribución de gas combustible. La tasa vigente hasta el año 2015 data del año 2003. Del análisis del documento de trabajo adjunto a la Resolución se evidencia una metodología un tanto discrecional para el cálculo del riesgo de la actividad.

En este contexto, y a los fines de eliminar las distorsiones en la tasa, originadas por diferencias en los criterios regulatorios, legales, temporales, y contexto internacional, de los países bajo análisis, se procedió a calcular la tasa de costo de capital para todos los países seleccionados.

La metodología utilizada es la de costo promedio ponderado del capital (WACC)

conjuntamente con el método de fijación de precios de los activos de capital (CAPM), ya que la misma tiene una aceptación generalizada en las finanzas internacionales y en la regulación económica.

Al calcular en forma homogénea la tasa de costo de capital las diferencias de los valores de la tasa observadas entre los diferentes países se deben únicamente a las condiciones particulares de cada economía (*fundamentals*).

El costo de capital propio es determinado con base en el modelo *CAPM Country Spread Model*, que consiste en calcular la tasa libre de riesgo y las primas de riesgo de mercado con base en el mercado de Estados Unidos y ajustar dichas variables a la realidad de cada uno de los países latinoamericanos o emergentes a través de una prima de riesgo país.

De modo similar el costo de la deuda está basado en la tasa libre de riesgo de Estados Unidos, ajustado por el riesgo soberano y por la prima de riesgo crediticio inherentes a cada país.

La fórmula general para la determinación del costo de capital después de impuestos, por el método del costo promedio ponderado de capital es la siguiente:

$$r_{WACC} = (1 - w_D) r_E + w_D r_D (1 - T) \quad [31]$$

donde:

r_{wacc} : costo promedio ponderado del capital nominal después de impuestos;

r_E : costo de capital propio (*equity*);

r_D : costo de la deuda antes de impuestos;

$w_D = \frac{D}{(D+P)}$; ponderación de la deuda en el total de activos, siendo P y D los montos de capital propio y de deuda respectivamente;

T : tasa de impuesto a las ganancias o rentas.

Siguiendo la metodología propuesta, para calcular el costo de capital se requiere determinar tres componentes, el costo esperado del capital propio, el costo esperado de la deuda y la estructura de capital o nivel de apalancamiento. Existe un marcado debate en la literatura respecto del enfoque a emplear para el cálculo de cada una de estas variables, en términos generales se puede decir que hay dos grandes corrientes metodológicas; la que propone

aplicar valores históricos, y la que considera más adecuado aplicar un método prospectivo o (*forward looking basis*).

Estructura de Capital

La estructura de capital a considerar debe ser una estructura óptima orientada al objetivo de minimizar el costo promedio del capital tomando en cuenta el riesgo del negocio y los beneficios fiscales derivados del uso de capital de terceros.

Para la determinación de la estructura de capital óptima hay dos enfoques:

- *Determinación endógena*: se basa en el uso de índices de niveles de cobertura de intereses y en indicadores financieros monitoreados por las instituciones financieras.
- *Benchmarking financiero*: consiste en la comparación con los valores adoptados por distintas empresas, tanto nacionales como internacionales.

Se adoptó un nivel de **endeudamiento de 60%**, este valor se considera como un límite a partir del cual incrementos en el nivel de deuda, si bien reducen la tasa WACC por el escudo fiscal, aumentan el costo del capital de terceros por el mayor riesgo financiero.

Costo del Capital propio

El método generalmente aceptado para la determinación del costo del capital propio es el denominado *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) desarrollado por Markowitz (1952) y complementado por los estudios de Sharpe (1964). Este método considera que la varianza de los rendimientos esperados es una medida apropiada del riesgo de negocio, y que el inversor sólo debe ser remunerado por la porción del riesgo que es no “diversificable”.

La versión de CAPM más empleada en los países emergentes es la denominada “*Country Spread Model*”, cuya formulación matemática es la siguiente:

$$r_E = r_f + \beta_e \times (r_m - r_f) + r_p \quad [32]$$

donde:

r_E : costo de oportunidad del capital propio;

β_e : Riesgo sistemático de la industria analizada;

r_f : tasa de retorno de un activo libre de riesgo;

r_m : tasa de retorno de una cartera diversificada;

r_p : premio adicional por riesgo país;

Tasa libre de riesgo

Para la determinación de la tasa libre de riesgo hay dos grandes puntos en discusión: a) cuál es el instrumento financiero más adecuado para representar el negocio, y b) qué ventana de tiempo debe ser considerada.

En cuanto al instrumento financiero, los reguladores optan con frecuencia por tasas de 10 años, ya sean del Tesoro de los Estados Unidos o una representativa de otro mercado desarrollado. Una de las razones es que los planes de negocios de las empresas reguladas se presentan, en general, a 10 años.

Con relación a la ventana de tiempo, si bien no hay consenso en la materia, los reguladores de los países desarrollados suelen optar por ventanas de al menos un ciclo tarifario. Esta discusión sobre la tasa libre de riesgo también es conocida como “valores *spot* o normalizados”.

Figura 4 – Tasa Libre de Riesgo



Fuente: Elaboración propia con base en Federal Reserve Bank

La figura anterior muestra la evolución de la tasa libre de riesgo para un período comprendido entre 1950 y 2016, como se puede ver, adoptar valores basados en promedios de largo plazo puede no reflejar las condiciones actuales (o recientes) del mercado, por otro lado, utilizar un horizonte largo de valuación reduce la volatilidad de la tasa.

Se optó por aplicar una tasa libre de riesgo determinada como el promedio de los rendimientos de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos, T-bonds 10 años para un período de 5 años (consistente con la duración de los ciclos tarifarios de la mayoría de los países latinoamericanos), esto genera como resultado un valor de tasa libre de riesgo de 2.13%.

Premio por riesgo de mercado

El premio por el riesgo de mercado (PRM) surge de la diferencia entre el retorno esperado del mercado y la tasa libre de riesgo.

Existen dos abordajes posibles para estimar el PRM:

- a) a través de un método prospectivo, y
- b) a través de un método histórico.

Las referencias para el enfoque histórico son Ibbotson Associates hoy (Duff & Phelps 2017) y Dimson. *et.al.* (2016) que publican el premio de riesgo de mercado a partir de una serie histórica (1926 – actualidad, para Estados Unidos), y (1900-2015, para 17 países europeos), respectivamente.

El enfoque prospectivo procura determinar el premio de mercado esperado basándose en encuestas o información que modifique las expectativas que pudieran derivarse de un enfoque histórico. Una referencia es el trabajo de (Welch 2000), el cual muestra que existe una marcada dispersión en los resultados de las encuestas realizadas, así los valores de premio de mercado proyectados oscilan entre 2% y 12% con un centro en 7%.

Para estimar el rendimiento de mercado se adoptó la media aritmética para el período de los últimos 30 años, lo que generó un valor de 11.6%. El retorno esperado del mercado fue obtenido a partir de los rendimientos de la serie Standard & Poor's 500.

El riesgo sistemático (coeficiente beta)

El modelo CAPM determina la rentabilidad esperada de un activo a través de una regresión lineal del retorno de un activo por encima de la tasa libre de riesgo, contra la prima por riesgo de mercado (PRM). El CAPM utiliza el término “beta” para referirse el coeficiente de dicha regresión, que representa la asociación entre el retorno de una determinada inversión y el retorno del mercado. Cabe destacar que el coeficiente beta está influido por el tipo de regulación aplicada en el país de análisis.

Es importante diferenciar entre los conceptos de *beta de activo* y *beta del equity* o patrimonio. El beta del activo corresponde al valor del beta desapalancado, es decir eliminando el efecto que el nivel de endeudamiento genera en el retorno de dicho activo, para el presente cálculo es necesario contar con alguna estimación del beta desapalancado, para luego reapalancarlo nuevamente, pero ya con la estructura de capital definida en el punto anterior.

La determinación del coeficiente β se realizó en tres etapas:

- (i.) Se consideró el coeficiente beta desapalancado del sector gas natural del mercado de referencia
- (ii.) Se ajustó dicho beta por la diferencia en el esquema regulatorio
- (iii.) Se reapalancó el coeficiente beta ajustado del mercado de referencia por la estructura de deuda objetivo.

En lo que atañe al primer punto, se utilizó el coeficiente β desapalancado con ajuste de Blume que estima anualmente Duff & Phelps en su *Valuation Handbook: US Industry Guide to Cost of Capital*, código 4924 (*Natural Gas Services*). Considerando el valor publicados por Duff & Phelps para 2017, se obtiene un coeficiente beta de 0.42.

Debido a que el coeficiente beta desapalancado fue obtenido a partir del sector *Gas* de los Estados Unidos, el cual posee un esquema regulatorio con predominio del tipo *Cost Plus* o *Rate of Return*, corresponde ajustar el mismo para el contexto regulatorio de los países latinoamericanos. En forma reciente Duff & Phelps (2017) publicó los coeficientes beta para una serie de industrias del Reino Unido, con dicha información se puede realizar la incorporación del ajuste por diferencias en los esquemas regulatorios. Este ajuste es similar al desarrollado en el trabajo de (Alexander, Mayer, y Weeds 1996) pero con valores recientes, que representan mejor las diferencias regulatorias actuales.

Tabla 5 – Ajuste por diferentes esquemas regulatorios

Ajuste por Diferencia de esquemas Regulatorios	Unlevered Beta (Blume adjusted)	
	Composite	Median
USA-Code SIC 49 (Electric, Gas and Sanitary Services) USD	0.42	0.42
UK- Code 55 (Utilities) USD	0.60	0.64
Ajuste	1.43	1.52

Fuente: Duff and Phelps (2017) – actualizado al 31 de marzo de 2017

Se utilizó el coeficiente de ajuste de 1.43 resultante de la diferencia entre el coeficiente Beta desapalancado para las empresas de servicio público (*utilities*) de los Estados Unidos, agrupadas bajo el código SIC49 (*utilities*), y el coeficiente Beta desapalancado correspondiente a las empresas de Reino Unido, agrupadas bajo el código 55 (*utilities*). La tabla anterior considera para ambos grupos de empresas el coeficiente beta desapalancado con

ajuste de Blume.

Aplicando el ajuste de 1.43 por diferencias en el esquema regulatorio, sobre un coeficiente beta desapalancado de 0.42, se obtiene un coeficiente beta desapalancado de 0.60. Reapalancando dicho coeficiente con base en la estructura de capital objetivo y aplicando la metodología de Miles-Ezzell⁸, suponiendo un beta de la deuda de 0.2, se arriba a un coeficiente beta apalancado de 1.18.

La adaptación del CAPM para los países emergentes

El método de CAPM fue inicialmente diseñado para los mercados de los países desarrollados. En este contexto se formularon diversos abordajes para adaptar el enfoque a países emergentes, estos enfoques básicamente consisten en ajustar el coeficiente beta (calculado con datos de países desarrollados) a través de alguna medida del riesgo soberano de los países en vías de desarrollo; otra forma de adaptar el CAPM es incluir un término o sumando con alguna medida de dicho riesgo soberano.

Otra discusión es si corresponde incluir todo el riesgo país o solo parte. Por ejemplo, el valor del riesgo país estimado con base en el índice EMBI+ puede ser considerado como el límite máximo para su inclusión en la estimación, ya que no todo el riesgo soberano debe ser asimilado al riesgo de invertir en un sector de servicios públicos.

Las calificadoras de riesgo estiman una medida de riesgo crediticio, o de *default*, la cual ya incluye el componente de riesgo soberano, medido por el EMBI+.

Debido a que no todos los mercados de capitales de los países emergentes considerados en el análisis son lo suficientemente líquidos se debió recurrir al mercado de los Estados Unidos e incluir un ajuste por país emergente; en este contexto, se adaptó el CAPM mediante la incorporación de un término aditivo dado por el índice EMBI+ para el país correspondiente. Respecto del horizonte temporal analizado se consideró el período determinado por los

⁸ La fórmula tradicional para reapalancar el coeficiente beta es la desarrollada por Hamada (1972), sin embargo se aplica la metodología de Miles-Ezzell (1980) ya que es la metodología usada por Duff&Phelps para el cálculo de los coeficientes beta.

últimos 5 años, de manera de guardar consistencia con la ventana temporal aplicada a la tasa libre de riesgo.

Tabla 6: Costo del capital propio

Costo de Capital Propio	ARG	BRA	COL	PER	CHI	MEX
Tasa Libre de Riesgo	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%
Retorno Esperado de Mercado	11.61%	11.61%	11.61%	11.61%	11.61%	11.61%
Premio por Riesgo de Mercado	9.47%	9.47%	9.47%	9.47%	9.47%	9.47%
Beta USA desapalancado	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
Ajuste por esquema regulatorio	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
Beta desapalancado ajustado	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Beta Apalancado	1.18	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19
Premio Riesgo de Negocio	11.21%	11.27%	11.27%	11.31%	11.30%	11.29%
<i>Premio Riesgo País</i>	6.43%	2.67%	2.22%	1.82%	1.70%	1.84%
Costo de Capital Propio Nominal	19.77%	16.07%	15.63%	15.26%	15.13%	15.27%

Fuente: Elaboración propia

La tabla anterior presenta el costo del capital propio calculado para cada uno de los países analizados, en virtud de que se utilizó el mercado de Estados Unidos como referencia y luego se adaptó a la realidad de cada país a través del Premio por Riesgo País (EMBI+), la principal fuente de diferencia en el costo de capital de los distintos países es precisamente el riesgo país.

Otra fuente de diferencia entre los países, pero de mucha menor importancia, es el efecto que diferentes alícuotas impositivas generan sobre el coeficiente beta apalancado.

Costo del Capital de Terceros

El costo del capital de terceros es el retorno que los titulares de deuda requieren para otorgar préstamos para financiar la actividad. A diferencia de lo que ocurre con el costo del capital propio, el costo de la deuda puede ser observado en los mercados financieros. La tasa de costo de capital de terceros puede estimarse por medio de dos enfoques:

- 1- A través del costo marginal de endeudamiento, verificado por las empresas de los países bajo análisis,
- 2- Con una metodología de *Building block* similar al CAPM pero para la deuda.

Para ser consistentes con la metodología del CAPM, corresponde aplicar el segundo enfoque

arriba especificado.

La especificación matemática para determinar el costo del endeudamiento es la siguiente:

$$Cd = r_f + r_p + r_c \quad [33]$$

donde

r_f : tasa libre de riesgo

r_p : premio de riesgo país

r_c : *spread* adicional en función de la calificación crediticia

La tasa libre de riesgo y el premio por riesgo país ya fueron determinados para el costo del capital propio, por lo que sólo resta por incorporar el riesgo crediticio.

Riesgo Crediticio

Para el cálculo del riesgo crediticio se requiere el rating o la calificación de riesgo asignado por las agencias calificadoras a las deudas de cada uno de los países analizados y también el *spread* sobre el activo libre de riesgo registrado para el ranking correspondiente.

La tabla siguiente presenta las calificaciones otorgadas por Moody's a los países de la región.

Tabla 7 – Rating Moody's

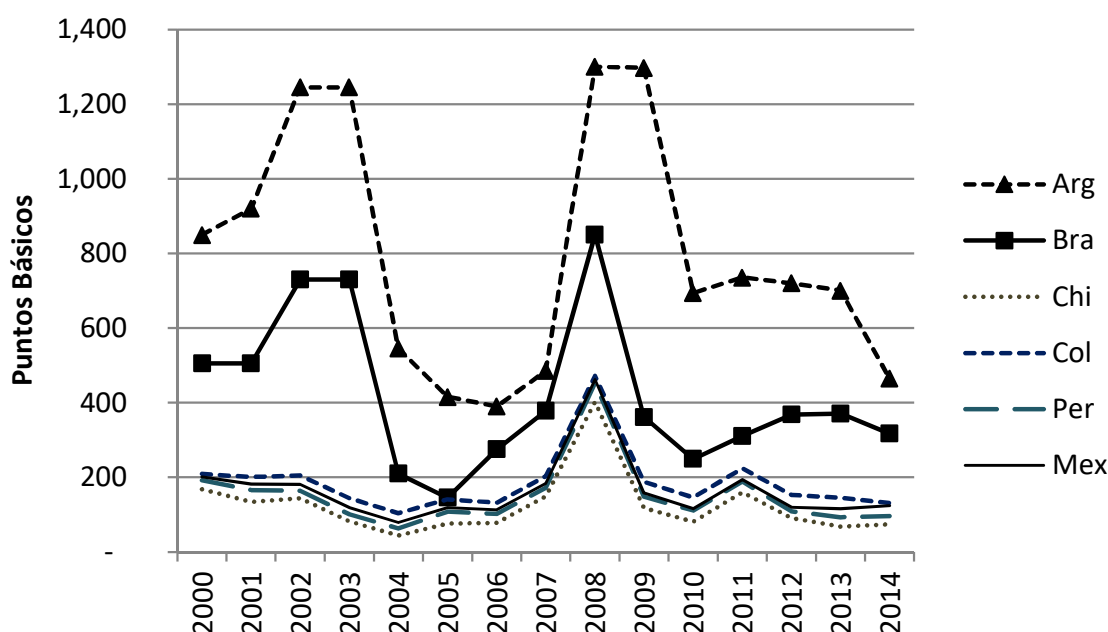
País	Moody's
Argentina	B3
Brazil	Ba2
Chile	Aa3
Colombia	Baa2
Peru	A3
México	Baa1

Fuente: Damodaran, New York School of Business

La figura siguiente presenta la evolución del *spread* de riesgo, respecto de la tasa libre de riesgo, para cada uno de los países analizados.

Se destaca, para el caso de Argentina, los picos correspondientes a la crisis de los años 2001-2002, y la crisis de hipotecas de los Estados Unidos. Un patrón similar se presenta para Brasil, en tanto que para los otros países de la región, sólo la crisis de las hipotecas de los Estados Unidos resultó significativa.

Figura 5 – Spread de Riesgo de Crédito



La tabla siguiente presenta el costo de la deuda calculado para cada uno de los países analizados. Cabe destacar que parte del riesgo de crédito ya se encuentra contemplado en el riesgo país, por tal motivo, sólo es necesario incluir como riesgo crediticio la fracción del riesgo que no fue incorporada como riesgo país, pues de lo contrario se incurriría en un error de doble contabilización.

Tabla 8: Costo del capital de terceros

Costo de Capital de Terceros	ARG	BRA	COL	PER	CHI	MEX
Tasa Libre de Riesgo	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%
Premio Riesgo País	6.43%	2.67%	2.22%	1.82%	1.70%	1.84%
Premio Riesgo de Crédito	0.20%	0.56%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Impuestos	0.35	0.34	0.39	0.28	0.32	0.35
Costo Deuda Nominal antes Impuestos	8.76%	5.36%	4.35%	3.95%	3.83%	3.98%

Fuente: Elaboración propia

Resultados

Con base en la metodología antes descrita, se procedió a calcular la tasa de costo de capital para cada uno de los seis países analizados, esta tasa representa el costo de oportunidad del capital bajo las condiciones de riesgo actuales de los países bajo análisis.

Tabla 9 – WACC Resultados

WACC	ARG	BRA	COL	PER	CHI	MEX
WACC nominal después de impuestos	11.32%	8.55%	7.84%	7.81%	7.63%	7.66%
Inflación USA	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%
WACC real después de impuestos	10.00%	7.27%	6.56%	6.53%	6.35%	6.38%
WACC real antes de impuestos	15.39%	11.01%	10.76%	9.07%	9.28%	9.81%

Fuente: Elaboración propia

Con la metodología propuesta, las diferencias registradas en las tasas de costo de capital entre países se originan en los componentes de Riesgo País, Spread de Crédito y alícuota de Impuesto a las Ganancias, dichas componentes se explican por los *fundamentals* y la normativa de cada economía. Esta metodología trata de forma homogénea a todos los países, y elimina las arbitrariedades regulatorias y las diferencias debidas al cálculo de la tasa en diferentes momentos.

6.1.3 Determinación de la eficiencia relativa Resultados

A los fines de determinar la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de gas natural de la región, se aplicaron métodos de frontera paramétricas y no paramétricas, y se definieron dos escenarios; eficiencia en Opex y eficiencia en Totex, los cuales se describen a continuación.

El software utilizado para la realización de las estimaciones de las fronteras, tanto paramétricas como no paramétricas, es el paquete estadístico N-Logit, versión 10.0.

Las variables incorporadas en el análisis presentan las siguientes estadísticas descriptivas:

Tabla 10 – Estadísticas descriptivas

Variable	Cientes	GAS	RED	CSV	OPEX AJUSTADO	CAPEX	TOTEX
Unidad	#	MMm3 9.300 kcal.	Km	Cientes	MM USD PPP	MM USD PPP	MM USD PPP
Media	908,209	2,806	11,734	808,987	102	95	197
Mediana	702,294	2,481	12,656	743,771	80	53	158
Máximo	2,375,310	7,563	28,392	1,860,580	377	410	589
Mínimo	29,307	118	1,273	70,405	12	7	24
Desv. Standard	645,802	2,034	7,655	512,612	78	102	156
Coef. Variación	0.71	0.72	0.65	0.63	0.76	1.08	0.79
Curtosis	0.53	0.94	0.77	0.94	1.43	2.01	0.44
Asimetría	0.65	0.36	0.37	0.28	1.19	1.67	1.12
Observaciones	112	112	112	112	112	112	112

6.1.3.1 Escenario 1 Opex

En el primer escenario la variable dependiente está dada por los costos operativos (Opex), es decir, se procura determinar cuál es la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de gas de Argentina en la gestión de los Opex, dados los productos de la industria, los cuales están compuestos por número de clientes, extensión de la red y volumen de gas distribuido.

6.1.3.1.1 Análisis paramétrico - método COLS

La especificación matemática del modelo es la de una frontera de costos, en la que la variable dependiente está dada por los costos operativos ajustados por la diferencia en remuneración salarial. Es decir, se estima una única variable de costos (Opex) que toma en consideración las diferencias regionales en los salarios⁹.

Las variables explicativas, siguiendo las prácticas habituales están dadas por el número de clientes, el volumen de gas distribuido y la extensión de la red.

Sin embargo la variable extensión de la red no pudo ser incluida en el análisis ya que presentó un signo contrario al esperado, al respecto cabe destacar que la variable extensión de la red

⁹ Alternativamente se podría haber considerado la diferencia regional en los salarios como una variable ambiental, en cuyo caso la especificación tendría una variable independiente adicional, precisamente un índice de nivel salarial de los distintos países de la región.

representa la suma del total de kilómetros de red de cada distribuidora sin ponderar por una serie de factores característicos como son tipo de material, nivel de presión, diámetro, etc., adicionalmente la variable extensión de la red no refleja correctamente el efecto de la densidad en los costos, además de presentar una elevada correlación con las otras dos variables explicativas, número de clientes y volumen de gas distribuido.

Los coeficientes obtenidos por el método de mínimos cuadrados ordinarios son los siguientes:

Tabla 11: Modelo COLS Escenario 1 - Opex

Depend	<i>LN_Opex</i>		<i>Independ: Clientes, Gas</i>				
			95% Interv.				
<i>Variables</i>	<i>Coef.</i>	<i>Std. Error.</i>	<i>z</i>	<i>Prob. z > z*</i>	<i>Lower</i>	<i>Upper</i>	<i>Signif.</i>
Constant	-5.2594	0.675	-7.79	0.00	-6.58	-3.94	***
LCL	0.4911	0.063	7.75	0.00	0.37	0.62	***
LGAS	0.3107	0.048	6.44	0.00	0.22	0.41	***

Note: ***, **, * ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior, que presenta los resultados de la regresión de los costos operativos contra los productos analizados, se puede ver que los coeficientes de la regresión son estadísticamente significativos al 99%, además ambas variables presentan el signo esperado desde el punto de vista de la teoría económica.

Cabe destacar que la suma de los coeficientes de la regresión son una medida de la elasticidad escala ya que representan el cambio proporcional en los costos operativos (insumos) ante una variación determinada en todos los productos. Esta suma debe ser menor que 1 pues, siguiendo los preceptos de la teoría económica, las industrias de red se caracterizan por ser monopolios naturales, condición que se adquiere cuando existe subaditividad de costos o economías de escala.

Por último, en cuanto a la bondad de ajuste de la recta de regresión, el coeficiente R^2 arroja un valor de 0.75.

En la tabla siguiente, que presenta la regresión por el método de mínimos cuadrados ordinarios, se puede ver que la ordenada al origen es -4.6. Por su parte, la Tabla 11 presenta los resultados de la frontera por el método COLS, donde se destaca que el valor de la

ordenada al origen para el modelo COLS es -5.3. El resto de los parámetros no se modifica con el método COLS, solamente se desplaza la recta de regresión ajustando la ordenada al origen, tal como se demostró en la sección 6.1.1.2.

Tabla 12: Análisis de Regresión Escenario 1

Depend	LN_Opex		Independ: Clientes, Gas				
Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob. z >z*	95% Interv.		Signif.
					Lower	Upper	
Constant	-4.6025	0.675	-6.82	0.00	-5.94	-3.26	***
LCL	0.4911	0.063	7.75	0.00	0.37	0.62	***
LGAS	0.3107	0.048	6.44	0.00	0.22	0.41	***

Note: ***, **, * ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los resultados, la tabla siguiente presenta las puntuaciones de eficiencia obtenidas para cada una de las empresas analizadas, con base en el modelo COLS.

Tabla 13: Puntuaciones de Eficiencia Modelo COLS

COLS		Eficiencia Opex							
País	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
ARG	Cen_Ar	86.2%	92.1%	98.6%	100%	90.4%	79.0%	81.6%	89.7%
	Cuy_Ar	93.3%	95.7%	97.4%	93.7%	85.0%	72.5%	77.0%	87.8%
	Sur_Ar	68.5%	73.8%	69.6%	66.0%	70.0%	64.9%	60.4%	67.6%
	Pam_Ar	64.6%	66.0%	65.0%	62.4%	62.4%	58.0%	57.6%	62.3%
	Ban_Ar	58.6%	64.0%	62.8%	57.7%	58.4%	53.2%	50.7%	57.9%
	Met_Ar	64.0%	65.8%	65.4%	55.9%	57.8%	52.6%	50.7%	58.9%
BRA	CEG_Br	41.9%	43.9%	45.4%	49.6%	53.4%	54.0%	46.9%	47.9%
	Com_Br	38.0%	36.2%	37.6%	41.4%	44.8%	45.2%	46.1%	41.3%
PER	Cal_Pe	24.8%	24.2%	24.7%	26.4%	28.2%	32.9%	40.6%	28.8%
COL	GNCB_Col	87.5%	80.9%	78.7%	72.9%	65.7%	63.8%	63.8%	73.3%
	GCAR_Col	59.7%	58.0%	56.2%	54.9%	62.1%	49.2%	48.6%	55.5%
	GOR_Col	53.4%	47.9%	46.7%	46.9%	47.3%	44.9%	44.5%	47.4%
	GN_Col	37.5%	36.6%	35.1%	35.3%	36.4%	32.5%	32.4%	35.1%
MEX	GN_Mex	39.1%	18.1%	25.2%	25.9%	25.4%	24.3%	23.6%	25.9%

Fuente: Elaboración propia

Para el *pool* o conjunto de empresas y años considerados, la observación más eficiente resultó ser Distribuidora de Gas del Centro en el año 2013. La última columna de la tabla presenta el promedio de los valores de eficiencia de cada empresa para el período 2010-2016, como se puede ver las empresas distribuidoras de Argentina son, en promedio, relativamente más

eficientes que las de los otros países de la región.

Sólo la empresa colombiana Gas Natural Cundiboyacense (GNCB¹⁰) presenta valores de eficiencia próximos a los de Argentina.

Como se mencionó, la variable red presentó un signo contrario al esperado, las causas que contribuyen a explicar el signo contra intuitivo registrado por la variable red se encuentran en consideraciones de densidad y correlación con otras variables explicativas, para evaluar estos efectos sobre los coeficientes de la regresión se procedió a transformar las variables de análisis tomando como numerario la extensión de la red, es decir se regresó la variable costo operativo por kilómetro de red contra volumen de gas distribuido y cantidad de clientes por kilómetro de red, esta última variable es una medida de la densidad (todas las variables expresadas en logaritmos).

Tabla 14: Análisis de regresión – Transformación con base en la densidad

Depend: Opex/km			Independ: Gas/km, Clientes/km				
Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob. z >z*	95% Interv.		Signif.
					Lower	Upper	
Constant	-7.0089	0.352	-19.91	0.00	-7.70	-6.32	***
LGASRED	0.3580	0.056	6.36	0.00	0.25	0.47	***
LCLKM	0.6633	0.077	8.64	0.00	0.51	0.81	***

Note: ***, **, * ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Con la transformación realizada todas las variables resultan estadísticamente significativas y presentan el signo esperado.

La estimación de los porcentajes de eficiencia para las empresas distribuidoras analizadas presenta valores muy próximos a los obtenidos con el modelo consignado en la Tabla 12, esto se evidencia en un coeficiente de Spearman¹¹ de 0.85.

¹⁰ Para esta empresa no se contó con información correspondiente al año 2016, en consecuencia se repitió la puntuación de eficiencia obtenida para el año 2015.

¹¹ El test de Spearman se presenta en la sección 6.1.3.1.4.2, correspondiente al análisis de consistencia de las puntuaciones de eficiencia.

6.1.3.1.2 Análisis paramétrico - método SFA

Sobre la misma especificación del modelo anterior se aplicó la metodología de Análisis de Fronteras Estocásticas, a los fines de determinar cómo se modifica la eficiencia relativa de las distintas empresas si se considera que parte del desvío respecto de la frontera es debido a factores aleatorios y no a ineficiencia.

Tabla 15: Modelo SFA Escenario 1 - Opex

Depend	LN_Opex		Independ: Clientes, Gas				
					95% Interv.		
Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob. z >z*	Lower	Upper	Signif.
Constant	-8.2902	0.800	-10.37	0.00	-9.86	-6.72	***
LCL	0.8257	0.086	9.62	0.00	0.66	0.99	***
LGAS	0.1349	0.059	2.29	0.02	0.02	0.25	**
Variance parameters for compound error							
Lambda	10.1476	5.01874	2.02	0.0432	0.311	19.984	**
Sigma	0.66789	0.0068	98.19	0	0.6546	0.6812	***

Note: ***, **, * ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Fuente: Elaboración propia

La tabla anterior presenta los coeficientes de la regresión, con los signos esperados y verificando la condición de economías de escala propias de un monopolio natural.

Sin embargo, un parámetro clave a la hora de analizar si el método de SFA resulta más adecuado que el método COLS para representar la eficiencia, es el cociente entre la varianza de la componente no aleatoria del término de error respecto del error total.

$$\text{Var}[u]/\{\text{Var}[u]+\text{Var}[v]\} = 0.97397 \quad [34]$$

Ese indicador arrojó un valor de 0.974 lo que significa que el componente aleatorio explica sólo un 2.6% del error de regresión, siendo el 97.4% del error atribuible a ineficiencias, en este contexto los resultados de la metodología SFA no deberían diferir significativamente de los obtenidos mediante COLS.

Tabla 16: Puntuaciones de Eficiencia Modelo SFA

SFA	Eficiencia Opex								
País	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
ARG	Cen_Ar	94.9%	94.3%	96.4%	96.7%	95.0%	86.4%	89.2%	93.3%
	Cuy_Ar	91.3%	92.9%	94.3%	92.2%	86.5%	74.3%	79.9%	87.4%
	Sur_Ar	67.6%	68.0%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.7%
	Pam_Ar	76.2%	78.1%	77.4%	74.4%	75.4%	70.5%	70.7%	74.7%
	Ban_Ar	76.4%	83.2%	82.0%	76.0%	77.8%	71.9%	68.8%	76.6%
	Met_Ar	85.9%	87.9%	87.8%	76.5%	80.8%	74.1%	71.6%	80.6%
BRA	CEG_Br	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%
	Com_Br	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%
PER	Cal_Pe	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%
COL	GNCB_Col	92.8%	88.8%	88.5%	84.9%	78.6%	79.1%	79.1%	84.5%
	GCAR_Col	75.1%	74.2%	72.9%	73.7%	84.8%	68.6%	67.6%	73.8%
	GOR_Col	68.0%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.7%
	GN_Col	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%
MEX	GN_Mex	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%	67.6%

Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos con el método SFA son similares a los verificados con el modelo COLS, las distribuidoras de gas argentinas resultaron relativamente más eficientes que las de los otros países de la región.

6.1.3.1.3 Análisis No Paramétrico (método DEA)

La metodología DEA permite calcular los porcentajes de eficiencia de las empresas analizadas a través de la resolución de un problema de programación matemática, conforme lo desarrollado en la sección 6.1.1.1.

La especificación del modelo DEA es la siguiente:

- **Insumos:** Opex ajustados por diferencia regional de salarios
- **Productos:** número de clientes y volumen de gas distribuido. La extensión de la red fue excluida como producto a los fines de tomar en consideración las mismas variables que se emplearon en el método paramétrico.
- **Orientación del Modelo:** hacia los insumos, es decir que el objetivo es la minimización de costos sujeto a la restricción de los productos clientes y volumen de gas distribuido.

- **Rendimientos de Escala:** para cumplir con la premisa de monopolio natural de las industrias de red, se asumió rendimientos “no decrecientes a escala”.

Los resultados son presentados en la siguiente tabla:

Tabla 17: Puntuaciones de Eficiencia Modelo DEA

DEA		Eficiencia Opex							
País	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
ARG	Cen_Ar	87.2%	91.6%	98.5%	100%	95.2%	81.5%	84.8%	91.2%
	Sur_Ar	89.5%	100%	89.3%	83.3%	89.8%	83.7%	76.4%	87.4%
	Cuy_Ar	97.2%	100%	100%	98.1%	87.1%	74.6%	77.8%	90.7%
	Met_Ar	86.2%	88.0%	88.2%	77.2%	82.7%	76.1%	73.6%	81.7%
	Ban_Ar	77.0%	83.8%	82.7%	76.9%	79.5%	73.8%	70.8%	77.8%
	Pam_Ar	72.4%	74.3%	73.8%	70.9%	72.4%	67.8%	68.4%	71.4%
BRA	CEG_Br	43.4%	48.5%	47.5%	57.8%	67.7%	67.0%	51.0%	54.7%
	Com_Br	44.6%	41.3%	43.6%	47.9%	53.3%	56.6%	63.4%	50.1%
PER	Cal_Pe	77.5%	57.7%	48.8%	41.6%	35.7%	36.1%	40.0%	48.2%
COL	GNCB_Col	100%	94.1%	94.4%	91.3%	85.1%	87.2%	87.2%	91.3%
	GCAR_Col	78.8%	78.4%	77.6%	80.0%	93.4%	75.9%	73.6%	79.7%
	GOR_Col	79.4%	72.8%	72.7%	74.9%	77.7%	75.9%	77.4%	75.8%
	GN_Col	75.6%	72.9%	70.9%	71.6%	68.1%	60.1%	59.7%	68.4%
MEX	GN_Mex	46.7%	21.8%	30.7%	32.6%	32.9%	31.3%	31.1%	32.4%

Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver, a diferencia de la metodología COLS, la metodología DEA genera una mayor cantidad de observaciones con 100% de eficiencia, ello se debe a que la eficiencia se calcula (mediante DEA) a través de la comparación de los valores de cada DMU con los de una combinación lineal de empresas comparables (denominadas *peers* o pares) pero con mejor desempeño.

Una forma de analizar la eficiencia relativa de las distintas DMU es calcular el número de veces en que una DMU es considerada *peer*, es decir que forma parte de la frontera.

Tabla 18: Frecuencia con la que una empresa es PEER en Opex

Empresa	Año	P1	P2	P3	Total	Partic.
Cen_Ar	2013	68	18	0	86	55%
Cuy_Ar	2011	2	2	0	4	3%
Cuy_Ar	2012	3	1	3	7	4%
Sur_Ar	2011	4	20	8	32	20%
GNCB_Col	2010	20	8	0	28	18%

Fuente: Elaboración Propia

Tal como se puede ver en la tabla, el 82% de las veces una empresa de Argentina es *peer* de otras DMU. Este resultado es consistente con los del análisis por métodos paramétricos. También resulta razonable que la empresa colombiana GNCB es la única empresa que no es argentina y que es considerada como eficiente y constituye parte de la frontera en un 18% de los casos.

6.1.3.1.4 Análisis de Consistencia

El cálculo de la eficiencia relativa de las distribuidoras de gas natural se hizo mediante la aplicación de diferentes metodologías, por lo tanto, para garantizar que las puntuaciones de eficiencia sean robustas es necesario desarrollar un análisis de consistencia de tales puntuaciones.

Bauer et al. (1998) propone una serie de criterios que deben verificarse para que las puntuaciones de eficiencia sean consistentes, estos criterios son los siguientes:

- Las medidas de eficiencia generadas por diferentes enfoques deben tener medias y desvíos estándares similares.
- Los diferentes enfoques deben *rankear* o jerarquizar a las empresas o unidades en un orden similar.
- Los diferentes enfoques en general deben identificar las mismas empresas como mejores o peores.
- Las medidas de eficiencia deben ser consistentes con otras medidas de desempeño que no sean calculadas mediante fronteras.
- Las medidas de eficiencia individual deben ser relativamente estables en el tiempo.
- Las diferentes medidas deben ser consistentes con los resultados esperados de acuerdo con las condiciones en que se desenvuelve la industria.

A continuación se desarrolla una serie de *tests* para verificar el cumplimiento de los criterios de consistencia arriba descritos:

6.1.3.1.4.1 Medias y desvíos estándares similares

Las puntuaciones de eficiencia poseen medias y desvíos estándares similares; las diferencias registradas en estos estadísticos están originadas en los propios enfoques metodológicos, así por ejemplo la eficiencia media para la metodología COLS es 0,56, en tanto que para DEA es 0,72; sin embargo cabe destacar que la referencia bajo DEA con el supuesto de rendimientos

no decrecientes a escala, es la frontera conformada por las empresas “*pares*”, en tanto que en el caso de COLS las DMU son comparadas con las DMU eficientes, sin estar restringida esta comparación a empresas de escala similares, de allí que las puntuaciones obtenidas por DEA sean mayores que las obtenidas por el método de COLS.

6.1.3.1.4.2 Rankings u ordenamientos similares

Para verificar el criterio que establece que los diferentes enfoques deben *rankear* en forma similar a las DMU se recurre al coeficiente de correlación de ranking de Spearman.

Este coeficiente es una medida de la correlación entre dos variables aleatorias, que en el caso particular de las fronteras de eficiencia se corresponden con el ordenamiento relativo de cada DMU. Es decir, para calcular el coeficiente, los puntajes de eficiencia son reemplazados por su respectivo orden o *ranking*.

El coeficiente de correlación de Spearman recibe valores entre -1 (correlación perfecta negativa) y +1 (correlación perfecta positiva), y se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$CS = 1 - \frac{6 \sum d^2}{n^3 - n} \quad [35]$$

donde

CS: Coeficiente de Spearman

n: número de DMU

d: distancia entre los rankings de cada DMU

Tabla 19: Coeficiente de Spearman

		Opex		
		COLS	DEA	SFA
Opex	COLS	1.00	0.87	0.79
	DEA	0.87	1.00	0.71
	SFA	0.79	0.71	1.00

Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver en la tabla anterior, existe una marcada correlación en el ordenamiento de

las DMU realizados por los métodos COLS y DEA (Coeficiente de Spearman de 0.87), esta correlación disminuye al comparar el ordenamiento realizado por el método de SFA, lo que es razonable debido a que dicho método excluye los factores aleatorios del cálculo de la eficiencia. Sin embargo, valores de coeficiente de Spearman de 0.71 muestran una elevada correspondencia entre los rankings de las metodologías COLS y SFA.

En síntesis, los ordenamientos obtenidos tanto con COLS, DEA o SFA son similares, por lo que se verifica el criterio de consistencia de Bauer.

6.1.3.1.4.3 Estabilidad temporal de las medidas de eficiencia

Una forma de verificar la estabilidad es a través del cálculo del coeficiente de variación de los puntajes de eficiencia para cada una de las empresas distribuidoras a lo largo de los siete años de análisis.

Tabla 20: Estabilidad de las puntuaciones de eficiencia

País	Empresa	Coef de Variación		
		COLS	DEA	SFA
ARG	Cen_Ar	0.09	0.08	0.04
	Cuy_Ar	0.11	0.08	0.09
	Sur_Ar	0.06	0.12	0.00
	Pam_Ar	0.05	0.07	0.04
	Ban_Ar	0.08	0.06	0.07
	Met_Ar	0.11	0.04	0.08
BRA	CEG_Br	0.10	0.18	0.00
	Com_Br	0.10	0.16	0.00
PER	CaI_Pe	0.21	0.31	0.00
COL	GNCB_Col	0.13	0.06	0.07
	GCAR_Col	0.09	0.08	0.08
	GOR_Col	0.06	0.03	0.00
	GN_Col	0.06	0.09	0.00
MEX	GN_Mex	0.25	0.23	0.00

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior el coeficiente de variación mide el desvío estándar respecto de la media aritmética para cada empresa analizada; como se puede ver la variación es relativamente baja en las puntuaciones de eficiencia, esto equivale a decir que tales puntuaciones son estables en el tiempo, verificando el criterio de consistencia.

6.1.3.1.4.4 Equivalencia con otras medidas de desempeño no calculadas como fronteras

Una medida simple del desempeño en gestión de costos operacionales es comparar el costo unitario, expresado en dólares ajustados por cliente, de las diferentes DMU.

La comparación de costos unitarios, ya sea en términos de kilómetros de red, de volumen de gas distribuido o bien de clientes, es parcial, ya que individualmente dichas variables no logran captar la verdadera dimensión escala de una empresa.

Una forma de analizar la escala del negocio, que permite considerar diferentes dimensiones al análisis del tamaño de las empresas es la metodología desarrollada por el regulador británico (OFGEM) basada en el trabajo seminal de Neuberger (1977). El autor argumenta que las industrias de red se caracterizan, en general, por la presencia de tres variables que tienen un impacto significativo en los costos del servicio:

- Número de clientes
- Volumen facturado de energía eléctrica
- Extensión de la red

Siguiendo a Neuberger (1977) el principal indicador de la escala está dado por el número de clientes, sin embargo, es frecuente encontrar empresas que, aún con un número semejante de clientes, presenten diferencias significativas en otras variables como el volumen facturado o la extensión de la red, así, a igual número de clientes, las diferencias en los costos deberían estar explicadas por las diferencias en los ratios *km de red/clientes* o *energía facturada/clientes*.

Los principios del trabajo de Neuberger fueron considerados por la autoridad reguladora de energía y gas británica (OFGEM) en el proceso de revisión tarifaria del año 1999 (4DPCR). En esa instancia la OFGEM definió el concepto de “Variable de Escala Compuesta”, CSV, usando la siguiente ecuación derivada de una función Cobb-Douglas:

$$CSV = UC \times \left(1 + \beta \frac{\delta U}{U} + \gamma \frac{\delta L}{L} \right) \quad [36]$$

donde:

CSV = Variable de Escala Compuesta o *Composite Scale Variable*

UC = N° de clientes;

$\frac{\delta U}{U}$ = Desvío proporcional de energía facturada por cliente con relación a la media

$\frac{\delta L}{L}$ = Desvío proporcional de la extensión de red por cliente con relación a la media.

β = Peso o participación de la energía facturada por cliente

γ = Peso o ponderación de la extensión de la red por cliente

Los valores propuestos por OFGEM para los pesos de la energía y extensión de la red por cliente son $\beta = \gamma = 0,25$.

Una aplicación para el sector de agua y saneamiento de los principios antes descriptos se encuentra en Mercadier *et. al.* (2016) y World Bank (2017). En estos trabajos se desarrolla un análisis de las economías de escala de la industria de agua y saneamiento, abordándose un enfoque multidimensional que permite identificar y medir economías de densidad de producción, de densidad de clientes y de escala.

En esta Tesis se calcula la Variable de Escala Compuesta para cada DMU, como una variable que representa una medida de clientes equivalentes, tomando en consideración otras dimensiones de la escala de las empresas de red, que para el caso bajo análisis son la extensión de la red y el volumen de gas distribuido. La variable de escala compuesta es utilizada para calcular costos unitarios estándares a los fines de tener una referencia del desempeño relativo de las DMU.

Adoptando los mismos coeficientes o pesos empleados por OFGEM se arriba a los siguientes valores de Opex/CSV.

Tabla 21: Opex/CSV

Emp	Año	Clientes	red/cl s/media	gas/cl s/media	CSV	Coef Aj	Opex/CSV
GN_Mex	2016	1,657,025	-0.22	-0.28	1,449,584	0.87	240.15
MET_Ch	2016	548,073	-0.43	-0.60	407,985	0.74	237.71
Cal_Pe	2016	431,874	0.12	-0.11	432,724	1.00	169.73
GNSPS_Br	2016	65,737	0.59	0.51	83,878	1.28	167.78
GN_Col	2016	2,130,002	-0.62	-0.71	1,418,633	0.67	164.26
CEG_Br	2016	907,309	-0.65	0.05	771,284	0.85	157.73
Val_Ch	2016	96,864	0.10	-0.61	84,501	0.87	152.75
Com_Br	2016	1,685,261	-0.47	-0.37	1,334,859	0.79	130.12
GOR_Col	2016	290,862	-0.45	-0.90	192,631	0.66	128.78
Met_Ar	2016	2,375,314	-0.55	-0.34	1,844,544	0.78	114.24
GCAR_Col	2016	899,300	-0.07	-0.69	729,641	0.81	109.43
Ban_Ar	2016	1,608,523	-0.01	-0.41	1,437,031	0.89	103.23
GNCB_Col	2015	339,850	-0.25	-0.76	253,581	0.75	101.18
Sur_Ar	2016	663,237	0.55	0.75	878,368	1.32	97.98
Pam_Ar	2016	1,347,756	0.30	-0.12	1,409,995	1.05	91.35
Cuy_Ar	2016	577,704	0.49	0.06	657,019	1.14	78.62
Cen_Ar	2016	714,026	0.42	-0.10	772,468	1.08	71.25

Fuente: Elaboración propia

La tabla anterior resume la metodología de cálculo de la CSV y presenta el Opex/CSV para el año 2016.

Como se puede ver en la tabla, la empresa Cen_AR tiene 714.026 clientes, sin embargo la extensión de la red por cliente es un 42% superior a la media, en tanto que el volumen de gas distribuido es un 10% inferior a la media, en tal sentido el número de clientes debe ajustarse por un coeficiente de 1.08 para tener en cuenta las otras dimensiones de la escala no captadas por la variable clientes. El resultado es un total de 772.468 clientes equivalentes.

Con esta variable de clientes ajustados se puede calcular el costo unitario expresado en dólares/CSV, los valores de dicha variable tienen un rango que varía entre 71.25 usd/csv para Cen_Ar hasta 240.15 usd/csv para GN_Mex.

En la parte inferior de la tabla se aprecia que las empresas de Argentina son las que tienen menores costos operacionales por unidad de escala, dentro de estas empresas eficientes se debe incluir a GNCB de Colombia. Estos resultados son consistentes con los obtenidos por las metodologías de frontera de eficiencia, verificando así los criterios de Bauer.

A los fines de validar la consistencia de la variable de escala compuesta como inductor de costos, se procedió a realizar un análisis de frontera de eficiencia con la metodología COLS, considerando como variable explicada los Opex Ajustados y como variable explicativa sólo la variable de escala compuesta. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 22: Frontera COLS – OPEX vs Escala

Depend: Ln Opex		Independ: Ln CSV			95% Interv.		
Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob. z >z*	Lower	Upper	Signif.
Constant	-8.3122	0.766	-10.85	0.00	-9.81	-6.81	***
LCSV	0.8945	0.057	15.77	0.00	0.78	1.01	***

Note: ***, **, * ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Como se aprecia, el coeficiente de la variable de escala resultó estadísticamente significativo, presentó el signo esperado, y es consistente con las ganancias de escala propias de industrias de red.

Por último, se calculó el test de Spearman para verificar el grado de correlación en los ordenamientos de las DMU, el resultado obtenido es 0.97, este valor indica que la especificación del modelo con CSV y la especificación del escenario 1 (Tabla 12) generan prácticamente el mismo ordenamiento de las empresas en función de su puntuación de eficiencia.

6.1.3.2 Escenario 2 Totex

El escenario 2 consiste en utilizar como variable dependiente a los costos totales (Totex), calculados como la suma de costos operacionales más los costos de capital, en lugar de sólo tomar en cuenta los costos operativos. Este escenario se plantea a los fines de evaluar si la eficiencia en Opex lograda por las empresas argentinas se realizó en base a una política de inversión agresiva o bien a costa del sacrificio de alguna dimensión del servicio.

El análisis de la eficiencia con base en Totex permite analizar los *trade-off* entre costos operativos y costos de capital.

6.1.3.2.1 Análisis paramétrico - método COLS - Totex

La especificación matemática del modelo es la de una frontera de costos, en la que la variable dependiente está dada por los costos totales calculados como la suma de costos operativos

(Opex) más costos de capital (Capex).

Los Opex están ajustados por la diferencia en remuneración salarial, y los Capex están calculados como la suma de la remuneración del capital más la depreciación anual.

Las variables explicativas son los productos de la actividad, siguiendo el mismo criterio que para la modelización de Opex, están dados por el número de clientes, el volumen de gas distribuido y la extensión de la red. Nuevamente, la variable extensión de la red no pudo ser incluida en el análisis ya que presentó un signo contrario al esperado, no obstante dicha problemática se subsana considerando la variable de densidad o la variable de escala compuesta.

Los coeficientes obtenidos por el método de mínimos cuadrados ordinarios son presentados en la siguiente tabla:

Tabla 23: Modelo COLS Escenario 2 Totex

Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob. z >z*	95% Interv.		Signif.
					Lower	Upper	
Constant	-4.3181	0.836	-5.16	0.00	-5.96	-2.68	***
LCL	0.3854	0.079	4.91	0.00	0.23	0.54	***
LGAS	0.4283	0.060	7.16	0.00	0.31	0.55	***

Note: ***, **, * ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Fuente: Elaboración propia

Los coeficientes de las dos variables explicativas resultan significativos al 99% y ambos presentan el signo correcto. Por otra parte, los coeficientes de ambas variables suman menos de 1, lo que es consistente con la característica de economías de escala propias de las industrias de red que prestan los servicios en condiciones de monopolio natural. La bondad del ajuste es 0.70.

Los puntajes de eficiencia con base en la variable Totex son los que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 24: Eficiencia COLS Totex

COLS		Eficiencia Totex							
País	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
ARG	Cen_Ar	68.3%	79.9%	91.8%	100%	98.9%	94.6%	95.7%	89.9%
	Cuy_Ar	66.3%	75.7%	84.3%	91.3%	94.5%	88.3%	95.7%	85.2%
	Sur_Ar	62.9%	73.6%	72.4%	74.6%	85.5%	83.1%	82.4%	76.3%
	Pam_Ar	55.3%	61.3%	65.9%	68.5%	72.8%	71.3%	73.8%	67.0%
	Met_Ar	51.1%	57.1%	60.9%	57.8%	63.0%	60.8%	61.5%	58.9%
	Ban_Ar	48.0%	55.8%	59.5%	59.6%	64.1%	60.9%	60.7%	58.4%
BRA	CEG_Br	30.4%	29.3%	32.1%	36.0%	36.9%	36.5%	31.4%	33.2%
	Com_Br	20.1%	19.7%	20.4%	20.7%	21.4%	21.8%	21.8%	20.8%
PER	Cal_Pe	24.8%	24.2%	24.2%	24.9%	25.8%	27.6%	30.0%	25.9%
COL	GNCB_Col	68.2%	65.7%	64.9%	61.4%	55.6%	52.1%	52.1%	60.0%
	GOR_Col	47.7%	44.3%	42.9%	42.9%	43.0%	38.7%	38.6%	42.6%
	GN_Col	36.0%	36.5%	35.4%	35.8%	38.8%	35.9%	36.2%	36.4%
	GCAR_Col	68.8%	68.2%	64.9%	56.4%	48.5%	39.6%	32.0%	54.1%
MEX	GN_Mex	30.8%	19.3%	23.7%	23.3%	22.7%	22.1%	21.5%	23.3%

Del mismo modo que en el caso de los Opex, se puede ver que las empresas de Argentina son relativamente más eficientes que las empresas de los otros países de la región. Como excepción se destaca la empresa colombiana GNCB la cual presenta valores elevados de eficiencia.

De la misma forma que se procedió en el caso de Opex, para los Totex se estimó la frontera de eficiencia considerando como variable explicativa la variable de escala compuesta (CSV), obteniéndose los resultados de la tabla siguiente:

Tabla 25: Modelo Totex vs CSV

Depend: Ln Totex		Independ: Ln CSV					
Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob. z > z*	95% Interv.		Signif.
					Lower	Upper	
Constant	-8.0385	1.004	-8	0.00	-10.01	-6.07	***
LCSV	0.9058	0.074	12.18	0.00	0.76	1.05	***

Note: ***, **, * ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Esta variable CSV incorpora los efectos de la densidad de red por cliente, adicionalmente el coeficiente de correlación de Spearman de 0.95 indica una elevada correlación en los ordenamientos de eficiencia obtenidos por ambas especificaciones.

Un punto importante a destacar es que el costo de capital de Argentina, al momento de esta investigación, es 5 puntos porcentuales superior al del resto de los países de la región. Esta

situación afecta negativamente la eficiencia de las empresas argentinas, no obstante ello las empresas argentinas aparecen como eficientes, por lo que se podría concluir que la eficiencia (en Opex y Totex) de las distribuidoras de Argentina se obtuvo a través de una marcada desinversión.

6.1.3.2.2 *Análisis de Consistencia*

Con el mismo criterio que el aplicado para el escenario 1, se procedió a calcular el coeficiente de correlación del ranking de Spearman.

Tabla 26: Coeficiente de correlación de Spearman Totex

		Opex		Totex	
		COLS	DEA	COLS	DEA
Opex	COLS	1.00	0.87	0.89	0.74
	DEA	0.87	1.00		
Totex	COLS	0.89	0.74	1.00	0.80
	DEA			0.80	1.00

Fuente: Elaboración propia

Los resultados de la tabla anterior demuestran que hay una marcada correlación en la forma de rankear la eficiencia de las empresas ya sea considerando Opex o Totex como variable dependiente así, las correlaciones para el escenario de Totex son las siguientes COLS: 0.89 y DEA: 0.74.

También se procedió a correr un modelo de SFA para la variable Totex, y se obtuvieron resultados similares a los del caso de Opex, es decir la participación del componente aleatorio resultó muy pequeña en relación a la ineficiencia, generando una solución próxima a la de los modelos COLS.

$$\text{Var}[u]/\{\text{Var}[u]+\text{Var}[v]\} = 0.96608 \quad [37]$$

6.1.3.3 *Análisis por Indicadores Claves (KPI)*

En esta sección se analiza la evolución de los costos unitarios (Opex y Totex) para las empresas de Argentina.

La figura siguiente presenta en barras de color gris claro la evolución de los Opex unitarios, en barras de color gris oscuro la evolución de los Capex unitarios, y en línea negra el ratio Capex/Totex.

Figura 6: Valores unitarios empresas argentinas

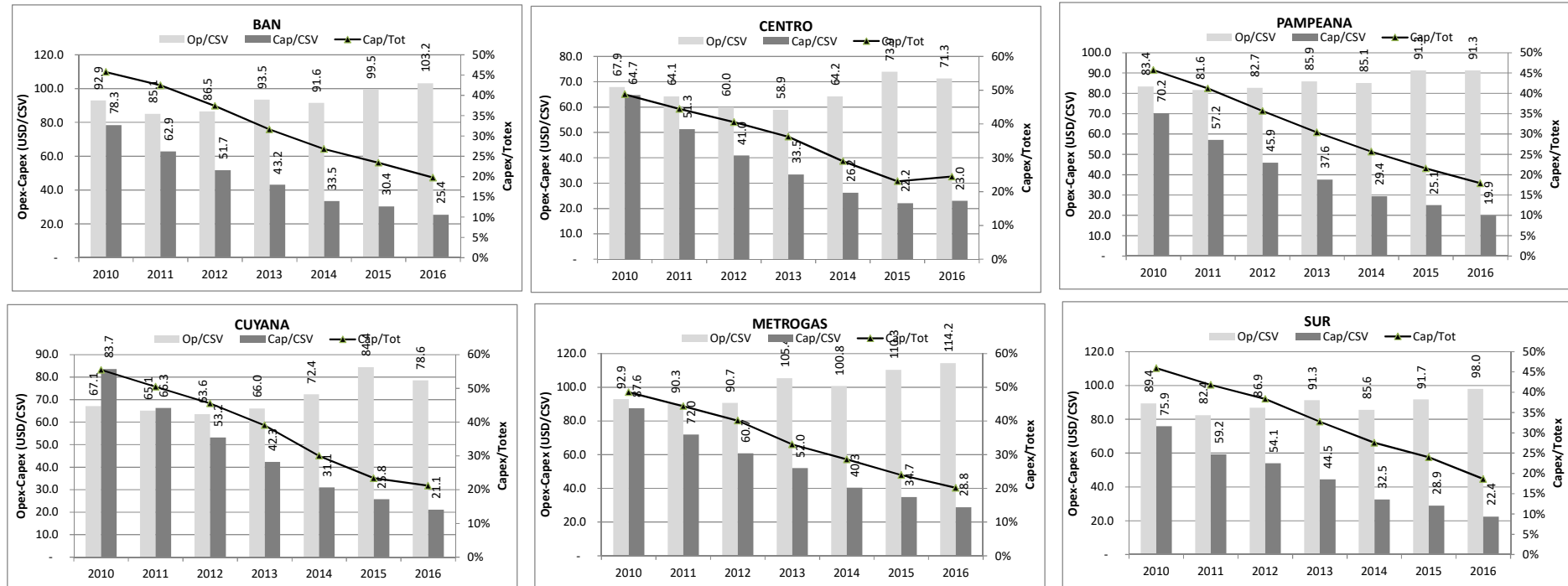


Tabla 27: Indicadores Clave de las Empresas Argentinas

Empresa	Indicador	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ban_Ar	Op/CSV	USD	92.9	85.1	86.5	93.5	91.6	99.5	103.2
Ban_Ar	Cap/CSV	USD	78.3	62.9	51.7	43.2	33.5	30.4	25.4
Ban_Ar	Cap/Tot	%	46%	42%	37%	32%	27%	23%	20%
Cen_Arg	Op/CSV	USD	67.9	64.1	60.0	58.9	64.2	73.9	71.3
Cen_Arg	Cap/CSV	USD	64.7	51.3	41.0	33.5	26.2	22.2	23.0
Cen_Arg	Cap/Tot	%	49%	44%	41%	36%	29%	23%	24%
Cuy_Ar	Op/CSV	USD	67.1	65.1	63.6	66.0	72.4	84.4	78.6
Cuy_Ar	Cap/CSV	USD	83.7	66.3	53.2	42.3	31.1	25.8	21.1
Cuy_Ar	Cap/Tot	%	55%	50%	46%	39%	30%	23%	21%
Met_Ar	Op/CSV	USD	92.9	90.3	90.7	105.4	100.8	110.3	114.2
Met_Ar	Cap/CSV	USD	87.6	72.0	60.7	52.0	40.3	34.7	28.8
Met_Ar	Cap/Tot	%	49%	44%	40%	33%	29%	24%	20%
Pam_Ar	Op/CSV	USD	83.4	81.6	82.7	85.9	85.1	91.3	91.3
Pam_Ar	Cap/CSV	USD	70.2	57.2	45.9	37.6	29.4	25.1	19.9
Pam_Ar	Cap/Tot	%	46%	41%	36%	30%	26%	22%	18%
Sur_Ar	Op/CSV	USD	89.4	82.4	86.9	91.3	85.6	91.7	98.0
Sur_Ar	Cap/CSV	USD	75.9	59.2	54.1	44.5	32.5	28.9	22.4
Sur_Ar	Cap/Tot	%	46%	42%	38%	33%	28%	24%	19%

Fuente: Elaboración propia

Como lo muestra la figura anterior, las empresas argentinas experimentaron un incremento sostenido en los costos operacionales unitarios, esta situación y el contexto de congelamiento tarifario obligaron a las empresas a realizar los ajustes a través de otra variable, específicamente se dio una marcada desinversión, al punto que la relación capex/totex cayó casi a la mitad en todas las empresas, pasando de 50% promedio a valores levemente superiores a 20%.

6.1.4 Consideraciones Finales Respecto a la Eficiencia

De los apartados anteriores resultan las siguientes consideraciones:

Eficiencia en Opex: al analizar la eficiencia de las empresas de la región latinoamericana tomando como variable explicada los costos operacionales (Opex) se puede ver que las empresas argentinas resultan relativamente más eficientes. En este sentido se puede concluir que la “Ley del látigo”, dada por el congelamiento tarifario derivado de la Ley de Emergencia Pública, obligó a las empresas de Argentina a volverse eficientes reduciendo al mínimo posible los costos de operación.

Consistencia de las Medidas de Eficiencia: en el estudio se desarrollaron y aplicaron diferentes metodologías para estimar la eficiencia tanto por medio de fronteras (paramétricas y no paramétricas) como por medio de indicadores claves de desempeño; los diferentes enfoques verificaron los criterios de consistencia de Bauer, es decir se probó por diferentes criterios que las empresas de Argentina son relativamente más eficientes, con independencia de la metodología aplicada.

Eficiencia en Totex: al analizar la eficiencia en Totex, incorporando los costos de capital, se observa que nuevamente las empresas argentinas son relativamente más eficientes. Si se tiene en cuenta que la tasa de remuneración del capital de Argentina es superior a las del resto de los países de la región por alrededor de 5 puntos porcentuales, se debe concluir que la eficiencia de las empresas argentinas está basada en una fuerte desinversión. En este sentido, la ley del látigo generó un mecanismo perverso que obligó a las empresas a desinvertir (no renovar la depreciación anual de su activo).

Ajuste en la calidad: en la industria del gas, particularmente en el segmento de distribución de gas natural existen muy pocas variables asociadas a la calidad del servicio que puedan ser “gerenciadas” por las distribuidoras; por ejemplo el número de interrupciones del servicio

debe ser reducido al mínimo ya que los costos de inspecciones y verificaciones de instalaciones para las reconexiones son significativos¹². Por lo anterior, la variable relevante de calidad del servicio es la inversión, y asociado a dicha variable el grado de cobertura y las factibilidades de conexión otorgadas a nuevos usuarios. Así la calidad del servicio se vio reducida, lo cual demuestra que la ley del látigo provocó un mecanismo perverso reflejado en la no renovación de activos físicos durante el período analizado.

Análisis de escala: si bien la variable de costos de capital (Capex) para las distintas empresas fue estimada con base en criterios regulatorios uniformes, los que no necesariamente reflejan con exactitud el costo real asumido por las empresas, del análisis de escala, se puede ver una correlación negativa entre escala de la empresa y costos unitarios totales.

6.2 Estudio de Impacto Regulatorio sobre la Rentabilidad

6.2.1 Marco Teórico

El análisis del impacto de las medidas de política regulatoria sobre la rentabilidad del sector se aborda desde un enfoque comparativo del tipo “antes” vs “después”, en el que el hito que determina la segmentación de la muestra es la sanción de la Ley 25.561/2002 de Emergencia Pública, que dispone la pesificación de las tarifas de los contratos y elimina las cláusulas de ajuste indexatorio en dólares.

Para determinar si la sanción de dicha Ley afectó o no a la rentabilidad del sector se aplica el test de diferencias de medias sobre un conjunto de indicadores financieros y comerciales, con los que se procuran captar tres dimensiones básicas del servicio como son: sostenibilidad sectorial, creación de valor y viabilidad sectorial.

La aplicación del test de diferencias de medias tiene por objetivo, verificar si las medias de dichos indicadores, para dos submuestras (antes de la Ley de Emergencia Pública vs. después

¹² Esta situación no ocurre en el caso de la distribución de energía eléctrica, donde los marcos regulatorios establecen parámetros de calidad con base en los indicadores de *duración* y *frecuencia* de las interrupciones del servicio, a través de los indicadores SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) respectivamente.

de la Ley) son estadísticamente diferentes¹³.

La aplicación del test estadístico de diferencia de medias se puede sistematizar en las siguientes actividades:

- Se especifica una hipótesis nula (H_0). En la mayoría de los casos se propone que las medias de las dos poblaciones son iguales y se establece la hipótesis alternativa unilateral o bilateral.
- Se especifica un nivel de significación α .
- Se calcula el *p-value* o potencia de la prueba, es decir la probabilidad de obtener datos cuyas medias muestrales sean diferentes, aun cuando H_0 sea verdadera. Si esta probabilidad es pequeña (menor que α) se rechaza H_0 y se concluye que la diferencia observada no es atribuible al azar y las medias de las dos poblaciones son diferentes.

El estadístico del test depende de la estructura de los conjuntos de datos. Así, en función del tamaño y estructura de la muestra, y de si las varianzas muestrales son conocidas o no, se aplican estadísticos con diferentes especificaciones.

Para el caso en el que se disponga de dos conjuntos de observaciones normales independientes entre sí y también entre los dos grupos, con igual varianza, se recurre al tradicional estadístico Z normal estandarizado, que tiene la especificación siguiente:

$$\frac{(\bar{X}-\bar{Y})-(\mu_X-\mu_Y)}{\sigma\sqrt{\frac{1}{n}+\frac{1}{m}}}\sim N(0,1) \quad [38]$$

en que

\bar{X}, \bar{Y} son las medias muestrales analizadas, que constituyen el estimador de las medias poblacionales para X y Y , respectivamente,

¹³ Otro enfoque alternativo es la realización de un test de quiebre estructural; sin embargo, el número de observaciones es relativamente limitado (19 observaciones anuales -1998-2016) para el desarrollo de dicho test.

μ_X, μ_Y son las medias poblacionales o parámetros a estimar para cada una de las poblaciones respectivas;

$\sigma \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{1}{m}}$ es el desvío estándar de las media poblacionales.

n, m son los tamaños de las poblaciones respectivas

Por otra parte, si las varianzas son desconocidas entonces es necesario estimarlas, para ello se puede suponer que las varianzas de las dos poblaciones de interés son iguales, o bien que las varianzas son distintas.

Varianzas Iguales

En este sentido, para el caso de varianzas desconocidas pero que se suponen iguales, partiendo de los estimadores S_X^2 y S_Y^2 correspondientes a las varianzas muestrales, se puede obtener el siguiente estimador de la varianza poblacional:

$$S_p^2 = \frac{(n-1)S_X^2 + (m-1)S_Y^2}{n+m-2} \quad [39]$$

Así, para la prueba de hipótesis, se puede recurrir al estadístico t-Student con la siguiente especificación:

$$\frac{(\bar{X} - \bar{Y}) - (\mu_X - \mu_Y)}{S_p \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{1}{m}}} \sim t_{n+m-2} \quad [40]$$

Bajo la H_0 cierta, que supone igualdad en las medias poblacionales, el valor crítico se determina a partir de la siguiente especificación:

$$\frac{(\bar{X} - \bar{Y})}{S_p \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{1}{m}}} \sim t_{n+m-2} \quad [41]$$

Para niveles de confianza de 90%, 95% y 99% los valores críticos del estadístico t-Student, a dos colas y con 20 grados de libertad son 1.725, 2.086 y 2.846 respectivamente, por lo tanto si el valor del estadístico t-Student de la ecuación anterior resulta mayor que los valores críticos, se rechaza la hipótesis nula de que las medias poblacionales son iguales, a los respectivos niveles de significación.

Varianzas Distintas

Por el contrario, si las varianzas poblacionales son desconocidas y se suponen distintas, el test para la hipótesis nula $H_0: \mu_X - \mu_Y = \delta$ está basado en el Estadístico del test de Welch (1947).

$$T^* = \frac{(\bar{X} - \bar{Y}) - (\delta)}{\sigma \sqrt{\frac{s_X^2}{n} + \frac{s_Y^2}{m}}} \sim t_v \quad [42]$$

Este estadístico fue propuesto por Welch-Satterthwaite quienes demostraron que tiene una distribución t de Student con v grados de libertad aprox. cuando $H_0: \mu_X - \mu_Y = \delta$ es verdadera.

El parámetro v es siempre menor que $n+m-2$ y se calcula como la parte entera de la siguiente expresión:

$$v = \text{parte entera} \left(\frac{\left(\frac{s_X^2}{n} + \frac{s_Y^2}{m} \right)^2}{\frac{s_X^4}{n^2(n-1)} + \frac{s_Y^4}{m^2(m-1)}} \right) \quad [43]$$

La única diferencia que tiene un test basado en el estadístico T^* con el test t para dos muestras independientes consiste en que su distribución es t aproximada y los grados de libertad v se obtienen mediante el cálculo dado en la ecuación anterior.

6.2.2 Conformación de la Base de Datos

Para el cálculo de los indicadores financieros y comerciales mencionados en la sección 5, se conformó una base de datos con información contable para el período 1998-2016, para las seis distribuidoras de gas de Argentina seleccionadas.

Las cuentas contables analizadas son las siguientes:

Referidas al Balance Patrimonial:

- Activo Corriente
- Activo No Corriente
- Pasivo Corriente
- Pasivo No Corriente
- Patrimonio Neto

Referidas al Estado de Resultados:

- Ingresos Totales: incluyen el ingreso por la venta de gas y por el servicio de transporte
- Costo de Gas y Transporte: debido a que la actividad objeto de estudio es la Distribución de gas natural, los costos de compra de gas y de transporte se consideran *pass-through* y en consecuencia son excluidos tanto de los ingresos como de los costos.
- Costos Operacionales de la Actividad: son los costos asociados a la prestación del servicio de Distribución, los cuales se encuentran relacionados con las actividades de operación, administración y comercialización.
- Depreciaciones: si bien las depreciaciones no constituyen un egreso efectivo fueron consideradas como un costo para reflejar el monto que se debe destinar en forma anual para la reposición del activo.

Las fuentes de datos están dadas por el estado de situación patrimonial, estados de resultados, anexo F (o nota correspondiente) referido a la compra y transporte de gas y, el anexo H (o nota correspondiente) referido al detalle de los costos operacionales.

Cabe destacar que sólo fueron consignados los costos e ingresos derivados de la operación, es decir se excluyeron los resultados financieros, las re-expresiones monetarias y los ajustes por exposición a la inflación.

En cuanto a los indicadores comerciales la base de datos se conformó con la información de números de clientes y volumen de gas distribuido. Las fuentes de datos para estas variables son los Datos Operativos de las licenciatarias de Distribución del ENARGAS.

6.2.3 Definición de los indicadores sectoriales

Con la información provista en la base de datos se procedió a calcular y analizar los índices definidos en el punto 5.1.

En las siguientes subsecciones se presenta un análisis detallado de cada uno de los indicadores sectoriales calculados, en tanto que al final de la presente sección se incorpora una tabla resumen con el valor de los indicadores antes referidos (ver subsección 6.2.3.3).

6.2.3.1 Sostenibilidad sectorial.

El análisis de sostenibilidad sectorial permite evaluar la evolución de los indicadores de suficiencia financiera y de riesgo de las empresas distribuidoras de gas natural. Para el desarrollo de este análisis se calculan los siguientes indicadores contables y financieros.

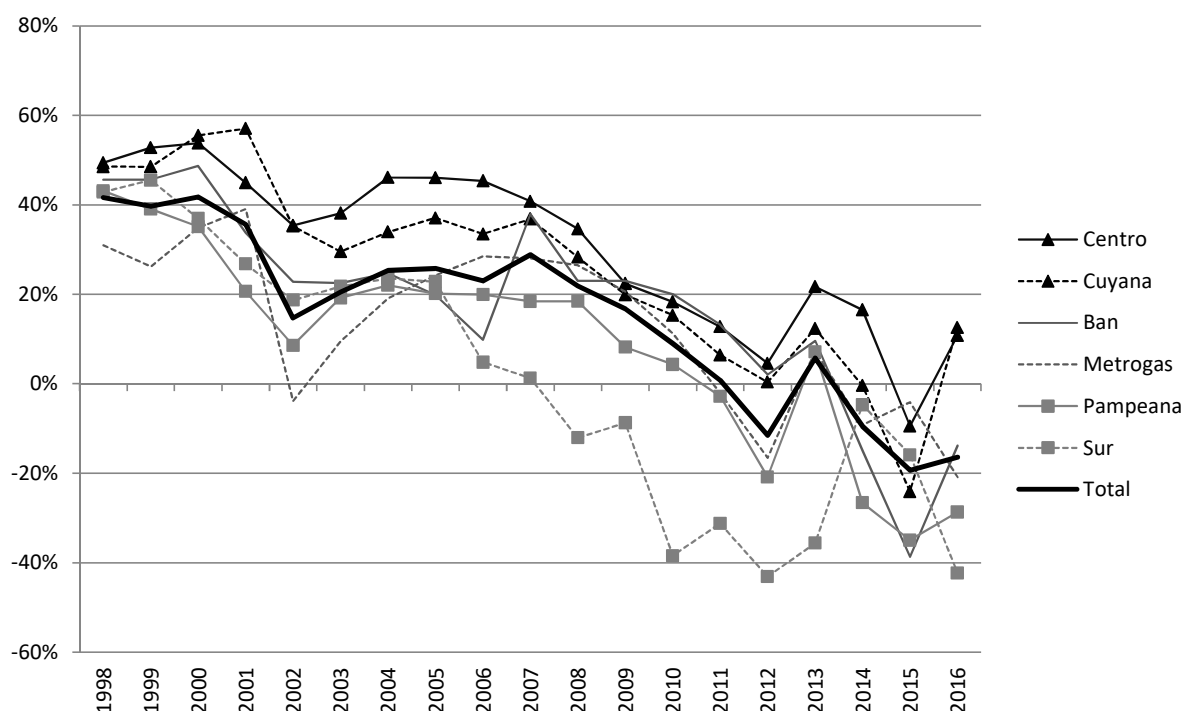
6.2.3.1.1 Margen Operacional (MO)

Se calcula como el cociente entre EBIT (utilidad antes de intereses, e impuestos) e Ingresos Operacionales:

$$MO = \frac{EBIT}{Ingresos Operacionales} \quad [44]$$

Este indicador representa la rentabilidad, definida como ingreso neto de costos operacionales y de depreciaciones, obtenida por cada peso de Ingreso generado por la actividad. Una de las ventajas del indicador de Margen Operacional es que tanto el EBIT como los Ingresos Operacionales están expresados en la misma unidad monetaria, independiente de los criterios de valuación de los activos, situación que no se verifica para otros indicadores como el de rentabilidad sobre activos o rentabilidad sobre patrimonio neto.

Figura 7: Margen Operacional



Fuente: Elaboración propia con base en información contable de las empresas

En la Figura 7 se observa un continuo deterioro en el margen operacional a lo largo de todo el período de análisis. A nivel general el indicador se torna negativo a partir del año 2012. Respecto del desempeño específico de cada una de las distribuidoras, Centro y Cuyana muestran una mejor performance a lo largo de todo el período. Por el contrario Sur presenta el menor índice de margen operacional, incluso con valores negativos desde el año 2008.

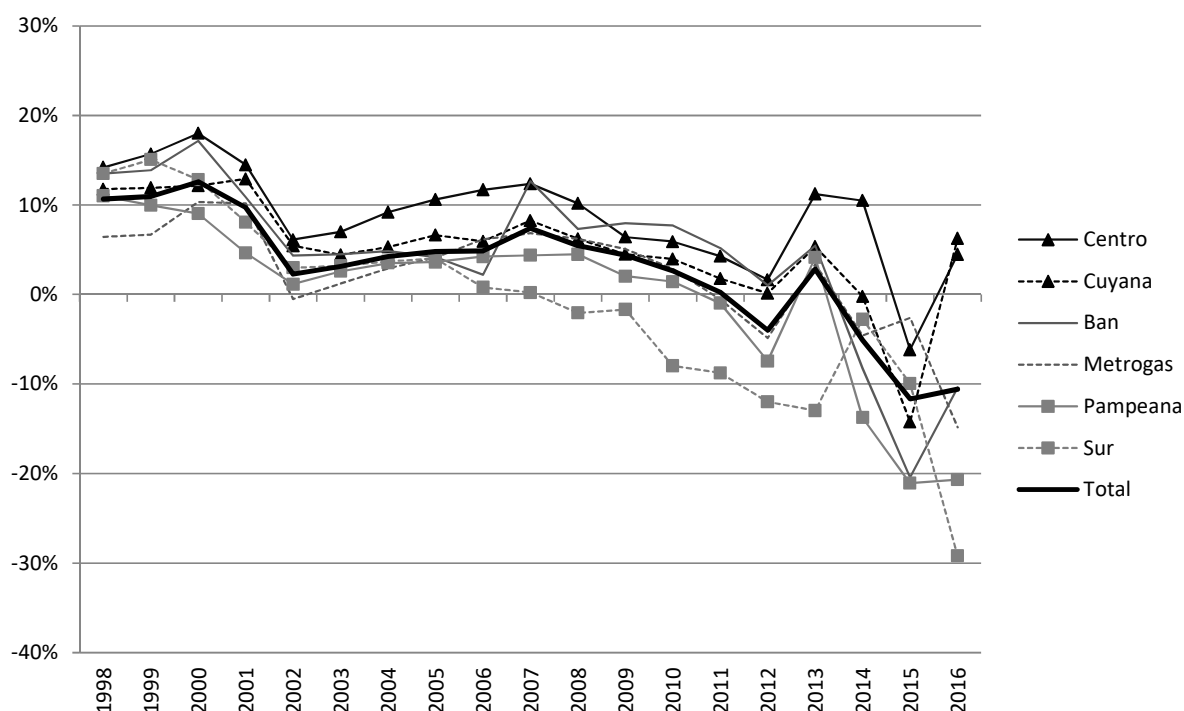
6.2.3.1.2 Retorno sobre Activos No Corrientes (ROANC)

Este indicador se calcula como el cociente entre EBIT y los activos no corrientes. Esta medida es comparable con la tasa de costo de capital ya que indica la rentabilidad sobre el capital físico invertido:

$$ROAN = \frac{EBIT}{Activos\ No\ Corrientes} \quad [45]$$

La evolución del indicador ROANC se presenta en la siguiente figura:

Figura 8: Rentabilidad sobre Activos No Corrientes



Fuente: Elaboración propia con base en información contable de las empresas

El indicador al inicio del período de análisis presenta un valor promedio superior al 10%. Este valor está en línea con la tasa de costo de capital aprobada por el ENARGAS en la primer revisión quinquenal de tarifas (RQT I). Sin embargo, a lo largo de todo el período de análisis, se puede ver una marcada reducción en la rentabilidad de las empresas.

En cuanto al análisis comparativo de la rentabilidad de las seis distribuidoras analizadas, se puede ver que, a partir del año 2001 se comienza a incrementar la dispersión entre las rentabilidades de las empresas. La distribuidora con mayor rentabilidad en casi todo el período es Centro, en tanto que la empresa con menor rentabilidad es Sur.

Un punto importante a destacar es que sur es una de las empresas más eficientes en el análisis de Frontera, sin embargo aquí es la menos rentable. Ello se debe a que los ingresos congelados son insuficientes para tornar rentable a la empresa, es decir, aún con toda la eficiencia obtenida por Sur, la rentabilidad de la misma es negativa.

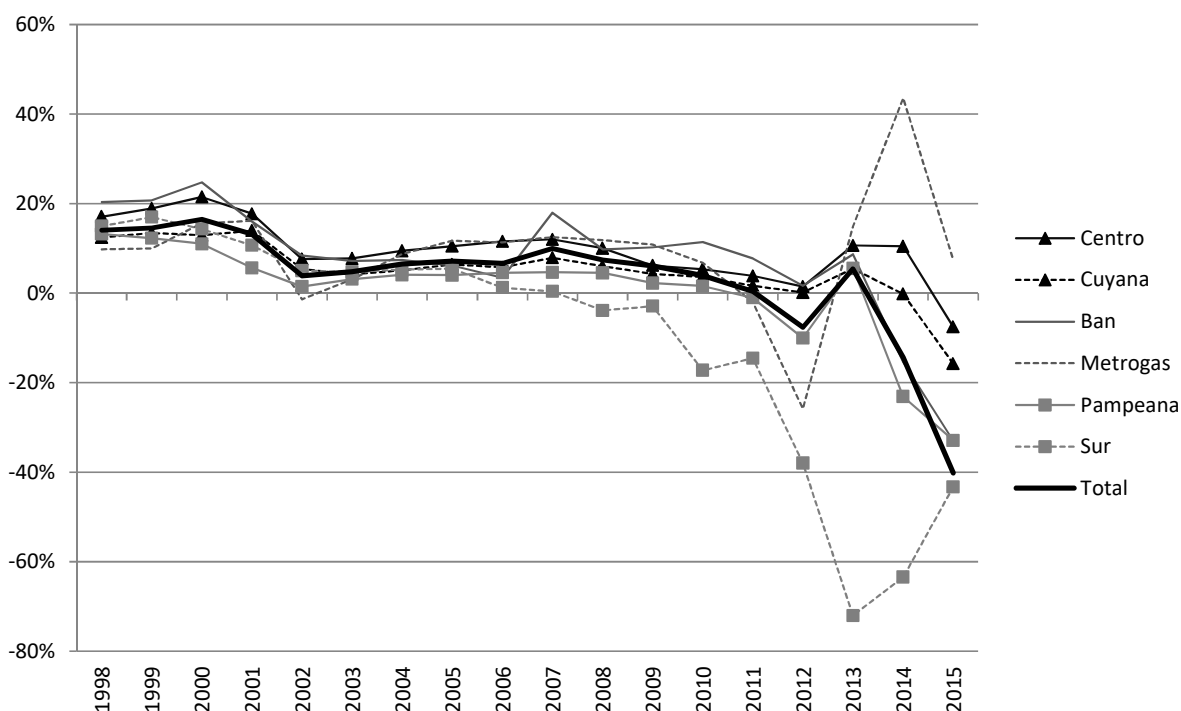
6.2.3.1.3 Retorno sobre Patrimonio (ROE)

Este indicador es calculado como el cociente entre EBIT y el patrimonio neto:

$$ROE = \frac{EBIT}{Patrimonio\ Neto} \quad [46]$$

Representa la rentabilidad antes de impuestos que queda en manos de los accionistas.

Figura 9: Retorno sobre Patrimonio Neto



Fuente: Elaboración propia con base en información contable de las empresas

En la figura se puede ver una mejora significativa en el indicador de Metrogas para los años 2014 y 2015, sin embargo la verdadera razón de dicha mejora es que en esos años el Patrimonio Neto se volvió negativo. Por lo tanto, el cociente entre EBIT (negativo) y Patrimonio Neto (negativo) genera un ROE positivo. Esta situación significa que los activos totales son inferiores a los pasivos, por lo tanto, aunque se liquide la totalidad de los activos los fondos serían insuficientes para cancelar la totalidad de la deuda.

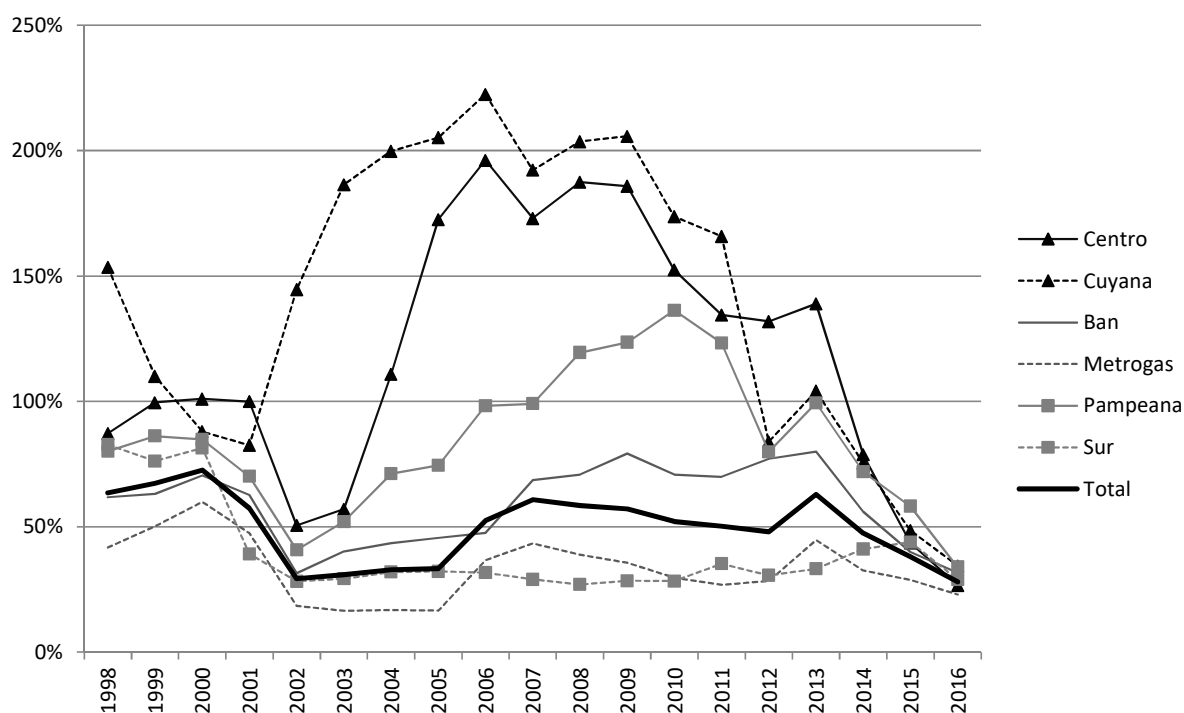
6.2.3.1.4 Cobertura de Deuda con Ingresos (CDI)

Este indicador se calcula como el cociente entre ingresos operacionales y pasivo total:

$$CDI = \frac{\text{Ingresos Operacionales}}{\text{Pasivo Total}} \quad [47]$$

Representa el porcentaje del endeudamiento de la empresa (incluidos sus compromisos con los accionistas) que puede ser cubierto con los ingresos anuales de la actividad.

Figura 10: Cobertura Deuda con Ingresos



Fuente: Elaboración propia con base en información contable de las empresas

Como se aprecia en la figura, en promedio, el 50% de los pasivos totales puede ser cubierto con los ingresos anuales, es decir, para cubrir la totalidad de la deuda se requiere, en promedio, dos años de facturación.

Las empresas con mayor nivel de cobertura son Centro y Cuyana. A pesar de que estas empresas no son las de mayor escala de la muestra, ni las de mayor facturación, son las que presentan la mayor cobertura, lo que obedece a un nivel de endeudamiento relativamente bajo.

El caso opuesto se da para Sur y Metrogas.

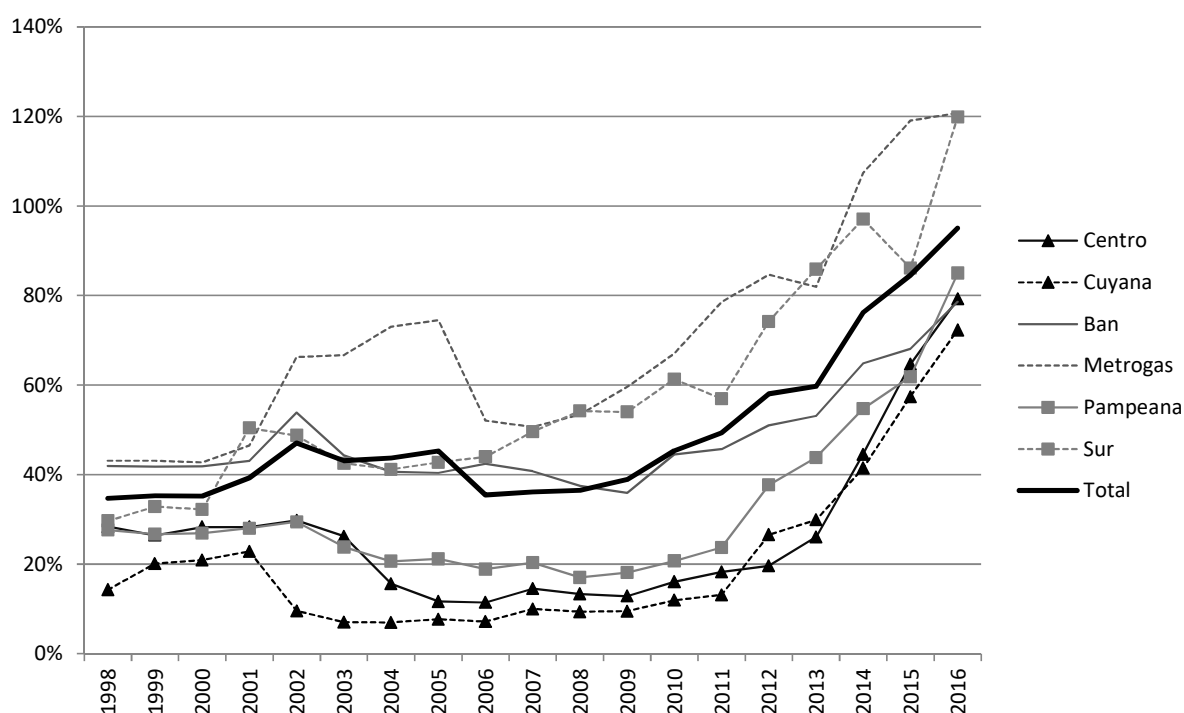
Un punto a destacar es que se evidencia una especie de convergencia del indicador de las distintas empresas, a valores inferiores a 50% a partir del año 2015.

6.2.3.1.5 Nivel de Endeudamiento (NE)

Este indicador es calculado como el cociente entre pasivo total y activo total (%):

$$NE = \frac{PasivoTotal}{ActivoTotal} \quad [48]$$

Figura 11: Nivel de Endeudamiento



Fuente: Elaboración propia con base en información contable de las empresas

El nivel de endeudamiento se mantuvo relativamente estable durante el período 1998-2008. De allí en adelante hay un marcado incremento del ratio de endeudamiento para todas las empresas analizadas. A nivel comparativo, las empresas con menor ratio de endeudamiento a lo largo de todo el período son las distribuidoras de gas Centro y Cuyana.

El incremento general en el indicador se debe a dos posibles situaciones, por una parte la mayor necesidad de financiamiento continuo por parte de las empresas y, por otra parte, la reducción del activo, en términos reales, debido a la política de desinversión. En el período analizado, la tasa de crecimiento anual del activo fue de 11.2%, en tanto que la tasa de crecimiento anual del pasivo fue del 17.6%, dicha brecha es la que origina el deterioro en el

indicador de cobertura de deuda y en el de apalancamiento.

6.2.3.2 *Valor Económico Agregado*

A los índices económicos-financieros anteriores se les incorpora un índice de creación de valor con el objetivo de determinar si las medidas de política afectaron el valor patrimonial de las empresas distribuidoras de gas en Argentina. A través del indicador de Valor Económico Agregado (EVA), se procura identificar si durante el período de análisis tuvo lugar una política de creación o de destrucción de valor de las empresas argentinas.

6.2.3.2.1 *Definición*

El Valor Económico Agregado (EVA por su sigla en inglés), es una medida de la creación o destrucción de valor. El razonamiento detrás de la aplicación del EVA es que el inversor, para destinar fondos al desarrollo de la actividad, debe recibir como mínimo la misma rentabilidad que recibiría en inversiones de riesgo similar con sus colocaciones en los mercados de capitales. Si ello no es posible, aunque la firma obtenga beneficios o flujos de caja positivos, en verdad estaría destruyendo valor, ya que no recuperaría el costo de oportunidad.

En este contexto, valores del indicador EVA positivos representan que la empresa está obteniendo en sus inversiones una rentabilidad superior al costo de capital; por lo que es esta diferencia la que se constituye en creación de valor adicional para el accionista.

6.2.3.2.2 *Metodología de Cálculo*

El EVA se calcula como el resultado antes de intereses menos el costo de capital invertido para generar dicho resultado.

La especificación matemática para el cálculo del EVA es la que se presenta a continuación:

$$EVA = (ROIC - WACC) \times IC \quad [49]$$

en que

ROIC: rentabilidad sobre el capital invertido

WACC: tasa de costo promedio ponderado de capital

IC: capital invertido

El cálculo de cada uno de los componentes de la fórmula anterior se presenta a continuación:

Capital Invertido (IC): está constituido por el valor invertido para el desarrollo de las operaciones propias de la empresa. Se determina como la suma de los fondos aportados por los accionistas (fondos propios), más los fondos de los tenedores de instrumentos de deuda (fondos de terceros). Del total de fondos es necesario deducir las deudas comerciales ya que no representan un aporte explícito de capital.

$$IC = PNC + Pat. Neto \quad [50]$$

en que

PNC: Pasivo No Corriente, considerado como una *proxy* de las deudas financieras, representa el capital de terceros.

Pat. Neto: Patrimonio Neto, representa el aporte de capital del accionista.

Rentabilidad sobre el Capital Invertido (ROIC): La rentabilidad sobre el capital invertido se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$ROIC = \frac{NOPAT}{IC} \quad [51]$$

donde:

NOPAT: es el resultado neto después de impuestos, calculado conforme la siguiente ecuación

$$NOPAT = EBIT \times (1 - T) \quad [52]$$

en que:

EBIT : resultado antes de intereses e impuestos

T : alícuota impositiva

Costo de Capital (WACC): costo promedio ponderado del capital calculado conforme la metodología especificada en la sección 6.1.2.2.2.2. que arroja un resultado de 10% real

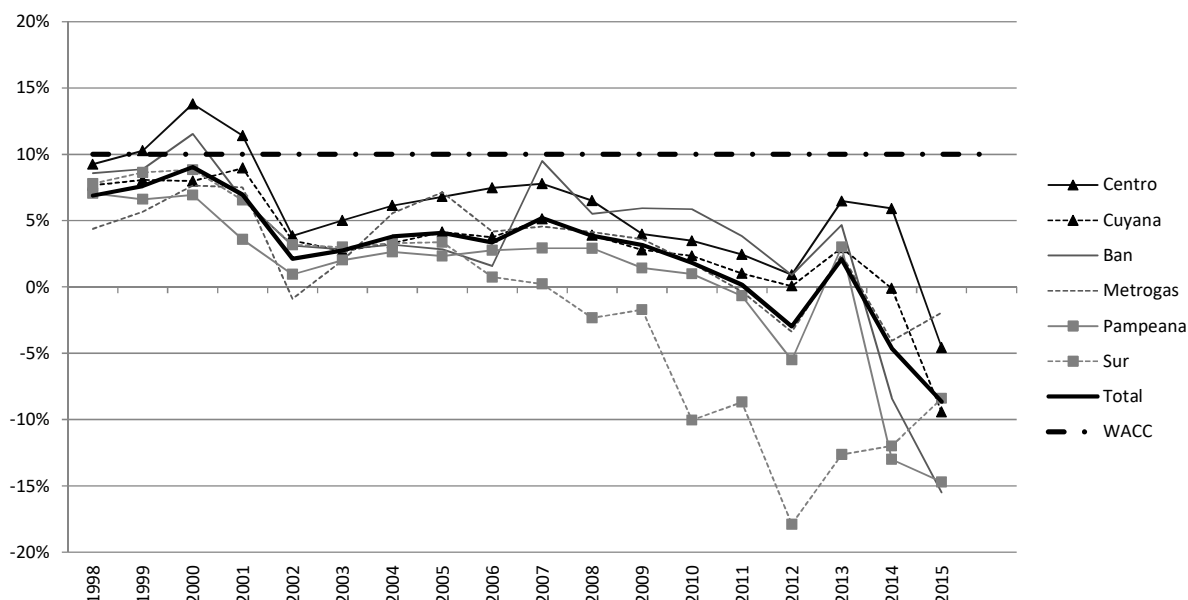
después de impuestos.

Reagrupando las ecuaciones anteriores el indicador EVA se calcula de la siguiente forma:

$$EVA = \left(\frac{EBIT \times (1-T)}{IC} - WACC \right) \times IC \quad [53]$$

La figura siguiente muestra la evolución de la rentabilidad generada por las empresas distribuidoras de gas de Argentina en comparación con el costo de oportunidad del capital (WACC).

Figura 12: Rentabilidad vs Costo de Oportunidad del Capital

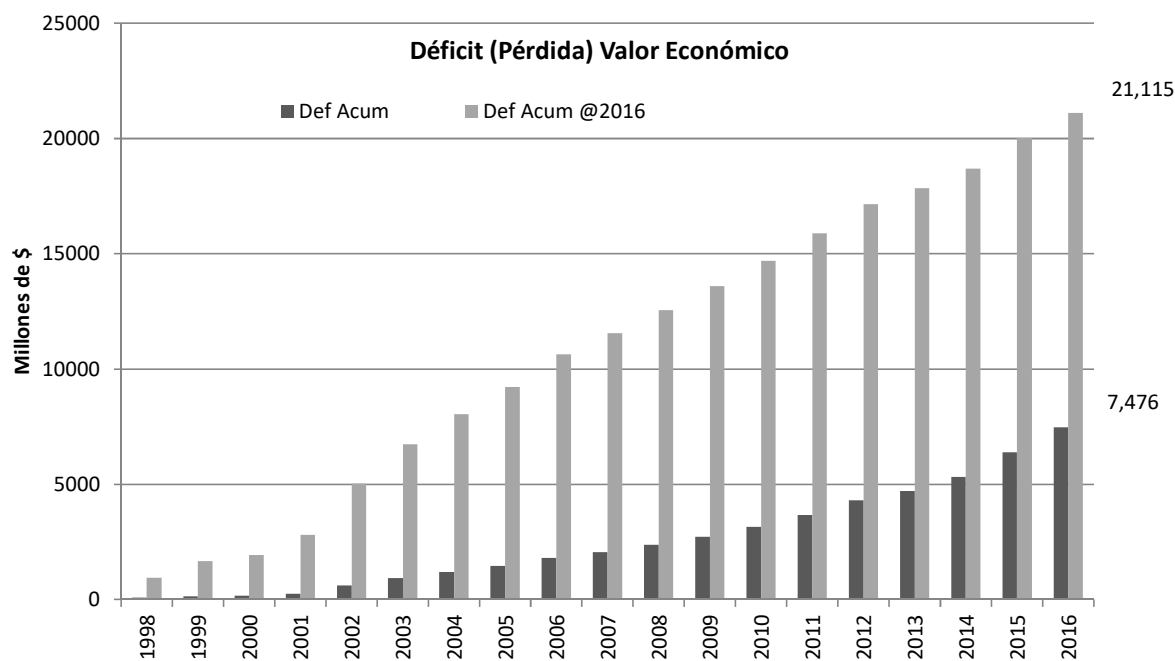


Fuente: Elaboración propia con base en información contable de las empresas

En la figura se puede ver la brecha existente entre la tasa de costo de oportunidad del capital calculado para la distribución de gas natural en 10% y la rentabilidad obtenida por las distribuidoras. Hasta el año 2011 las empresas distribuidoras, en promedio, obtienen una rentabilidad positiva, sin embargo dicha rentabilidad es inferior al costo de oportunidad del capital a lo largo de todo el período de análisis, en consecuencia, durante prácticamente todo el período de análisis se está produciendo destrucción de valor económico.

Por otra parte, la figura siguiente presenta una cuantificación de la destrucción acumulada de valor en todo el período analizado.

Figura 13: EVA – Déficit Acumulado



Fuente: Elaboración propia

El déficit acumulado a valores corrientes es 7.476 millones de pesos. Este déficit expresado a valores del año 2016, ajustado por índice de precios al productor, es de 21.115 millones de pesos. Si se toma en cuenta que el valor agregado bruto por rama de actividad para el año 2016 correspondiente al sector Electricidad, Gas y Agua, es 125 mil millones de pesos, se tiene que el déficit acumulado de las empresas distribuidoras de gas analizadas representa un 17% de dicho valor agregado.

6.2.3.3 Resumen Indicadores de Sostenibilidad Sectorial y EVA

Se presenta a continuación una tabla con el resumen de los valores de cada uno de los indicadores de sostenibilidad sectorial, así también como del indicador de creación de valor económico (EVA).



Tabla 28: Resumen indicadores de Sostenibilidad Sectorial y Creación de Valor Económico (EVA)

MO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	49.4%	52.8%	53.8%	44.9%	35.4%	38.1%	46.1%	46.0%	45.4%	40.8%	34.6%	22.4%	18.3%	12.8%	4.6%	21.7%	16.5%	-9.4%	10.8%
Cuyana	48.5%	48.5%	55.5%	57.0%	35.2%	29.6%	33.9%	37.1%	33.5%	36.9%	28.3%	19.9%	15.3%	6.4%	0.4%	12.3%	-0.4%	-24.1%	12.6%
Ban	45.6%	45.6%	48.7%	33.8%	22.8%	22.5%	24.7%	19.8%	9.8%	37.9%	23.0%	23.0%	20.0%	13.2%	2.1%	9.6%	-14.9%	-38.6%	-13.8%
Metrogas	30.9%	26.2%	34.9%	39.1%	-3.8%	9.5%	19.1%	24.2%	28.5%	28.0%	26.5%	20.6%	11.2%	-2.0%	-16.5%	7.3%	-9.2%	-4.1%	-20.8%
Pampeana	43.1%	39.1%	35.1%	20.7%	8.6%	19.2%	22.0%	20.2%	19.9%	18.4%	18.5%	8.2%	4.3%	-2.8%	-20.8%	7.2%	-26.6%	-34.9%	-28.6%
Sur	42.9%	45.5%	37.0%	26.8%	18.7%	21.8%	23.6%	22.8%	4.8%	1.3%	-12.1%	-8.7%	-38.4%	-31.2%	-43.1%	-35.6%	-4.7%	-15.9%	-42.3%
Total	41.6%	39.7%	41.7%	35.6%	14.7%	20.5%	25.4%	25.8%	23.0%	28.9%	21.9%	16.7%	9.0%	0.8%	-11.5%	5.8%	-9.4%	-19.3%	-16.4%

ROANC	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	14.2%	15.7%	18.0%	14.5%	6.1%	7.0%	9.2%	10.6%	11.7%	12.4%	10.2%	6.4%	5.9%	4.3%	1.6%	11.2%	10.5%	-6.2%	4.5%
Cuyana	11.8%	11.9%	12.2%	12.9%	5.4%	4.4%	5.3%	6.6%	5.9%	8.3%	6.2%	4.5%	4.0%	1.8%	0.1%	5.4%	-0.2%	-14.2%	6.3%
Ban	13.5%	13.9%	17.2%	10.9%	4.3%	4.5%	4.9%	4.2%	2.2%	12.6%	7.3%	7.9%	7.7%	5.2%	1.0%	5.5%	-8.2%	-20.4%	-10.4%
Metrogas	6.4%	6.7%	10.3%	10.2%	-0.5%	1.2%	2.9%	4.1%	6.1%	6.8%	6.2%	5.1%	2.8%	-0.5%	-4.8%	3.4%	-4.6%	-2.6%	-14.8%
Pampeana	11.0%	10.0%	9.0%	4.6%	1.1%	2.6%	3.5%	3.6%	4.2%	4.4%	4.5%	2.0%	1.4%	-1.0%	-7.4%	4.1%	-13.7%	-21.1%	-20.7%
Sur	13.5%	15.0%	12.8%	8.1%	3.0%	3.2%	3.7%	4.0%	0.8%	0.2%	-2.0%	-1.7%	-8.0%	-8.8%	-12.0%	-12.9%	-2.8%	-9.9%	-29.2%
Total	10.7%	10.9%	12.6%	9.7%	2.3%	3.1%	4.3%	4.8%	4.8%	7.4%	5.4%	4.4%	2.6%	0.3%	-4.0%	2.9%	-5.1%	-11.7%	-10.6%

ROE	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	17.1%	18.9%	21.5%	17.7%	7.6%	7.7%	9.5%	10.5%	11.5%	12.0%	10.0%	6.2%	5.4%	3.8%	1.5%	10.6%	10.5%	-7.5%	11.0%
Cuyana	12.4%	13.5%	12.9%	13.9%	5.4%	4.2%	5.1%	6.4%	5.8%	7.9%	6.0%	4.3%	3.6%	1.6%	0.1%	5.5%	-0.2%	-15.7%	11.3%
Ban	20.4%	20.7%	24.7%	16.0%	8.4%	7.2%	7.4%	6.1%	3.5%	17.9%	9.8%	10.2%	11.4%	7.8%	1.7%	8.7%	-15.4%	-33.0%	-16.1%
Metrogas	9.8%	10.0%	15.6%	16.1%	-1.4%	3.1%	8.7%	11.7%	11.3%	12.5%	11.8%	10.8%	6.8%	-2.0%	-25.8%	14.8%	43.6%	7.4%	27.8%
Pampeana	13.2%	12.3%	11.0%	5.6%	1.5%	3.1%	4.1%	4.0%	4.6%	4.7%	4.5%	2.2%	1.5%	-1.1%	-10.0%	5.6%	-23.1%	-32.9%	-55.0%
Sur	15.0%	17.0%	14.3%	10.7%	5.0%	4.7%	5.3%	5.5%	1.2%	0.4%	-3.9%	-2.9%	-17.2%	-14.6%	-38.0%	-72.0%	-63.4%	-43.2%	73.6%
Total	14.1%	14.5%	16.5%	13.2%	3.8%	4.8%	6.5%	7.1%	6.6%	9.9%	7.4%	6.1%	3.9%	0.4%	-7.6%	5.4%	-14.4%	-40.1%	-87.7%



Tabla 29: Resumen indicadores de Sostenibilidad Sectorial y Creación de Valor Económico (EVA) – continuación.

CDI	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	87.2%	99.5%	101.0%	100.0%	50.6%	57.0%	110.9%	172.5%	196.1%	173.0%	187.4%	185.8%	152.4%	134.4%	131.9%	138.9%	78.9%	43.6%	26.7%
Cuyana	153.4%	110.1%	87.9%	82.5%	144.6%	186.4%	199.8%	205.2%	222.5%	192.2%	203.6%	205.7%	173.7%	165.8%	83.9%	104.2%	75.4%	48.5%	34.4%
Ban	61.8%	63.1%	70.5%	62.7%	31.5%	40.1%	43.4%	45.5%	47.5%	68.6%	70.8%	79.2%	70.8%	70.0%	77.1%	80.0%	56.1%	40.0%	31.7%
Metrogas	41.7%	50.2%	59.9%	47.5%	18.4%	16.5%	16.8%	16.5%	36.7%	43.4%	38.8%	35.6%	29.7%	26.8%	28.4%	44.7%	32.6%	28.8%	23.0%
Pampeana	80.1%	86.2%	84.8%	70.1%	40.8%	52.0%	71.2%	74.5%	98.2%	99.1%	119.5%	123.5%	136.3%	123.3%	79.8%	99.4%	71.9%	58.2%	33.9%
Sur	82.8%	76.2%	81.4%	39.2%	28.3%	29.3%	32.0%	32.2%	31.7%	29.0%	27.0%	28.5%	28.3%	35.2%	30.6%	33.3%	41.1%	43.9%	28.9%
Total	63.6%	67.3%	72.6%	57.4%	29.2%	30.9%	33.0%	33.4%	52.4%	60.8%	58.5%	57.1%	52.1%	50.2%	48.0%	62.8%	47.5%	38.1%	28.0%

NE	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	28.4%	26.5%	28.3%	28.3%	29.8%	26.3%	15.6%	11.7%	11.5%	14.5%	13.4%	12.9%	16.1%	18.3%	19.6%	26.1%	44.5%	64.7%	79.3%
Cuyana	14.3%	20.1%	20.9%	22.9%	9.6%	7.1%	7.0%	7.7%	7.2%	10.0%	9.4%	9.5%	12.0%	13.1%	26.6%	29.9%	41.5%	57.4%	72.3%
Ban	42.0%	41.8%	41.9%	43.1%	53.9%	44.3%	40.7%	40.4%	42.5%	40.8%	37.5%	35.9%	44.5%	45.7%	51.0%	53.1%	64.9%	68.1%	78.6%
Metrogas	43.1%	43.1%	42.8%	46.5%	66.3%	66.7%	73.1%	74.5%	52.1%	50.7%	53.4%	59.6%	67.0%	78.5%	84.6%	81.9%	107.4%	119.1%	120.8%
Pampeana	27.6%	26.7%	26.9%	28.0%	29.5%	23.8%	20.7%	21.2%	18.9%	20.3%	17.0%	18.1%	20.7%	23.7%	37.7%	43.8%	54.7%	61.8%	85.0%
Sur	29.7%	32.9%	32.2%	50.4%	48.8%	42.5%	41.2%	42.7%	44.0%	49.6%	54.3%	54.0%	61.3%	57.0%	74.2%	85.9%	97.0%	86.1%	119.9%
Total	34.7%	35.3%	35.2%	39.3%	47.1%	43.1%	43.7%	45.3%	35.5%	36.2%	36.5%	38.9%	45.3%	49.4%	58.0%	59.7%	76.2%	84.5%	95.0%

EVA/CI	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	9.2%	10.3%	13.8%	11.4%	3.9%	5.0%	6.1%	6.8%	7.5%	7.8%	6.5%	4.0%	3.5%	2.4%	0.9%	6.5%	5.9%	-4.6%	5.9%
Cuyana	7.7%	8.1%	8.0%	9.0%	3.5%	2.7%	3.3%	4.1%	3.7%	5.1%	3.9%	2.8%	2.3%	1.0%	0.1%	3.0%	-0.1%	-9.4%	6.9%
Ban	8.6%	8.9%	11.6%	6.6%	3.1%	2.8%	3.2%	2.8%	1.6%	9.5%	5.5%	5.9%	5.9%	3.8%	0.9%	4.7%	-8.4%	-15.5%	-9.4%
Metrogas	4.4%	5.7%	7.6%	7.5%	-0.9%	2.0%	5.6%	7.1%	4.2%	4.6%	4.1%	3.6%	1.8%	-0.3%	-3.4%	2.4%	-4.1%	-1.9%	-13.7%
Pampeana	7.1%	6.6%	6.9%	3.6%	0.9%	2.0%	2.6%	2.3%	2.8%	2.9%	2.9%	1.4%	1.0%	-0.7%	-5.5%	3.0%	-13.0%	-14.7%	-32.0%
Sur	7.8%	8.6%	8.8%	6.5%	3.2%	3.0%	3.3%	3.4%	0.7%	0.2%	-2.3%	-1.7%	-10.0%	-8.7%	-17.9%	-12.6%	-12.0%	-8.4%	72.3%
Total	6.9%	7.6%	9.0%	7.0%	2.1%	2.7%	3.8%	4.1%	3.4%	5.2%	3.9%	3.2%	1.8%	0.2%	-3.0%	2.1%	-4.6%	-8.6%	-13.0%

Fuente: Elaboración Propia

6.2.3.4 Viabilidad sectorial

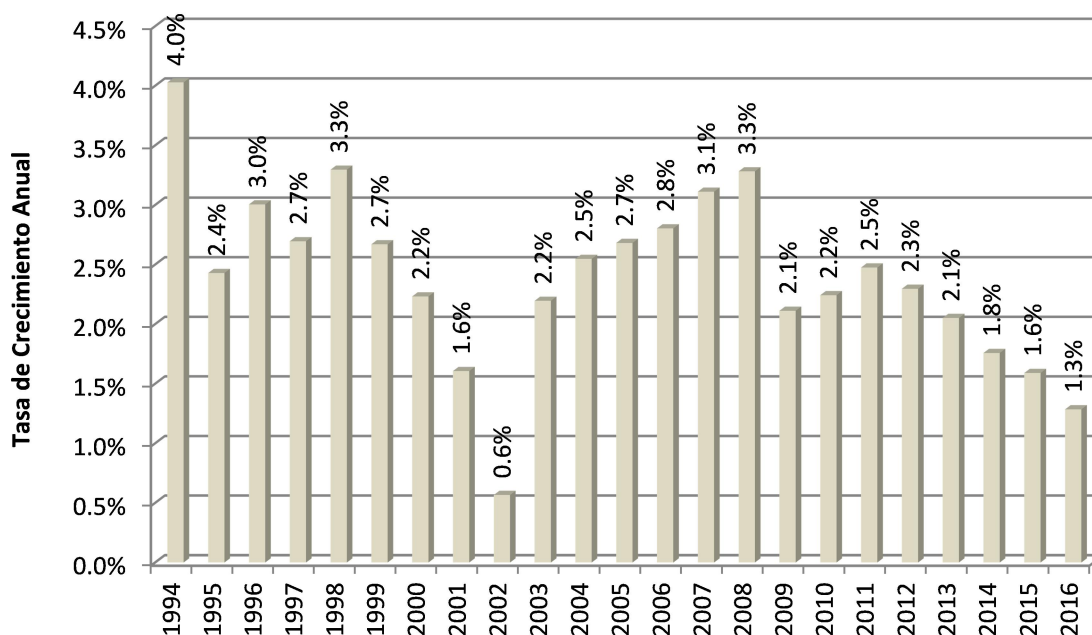
A los fines de evaluar si las medidas de política repercutieron significativamente en ciertos aspectos claves asociados tanto a las variables físicas, como el nivel de cobertura, la confiabilidad y seguridad de suministro, etc., como a los costos unitarios del servicio, se analiza la evolución del número de usuarios, el volumen de gas distribuido, niveles de inversión y los costos unitarios de prestación del servicio.

6.2.3.4.1 Número de consumidores

El servicio de distribución de gas natural se diferencia del servicio de distribución de energía eléctrica, en los aspectos relacionados con la calidad, en que, en el caso del gas natural luego de alguna interrupción el restablecimiento del servicio requiere de una inspección previa de las instalaciones de todos los usuarios afectados por la misma.

En este contexto, debido a las características propias de la industria del gas natural, las empresas distribuidoras tienen muy poca capacidad de gerenciamiento en cuanto a la calidad del servicio, entendida ésta como la continuidad del mismo. Por otro lado, en lo referente a la calidad del producto, es decir la calidad del gas metano, dicha variable es ajena al control de las distribuidoras, sin embargo, se podría considerar que el producto (*commodity*) distribuido por las empresas de gas natural es el poder calorífico, en Argentina este poder calorífico está estandarizado a 9.300 Kcal, por ende las diferencias en el poder calorífico entregado y el valor estándar se traducen en un ajuste a los cargos facturados a los usuarios. Por todo lo anterior, una medida de calidad del servicio de distribución que adquiere relevancia es el grado de cobertura. La figura siguiente presenta la evolución de la tasa de crecimiento anual de los clientes como una *proxy* de la evolución de las factibilidades otorgadas.

Figura 14: Tasa de crecimiento del número de consumidores



Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS – Datos Operativos de Mercado

Se puede apreciar que la tasa de crecimiento anual del número de consumidores, para el promedio de la industria se reduce en forma continua en el período 2011-2016. Otro punto de interés es que el año 2002, en que se dio la crisis económica de Argentina presenta la menor tasa de crecimiento del número de clientes de toda la serie analizada.

6.2.3.4.2 *Volumen de Gas Distribuido*

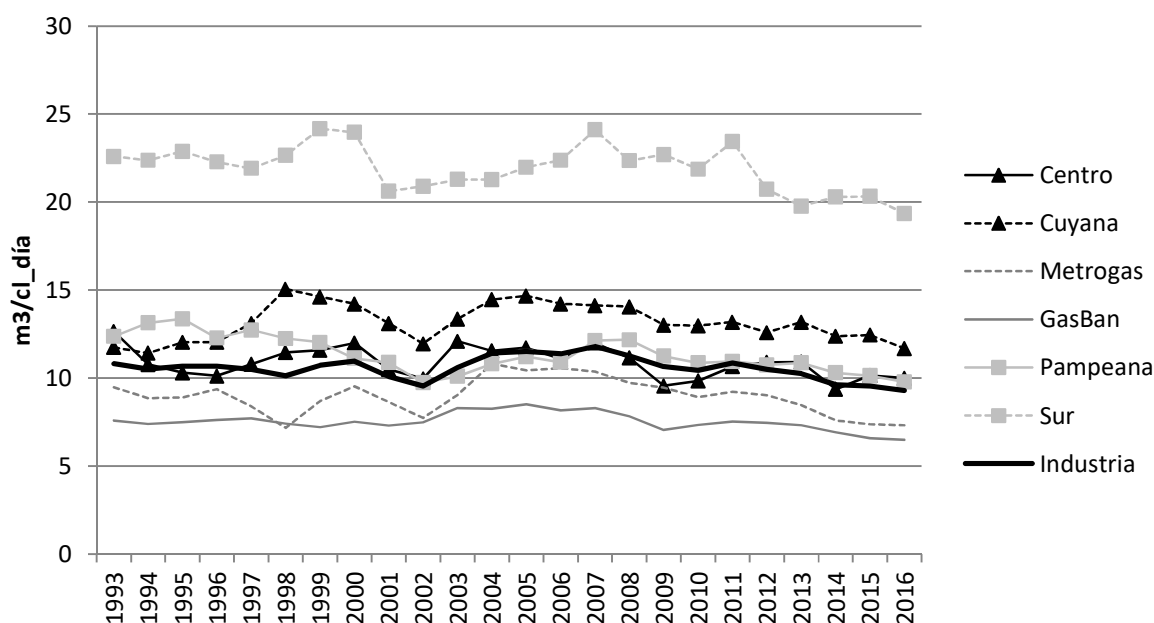
En lo que respecta al volumen de gas distribuido, el mismo está relacionado con el nivel de actividad económica, con las condiciones climáticas, con los precios internacionales y con los patrones de consumos de los usuarios. Por lo tanto, al analizar la serie, se pueden presentar marcadas oscilaciones de un año a otro explicadas por los motivos anteriores.

Sin embargo, se considera que el volumen de gas por cliente es una variable relevante para analizar el impacto de las medidas regulatorias en la viabilidad sectorial, ya que representa la

disponibilidad de gas para el consumo de los usuarios promedio¹⁴.

La figura siguiente presenta la evolución del consumo diario por cliente para cada una de las empresas analizadas.

Figura 15: Consumo gas por cliente



Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS – Datos Operativos de Mercado

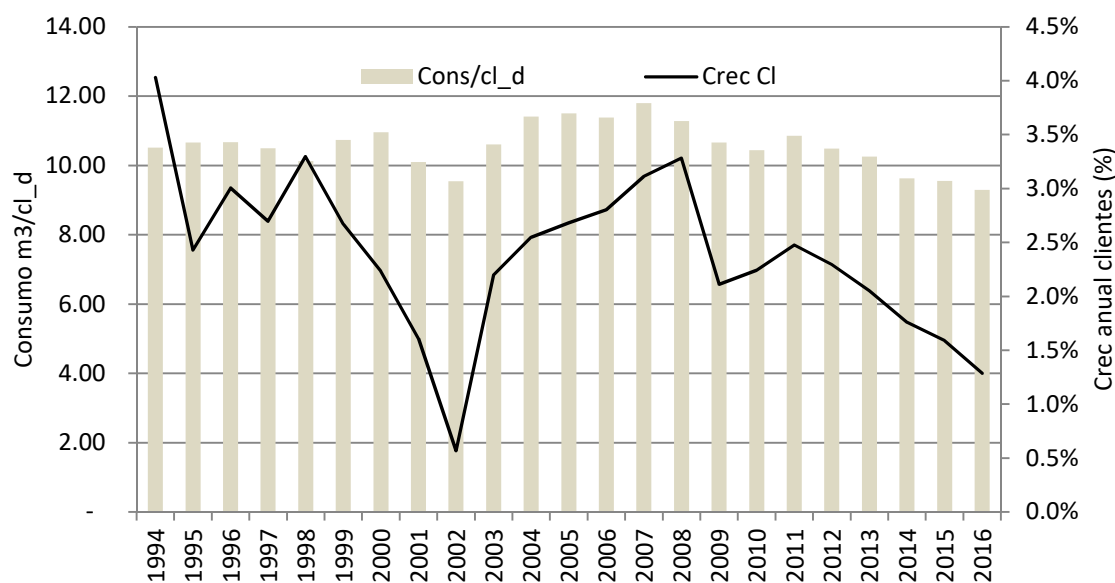
Como es de esperar, las provincias de las regiones sur y cuyana presentan niveles de consumo diario por cliente mayores que el resto de las regiones, debido a las condiciones climáticas regionales.

La figura anterior muestra que para el promedio de la industria hay una tendencia levemente decreciente en el consumo diario de gas por cliente, particularmente en el período 2011-2016.

El efecto conjunto de ambas variables es que se redujo el número de nuevos clientes o factibilidades de conexión, como así también el consumo promedio por cliente.

¹⁴ La serie consumo de gas por cliente fue obtenida como el cociente entre el volumen total de gas distribuido y el total de clientes sin discriminar por categorías tarifarias.

Figura 16: Viabilidad Sectorial



Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS – Datos Operativos de Mercado

En la mayoría de las industrias reguladas bajo un esquema de precio máximo el incentivo a la eficiencia viene dado por la posibilidad que tienen las empresas de apropiarse de parte¹⁵ de las ganancias de eficiencia. En el caso de la distribución de gas natural en Argentina, por el contrario, se tiene que las empresas distribuidoras se vieron con una política regulatoria de congelamiento tarifario y aun así, durante un período prolongado mantuvieron márgenes operacionales positivos. La figura anterior muestra que una variable de ajuste que pudo haber sido utilizada para mantener los márgenes es el número de factibilidades de conexión otorgadas a los nuevos clientes.

¹⁵ La fórmula generalmente aplicada en los esquemas regulatorios de precio máximo para el ajuste anual de las tarifas es la conocida como RPI-X donde RPI es el índice de precios minorista de los Estados Unidos, y X es el factor de eficiencia productiva. Este factor X es el traspaso de la ganancia de eficiencia de las empresas hacia los consumidores, vía reducción de tarifa real, por ende el incentivo regulatorio a la eficiencia para las empresas es obtener ganancias de eficiencia mayores a X para poder apropiarse de dicho excedente.

6.2.3.4.3 *Opex por Cliente*

Una variable de gran significación en la determinación de la rentabilidad de las empresas es la evolución de los costos operacionales. Sin embargo, el análisis de la evolución de esta variable en términos monetarios no explica por sí sólo la eficiencia de las empresas, para ello es necesario ajustar la variable monetaria por una medida de escala. La tabla siguiente presenta la evolución de los costos unitarios, expresados en dólares del año 2016 por unidad de escala o cliente equivalente.

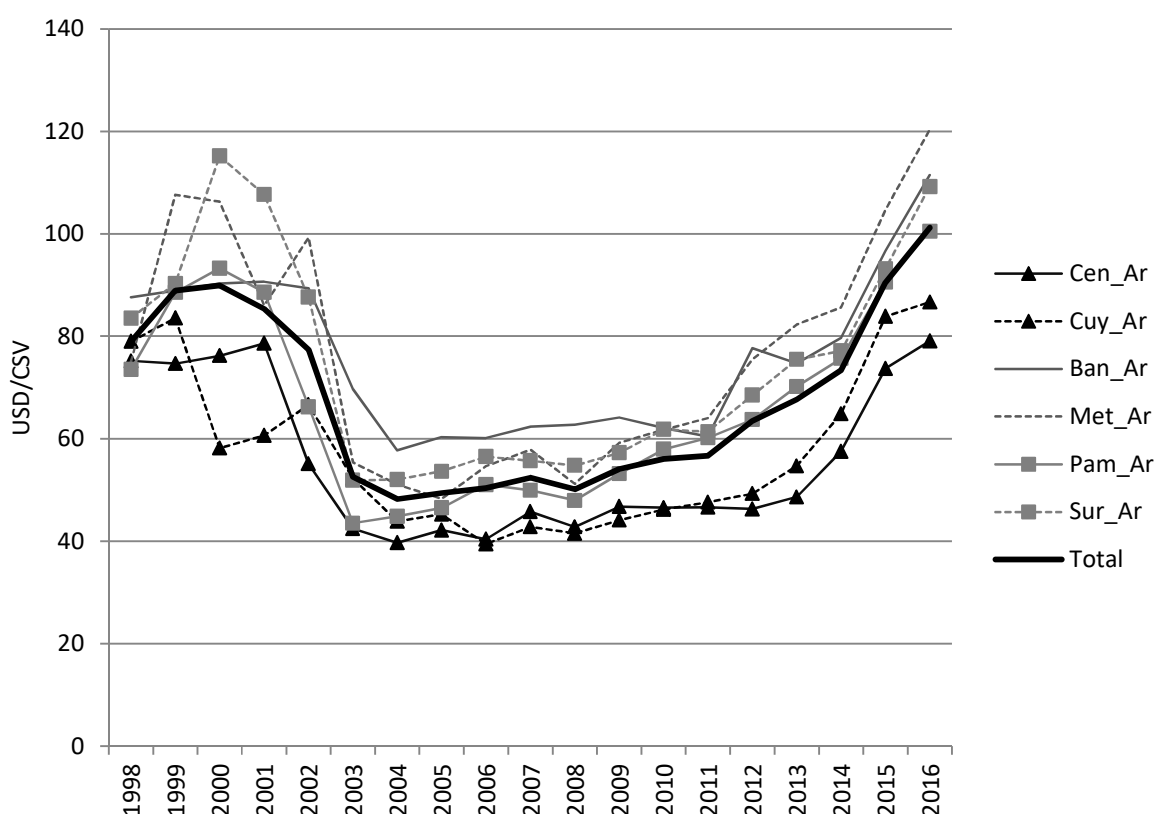
Para expresar los costos en dólares de 2016 se operó de la siguiente manera: los costos operacionales corrientes, a valores de cada año, fueron expresados en pesos del año 2016 mediante la aplicación del índice de precios al productor (IPP) publicado por el INDEC; luego los valores en pesos del año 2016 fueron convertidos a dólares de 2016 por la aplicación del tipo de cambio de paridad publicado por el Fondo Monetario Internacional.

Un punto importante a destacar es el referido al índice de precios al productor (IPP) para expresar los costos operacionales a valores de 2016. Como se analizó oportunamente, cerca del 50% de los costos operacionales se corresponden a costos de personal y servicios de terceros que están asociados a la evolución del índice de precios al consumidor (IPC), sin embargo durante el período 2007-2015 el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) estuvo intervenido, en consecuencia durante dicho período la serie del IPC estuvo severamente cuestionada por subestimar el verdadero valor de la inflación, a raíz de ello se generaron distintas mediciones de la inflación por parte de consultoras privadas especializadas. En el año 2013 el IPC dejó de publicarse, según informó el INDEC, debido a “severas carencias metodológicas”, por último, el INDEC dispuso en 2016 que las series publicadas con posterioridad al primer trimestre de 2007 y hasta el cuarto trimestre de 2015 deben ser consideradas con reservas, y es por ello que a la fecha no se encuentran series disponibles para todo el período de análisis.

Por la razón anterior se optó por ajustar la totalidad de los costos operativos por la evolución del IPP, esta medida tiene como elementos a favor que la serie no es cuestionada, que está disponible, y que refleja, en cierta medida, la evolución de parte de los costos operacionales. Como contra se puede observar que el IPP no contiene el rubro servicios, por lo que es una *proxy* imperfecta de la evolución del costo salarial.

En lo que respecta a la unidad de escala, se calculó la variable de escala compuesta para las seis empresas distribuidoras de gas de Argentina analizadas mediante la metodología de Neuberg (1977), la cual se desarrolló en el apartado 6.1.3.1.4.4. Cabe destacar que la variable de escala compuesta (CSV) es una medida del número de clientes equivalentes que toma en consideración otras dimensiones del servicio como son la extensión de la red y el volumen de gas distribuido.

Figura 17: Opex por cliente



Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS y Balances de las empresas

En la figura se pueden ver dos períodos marcadamente diferentes:

En el primer período 1998-2002, se da una tendencia decreciente para todas las empresas, esta tendencia puede ser explicada por la política regulatoria de incentivo Price-cap instaurada a inicios de la década de los 90. Cabe recordar que para el año 1998 se realizó la primera revisión quinquenal de tarifas (RQTI). Es probable que las empresas incrementaran sus costos por clientes a fines del primer ciclo tarifario (1993-1998) con la esperanza de un mayor

reconocimiento tarifario; sin embargo a partir de 1998 las empresas se vieron obligadas a incrementar su eficiencia para mantener los márgenes de rentabilidad.

El segundo período, que inicia a partir del año 2003 se caracteriza por tener costos unitarios continuamente crecientes, este comportamiento puede deberse al agotamiento del margen de maniobra de las empresas para reducir los costos, es decir, no se verifican nuevas eficiencias potenciales para costos operacionales en dicho período.

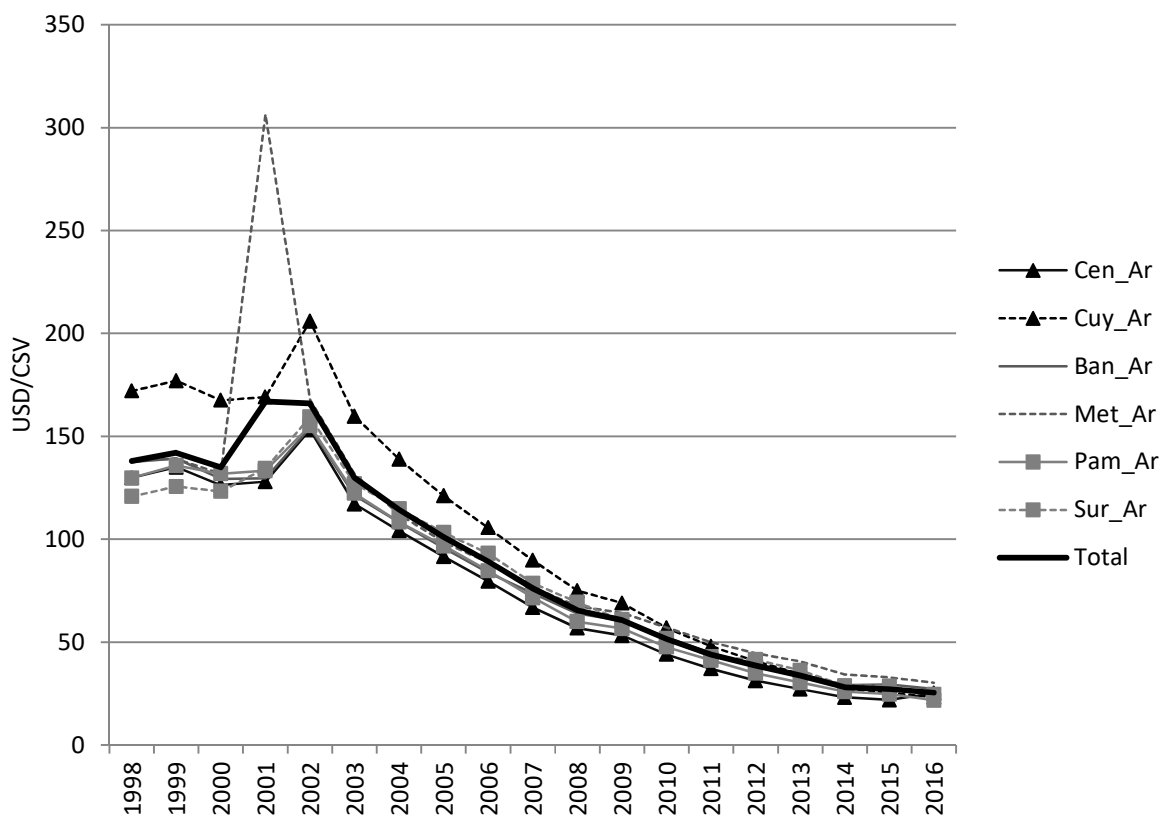
6.2.3.4.4 *Capex por Cliente*

En una industria madura, con tarifas definidas periódicamente con criterios económicos, la contracara de la evolución de los costos operacionales es la evolución de los gastos de capital (Capex). Esto significa que, para que las empresas logren reducir los costos operacionales y obtengan eficiencias sobre dicha variable es necesario contar con un programa de inversiones estable en el tiempo.

La figura siguiente muestra la variable Capex para las seis distribuidoras argentinas analizadas. La variable Capex surge de la suma de la depreciación del capital y de la remuneración del capital, aplicando la metodología de cálculo definida en la sección 6.1.2.2.2.

Esta variable Capex es una medida de la inversión requerida para mantener el stock de activos actual en operación, más la remuneración sobre el activo no recuperado.

Figura 18: Capex por Cliente



Fuente: Elaboración propia

Como lo muestra la figura anterior, los Capex se mantuvieron relativamente estables e incluso se incrementaron en el período 1998-2002, comportamiento esperado en un esquema regulatorio por incentivo, dado que se espera que las empresas reguladas realicen los programas de inversión necesarias, adecuadamente remunerados, para mantener el sistema operando en forma eficiente, reduciendo el costo de operación medio.

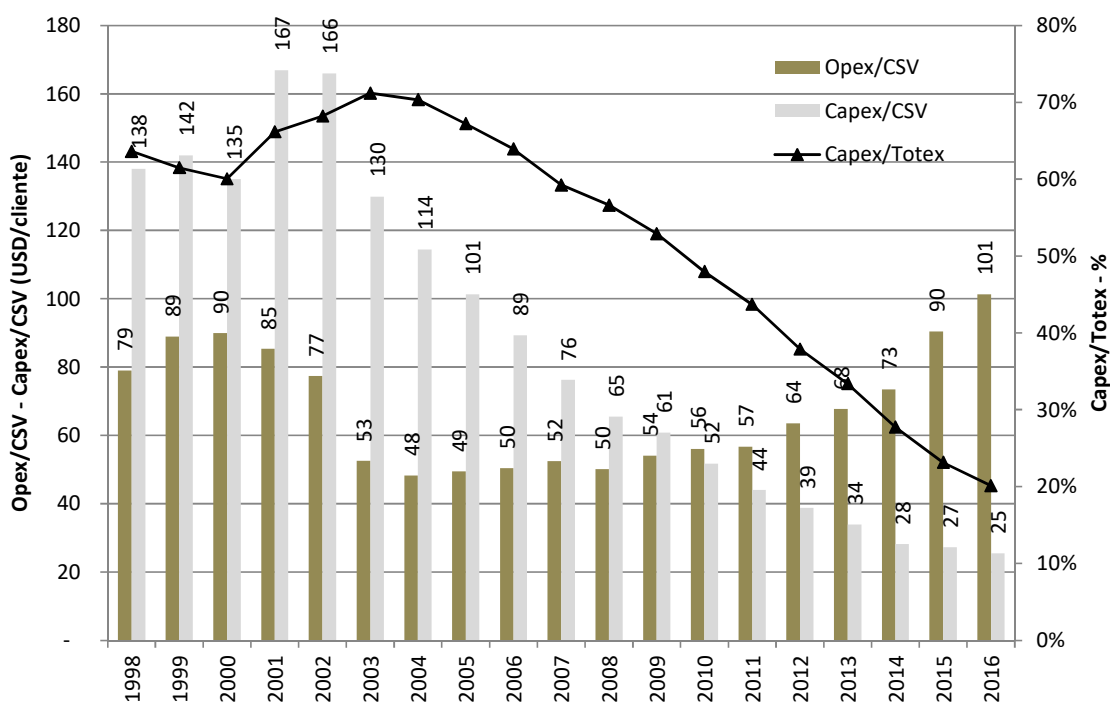
Sin embargo, en el segundo período la tendencia de la variable Capex es continuamente decreciente. El argumento que justifica esta tendencia es el siguiente: a partir del año 2002 se da el proceso de congelamiento tarifario, sin embargo durante dicho período los costos operacionales se incrementaron continuamente; por lo tanto, para mantener los márgenes de rentabilidad las empresas se vieron obligadas a reducir las inversiones (Capex). La reducción de la inversión llevó, en una segunda ronda, a que no se generen eficiencias en los Opex, y así se inició una especie de espiral o círculo vicioso de incremento de Opex y reducción de inversiones.

En otro tipo de industrias se suele recurrir a una reducción de la calidad de los productos o servicios, pero como se dijo, la industria de distribución de gas natural no cuenta con esta posibilidad y sólo puede ajustar las inversiones o las factibilidades de conexión a nuevos usuarios.

En la figura anterior los picos registrados para las distribuidoras Metrogas y Cuyana obedecen a modificaciones en los criterios de contabilización de ciertas partidas.

A modo de síntesis, la figura siguiente presenta la evolución de las variables analizadas Opex y Capex por clientes para el promedio de la industria, así como también el porcentaje del costo de capital en el costo total (Capex/Totex).

Figura 19: Opex y Capex por CSV



Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver, a nivel sectorial, durante el período analizado el costo de capital pasó de representar un 70% del costo total en el año 2003 a representar apenas un poco más de 20% en el año 2016.

La tabla siguiente compendia los valores de los indicadores clave (KPI), analizados en esta sección, para cada una de las empresas, así como también para el promedio de la industria.

**Tabla 30: Resumen indicadores clave viabilidad sectorial***Consumo Gas por Cliente (m3/cl día)*

Empresa	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	12.6	10.8	10.3	10.1	10.8	11.5	11.6	12.0	10.5	10.0	12.1	11.5	11.7	11.1	12.0	11.1	9.6	9.8	10.7	10.9	10.9	9.4	10.2	10.0
Cuyana	11.7	11.4	12.0	12.0	13.1	15.1	14.6	14.2	13.1	12.0	13.4	14.5	14.7	14.2	14.1	14.1	13.0	13.0	13.2	12.6	13.2	12.4	12.5	11.7
Ban	7.6	7.4	7.5	7.6	7.7	7.4	7.2	7.5	7.3	7.5	8.3	8.3	8.5	8.2	8.3	7.8	7.0	7.3	7.5	7.5	7.3	6.9	6.6	6.5
Metrogas	9.5	8.9	8.9	9.4	8.4	7.2	8.7	9.5	8.6	7.7	9.0	10.8	10.4	10.6	10.4	9.7	9.5	8.9	9.2	9.0	8.5	7.6	7.4	7.3
Pampeana	12.4	13.1	13.4	12.3	12.7	12.2	12.0	11.1	10.9	9.7	10.1	10.8	11.2	10.9	12.1	12.2	11.2	10.9	10.9	10.7	10.9	10.3	10.1	9.8
Sur	22.6	22.4	22.9	22.3	21.9	22.7	24.2	24.0	20.6	20.9	21.3	21.3	22.0	22.4	24.1	22.3	22.7	21.9	23.4	20.7	19.8	20.3	20.3	19.4
Promedio	10.8	10.5	10.7	10.7	10.5	10.1	10.7	11.0	10.1	9.5	10.6	11.4	11.5	11.4	11.8	11.3	10.7	10.4	10.9	10.5	10.3	9.6	9.5	9.3

Variación Anual Clientes

Empresa	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro		6.7%	5.0%	6.1%	4.9%	4.2%	2.9%	2.1%	2.5%	2.0%	5.0%	4.4%	4.4%	4.5%	4.8%	5.6%	4.1%	3.6%	3.7%	3.8%	3.2%	2.4%	1.6%	1.7%
Cuyana		4.8%	4.7%	5.1%	5.4%	4.8%	4.6%	3.3%	3.1%	0.9%	3.6%	4.2%	4.5%	4.8%	4.7%	5.0%	2.6%	3.9%	3.9%	3.5%	2.2%	2.1%	2.2%	1.6%
Ban		3.7%	2.8%	3.1%	3.9%	5.2%	4.8%	3.2%	0.5%	-1.4%	1.3%	2.2%	2.5%	2.5%	2.6%	2.7%	1.9%	1.4%	2.1%	2.0%	2.3%	2.0%	1.7%	1.1%
Metrogas		2.6%	1.1%	1.0%	0.6%	1.1%	0.8%	0.8%	1.6%	0.4%	0.7%	1.5%	1.9%	1.8%	2.0%	2.0%	1.5%	1.5%	1.7%	1.4%	1.3%	1.1%	1.0%	0.8%
Pampeana		5.6%	2.4%	5.2%	3.6%	4.7%	3.0%	3.4%	1.7%	2.0%	4.0%	3.4%	2.8%	3.1%	3.7%	4.2%	1.9%	2.7%	2.8%	2.5%	2.1%	1.9%	1.8%	1.6%
Sur		6.4%	4.4%	4.2%	3.8%	3.4%	3.2%	3.0%	2.5%	2.5%	3.6%	3.2%	3.2%	3.8%	4.8%	4.0%	3.1%	3.2%	3.3%	3.3%	2.7%	2.4%	2.4%	2.2%
Promedio		4.0%	2.4%	3.0%	2.7%	3.3%	2.7%	2.2%	1.6%	0.6%	2.2%	2.5%	2.7%	2.8%	3.1%	3.3%	2.1%	2.2%	2.5%	2.3%	2.1%	1.8%	1.6%	1.3%

**Tabla 31: Resumen indicadores clave costos por unidad de escala**

Opex/CSV	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	75.2	74.7	76.2	78.6	55.1	42.5	39.7	42.2	40.4	45.8	42.8	46.8	46.6	46.7	46.3	48.7	57.5	73.7	79.1
Cuyana	79.0	83.6	58.2	60.7	66.6	52.3	43.9	45.3	39.5	42.8	41.6	44.1	46.2	47.6	49.3	54.7	64.9	83.9	86.7
Ban	87.6	88.9	90.2	90.7	89.3	69.7	57.7	60.4	60.1	62.4	62.7	64.2	62.1	60.5	77.7	74.7	79.7	96.7	111.5
Metrogas	75.0	107.6	106.3	86.0	99.3	55.4	51.1	48.3	54.7	57.9	51.2	59.2	61.8	64.0	75.5	82.3	85.6	104.7	120.3
Pampeana	73.5	88.6	93.3	88.6	66.3	43.5	44.9	46.5	51.1	50.0	48.0	53.2	57.9	60.2	63.8	70.2	75.7	90.6	100.5
Sur	83.5	90.3	115.2	107.6	87.6	51.9	52.1	53.7	56.5	55.7	54.8	57.3	61.8	61.4	68.5	75.5	77.1	93.2	109.2
Total	79.0	88.9	89.9	85.4	77.4	52.5	48.2	49.4	50.4	52.4	50.2	54.1	56.1	56.7	63.5	67.7	73.4	90.5	101.2

Capex/CSV	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	129.8	135.1	126.2	128.0	153.3	117.2	104.1	91.6	79.7	66.9	56.9	53.3	44.1	37.2	31.4	27.2	23.2	21.9	25.3
Cuyana	172.0	177.0	167.6	169.1	205.9	159.7	138.9	121.1	105.7	89.8	75.0	69.0	57.0	48.0	40.8	34.4	27.5	25.6	23.2
Ban	137.6	139.3	129.3	129.7	154.3	121.4	108.3	95.8	83.9	73.7	64.0	60.5	52.4	44.7	38.9	34.5	29.2	29.5	27.4
Metrogas	138.6	139.1	131.8	306.5	167.8	131.7	112.1	98.6	88.6	76.7	67.5	64.3	57.2	50.1	44.7	40.6	34.3	33.0	30.4
Pampeana	129.8	135.8	131.9	133.4	155.2	122.4	108.4	96.8	84.8	71.6	60.0	56.6	47.6	41.2	35.0	30.4	25.9	24.7	21.8
Sur	120.8	125.6	123.3	134.5	159.4	127.0	114.8	103.3	93.2	78.6	69.4	60.9	51.8	43.0	41.5	36.3	28.9	28.8	24.7
Total	138.1	142.0	135.0	166.9	166.0	129.9	114.4	101.2	89.3	76.2	65.5	60.8	51.7	44.0	38.7	33.9	28.2	27.2	25.5

Totex/CSV	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	205.0	209.7	202.4	206.6	208.4	159.7	143.9	133.8	120.1	112.6	99.7	100.1	90.7	83.8	77.7	75.9	80.8	95.6	104.4
Cuyana	251.0	260.6	225.8	229.8	272.6	212.0	182.8	166.4	145.2	132.6	116.6	113.2	103.2	95.7	90.1	89.2	92.4	109.4	109.9
Ban	225.3	228.2	219.6	220.4	243.6	191.1	166.0	156.1	144.0	136.0	126.7	124.7	114.5	105.2	116.6	109.2	108.9	126.2	138.9
Metrogas	213.6	246.7	238.1	392.5	267.1	187.1	163.2	146.9	143.2	134.6	118.6	123.5	119.0	114.1	120.2	122.9	119.9	137.7	150.7
Pampeana	203.3	224.4	225.2	222.0	221.4	165.9	153.3	143.3	135.8	121.6	108.0	109.8	105.6	101.4	98.8	100.6	101.6	115.3	122.3
Sur	204.3	216.0	238.5	242.1	247.0	178.9	166.8	156.9	149.7	134.3	124.2	118.2	113.6	104.3	110.0	111.7	106.1	121.9	133.9
Total	217.1	230.9	224.9	252.2	243.4	182.4	162.7	150.6	139.7	128.6	115.6	114.9	107.8	100.8	102.2	101.6	101.6	117.7	126.7

Capex/Totex	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centro	63%	64%	62%	62%	74%	73%	72%	68%	66%	59%	57%	53%	49%	44%	40%	36%	29%	23%	24%
Cuyana	69%	68%	74%	74%	76%	75%	76%	73%	73%	68%	64%	61%	55%	50%	45%	39%	30%	23%	21%
Ban	61%	61%	59%	59%	63%	64%	65%	61%	58%	54%	50%	48%	46%	42%	33%	32%	27%	23%	20%
Metrogas	65%	56%	55%	78%	63%	70%	69%	67%	62%	57%	57%	52%	48%	44%	37%	33%	29%	24%	20%
Pampeana	64%	61%	59%	60%	70%	74%	71%	68%	62%	59%	56%	52%	45%	41%	35%	30%	26%	21%	18%
Sur	59%	58%	52%	56%	65%	71%	69%	66%	62%	59%	56%	52%	46%	41%	38%	32%	27%	24%	18%
Total	64%	61%	60%	66%	68%	71%	70%	67%	64%	59%	57%	53%	48%	44%	38%	33%	28%	23%	20%

Fuente: Elaboración propia

6.2.4 Análisis de Diferencia de Medias

Para aplicar el análisis de diferencias de medias se conformaron series con los principales indicadores de sostenibilidad y viabilidad sectorial antes definidos; el período de análisis es el comprendido entre los años 1998 y 2016. La tabla siguiente presenta la base de datos utilizada para el test de diferencias de medias.

Tabla 32: Resumen indicadores de sostenibilidad y viabilidad sectorial

Submuestr.	Año	EBIT / Ing Oper.	EBIT / ANC	EBIT / Pat. Neto	CDI	Pas. Tot / Act. Tot	EVA	Opex / CSV	Capex / CSV
1	1998	42%	11%	14%	64%	35%	-3.1%	79.0	138.1
1	1999	40%	11%	15%	67%	35%	-2.4%	88.9	142.0
1	2000	42%	13%	16%	73%	35%	-1.0%	89.9	135.0
1	2001	36%	10%	13%	57%	39%	-3.0%	85.4	166.9
1	2002	15%	2%	4%	29%	47%	-7.9%	77.4	166.0
2	2003	21%	3%	5%	31%	43%	-7.3%	52.5	129.9
2	2004	25%	4%	6%	33%	44%	-6.2%	48.2	114.4
2	2005	26%	5%	7%	33%	45%	-5.9%	49.4	101.2
2	2006	23%	5%	7%	52%	35%	-6.6%	50.4	89.3
2	2007	29%	7%	10%	61%	36%	-4.8%	52.4	76.2
2	2008	22%	5%	7%	58%	36%	-6.1%	50.2	65.5
2	2009	17%	4%	6%	57%	39%	-6.8%	54.1	60.8
2	2010	9%	3%	4%	52%	45%	-8.2%	56.1	51.7
2	2011	1%	0%	0%	50%	49%	-9.8%	56.7	44.0
2	2012	-12%	-4%	-8%	48%	58%	-13.0%	63.5	38.7
2	2013	6%	3%	5%	63%	60%	-7.9%	67.7	33.9
2	2014	-9%	-5%	-14%	47%	76%	-14.6%	73.4	28.2
2	2015	-19%	-12%	-40%	38%	85%	-18.6%	90.5	27.2
2	2016	-16%	-11%	-88%	28%	95%	-23.0%	101.2	25.5

Fuente: Elaboración propia

Para dicho horizonte de análisis se definieron dos submuestras, para los períodos correspondientes a 1998-2002 y 2003-2016, respectivamente. Se escogió el año 2002 como límite para dividir las submuestras dado que fue el primer año de promulgación de la Ley de Emergencia Pública, de esta forma se analiza el impacto de la política de congelamiento tarifario (Ley del Látigo) sobre los principales indicadores financieros y de viabilidad sectorial de las distribuidoras de gas de Argentina.

En este contexto se desarrolló un análisis de diferencias de medias a los fines de identificar si las dos submuestras corresponden a poblaciones diferentes, es decir si se produjo un cambio estadísticamente significativo en las medias de las variables entre los dos períodos analizados.

Tabla 33: Medias de las submuestras

Submuestra	Estadístico	EBIT / Ing Oper.	EBIT / ANC	EBIT / Pat. Neto	CDI	Pas. Tot / Act. Tot	EVA	Opex / CSV	Capex / CSV
1 Media		0.35	0.09	0.12	0.58	0.38	(0.03)	84.12	149.60
1 Desvest		0.11	0.04	0.05	0.17	0.05	0.03	5.70	15.57
1 #		5	5	5	5	5	5	5	5
2 Media		0.09	0.01	(0.07)	0.47	0.53	(0.10)	61.88	63.32
2 Desvest		0.17	0.06	0.27	0.12	0.19	0.05	16.27	34.28
2 #		14	14	14	14	14	14	14	14

Como lo muestra la tabla anterior, las medias de los valores de las variables para cada una de las submuestras son diferentes, sin embargo para poder afirmar que tal diferencia es significativa desde el punto de vista estadístico se requiere de una prueba de hipótesis de diferencias de medias.

6.2.4.1 Varianzas Iguales

Conforme se desarrolló en el apartado 6.2.1, bajo el supuesto de varianzas desconocidas y supuestas iguales, el estadístico para el test de diferencias de medias es el t-Student con t_{n+m-2} grados de libertad. Con base en la especificación desarrollada anteriormente, se calculó dicho estadístico t-Student.

La tabla siguiente presenta las medias de las variables para cada uno de los subperíodos analizados, el estadístico t-Student calculado bajo la hipótesis nula de que ambas medias poblacionales son iguales, y el valor crítico correspondiente a los grados de libertad de la muestra analizada.

Tabla 34: Test de diferencias de medias resultados – varianzas desconocidas iguales

Submuestra	Estadístico	EBIT / Ing Oper.	EBIT / ANC	EBIT / Pat. Neto	CDI	Pas. Tot / Act. Tot	EVA	Opex / CSV	Capex / CSV
1 Media		0.35	0.09	0.12	0.58	0.38	(0.03)	84.12	149.60
1 Desvest		0.11	0.04	0.05	0.17	0.05	0.03	5.70	15.57
2 Media		0.09	0.01	(0.07)	0.47	0.53	(0.10)	61.88	63.32
2 Desvest		0.17	0.06	0.27	0.12	0.19	0.05	16.27	34.28
T-student	T-Student	3.14	2.93	1.54	1.65	1.71	2.52	2.94	5.36
T-student	T-Crítico	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11
	Decisión	Rechaza H0	Rechaza H0	Acepta H0	Acepta H0	Acepta H0	Rechaza H0	Rechaza H0	Rechaza H0

Como se puede observar, la hipótesis nula de que las medias poblacionales no difieren estadísticamente entre ambas submuestras es rechazada al 95% de significación en las principales variables analizadas.

De la tabla anterior se desprende que hay una diferencia significativa entre las medias de los indicadores de rentabilidad (EBIT/Ing Oper, EBIT/ANC) y en la creación de valor (EVA). Es decir, a partir de 2003 cambian en forma significativa las condiciones de prestación de los

servicios de Distribución de Gas Natural en Argentina. Este cambio se ve fundamentalmente en la rentabilidad y en la creación de valor. A raíz de las nuevas condiciones imperantes, la industria debió reaccionar modificando los elementos de control que tenía a mano, en una primer instancia los costos operacionales por cliente (Opex/CSV) y posteriormente los gastos de capital, descapitalización de la industria, (Capex/CSV).

Por otra parte, los indicadores de endeudamiento (CDI, Pasivo Total/ Activo Total) no parecen experimentar un cambio significativo.

6.2.4.2 Varianzas Desiguales

Como metodología alternativa se consideró el supuesto de que las varianzas poblacionales son desconocidas y distintas, de esta forma se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 35: Test de diferencias de medias resultados – varianzas desconocidas distintas

Submuestra	Estadístico	EBIT / Ing Oper.	EBIT / ANC	EBIT / Pat. Neto	CDI	Pas. Tot / Act. Tot	EVA	Opex / CSV	Capex / CSV
1	Media	0.35	0.09	0.12	0.58	0.38	(0.03)	84.12	149.60
1	Desvest	0.11	0.04	0.05	0.17	0.05	0.03	5.70	15.57
2	Media	0.09	0.01	(0.07)	0.47	0.53	(0.10)	61.88	63.32
2	Desvest	0.17	0.06	0.27	0.12	0.19	0.05	16.27	34.28
T-student	T-Student	3.80	3.55	2.53	1.38	-2.68	3.46	4.41	7.50
T-student	T-Crítico	2.20	2.20	2.13	2.57	2.11	2.13	2.11	2.12
	Prob 2 Colas	0.003	0.005	0.023	0.226	0.016	0.003	0.000	0.000
	Decisión	Rechaza H0	Rechaza H0	Rechaza H0	Acepta H0	Rechaza H0	Rechaza H0	Rechaza H0	Rechaza H0

Del análisis de los resultados se puede ver que, el test que considera varianzas distintas rechaza la hipótesis nula de igualdad entre las medias de las submuestras para todas las variables analizadas, excepto para la cobertura de deuda con ingresos (CDI). Es decir el test refuta la hipótesis de que las medias poblacionales de las dos submuestras son iguales, por lo tanto se puede asumir que hay una diferencia significativa en las condiciones de prestación de los servicios entre ambos períodos.

En síntesis, los resultados del test de diferencias de medias muestran que se produjo un cambio significativo en las condiciones de prestación de los servicios de distribución de gas natural, a raíz de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública. Es decir, la política regulatoria de la Ley del Látigo afectó la rentabilidad de las empresas distribuidoras de gas natural en Argentina.

7 CONCLUSIONES

El objetivo del estudio consistió en identificar el impacto que la política regulatoria generó

sobre la rentabilidad y eficiencia de las empresas distribuidoras de gas argentinas.

El análisis de eficiencia se abordó mediante la realización de un estudio de *benchmarking* internacional, a través de diferentes especificaciones de fronteras de eficiencia a los fines de determinar si el congelamiento tarifario derivado de la Ley de Emergencia Pública generó los incentivos suficientes para que las empresas argentinas se ubiquen próximas a la frontera de eficiencia. Por otra parte el análisis de rentabilidad se abordó desde la óptica de los estudios de impacto regulatorio, los que pretenden evaluar el impacto de ciertos instrumentos regulatorios sobre una serie de variables objetivo.

En lo referente a la especificación del análisis de frontera paramétrica por el método COLS para el escenario de Opex, la variable red presentó un signo contra intuitivo desde el punto de vista de los preceptos económicos, los otros coeficientes de las variables explicativas presentaron el signo esperado, y resultaron estadísticamente significativos. Adicionalmente se demuestra la existencia de economías de escala, la que es una condición suficiente para caracterizar a la industria como Monopolio Natural. A raíz del signo contra intuitivo de la variable red, se plantearon diferentes especificaciones del modelo, expresando las distintas variables en términos de la extensión de la red, a los fines de incorporar el efecto de la densidad sobre los costos, por otra parte se estimó la variable de escala compuesta y se la incorporó al análisis de eficiencia, posteriormente se calcularon los test de Spearman y se verificó que los ordenamientos de las empresas resultaron similares bajo las distintas metodologías, con esta metodología se convalidó la robustez de los resultados de eficiencia y se subsanó la inconsistencia de la variable red.

En cuanto a los resultados de eficiencia, las empresas de Argentina son relativamente más eficientes que las empresas de otros países de Latinoamérica.

La aplicación de la metodología de fronteras estocásticas (SFA) si bien permite abrir el término de error en los componentes aleatorios e ineficiencia, le asigna muy poco peso al componente aleatorio, por lo que las conclusiones obtenidas con el método COLS no cambian sustancialmente con el método SFA.

En cuanto al análisis no paramétrico (DEA) para el escenario Opex se aprecia que el mismo genera resultados similares al análisis paramétrico, es decir, las empresas de Argentina fueron relativamente más eficientes que el resto, para el período considerado.

En forma adicional se realizó un análisis de consistencia mediante la aplicación de los criterios de Bauer y se concluye que las puntuaciones de eficiencia son consistentes. Esto implica que los resultados obtenidos son robustos y que aplicando metodologías alternativas se puede arribar a la conclusión de que las empresas de Argentina son relativamente eficientes en cuanto a Opex.

En lo referente a la eficiencia en Totex, al igual que en el caso de los Opex la variable red presentó un signo inconsistente con la teoría económica, esta inconsistencia se resolvió al considerar la variable de escala compuesta. En cuanto a los resultados, se puede ver que las empresas de Argentina son relativamente más eficientes que las empresas de los otros países de la región. Si se toma en consideración que el costo de capital de Argentina es 5 puntos porcentuales superior al del resto de los países de la región se puede concluir que la eficiencia (en Opex y Totex) de las distribuidoras de Argentina se obtuvo a través de una marcada desinversión.

En cuanto al análisis del impacto de las medidas de política regulatoria sobre la rentabilidad del sector, el enfoque aplicado fue del tipo “antes” vs “después”, en el que el hito que determina la segmentación de la muestra es la sanción de la Ley 25.561/2002. El estudio se aplicó sobre indicadores representativos de tres dimensiones básicas del servicio como son: sostenibilidad sectorial, creación de valor y viabilidad sectorial.

Del análisis de tales dimensiones se verifica que hasta el año 2011 las empresas distribuidoras, en promedio, obtienen una rentabilidad positiva, sin embargo dicha rentabilidad es inferior al costo de oportunidad del capital a lo largo de todo el período de análisis. En consecuencia, durante prácticamente todo el período de análisis, se dio un proceso de destrucción de valor económico.

En lo que respecta a la dimensión viabilidad sectorial, se observa que, en el período de análisis, se redujo el número de nuevos clientes o factibilidades, a la vez que el consumo por cliente también se redujo.

En la mayoría de las industrias reguladas bajo un esquema de precio máximo el incentivo a la eficiencia viene dado por la posibilidad que tienen las empresas de apropiarse de parte de las ganancias de eficiencia. En caso de que las empresas no consigan las ganancias de eficiencia esperadas o la rentabilidad deseada pueden, bajo ciertas circunstancias, utilizar la calidad

como variable de ajuste. En el caso de la distribución de gas natural en Argentina la variable de ajuste que pudo haber sido utilizada para mantener los márgenes es el número de factibilidades otorgadas a los nuevos clientes.

En lo que respecta a las variables Opex/cliente y Capex/cliente, el fenómeno que se observa es que, a partir del año 2002 se da el proceso de congelamiento tarifario, sin embargo durante el período de análisis, los costos operacionales se incrementaron continuamente, por lo tanto para mantener los márgenes de rentabilidad las empresas se ven obligadas a reducir las inversiones (Capex), esta reducción de inversiones retroalimenta la ineficiencia en Opex, iniciando así una especie de espiral o círculo vicioso de incremento de Opex y reducción de inversiones.

La Ley del látigo aplicada a las empresas distribuidoras de gas natural en Argentina tuvo una serie de efectos sobre la eficiencia y la rentabilidad de las empresas. Así las empresas argentinas, para el período analizado, resultaron relativamente más eficientes que el resto de las empresas de la región latinoamericana. Esta mayor eficiencia se dio tanto en costos operacionales (Opex), como en costos totales (Totex), los que incluyen los costos de capital. Esta eficiencia no se vio trasladada hacia una mayor rentabilidad de las empresas argentinas, por el contrario, fue la caída en los márgenes de rentabilidad la que obligó a las empresas argentinas a tornarse más eficientes. Una vez que se explotaron todas las ganancias de eficiencia posibles, el ajuste, para mantener los márgenes, se trasladó hacia la viabilidad sectorial en la forma de una reducción en el número de factibilidades otorgadas a los nuevos clientes, como así también en una política de desinversión general de la industria. Por otra parte, cabe destacar que durante todo el período de análisis se evidenció un proceso de destrucción de valor agregado.

8 BIBLIOGRAFÍA

- Aigner, D. J., & Chu, S. F. (1968). “On Estimating the Industry Production Function”. *American Economic Review*, 58(4), 826-839.
- Aigner, D. J., Lovel, C. A., & Schmidt, P. (1977). “Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models”. *Journal of Econometrics*, 6, 21-37.
- Álvarez, A. (2001). *La medición de la eficiencia y la productividad*. World Bank Institute.
- Amirteimoori, A., Despotis, D., & Kordrostami, S. (2012). “Variables reduction in data envelopment analysis”. *Optimization*, 63(5), 735-745.
- Bauer, P., Berger, A., Ferrier, G., & Humphrey, D. (1998). “Consistency Conditions for Regulatory Analysis of Financial Institutions: A Comparison of Frontier Efficiency Methods”. *Journal of Economics and Business*, 50, 85-114.
- Brown, A. C., Stern, J., Tenenbaum, B., & Gencer, D. (2006). *Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems*. The World Bank.
- Charnes, A., Cooper, W., & Rhodes, E. (1978). “Measuring the Efficiency on Decision Making Units”. *European Journal of Operational Research*, 1978(1), 429-444.
- Christensen, L., Jorgenson, D., & Lau, L. (1973). “Transcendental Logarithmic Production Frontiers”. *The Review of Economics and Statistics*, 28-45.
- Coelli, T., & Perelman, S. (1999). “A comparison of parametric and non-parametric distance functions: With application to European railways”. *European Journal of Operational Research*, 326-339.

-
- Coelli, T., Rao, D., & Battese, G. (1998). *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*. Kluwer Academic Publishers.
 - Coelli, T., Rao, D., Battese, G., & O'Donnell, C. (2005). *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis* (2.^a ed.). Springer. USA.
 - Decreto 180 de 2004, (2004). Poder Ejecutivo Nacional. Boletín Oficial de la República Argentina, N° 30.340. Fecha 16 de febrero de 2004.
 - Decreto 181 de 2004, (2004). Poder Ejecutivo Nacional. Boletín Oficial de la República Argentina, N° 30.340. Fecha 16 de febrero de 2004.
 - Erbetta, F., & Rappuoli, L. (2008). "Optimal scale in the Italian gas distribution industry using data envelopment analysis". *The International Journal of Management Science*, 36, 325-336.
 - Ertürk, M., & Türüt-Asik, S. (2011). "Efficiency analysis of Turkish natural gas distribution companies by using data envelopment analysis method". *Energy Policy*, 39, 1426-1438.
 - Farrell, M. J. (1957). "The measurement of productive efficiency". *Journal of the Royal Statistics Society*, 120, 253-281.
 - Farsi, M., Filippini, M., & Kuenzle, M. (2007). "Cost efficiency in the Swiss gas distribution sector". *Energy Economics*, 29, 64-78.
 - Mercadier, A. C., Ferro, G. & Cont, W. (2016). "Economies of scale in the water and sanitation sector of Peru". *Journal of Productivity Analysis*, 45(2), 215-228.

-
- Fried, H., Lovell, K., & Schmidt, S. (2008). *The Measurement of Productive Efficiency and Productivity Growth*. Oxford University Press.
 - Greene, W. (2000). *Simulated Likelihood Estimation of the Normal-Gamma Stochastic Frontier Function*. Stern School of Business, New York University. Disponible en www.stern.nyu.edu
 - Greene, W. (2005). “Reconsidering heterogeneity in panel data estimators of the stochastic frontier model”. *Journal of Econometrics*, 126, 269-303.
 - Harrington, W., & Morgenstern, R. (2004). *Evaluating Regulatory Impact Analyses*. Resources for the Future. Washington D.C. Discussion Paper 04-04
 - Hollas, D., Macleod, K., & Stansel, S. (2002). “A Data Envelopment Analysis of Gas Utilities’ Efficiency”. *Journal of Economics and Finance*, 26(2).
 - Kataoka, M. (2016). *Interprovincial efficiency differentials in Indonesia’s pre-and post-crisis economy*. College of Business, Rikkyo University. Tokyo, Japan.
 - Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, Pub. L. No. 25561 (2002). Boletín Oficial de la República Argentina, N° 29.810. Fecha 07 de febrero de 2002.
 - Liu, T. (2011). “Local monopoly, network effects and technical efficiency – evidence from taiwan’s natural gas industry”. *Global journal of business research*, 5(1).
 - Lo Storto, C. (2018). “A Nonparametric Economic Analysis of the US Natural Gas Transmission Infrastructure: Efficiency, Trade-Offs and Emerging Industry Configurations”. *Energies*, 11.

-
- Lofstedt, R. (2004). “The Swing of the Regulatory Pendulum in Europe: From Precautionary Principle to (Regulatory) Impact Analysis”. *Journal of Risk and Uncertainty*, 28(3).

 - Markowitz, H. M. (1952). «Portfolio Selection». *The Journal of Finance*, 7(1), 77–91.

 - Marques, V., Almeida, P., Cunha, M., Rocha, M., & Trindade, A. (2012). “What Drives Efficiency on the Portuguese Gas Distribution”. *9th International Conference on the European Energy Market*.

 - Neuberg, L. G. (1977). “Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems”. *The Bell Journal of Economics*, 8(1), 303-323.

 - OCDE. (2004). *Regulatory performance: Ex post evaluation of regulatory tools and institutions*. Draft report by the Secretariat 27-28 September 2004, GOV/PGC/REG(2004)6.

 - OCDE. (1997). *Regulatory Impact Analysis: Best Practice in OECD Nations*. Disponible en <https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/35258828.pdf>

 - OFGEM. (2010). *RIIO: A new way to regulate energy networks*”. *Final Decision Document*. October 2010, London

 - OFGEM. (2018). *RIIO-2 Framework Decision*. Ofgem, London. www.ofgem.gov.uk

 - OFGEM. (1999), “Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000. Distribution Price Control Review”, Consultation Paper. London

 - Podinoswki, V. (2002). “Weight Restrictions and Radial Measures of Efficiency”. *Warwick Business School, Research Papers*, 352.

-
- Resolución MINEM 31 de 2016, (2016). Boletín Oficial de la República Argentina, N° 33.348. Fecha 01 de abril de 2016.
 - Resolución MINEM 129 de 2016, (2016). Boletín Oficial de la República Argentina, N° 33.417. Fecha 12 de julio de 2016.
 - *Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000. Distribution Price Control Review.* (1999).
 - Rodríguez Pardina, M., & Rossi, M. (1999). *Medidas de eficiencia y regulación: Una ilustración del sector de distribuidoras de gas en Argentina.* Texto de Discusión N° 14.
 - Rossi, M. (2000). *Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatization in the gas distribution sector in Argentina.* CEER, Working Paper 7.
 - Satterthwaite, F. E. (1946). An Approximate Distribution of Estimates of Variance Components. *Biometrics Bulletin*, 2.
 - Sharpe, W. F. (1964). “Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk”. *The Journal of Finance*, 19(3), 425-442.
 - Tovar, B., Ramos-Real, J., & Almeida, E. (2015). “Efficiency and performance in gas distribution. Evidence from Brazil”. *Applied Economics*, 47(50).
 - Welch, B. L. (1947). “The generalization of “student’s” problem when several different population variances are involved”. *Biometrika*, 34, 28-35.
 - World Bank. 2017. *Joining Forces for Better Services?: When, Why, and How Water and Sanitation Utilities Can Benefit from Working Together.* Washington, DC, World Bank

-
- Yu, W., Jamasb, T., & Pollitt, M. (2009). “Willingness-to-pay for Quality of Service: An application to Efficiency Analysis of the UK Electricity Distribution Utilities”. *The Energy Journal*, 30(4), 1-47.

 - Zoric, J., Hrovatin, N., & Scarsi, G. C. (2011). “Gas Distribution Benchmarking of Utilities from Slovenia, the Netherlands and the UK: an Application of Data Envelopment Analysis”. *South East European Journal of Economics and Business*, 4(1).